

dena-STUDIE

# System- sicherheit 2050

**Systemdienstleistungen und Aspekte der  
Stabilität im zukünftigen Stromsystem**

Teil 1: Ergebniszusammenfassung und Handlungsbedarfe  
(dena-Plattform Systemdienstleistungen)

Teil 2: Gutachterbericht (ef.Ruhr)

## **Impressum**

### **Herausgeber:**

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)  
Chausseestraße 128 a  
10115 Berlin  
Tel.: +49 (0)30 66 77-0  
Fax: +49 (0)30 66 77-699  
E-Mail: info@dena.de  
Internet: www.dena.de

### **Autoren Teil 1:**

Elias Brunken, dena  
Stefan Mischinger, dena  
Jakob Willke, dena

### **Autoren Teil 2:**

Dr.-Ing. Christian Wagner  
Dr.-Ing. Marco Greve  
Maik Tretschock, M. Eng.  
Dr.-Ing. Stefan Kippelt  
Dr.-Ing. Jonas Maasmann  
Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt  
Dr.-Ing. Ulf Häger  
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

### **Stand:**

04/2020

### **Bildnachweis:**

Shutterstock: Titelbild/S. 6 – Capitano Productions Eye,  
S. 9 – Pfalzdrone, S. 21 – CAT SCAPE, S. 29 – engel.ca, S. 31 – B-roll Shots;  
iStock: S. 18 – Mawardibahar, S. 34 – SergBob  
Alle anderen Bilder Copyright: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

### **Konzeption & Gestaltung:**

Heimrich & Hannot GmbH

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Die Studie wurde im Rahmen der dena-Plattform Systemdienstleistungen erstellt. Die dena-Plattform Systemdienstleistungen versteht sich als zentrales Bindeglied zwischen Marktakteuren (Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, Hersteller etc.), Behörden, Politik und Fachöffentlichkeit. Im Themenfeld Systemdienstleistungen werden Herausforderungen und Lösungsansätze vor deren technischem Hintergrund fundiert analysiert und hinsichtlich ihrer ökonomischen und gesellschaftlichen Konsequenzen bewertet. Die stakeholderübergreifenden Diskussionen haben das Ziel, eine Brücke von technischen zu politischen Themen zu schlagen. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat das Studienprojekt initiiert und geleitet. Die wissenschaftlichen Untersuchungen wurden von dem Forschungspartner ef.Ruhr GmbH durchgeführt. Teil 1 und Teil 2 der Veröffentlichung sind in enger fachlicher Abstimmung und unterstützt durch die Experten der Partner der Plattform erstellt worden.

### **Bitte zitieren als:**

Deutsche Energie-Agentur (dena, 2020):  
„dena-Studie Systemsicherheit 2050“

# Die dena-Studie Systemsicherheit 2050 ist gegliedert in zwei Teile:

**Teil 1:**  
**Ergebniszusammenfassung und Handlungsbedarfe**  
**(dena-Plattform Systemdienstleistungen)**

**Teil 2:**  
**Gutachterbericht (ef.Ruhr)**

## Inhalt Teil 1 1-39

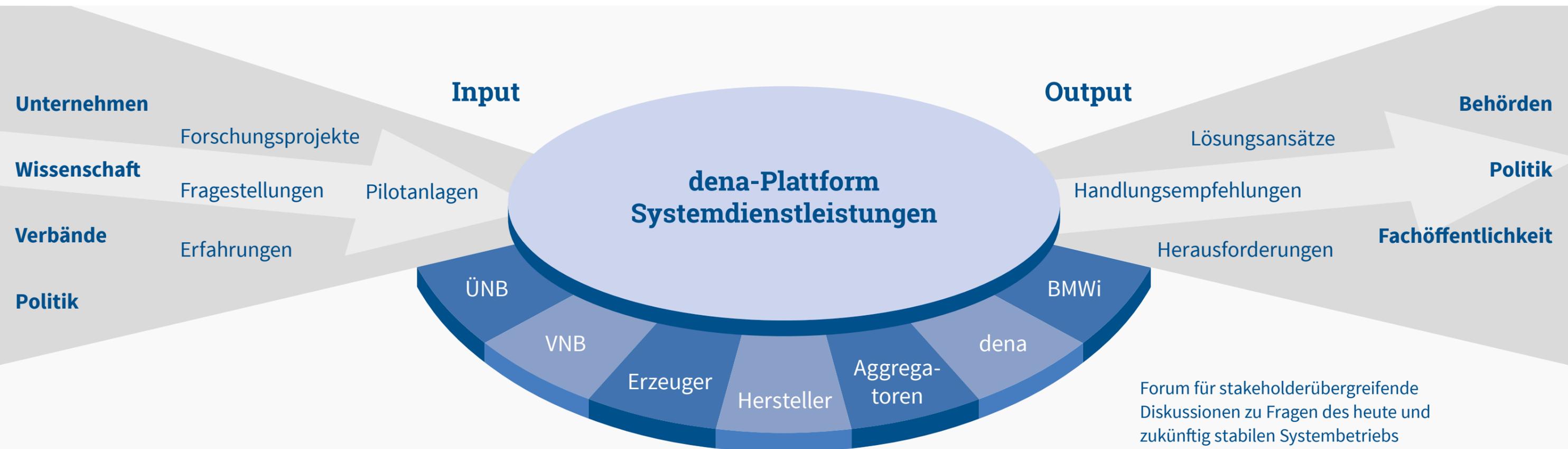
<b>Executive Summary .....</b>	<b>6</b>
<b>1 Zusammenfassung der Studie .....</b>	<b>9</b>
1.1 Hintergrund und Ziele .....	9
1.2 Entwicklungen im Stromsystem.....	13
1.2.1 Betriebsführung.....	15
1.2.2 Spannungshaltung.....	16
1.2.3 Netzwiederaufbau .....	21
1.2.4 Frequenzhaltung .....	22
1.2.5 Stabilitätsaspekte – Beherrschung eines System Splits.....	27
<b>2 Fazit und übergeordnete Handlungsbedarfe.....</b>	<b>34</b>
<b>Verzeichnisse und Abkürzungen .....</b>	<b>38</b>

## Inhalt Teil 2 40-230

<b>1 Einleitung.....</b>	<b>9</b>
<b>2 Szenarien und Netznutzergruppen .....</b>	<b>14</b>
<b>3 Technische Anforderungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen .....</b>	<b>29</b>
<b>4 Zukünftige Möglichkeiten zur Systemdienstleistungserbringung .....</b>	<b>45</b>
<b>5 Mittel- und langfristige Gesamtanforderungen .....</b>	<b>74</b>
<b>6 Ableitung der zukünftigen Anforderungen an Systemdienstleistungen .....</b>	<b>124</b>
<b>7 Kernaussagen .....</b>	<b>160</b>
<b>8 Glossar .....</b>	<b>175</b>
<b>9 Literaturverzeichnis .....</b>	<b>177</b>

# Teil 1

## Ergebniszusammenfassung und Handlungsbedarfe



Partner der dena-Plattform Systemdienstleistungen





# Executive Summary

Die Klimaschutzziele für 2050 können – entsprechende Anstrengungen vorausgesetzt – erreicht und dabei die Nachfrage nach Energie zuverlässig gedeckt werden. Das haben in den vergangenen Jahren Studien wie die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende gezeigt. Damit dabei auch die Versorgungssicherheit weiterhin bis 2050 gewährleistet werden kann, muss neben der Bereitstellung der benötigten Energiemengen allerdings auch ein zuverlässiger Betrieb der Stromnetze sichergestellt werden. Auf diesen Aspekt einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung – die sogenannte Systemsicherheit – legt die vorliegende Studie ihren Fokus.

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass vom Zieljahr 2050 aus betrachtet ein sicherer Systembetrieb technisch möglich ist. Die hierfür erforderlichen Weiterentwicklungen heutiger Technologien und Prozesse sind nach Einschätzung der dena-Plattform Systemdienstleistungen realisierbar. Voraussetzung dafür, dass zukünftige Netznutzer die erforderlichen technischen Eigenschaften mitbringen, ist die vorausschauende Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen und technischen Anschlussrichtlinien. So kann den Entwicklungszeiten technischer und prozessualer Innovationen sowie der zum Teil langen Nutzungsdauer von Anlagen im Stromnetz ausreichend Rechnung getragen werden.

Die Studienergebnisse stützen sich auf zwei Szenarien, die sich in zentralen Ausprägungen des zukünftigen Energiesystems, wie der installierten Leistung und der Intensität des grenzüberschreitenden Stromhandels, deutlich unterscheiden. Die von der dena-Plattform Systemdienstleistungen abgeleiteten Handlungsbedarfe können daher trotz der Unsicherheit zukünftiger Entwicklungen als robust betrachtet werden.

## Zentrale Entwicklungen für die System-sicherheit und Handlungsbedarfe im Überblick

### Betriebsführung: Komplexität beherrschen und Zusammenarbeit stärken

Das integrierte Energiesystem der Zukunft zu betreiben wird auch eine komplexe Koordinationsaufgabe. Das Verhalten von einer großen Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen muss orchestriert und mit den Anforderungen des Systems in Einklang gebracht werden. Darüber hinaus gewinnt die netzebenenübergreifende Zusammenarbeit an Bedeutung, weil potenzielle Erbringer von Systemdienstleistungen zunehmend in den Verteilnetzen angeschlossen werden.

- Vorangetrieben durch Vorgaben aus dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz<sup>1</sup> werden Anlagen aus den Verteilnetzen ab 100 kW zukünftig in den Redispatch einbezogen. Hierbei muss gewährleistet werden, dass die Belange der Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber in Einklang gebracht werden. Entsprechende Regelungskonzepte und Kommunikationsprozesse an der Schnittstelle zwischen den Netzbetreibern werden daher derzeit erweitert. Die Studie zeigt, dass im Bereich der Betriebsführung auch für die Bereitstellung anderer Systemdienstleistungen vergleichbare Prozesse etabliert werden müssen, z. B. für die Bereitstellung von Regelenergie und Blindleistung.
- Um die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende zu minimieren, werden in Deutschland Maßnahmen zur optimierten Auslastung der Stromnetze umgesetzt. Die höhere Auslastung der Netze führt gleichzeitig dazu, dass theoretische Potenziale für die netzebenenübergreifende Erbringung von Systemdienstleistungen, wie sie im Rahmen der Studie ermittelt wurden, reduziert werden können. Diese Wechselwirkungen sind bei der (Weiter-)Entwicklung der Betriebsführungsprozesse und netzebenenübergreifenden Zusammenarbeit zu berücksichtigen.

### Spannungshaltung: Anforderungen konkretisieren und Blindleistungsquellen erschließen

Das Blindleistungsangebot nimmt in den Übertragungsnetzen aufgrund des Kernenergie- und Kohleausstiegs bereits vor 2050 erheblich ab. Der Blindleistungsbedarf muss daher durch zusätzliche Maßnahmen gedeckt werden. In den Verteilnetzen entstehen durch den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen und Sektorkopplung neue Quellen für die Bereitstellung von Blindleistung. Gleichzeitig verändern sich durch komplexere Betriebs-situationen die Anforderungen an die Blindleistungserbringung.

- Zukünftig wird auch im Normalbetrieb – also ohne das Auftreten eines Störfalls – der Bedarf einer schnelleren Form der Blindleistungsbereitstellung steigen. Als Grundlage für eine technologieoffene Beschaffung dieser „schnellen Blindleistung“ sollten die für die Bereitstellung erforderlichen technischen Fähigkeiten dezentraler Anlagen eindeutig beschrieben werden. Hierbei ist in den technischen Anschlussrichtlinien auf eine eindeutige Abgrenzung zu den Anforderungen für die Bereitstellung langsamer (quasistationärer) Blindleistung zu achten, die durch die Vorgabe von Sollwerten geregelt wird.
- Die Studie zeigt, dass 2050 theoretisch das Potenzial besteht, die stationären Blindleistungsbedarfe der Übertragungsnetze aus Quellen in den Verteilnetzen zu decken. Voraussetzung dafür ist, dass Wirkleistungsengpässe durch Netzausbau weitgehend beseitigt werden und die dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz in der Lage sind, unabhängig von ihrer Einspeisung Blindleistung bereitzustellen (Statcom-Fähigkeit). Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass die identifizierten Potenziale nur zu Teilen abgerufen werden können, wenn die Stromnetze zukünftig für einen höheren Stromtransport optimiert werden. Weiterführende Potenzialanalysen sollten daher die Wechselwirkungen zwischen Blindleistungsbedarfen und -potenzialen sowie Maßnahmen zur höheren Netzauslastung genauer untersuchen. Neben technischen Analysen ist außerdem eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit erforderlich.

<sup>1</sup> Netzausbaubeschleunigungsgesetz NABEG (Bundesregierung, letzte Änderung: 2019).

### **Netzwiederaufbau: Vorhandene Fähigkeiten nutzen und Konzepte weiterentwickeln**

Der Netzwiederaufbau wird in Zukunft komplexer werden, da das Verhalten von einer Vielzahl dezentraler Anlagen netzebenenübergreifend einbezogen werden muss. Gleichzeitig hat u. a. die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende gezeigt, dass langfristig zusätzliche Gaskraftwerke benötigt werden, um die Stromnachfrage zu decken. Da diese Kraftwerke für den Netzwiederaufbau genutzt werden können, kann an den bestehenden Konzepten für den Netzwiederaufbau prinzipiell festgehalten werden.

- Der Netzwiederaufbau sollte daher unverändert aus den Übertragungsnetzen geführt werden. Je nachdem, in welcher Spannungsebene die schwarzstartfähigen Kraftwerke angeschlossen sein werden, müssen bestehende Konzepte allerdings weiterentwickelt werden.
- Es besteht die Möglichkeit, dass zukünftig inselnetzfähige Bereiche für die lokale Wiederversorgung entstehen. Ob diese technischen Fähigkeiten sinnvoll für den überregionalen Netzwiederaufbau genutzt werden können, sollte Gegenstand weiterer Forschung sein.
- Für die Synchronisierung der Netzebenen müssen insbesondere neue Konzepte zur Abstimmung zwischen Übertragungsnetzen und ländlichen, einspeisegeprägten Verteilnetzen entwickelt werden.

### **Frequenzhaltung und -stabilität: Umrichter ausreizen und weiterentwickeln**

Frequenzhaltung und -stabilität sind grundsätzlich immer für das betreffende Synchrongebiet zu betrachten (hier das Verbundnetz von Kontinentaleuropa). Im Rahmen der Frequenzhaltung entstehen neue technische Möglichkeiten durch die schnelle Reaktionsfähigkeit der Leistungselektronik neuer Netznutzer. Die verminderte Einspeisung aus Synchrongeneratoren und eine abnehmende Frequenzabhängigkeit der Lasten führen allerdings zu Herausforderungen hinsichtlich der zu erwartenden Frequenzgradienten. Sowohl im Normalbetrieb als auch im Störfall sind daher zusätzliche Maßnahmen erforderlich.

- Die Studie zeigt, dass 2050 ein kleiner Anteil der Windkraft- und Photovoltaikanlagen sowie flexible Lasten ausreichend Leistung für die Frequenzrückführung durch Sekundär- und Minutenregelleistung bereitstellen könnten. Hierfür sind die notwendigen Rahmenbedingungen und Anreize zu schaffen.

- Die Frequenzstabilisierung durch Primärregelleistung (PRL) ist auf einen Kraftwerksausfall von 3 GW ausgelegt. Bis 2050 müssen weitere Maßnahmen ergriffen werden, damit in einer solchen Situation der Normalbetrieb aufrechterhalten werden kann. Die Studienergebnisse zeigen, dass hierfür keine zusätzliche Momentanreserve erforderlich wäre. Eine schnellere Form der Regelleistung, die durch Netznutzer mit Leistungselektronik bereitgestellt werden kann, reicht aus – vorausgesetzt die Frequenzabhängigkeit der Lasten geht nicht deutlich zurück. Der Bedarf einer schnelleren Regelleistung hängt allerdings auch davon ab, in welchem Maße zusätzliche Momentanreserve zur Beherrschung eines System Splits ins System kommt. Die Einführung sollte daher im Rahmen eines abgestimmten Gesamtkonzepts geprüft werden.
- Die Studienergebnisse zeigen, dass für die Beherrschung eines System Splits, wie er 2006 aufgetreten ist, im Vergleich zu heute, ein erheblicher zusätzlicher Bedarf an Momentanreserve entstehen wird. In weiteren Untersuchungen gilt es, den Systembedarf für zusätzliche Szenarien und für unterschiedliche Konzepte zur Beherrschung eines System Splits genauer zu quantifizieren. Gleichzeitig besteht dadurch, dass konventionelle Kraftwerke in Zukunft in vielen Stunden des Jahres kaum Momentanreserve bereitstellen können, noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei alternativen Maßnahmen zur Absicherung eines System Splits. Prinzipiell können dezentrale Energieanlagen (Erzeuger, Speicher und Lasten) Momentanreserve bereitstellen. Allerdings nur, wenn sie mit netzbildenden Umrichtern ausgestattet werden. Die entsprechenden Konzepte und die erforderlichen Technologien sind vorhanden, müssen aber noch weiterentwickelt werden. Auch die Potenziale einer regionalen Optimierung von Angebot und Nachfrage, um Leistungssprünge bei einem System Split zu begrenzen, sind noch nicht ausreichend untersucht. Das Gleiche gilt für eine mögliche Nutzung von HGÜ-Leitungen, um Leistungsgradienten zwischen Teilnetzen teilweise auszugleichen. Obwohl es noch weiterer Analysen bedarf, sind Experten der dena-Plattform Systemdienstleistungen der Überzeugung, dass technische Lösungen zur Beherrschung eines System Splits und anderer Aspekte der Stabilität greifbar sind.



# 1 Zusammenfassung der Studie

## 1.1 Hintergrund und Ziele

Mit der Verabschiedung des Bundes-Klimaschutzgesetzes<sup>2</sup> wurde das Ziel ausgegeben, Deutschland bis 2050 klimaneutral mit Energie zu versorgen. Die Stromerzeugung muss hierfür von einer überschaubaren Anzahl konventioneller Großkraftwerke auf Millionen dezentraler Erzeugungsanlagen umgestellt werden. Strom wird hierdurch zunehmend an Standorten mit guten Wetterbedingungen und nicht mehr vorrangig in der Nähe von Verbrauchszentren produziert. An die Stelle regelbarer, direktgekoppelter Kraftwerke in den Übertragungsnetzen tritt vermehrt die volatile Einspeisung aus umrichtergekoppelten erneuerbaren Energien in den Verteilnetzen. Durch neue Verbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen wird darüber hinaus der Stromverbrauch langfristig steigen<sup>3</sup>. Gleichzeitig nimmt die Flexibilität auf der Lastseite deutlich zu. Für den Betrieb des Stromsystems führen diese Entwicklungen zu einem radikalen Wandel und werfen die Frage auf, welche Maßnahmen ergriffen werden müssen, damit die Systemsicherheit – also die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Systembetriebs – 2050 und auf dem Weg dahin gewährleistet bleibt.

<sup>2</sup> Bundes-Klimaschutzgesetz, Verabschiedung am 15.11.2019 durch den Deutschen Bundestag.

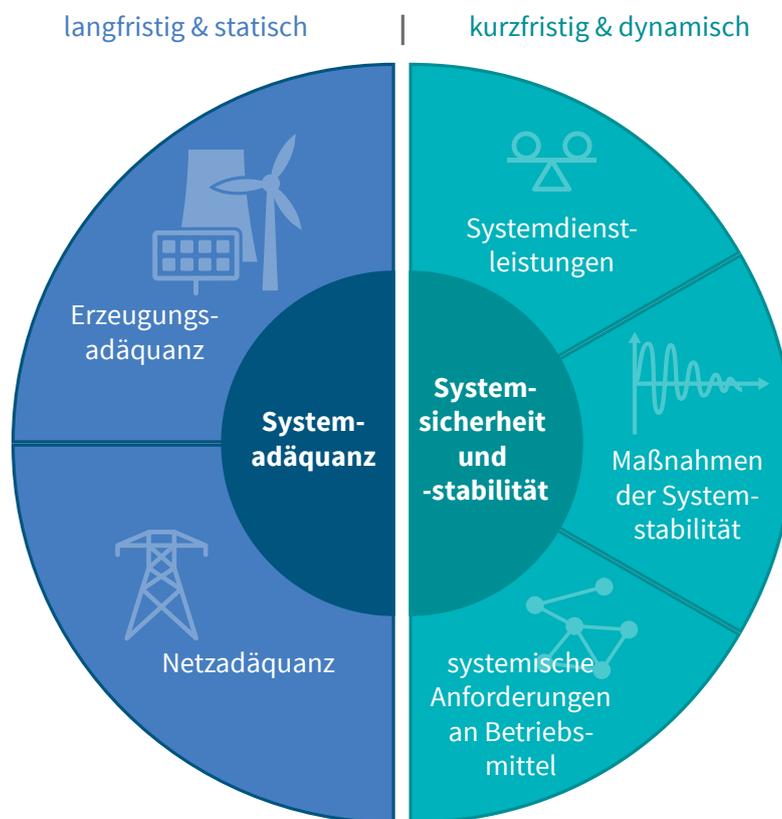
<sup>3</sup> Unter anderem dena (2018): „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“.

**Erzeugungsdäquanz – nur ein Aspekt der Versorgungssicherheit**

In den letzten Jahren haben verschiedene umfangreiche Studien Transformationspfade zu einer Treibhausgasreduktion von 80 bis 95 Prozent bis 2050 untersucht<sup>4</sup>. Unter anderem die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende hat dabei gezeigt, dass durch erhöhte Anstrengungen in allen Sektoren und durch die Weiterentwicklung bereits heute vorhandener Technologien die klimapolitischen Ziele erreicht werden können.

Versorgungssicherheit wird im Rahmen der Studien allerdings vor allem mit Blick auf die sogenannte Erzeugungsdäquanz – die zuverlässige Erzeugung der nachgefragten Energiemengen – betrachtet (vgl. Abbildung 1).

Untersucht wird dabei, wie viel gesicherte Leistung erforderlich ist, um die Jahreshöchstlast abzudecken. Darüber hinaus hat insbesondere der Vergleich unterschiedlicher Studien die Frage aufgeworfen, inwieweit die Energieerzeugung auf die Überbrückung einer sogenannten kalten Dunkelflaute<sup>5</sup> ausgelegt werden sollte. Trotz zum Teil deutlich abweichender Annahmen und Ergebnisse sind sich die Studien in ihrem Fazit weitgehend einig. Eine zuverlässige Stromproduktion und das Erreichen der Klimaschutzziele sind kein Widerspruch.



- Veränderungen im Stromsystem**
- Liberalisierung des Strommarkts
  - Erneuerbare Energien
  - Dezentralisierung
  - Digitalisierung
  - Sektorkopplung

**Abbildung 1:** Klassische Elemente der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit

<sup>4</sup> Unter anderem (dena, 2018), (Fraunhofer ISI u. w., 2017), (The Boston Consulting Group, Prognos, 2018), (ESYS, 2017).

<sup>5</sup> Unter anderem dena-Leitstudie Integrierte Energiewende (dena, 2018), BMWi-Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Fraunhofer ISI u. w., 2017).

## **Systemsicherheit als zweites wesentliches Element für Versorgungssicherheit**

Die Notwendigkeit, jederzeit ausreichend Energie zu erzeugen, um die Stromnachfrage decken zu können, ist allerdings nur ein Aspekt der Versorgungssicherheit (vgl. Abbildung 1). Für eine sichere und unterbrechungsfreie Stromversorgung muss das System in der Lage sein, technische Grenzwerte im Normalbetrieb einzuhalten sowie Störungen im Systembetrieb zu vermeiden und dynamisch auf eintretende Fehler zu reagieren. Die notwendigen Fähigkeiten und Eigenschaften werden unter dem Begriff Systemsicherheit zusammengefasst. Ein wichtiges Element der Systemsicherheit sind die Systemdienstleistungen. Sie sorgen u. a. dafür, dass im laufenden Betrieb technische Grenzwerte eingehalten werden, und bringen die Handelsergebnisse der Strommärkte durch Maßnahmen wie den Redispatch oder die Erbringung von Regelleistung mit den physikalischen Gegebenheiten im Stromsystem in Einklang. Darüber hinaus sind für das Eintreten von Störfällen Stabilitätsmaßnahmen vorgesehen, um den teilweisen Ausfall, die Verbreitung von Störungen oder sogar den vollständigen Blackout des Systems abzuwenden.

Auf Grundlage der Transformationspfade, die das Szenario EL95<sup>6</sup> aus der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende und das Basisszenario<sup>7</sup> der Langfrist- und Klimaszenarien des BMWi beschreiben, untersucht die vorliegende Studie, wie sich die Veränderungen des Energiesystems auf den Systembetrieb und die Systemsicherheit 2050 auswirken. Auf Datenbasis der beiden Szenarien werden die Auswirkungen auf die systemischen Anforderungen an die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie die Beherrschung eines System Splits – eines Teilaspekts der Stabilität – analysiert. Durch einen Abgleich mit den technischen Fähigkeiten zukünftiger Erzeugungsanlagen, flexibler Verbraucher und Speicher wird aufgezeigt, durch welche technischen Lösungen die entstehenden Bedarfe auch zukünftig gedeckt werden können.

Obwohl die betrachteten Szenarien in wesentlichen Ausprägungen, wie den angestrebten Klimazielen, der installierten Leistung von erneuerbaren Energieanlagen und dem grenzüberschreitenden Stromaustausch, deutlich voneinander abweichen, unterscheiden sich die zentralen Erkenntnisse nur unwesentlich.

In vielen Stunden des Jahres müssen Vorleistungen, die bisher noch fast ausschließlich von konventionellen Kraftwerken erbracht werden, durch neue Netznutzer und zusätzliche Netzbetriebsmittel bereitgestellt werden. Beispielsweise bei der Regelleistung verfügen Erzeugungsanlagen, flexible Verbraucher und Speicher bereits heute über die erforderlichen technischen Fähigkeiten. In anderen Bereichen sind notwendige technische Fortschritte greifbar. Wenn die Betriebsführung z. B. durch neue Regelungsverfahren weiterentwickelt wird und technische Vorgaben sowie der regulatorische Rahmen vorausschauend angepasst werden, kann auch in einem klimaneutralen Energiesystem ein sicherer und zuverlässiger Systembetrieb gewährleistet werden.

## **Untersuchungsschwerpunkt**

Der Fokus der vorliegenden Studie liegt auf den technischen Optionen, die sich für die verschiedenen Systemdienstleistungen und ausgewählte Aspekte der Stabilität in den betrachteten Zielsystemen ergeben. Es zeigt sich, dass für alle betrachteten Bereiche ein zukünftiger Systembetrieb technisch darstellbar ist, der im wesentlichen auf einer Fortschreibung der heutigen Ansätze beruht. Die Studie schließt nicht aus, dass es grundsätzlich alternative Ansätze geben kann. Diese waren jedoch nicht im Fokus der Untersuchung. Für eine effiziente technische Bereitstellung und wirtschaftliche Beschaffung sind darüber hinaus die volkswirtschaftlich entstehenden Kosten, von den Investitionskosten über die Betriebskosten bis hin zu weiteren Kosten, die beispielsweise durch zusätzlichen Netzausbau entstehen können, zu betrachten. Zusammen mit der Betrachtung der Kostenseite stellt sich auch die Frage nach der Ausgestaltung eines geeigneten regulatorischen Rahmens und der Kostenanerkennung.

Die gesamtwirtschaftliche Kostenbetrachtung sowie regulatorische Fragen sind nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. Insgesamt gilt es jedoch die Lösungen, die bei geringeren Kosten eine höhere Effizienz ermöglichen, zu priorisieren. Die vorliegende Studie leistet mit ihrer technischen Betrachtung dazu einen Beitrag.

<sup>6</sup> Das Szenario EL95 der dena-Leitstudie beschreibt eine 95%ige Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 auf der Basis einer starken sektorübergreifenden Elektrifizierung mit vergleichsweise geringem Beitrag des Auslands an der deutschen Energieversorgung.

<sup>7</sup> Das Basisszenario der Langfrist- und Klimaszenarien des BMWi beschreibt eine 82%ige Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 auf der Basis eines moderaten innerdeutschen Ausbaus erneuerbarer Energien und eines verstärkten Beitrags des Auslands an der deutschen Energieversorgung.

## Zentrale Begriffe rund um den Systembetrieb

Von der Versorgungssicherheit bis zur Vorleistung

### **Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit**

Eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ist eines der übergeordneten energiepolitischen Ziele. Energiesysteme werden daher so gestaltet, dass heute und in Zukunft die Nachfrage nach Elektrizität sicher und unterbrechungsfrei gedeckt werden kann. Jederzeit die Nachfrage decken und die Energie zu den Verbrauchern transportieren zu können, ist dabei genauso wichtig wie ein sicherer Betrieb des Stromsystems.

### **Systemsicherheit – Gewährleistung eines unterbrechungsfreien Systembetriebs**

Im Betrieb der Stromnetze wirken eine Vielzahl von Akteuren und technischen Einheiten zusammen. Aufgrund komplexer Zusammenhänge lassen sich selbst häufig auftretende betriebliche Ereignisse zum Teil nicht vorhersagen. Das System ist daher darauf ausgelegt, dynamisch auf Abweichungen und Fehler zu reagieren, Störungen zu vermeiden und vordefinierte Ereignisse zu beherrschen. Für den Extremfall eines Blackouts sind darüber hinaus Maßnahmen für einen zügigen Wiederaufbau der Versorgung vorgesehen. Diese Fähigkeiten und Eigenschaften des Stromsystems werden unter dem Begriff Systemsicherheit zusammengefasst und gewährleisten einen sicheren Systembetrieb.

### **Systemdienstleistungen – ein Element der Versorgungssicherheit**

Schwankungen der Last und Einspeisung, der Ausfall von Betriebsmitteln und vordefinierte Erzeugungsausfälle sind im Normalbetrieb üblich. Systemdienstleistungen (SDL) sorgen dafür, dass trotz solcher Vorgänge technische Grenzwerte, z. B. für die Frequenz und Spannung, im Stromnetz eingehalten werden. Hierdurch leisten sie einen wichtigen Beitrag für einen sicheren Systembetrieb und damit zur Versorgungssicherheit. Neben der **Betriebsführung, Frequenz- und Spannungshaltung**, die im laufenden Betrieb Anwendung finden, zählt auch der **Netzwiederaufbau**, der eine schnelle Wiederherstellung der Stromversorgung nach einem Störungsereignis zum Ziel hat, zu den Systemdienstleistungen.

Sobald vorhandene Sicherheitsreserven ausgeschöpft und technische Grenzwerte überschritten sind, greifen allerdings andere Mechanismen. Zur Vermeidung von Ausfällen und der Verbreitung von Störungen greifen die Netzbetreiber auf sogenannte Maßnahmen der Stabilität, wie z. B. den Systemschutzplan, zurück.

### **Vorleistungen für Systemdienstleistungen und Maßnahmen der Stabilität**

Durch die Netzbetreiber werden Systemdienstleistungen erbracht und Maßnahmen der Stabilität ergriffen. Hierbei benötigen sie sogenannte Vorleistungen, die entweder durch Netzbetriebsmittel oder Netznutzer (Erzeuger, Lasten und Speicher) bereitgestellt werden.

Um die Frequenzhaltung durch den Netzbetreiber zu ermöglichen, ist z. B. die Bereitstellung der Vorleistung Sekundärregelleistung zur Sekundärregelung erforderlich. Das Einspeisemanagement, d. h. die Anpassung der Einspeisung bzw. der Bezug von Wirkleistung durch Netznutzer in Engpasssituationen, ist hingegen eine Vorleistung für die Systemdienstleistung Betriebsführung.

## 1.2 Entwicklungen im Stromsystem

Der Transformationsprozess der Energiewende hat erhebliche Auswirkungen auf den Systembetrieb und macht Weiterentwicklungen im Bereich der Systemdienstleistungen und der Stabilität erforderlich (vgl. Tabelle 1). Steigende Anforderungen an Vorleistungen für die Erbringung der Systemdienstleistungen und die Notwendigkeit einer aktiveren Ausgestaltung der Sicherheiten und Reserven für die Gewährleistung der Systemstabilität sind die Folge. Gleichzeitig zeigen die Studienergebnisse, dass die zukünftigen Bedarfe für Vorleistungen 2050 durch Netznutzer (Erzeuger, Speicher, Lasten), die im System sein werden, und durch zusätzliche Netzbetriebsmittel, wie z. B. Blindleistungskompensationsanlagen, gedeckt werden können.

Entwicklung	Beschreibung	Herausforderungen und Chancen
Verlagerung der Erzeugungskapazitäten aus den Übertragungsnetzen in die Verteilnetze	Thermische Großkraftwerke im Übertragungsnetz werden bei der Stromproduktion zunehmend durch dezentrale Erzeugungsanlagen im Verteilnetz ersetzt.	<p>Das Potenzial für die Erbringung von Vorleistungen für SDL im Übertragungsnetz nimmt ab.</p> <p>Das Potenzial für die Erbringung von Vorleistungen für SDL im Verteilnetz nimmt zu.</p> <p>Durch eine zunehmende Anzahl an Anlagen und die Notwendigkeit, Vorleistungen aus dem Verteilnetz für die Übertragungsnetze bereitzustellen, steigen die Komplexität der Betriebsführung und die Anforderungen an die Zusammenarbeit.</p>
Rückgang von direktgekoppelten Energieanlagen und Zunahme von umrichtergekoppelten Anlagen	<p>Der Anteil an synchronekoppelten Maschinen (Erzeuger und Lasten) im Netz nimmt ab.</p> <p>Der Anteil der über Umrichter angebundenen Anlagen nimmt zu.</p>	<p>Sinkende Systemträgheit (Momentanreserve) und Frequenzabhängigkeit der Lasten</p> <p>Potenziale für die dynamische Blindleistung und den Kurzschlussstrombeitrag gehen zurück.</p> <p>Das technische Potenzial der über Umrichter angebundenen Anlagen zur Erbringung von Vorleistungen für SDL ist bei Weitem noch nicht ausgeschöpft.</p>
Zunehmende regionale und überregionale Leistungs-transite	Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Ausweitung des europäischen Strombinnenmarkts führen zu zunehmenden Leistungstransiten in allen Netzebenen.	<p>Die Eintrittswahrscheinlichkeit von System Split-Szenarien steigt und die Beherrschung wird deutlich herausfordernder.</p> <p>Europaweit nehmen der Bedarf an Momentanreserve und die Bedeutung des frequenzabhängigen Last- und Erzeugungsabwurfs zu.</p> <p>Der Blindleistungsbedarf der Netze nimmt deutlich zu.</p> <p>Das Engpassmanagement wird zentraler Bestandteil zur Wahrung der Systemsicherheit in allen Netzebenen.</p>

Entwicklung	Beschreibung	Herausforderungen und Chancen
Größere Leistungsschwankungen und steilere Leistungsgradienten in den Netzen	Durch zunehmende überregionale Leistungstransporte und die dargebotsabhängige Einspeisung erneuerbarer Energien kommt es zu größeren Leistungsschwankungen und -gradienten.	<p>Es entstehen zusätzliche Bedarfe für dynamische Blindleistung zur Spannungshaltung und Spannungsstabilisierung.</p> <p>Durch den Rückgang der konventionellen Kraftwerke in den Übertragungsnetzen entsteht eine Lücke in der Bedarfsdeckung dynamische Blindleistung.</p>
Höherauslastung der Netze	Um die Netze effizienter zu nutzen, werden zunehmend Maßnahmen zur höheren Auslastung ergriffen.	<p>Vorhandene Reserven der Netzbetriebsmittel werden dadurch bereits in der Netzplanung berücksichtigt und stehen im Betrieb für unvorhersehbare Ereignisse nicht mehr zur Verfügung.</p> <p>Der Blindleistungsbedarf nimmt zu und wird dynamischer.</p> <p>Die Anforderungen an die Betriebsführung und die netzebenenübergreifende Zusammenarbeit nehmen zu.</p>
Optimierte Nutzung der Netzkapazitäten im Verteilnetz	Durch die zunehmende Nutzung von Flexibilität und die Spitzenkappung können auch die unteren Spannungsebenen gleichmäßiger ausgelastet werden, um den Bedarf für Netzausbau zu reduzieren.	<p>Eine gleichmäßig hohe Auslastung des Verteilnetzes für den Wirkleistungstransport kann die Transportkapazität für Vorleistungen für SDL, und damit die Potenziale zur Erbringung durch dezentrale Energieanlagen, einschränken.</p> <p>Durch die Flexibilisierung von Lasten und Erzeugern kann der Bedarf für Netzausbau auf den unteren Spannungsebenen reduziert werden.</p> <p>Um planerisch genutzte Flexibilität auch sicher abrufen zu können, nimmt die Komplexität der Betriebsführung zu. Insbesondere in Störungssituationen erhöht sich dabei der Kommunikationsbedarf zwischen den Netzebenen.</p>
Sektorenkopplung	Um erneuerbare Energie verstärkt im Verkehr, Gebäudesektor und in der Industrie nutzen zu können, wird die Elektrifizierung der Sektoren vorangetrieben.	<p>Durch die Sektorenkopplung wird die Stromnachfrage langfristig steigen.</p> <p>Neue steuerbare Verbraucher können insbesondere bei marktlicher Optimierung zu lokal hohen Leistungsspitzen führen.</p> <p>Neue Lasten wie Elektrofahrzeuge und PtX-Anlagen können gezielt zur Erbringung von Vorleistungen für SDL genutzt werden. Durch einen netzorientierten Einsatz von Flexibilität kann die Netzauslastung optimiert und damit der Bedarf neuer Leitungen reduziert werden.</p>

**Tabelle 1:** Zentrale Entwicklungen im Stromsystem mit Auswirkungen auf den Systembetrieb

Die Veränderungen im Stromsystem haben Auswirkungen auf alle Akteure. Für den Systembetrieb 2050 werden neben den Übertragungsnetzen die Verteilnetze weiter an Bedeutung gewinnen, da der Großteil relevanter Energieanlagen für die Erbringung von Vorleistungen für SDL im Verteilnetz angeschlossen sein wird. Da durch große Erzeugungskapazitäten im Verteilnetz die lokalen Bedarfe des Netzes für Vorleistungen steigen und die Transportkapazitäten für die überregionale Nutzung der Potenziale von der aktuellen Netzauslastung und der individuellen Einspeise- und Lastsituation abhängen, muss ein massiver Ausbau dezentraler Energieanlagen im Verteilnetz jedoch nicht immer auch eine gleichwertige Zunahme des Potenzials für die überregionale Erbringung von Vorleistungen für SDL bedeuten.

Im Folgenden sind die absehbaren Entwicklungen im Stromsystem und die daraus abzuleitenden wesentlichen Ergebnisse der Studie für die **Betriebsführung**, die **Spannungshaltung**, den **Netzwiederaufbau**, die **Frequenzhaltung** und ausgewählte **Stabilitätsaspekte** detaillierter dargestellt.

## 1.2.1 Betriebsführung

Im Rahmen der Betriebsführung kommt den Netzbetreibern die Aufgabe zu, einen sicheren Netzbetrieb zu organisieren und das Stromnetz, einschließlich der Erzeugung und (in bedingtem Umfang) der Last, kontinuierlich bezüglich Grenzwertverletzungen (z. B. Strombelastbarkeit, Spannungshaltung) zu überwachen und bei Bedarf durch Maßnahmen wie Redispatch und Einspeisemanagement korrigierend einzugreifen. Die Betriebsführung schafft hierdurch auch die Grundlage für die Erbringung anderer Systemdienstleistungen und hat daher eine zentrale Bedeutung für den Systembetrieb.

Während vor der Energiewende im Wesentlichen eine überschaubare Anzahl regelbarer Großkraftwerke die Nachfrage nach Strom gedeckt hat, entwickelt sich bis 2050 zunehmend ein integriertes Energiesystem, in dem die Betriebsführung das Zusammenspiel von Millionen dezentralen Erzeugungsanlagen, flexiblen Verbrauchern, Speichern und Netzbetriebsmitteln netzebenenübergreifend koordinieren muss. Gibt es heute noch Bereiche, in denen der Austausch zwischen den Akteuren telefonisch stattfindet, wird die Digitalisierung und Automatisierung immer mehr zur Voraussetzung, um die steigende Komplexität beherrschen, die Akteursvielfalt adressieren und die erforderlichen Reaktionszeiten realisieren zu können. Überall dort, wo deterministische Verfahren aufgrund komplexer Wechselwirkungen an ihre Leistungsgrenzen

stoßen, greifen Netzbetreiber und andere Marktakteure daher bereits heute auf den Einsatz prognoseorientierter Verfahren (z. B. mittels künstlicher Intelligenz) zurück. Eine prominente Anwendung hierfür ist der Einsatz wetterbezogener Leistungsprognosen für die Einspeisung erneuerbarer Energien.

Gesteigerte Anforderungen an die Betriebsführung ergeben sich darüber hinaus durch die volkswirtschaftlich motivierte optimierte Auslastung der Stromnetze. Bereits heute werden Stromnetze planerisch nicht mehr auf seltene und kurze Spitzen in der Stromproduktion ausgelegt<sup>8</sup> und damit über die Zeit höher ausgelastet. Im Zuge der Sektorenkopplung und vor dem Hintergrund steigender Leistungsansprüche wird darüber hinaus der koordinierte Einsatz von Flexibilität an Bedeutung gewinnen und ein zentraler Bestandteil der Betriebsführung aller Netzebenen werden. Auch durch die planmäßige höhere Auslastung der Hoch- und Höchstspannungsnetze gegenüber dem Bau zusätzlicher Transportleitungen entstehen neue Anforderungen an die Netzbetriebsführung.

Durch die Verlagerung von Erzeugungskapazitäten aus den Übertragungsnetzen in die Verteilnetze und die voranschreitende Sektorenkopplung verschieben sich die technischen Fähigkeiten zur Erbringung von Vorleistungen für Systemdienstleistungen immer weiter in untere Netzebenen. Damit Übertragungsnetzbetreiber ihrer Systemverantwortung gerecht werden können, werden sie daher auf Fähigkeiten zusätzlicher Netzbetriebsmittel im Übertragungsnetz, aber auch immer häufiger auf Fähigkeiten technischer Einheiten im Verteilnetz zurückgreifen müssen. Hierbei müssen die Netzrestriktionen und lokalen Bedarfe der untergelagerten Netzebenen mit berücksichtigt werden. Diese Restriktionen werden sich voraussichtlich durch die angestrebte Höherauslastung der Kapazitäten auf allen Netzebenen noch weiter verschärfen.

Heute in den Verteilnetzen verbreitete lokale und automatisierte Regelungskonzepte haben stellenweise das Potenzial, die übergeordnete Nutzung vorhandener Stellpotenziale auszuregulieren und damit zu egalisieren. Eine netzebenenübergreifende, systemisch optimierte Nutzung von Potenzialen für die Erbringung von Vorleistungen für Systemdienstleistungen kann demnach nur durch verstärkte Zusammenarbeit und Austausch zwischen den Netzebenen unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten erfolgen.

Um ungewollte Wechselwirkungen zwischen den Netzebenen erkennen und vermeiden zu können, müssen bereits angestoßene Weiterentwicklungen der netzebenenübergreifenden Koordinationsprozesse und der

<sup>8</sup> Zum Beispiel die 3 %-Spitzenkappung nach ENWG, § 3 Abs 2. Demnach darf ein Netzbetreiber bei der planerischen Netzauslegung die 3%ige Reduktion der eingespeisten Energiemenge einer Anschlussanlage berücksichtigen.

Regelungskonzepte innerhalb der Netzgrenzen konsequent weiterverfolgt werden. Aufgrund der Vielzahl zu berücksichtigender Parameter wird dabei insbesondere bei zeitkritischen Prozessen die Automatisierung der Betriebsführung in allen Netzebenen eine entscheidende Rolle spielen. Für die Einführung des Redispatch 2.0<sup>9</sup> ab Oktober 2021 werden derzeit Standards und Schnittstellen zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern für das Engpassmanagement etabliert, bei denen die Anpassung der Wirkleistung im Vordergrund steht. Auf diese Entwicklung gilt es für die Erbringung weiterer Vorleistungen aufzubauen.

## Handlungsbedarfe für die Betriebsführung

- **Die Komplexität der Betriebsführung muss auch in Zukunft noch beherrschbar bleiben. Hierfür sind entsprechende Regelungs- und Kommunikationskonzepte weiterzuentwickeln.**

Bei der Weiterentwicklung des Erbringerfeldes für Vorleistungen für Systemdienstleistungen sind die Auswirkungen auf die Betriebsführung zwingend zu beachten. Es sind geeignete Regelungskonzepte zu entwickeln, die die Komplexität der Betriebsführung auf ein handhabbares Maß begrenzen. Sogenannte hybride Regelungsverfahren, die eine zentrale Regelung mit dezentralen Ansätzen kombinieren, stellen hierbei eine Möglichkeit dar. So können Synergien gehoben und in einem Bottom-up-Prozess die entsprechenden Freiheitsgrade der einzelnen Netzebenen, unter Beachtung der lokalen Restriktionen, den Anschlussnetzen zur Verfügung gestellt werden. Durch eine Einbindung der lokalen automatisierten Regelungskonzepte kann so sichergestellt werden, dass die dezentral erbrachten Vorleistungen für übergelagerte Netzebenen nicht durch lokale Regelungen egalisiert und dem Anschlussnetz tatsächlich zur Verfügung gestellt werden.

Aufbauend auf die im Zuge der aktuellen Ausgestaltung des Redispatch 2.0 entstehenden Standards und Schnittstellen zur Zusammenarbeit zwischen den verschiedenen Netzebenen hinsichtlich der Wirkleistungsanpassung ist die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern zu vertiefen, um netzebenenübergreifend auch in weiteren Systemdienstleistungen die vorhandenen Potenziale systemisch optimiert nutzen zu können. Hierbei sind die erhöhten Anforderungen durch eine höhere Auslastung der Netzkapazitäten in allen Netzebenen zu beachten.

Die Weiterentwicklung der Betriebsführungskonzepte sollte dabei auf den bestehenden Konzepten und technischen Ausstattungen aufsetzen. Für Ausfälle der Kommunikationsanbindung und strategischer IT-Systeme ist es erforderlich, geeignete Fallbackoptionen zu entwickeln, die auch ohne die Erreichbarkeit der Anlagen den Systembetrieb aufrechterhalten.

Für die Umsetzung ist die Zusammenarbeit der Übertragungs- mit den Verteilnetzbetreibern unter Einbeziehung der Wissenschaft und der Anlagenhersteller entscheidend. Durch den Regulator und die Politik sind verlässliche Rahmenbedingungen zu gewährleisten, um Wechselwirkungen mit anderen Zielsetzungen, wie beispielsweise der optimierten Auslastung der Netze, frühzeitig erkennen und berücksichtigen zu können.

## 1.2.2 Spannungshaltung

Die Zielsetzung der Spannungshaltung ist die Einhaltung technischer Grenzwerte der angeschlossenen Anlagen und Netzbetriebsmittel sowie die Wahrung der Spannungsstabilität. Für die Spannungshaltung stehen den Netzbetreibern verschiedene technische Möglichkeiten zur Verfügung (vgl. Infobox).

Im Rahmen dieser Studie werden die bestehenden Grenzwerte für die Spannung als verbindlich einzuhaltende Rahmenbedingung für 2050 angesetzt. Untersuchungsschwerpunkt im Bereich der Spannungshaltung sind Bedarfe und Potenziale des gezielten Blindleistungseinsatzes zur Spannungshaltung im Zieljahr 2050.

### Entwicklungen in der Spannungshaltung

Sowohl der Bedarf als auch das Erbringungspotenzial für Blindleistung werden bis 2050 steigen. Die Entwicklungen in den verschiedenen Netzebenen unterscheiden sich dabei zum Teil deutlich. Die Wirksamkeit von Blindleistung für die Spannungshaltung ist regional eingeschränkt und nimmt mit zunehmender Entfernung ab. Für die Bedarfsdeckung ist die regionale Nähe zwischen zusätzlichen Erbringern und neuen Bedarfen daher entscheidend. Hinzu kommt, dass durch einen überregionalen Blindleistungsaustausch die Transportverluste in den Netzen ansteigen. Außerdem stehen die für den Blindleistungstransport genutzten Kapazitäten nicht mehr dem Wirkleistungstransport zur Verfügung. Entsprechend sollte die Blindleistung zunächst möglichst regional und innerhalb der Spannungsebenen ausgeglichen werden. Im Folgenden sind die Entwicklungen in den verschiedenen Netzebenen zusammengefasst.

<sup>9</sup> Nach der Neufassung des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG 2.0) im Mai 2019, müssen EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW in den Redispatch einbezogen werden. Hierfür bedarf es entsprechender Kommunikationsprozesse zwischen Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Anlage.

## Technische Möglichkeiten für die Spannungshaltung

Für die Spannungshaltung stehen dem Netzbetreiber verschiedene Optionen zur Verfügung. Bei der planerischen Auslegung der Netze steht der Wirkleistungstransport zunächst im Vordergrund. Es können aber bereits Aspekte der Spannungshaltung durch die Wahl einer günstigen Netztopologie und die technische Ausgestaltung der Netze berücksichtigt werden. Im Systembetrieb können Schalthandlungen die Netztopologie oder das Übersetzungsverhältnis schaltbarer Transformatoren ändern und damit die Spannung beeinflussen. Schließlich kann durch eine gezielte Beeinflussung des Blindleistungsverhaltens angeschlossener Anlagen oder Netzkomponenten Einfluss auf die Spannung genommen werden.

### Blindleistung zur Spannungshaltung

Zur Spannungsbeeinflussung kann durch den Netzbetreiber Blindleistung von Netznutzern – thermische Großkraftwerke, dezentrale Erzeugungsanlagen, Lasten und Speicher – und von entsprechenden Kompensationsanlagen oder sonstigen in der Blindleistung stellfähigen Anlagen genutzt werden. Es kann volkswirtschaftlich vorteilhaft sein, auf die Potenziale vorhandener Netznutzer zurückzugreifen, da hierdurch zusätzliche Investitionen in Kompensationsanlagen vermieden werden. Für eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung sind jedoch weitere Kosten, die durch die Nutzung dezentraler Potenziale von Netznutzern entstehen können, zu berücksichtigen. Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass neben dem großen Potenzial dezentraler Energieanlagen zur Blindleistungsbereitstellung bis 2050 auch zusätzliche Kompensationsanlagen für einen sicheren Systembetrieb benötigt werden – insbesondere dort, wo Netznutzer nicht den Bedarf an schneller Blindleistung decken können.

Bei der Blindleistung wird heute zwischen verschiedenen „Formen“ von Blindleistung mit unterschiedlichen Zielsetzungen unterschieden. Die **(quasi-)stationäre Blindleistung** dient der statischen Spannungshaltung bei langsamen (<5 Prozent/min) Spannungsänderungen. Im Rahmen der **dynamischen Netzstützung** soll ein dynamischer Blindstrom zur Netzstützung bei schnellen Spannungsänderungen eingespeist werden. Dies umfasst heute für dezentrale Energieanlagen in der Regel nur Störfälle. Durch schnellere Spannungsänderungen im Normalbetrieb und eine geringere Einspeisung von thermischen Großkraftwerken wird sich in Zukunft darüber hinaus ein zusätzlicher Bedarf für die Bereitstellung einer schnellen Blindleistung ergeben.

Alle Anforderungen müssen durch **gesichert verfügbare** und **gezielt stellbare Anlagen** und idealerweise ohne Widerspruch zueinander umgesetzt werden.

### Entwicklungen in den Verteilnetzen

Die Blindleistungsbedarfe in den Verteilnetzen nehmen zu. Durch die größere Variation in den Betriebspunkten, aufgrund schwankender Einspeisung aus volatilen Erzeugungsanlagen, erhöhen sich die Anforderungen an die Spannungshaltung. Die klassischen Spannungsverläufe werden zunehmend durch zeitlich und lokal variierende Spannungsniveaus abgelöst. Gleichzeitig steigt das lokale Blindleistungsstellpotenzial durch die zunehmende Durchdringung mit dezentralen Anlagen. Bis 2050 können die Blindleistungsbedarfe der statischen Spannungshaltung in den Verteilnetzen, unter der Voraussetzung einer gezielten und gesicherten Verfügbarkeit der Potenziale dezentraler Energieanlagen, weitgehend gedeckt werden. Darüber hinaus besteht, unter bestimmten Voraussetzungen, ein zusätzliches Blindleistungsstellpotenzial

für die Deckung der Bedarfe zur statischen Spannungshaltung des Übertragungsnetzes. Primäre Zielsetzung des gezielten Einsatzes von Blindleistung im Verteilnetz sollte jedoch auch in Zukunft die lokale (bzw. regionale) Spannungshaltung unter Beachtung der Versorgungsaufgabe (Wirkleistungsverteilung) bleiben. Vor dem Hintergrund aktueller Bestrebungen zur höheren Auslastung der Stromnetze und des bei höheren Strömen zunehmenden Blindleistungsbedarfs zeigen die ermittelten Ergebnisse ein theoretisches Potenzial bei vollständigem Netzausbau. Zukünftige lokale Bedarfe im Verteilnetz werden jedoch voraussichtlich deutlich höher ausfallen, während durch Einschränkungen der freien Leitungskapazität das Stellpotenzial für vorgelagerte Netzebenen eingeschränkt werden kann (vgl. Infobox: Auswirkungen der höheren Auslastung der Netze).

### Entwicklungen in den Übertragungsnetzen

Im Übertragungsnetz nehmen die Bedarfe für Blindleistung zur Spannungshaltung aufgrund erheblicher neuer Transportbedarfe durch die Ausweitung des europäischen Stromhandels und den Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich zu. Gleichzeitig nehmen die Potenziale durch den Rückgang thermischer Großkraftwerke ab. Selbst bei einem idealisierten Netzausbau werden, über die im aktuellen Netzentwicklungsplan Strom<sup>10</sup> (NEP 2019) bis 2030 vorgesehenen Kompensationsanlagen hinaus, noch einmal Kapazitäten in vergleichbarer Größenordnung benötigt. Auch in den Übertragungsnetzen sind die errechneten Ergebnisse zunächst ohne die Berücksichtigung der höheren Auslastung der Netze ermittelt worden. Zukünftige Bedarfe werden daher auch hier voraussichtlich deutlich höher ausfallen.

Die Studie zeigt, dass es neben Kompensationsanlagen zumindest theoretisch ein großes Potenzial gibt, freie Blindleistungsstellpotenziale aus den Verteilnetzen zu nutzen, um den zusätzlichen Bedarf an stationärer Blindleistung zur statischen Spannungshaltung im Übertragungsnetz zu decken und damit den Bedarf an Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz zu reduzieren. Die Ausweitung einer netzebenenübergreifenden Blindleistungsbereitstellung wäre jedoch an eine Vielzahl von Voraussetzungen geknüpft, sodass weitere Untersuchungen zeigen müssten, wie groß der Nutzen im realen Systembetrieb und für die Volkswirtschaft sein kann.

### Voraussetzungen und Grundsätze einer netzebenenübergreifenden Nutzung von Blindleistungsquellen

Der gesicherte und gezielte Einsatz von Blindleistung zur statischen Spannungshaltung ist wesentliche Voraussetzung für Netz- und Systemstabilität in einem transformierten Energieversorgungssystem. Entsprechend ist auch für die zukünftige Bereitstellung von Blindleistung entscheidend, dass die Bedarfe gezielt und gesichert gedeckt werden können. Dies gilt es auch bei einer Ausweitung der netzebenenübergreifenden Nutzung zu garantieren.

Für die netzebenenübergreifende Nutzung von Blindleistungsquellen muss sichergestellt werden, dass es durch Blindleistungsanforderungen aus dem Übertragungsnetz nicht zu Grenzwertverletzungen im Verteilnetz kommt. Neben vereinbarten technischen bzw. koordinativen Grundsätzen (z. B. VDE-AR-N 4141-1) müssen insbesondere geeignete Kontroll- und Regelungskonzepte etabliert werden. Verlässliche IKT-Anbindungen und Fallbacklösungen für den Fehlerfall sind genauso eine Voraussetzung wie eine gesicherte Verfügbarkeit der Blindleistungsstellpotenziale dezentraler Erzeugungsanlagen und der ausreichende Ausbau der Verteilnetze. Die hierbei entstehenden Kosten sind bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Blindleistungsquellen aus dem Verteilnetz genauso zu berücksichtigen wie die Anforderungen an die gezielte und gesicherte Verfügbarkeit für einen sicheren Systembetrieb.

Die im Rahmen der Studie ermittelten Potenziale für die netzebenenübergreifende Nutzung von Blindleistungsquellen sind unter Berücksichtigung exemplarischer Netze und Betriebssituationen, der Annahme eines weitreichenden zusätzlichen Ausbaus der Verteilnetze und einer wirkleistungsunabhängigen Bereitstellung von Blindleistung (sogenannte STATCOM-Fähigkeit) durch dezentrale Energieanlagen ermittelt worden. Für eine konkrete Ermittlung der real im Betrieb vorhandenen Potenziale sind im Einzelfall die Einschränkungen aus der optimierten Auslastung der Netze, der tatsächlichen Netz-situation (Netztopologie, Betriebssituation etc.) und der zukünftigen Stellfähigkeit der angeschlossenen Anlagen zu berücksichtigen.



<sup>10</sup> Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 (50Hertz GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Amprion GmbH).

## Auswirkungen der höheren Auslastung der Stromnetze

Durch die höhere Auslastung der Stromnetze wird vorhandene Infrastruktur effizienter genutzt. Kurzfristig besteht das Ziel, den Netzausbau mit Ad-hoc-Maßnahmen zu flankieren und dem Markt somit höhere Kapazitäten zur Verfügung zu stellen. Durch die im NEP 2017 berücksichtigten Ad-hoc-Maßnahmen können im Zeitraum von 2023 bis 2025 voraussichtlich Kosten für das Netzengpassmanagement in Höhe von 2 Milliarden Euro eingespart werden<sup>11</sup>. Darüber hinaus wird neben dem Netzausbau langfristig und dauerhaft eine Höherauslastung der Netze angestrebt, die zur Integration erneuerbarer Energie beiträgt und den Bedarf zusätzlichen Netzausbaus reduziert. Neben den Übertragungsnetzen wird die Höherauslastung auch in den Verteilnetzen zunehmen.

Neben den zunehmenden überregionalen Leistungstransiten und der Abschaltung der thermischen Großkraftwerke führt auch die Höherauslastung der Netze zu Herausforderungen für die Spannungshaltung, die dynamische Spannungsregelung und die Spannungsstabilität.

Im Bereich der **Spannungshaltung** sind durch die veränderten Betriebspunkte der Netzbetriebsmittel einerseits ein höherer Blindleistungsbedarf und andererseits eine Dynamisierung des Bedarfs zu erwarten. Abbildung 2 zeigt exemplarisch den Zusammenhang zwischen Wirkleistungsübertragung und Blindleistungsbedarf einer Freileitung. Mit höherer Auslastung steigt der Blindleistungsbedarf signifikant und er ändert sich deutlich dynamischer bei Leistungsschwankungen.

Durch die höhere Auslastung werden vorhandene thermische Reserven für den Normalbetrieb genutzt. Dadurch nähern sich System und Betriebsmittel anderen Grenzwerten, wie beispielsweise Stabilitätsgrenzen, die bisher deutlich oberhalb der im Betrieb erreichten Leistungen lagen. Wird der Systembetrieb immer näher an die Stabilitätsgrenzen verschoben, führt das zu Herausforderungen in der **Betriebsführung**, für die **Spannungs-** und die **Winkelstabilität**. Auch die Wahrscheinlichkeit für einen System Split (vgl. 1.2.5 Stabilitätsaspekte – Auswirkungen eines System Split) mit zusätzlichem Risiko für die **Frequenzstabilität** nimmt zu.

Die optimierte Auslastung im Übertragungs- und Verteilnetz kann darüber hinaus dazu führen, dass die freien Transportkapazitäten zur bedarfsfernen Bereitstellung von Vorleistungen für SDL eingeschränkt und damit die Potenziale für eine netzebenenübergreifende Nutzung reduziert werden.

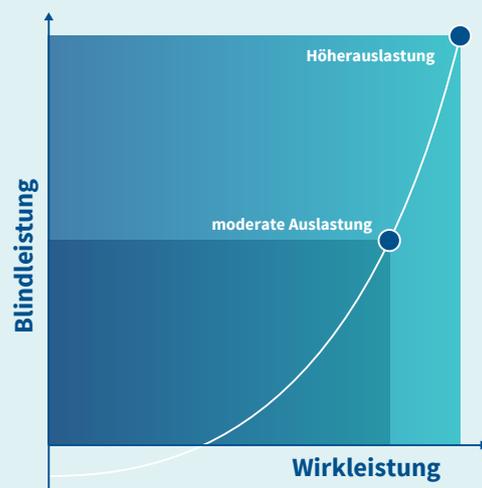


Abbildung 2: Exemplarische Darstellung des Zusammenhangs zwischen Blindleistungsverhalten und Wirkleistungsübertragung einer Freileitung

<sup>11</sup> [https://data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP\\_2017-2030\\_Bestaetigung.pdf](https://data.netzausbau.de/2030/NEP/NEP_2017-2030_Bestaetigung.pdf).

## Handlungsbedarfe für die Spannungshaltung

- **Im zukünftigen Systembetrieb wird zusätzlicher Bedarf an schnellen Blindleistungsquellen, auch für den Normalbetrieb, bestehen. Im Sinne einer technologieoffenen Beschaffung von Blindleistung sollten die Anforderungen an eine entsprechende Vorleistung beschrieben und von der stationären Blindleistung und der dynamischen Netzstützung eindeutig abgegrenzt werden.**

In der Regel werden schnelle Spannungsänderungen heute durch thermische Großkraftwerke ausgeglichen. Geht die Einspeisung der Kraftwerke bis 2050 in vielen Stunden des Jahres zurück, muss ihr Beitrag substituiert werden. Prinzipiell sind dezentrale Anlagen technisch hierzu in der Lage und stellen daher vor allem im Verteilnetz eine mögliche Alternative zu dynamischen Kompensationsanlagen dar. Für eine ganzheitliche Betrachtung ist die jeweilige spezifische Netzsituation (z. B. stark/schwach ausgelastete Netze) zu beachten.

In den heutigen Technischen Anschlussregeln (TAR) werden entsprechende Fähigkeiten allerdings nicht oder nur in geringem Umfang gefordert. Darüber hinaus besteht auch kein finanzieller Anreiz, entsprechende Fähigkeiten in dezentralen Energieanlagen vorzuhalten. Als Grundlage für ein zukünftiges Beschaffungsregime sollten daher die technischen Anforderungen für eine schnelle Blindleistung für den Normalbetrieb im Rahmen der TAR eindeutig und gegebenenfalls netzebenenspezifisch beschrieben und, wo erforderlich, von den Anforderungen der stationären Blindleistung abgegrenzt werden. Hierbei sollten Technologieoffenheit und idealerweise eine Kongruenz stationärer und dynamischer Anforderungen im Vordergrund stehen.

In einem ersten Schritt sollten die Systembedarfe durch die Netzbetreiber quantifiziert werden. Darauf aufbauend sollte in einem stakeholderübergreifenden Prozess geprüft werden, ob die TAR durch den VDE/FNN angepasst bzw. ergänzt werden müssen, wobei eine ganzheitliche Betrachtung notwendig ist. Hierbei sollten aktuelle regulatorische Entwicklungen, wie beispielsweise die Hinweise der Blindleistungskommission und die Anforderungen aus dem europäischen Clean-Energy-Package (CEP), berücksichtigt werden.

- **Das technisch-wirtschaftliche Potenzial zur Bereitstellung von Blindleistung aus den Verteil- für die Übertragungsnetze sollte in weiteren Studien genauer untersucht werden.**

Während die Blindleistungsbedarfe der Übertragungsnetze heute überwiegend von thermischen Großkraftwerken gedeckt werden, könnten die Bedarfe zukünftig teilweise aus dezentralen Energieanlagen in den Verteilnetzen bedient werden. Die Ergebnisse der vorliegenden Studie zeigen, dass zumindest theoretisch ein umfassendes Potenzial für die Bereitstellung von stationärer Blindleistung für das Übertragungsnetz aus den Verteilnetzen besteht. Dabei wurde bereits eine Vielzahl an Voraussetzungen berücksichtigt. Auf dieser Basis sollten weitere Untersuchungen sowohl die technische Machbarkeit als auch die Wirtschaftlichkeit des Konzepts unter Berücksichtigung weiterer Nebenbedingungen genauer betrachten. Unter anderem stellen sich dabei folgende Forschungsfragen:

- Welche Wechselwirkungen ergeben sich zwischen dem Bedarf stationärer und schneller Blindleistung?
- Welche Investitionskosten fallen bei der unterstellten flächendeckenden Ausstattung von Anlagen mit einer STATCOM-Fähigkeit an?
- Wie müssen Regelungskonzepte ausgestaltet sein, die eine netzebenenübergreifende Bereitstellung von Blindleistung ermöglichen?
- Welche Kosten (z. B. erhöhte Wirkleistungsverluste) entstehen durch den Transport von Blindleistung über mehrere Netzebenen?
- Welche Einschränkungen der Potenziale ergeben sich durch eine optimierte Auslastung der Verteil- und Übertragungsnetze gegenüber der in der Studie angesetzten Auslastung?
- **Es ist zu prüfen, welche systemischen Vorteile eine gezielte Allokation von Konverterstationen der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) und großen umrichterangeordneten Lasten (z. B. PtX-Anlagen) für die Spannungshaltung hat.**

Das Blindleistungsstellpotenzial der Konverterstationen von HGÜ-Leitungen und perspektivisch kommender großer PtX-Anlagen im Zuge der Sektorkopplung ist prinzipiell ausreichend, einen Teil der zusätzlichen Blindleistungsbedarfe im Übertragungsnetz zu decken.

Während Aspekte der Spannungshaltung bei der Bewertung der HGÜ-Projekte bereits berücksichtigt werden, spielen Blindleistungsbedarfe bei der Standortwahl von PtX-Anlagen derzeit keine Rolle. Es ist heute davon auszugehen, dass die Anlagen tendenziell eher in den Verteilnetzen und damit nicht unmittelbar für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz nutzbar platziert werden. Um die Potenziale aus Netzsicht optimal zu platzieren, sind die Vorteile einer gezielten Allokation im Netz mit Blick auf die lokalen Blindleistungsbedarfe durch eine wissenschaftliche Studie zu analysieren und gegen andere Zielsetzungen abzuwägen. Sollten sich entsprechende Modelle für eine technologieoffene und gezielte Allokation von Anlagen zu entwickeln und durch den Gesetzgeber umzusetzen.

### 1.2.3 Netzwiederaufbau

Nach einem großflächigen Zusammenbruch der Stromversorgung und der Netze ist es die Aufgabe des Netzwiederaufbaus, zunächst das Netz wieder unter Spannung zu setzen und dann die Verbraucher innerhalb einer möglichst kurzen Zeitspanne wieder zu versorgen. Für die Erbringung dieser Systemdienstleistung greifen die Übertragungsnetzbetreiber heute auf Vorleistungen schwarzstartfähiger Kraftwerke im Übertragungsnetz zurück, um das Netz von der Höchstspannung ausgehend wieder aufzubauen.

Für den Netzwiederaufbau zeigt sich, dass in Zukunft vermutlich auch weiterhin die notwendigen schwarzstartfähigen Erzeugungsanlagen für das bisherige Netzwiederaufbaukonzept, in Form von Wasser- und Gaskraftwerken, zur Verfügung stehen werden. Entscheidend für die konkrete Ausgestaltung des Netzwiederaufbaus wird es sein, in welchen Spannungsebenen diese Anlagen im Netz platziert sein werden.

Parallel werden, mit anderen Zielsetzungen, zunehmend Projekte umgesetzt, in denen lokale Netze (z. B. Betriebe, kritische Infrastruktur, städtische Netze etc.) für den Inselnetzbetrieb und den lokalen Schwarzstart im Verteilnetz ertüchtigt werden. Einerseits sind diese Inselnetze für den zentralen Netzwiederaufbau kritisch zu sehen, da durch das frühzeitige Abtrennen einzelner Netzgebiete im Störfall eine Schwächung des Verbundnetzes droht und durch den Schwarzstart des Verteilnetzes die entsprechenden Lastblöcke nicht mehr für den Aufbau des Netzes aus dem Übertragungsnetz zur Verfügung stehen. Andererseits können durch eine Erweiterung der Netzwiederaufbaustrategie die Inselnetze und die über die üblichen Anforderungen hinausgehenden technischen Fähigkeiten der Anlagen in diesen Inselnetzen die bestehende zentrale Netzwiederaufbaustrategie parallel unterstützen.

Darüber hinaus wird es für einen zentral koordinierten Netzwiederaufbau zunehmend wichtiger, die individuelle Einspeise- oder Lastsituation in einspeisegeprägten Verteilnetzen zu kennen. Entsprechend wird der Austauschbedarf zwischen den Netzebenen auch für den Netzwiederaufbau zunehmen.

Vor dem Hintergrund der auch zukünftig verfügbaren schwarzstartfähigen Kapazitäten und der aufwendigen Realisierung eines kompletten Netzaufbaus aus dem Verteilnetz kann prinzipiell am zentral von den Übertragungsnetzbetreibern koordinierten Netzwiederaufbau festgehalten werden. Je nach zukünftiger Allokation der schwarzstartfähigen Kraftwerke sind jedoch gegebenenfalls Teile des Konzeptes anzupassen. Darüber hinaus haben Inselnetze im Verteilnetz das Potenzial, den Netzwiederaufbau zu beschleunigen, und können daher das vorhandene Konzept ergänzen.

Auch HGÜs haben das Potenzial, einen zügigen Netzwiederaufbau durch den Austausch von Wirkleistung und die Bereitstellung von Vorleistungen für Systemdienstleistungen zwischen nicht synchronen Netzgebieten zu unterstützen.



## Handlungsbedarfe für den Netzwiederaufbau

- **Die geplanten HGÜs können einen Beitrag zum Netzwiederaufbau aus spannungsführenden Nachbarnetzen leisten und sind entsprechend in das Netzwiederaufbaukonzept zu integrieren.**

Das Netzwiederaufbaukonzept ist dahingehend weiterzuentwickeln, dass die Potenziale der Nutzung der aktuell geplanten und zukünftigen HGÜ-Verbindungen in spannungsführende Teil- oder Nachbarnetze genutzt werden, um einen schnellen Wiederaufbau zu realisieren. Die Umsetzung dieses Handlungsbedarfs wird bereits von den Übertragungsnetzbetreibern verfolgt.

- **Es ist zu prüfen, wie die bestehenden Inselnetzkonzepte in das Netzwiederaufbaukonzept eingebunden werden können, um den von den Übertragungsnetzbetreibern koordinierten Netzwiederaufbau aus dem Verteilnetz zu unterstützen.**

Je nach Ausgestaltung haben inselnetzfähige Teilbereiche im Verteilnetz das Potenzial, den zentralen Netzwiederaufbau zu stören oder zu unterstützen. Um eine Störung des zentralen Netzwiederaufbaus zu vermeiden, ist zu untersuchen, wie Inselnetze im Verteilnetz durch einen Schwarzstart oder die Nutzung der über die üblichen Anforderungen hinausgehenden technischen Fähigkeiten der Anlagen in einen zentral von den Übertragungsnetzbetreibern koordinierten Netzwiederaufbau integriert werden können, um diesen parallel zu unterstützen. Die entsprechenden technischen Voraussetzungen wie Synchronisationseinrichtungen an den Netzgrenzen und Kommunikationsanbindung für die Unterstützung des zentralen Netzwiederaufbaus sind zu schaffen.

### 1.2.4 Frequenzhaltung

Für einen stabilen Systembetrieb müssen sich Stromerzeugung und -verbrauch im Gleichgewicht befinden. Die Frequenz dient hierbei als zentrale Führungsgröße und reagiert unmittelbar auf Abweichungen zwischen Erzeugung und Last. Die technische Umsetzung erfolgt heute durch die anlageninhärente Trägheit der Synchronmaschinen in Form der Momentanreserve, die Frequenzabhängigkeit der Lasten und den Einsatz von Regelleistung.

Bei der Frequenzhaltung kann zwischen der Frequenzstabilisierung und der Frequenzrückführung unterschieden werden. Die Aufgabe der Frequenzstabilisierung ist es, einem bestehenden Wirkleistungsungleichgewicht entgegenzuwirken und die Frequenzabweichung zu stabilisieren. Die heutige Umsetzung der Frequenzstabilisierung erfolgt durch die Primärregelleistung (PRL). Darüber hinaus leisten die Trägheit des Systems in Form der Momentanreserve und die Frequenzabhängigkeit der Lasten einen wichtigen Beitrag zur Frequenzstabilisierung. Nach der Frequenzstabilisierung erfolgt die **Frequenzrückführung**. Es ist die Aufgabe der Sekundärregelleistung (SRL) der gestörten Regelzone – mit Unterstützung durch Minutenregelleistung (MRL) –, die Frequenz und gleichzeitig die durch PRL veränderten Austauschleistungen zwischen den Regelzonen auf ihre Sollwerte zurückzuführen.

#### Entwicklungen in der Frequenzhaltung

Für die Erbringung von Regelleistung können in Zukunft deutlich mehr Anlagen in Betracht gezogen werden. Während heute ein Großteil der Regelleistung von konventionellen Kraftwerken erbracht wird, ist lediglich im Bereich der Primärregelleistung ein nennenswerter Beitrag dezentraler Batteriespeicher zu beobachten. Gleichzeitig sind dezentrale Erzeugungsanlagen und Lasten prinzipiell technisch dazu in der Lage, Regelenergie bereitzustellen, haben heute aber keinen wirtschaftlichen Anreiz, sich an der Regelleistung zu beteiligen. Neben der Erschließung neuer Erbringer sind Lösungen für die Bereitstellung nennenswerter Beiträge zur Regelleistung aus dem Verteilnetz bei gleichzeitiger Höherauslastung und damit potenziell häufigeren Restriktionen der freien Transportkapazität der Netze zu finden.

Im Bereich der **Frequenzrückführung** ergeben sich bis 2050 zusätzliche Bedarfe an Regelleistung, die allerdings durch die Einbindung neuer Netznutzer in die Erbringung gedeckt werden können. Insbesondere Deckungslücken negativer Regelleistung lassen sich durch eine Einbeziehung von Photovoltaik und Windenergie schließen. Für die Deckung des Bedarfes positiver Regelleistung bietet sich insbesondere die Regelfähigkeit von Biomasseanlagen und flexiblen Lasten an. Da hierfür oftmals Vorleistungen für die Frequenzhaltung aus dem Verteilnetz für das Übertragungsnetz erbracht werden müssen, können der Aktivierung einzelner Quellen im Verteilnetz zeitweise Netzrestriktionen durch eine hohe Auslastung des Netzes entgegenstehen, die es zu berücksichtigen gilt.

Daher bedarf es einer Weiterentwicklung und Automatisierung der Kommunikationsprozesse zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, um Potenziale netzebenenübergreifend optimiert zu nutzen und Netzrestriktionen jederzeit zu berücksichtigen (vgl. 1.2.1 Betriebsführung).

Drängende Herausforderungen in der Frequenzhaltung entstehen insbesondere für die Gewährleistung der **Frequenzstabilisierung** infolge des Rückgangs der Momentanreserve aus synchrongekoppelten Energieanlagen und des Rückgangs der Frequenzabhängigkeit der Lasten. Auf die daraus resultierenden technischen Optionen soll im Folgenden und in Kapitel 1.2.5 detaillierter eingegangen werden.

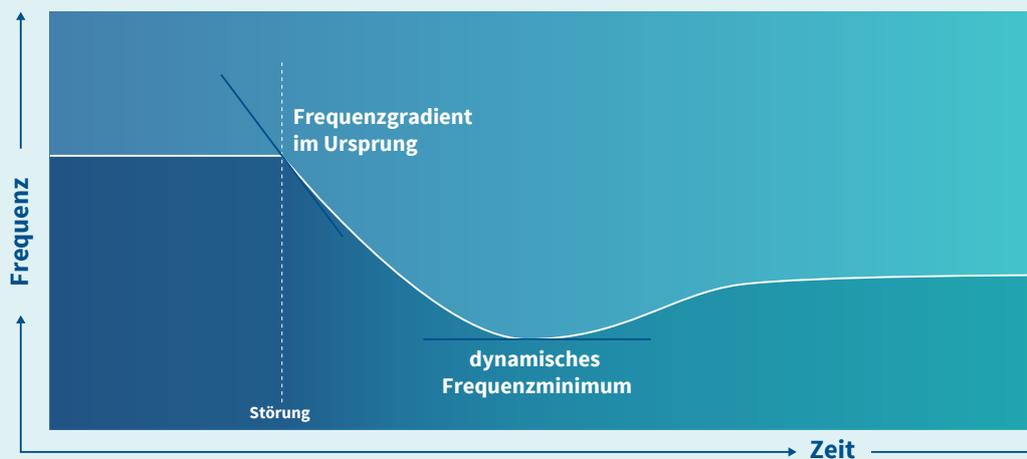


Abbildung 3: Betrachtete Grenzwerte für die Frequenzstabilisierung

### Grenzwerte für die Frequenzstabilisierung

Innerhalb der Frequenzstabilisierung muss zwischen verschiedenen Grenzwerten unterschieden werden.

Der **initiale Frequenzgradient im Ursprung** beschreibt die Änderung der Frequenz unmittelbar im Moment der Störung (z. B. eines normativen Ausfalls). Das **dynamische Frequenzminimum** ist die maximale Frequenzänderung infolge einer Störung, bevor sich eine neue stabile Frequenz ergibt.

Der Frequenzstabilisierung kommt die Aufgabe zu, die Überschreitung von Frequenzgrenzwerten zu vermeiden. Auslegungsrelevant für die Frequenzstabilisierung im Normalbetrieb, und damit für die Dimensionierung der Primärregelleistung, ist der **normative Ausfall**. Basis für die Berechnungen der Studie ist ein heutiger normativer Ausfall von 3 GW im Verbundnetz. Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass für die Absicherung eines entsprechenden Erzeugungsausfalls die Herausforderung in der Begrenzung des dynamischen Frequenzminimums (vgl. Infobox: Grenzwerte für die Frequenzstabilisierung) infolge des Rückgangs der Momentanreserve besteht. Das dynamische Frequenzminimum kann prinzipiell entweder durch eine schnellere Regelleistung oder durch zusätzliche Momentanreserve (vgl. Infobox: Mögliche Erbringer für Momentanreserve) begrenzt werden.

Eine zusätzliche Regelleistung, die deutlich schneller als die bisherige Primärregelleistung aktiviert wird, oder eine kürzere Aktivierungszeit der Primärregelleistung kann das dynamische Frequenzminimum begrenzen, sodass kein Bedarf zusätzlicher echter Momentanreserve entstände. Die technischen Fähigkeiten, deutlich schnellere Regelleistung zur Verfügung zu stellen, haben einige Netznutzer, wie beispielsweise Speicher, Erneuerbare-Energien-Anlagen und Lasten, bereits heute. Diese werden jedoch derzeit noch nicht genutzt.

## Mögliche Erbringer von Momentanreserve

Momentanreserve wird heute durch Trägheit der rotierenden Massen, die von synchron an das Netz gekoppelten Energieanlagen bereitgestellt wird, erbracht. Für die gezielte Erhöhung der Momentanreserve kommen aus heutiger Sicht folgende klassische und neuartige Erbringer und technische Konzepte in Betracht:

- **Redispatch thermischer Großkraftwerke** – während konventionelle Kraftwerke in das Stromnetz einspeisen, stellen ihre rotierenden Massen durch eine direkte Kopplung an das Stromnetz Trägheit und damit Momentanreserve zur Verfügung. Vereinfacht dargestellt ist der Beitrag thermischer Großkraftwerke davon abhängig, wie viele Anlagen gleichzeitig Strom produzieren. Der Redispatch thermischer Kraftwerke zielt darauf ab, die Anzahl einspeisender Kraftwerke präventiv zu erhöhen. Da unter Umständen im Gegenzug erneuerbare Energie abgeregelt werden müsste, würde ein dauerhafter Redispatch allerdings den Ausbau erneuerbarer Energie konterkarieren. Entsprechend sollte der Redispatch nur eine punktuelle Maßnahme zur Bereitstellung von Momentanreserve darstellen.
- **Rotierende Phasenschieber** – eine weitere Möglichkeit, um die Momentanreserve im Stromversorgungssystem zu erhöhen, ist der Einsatz von rotierenden bzw. synchronen Phasenschiebern. Dafür können vorhandene stillgelegte Kraftwerke entsprechend umgerüstet oder neue Phasenschieber aufgebaut werden. Rotierende Phasenschieber sind Stand der Technik, in Deutschland heute jedoch noch nicht verbreitet. Da der primäre Einsatzzweck für rotierende Phasenschieber derzeit nicht die Bereitstellung von Momentanreserve ist, haben Phasenschieber eine verhältnismäßig kleine rotierende Masse, die jedoch durch einfache Maßnahmen erhöht werden könnte.
- **Bereitstellung von Momentanreserve aus netzbildenden Umrichtern** – netzbildende und damit typischerweise spannungseinprägende Umrichter können instantan auf Frequenzänderungen reagieren und somit durch eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung Momentanreserve bereitstellen. Hauptargument für die Nutzung von Umrichtern für die Bereitstellung von Momentanreserve ist, dass sie ohnehin für den Anschluss von Erzeugern, Lasten und Speichern benötigt werden. Ein Teil der Investitionskosten könnte entsprechend dem Primärzweck der Anlagen, z. B. der Einspeisung von Wirkleistung, zugerechnet werden. Die Nutzung von Umrichtern könnte somit eine wirtschaftliche Alternative zu echten Schwungmassen darstellen. Allerdings sind netzbildende Umrichter in Verbundnetzen auf Übertragungs- und Verteilnetzebene bisher nicht verbreitet. Außerdem sind sowohl zentrale technische als auch wirtschaftliche Fragestellungen noch nicht abschließend untersucht, sodass das tatsächliche technisch-wirtschaftliche Potenzial heute nur schwer zu beziffern ist.

Für die notwendige Begrenzung des dynamischen Frequenzminimums im Falle eines normativen Ausfalls identifiziert die Studie eine schnelle Regelleistung, die innerhalb von 1 Sekunde aktiviert wird, als ausreichend. Batteriespeicher könnten diese Anforderungen bereits heute erfüllen. Darüber hinaus heben die Studienergebnisse die Bedeutung der Frequenzabhängigkeit der Lasten für die Frequenzstabilisierung hervor.

Kommt es im System dagegen im Zuge eines sogenannten System Splits zu einer Auftrennung des Verbundnetzes in Teilnetze, so entstehen Herausforderungen bei der Begrenzung des Frequenzgradienten im Ursprung, der nur durch eine instantane Reaktion des Systems und damit durch Momentanreserve beeinflusst werden kann.

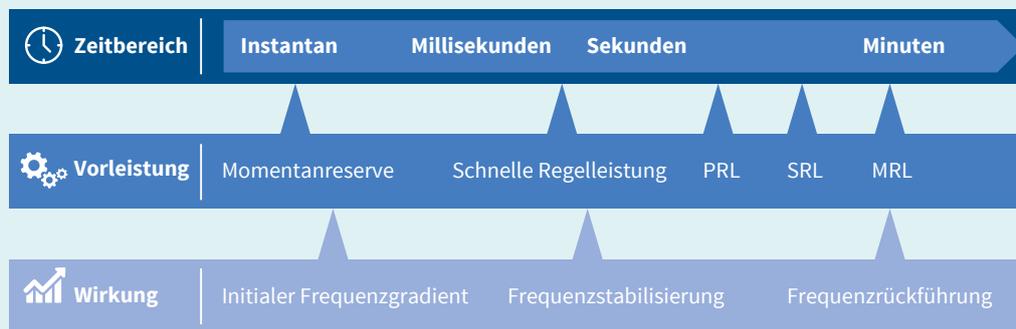


Abbildung 4: Zeitbereiche, Vorleistungen und Wirkungen am Beispiel der Frequenzhaltung

### Zeitbereiche für Vorleistungen für Systemdienstleistungen

Je nach Zielsetzung kann bei der Erbringung von Vorleistungen für Systemdienstleistungen oder Maßnahmen der Stabilität ein instantanes Verhalten notwendig sein oder eine zeitverzögerte Reaktion ausreichen. Regelleistungsbasierte Maßnahmen, wie der Einsatz von Regelenergie, wirken immer zeitverzögert, da für die Messung der Abweichung und die Auslösung der Reaktion Zeit benötigt wird. Nur durch instantanes Verhalten kann ein Einfluss auf die Fehlerauswirkung im Moment des Fehlers selbst genommen werden. So ist beispielsweise nur mit einer instantanen System- oder Anlagenreaktion Einfluss auf die Spannungs- oder Frequenzgradienten im Moment des Störfalles zu nehmen, während der weitere Verlauf der Frequenz- oder Spannungsabweichung auch durch eine schnelle Regelung beeinflusst werden kann (vgl. Abbildung 4).

## Handlungsbedarfe für die Frequenzhaltung

- **Der Bedarf für schnellere Regelleistung zur Einhaltung der Grenzwerte beim normativen Ausfall im europäischen Verbundsystem hängt von der vorhandenen Momentanreserve ab.**
- **Die Frequenzabhängigkeit der Lasten leistet einen wichtigen Beitrag für die Frequenzhaltung. Hier sollte eine Prognose der zukünftigen Entwicklung erstellt und Veränderungen durch ein Monitoring erfasst werden.**

Die Bedarfsanalyse einer schnellen Regelleistung ist eine Aufgabe, die das gesamte Verbundnetz betrifft. Entsprechend ist die Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreibern auf europäischer Ebene in der ENTSO-E entscheidend. Für die Gewährleistung der Frequenzhaltung im Normalbetrieb kann eine deutlich schnellere Regelleistung den Rückgang der Momentanreserve kompensieren. Eine insgesamt schnellere Regelleistung kann mithilfe einer zusätzlichen Vorleistung realisiert werden. Alternativ sollte die Option untersucht werden, für die Primärregelung eine schnellere Aktivierung zu spezifizieren.

Für die Bedarfsbestimmung der notwendigen Momentanreserve sollte jedoch die Beherrschung eines System Splits der entscheidende Auslegungsfall sein. Ob und in welchem Ausmaß eine schnellere Regelleistung dann noch nötig ist, hängt also von der notwendigen Momentanreserve für die Beherrschung des System Splits ab.

Trotz des Beitrags der Frequenzabhängigkeit der Lasten zur Frequenzhaltung existieren heute kein Monitoring der Entwicklung in diesem Bereich und keine fundierte Prognose darüber, welcher gesicherte Beitrag in einem zukünftigen System angenommen werden kann. Um frühzeitig Herausforderungen in diesem Bereich identifizieren zu können, sollte eine Prognose erstellt und durch ein Monitoring regelmäßig überprüft werden. Auf Basis des Monitorings können gegebenenfalls Maßnahmen ergriffen werden, sollte die Frequenzabhängigkeit gezielt erhöht, beibehalten oder ersetzt werden müssen. Für eine fundierte Trendanalyse der zu erwartenden Entwicklung der Frequenzabhängigkeit der Lasten bedarf es einer wissenschaftlichen Studie, auf deren Basis die Rahmenbedingungen, Anforderungen und Zuständigkeiten für ein nachfolgendes Monitoring durch die Politik diskutiert und gegebenenfalls festgelegt werden können.

## Fähigkeiten und Eigenschaften ausgewählter Netznutzer

Verschiedene Netznutzer haben unterschiedliche Fähigkeiten, Vorleistungen für Systemdienstleistungen zu erbringen und zur Netzstabilität beizutragen.

Die traditionellen Erbringer für die Vorleistungen und netzstabilisierenden Eigenschaften sind **thermische Großkraftwerke**, die im Übertragungsnetz angeschlossen sind. Die Synchrongeneratoren der Kraftwerke tragen durch die Trägheit der direktgekoppelten rotierenden Massen und die Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzstabilität und -haltung bei. Darüber hinaus haben sie eine weitgehende Stellfähigkeit für die stationäre und automatisierte schnelle dynamische Bereitstellung von Blindleistung sowie einen hohen Beitrag zum Kurzschlussstrom. Die Fähigkeiten der Anlagen sind heute Voraussetzung für die Wahrung der Spannungsstabilität.

Eine kontinuierlich zunehmende Anzahl von Netznutzern wird über **Umrichter** an das Netz angeschlossen (z. B. dezentrale Erzeugungsanlagen wie Windenergieanlagen und Photovoltaik, große Lasten wie Power-to-X-Anlagen und Speicher). Diese Anlagen können über Regelungen ihre Wirk- und Blindleistungseinspeisung anpassen und somit einen Beitrag zur Spannungs- und Frequenzhaltung leisten. Für die Ertüchtigung umrichterangebundener Anlagen für eine instantane Reaktion auf Störfälle (z. B. Beitrag zur Momentanreserve oder zum Kurzschlussstrom) bedarf es eines veränderten Umrichterkonzeptes (spannungseinprägende und parallel netzbildende Umrichter), welches einerseits eine höhere technische Komplexität (z. B. Strombegrenzung) und andererseits Herausforderungen an anderer Stelle in der Betriebsführung (z. B. ungewollte Teilnetzbildung) bedeuten kann. Für die wirkleistungsunabhängige Bereitstellung von Blindleistung sind die technischen Konzepte (sogenannte STATCOM-Fähigkeit) ausgereift, kommen aber nicht flächendeckend zum Einsatz.

Moderne **HGÜs** sind ebenfalls über steuerbare Umrichter in das Wechselstromnetz integriert und können somit prinzipiell die gleichen Leistungen erbringen wie die übrigen umrichterangebundene Netznutzer. Darüber hinaus haben sie das Potenzial, im Zuge des Netzwiederaufbaus und des System Split die Bereitstellung bestimmter Vorleistungen für Systemdienstleistungen über asynchrone Netzgrenzen hinweg zu leisten.

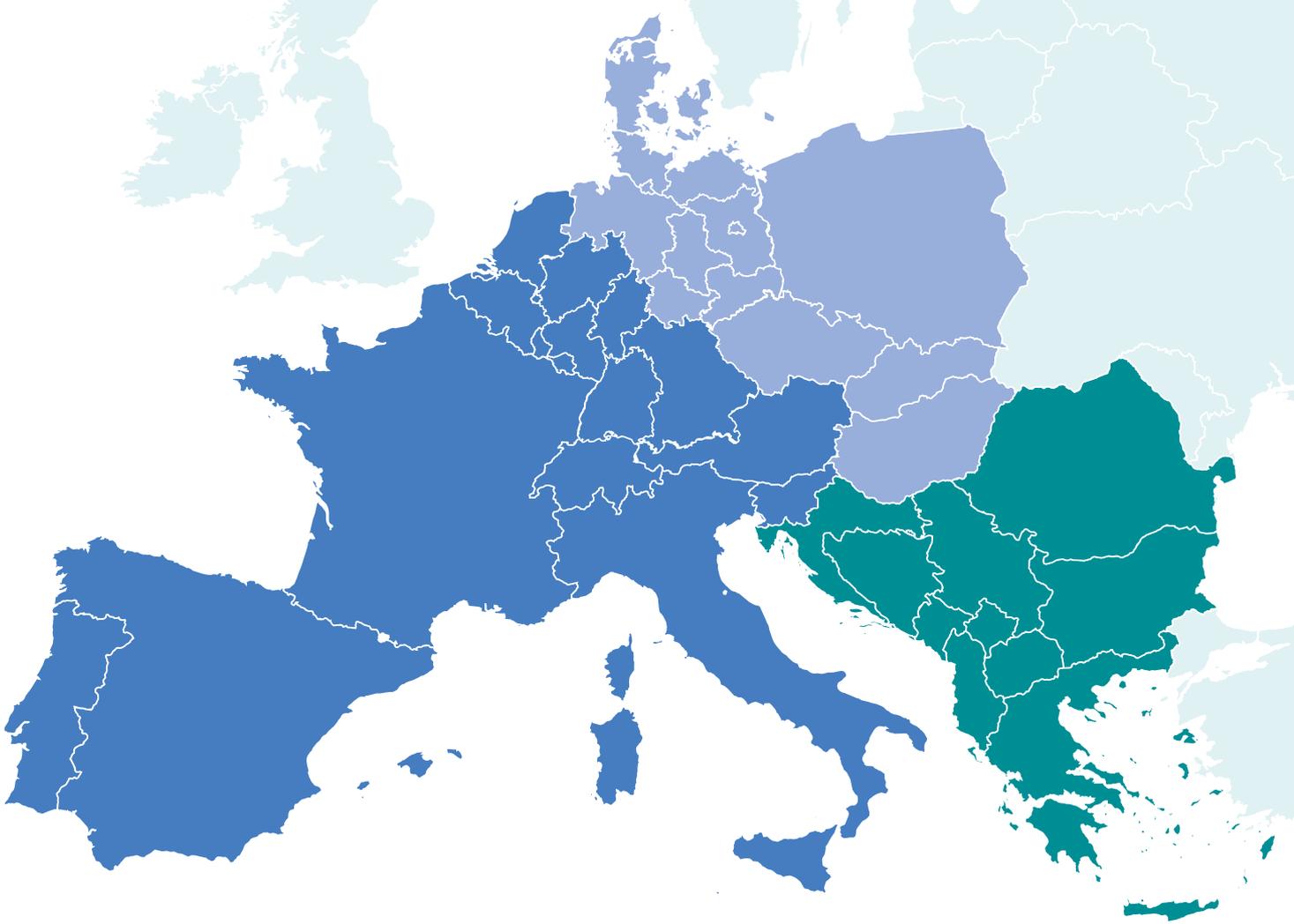


Abbildung 5: Teilnetzbildung bei dem betrachteten System Split-Szenario 2006

### 1.2.5 Stabilitätsaspekte – Beherrschung eines System Splits

Im Rahmen der Studie wurden einzelne Aspekte der Systemstabilität untersucht. Weitere kritische Aspekte, die nicht Gegenstand der Studie sind, werden derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern auf europäischer Ebene untersucht.

Die Studienergebnisse zeigen, dass für die Frequenzstabilisierung im Normalbetrieb eine schnelle Regelleistung als zusätzliche Vorleistung für die Frequenzhaltung ausreicht, um die geforderten Ausfallleistungen ohne Lastabwurf zu beherrschen. Grundlegend andere Anforderungen als bei der Systemdienstleistung Frequenzhaltung stellen sich bei dem Eintreten eines System Splits – eines seltenen Extremereignisses, durch das das System in den Notzustand gerät.

Ausgelöst durch eine Störung, die sich kaskadierend ausbreitet, kann es zu einem System Split mit einer ungewollten Aufspaltung des europäischen Verbundnetzes in Teilnetze kommen – zuletzt geschehen am 4. November 2006 (vgl. Abbildung 5).

In Teilnetzen, die vor dem Störfall Leistung mit anderen Teilbereichen ausgetauscht haben, treten sprunghaft Leistungsdifferenzen in Höhe des Wirkleistungsaustausches vor der Auftrennung auf. Die hierbei auftretenden Leistungssaldi sind abhängig von der jeweiligen Netzsituation und davon, wo sich das Verbundnetz auftrennt. Die Berechnungen im Rahmen der Studie zeigen, dass die Auftrennung von 2006 heute Leistungssaldi von  $\pm 20$  GW zur Folge hätte. Analysen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber legen nahe, dass ein solches Szenario bereits heute nicht mehr in jeder Stunde des Jahres sicher beherrscht werden könnte<sup>12</sup>.

Entsprechend den Studienergebnissen könnten durch zunehmende Leistungsansätze zwischen den Teilnetzen die Leistungssprünge für den betrachteten System Split bis 2050 in etwa um den Faktor 5 zunehmen und je nach Szenario in manchen Stunden einen Betrag von 50 bis 100 GW erreichen.

<sup>12</sup> Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 (50Hertz GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Amprion GmbH).



Die Höhe möglicher Leistungsdifferenzen macht deutlich, dass für die Beherrschung eines System Splits Maßnahmen ergriffen werden müssen, die deutlich über die Dimensionierung von Vorleistungen für Systemdienstleistungen für den Normalbetrieb hinausgehen. Bei einem System Split befindet sich das System im Notzustand und die Stabilität ist gefährdet. Ziel der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ist es in dieser Situation, den sogenannten Systemschutzplan sicher zu aktivieren (koordinierter Abwurf von Lasten und Erzeugern zur Stabilisierung des Systems), um das Schwarzfallen der Teilnetze, d. h. gegebenenfalls einen vollständigen Blackout in mehreren Ländern, abzuwenden (vgl. Abbildung 6).

Im Rahmen des Systemschutzplans werden sowohl manuelle als auch automatische Maßnahmen ergriffen, um das Leistungsgleichgewicht in den einzelnen Teilnetzen zu gewährleisten. Dabei greifen selbst die vorgesehenen Automatismen mit einer gewissen zeitlichen Verzögerung, da im Zuge der Auslösung der Maßnahmen der Zustand des Systems erst gemessen und eine Reaktion ausgelöst werden muss.

Entgegen den Anforderungen zur Beherrschung des normativen Ausfalls ist es für die Beherrschung eines System Splits erforderlich, dass der Frequenzgradient bereits initial, im Moment des Auftretens, begrenzt wird. Für die Begrenzung des Frequenzgradienten im Ursprung ist eine instantane Reaktion durch Momentanreserve erforderlich, um die notwendige Zeit zur Aktivierung des Systemschutzplans und damit die Abwendung eines Blackouts mit Auswirkungen auf das gesamte Verbundnetz zu gewährleisten.

#### **Maßnahmen zur Beherrschung eines System Splits**

Zur Beherrschung eines System Splits im Jahre 2050 bieten sich prinzipiell verschiedene Maßnahmen an. So kann gezielt dafür gesorgt werden, dass die Momentanreserve im System gesteigert wird, und es können durch HGÜs und einen regionalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Last die entstehenden Leistungsdifferenzen reduziert werden. Darüber hinaus ist aber zu diskutieren, wie „Beherrschung“ des System Splits in Zukunft definiert werden soll und ob und unter welchen Umständen die Systembedarfe für Momentanreserve gegenüber den Ergebnissen der Studie reduziert werden können.



### **Steigerung der Momentanreserve**

Für die Steigerung der Momentanreserve zur Beherrschung des System Splits bieten sich die gleichen Maßnahmen an wie bereits in Abschnitt 1.2.4 Frequenzhaltung dargestellt.

Der zusätzliche Bedarf an Momentanreserve für die vollständige Beherrschung des System Splits ist jedoch gegenüber den Anforderungen, die aus einem normativen Ausfall von 3 GW erfolgen, deutlich höher. Entsprechend erscheinen weder der gezielte Redispatch synchron gekoppelter Erzeugung noch der Einsatz von rotierenden Phasenschiebern ausreichend. Für die flächendeckende und substanzielle Erhöhung der Momentanreserve ist die Ertüchtigung der Umrichter dezentraler Erzeugungsanlagen und Lasten aus heutiger Sicht die vielversprechendste Option.

### **Reduktion von Leistungsdifferenzen**

Um die Leistungsdifferenzen bereits vor dem Eintritt eines System Splits zu begrenzen, stehen im Wesentlichen die folgenden Maßnahmen zur Verfügung:

- HGÜ-Leitungen, die bei einem System Split zwei Teilnetze miteinander verbinden, können den AC-Leistungsüberschuss des einen Teilnetzes mit der Unterdeckung des anderen Netzes entsprechend ihrer Transportkapazität bereits vor der Auftrennung reduzieren.

Somit können HGÜ in beiden Teilnetzen zu einer Reduktion von Leistungsdifferenzen beitragen. Befinden sich die Konverterstationen einer HGÜ im gleichen Netzbereich, hat die Leitung hingegen keinen ausgleichenden Effekt, kann aber durch Entlastung der untergelagerten AC-Leitungen stabilisierend wirken und damit die Wahrscheinlichkeit einer weiteren Auftrennung reduzieren. Voraussetzung ist eine ausreichende Robustheit der HGÜ, die dazu führt, dass sie sich bei einer Netzauftrennung nicht abschaltet. Die Vorzüge zur Beherrschung eines System Splits werden zurzeit nicht bei der Bewertung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit von HGÜ berücksichtigt.

- Ein weiterer Ansatz besteht darin, den Bedarf weiträumiger Leistungsaustausche zu minimieren, indem Erzeugung und Verbrauch möglichst regional aufeinander abgestimmt werden. Die Allokation von Erzeugern und Verbrauchern führt allerdings in anderen Bereichen zu volkswirtschaftlichen Ineffizienzen und widerspricht teilweise den heutigen Zielen des integrierten europäischen Strommarkts. Die positive Wirkung auf einen System Split kann daher nicht isoliert betrachtet, sondern muss immer ins Verhältnis zu den Kosteneinsparungen durch konkurrierende Zielsetzungen gesetzt werden.

### Bestimmung des Systembedarfs

Um die Frage zu klären, durch welche Maßnahmen sich das Auftreten eines System Splits am effizientesten beherrschen lässt, muss in einem ersten Schritt der Systembedarf bestimmt werden. Besonders herausfordernd ist es dabei, dass es für die Auslegung des Systems nicht ausreicht, wie im Rahmen der Studie, ein einziges Szenario zu betrachten. Theoretisch gilt es, eine sehr große Anzahl möglicher Konstellationen für die Auftrennung des europäischen Verbundnetzes bei der Auslegung des Systems zu berücksichtigen.

Unstrittig ist, dass das Auftreten eines System Splits im Sinne der Vermeidung eines großräumigen Systemzusammenbruchs beherrschbar sein muss. Im Rahmen der Studie wurde notwendige Momentanreserve zur Beherrschung des betrachteten System Split-Szenarios unter der Voraussetzung untersucht, dass sich alle Teilnetze unter der Zuhilfenahme des Systemschutzplans stabilisieren. Die Ergebnisse legen nahe, dass eine entsprechende Vorhaltung mit erheblichen Kosten verbunden sein könnte. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche Anforderungen an die Beherrschbarkeit eines unter Umständen europaweiten System Splits in Zukunft gestellt werden sollten:

- Ist es für die Planung und Absicherung von System Split-Szenarien ausreichend, abgestimmte Extremszenarien zu betrachten, oder müssen Methoden zur Bewertung einer großen Anzahl möglicher Konstellationen berücksichtigt werden?
- Können technische Anpassungen im Stromnetz die möglichen „Bruchkanten“ bei einem System Split eingrenzen, sodass das Szenario eines System Splits nicht betrachtet werden muss?
- Können technische und prozessuale Änderungen im Stromsystem vorgenommen werden, um die Eintrittswahrscheinlichkeit von System Splits ausreichend zu verringern, sodass das Szenario eines System Splits nicht betrachtet werden muss?
- Kann das Schwarzfallen eines oder mehrerer Teilnetze akzeptiert werden und unter welchen Voraussetzungen?
- Wie viel Zeit darf der Wiederaufbau der Versorgung in schwarzgefallenen Teilnetzen in Anspruch nehmen?

Festlegungen zu diesen und ähnlich gelagerten Fragen sind eine wichtige Voraussetzung, um den Systembedarf bestimmen zu können, und damit ein wichtiger Schritt, um darauf aufbauend Anforderungen an Netznutzer sowie die Ausgestaltung des Systems abzuleiten.

### Kennwerte zur Bewertung der Versorgungssicherheit

Der Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit des BMWi<sup>13</sup> bezieht sich ausschließlich auf das „Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch im Stromversorgungssystem im Sinne eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt“ und somit auf die Erzeugungsadäquanz. Auch alle weiteren definierten Kennwerte (SAIDI, LoLP, EENS) beschreiben entweder die historische Entwicklung oder die marktliche Perspektive und sind somit nicht geeignet, Aussagen über die Systemsicherheit/-stabilität in einem sich in Transformation befindenden System hinsichtlich der Auswirkungen seltener Störfälle zu machen.

Die Definition von Beherrschbarkeit hängt unmittelbar davon ab, welches Sicherheitsniveau angestrebt werden soll, und ist somit neben den technischen Dimensionen auch eine politische Frage. Mit Bezug auf den System Split geht es hierbei im Kern darum, das Risiko eines Eintritts mit den Kosten für die Beherrschung abzuwägen. Im Grundsatz muss jedoch der System Split primär beherrschbar bleiben. Grundlegende Aspekte einer Risikobewertung wie die Eintrittswahrscheinlichkeit eines System Splits und die Höhe potenzieller Schäden lassen sich allerdings praktisch nur mit hohen Unsicherheiten quantifizieren. Hinzu kommt, dass die Bewertung der Versorgungssicherheit sehr vielschichtig ist und es bisher keine geeigneten Kennzahlen gibt, an denen ein zukünftiges Niveau der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung der Aspekte der Systemsicherheit festgemacht werden könnte (vgl. Infobox: Kennwerte zur Bewertung der Versorgungssicherheit).

Die Bestimmung des Systembedarfs ist daher kein rein mathematisches Optimierungsproblem. Um dennoch systemische Anforderungen ableiten zu können, müssen andere Wege gefunden werden, damit Politik und energiewirtschaftliche Akteure ein gemeinsames Verständnis dazu erarbeiten können, wann ein System Split als beherrschbar gilt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass ein System Split Auswirkungen auf das gesamte Verbundnetz hat. Ein Konzept zum Umgang mit einer solchen Großstörung muss daher schlussendlich auf europäischer Ebene abgestimmt und umgesetzt werden.

<sup>13</sup> Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten (r2b energy consulting GmbH u. w., 2019).

## Handlungsbedarfe für die Beherrschung von System Split-Szenarien

### ■ Erarbeitung einer Gesamtstrategie Systemsicherheit und Netzstabilität unter Berücksichtigung der Beherrschbarkeit von System Split-Szenarien

Durch den Rückgang der Trägheit von thermischen Großkraftwerken und zunehmende Leistungsansätze stellen sich die Fragen, wie das Auftreten eines System Splits in Zukunft beherrscht werden soll und wie Konzepte zur Absicherung aussehen können. Auch in anderen Bereichen führt die Transformation des Energiesystems dazu, dass neue, aktiv zu gestaltende Konzepte vormals im System vorhandene Sicherheiten und Reserven schrittweise ablösen werden müssen:

- Entwicklungen hin zur einer optimierten Auslastung der Stromnetze führen dazu, dass vorhandene Reserven in Netzbetriebsmitteln genutzt werden, um die Übertragungskapazität der Höchst- und Hochspannungsebene zu erhöhen. Die Systemsicherheit wird hierdurch von den Reserven der Betriebsmittel zunehmend in die Systemautomatisierung verlagert.
- Unter anderem um die zunehmende Komplexität im Systembetrieb zu beherrschen, wird die Digitalisierung der Stromnetze und der Energiewirtschaft vorangetrieben. Durch den verstärkten Einsatz von IKT-Systemen gewinnen IT-Sicherheit und -zuverlässigkeit an Bedeutung für die Ausgestaltung von Sicherheitskonzepten im Systembetrieb.

Wie bei der Frage danach, wann ein System Split als beherrschbar gilt, werden durch diese Entwicklungen grundlegende Fragen zum Verständnis von System- und Versorgungssicherheit aufgeworfen. Folgerichtig wird durch die Bundesregierung im Klimaschutzprogramm das Ziel ausgegeben, eine Gesamtstrategie „Systemsicherheit und Netzstabilität, Digitalisierung und IT-Sicherheit der netzgebundenen Stromversorgung“ zu erarbeiten<sup>14</sup>.

Richtschnur und zentrales Element einer solchen Strategie sollte ein gemeinsames Verständnis der Politik und der relevanten energiewirtschaftlichen Stakeholder davon sein, welches Sicherheitsniveau unter Berücksichtigung der resultierenden Aufwände angemessen ist. Da die Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland unmittelbar von Entwicklungen im Verbundnetz abhängt, werden eine Strategie zur Systemsicherheit und sich daraus ableitende Konzepte für eine Umsetzung auch auf europäischer Ebene abgestimmt werden müssen. Wie bei dem 2015 veröffentlichten Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“<sup>15</sup> sollte die Erstellung einer Gesamtstrategie rund um die Systemsicherheit auf einem branchenweiten Konsultationsprozess fußen. Wissenschaftliche Grundlagen für den Prozess sollten durch die energiewirtschaftlichen Stakeholder und Forschungseinrichtungen geschaffen werden. Ein Beispiel sind Untersuchungen zum technisch-wirtschaftlichen Potenzial von netzbildenden Umrichtern, Momentanreserve bereitzustellen.



<sup>14</sup> Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 (Bundesregierung, 2019).

<sup>15</sup> Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2015).

■ **Weiterführende Forschung zur Ermittlung des Systembedarfs an Momentanreserve für die Absicherung von System Split-Szenarien und Weiterentwicklung von Konzepten zur Beherrschung**

Insbesondere bei der Frage, wie groß der Bedarf an Momentanreserve unter Berücksichtigung der regionalen Verteilung für eine sichere Beherrschung möglicher System Split-Szenarien ist, besteht zusätzlicher Forschungsbedarf. So gilt es eine Methodik zu entwickeln, um von der Betrachtung einzelner System Split-Szenarien hin zu einer Untersuchung allgemeiner systemischer Anforderungen zu kommen. In diesem Zusammenhang sollten auch unterschiedliche Konzepte für die Beherrschung eines System Splits entwickelt und untersucht werden. Die theoretische Bandbreite möglicher Ansätze reicht hierbei von der Stabilisierung des kompletten Verbundnetzes bis hin zu einer Beherrschung, die ihren Fokus auf die Fähigkeit legt, die Versorgung in Regionen, die schwarzgefallen sind, schnell wiederaufzubauen. Ziel sollte es sein, die Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsoptionen auf den Systembedarf zusätzlicher Momentanreserve genauer beurteilen zu können, um auf dieser Grundlage Festlegungen treffen zu können, wann ein System Split als beherrschbar gilt.

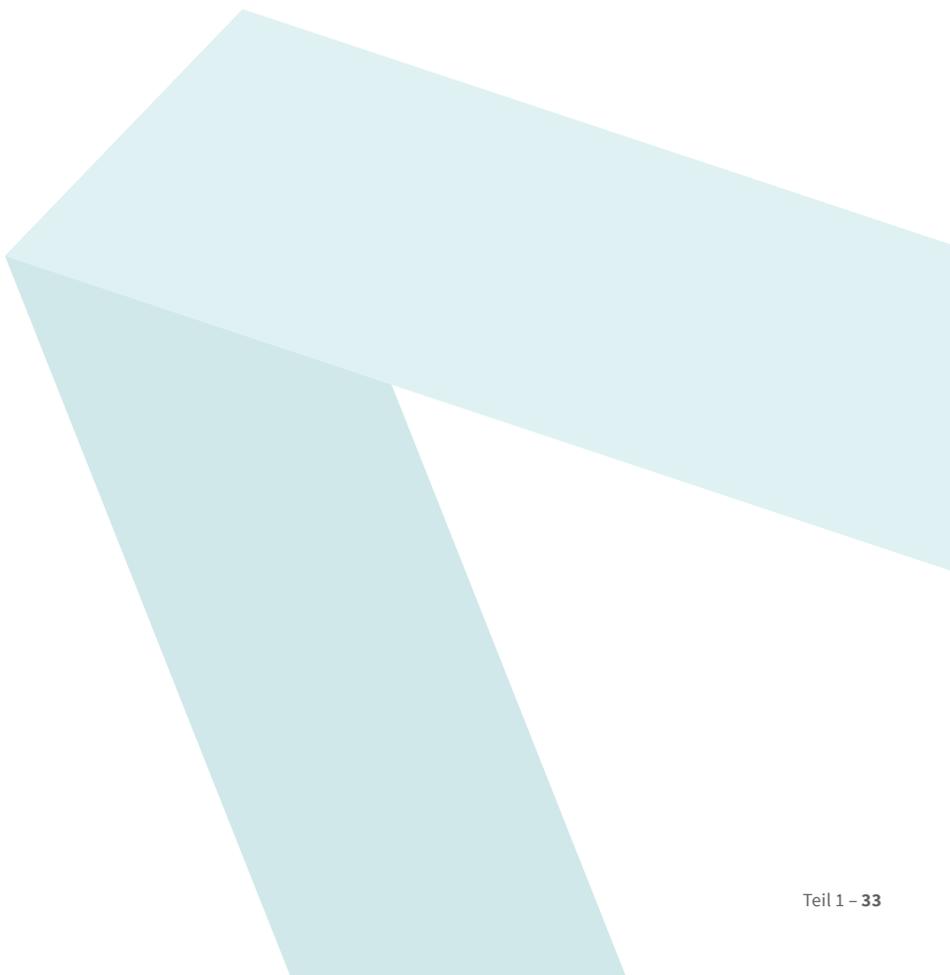
Sowohl die Forschung als auch die Übertragungsnetzbetreiber sind bei der Weiterentwicklung von Methoden zur genauen Quantifizierung von systemischen Anforderungen für eine Absicherung von System Split-Szenarien gefordert.

■ **Weitere Untersuchungen des technisch-wirtschaftlichen Potenzials netzbildender Umrichter zur Bereitstellung von Momentanreserve**

Netzbildende Umrichter können theoretisch einen erheblichen Beitrag zur Erbringung von Momentanreserve leisten. Unter der Annahme, dass die Umrichter aller Windenergie- und Photovoltaikanlagen Momentanreserve bereitstellen können, kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass die erforderlichen Anlaufzeitkonstanten mit den Fähigkeiten heutiger thermischer Großkraftwerke vergleichbar sind. Aus heutiger Sicht lässt sich allerdings nur schwer absehen, welche zusätzlichen Kosten hierdurch entstehen würden. Aufgabe der Forschung und von Anlagenherstellern ist es daher, das technisch-wirtschaftliche Potenzial netzbildender Umrichter genauer zu untersuchen.

In diesem Zusammenhang sind darüber hinaus Konzepte zu entwickeln, die einen Ausgleich der Energiedifferenzen ermöglichen, die durch die Erbringung von Momentanreserve in Zwischenkreisen der Umrichter entstehen. Prinzipiell können Energiedifferenzen direkt innerhalb der einzelnen Anlage ausgeregelt werden. Die Umrichter von Batterien könnten z. B. die erforderliche Energie aus dem Speicher beziehen oder Überschüsse einspeichern. Auch könnte durch die Trennung von positiver und negativer Momentanreserve und entsprechende Aufteilung auf Lasten und Erzeuger ein anlageninterner Ausgleich leicht realisierbar sein. Darüber hinaus sind auch systemische Konzepte zu untersuchen, bei denen beispielsweise eine schnelle Regelleistung die Energiedifferenzen bereitstellen würde. Für den Fall eines System Splits könnten entsprechende Konzepte im Rahmen des Systemschutzplans berücksichtigt werden.

Für die Weiterentwicklung der Umrichter und die Quantifizierung der Potenziale einzelner Netznutzer bedarf es einer Zusammenarbeit zwischen Wissenschaft und Anlagenherstellern.





## 2 Fazit und übergeordnete Handlungsbedarfe

Die dena-Studie Systemsicherheit 2050 wirft in zwei Szenarien einen Blick auf das Energiesystem in 30 Jahren und leitet auf dieser Grundlage notwendige Entwicklungen im Bereich der Systemsicherheit vom Ziel her ab. Nachfolgend sind die wesentlichen Erkenntnisse aufgeführt, die einen Beitrag zur aktuellen politischen Debatte leisten können. Außerdem werden die identifizierten übergeordneten Handlungsbedarfe dargestellt, die bereits in den kommenden Jahren angegangen werden sollten.

**Durch grundlegende Veränderungen im System gehen vorhandene Reserven und Sicherheiten zurück. Es bedarf daher einer aktiven Gestaltung der Politik und einer Gesamtstrategie für Systemsicherheit.**

Versorgungssicherheit ist eine der übergeordneten Zieldimensionen der deutschen Energiepolitik. Neben der gesicherten Leistung ist die sogenannte Systemsicherheit – d. h. der sichere und zuverlässige Betrieb des Stromsystems – ein zentrales Element der Versorgungssicherheit. Auf dem Weg zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energieversorgung wird das Stromsystem in Deutschland grundlegend umgebaut. Damit die Systemsicherheit trotz des Transformationsprozesses und der Veränderungen im Betrieb auf dem heutigen, hohen Niveau bleibt, nehmen die Akteure der Energiewirtschaft, insbesondere die zuständigen Netzbetreiber, kontinuierlich Anpassungen vor.

### **Bundesregierung stellt Gesamtstrategie Systemsicherheit in Aussicht**

In Bereichen, bei denen die Systemsicherheit und damit auch die Versorgungssicherheit in Zielkonflikte mit anderen energiepolitischen Zielen, wie beispielsweise der Kosteneffizienz der Energiewende, gerät, ist eine aktive Gestaltung der Politik erforderlich. Vor dem Hintergrund zurückgehender Reserven und Sicherheiten ist es folgerichtig, dass die Bundesregierung im Klimaschutzprogramm das Ziel ausgibt, eine Gesamtstrategie „Systemsicherheit und Netzstabilität, Digitalisierung und IT-Sicherheit der netzgebundenen Stromversorgung“<sup>16</sup> zu erarbeiten.

### **Beherrschung des System Splits: Bestimmen eines volkswirtschaftlich angemessenen Sicherheitsniveaus**

Die Studienergebnisse zeigen, dass es wesentlich ist, in der Gesamtstrategie die zukünftige Beherrschung eines System Splits zu adressieren (vgl. Kapitel 1.2.5 Stabilitätsaspekte – Beherrschung eines System Split). Bei diesem seltenen Extremereignis wird das europäische Verbundnetz infolge kaskadierender Störungen aufgetrennt.

Der geringen Eintrittswahrscheinlichkeit stehen voraussichtlich erhebliche volkswirtschaftliche Schäden gegenüber, wenn ein System Split nicht beherrscht werden kann und einen länderübergreifenden Stromausfall zur Folge hat. Wie im Rahmen der Studie anhand eines System Split-Szenarios gezeigt wird, ist es zukünftig zudem wahrscheinlich nur mit sehr großem Aufwand möglich, einen Zusammenbruch aller Teilnetze zu vermeiden. Daher ist es eine politische Frage, wie ein angemessenes Sicherheitsniveau mit einer kosteneffizienten europäischen Energiewende in Einklang gebracht werden kann.

### **Auswirkung der höheren Auslastung auf die Sicherheit des Netz- und Systembetriebs**

Die Kosteneffizienz ist ein wichtiges politisches Ziel für die Entwicklung hin zu einer optimierten Auslastung der Übertragungs- und Verteilnetze. Die effizientere Nutzung vorhandener Infrastruktur trägt dazu bei, dass der Bedarf zusätzlicher Leitungen reduziert wird und gleichzeitig die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende steigt. Die optimierte Auslastung kann sich allerdings negativ auf die Systemsicherheit auswirken.

Der Hochstrombetrieb der Netze führt das System näher an Stabilitätsgrenzen und das Risiko für kaskadierende Schutzauslösungen nimmt zu<sup>17</sup>. Darüber hinaus steigt die Komplexität der Betriebsführung im Normalbetrieb und bei der Beherrschung von Störungen in allen Netzebenen. Durch die Verringerung der freien Netzkapazitäten für den Transport von Vorleistungen für Systemdienstleistungen steigt der Abstimmungsbedarf zwischen den Netzbetreibern. Netzebenenübergreifend besteht die Herausforderung, die zusätzliche Komplexität im Betrieb zu beherrschen und geeignete IKT-Lösungen zu implementieren. Weiteren Plänen zur optimierten Auslastung sollte daher eine aktive Strategie zum sicheren und zuverlässigen Systembetrieb an die Seite gestellt werden.

### **Systemsicherheit sollte ganzheitlich und vor allem europäisch betrachtet werden**

Neben den genannten Beispielen gibt es voraussichtlich weitere politische Fragestellungen im Bereich der Systemsicherheit, wie z. B. die im Klimaschutzprogramm explizit erwähnte IT-Sicherheit. Eine Gesamtstrategie sollte daher einen möglichst ganzheitlichen Blick auf potenzielle Risiken im Systembetrieb werfen und die Perspektiven unterschiedlicher Akteure einbeziehen. Da die deutschen Stromnetze in das europäische Verbundnetz eingebunden sind, kann die Systemsicherheit außerdem nicht isoliert betrachtet werden. Eine nationale Gesamtstrategie und zukünftige Sicherheitskonzepte müssen daher auch als Auftakt für eine Abstimmung im Rahmen der EU und unter den europäischen Stromnetzbetreibern verstanden werden.

<sup>16</sup> Bundes-Klimaschutzgesetz, Verabschiedung am 15.11.2019 durch den Deutschen Bundestag.

<sup>17</sup> Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019 (50Hertz GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Amprion GmbH).

**Bei der Erbringung von Systemdienstleistungen steht die Energiewende in manchen Bereichen noch am Anfang. Zwar sind technische Alternativen häufig bereits vorhanden, jedoch ist es für die weitere Entwicklung entscheidend, dass technische Vorgaben und regulatorische Rahmenbedingungen vorausschauend und technologieoffen angepasst werden.**

Thermische Großkraftwerke wirken stabilisierend auf das Stromsystem. Selbst bei dem heutigen, bereits relativ hohen Anteil erneuerbarer Energien werden viele systemische Anforderungen nach wie vor weitgehend durch die konventionellen Kraftwerke abgedeckt. In einigen Bereichen, z. B. beim Schwarzstart, können konventionelle Kraftwerke voraussichtlich auch in Zukunft nicht vollständig abgelöst werden. Für andere Vorleistungen wird sich die Bereitstellung bis 2050 grundlegend ändern müssen, insbesondere in Stunden, in denen keine thermischen Großkraftwerke aktiv einspeisen. Viele der erforderlichen technischen Fähigkeiten sind bei erneuerbaren Energien, flexiblen Verbrauchern und Speichern bereits heute Stand der Technik. Weitere Lösungsansätze konnten bereits in Forschungs- und Pilotprojekten demonstriert werden. Heute ist die Bereitstellung von Vorleistungen aus neuen Erbringern in vielen Fällen auch aufgrund regulatorischer Rahmenbedingungen wirtschaftlich nicht sinnvoll oder steht einer ungehinderten, dargebotsabhängigen Einspeisung entgegen. Für einen zuverlässigen und effizienten Netzbetrieb sind auch in Zukunft verbindliche technische Anschlussregeln (TARs) notwendig, die bereits für die Netzplanung eine belastbare Grundlage bilden. So können langfristig der Zugriff auf die notwendigen technischen Fähigkeiten und Leistungen für den stabilen Netzbetrieb und die Beherrschung von Störungen, unabhängig von thermischen Großkraftwerken, gewährleistet werden.

#### **Das Clean Energy Package – ein erster Schritt**

Vor diesem Hintergrund ist es folgerichtig, die Beschaffung von Vorleistungen für SDL anzugehen. Dies erfordert auch die Neufassung der Strombinnenmarkt-Richtlinie des EU-Legislativpakets „Saubere Energie für alle Europäer“ (Clean Energy Package). Sie verpflichtet die Mitgliedstaaten u. a., sogenannte nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen grundsätzlich transparent, diskriminierungsfrei und marktgestützt zu beschaffen. Ein wesentliches Ziel ist die technologieoffene und volkswirtschaftlich effiziente Beschaffung von Vorleistungen für Systemdienstleistungen. Auf eine marktliche Beschaffung kann gemäß der Richtlinie dann verzichtet werden, wenn diese nicht wirtschaftlich effizient ist oder die entsprechenden Vorleistungen von voll integrierten Netzkomponenten erbracht werden.

Die Umsetzung der Strombinnenmarkt-Richtlinie in nationales Recht wird in Deutschland zu einer Weiterentwicklung bei der Beschaffung von Vorleistungen für Systemdienstleistungen und im Bereich der Stabilität führen. Das angestrebte Systemdesign und die Rahmenbedingungen, die für die langfristige Ausgestaltung wichtig sind, werden jedoch wahrscheinlich aufgrund des sehr straffen Zeitplans nicht abschließend berücksichtigt werden können. Technische Vorgaben und regulatorische Ausgestaltung müssen daher, über die kurzfristige Umsetzung der Strombinnenmarkt-Richtlinie hinaus, weiterentwickelt werden. Dabei zeigen sich Handlungsbedarfe für unterschiedliche Akteure, die zum einen logisch aufeinander aufbauen, zum anderen ein iteratives Vorgehen erforderlich machen:

#### **1. Politische Zielvorgaben setzen den Rahmen für die Systemtransformation. Durch langfristige Planungssicherheit können Systembedarfe zuverlässig prognostiziert werden.**

Übergeordnete politische Zielvorgaben nehmen entscheidenden Einfluss darauf, wie sich das Energiesystem entwickelt. Dazu gehören z. B. die Klimaneutralität bis 2050, der Anteil erneuerbarer Energie am Stromverbrauch von 65 Prozent bis 2030, aber auch Festlegungen dazu, welches Sicherheitsniveau angestrebt wird. Damit sind sie die Grundlage, um systemische Anforderungen für einen sicheren Betrieb frühzeitig zu ermitteln und erforderliche Entwicklungen anstoßen zu können. Planungssicherheit hat daher auch im Bereich der Systemsicherheit eine große Bedeutung.

#### **2. Systemische Anforderungen ermitteln und technische Entwicklungsbedarfe aufzeigen**

Auf Basis der politischen Zielvorgaben ist es die Aufgabe der Netzbetreiber, in Zusammenarbeit mit der Wissenschaft zu quantifizieren, welche technischen Anforderungen sich im zukünftigen System bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen und im Bereich der Stabilität ergeben<sup>18</sup>. Hierbei gilt es, die Machbarkeit unterschiedlicher Szenarien zu prüfen und technologische Entwicklungen aufzuzeigen, die erforderlich sind, um zukünftige Systembedarfe zu decken.

<sup>18</sup> In dem durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) initiierten Projekt „Zukünftiger Bedarf und Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL-Zukunft)“ werden u. a. die langfristigen Systembedarfe für Vorleistungen für SDL untersucht.

### **3. Systembedarfe auf technische Anforderungen an Vorleistungen herunterbrechen und technische Vorgaben für Netznutzer vorausschauend sowie technologieneutral beschreiben**

Im nächsten Schritt müssen Maßnahmen und Vorkehrungen für die Systemsicherheit festgelegt und die Systembedarfe auf Anforderungen an Vorleistungen für Systemdienstleistungen und die Stabilität heruntergebrochen werden. Darauf aufbauend gilt es, technische Vorgaben an einzelne Anlagen vorausschauend festzulegen, damit die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber auch in Zukunft gesichert und gezielt auf die erforderlichen Vorleistungen zurückgreifen können.

Im Sinne einer kosteneffizienten Energiewende sollte dabei auf Technologieoffenheit geachtet werden. Hierfür bedarf es der Abstimmung zwischen Netzbetreiber, Regelssetzer und Anlagenhersteller.

### **4. Ausgestaltung einer volkswirtschaftlich effizienten Beschaffung**

Aufbauend auf der Bedarfsbestimmung gilt es zu prüfen, durch welches Beschaffungsregime die systemischen Anforderungen am effizientesten gedeckt werden können. Es gilt, zwischen der Bereitstellung aus Netzbetriebsmitteln und dezentralen Energieanlagen unter Berücksichtigung des Gesamtsystems abzuwägen. Bei der Frage der marktlichen Beschaffung von Vorleistungen ist die Vorhaltung der entsprechenden technischen Fähigkeit von der tatsächlichen Erbringung einer Vorleistung zu unterscheiden. Jeweils mit dem Blick auf die Systemsicherheit ist abzuwägen, ob die entsprechende Fähigkeit oder Leistung nur von einzelnen Anlagen oder flächendeckend erbracht werden sollte.

## **Als Grundvoraussetzung für die zukünftige Erbringung von Systemdienstleistungen sollten Regelungsverfahren entwickelt werden, die eine systemische Optimierung für die netzebenenübergreifende Nutzung von Vorleistungen erlauben. Dabei müssen die Restriktionen der jeweiligen Netzebenen berücksichtigt werden.**

Durch die Energiewende verlagert sich nicht nur die Energieerzeugung zunehmend in die Verteilnetze. Auch die technischen Fähigkeiten, Vorleistungen für Systemdienstleistungen zu erbringen, werden zunehmend durch dezentrale Erzeugungsanlagen, flexible Verbraucher und Speicher in niedrigeren Netzebenen bereitgestellt. Einerseits müssen die Verteilnetzbetreiber auf diese Potenziale zurückgreifen, um erneuerbare Energien kosteneffizient in ihre Netze zu integrieren und den Herausforderung einer sektorübergreifenden, integrierten Energiewende zu begegnen. Andererseits werden Übertragungsnetzbetreiber bei der Erbringung von Systemdienstleistungen zunehmend auf Vorleistungen aus dem Verteilnetz angewiesen sein.

Durch diese Überschneidung wird im zukünftigen Systembetrieb der Abstimmungsbedarf zwischen den Netzbetreibern zunehmen, um den sicheren Betrieb der Verteil- und Übertragungsnetze mittels einer systemisch optimierten Nutzung der vorhandenen Potenziale beider Netzebenen zu gewährleisten. Netzengpässe, die es aufgrund der volkswirtschaftlich effizienten Spitzenkappung auch in ausgebauten Verteilnetzen geben wird, können z. B. einem Abruf von Regelleistung durch einen Übertragungsnetzbetreiber im Wege stehen. Eine zentrale Voraussetzung für den Transformationsprozess bei der Erbringung von Systemdienstleistung ist daher die Entwicklung von Regelungsverfahren, die sowohl Netzrestriktionen als auch Wechselwirkungen zwischen den Anforderungen unterschiedlicher Netzbetreiber berücksichtigen und Zielkonflikte auflösen. Neben einem erhöhten Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern spielen hierbei insbesondere bei zeitkritischen Prozessen die Automatisierung und die Ausarbeitung von Rückfalloptionen eine wichtige Rolle.

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Klassische Elemente der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit.....	10
Abbildung 2: Exemplarische Darstellung des Zusammenhangs zwischen Blindleistungsverhalten und Wirkleistungsübertragung einer Freileitung .....	19
Abbildung 3: Betrachtete Grenzwerte für die Frequenzstabilisierung .....	23
Abbildung 4: Zeitbereiche, Vorleistungen und Wirkungen am Beispiel der Frequenzhaltung.....	25
Abbildung 5: Teilnetzbildung bei dem betrachteten System Split-Szenario 2006.....	27
Abbildung 6: Schematische Darstellung des Zusammenspiels von Momentanreserve und Systemschutzplan .....	28

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zentrale Entwicklungen im Bereich Stromsystem mit Auswirkungen auf den Systembetrieb .....	13
---	----

# Literaturverzeichnis

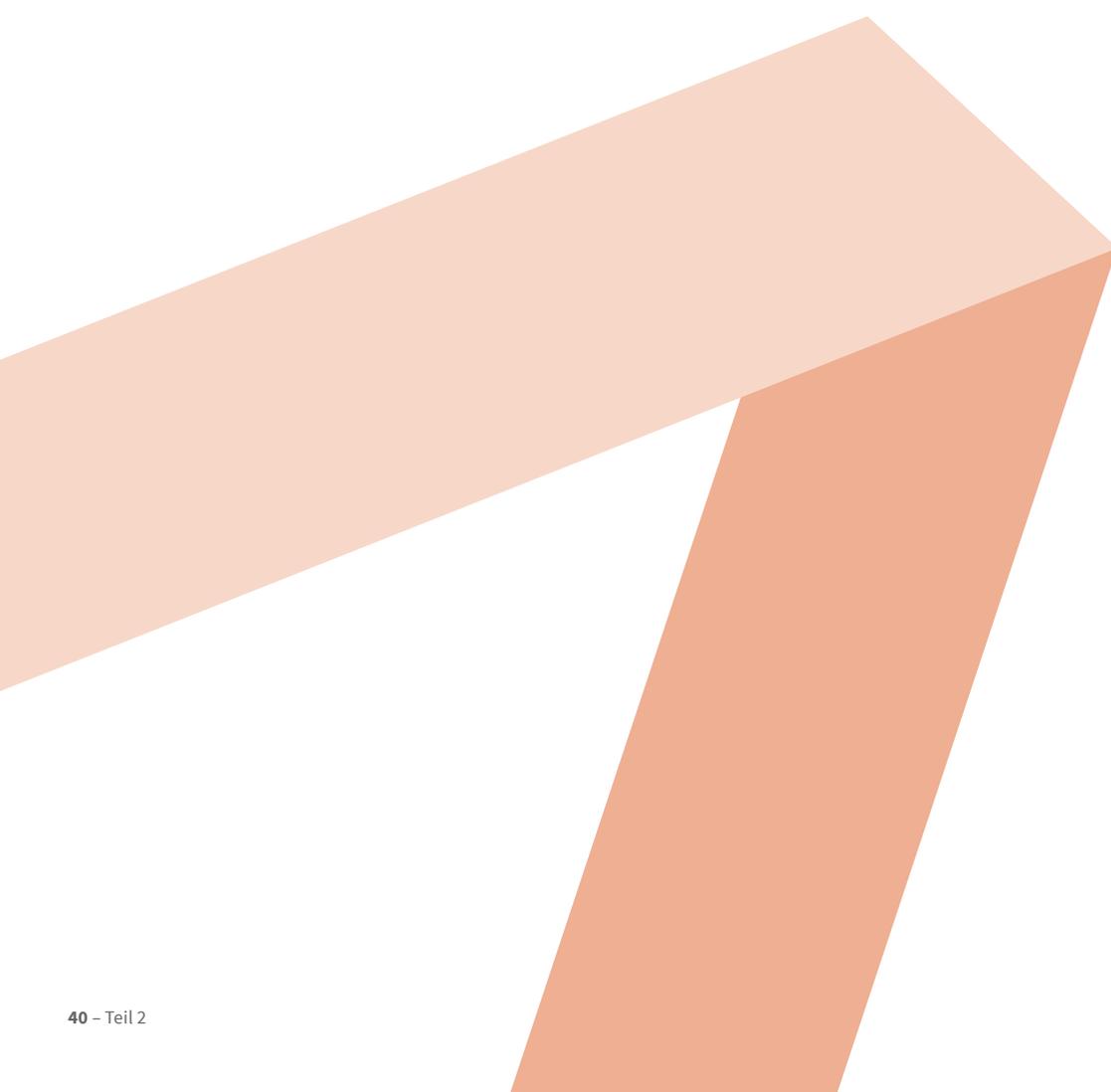
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; u. w. (2019a): „Bewertung der Systemstabilität – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf“.
- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; u. w. (2019b): „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf“.
- BMWi (2015): „Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)“.
- BMWi; u. w. (2019): Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus.
- dena (2020): „Beschaffung von Systemdienstleistungen. Herausforderungen durch das Clean Energy Package und Ergebnisse der Blindleistungskommission“.
- dena (2018): „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende – Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“.
- Deutsche Bundesregierung (2019): „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“.
- Deutsche Bundesregierung (Letzte Änderung: 2019): Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)
- ESYS (2017): „Sektorkopplung: Optionen für die nächste Phase der Energiewende“.
- Fraunhofer ISI; Consentec; ifeu (2017): „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“.
- r2b energy consulting GmbH; Consentec GmbH; Fraunhofer ISI; u. w. (2019): „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten“.
- The Boston Consulting Group; Prognos (2018): „Klimapfade für Deutschland“. Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.

# Abkürzungen

<b>AVR</b>	Automotive Voltage Regulation
<b>BDI</b>	Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
<b>BMWi</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<b>dena</b>	Deutsche Energie-Agentur GmbH
<b>EENS</b>	Expected Energy Not Supplied
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>ESYS</b>	Energiesysteme der Zukunft
<b>HGÜ</b>	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
<b>LoLP</b>	Loss of Load Probability
<b>MRL</b>	Minutenreserveleistung
<b>PRL</b>	Primärregelleistung
<b>SAIDI</b>	System Average Interruption Duration Index
<b>SDL</b>	Systemdienstleistungen
<b>SRL</b>	Sekundärregelleistung
<b>TAR</b>	Technische Anschlussregeln

# Teil 2

## **Gutachterbericht (ef.Ruhr)**





## **Systemsicherheit 2050 – Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem**

Für die

**Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)**

**Chausseestraße 128 a**

**10115 Berlin**

## Autoren

Dr.-Ing. Christian Wagner  
Dr.-Ing. Marco Greve  
Maik Tretschock, M. Eng.  
Dr.-Ing. Stefan Kippelt  
Dr.-Ing. Jonas Maasmann  
Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt  
Dr.-Ing. Ulf Häger  
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

## Impressum

ef.Ruhr GmbH  
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20  
D-44227 Dortmund



### Ansprechpartner:

Dr.-Ing. Christian Wagner  
Tel.: +49 231 700 981 67  
Mail: [c.wagner@energieforschung.ruhr](mailto:c.wagner@energieforschung.ruhr)  
Web: [www.energieforschung.ruhr](http://www.energieforschung.ruhr)

Dortmund, 06.03.2020



# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>2</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>6</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>9</b>
1.1 Motivation und Hintergrund.....	9
1.2 Zielsetzung und Aufbau des Gutachtens .....	10
<b>2 Szenarien und Netznutzergruppen</b> .....	<b>14</b>
2.1 Identifikation von möglichen Netznutzergruppen.....	14
2.1.1 Bewertungskriterien zur Gruppierung .....	14
Netznutzergruppen .....	16
2.2 Szenarien Nutzerstruktur .....	20
2.2.1 Auswertung der Datengrundlage .....	20
2.2.2 Ergebnisse der Auswertung.....	22
2.2.3 Sektorenübergreifende Elektrifizierung .....	24
2.2.4 Europäischer Ausgleich .....	26
<b>3 Technische Anforderungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen</b> .....	<b>29</b>
3.1 Regularien und normative Vorgaben .....	29
3.2 Frequenzhaltung.....	30
3.2.1 Inhärente Eigenschaften.....	32
3.2.2 Regelleistung.....	33
3.2.3 Kritischer Systemzustand .....	35
3.3 Spannungshaltung.....	36
3.3.1 Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung	37
3.3.2 Dynamische Netzstützung .....	40
3.4 Versorgungswiederaufbau.....	40
3.5 Implikationen für die Netznutzergruppen.....	42
<b>4 Zukünftige Möglichkeiten zur Systemdienstleistungserbringung</b> .....	<b>45</b>
4.1 Netzbetriebsmittel .....	46
4.2 Umrichter.....	50
4.2.1 Regelverhalten .....	52
4.2.2 Klemmenverhalten.....	53

4.2.3 Betriebskonzepte.....	55
4.2.4 Momentanreserve.....	55
4.2.5 Potenzial von Umrichtern zur Erbringung von SDL .	58
4.3 HGÜ-Konverterstationen .....	60
4.3.1 HGÜ-Konfigurationen .....	60
4.3.2 Erbringungsmöglichkeiten von SDL zur Spannungs- und Frequenzhaltung sowie Netzwiederaufbau .....	60
4.3.3 Aspekte der Betriebsführung .....	62
4.3.4 Regelwerke .....	62
4.3.5 Zusammenfassung und Fazit.....	63
4.4 Power-to-X .....	64
4.5 FACTS und konventionell schaltbare Betriebsmittel.....	65
4.5.1 Parallele Betriebsmittel .....	65
4.5.2 Serielle Betriebsmittel.....	67
4.5.3 Seriell-parallele Betriebsmittel .....	68
4.5.4 Zusammenfassung .....	69
4.6 Netzbooster .....	70
4.6.1 Einsatzkonzept .....	70
4.6.2 Einordnung in das Engpassmanagement .....	72
4.6.3 Schwarmlösungen als technische Alternative .....	73
4.6.4 Übersicht: Erbringungsmöglichkeiten von SDL zur Fre- quenz- und Spannungshaltung .....	73
<b>5 Mittel- und langfristige Gesamtanforderungen .....</b>	<b>74</b>
5.1 Frequenzhaltung – Bewertungsmethodik.....	74
5.1.1 Kraftwerkseinsatz .....	75
5.1.2 Momentanreserve.....	76
5.1.3 Frequenzabhängigkeit der Last .....	78
5.1.4 P(f)-Regelung / Primärregelleistung .....	78
5.1.5 Frequenzgrenzwerte.....	79
5.1.6 Dynamisches Simulationsmodell .....	83
5.2 Frequenzhaltung – normativer Ausfall .....	84
5.2.1 Netzanlaufzeitkonstante und Frequenzgradienten ..	84
5.2.2 Dynamisches Frequenzminimum.....	87
5.2.3 Sensitivität: Nationale Momentanreserve.....	91

5.2.4 Zusammenfassung und Diskussion .....	93
5.3 Frequenzhaltung – System-Split .....	94
5.3.1 Leistungssaldo der Netzeinseln .....	95
5.3.2 Frequenzgradienten .....	97
5.3.3 Sensitivität: Alternative EE-Verteilung.....	100
5.3.4 Zusammenfassung und Diskussion .....	101
5.4 Bedarf der Frequenzrückführung .....	102
5.4.1 Bewertungsmethodik .....	102
5.4.2 Sekundärregelleistung (aFRR) .....	103
5.4.3 Minutenreserve (mFRR) .....	104
5.4.4 Bewertung und Diskussion .....	105
5.5 Spannungshaltung.....	106
5.5.1 Bewertungsmethodik .....	106
5.5.2 Übertragungsnetzmodell.....	109
5.5.3 Entwicklung von Blindleistungsquellen .....	110
5.5.4 Stationärer Blindleistungsbedarf.....	113
5.5.5 Kurzschlussleistung.....	118
5.6 Netzwiederversorgung.....	121
<b>6 Ableitung der zukünftigen Anforderungen an Systemdienstleistungen.....</b>	<b>124</b>
6.1 Anpassung der SDL-Erbringung zur Frequenzhaltung...	124
6.1.1 P(f)-Regelleistung.....	125
6.1.2 Momentanreserve.....	126
6.1.3 Ausgestaltung der Momentanreserve- und P(f)-Regelleistungserbringung .....	136
6.1.4 Frequenzrückführung .....	139
6.2 Anpassung der SDL-Erbringung zur Spannungshaltung	141
6.2.1 Kompensationsanlagen und schnelle Blindleistungsquellen.....	142
6.2.2 Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz ..	143
6.3 Weitere Anpassungen der SDL-Erbringung .....	149
6.3.1 Einfluss innovativer Netzbetriebsmittel .....	149
6.3.2 Sensitivität: Integration lokaler Speicher .....	153
6.3.3 Sensitivität: Nationale Momentanreserve.....	154

6.3.4	Netzwiederversorgung.....	155
6.3.5	Betriebsführung .....	156
<b>7</b>	<b>Kernaussagen.....</b>	<b>160</b>
<b>8</b>	<b>Glossar.....</b>	<b>175</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>177</b>

# Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Erläuterung</b>
DEA	Dezentrale Energieumwandlungsanlagen
EE	erneuerbare Energien
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
NTC	Net Transfer Capacity
SDL	Systemdienstleistungen
THG	Treibhausgas
WEA	Windenergieanlage
TAR	technische Anschlussrichtlinie
EV	Elektrofahrzeug
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FCR	Frequency Containment Reserve
FFR	Fast Frequency Response
aFFR	Automatic Frequency Restoration Reserve
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
NS	Niederspannung
MS	Mittelspannung
HS	Hochspannung

HöS	Höchstspannung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
NEP	Netzentwicklungsplan
MSC	Mechanically Switched Capacitors
VSC	Voltage Source Converter
AC	Alternating Current
SVC	Static Var Compensator
STATCOM	Statischer Kompensator
PST	Phasenschiebertransformator
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
PSS	Power System Stabilizer
DC	Direct Current
OPF	Optimal Power Flow
TSSC	Thyristor Switched Series Compensator
TCSC	Thyristor Controlled Series Compensator
SSSC	Static Synchronos Series Compensator
NTC	Kuppelkapazität (Engle Network Transfer Capacity)
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
RoCoF	Rate of Change Frequency
SRL	Sekundär Regelleistung
MRL	Minuten Reserveleistung
AVR	Automated Voltage Regulation

BHKW	Blockheizkraftwerk
BMA	Biomasse Anlage
VNB	Verteilnetzbetreiber
ENTO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
FFCR	Fast Frequency Containment Reserve
IGCC	International Grid Control Cooperation

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation und Hintergrund

Systemdienstleistungen sind für einen stabilen und sicheren Betrieb des gesamten Verbundnetzes notwendig und müssen somit zu jeder Zeit in einem ausreichenden Maß verfügbar sein. Zu den Systemdienstleistungen zählen die Frequenzhaltung, die Spannungshaltung, der Versorgungswiederaufbau und die Betriebsführung. Im Rahmen der Transformation des Energieversorgungssystems erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien (EE) an der elektrischen Energiebereitstellung kontinuierlich. Diese Entwicklung ist mit einem drastischen Umbau des gesamten Systems verbunden, da ein Großteil der EE-Anlagen dezentral an das elektrische Netz angeschlossen sind und sich die technischen Eigenschaften der Anlagen von denen konventioneller Großkraftwerke unterscheiden. Die Integration der EE-Anlagen erfordert aufgrund der veränderten Erzeugungsstruktur einen signifikanten Netzausbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene und wurde bereits intensiv in Studien (z. B. [1], [2]) untersucht.

In den letzten Jahren wurde der Einbezug dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) in die Erbringung der unterschiedlichen Systemdienstleistungen (SDL) vermehrt diskutiert und in der Praxis auch teilweise umgesetzt. Um die notwendigen Rahmenbedingungen, eines zunehmenden Beitrags dieser Anlagen zur SDL-Erbringung, effizient und rechtzeitig zu schaffen, bündelt beispielsweise die deutsche Energie-Agentur (dena) mittels ihrer Plattform „Systemdienstleistungen“ entsprechende Diskussionen und Erkenntnisse. Studien wie die dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ [3] oder die dena-Studie „Momentanreserve 2030“ [4] haben hier bereits aufgezeigt und bewertet, welche Veränderungen und Möglichkeiten sich durch die Energiewende ergeben. Fokus der Betrachtungen war hier das Jahr 2033. Die aktuell diskutierten Themen Digitalisierung und insbesondere Sektorenkopplung sind jedoch weitere wichtige Bausteine für die nachhaltige Ausgestaltung eines zukünftigen Energieversorgungssystems und Eckpfeiler zur Erreichung der langfristigen nationalen Treibhausgas-Emissionsziele (THG-Ziele) im Jahr 2050.

Diese zusätzlichen Facetten der Energiewende stellen sowohl den Bedarf als auch die Erbringung von SDL vor neue Herausforderungen, bieten insbesondere aber auch große Chancen für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. So kann beispielweise die Integration „neuer“ Lasten durch zusätzlichen Netzausbau einen höheren Blindleistungsbedarf in städtischen Regionen hervorrufen. Die Ladefrastruktur könnte grundsätzlich jedoch auch in die Erbringung der Blindleistung einbezogen werden und somit den Wegfall von Blindleistungsquellen im Übertragungsnetz aus dem Verteilnetz kompensieren oder lokal zur Spannungshaltung beitragen. Somit ist das Wechselspiel zwischen Bedarfsentwicklung und den Fähigkeiten zur Erbringung von SDL bestimmter Netznutzergruppen entscheidend für die Ausgestaltungsoptionen eines mittel- und langfristigen Zielsystems.

## 1.2 Zielsetzung und Aufbau des Gutachtens

Ziel dieses Gutachtens ist die Ableitung eines Zielsystems für die langfristige Ausgestaltung von SDL im Stromsystem. Hierzu gilt es zunächst bestehende und neue Netznutzergruppen zu identifizieren und die Konstellation dieser Gruppen in einem zukünftigen Energiesystem zu prognostizieren. Des Weiteren ist der Bedarf an SDL für die Aufrechterhaltung des sicheren Systembetriebs in Form der systemischen Anforderung des zukünftigen Stromnetzes zu bewerten. In einem letzten Schritt gilt es, die Deckung des Bedarfs durch bestehende, aber auch durch neue Netznutzergruppen zu untersuchen und Handlungsempfehlungen bzw. Mechanismen zur Ausgestaltung der SDL abzuleiten. Eine Auswahl relevanter Fragestellungen, die sich in diesem Kontext ergeben beinhaltet beispielsweise, ob zukünftig weitere neuartige SDL erforderlich werden und welche Netznutzer diese erbringen können. Auch gilt es die in der heutigen Praxis nicht genutzten technischen Potenziale von Netznutzern zu identifizieren und zu bewerten sowie zur Hebung dieser Potenziale notwendige Voraussetzungen auszuweisen. Dabei ist zu klären, ob durch die Hebung dieser Potenziale ein sinnvoller Beitrag zur Erbringung der SDL geleistet werden kann. Insbesondere vor dem Hintergrund einer stark ansteigenden Zahl umrichtergekoppelter

Netznutzer sind auch mögliche SDL durch Umrichter dezidiert zu untersuchen.

Um die Ausgestaltung der SDL in einem zukünftigen Energiesystem hinreichend bewerten zu können, ist es notwendig einen entsprechenden Szenarioraum aufzuspannen, der die hohen Unsicherheiten eines sich verändernden Energiesystems berücksichtigt. Hierbei werden auch globale Aspekte berücksichtigt. So zeichnen sich die in diesem Gutachten untersuchten Szenarien einerseits durch ein stark vom europäischen Ausgleich geprägtes Zielsystem aus. Andererseits wird speziell für das deutsche System eine sektorenübergreifende Elektrifizierung prognostiziert. Abbildung 1-1 skizziert die vier Hauptanalyseblöcke dieses Gutachten sowie deren Interaktion.

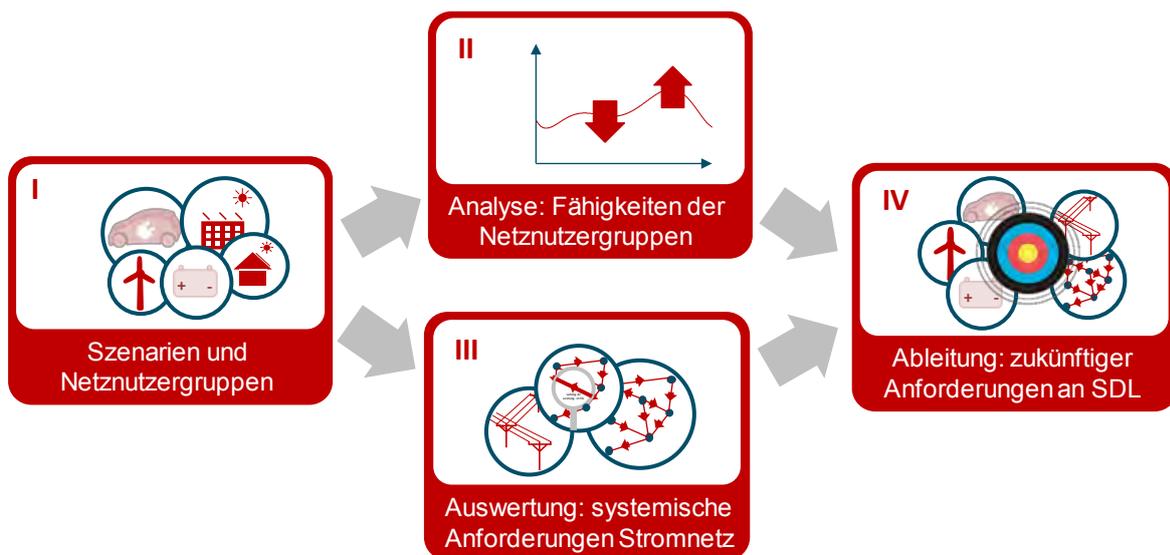


Abbildung 1-1: Struktur des Gutachtens

Im ersten Analyseblock (I) werden zum einen Netznutzergruppen, welche für die Erbringung und den Bedarf von SDL eines zukünftigen Stromsystems relevant sind, identifiziert und detailliert beschrieben. Zum anderen werden konsistente Szenarien für die Jahre 2030 und 2050 abgeleitet. Die Szenarien beschreiben die Entwicklung der identifizierten Netznutzergruppen und berücksichtigen die Zielsetzung der Bundesregierung insbesondere vor dem Hintergrund der THG-Minderung.

Im zweiten Analyseblock (II) werden die zuvor identifizierten Netznutzergruppen um weitere Gruppen bzw. Netzbetriebsmittel ergänzt. Diese weiteren Netznutzer und Netzbetriebsmittel werden aktuell nicht in großer Anzahl im zukünftigen Energiesystem erwartet, können jedoch aus SDL-Perspektive zukünftig relevant werden. Um die Relevanz der unterschiedlichen Netznutzergruppen einzuordnen sowie zur Analyse deren Fähigkeiten zur SDL-Erbringung erfolgt zunächst eine detaillierte Darstellung der heutigen regulatorischen Vorgaben hinsichtlich der SDL-Erbringung. Darauf aufbauend wird eine vertiefte Analyse der technischen Möglichkeiten der jeweiligen Netznutzergruppen durchgeführt. Diese Analyse verdeutlicht welchen Beitrag die unterschiedlichen Netznutzergruppen und Betriebsmittel zur SDL-Erbringung im zukünftigen Energiesystem leisten können, der über die heutigen Anforderungen hinausgeht. In diesem Kontext werden auch einzelne (Schlüssel-)Technologien und netznutzergruppenübergreifende Eigenschaften detailliert analysiert. Als Ergebnis dieses Analyseblocks liegt zum einen ein vertieftes Verständnis der Anforderungen an SDL und Möglichkeiten zur Erbringung von SDL der unterschiedlichen Netznutzergruppen vor. Zum anderen sind netznutzerübergreifende Schlüsseigenschaften sowie neue Netzbetriebsmittel zur SDL Erbringung im zukünftigen Energieversorgungssystem identifiziert und detailliert analysiert.

Das Ziel des dritten Analyseblocks ist die Einordnung und Bewertung von systematischen Anforderungen des zukünftigen Stromnetzes. Hierbei liegt ein starker Fokus auf dem Bedarf der Netze hinsichtlich der SDL unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Szenarien und den derzeitigen Anforderungen an die jeweiligen Netznutzergruppen. Durch die Kombination von statischen Bewertungen des Netzzustandes mit den vorherigen Analyseschritten bildet dieser Analyseblock die Grundlage sowohl für die Ermittlung des zukünftigen SDL-Bedarfs als auch für die sich daraus ableitbaren Anforderungen an die SDL-Erbringung in einem Zielsystem.

Im letzten Analyseblock (IV) erfolgt die Ableitung und abschließende Untersuchung von möglichen Erbringerstrukturen für SDL. Diese führen die identifizierten Fähigkeiten der Netznutzer und die ermittelten Bedarfe aus den vorherigen Arbeitsschritten, unter Berücksichtigung der identifizierten Szenarien zusammen. Basierend auf den Ergebnissen werden Handlungsempfehlungen für die zukünftige Ausgestaltung von SDL abgeleitet.

## 2 Szenarien und Netznutzergruppen

Zur Bewertung des Bedarfs von SDL sowie der Anforderungen an SDL im zukünftigen Energiesystem müssen zunächst dessen wesentliche Netznutzer identifiziert werden. In einem ersten Schritt werden daher die aus heutiger Sicht prognostizierten Netznutzer in Netznutzergruppen mit vergleichbaren Eigenschaften hinsichtlich des Bedarfs und der Erbringung von SDL zusammengefasst (Unterkapitel 2.1). Die Prognose der Durchdringung der zuvor identifizierten Netznutzergruppen erfolgt mithilfe konsistenter Szenarien für das elektrische Energiesystem, die im zweiten Schritt abgeleitet werden (Unterkapitel 2.2). Die abgeleiteten Szenarien decken dabei den, in der Literatur aufgespannten und in der Fachwelt diskutierten Erwartungshorizont des elektrischen Energiesystems für die Jahre 2030 und 2050 ab.

### 2.1 Identifikation von möglichen Netznutzergruppen

Die Zusammenführung der unterschiedlichen Netznutzer zu Netznutzergruppen erfolgt anhand der in Abschnitt 2.1.1 definierten Kriterien. Dabei werden zunächst nur jene Netznutzer betrachtet die gemäß aktuellen Prognosen (vgl. Abschnitt 2.2.1) im zukünftigen Energiesystem erwartet werden. Die Zusammensetzung der resultierenden Netznutzergruppen sowie deren Eigenschaften sind in Abschnitt 0 beschrieben.

#### 2.1.1 Bewertungskriterien zur Gruppierung

Die nachfolgenden Bewertungskriterien stellen die aus SDL-Perspektive wesentlichen Unterscheidungsmerkmale der verschiedenen Netznutzer dar und werden in die drei Kategorien *Allgemein*, *Kopplung mit dem Netz* und *Flexibilität* unterteilt. In der nachstehenden Tabelle 2-2 erfolgt eine Auflistung der Bewertungskriterien.

Tabelle 2-1: Bewertungskriterien der Netznutzergruppen

Bewertungskriterium	Erläuterung
Last (Allgemein)	Agiert aus Systemperspektive (zumindest zeitweise) als Last bzw. als elektrische Senke
Erzeugung (Allgemein)	Agiert aus Systemperspektive (zumindest zeitweise) als Erzeugung bzw. als elektrische Quelle
Netzebene (Kopplung mit dem Netz)	Berücksichtigung der Netzan- schlussebene
Nutzbare rotierende Masse (Kopplung mit dem Netz)	Liegt eine zur Momentanreserve oder ähnlicher SDL nutzbare rotie- rende Masse vor
Direkt gekoppelt (Kopplung mit dem Netz)	Die jeweiligen Netznutzer sind di- rekt mit dem Netz, d. h. ohne Um- richter gekoppelt
Umrichter (Kopplung mit dem Netz)	Die jeweiligen Netznutzer sind über Umrichter mit dem Netz ge- koppelt
Langfristigkeit (Flexibilität)	Die SDL stehen längerfristig zur Verfügung, d. h. es kann eine Dunkelflaute überbrückt werden
Bidirektionalität (Flexibilität)	Die jeweiligen Netznutzer können bedarfsgerecht sowohl als Last (elektrische Senke) als auch als Erzeugung (elektrische Quelle) agieren
Hoher Gradient / Leistungsänderung (Flexibilität)	Netznutzer können – insbeson- dere aus dem Stillstand (keine Leistungsabgabe / -aufnahme) – schnell auf eine veränderte Wirkleistungsabgabeanforderung reagieren und ihre Leistungsab- gabe bedarfsgerecht anpassen
Dauerhafte Verfügbarkeit für SDL (Flexibilität)	Netznutzer stehen mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit dauer- haft für die Erbringung von SDL zur Verfügung

## Netznutzergruppen

In diesem Abschnitt erfolgt die detaillierte Beschreibung der resultierenden Netznutzergruppen. Die Kategorisierung erfolgt anhand der in Abschnitt 2.1.1 vorgestellten Bewertungskriterien. Bei der Gruppierung werden nur Netznutzer betrachtet, die gemäß den aktuellen Prognosen (vgl. Abschnitt 2.2.1) in signifikanter Durchdringung im zukünftigen Energiesystem erwartet werden. In nachstehender Tabelle 2-2 sind die Ergebnisse übersichtlich dargestellt. Die Einordnung erfolgt dabei ausschließlich anhand der bereits heute genutzten Fähigkeiten.

Tabelle 2-2: Netznutzergruppen und deren Bewertung

Netznutzergruppe	Allgemein		Kopplung mit dem Netz					
	Last	Erzeugung	Netzebene			rotierende Masse	Direkt gekoppelt	Umrichter gekoppelt
			NS und MS	HS	HöS			
Grund- & Mittellast-KW		■	■	■	■	■	■	
Gaskraftwerke		■		■	■	■	■	
Potovoltaik		■	■					■
Wind onshore		■	■	■	■	■		■
Wind offshore		■			■	■		■
Pumpspeicher	■	■	■	■	■	■	■	
Batteriespeicher	■	■	■	■				■
Schnellladepunkte	■		■	■	■			■
Ladepunkte mit g(n)	■	■		■				■
Wärmepumpen	■						■	
Power-to-X	■		■	■	■			■
Großverbraucher	■		■	■	■	■	■	■
Flexibilität								
Netznutzergruppe	Lanfristigkeit	Bidirektionalität		Hoher Gradient / Leistungsänderung		Dauerhafte Verfügbarkeit für SDL		
Grund- & Mittellast-KW	■					■	■	
Gaskraftwerke	■					■	■	
Potovoltaik	■					■		
Wind onshore	■					■		
Wind offshore	■					■		
Pumpspeicher		■		■	■	■	■	
Batteriespeicher		■		■	■	■	■	
Schnellladepunkte				■	■	■	■	
Ladepunkte mit g(n)		■		■	■	■	■	
Wärmepumpen				■	■	■	■	
Power-to-X				■	■	■	■	
Großverbraucher				■	■	■	■	

■ zutreffend ■ teilweise zutreffend □ nicht zutreffend

Die Bezeichnung der Netznutzergruppen erfolgt anhand der vorrangigen Eigenschaft der enthaltenen Netznutzer bzw. gemäß typischer Netznutzer dieser Netznutzergruppe – ist jedoch explizit nicht

auf diese beschränkt. Zur weiteren Spezifikation sind nachfolgend die resultierenden Netznutzergruppen sowie die darin enthaltenen Netznutzer skizziert. Weitere Implikationen der Netznutzergruppen bspw. durch ihre umrichtergekoppelte Netzanbindung sowie die daraus hervorgehenden Anforderungen, Herausforderungen und Möglichkeiten werden gesondert in Kapitel 3 diskutiert.

### **Grund- und Mittellast-Kraftwerke**

Diese Netznutzergruppe beinhaltet alle, im Sinne der klassischen Definition, Grund- und Mittellast Kraftwerke. Dabei wird jedoch berücksichtigt, dass bereits heute und insbesondere zukünftig eine gewisse Flexibilisierung der Kraftwerke erfolgt ist bzw. erfolgen kann. Konkret umfasst diese Gruppe Kernkraftwerke, Braun- und Steinkohlekraftwerke, Laufwasserkraftwerke, kleine Biomasse- bzw. Biogasanlagen sowie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). Darüber hinaus wird berücksichtigt, dass Biomasseanlagen oft in Kombination mit KWK realisiert werden, wobei der verfügbare Brennstoffspeicher vergleichsweise begrenzt ist.

### **Gaskraftwerke**

Die Netznutzergruppe Gaskraftwerke repräsentiert flexible Gaskraftwerke, die sowohl mit Erdgas als auch mit biologischen und synthetisch erzeugten Gasen befeuert werden. Insbesondere ermöglicht und beinhaltet diese Netznutzergruppe auch eine Rückverstromung von synthetischen, via Power-to-Gas (PtG) erzeugter, Gasen wie H<sub>2</sub>. Somit stellt diese Netznutzergruppe eine wichtige Kopplungsfunktion zwischen den unterschiedlichen Energiesektoren dar.

### **Photovoltaik**

Die Netznutzergruppe Photovoltaik (PV) beinhaltet -Freiflächenanlagen und Aufdachanlagen. Durch den Zusammenschluss von PV-Anlagen, Batteriespeichern und Haushalten entstehen Prosumer. Diese agieren zeitweise als Last oder Erzeuger. Durch die Zusammenführung der unterschiedlichen Netznutzergruppeneigenschaften weisen Prosumer kombinierte Eigenschaften auf. Da hierdurch jedoch keine neuen Eigenschaften entstehen, werden Prosumer in diesem Gutachten nicht als eigenständige Netznutzergruppe aufgenommen.

### **Wind On-Shore**

Diese Netznutzergruppe beinhaltet alle Windenergieanlagen (WEA) und Windparks an Land grundsätzlich unabhängig von der Anlagengröße und der Netzanschlussebene. Berücksichtigt wird auch das Repowering von Bestandsanlagen an Land.

### **Wind Off-Shore**

Diese Netznutzergruppe beinhaltet alle WEA und Windparks auf See sowie deren Repowering.

### **Pumpspeicher**

Die Netznutzergruppe Pumpspeicher beinhaltet ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke. In diesem Gutachten wird angenommen, dass bereits alle wirtschaftlichen Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland gehoben wurden und daher kein weiterer Zubau in Deutschland vollzogen wird.

### **Batteriespeicher**

Diese Netznutzergruppe beinhaltet elektrische Batteriespeicher mit unterschiedlichen Ausprägungen. Neben kleineren Batteriespeichern in privaten Haushalten (insbesondere auch in Kombination mit PV-Anlagen) sind gleichermaßen auch größere kommerziell betriebene Batteriespeicher enthalten. Elektrische Großspeicher fallen ebenfalls in diese Netznutzergruppen. Diese werden aufgrund fehlender Prognosewerte (vgl. Abschnitt 2.2.1) ihrer potenziell exponierten Stellung im zukünftigen Energieversorgungssystem jedoch in Unterkapitel 4.1 gesondert diskutiert.

### **Schnellladepunkte**

Die Netznutzergruppe Schnellladepunkte umfasst alle elektrischen Schnellladepunkte für den elektrifizierten Mobilitätssektor und ist als „öffentlich zugängliche Stromtankstellen“ zu interpretieren. Neben AC-Schnellladepunkten sind insbesondere auch DC-Schnellladepunkte wesentlicher Bestandteil dieser Netznutzergruppe. Die entsprechenden Umrichter sind dabei fest in der Ladeinfrastruktur verbaut.

### Ladepunkte mit zu berücksichtigenden Gleichzeitigkeiten

Im Gegensatz zur Netznutzergruppe Schnellladepunkte beinhaltet diese Gruppe nicht die öffentlich zugängliche, sondern private Ladefrastruktur bzw. die Elektrofahrzeuge als solche. Dabei wird die kumulierte Ladeleistung der EV mithilfe von Gleichzeitigkeitsfunktionen in Abhängigkeit der Einheitenzahl und der Ladepunkte (z. B.: Laden nur Zuhause, Laden auf der Arbeit, etc.) ermittelt. Anders als bei Schnellladepunkten befindet sich der Umrichter bei dieser Netznutzergruppe direkt im Fahrzeug.

### Wärmepumpen

Bestandteil dieser Netznutzergruppe sind Wärmepumpen im privaten Bereich. Durch die thermische Trägheit der versorgten Gebäude und ggf. vorhandener thermischer Speicher kann in Abhängigkeit der Komfortgrenzen der Gebäudenutzer Flexibilität durch Wärmepumpen bereitgestellt werden.

### Power-to-X

Diese Netznutzergruppe umfasst große Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme (Power-to-Heat) sowie Anlagen zur Umwandlung in synthetische Energieträger. Wärmepumpen im privaten Bereich sind grundsätzlich auch Power-to-Heat (PtH) Anlagen, werden in diesem Gutachten jedoch als gesonderte Netznutzergruppe betrachtet. Im Bereich der synthetischen Energieträger wird innerhalb der Netznutzergruppe zwischen gasförmigen Energieträgern, z. B. H<sub>2</sub> und Methan (PtG) einer zusätzlichen Verflüssigung der Gase (Power-to-Liquid-Gas) und flüssigen Brennstoffen wie z. B. Diesel, Benzin oder Heizöl (Power-to-Fuels) unterschieden. Die Rückverstromung der Gase erfolgt in Gaskraftwerken, wodurch PtG Anlagen in Kombination mit EE-Anlage als flexible Speicher für Überkapazitäten interpretiert werden können.

### Großverbraucher

Diese Netznutzergruppe beinhaltet Verbraucher jeglicher Art mit hoher elektrischer Leistungsaufnahme. Bereits heute wird ein Teil der Flexibilität dieser Netznutzergruppe durch bilaterale Kontrakte zwischen Netz- und Lastbetreibern genutzt. Für diese Netznutzergruppe liegen keine dezidierten Prognosen bzgl. der zukünftigen Entwicklung vor.

## 2.2 Szenarien Nutzerstruktur

Zur Bewertung des Bedarfs sowie der Anforderungen an SDL und deren Erbringung im zukünftigen Energiesystem müssen die möglichen Ausprägungen des Systems hinreichend genau skizziert werden. Im vorherigen Unterkapitel wurden hierzu bereits relevante Netznutzergruppen identifiziert. Ziel dieses Unterkapitels ist es, konsistente Szenarien für das zukünftige Zielsystem abzuleiten, die sowohl die Durchdringung der Netznutzergruppen aber auch weitere relevante Aspekte prognostizieren. Als Beispiele sind hier unter anderem die deutsche Kuppelkapazität oder die Entwicklung der Spitzenlast zu benennen. Da Prognosen naturgemäß mit – teilweisen großen – Unsicherheiten belastet sind bzw. im Allgemeinen unterschiedliche Erwartungshaltungen über zukünftige Entwicklungen existieren, ist es nicht ausreichend ein einzelnes Szenario zu betrachten. Daher werden in diesem Gutachten zwei Szenarien mit entsprechenden Narrativen betrachtet. Diese bilden den in der Literatur aufgespannten und in der Fachwelt diskutierten Erwartungshorizont des elektrischen Energiesystems für die Jahre 2030 und 2050 ab (vgl. Abschnitt 2.2.1 und 2.2.2). Darüber hinaus werden einzelne Aspekte möglicher Entwicklungen durch Sensitivitäten fokussiert.

### 2.2.1 Auswertung der Datengrundlage

Bei der Auswahl der Szenarien wird auf in der Literatur veröffentlichte und in der Fachwelt anerkannte Studien und Langfristprognosen zurückgegriffen. Dabei wird die primäre Zielsetzung verfolgt, den aufgespannten Erwartungshorizont des zukünftigen Energiesystems möglichst weitreichend abzudecken. Es werden grundsätzlich nur Szenarien berücksichtigt, die – entsprechend der im EEG formulierten Ziele – eine Reduktion der THG-Emission von mind. 80 % im Jahr 2050 erreichen. Tabelle 2-3 fasst die analysierte Datengrundlage zusammen.

Tabelle 2-3: Berücksichtigte Studien und Gutachten bei der Szenarioerstellung

Studie, Gutachten oder Prognose	Abkürzung
dena-Leitstudie <i>Integrierte Energiewende</i> [5]	dena
BMWi <i>BMWi-Langfrist und Klimaszenarien</i> [6]	BMWi
BDI-Studie <i>Klimapfade für Deutschland</i> [7]	BDI
MWIDE (NRW) <i>Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung</i> [8]	MWIDE
ESYS-Studie <i>Sektorkopplung</i> [9]	ESYS
entso-e <i>scenario report 2018</i> [10]	ENTSO-E
Übertragungsnetzbetreiber <i>Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017</i> [11]	NEP
META-Studie Sektorenkopplung <i>Analyse einer komplexen Diskussion</i> [12]	META

Zur Bewertung des Bedarfs und der Anforderungen an SDL müssen neben der Entwicklung der identifizierten Netznutzergruppen weitere relevante Kenngrößen des deutschen und europäischen Energieversorgungssystems berücksichtigt werden. Beispielhaft sind hier die Net Transfer Capacities (NTC) sowie die Spitzenlast zu nennen. Diese dienen der erweiterten Abschätzung der zukünftigen Einspeise- und Lastsituation sowie der vorhandenen grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, welche letztendlich den Bedarf an SDL definiert. Erst durch die Berücksichtigung der zusätzlichen Kriterien wird es möglich einen Erwartungsraum abzustecken, der es erlaubt den Bedarf zukünftiger SDL abzuschätzen.

## 2.2.2 Ergebnisse der Auswertung

Die Auswertung der öffentlich zugänglichen Studien (vgl. Abschnitt 2.1.1) ergibt eine umfassende Datenbasis und breitgefächerte Erwartungshaltung des zukünftige Energiesystems. Insbesondere die Fragestellung des Umgangs mit dem europäischen Ausland erweist sich auch aufgrund der weitreichenden Implikation auf die zuvor vorgestellten Kenngrößen - als zentrales Merkmal zur Differenzierung der Untersuchungsszenarien. In diesem Zusammenhang erweisen sich die Szenarien *EL 95* der dena-Leitstudie und das *Basisszenario* der Studie BMWi Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland als besonders geeignete Datengrundlage. Das Szenario der dena-Leitstudie beschreibt ein deutsches Energiesystem mit einer hohen Autarkie in Bezug auf die Bereitstellung der elektrischen Energie und der gesicherten Leistung. Im Gegensatz dazu beschreibt das Szenario der Studie BMWi Langfristszenarien ein Energiesystem, welches auf dem Leitgedanken des verstärkten europäischen Ausgleiches und einem entsprechenden innereuropäischen Netzausbau basiert. Im Rahmen der detaillierten Studiensichtung wird auch deutlich, dass die jeweils aufgezeigten Erwartungspfade nicht primär für die Zielsetzung der Ermittlung eines „Zielsystems für die langfristige Ausgestaltung von Systemdienstleistungen im Stromsystem“ erstellt wurden. Dies betrifft auch die ausgewählten Szenarien. Daher werden zur Komplettierung der Szenarien dieses Gutachtens folgende Annahmen getroffen:

### Europäischer Kraftwerkspark

In den berücksichtigten Studien werden zwar globale energieträgerspezifische Energiemengen des europäischen Auslandes, jedoch keine dezidierten und länderspezifischen Angaben über die Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten angeben. Insbesondere für die Bewertung der Momentanreserve ist jedoch der zeitlich aufgelöste Kraftwerkseinsatz zu ermitteln und folglich der europäische Kraftwerkspark leistungsmäßig anzunehmen. Daher ist es notwendig die verwendete Datengrundlage zu ergänzen. Hierzu werden die im *ENTSO-E Scenario 2018 Generation Capacities* [10] veröffentlichten Prognosen für den ausländischen Kraftwerkspark verwendet und den jeweiligen Szenarien (vgl. Unterkapitel 2.2) zugeteilt.

Die Zuteilung der Prognosen erfolgt durch den Abgleich der in den ENTSO-E Prognosen erwarteten installierten WEA- und PVA-Leistung in Deutschland für das Jahr 2040 mit den jeweiligen prognostizierten Werten in den berücksichtigten Szenarien. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass in der entsprechenden ENTSO-E Prognose eine grundsätzlich identische Erwartungshaltung des zukünftigen Energiesystems wie in den jeweiligen Szenarien dieses Gutachtens angenommen wird. Durch dieses Vorgehen wird insbesondere auch gewährleistet, dass die Leitmotive der unterschiedlichen Szenarien und Prognosen grundsätzlich deckungsgleich sind und konsequenterweise konsistente Untersuchungsszenarien erstellt werden. Die resultierende Zuteilung des europäischen Kraftwerksparkes ist Bestandteil der jeweiligen Szenarien und wird in den entsprechenden Abschnitten beschrieben.

### **Net Transfer Capacity**

Das Szenario *EL 95* der dena-Leitstudie prognostiziert die Kuppelkapazität (NTC) an allen deutschen Grenzen für das Jahr 2050. Diese werden im Zuge dieses Gutachtens verwendet. Da im *Basiszenario* der BMWi Langfristszenarien Studie lediglich die Jahresdauerlinie der zeitgleichen Im- und Exporte angegeben ist, müssen die grenzscharfen NTC-Werte abgeleitet werden. Hierzu dienen die NTC-Werte aus den Szenarien des *ENTSO-E Scenario 2018 Generation Capacities* als Grundlage. Die Zuordnung der entsprechenden NTC-Werte zu den Szenarien dieses Gutachtens erfolgt analog zu der zuvor beschriebenen Zuteilung der Prognose des europäischen Kraftwerksparkes.

### **Wärmepumpen**

Aufgrund fehlender Angaben in Bezug auf die Anzahl der angenommenen Wärmepumpen im *Basiszenario* der Studie BMWi Langfristszenarien, werden diese aus dem qualitativen Vergleich mit dem Szenario *EL 95* der dena-Leitstudie abgeschätzt. Folglich ergibt sich eine Ersatzanzahl von 13,9 Mio. Wärmepumpen für das Basiszenario.

### Spitzenlast

Das *Basisszenario* der Studie BMWi Langfristszenarien bietet keine Übersicht über die angenommene Spitzenlast in diesem Szenario. Aufgrund einer als geringer anzunehmenden Elektrifizierung aller Szenarien im Vergleich zum Szenario *EL 95* der dena-Leitstudie, ist die entsprechende Spitzenlast dieses Szenarios ebenfalls als geringer anzusehen. Aus der vorangegangenen Sichtung verschiedener Studien ergibt sich für das Jahr 2050 ein Zielkorridor zwischen 81 GW und 160 GW. Im Rahmen der weiteren Untersuchungen wird für dieses Szenario der entsprechende Mittelwert von 120 GW angenommen.

Basierend auf den Ergebnissen der Auswertung sowie den ermittelten Ersatzwerken können die Untersuchungsszenarien dieses Gutachtens definiert werden. Die sind in den folgenden Abschnitten beschrieben.

### 2.2.3 Sektorenübergreifende Elektrifizierung

In diesem Szenario wird von einer weitgehenden Elektrifizierung der Endenergieverbrauchssektoren Gebäude, Industrie und Verkehr bis zum Jahr 2050 ausgegangen. Die Energiebereitstellung stützt sich auf den starken Zubau von Windenergie und PV, wobei die gesicherte Leistung überwiegend national durch Gaskraftwerke bereitgestellt wird. Gemäß den Zielsetzungen der Bundesregierung wird von einem vollständigen nationalen Ausstieg aus der Kernenergie (bis zum Jahr 2022) und Kohleverstromung (bis zum Jahr 2038) ausgegangen [13]. Der Beitrag des Auslandes an der gesicherten Leistung in Deutschland sowie der Ausbau der Kuppelkapazität ist vergleichsweise moderat. Zeitgleich steigt die Spitzenlast insbesondere durch EV und Wärmepumpen deutlich, sodass entsprechend viele neue Gastkraftwerke in Deutschland erwartet werden. Das skizzierte Szenario geht folglich von einer starken sektorenübergreifenden Elektrifizierung mit vergleichsweise geringem Beitrag des Auslandes an der deutschen Energieversorgung aus. Das Szenario wird für die Jahre 2030 und 2050 betrachtet. In beiden Stützjahren werden die im EEG verankerten Ziele zur Reduktion der THG-Emission erreicht.

Das Szenario basiert auf den Annahmen und Prognosen des *Elektrifizierungsszenarios EL 95* der dena-Leitstudie [5]. Der Kraftwerkspark des Szenarios wird entsprechend der aktuellen politischen Entwicklungen in Bezug auf den Ausstieg aus der Kohleverstromung angepasst, indem die betroffenen Kraftwerke für das Stützjahr 2050 durch eine äquivalente Anzahl von Gaskraftwerken substituiert werden. Tabelle 2-4 enthält eine Übersicht der installierten Leistungen in Deutschland nach Erzeugertypen für dieses Szenario.

Tabelle 2-4: installierte Leistungen nach Erzeugertypen für das Szenario *Sektorenübergreifende Elektrifizierung*

Typ	2030 P <sub>inst</sub> [GW]	2050 P <sub>inst</sub> [GW]
WEA Off-Shore	15	33
WEA On-Shore	99	179
PV	65	165
Biomasse	8	10
Laufwasser	4,3	4,3
Sonstige EE-Analgen	3,9	6,6
Pumpspeicher- kraftwerke	9,8	9,8
Braunkohle- kraftwerke	11	0
Steinkohle- kraftwerke	13	0
Gaskraftwerke	75	120
Sonstige	3,9	3

Die in diesem Szenario angenommene Erzeugerleistung geht z.T. von einem massiven Zubau der installierten Leistung einzelner Erzeugertypen aus. Dies betrifft insbesondere den Ausbau von WEA und Gaskraftwerken. Die hierzu nötige Zubaurate bis zum Jahr 2030 sollte jedoch kritisch hinterfragt werden. Da es sich bei dieser Betrachtung um ein Extremszenario zur Abgrenzung eines möglichst differenzierten Szenarioraums handelt, bildet dieses Szenario dennoch eine adäquate Grundlage für die im Rahmen dieser Studie durchzuführenden Untersuchungen.

Der europäische Kraftwerkspark wird gemäß dem Szenario *Global Climate Action* des ENTSO-E (vgl. Abschnitt 2.2.2) angenommen. Für weitere Details wird auf die jeweiligen Veröffentlichungen verwiesen.

In Zuge einer Sensitivitätsanalyse zur *nationalen Momentanreserveerbringung* wird der Szenariorahmen um die Annahme erweitert, dass das Ausland keinen Beitrag zur Momentanreserve in Deutschland leistet (vgl. Abschnitt 5.2.3). Ziel dieser Sensitivität ist es zu analysieren, ob und wie die notwendige Momentanreserve bei einem Kraftwerksausfall von 3 GW innerhalb vom Deutschland gedeckt werden kann. Die Sensitivität wird für das Stützjahr 2050 betrachtet.

## 2.2.4 Europäischer Ausgleich

In diesem Szenario steht der Europäische Ausgleich im Vordergrund. Es wird das Leitmotiv verfolgt, dass der Netzausbau in einem stark von dargebotsabhängiger Erzeugung geprägten System besonders wichtig ist, wodurch folglich ein starker Ausbau des europäischen elektrischen Energieversorgungsnetzes und insbesondere der Kuppelkapazität unterstellt wird. Der innerdeutsche Zubau von Windenergie- und PV-Anlagen fällt vergleichsweise moderat aus. Die Deckung der gesicherten Leistung erfolgt insbesondere durch den europäischen Ausgleich. Dabei wird angenommen, dass dargebotsabhängige EE-Anlagen aufgrund der räumlichen Diversifikation vergleichsweise viel gesicherte Leistung für Deutschland und Europa bereitstellen. In den wenigen Fällen, in denen in Deutschland eine zusätzliche Leistungsbereitstellung benötigt wird, werden Gasturbinen als kosteneffiziente Option angesehen, wobei die installierte Leistung der Gasturbinen bis zum Jahr 2050 in diesem Szenario sogar leicht rückläufig ist. Auch in diesem Szenario wird der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie (bis zum Jahr 2022) und der Kohleverstromung (bis zum Jahr 2038) angenommen. Insbesondere für das Stützjahr 2050 wird eine starke Durchdringung von EV erwartet. Das Szenario wird für die Jahre 2030 und 2050 betrachtet. In beiden Stützjahren werden die im EEG verankerten Ziele zur Reduktion der THG-Emission erreicht.

Das Szenario basiert auf den Annahmen und Prognosen des *Basis Szenarios* der Studie BMWi Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland [6]. Der deutsche Kraftwerkspark des Szenarios wird entsprechend der aktuellen politischen Entwicklungen in Bezug auf den Ausstieg aus der Kohleverstromung angepasst, indem die betroffenen Kraftwerke für das Stützjahr 2050 durch eine äquivalente Anzahl von Gaskraftwerken substituiert werden. Tabelle 2-5 enthält eine Übersicht der installierten Leistungen in Deutschland nach Erzeugertyp für dieses Szenario.

Tabelle 2-5: installierte Leistungen nach Erzeugertypen für das Szenario *Europäischer Ausgleich*

Typ	2030 P <sub>inst</sub> [GW]	2050 P <sub>inst</sub> [GW]
WEA Off-Shore	15	15
WEA On-Shore	38,3	75,4
PV	52	69
Biomasse	8,3	6,1
Laufwasser	4,3	4,3
Sonstige EE-Analgen	6,7	6,6
Pumpspeicher- kraftwerke	9,8	9,8
Braunkohle- kraftwerke	9,3	0
Steinkohle- kraftwerke	13,5	0
Gaskraftwerke	17,4	28
Sonstige	10,3	10,3

Bemerkenswert ist hierbei die angenommene installierte Leistung von On-Shore-WEA. Diese liegt im Jahr 2030 unterhalb der heute installierten Leistung von 51 GW [14]. Dies begründet sich mit einem Rückgang des Stromverbrauchs bis 2030. Dieser führt im Allgemeinen zu einem Abbau von Überkapazitäten. Eine zusätzliche Vorgabe dieses Szenarios ist die Einhaltung eines EE-Ausbaukorridors, der den Anteil neuer EE-Anlagen am Kraftwerkspark be-

grenzt. Neue WEA werden zudem aufgrund des europäischen Wettbewerbs nur an möglichst optimalen Standorten mit optimierten Anlagenhöhe errichtet. Dies resultiert in einer verbesserten Ausnutzung der installierten Kapazitäten. Erst nach dem Jahr 2030 erfolgt aufgrund der nun wieder steigenden Nachfrage, veränderter Wettbewerbsbedingungen sowie einer erhöhten Ausbaugrenze wieder ein signifikanter Zuwachs von WEA.

Der ausländische Kraftwerkspark und die NTC-Werten werden gemäß dem Szenario *Sustainable Transition* des ENTSO-E (vgl. Abschnitt 2.2.2) angenommen. Für weitere Details wird auf die jeweiligen Veröffentlichungen verwiesen.

In Zuge einer Sensitivitätsanalyse hinsichtlich einer *alternativen EE-Verteilung* wird eine alternative regionale Verteilung der WEA in Deutschland unterstellt. Diese erfolgt in Anlehnung der Sensitivität „Alternative regionale EE-Verteilung“ der Studie BMWi Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland [6]. In dieser Sensitivität wird der Einfluss einer Verlagerung von WEA mit einer installierten Leistung von 10 GW von Nord- nach Süddeutschland untersucht. Dabei wird die bereitgestellte elektrische Energie aus WEA konstant gehalten, sodass sich im Vergleich zum Szenario *Europäischer Austausch* eine um 4 GW erhöhte installierte Leistung von WEA ergibt. Durch die veränderte regionale Verteilung der Anlagen und die resultierende veränderte Durchmischung der Einspeiseprofile können ggf. Portfolioeffekte generiert werden. Vor dem Hintergrund eines gestörten Systembetriebs mit einer ungewollten innerdeutschen Teilung des europäischen Verbundsystems (System-Split) wird der Einfluss der alternativen EE-Verteilung untersucht (vgl. Abschnitt 5.3.3). Des Weiteren wird der Einfluss der alternativen WEA Verteilung auf die potenzielle Blindleistungserbringung aus dem Verteilnetz untersucht (vgl. Abschnitt 6.2.2). Die Sensitivität wird für das Stützjahr 2050 betrachtet.

## 3 Technische Anforderungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen

Im vorherigen Kapitel wurden bereits die im zukünftigen Energiesystem wesentlich verbreiteten Netznutzer identifiziert und zu Netznutzergruppen zusammengefasst. Für diese Netznutzer werden im Folgenden die heute geltenden Regularien analysiert und aufgezeigt, welche technischen Anforderungen für die Erbringung von SDL jeweils für diese gelten. Weitergehend erfolgt ein Vergleich zwischen den heute in der Praxis erbrachten SDL und den darüberhinausgehenden technischen Möglichkeiten der Netznutzer. Die Bewertung erfolgt dabei weitestgehend losgelöst von der heutigen Kategorisierung für SDL, sondern fokussiert die übergeordnete Eigenschaft sowohl aus Netznutzer- als auch aus Systemperspektive. So wird beispielsweise auch die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung sowie die Anforderungen zur Frequenzhaltung im kritischen Systemzustand detailliert untersucht, auch wenn diese heute kein gehandeltes Systemdienstleistungsprodukt darstellen. Vor diesem Hintergrund werden auch europaweite und internationale Netzanschlussregularien berücksichtigt, um weitere technische Potenziale der Netznutzer zu identifizieren.

### 3.1 Regularien und normative Vorgaben

Die heute geltenden technischen Anforderungen an Netznutzer hinsichtlich der Erbringung von Systemdienstleistungen werden für kontinental Europa von Seiten der europäischen Union auf internationaler Ebene formuliert und auf nationaler Ebene umgesetzt. Als Beispiel sind insbesondere die „Requirements for Generators“ [15], der „Demand Connection Code“ [16] und der „System Operation guideline“ [17] zu nennen. In Deutschland werden diese Vorgaben bspw. durch die entsprechenden technischen Anschlussrichtlinien (TAR) umgesetzt. Diese Regelwerke dienen als Grundlage für die

nachfolgende Beschreibung der heute geltenden technischen Anforderungen an die Netznutzer zur Erbringung von SDL.

Darüber hinaus werden im Rahmen dieser Untersuchung auch Anforderungen weiterer ausgewählter internationaler Richtlinien berücksichtigt. Durch dieses Vorgehen wird die bereits umfangreiche Untersuchung zum einen um eine Abschätzung der grundsätzlichen technischen Möglichkeiten heutiger Netznutzer erweitert. Zum anderen können so wertvolle Erkenntnisse über die Anforderungen (z. B. Reaktionszeiten) und den Bedarf an SDL in unterschiedlichen Energieversorgungssystemen gewonnen werden.

## 3.2 Frequenzhaltung

Grundsätzlich stehen verschiedene zeitlich und nach Intensität gestaffelte Maßnahmen zur Einhaltung der Frequenzgrenzwerte zur Verfügung. Der jeweilige Einsatz erfolgt in Abhängigkeit von der tatsächlichen Frequenzabweichung oder stellt eine inhärente Systemeigenschaft dar. In Abbildung 3-1 wird eine Übersicht der unterschiedlichen Maßnahmen und der zugehörigen Frequenzbereiche gegeben.

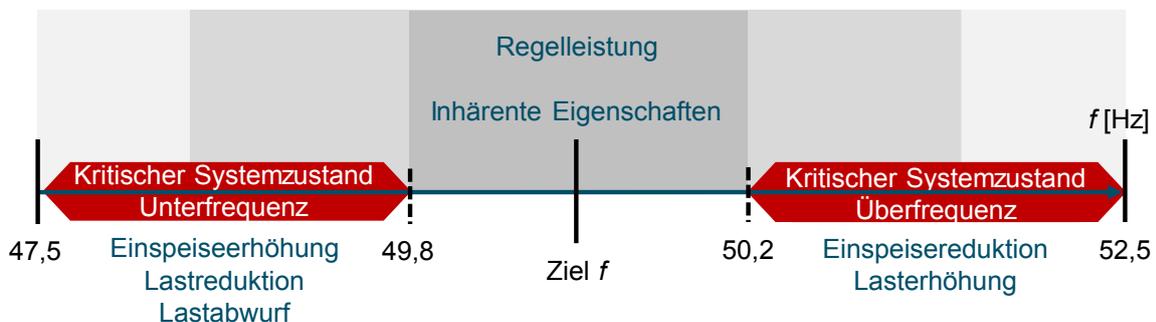


Abbildung 3-1: Frequenzbereiche der unterschiedlichen Maßnahmen zur Frequenzhaltung

Ab einer Frequenzänderung von  $\pm 200$  mHz wird der Systemzustand als kritisch eingestuft. In diesen Fällen wird von allen Einspeisern und regelbaren Lasten unter Berücksichtigung der energieträgerspezifischen Restriktionen, jedoch unabhängig von der Netzanschlussebene, eine Stützung der Frequenz gefordert. In besonders kritischen Fällen kann zusätzlich der stufenweise Abwurf von Lasten erfolgen.

Im Fall von geringeren Frequenzabweichungen kommen zunächst instantan bereitgestellte, inhärente Eigenschaften des Energiesystems, sowie frequenzabhängige Regelleistungsprodukte der Begrenzung von Frequenzgradienten (hier nur inhärente Eigenschaften) bzw. Frequenzabweichungen zum Tragen. Die Frequenzrückführung erfolgt anschließend durch weitere zeitlich gestaffelte Regelleistungsprodukte. Eine zeitliche Einordnung dieser Maßnahmen wird in Abbildung 3-2 dargestellt. Die Einordnung der aktuellen Regelleistungsprodukte (FCR, aFRR, mFRR) erfolgt im Rahmen dieser Studie auf Basis ihrer übergeordneten Eigenschaften.

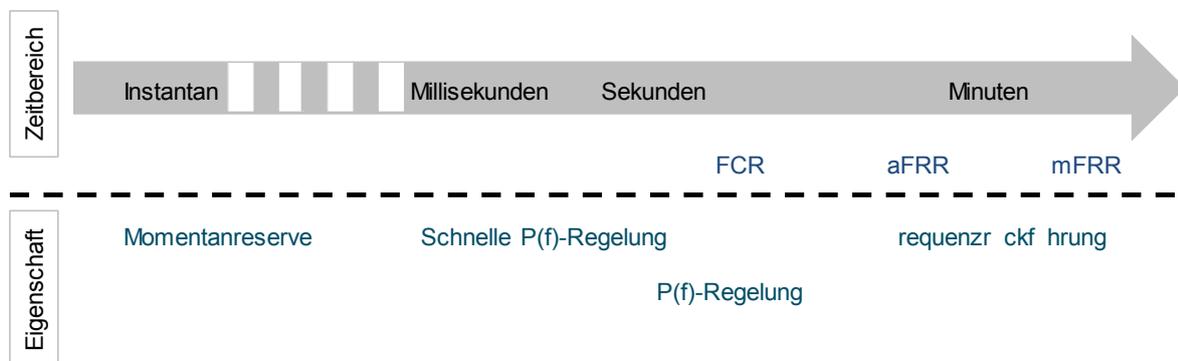


Abbildung 3-2: Schematische Einordnung der Maßnahmen zur Frequenzhaltung

Neben der Vorgabe von Maßnahmen in Bezug auf bestimmte Frequenzbereiche, werden auf ENTSO-E-Ebene auch Grenzwerte hinsichtlich des Frequenzgradienten (RoCoF – engl. Rate of Change of Frequency) definiert. Diese sind teilweise bereits in die deutschen Richtlinien überführt worden. Die Festlegung von Grenzwerten hinsichtlich des Frequenzgradienten verfolgt grundsätzlich zwei Ziele. Zum einen gilt es sicherzustellen, dass jene Netznutzer mit dem Netz verbunden bleiben, die einen Beitrag zur Momentanreserve leisten. Dies verhindert eine kritische Verschärfung des Systemzustandes. Zum anderen garantiert die Begrenzung des Frequenzgradienten, dass im Falle einer Großstörung Letztmaßnahmen wie der Lastabwurf entsprechend kaskadiert eingeleitet werden können, um das System wieder zu stabilisieren. Mit dem *Leitfaden Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability* [18] hat der ENTSO-E im Jahr 2018 festgelegt, dass die entsprechenden Grenzwerte über definierte Zeitintervalle einzuhalten sind.

### 3.2.1 Inhärente Eigenschaften

Eine inhärente Eigenschaft bezeichnet im elektrischen Energieversorgungssystem die zeitlich unmittelbare Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht oder eine Änderung der Frequenz durch Ein- oder Ausspeicherung aus im System immanent vorhandenen Leistungsreserven bzw. durch eine Anpassung der Wirkleistungsaufnahme – ohne die Notwendigkeit einer expliziten Regelung.

#### Momentanreserve

Die Momentanreserve stellt eine inhärente Eigenschaft direktgekoppelter Synchronmaschinen dar und wird als solche als unvergütete Leistung erbracht. Im Falle eines Wirkleistungsungleichgewichts wirkt die rotierenden Masse der Anlagen als kurzzeitige Leistungsreserve und wirkt dem Ungleichgewicht entsprechend entgegen. Dies verleiht dem Netz ein gewisses Maß an Trägheit und wirkt hohen Frequenzgradienten entgegen und ist somit systemstabilisierend.

Eine hohe Durchdringung des elektrischen Energiesystems mit erneuerbaren Energien bzw. allgemein mit umrichtergekoppelten Netznutzern führt zu einer Verknappung der systemrelevanten Momentanreserve. Hier gilt es Lösungen zu finden, die diesem Wegfall entgegenwirken. So wird beispielsweise im Rahmen des irischen DS3-Programms ein neues SDL-Produkt geschaffen. Dieses soll finanzielle Anreize bieten dem System mittels direktgekoppelter Synchronmaschinen (Last wie Erzeugung), Momentanreserve zur Verfügung zu stellen [19]. Des Weiteren ist zu prüfen, welchen Beitrag zukünftig umrichtergekoppelte Anlagen zur Momentanreserve leisten können (siehe Unterkapitel 4.2.)

#### Frequenzabhängigkeit von Lasten

Die Frequenzabhängigkeit der Lasten beschreibt eine Eigenschaft, welche diese ohne das Aufprägen einer zusätzlichen Regelung erbringen. Zahlreiche Lasten erhöhen bzw. reduzieren ihre Leistungsaufnahme in Abhängigkeit der Netzfrequenz und stützen auf diese Weise das System. Die Wirkungsweise auf das Gesamtsystem ähnelt der heute bekannten erzeugerseitigen Primärregelleistung jedoch mit geringerer Stützung als durch die Primärregelung. Es ist davon auszugehen, dass der netzstützende Effekt in Zukunft deut-

lich sinken wird, da eine zunehmende Drehzahlregelung von Maschinen und die vermehrte Kopplung über Umrichter zu erwarten ist. Grundsätzlich ist hier denkbar, dass Lasten über eine Droop-Regelung ein entsprechendes Verhalten aufgeprägt bekommen [20], [21].

### 3.2.2 Regelleistung

Bei einem Wirkleistungsungleichgewicht dient der Einsatz von Regelleistung der Stabilisierung und Rückführung der Netzfrequenz. Eine vorübergehende Veränderung der Wirkleistungseinspeisung mittels  $P(f)$ -Regelung stabilisiert die Frequenz zunächst und wird dann durch langsamere Regelleistungen ergänzt bzw. abgelöst. Diese dienen der Rückführung der Netzfrequenz und der Austauschleistung auf die gewünschten Werte. [17]

Aktuell werden die verschiedenen Regelleistungen meist von Netznutzern der Hochspannungs (HS)- bzw. Höchstspannungs (HöS)-Ebene erbracht. Grundsätzlich wäre jedoch auch eine vermehrte Erbringung durch Netznutzer in den unteren Spannungsebenen möglich. Diese wird auch durch die aktuellen Richtlinien gedeckt. [22]

#### **$P(f)$ -Regelung & synthetische Schwungmasse**

Eine  $P(f)$ -Regelung soll durch eine frequenzabhängige Änderung der Wirkleistungseinspeisung auf ein bestehendes Wirkleistungsungleichgewicht reagieren, diesem entgegenwirken und somit die Frequenzabweichung begrenzen und das System stabilisieren. Auf europäischer Ebene ist diese Regelung in Form der Frequency Containment Reserve (FCR) definiert [15]. Die nationale Umsetzung der FCR erfolgt in Deutschland durch Primärregelleistung [23] [24].

In einem zukünftigen, größtenteils umrichterdominierten elektrischen Energieversorgungssystem werden instantan wirkende inhärente Eigenschaften wie die Momentanreserve aus synchron mit der Netzfrequenz umlaufenden Schwungmassen nicht mehr in dem heutigen Maße zur Verfügung stehen. In Folge dessen sind daher zukünftig steileren Frequenzgradienten anzunehmen. Die zeitlichen Vorgaben der heutigen  $P(f)$ -Regelung könnten daher unzureichend sein. In diesem Fall ist der Einsatz einer schnelleren  $P(f)$ -Regelung erforderlich. Diese könnte grundsätzlich sowohl von Erzeugern als

auch Lasten (vgl. „Demand Connection Code“ [16]) gefordert werden. Bereits heute wird in Irland diesbezüglich eine Fast Frequency Response (FFR) als neue SDL eingeführt [19].

Neben der schnellen P(f)-Regelung wird auch häufig im Sinne einer schnellen Regelung der Begriff der synthetischen Schwungmasse verwendet. Gemäß ENTSO-E soll hierdurch eine Gegenmaßnahme getroffen werden, um stärkere Änderungen der Frequenz bei umfangreicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu vermeiden [15]. Folglich kann hierbei eine schnelle Wirkleistungsänderung in Abhängigkeit einer Frequenzabweichung oder Frequenzänderung verstanden werden. Diese soll die Reaktion einer direktgekoppelten Anlage auf ein Wirkleistungsungleichgewicht nachahmen und so die Momentanreserve im System unterstützen. Da es sich hierbei um eine Regelung handelt wirkt die synthetische Schwungmasse nicht instantan. Jedoch sind aktuell bereits Reaktionszeiten von wenigen 100 ms bei Leistungserhöhungen, bzw. 10 ms bis 100 ms bei einer Leistungsreduktion, realisierbar [25]. Im Fall von WEA kann eine synthetische Schwungmasse beispielsweise durch Androsselung oder durch Nutzung der Schwungmasse des Rotors bereitgestellt werden [20]. In Kanada wird die Bereitstellung synthetischer Schwungmasse durch WEA bereits durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Hydro-Quebec gefordert [26].

### **Frequenzrückführung**

Nach erfolgter Begrenzung einer Frequenzänderung durch den Einsatz der P(f)-Regelung werden die Netzfrequenz und die Austauschleistungen mittels eines zusätzlichen Regelleistungseinsatzes auf die gewünschten Werte zurückgeführt. Auf europäischer Ebene sind zu diesem Zweck die automatische Reserve „automatic re- quency Restoration Reserve“ (a RR) sowie die manuell zuschaltbare Reserve „manual re- quency Restoration Reserve“ (m R R) definiert. [15]

Die deutsche Umsetzung der Vorgaben erfolgt heute durch die marktseitigen Produkte der automatischen Sekundärregelung und manuellen Minutenreserve. Für das Jahr 2050 ist es denkbar, dass sich die Anforderungen an die Frequenzrückführung gegenüber den heutigen verändern. Daher wird für die weitere Bewertung

zunächst die allgemeine Eigenschaft der Frequenzrückführung, losgelöst von den heutigen zeitlichen Vorgaben der Sekundärregelleistung und Minutenreserve, betrachtet.

### Übersicht

Tabelle 3-1 enthält eine Übersicht der aktuell geforderten Regelleistungsprodukte und der entsprechenden Anforderungen. Unterschieden wird hierbei zwischen Typ-1 (direktgekoppelte) und Typ-2 (Umrichter gekoppelte) Anlagen, wobei  $P_{AV}$  die vertraglich vereinbarte Wirkleistung am Netzanschlusspunkt beschreibt [23] [24].

Tabelle 3-1: Übersicht der Regelleistungsprodukte und deren technische Anforderungen

Regelleistungsprodukt	Min. Regelband	Max. Verzögerung	Dauer bis zur vollen Aktivierung
Primärregelleistung	$\pm 2 \% P_{AV}$	-	30 s
Sekundärregelleistung	Typ-1: $\pm 5 \% P_{AV}$ Typ-2: $\pm 10 \% P_{AV}$	30 s	2 min – 7,5 min
Minutenreserve	Typ-1: $\pm 10 \% P_{AV}$ Typ-2: $\pm 20 \% P_{AV}$	7,5 min	7,5 min – 15 min

### 3.2.3 Kritischer Systemzustand

Sofern die zuvor beschriebenen Maßnahmen nicht ausreichen, um Frequenzgradienten und damit die Frequenzabweichung zu begrenzen bzw. dem Wirkleistungsungleichgewicht entgegen zu wirken, wird ein kritischer Systemzustand erreicht. Dieser ist hinsichtlich der Netzfrequenz ab einer quasistationären Abweichung größer 200 mHz definiert. In diesem Fall müssen sich alle Einspeiser, Speicher und regelbare Lasten im Rahmen des bedingt frequenzabhängigen Modus an der Frequenzstützung und Frequenzrückführung beteiligen.

Sollte das System im Unterfrequenzbereich durch die genannten Maßnahmen nicht stabilisiert werden können, erfolgt die Trennung von Lasten vom Netz als Letztmaßnahme. Der Lastabwurf im unterfrequenten kritischen Systemzustand erfolgt dabei kaskadierend, um das Netz bestmöglich zu stabilisieren.

### **Bedingt frequenzabhängiger Modus**

In einem Frequenzbereich von 47,5 Hz bis 51,5 Hz (in Ausnahmen bis 52,5 Hz) dürfen sich Anlagen zur Wahrung der Systemstabilität grundsätzlich nicht vom Netz trennen. Im Fall eines kritischen Systemzustandes sind diese Anlagen verpflichtet die Wirkleistungseinspeisung entsprechend der Vorgaben zu verändern [24] [27] [28] [23] [29]. Gemäß der vorgegebenen Kennlinie erhöhen die Einspeiser im Falle einer kritischen Unterfrequenz die eingespeiste Wirkleistung, Lasten reduzieren die bezogene Wirkleistung entsprechend. Die mögliche Veränderung der Einspeiseleistung ist hierbei abhängig von der Verfügbarkeit der Primärenergiequelle sowie der aktuellen Betriebssystem der Anlage. Das Anlagenverhalten im überfrequenten Fall erfolgt entsprechend analog. Die konkrete Ausgestaltung der Kennlinien sowie die geforderten An- und Einschwingzeiten bei Einstellung eines neuen Betriebspunktes sind dabei technologie- und teilweise auch spannungsebenenabhängig.

### **Lastabwurf**

Sollte die Netzfrequenz im Falle eines kritischen Systemzustandes im unterfrequenten Bereich eine Frequenz von 49,2 Hz unterschreiten wird mit dem kaskadierten Lastabwurf begonnen. Nach Abwurf der Speicherpumpen zwischen 49,8 Hz und 49,2 Hz erfolgt ab 49 Hz in 0,2 Hz-Schritten der Abwurf von Lasten in der HS-Ebene. Der Lastabwurf erfolgt in vier Schritten von jeweils 12,5 % der Gesamtlast. In Summe werden so 50 % der Gesamtlast bis zum Erreichen von 48,4 Hz abgeworfen. [30]

## **3.3 Spannungshaltung**

Die Spannungshaltung dient grundsätzlich der Einhaltung der Spannungsgrenzwerte für einen dauerhaften und stabilen Betrieb des Netzes bzw. einer Stützung des Netzes im Fehlerfall. Die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte ist unter anderem notwendig, da die Auslegung elektrischer Netzanschlussnehmer für bestimmte Spannungsbereiche erfolgt. Eine Überschreitung dieses Bereichs kann zu einer Beschädigung dieser Anlagen führen. Eine Unterschreitung hingegen kann zu einer Beeinträchtigung der Funktionalität angeschlossener Netznutzer führen.

Grundsätzlich lassen sich drei verschiedene Kategorien zur Beeinflussung der Spannung identifizieren. Die erste Kategorie umfasst Maßnahmen, welche die Spannung direkt beeinflussen. In diese fallen unter Last stufbaren Transformatoren und Längsregler. Die zweite Kategorie regelt indirekt die Spannungen über die Blindleistungsflüsse. Darunter fallen neben den geregelten Synchronmaschinen auch rotierende Phasenschieber und flexible Drehstromübertragungssysteme. Die Reduktion von Blindleistungsflüssen durch Kompensation durch z.B. Reihen- und Paralleldrosselspulen fällt in die dritte Kategorie zur Beeinflussung der Spannungen.

Im Folgenden liegt der Fokus der Betrachtung auf den heutigen Anforderungen an Netznutzer, die in der jeweiligen Netzebene angeschlossen sind. Die technischen Richtlinien betreffen hierbei vorwiegend die Fähigkeit der Blindleistungsbereitstellung und damit die Kategorien zwei und drei. Klar voneinander abzugrenzen ist in diesem Zusammenhang die Bereitstellung von Blindleistung zur lokalen Spannungshaltung und die dynamische Netzstützung im Fehlerfall. Einen netzebenenübergreifenden Beitrag zur Blindleistungsbereitstellung ist derzeit nicht Gegenstand der technischen Richtlinien. Es gilt jedoch zu beachten, dass die Bereitstellung von Blindleistung und der direkte Einfluss durch z.B. die Stufung von Transformatoren Wechselwirkungen besitzen und diese auch bei einer möglichen Weiterentwicklung der Vorgaben zu berücksichtigen ist.

### **3.3.1 Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung**

Neben weiteren Qualitätsmerkmalen der Spannung, werden dessen Grenzwerte für den dauerhaften Netzbetrieb in den einzelnen Spannungsebenen des Verteilnetzes in der Norm „DIN EN 50160“ [31] festgelegt. Demnach sollten Änderungen der Versorgungsspannung einen Bereich von  $\pm 10\%$   $U_n$  am Netzkunden in der NS- und MS-Ebene nicht überschreiten. Die Spannungsgrenzwerte des Übertragungsnetzes werden in der SOGL beschrieben. Demnach muss sich die Spannung an Netzanschlusspunkten bei Nennspannungen unter 300 kV in einem Bereich zwischen 0,9 p.u bis 1,1189 p.u bewegen. Bei höheren Nennspannung liegt das erlaubte Spannungsband an Netzanschlusspunkten zwischen 0,9 p.u und 1,05 p.u [17].

### **Schnelle Blindleistungsregelung**

Schnelle Änderungen der Spannung werden heute i. d. R. durch die Generatorspannungsregelung (AVR) von Anlagen in der HöS-Ebene ausgeglichen. Dies betrifft explizit direktgekoppelte Anlagen [24]. Werden diese Anlagen zukünftig vermehrt durch DEA substituiert, stellt sich somit die Frage nach der zukünftigen Blindleistungsregelung von anderen Netznutzer und Anforderungen an deren Reaktionsgeschwindigkeiten. Übernehmen DEA auch im Verteilnetz zukünftig diesen Beitrag zur Stützung des Gesamtsystems und gehen damit über die heute geforderte Blindleistungseigenschaften hinaus, könnte auch in Zeiten mit keiner oder nur geringer Einspeisung aus konventioneller Einspeisung eine Spannungshaltung während des Normalbetriebs gewährleistet werden. In den TAR des kanadischen ÜNBs Hydro-Quebec wird dies bspw. bereits heute für WEA gefordert [26]. [32]

### **Blindleistungsregelung**

Das Ziel der statischen Spannungshaltung ist Einhaltung der Spannungsgrenzwerte bei langsamen Änderungen der Netzspannung. Dieses wird durch die gezielte Regelung der Blindleistungsabgabe bzw. -aufnahme der Netznutzer erreicht. Die Blindleistungsregelung wird grundsätzlich von Erzeugungsanlagen und Speichern gefordert [28] [23] [24]. Auf europäischer Ebene wird zu diesem Zweck ein leistungsabhängiger Betriebsbereich vorgegeben. Auf nationaler Ebene können individuelle Betriebsbereich definiert werden, solange diese die europäischen Vorgaben nicht verletzen. Die europäischen Vorgaben spannen entsprechend nur den grundlegenden Rahmen der möglichen Betriebsbereiche auf. Die Anlagen sind verpflichtet, jeden Betriebspunkt innerhalb des vorgegebenen Stellbereichs anfahren und beliebig lange halten zu können [15]. In technischen Richtlinien für Deutschland finden sich für die Umsetzung der Blindleistungsbereitstellung unterschiedliche Anforderungen an mögliche Verfahren bzw. Betriebsweisen und damit verbundene Reaktionszeiten der entsprechenden Regelungen. Reaktionszeiten für lokale Regelung im Verteilnetz liegen je nach Art der Regelung und der Netzebene im Sekundenbereich. Grundsätzliches Ziel der Blindleistungsbereitstellung von DEA ist es, der durch Wirkleistungseinspeisung verursachten Spannungsanhebung entgegenzuwirken.

Auf diese Weise können Verletzungen des zulässigen Spannungsbereiches und Netzausbaumaßnahmen vermieden oder zumindest reduziert werden.

Die Fähigkeit zur Bereitstellung von kapazitiver und induktiver Blindleistung auch ohne zeitgleiche Wirkleistungseinspeisung wird auch als STACOM-Betrieb bezeichnet. Diese Fähigkeit wird aktuell in Deutschland nicht von Erzeugern gefordert. Ein entsprechender Blindleistungsstellbereich ist bei Erzeugungsanlagen jedoch grundsätzlich zulässig [28] [23] [24]. Dieser kann theoretisch auch für größere Einspeiseanlagen gefordert werden kann [15].

### Lasten

Der Blindleistungsbereich für Lasten aller Spannungsebenen wird auf europäischer Ebene mit maximal  $\cos(\varphi) \pm 0,9$  vorgegeben [23]. Die in Deutschland geltenden Anforderungen an den Blindleistungsbereich von Lasten, Ladeinfrastrukturen und Speichern im Falle des Energiebezugs variiert je nach Spannungsebene des Netzan schlusses. Im Falle von Ladeinfrastruktur erfolgt eine Unterscheidung hinsichtlich der verwendeten Ladetechnologie sowie der Anschlussleistung [27] [28] [23].

Für DC- sowie induktive Ladeinfrastrukturen  $S > 12$  kVA mit Anschluss im Verteilnetz ermöglichen die aktuellen TAR das aktive Einstellen der Blindleistung über den Einsatz einer Q(U)- oder  $\cos(\varphi)$  (P)-Kennlinie. Ansonsten wird grundsätzlich von einem fest einzuhaltenden  $\cos(\varphi)$  ausgegangen. Eine Erweiterung der Regelung hinsichtlich der Blindleistungsstellfähigkeit auch auf AC-Ladeinfrastrukturen ist bereits in der TAR in Aussicht gestellt. [27] [28] [23]

Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass sich im Falle eines AC-Ladens der genutzte Umrichter grundsätzlich im Fahrzeug befindet. Eine aktive Stellfähigkeit der Blindleistung müsste also entweder über diesen Umrichter oder alternativ über z.B. eine zusätzliche Hardware und Regelung in der Wallbox erfolgen. Dies ist bisher jedoch nicht vorgesehen. Im Falle von DC-Ladeinfrastrukturen ist eine entsprechende Leistungselektronik bereits in der Ladeinfrastruktur vorhanden und kann somit auch für die Blindleistungsbereitstellung

genutzt werden, sofern diese auch bei der Dimensionierung berücksichtigt wurde. Dies ist insbesondere bei höheren Ladeleistung von bis 350 kW in der Mittelspannung von Interesse.

### 3.3.2 Dynamische Netzstützung

Ein Ziel der dynamischen Netzstützung ist zum einen die transiente Stabilität sicherzustellen und zum anderen zu verhindern, dass sich Einspeisern im Fehlerfall vorzeitig abschalten. Die Fähigkeit zur Stützung des Netzes im Fehlerfall ist eine Anforderung an Erzeuger aller Spannungsebenen sowie Speichern mit Anschluss in der MS- und HS-Ebene sowohl bei Energiebezug als auch bei Energielieferung [24] [29] [28] [23]. Zu diesem Zweck dürfen sich die Anlagen im Fall einer schnellen Spannungsänderung bzw. im Fehlerfall, innerhalb der Fault-Ride-Through-Kennlinie nicht vom Netz trennen. In der NS-Ebene ist die Einspeisung eines geeigneten Blindstroms für direkt gekoppelte Anlagen optional, für umrichtergekoppelte Anlagen ist dies grundsätzlich untersagt.

Für Anlagen mit 0 in abweichenden Spannungsebenen gilt bei Einspeisung eines geeigneten Blindstroms zur Netzstützung, dass die Blindstromänderung entsprechend der vorgegebenen Kennlinie proportional zur Änderung der Spannung zu erfolgen hat. Der Einsatz der dynamischen Netzstützung ist sowohl nach Erkennung eines Fehlerfalls, bis zur Rückkehr in den Normalbetrieb als auch für den permanenten Einsatz parallel zur statischen Spannungshaltung zulässig. Für direktgekoppelte Anlagen wird das Blindstromverhalten durch die Eigenschaften des Generators vorgegeben. [28] [23]

## 3.4 Versorgungswiederaufbau

Im Fall eines schweren Fehlers im Übertragungsnetz, in dessen Folge das Netz oder Netzteile abgeschaltet werden müssen, werden Erzeuger, mit der Fähigkeit das elektrische Energieversorgungssystem wiederaufzubauen, benötigt. Der Versorgungswiederaufbau gliedert sich dabei in zwei Teilaspekte. Zum einen die Fähigkeit des Teilnetztriebs und zum anderen die Schwarzstartfähigkeit.

Die Schwarzstartfähigkeit beschreibt die Befähigung eines Einspeisers nach erfolgter Abschaltung des Netzes, dieses ohne externe Kopplung lokal wiederaufzubauen und den Betrieb dieses Netzes bei Lastzuschaltungen zu gewährleisten. Entsprechend der europäischen Richtlinien ist diese Fähigkeit keine Mindestanforderungen für Erzeugungsanlagen. Direktgekoppelte Erzeuger in der HS- und HöS-Ebene müssen jedoch bei Aufforderung durch den ÜNB einen Vorschlag für eine entsprechende Umsetzung vorlegen. Im Gegensatz zu den deutschen Anforderungen besteht auf europäischer Ebene keine Beschränkung auf direktgekoppelte Anlagen. Anlagen mit Schwarzstartfähigkeit müssen entsprechend der TAR dazu in der Lage sein, das lokal aufgebaute Netz, bzw. bei einem Zusammenschluss mehrerer kleiner Netze, diese parallel mit weiteren Erzeugern zu betreiben. In Deutschland übernehmen die Aufgabe der Schwarzstartfähigkeit aktuell primär Laufwasserkraftwerke sowie schwarzstartfähig Konventionell- und Gaskraftwerke. [24] [23]

Im Verlauf einer Störung ist es möglich, dass sich das Übertragungsnetz in mehrere Teilnetze auftrennt. Es ist grundsätzlich nicht zweifelsfrei vorhersagbar, welche Netzbereiche betroffen sind und welche Ausmaße die Teilnetzbildung einnimmt. Erzeuger mit der Fähigkeit zum Teilnetzbetrieb müssen daher in der Lage sein, den besonderen Herausforderungen eines solchen Betriebs zu begegnen, um so den Betrieb dieses Netztes gewährleisten zu können. Bisher ist die Teilnetzbetriebsfähigkeit nur in der HöS-Ebene eine Mindestanforderung. Im Verteilnetz ist diese Fähigkeit zuweilen optional. Nach heutigem Stand der Technik wird ein Teilnetzbetrieb auf Verteilnetzebene vermieden. Wie in der FNN-Information „Solidarität im Verbundsystem“ dargelegt, wäre durch die steigenden Anforderungen in den entsprechenden TAR (bspw. durch die Einführung einer schnellen P(f)-Regelung) in Zukunft ein vermehrter Betrieb von Teilnetzen, auch auf Verteilnetzebene möglich. [33]

## 3.5 Implikationen für die Netznutzergruppen

Die im Verlauf dieses Kapitels diskutierten technischen Anforderungen zeigen, dass die heute in Deutschland geltenden Richtlinien weder den international geschaffene Rahmen seitens der europäischen Richtlinien, noch die technischen Möglichkeiten zur Erbringung von SDL, wie sie in anderen Internationalen Richtlinien gefordert werden, komplett ausschöpfen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in Deutschland hierzu (bisher) keine Notwendigkeit besteht bzw. bestand die technischen Möglichkeiten in Gänze zu nutzen.

Entsprechend ergeben sich in Bezug auf die Ausgestaltung zukünftiger technischer Anforderungen seitens der SDL in einem sich wandelnden Energieversorgungssystem vielzählige Möglichkeiten. Diese sind teilweise bereits heute in den technischen Anforderungen anderen Ländern verankert. Bedarfsgerecht könnte sich die Ausgestaltung angepasster deutscher Anforderungen an diesen orientieren.

Insbesondere im Bereich der Frequenzhaltung gehen die identifizierten technischen Möglichkeiten über den Umfang heutiger markthandelte Regelleistungsprodukte hinaus. Daher löst sich die im Rahmen dieser Studie durchgeführte Betrachtung der technischen Möglichkeiten von den heutigen Produktbezeichnungen und den damit verbundenen Anforderungen und Restriktionen. Die Beschreibung der technischen Möglichkeiten zur SDL-Erbringung erfolgt daher auf Basis der übergeordneten Eigenschaften. Dies ermöglicht zudem die Konzeptionierung einer bedarfsgerechten Produktstruktur außerhalb der heutigen Produktgrenzen. Dabei sei explizit darauf hingewiesen, dass das zukünftige und heutige Produktportfolio sich nicht zwangsläufig (vollständig) unterscheiden müssen.

Das SDL-Potenzial umrichtergekoppelter Netznutzergruppen wird im hohen Maße durch die SDL-Fähigkeiten des Umrichters vorgegeben. Das vollständige SDL-Potenzial dieser Netznutzer ergibt sich daher nur in Verbindung mit einer entsprechenden Auslegung

des Umrichters. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung umrichtergekoppelter Netznutzer werden die Potenziale verschiedener Umrichterkonzepte gesondert in Unterkapitel 4.2 evaluiert.

Die Übersicht verdeutlicht, dass heute nahezu alle SDL von Netznutzern erbracht werden, die gemäß den Szenarien aus Unterkapitel 2.2 geschilderten zukünftigen Systeme nur noch in verminderter Menge für die SDL-Erbringung zur Verfügung stehen. Dem gegenüber steht jedoch ein breites Angebot von Netznutzern die grundsätzlich in der Lage sind diese (und ggf. auch weitere) Aufgaben zukünftig zu übernehmen. Insbesondere umrichtergekoppelte Netznutzer weisen diesbezüglich ein hohes Potenzial auf. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass ein Großteil dieser Netznutzergruppen im Verteilnetz angeschlossen werden wird. Dies steigert auch dessen Relevanz hinsichtlich der Bereitstellung von SDL im zukünftigen System. Auf Grundlage der bisherigen Diskussion können den in Unterkapitel 2.1 identifizierten Netznutzergruppen Fähigkeiten für einen möglichen Beitrag zur Systemdienstleistungserbringung zugeordnet werden. Diese Zuordnung wird in Tabelle 3-2 dargestellt.

Tabelle 3-2: Eigenschaften der identifizierten Netznutzergruppen

Frequenzhaltung								
Netznutzergruppe	Momentanreserve		schnelle P(f)-Regelung		P(f)-Regelung		Frequenzrückführung	
	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial
Grund- & Mittellast-KW	■	■			■	■	■	■
Gaskraftwerke	■	■			■	■	■	■
Potovoltaik		■		■		■		■
Wind onshore		■		■		■	■	■
Wind offshore		■		■		■	■	■
Pumpspeicher	■	■			■	■	■	■
Batteriespeicher		■		■	■	■		■
Schnellladepunkte		■		■		■		■
Ladepunkte mit g(n)		■		■		■		■
Wärmepumpen		■		■		■		■
Power-to-X	Detailbetrachtung in Kapitel 4.5							
Großverbraucher	■	■		■	■	■	■	■
Spannungshaltung								
Netznutzergruppe	Q (P=0)		Q im Fehlerfall		schnelle Q-Regelung		Q-Regelung	
	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial
Grund- & Mittellast-KW		■	■	■	■	■	■	■
Gaskraftwerke		■	■	■	■	■	■	■
Potovoltaik		■	■	■		■	■	■
Wind onshore		■	■	■		■	■	■
Wind offshore		■	■	■		■	■	■
Pumpspeicher		■	■	■		■	■	■
Batteriespeicher		■	■	■		■	■	■
Schnellladepunkte		■		■		■		■
Ladepunkte mit g(n)		■		■		■		■
Wärmepumpen		■		■		■		■
Power-to-X	Detailbetrachtung in Kapitel 4.5							
Großverbraucher		■	■	■		■	■	■

zutreffend
  teilweise zutreffend
  nicht zutreffend

## 4 Zukünftige Möglichkeiten zur Systemdienstleistungserbringung

In den vorherigen Abschnitten wurden die technischen Anforderungen an die unterschiedlichen Netznutzergruppen diskutiert. Dabei wurden neben den nationalen technischen Anschlussrichtlinien unter anderem auch ENTSO-E-weite Vorgaben sowie die technischen Anschlussrichtlinien in weiteren relevanten Ländern analysiert. Durch dieses Vorgehen konnten bereits weitere grundsätzliche Erbringungsmöglichkeiten von SDL identifiziert werden, die auch im deutschen Energieversorgungssystem relevant werden können. Eine weitere Möglichkeit zur Bereitstellung von SDL ist der gezielte Einsatz von Netzbetriebsmitteln. So werden beispielsweise bereits heute Kondensatorbänke oder auch STACTCOMs zur Spannungsstützung im Übertragungs- und Verteilnetz eingesetzt. In den folgenden Abschnitten werden (innovative) Netzbetriebsmittel analysiert und bewertet, welche Potenziale diese primär zur Frequenz- und Spannungshaltung im deutschen Energieversorgungssystem aufweisen. Zudem werden potenzielle Schlüsseltechnologien sowie netznutzerübergreifende Eigenschaften, wie beispielsweise die netztechnische Anbindung über Umrichter detailliert betrachtet und hinsichtlich ihres SDL-Potenzials bewertet.

## 4.1 Netzbetriebsmittel

Der in Unterkapitel 2.2 identifizierte Szenarioraum sowie die in Unterkapitel 3.5 gegebene Übersicht der heutigen primären Erbringer von SDL zur Frequenz- und Spannungshaltung verdeutlichen im wesentlichen folgende Aspekte:

- Konventionelle Kraftwerke, die heute einen wesentlichen Beitrag zur Frequenz- und Spannungshaltung leisten, werden in Zukunft einen vergleichsweise geringen Anteil der Erzeugungsleistung ausmachen.
- Grundsätzlich sehen die technischen Anforderungen an dezentrale Netznutzer bereits heute einen Beitrag zur Frequenz- und Spannungshaltung vor. Dabei ist jedoch die Verfügbarkeit insbesondere der dargebotsabhängige Erzeuger zu berücksichtigen.

Aufgrund der verminderten Verfügbarkeit von dargebotsabhängigen Erzeugern sowie den sinkenden energiemarktorientierten Einsatzzeiten von konventionellen Kraftwerken (vgl. Kapitel 2) ist es grundsätzlich zweckmäßig auch Netzbetriebsmittel und bisher unberücksichtigte Netznutzer als (dauerhaft) verfügbare Quellen zur Frequenz- und Spannungshaltung zu berücksichtigen.

Die folgende Tabelle 4-1 fasst den möglichen Beitrag der berücksichtigten Netzbetriebsmittel hinsichtlich der in Unterkapitel 3.2 identifizierten Eigenschaften zur Frequenzhaltung zusammen. Dabei wird zwischen den bereits heute in der *Praxis* erbrachten und den technisch grundsätzlich möglichen Eigenschaften (*Potenzial*) unterschieden. Die analoge Darstellung hinsichtlich der Eigenschaften zur Spannungshaltung (vgl. Unterkapitel 3.3) erfolgt in Tabelle 4-2.

Für einen Teil der Netzbetriebsmittel ist eine umfassende Bewertung erforderlich, diese erfolgt detailliert in den folgenden Unterkapiteln 4.2 bis 4.6. Zudem erfolgt eine Detailbetrachtung von Umrichterkonzepten als prägende netznutzergruppenübergreifende Eigenschaft im Jahr 2050 sowie von Power-to-X-Anlagen aufgrund ihrer Stellung als Schlüsseltechnologie im Rahmen einer integrierten Energiewende.

Tabelle 4-1: Möglicher Beitrag der Netzbetriebsmittel zur Frequenzhaltung

Frequenzhaltung								
Netzbetriebsmittel	Momentanreserve		schnelle P(f)-Regelung		P(f)-Regelung		Frequenzrückführung	
	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial
Rotierende Phasenschieber	■	■						
Schwungmassenspeicher		■		■		■		
Elektrische Großspeicher		■		■		■		■
HGÜ-Konverterstation	Detailbetrachtung in Kapitel 4.4							
FACTS	Detailbetrachtung in Kapitel 4.6							
Netzbooster	Detailbetrachtung in Kapitel 4.7							

Tabelle 4-2: Möglicher Beitrag der Netzbetriebsmittel zur Spannungshaltung

Spannungshaltung								
Netzbetriebsmittel	Q (P=0)		Q im Fehlerfall		schnelle Q-Regelung		Q-Regelung	
	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial
Rotierende Phasenschieber	■	■	■	■	■	■	■	■
Schwungmassenspeicher		■		■		■		■
Elektrische Großspeicher		■	■	■		■	■	■
HGÜ-Konverterstation	Detailbetrachtung in Kapitel 4.4							
FACTS	Detailbetrachtung in Kapitel 4.6							
Netzbooster	Detailbetrachtung in Kapitel 4.7							

**Rotierender Phasenschieber**

Eine Möglichkeit zur Erhöhung der rotierenden Massen im Energieversorgungssystem sowie zur Spannungshaltung ist die Nutzung von rotierenden bzw. synchronen Phasenschiebern. Diese werden üblicherweise in Form von Synchronmaschinen umgesetzt, welche synchron mit der Netzfrequenz rotieren jedoch, aufgrund der fehlenden Turbine, bei Frequenzabweichungen nur Momentanreserve in das Netz einspeisen. Die Installation kann grundsätzlich auf zwei Arten erfolgen. Zum einen können vorhandene Generatoren aus stillgelegten Kraftwerken genutzt werden. Dieser Ansatz wurde am alten Kernkraftwerksstandort Biblis Block A im Netzgebiet von

Amprion durchgeführt, indem der Turbosatz zwischen Turbine und Synchrongenerator getrennt wurde [34]. Zum anderen können alternativ neue rotierende Phasenschieber errichtet werden. Diese Umsetzung wurde von der Tennet TSO in Bergrheinfeld als Reaktion auf die Abschaltung des Kernkraftwerkes Grafenrheinfeld durchgeführt und ist seit 2016 in Betrieb [35]. Bei der Planung und Errichtung von neuen Phasenschiebern steht aktuell in der Regel nicht die Erbringung von Momentanreserve im Fokus. Vielmehr ergibt sich der Bedarf derartiger Betriebsmittel durch den erforderlichen Kurzschlussstrombeitrag zur dynamischen Spannungsstützung im Fehlerfall und insbesondere deren Möglichkeit zur Spannungsstützung im Normalbetrieb. Weitere Anwendungsbeispiele für den Neubau eines rotierenden Phasenschiebers finden sich beispielsweise in Dänemark, Norwegen und den USA [36] [4] und sind auch in Deutschland nach aktuellem NEP vorgesehen [11].

Im Bereich der Frequenzhaltung ist die maßgebliche Eigenschaft die Erhöhung der rotierenden Masse im System. Folglich stellen rotierende Phasenschieber Momentanreserve zur Verfügung. Aufgrund der fehlenden Wirkleistungsbereitstellung sind rotierende Phasenschieber darüber hinaus weder in der Lage sich an der Frequenzregelung noch an der Frequenzrückführung zu beteiligen (vgl. Tabelle 4-1). Durch die Eigenschaft als Phasenschieber kann zudem ein Beitrag zur Spannungshaltung erbracht werden. Es kann induktive und kapazitive Blindleistung sowohl im Fehlerfall als auch kurzfristig und dauerhaft in das Netz eingespeist werden (Tabelle 4-2).

### **Schwungmassenspeicher**

Beim Schwungmassenspeicher wird Energie mittels eines drehenden Schwungmassenrads gespeichert. Das Schwungrad kann in klassischer Bauweise – aus Vollmaterial oder nach einer modernen und perspektivreichen Technologie – in Form sogenannter Superschwungräder gefertigt werden [37]. Das größte technische Potenzial bietet der Zusammenschluss von mehreren Rotationskörpern zu einem Speicher, die mit hohen Drehzahlen (bis zu 45.000 U/min) rotieren. Trotz der Lagerung der Schwungmasse im Vakuum weisen Schwungradspeicher vergleichsweise hohe Verluste bzw. einen hohen Eigenbedarf auf. Die Speicherkapazität ist entspre-

chend auf kurze Ausspeicherungszeiträume limitiert. Die Rückverstromung der Schwungmasse erfolgt dabei über (oft mittels umrichtergekoppelten) Generatoren, die ebenfalls als Motoren zur Beschleunigung dienen. Da die Reaktionszeit der Speicher nur wenige Millisekunden beträgt, eignen sich diese insbesondere für schnelle Maßnahmen zur Frequenzhaltung (vgl. Tabelle 4-1). Aufgrund der Anbindung über Umrichter können Schwungmassenspeicher auch zur Spannungshaltung beitragen. Die detaillierte Analyse von Umrichtern erfolgt gesondert, weshalb an dieser Stelle auf Unterkapitel 4.2 verwiesen wird.

Bisweilen ist die Anzahl und elektrische Leistung von Schwungmassenspeichern im deutschen Energieversorgungssystem sehr gering. Beispiele für Pilotanlagen sind der Schwungmassenspeicher der Stadtwerke München (Zusammenschluss 28 Schwungrad-Speichermaschinen) oder der Schwungmassenspeicher im Tagebau Inden (Zusammenschluss 24 Schwungrad-Speichermaschinen), der im Rahmen des Forschungsprojekts Quirinus errichtet wurde [38] [39].

### **Elektrische Speicher**

Elektrische Großspeicher sind elektrische Speicher mit hoher Leistung und Kapazität. In der Regel handelt es sich um räumlich konzentrierte Einheiten, jedoch können einzelne dezentrale Speicher zu virtuellen Großspeichern zusammengefasst werden. Technologisch stehen unterschiedliche Optionen zur Verfügung. Eine Übersicht erfolgt beispielsweise in [40]. Elektrische Speicher werden über Umrichter mit dem Netz gekoppelt und können daher grundsätzlich alle in den Unterkapiteln 3.2 und 3.3 vorgestellten Eigenschaften zur Frequenz- und Spannungshaltung erbringen. Heutige elektrische Großspeicher werden beispielsweise zur Frequenzhaltung (insbesondere Erbringung von Primärregelleistung) eingesetzt. Die Kombination von Wirkleistungsspeicherung und der Anbindung über Umrichter ermöglicht sowohl für Großspeicher als auch für kleinere Speicher Multi-Use-Anwendungen, welche mindestens perspektivisch für den Bereich SDL sehr interessant sein können. Die detaillierte Analyse von Umrichtern erfolgt gesondert, weshalb an dieser Stelle auf Unterkapitel 4.2 verwiesen wird.

## 4.2 Umrichter

Die folgenden Abschnitte adressieren das grundsätzliche Potenzial zur SDL-Erbringung von Umrichtern vor dem Hintergrund der technischen Möglichkeiten. Hierzu werden auch notwendige theoretische Grundlagen kurz beschrieben. Die zusammenfassende Einordnung der Fähigkeiten zur SDL-Erbringung erfolgt in Abschnitt 4.2.5.

Zukünftige Lasten und Erzeuger werden zunehmend über leistungselektronische Umrichter mit dem elektrischen Netz gekoppelt sein. Auch Übertragungssysteme wie HGÜs transformieren an den Konverterstationen zum konventionellen Netz die zu übertragende Energie mit umrichterbasierten Technologien. Somit ist es sehr wahrscheinlich, dass ein Großteil der zukünftigen SDL-Erbringer über Umrichter mit dem Netz verbunden ist.

Ziel dieser Detailbetrachtung ist es zu evaluieren, inwiefern sich Umrichter für die Erbringung von spezifischer SDL eignen. Außerdem wird geklärt, welche technischen Anforderungen an die Umrichtersysteme gestellt werden und ob sich heutige Systeme schon für eine Systemdienstleistungserbringung eignen. So kann eine frühzeitige Weichenstellung verhindern, dass bei einem Wegfall der klassischen SDL-Erbringer Herausforderungen hinsichtlich einer dann möglicherweise erforderlichen Nachrüstung entstehen. Vor diesem Hintergrund werden in diesem Abschnitt insbesondere die folgenden Fragestellungen untersucht:

- Wie sehen typische Umrichterkonzepte aus?
- Welche SDL werden/können heute durch Umrichter erbracht werden?
- Welche SDL können zukünftig durch Umrichter erbracht werden?

Zur Klärung dieser Fragestellungen werden zuerst typische Umrichterkonzepte klassifiziert. Anschließend wird auf das Klemmenverhalten von Umrichtern am Netz eingegangen und erläutert wie unterschiedliche Regelkonzepte zu differenzierbaren Betriebsstrategien im Netz führen. Als besondere Herausforderung zeigt sich die Frage nach dem instantanen Verhalten von Umrichtern am Netz.

Die Fragestellung nach einer möglichen Erbringung von Momentanreserve wird daher gesondert behandelt bevor die Potenziale von Umrichtern zu Erbringung von SDL zusammengefasst werden.

Umrichter lassen sich in drei unterschiedlichen Klassifizierungseigenschaften einordnen. So bestimmen die Hardwaretopologie, das Klemmenverhalten und das Regelverhalten das Gesamtverhalten der Umrichter am elektrischen Netz und somit auch deren möglichen Beitrag zu SDL. Abbildung 4-1 zeigt eine Übersicht über mögliche Umrichterkonzepte [41].

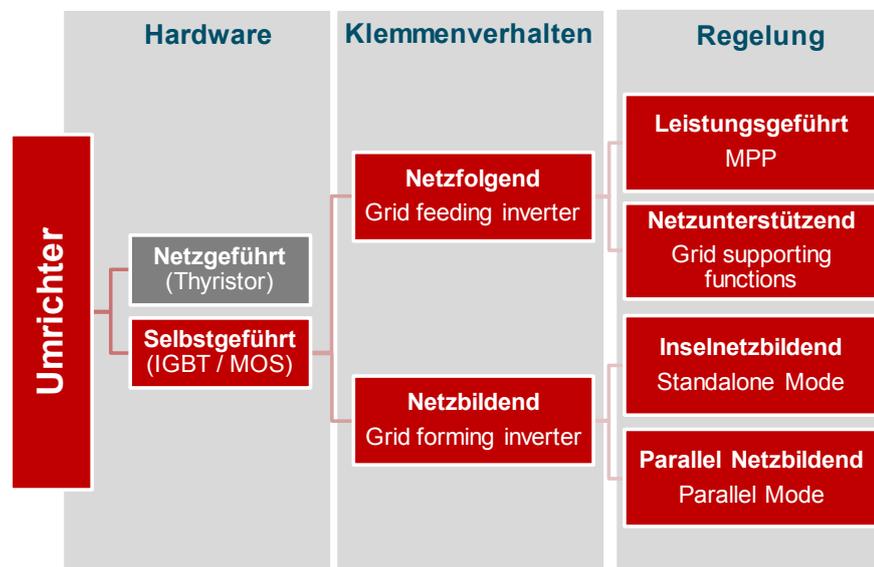


Abbildung 4-1: Heutige Umrichterkonzepte

Hardwareseitig basieren Umrichter typischerweise auf netzgeführten und selbstgeführten Schaltertopologien. Für die Systemdienstleistungserbringung sind zukünftig insbesondere selbstgeführte Umrichter relevant. Selbstgeführte Umrichter können ein netzfolgendes oder netzbildendes Klemmenverhalten aufweisen. Typische Regelbeziehungsweise Betriebsverhalten für netzfolgende Umrichter sind leistungsgeführte und netzunterstützende Umrichter. Mit netzbildenden Umrichtern werden eher inselnetzbildende oder parallel netzbildende Betriebskonzepte realisiert. Die gewünschten Betriebskonzepte werden über das Regel- und Klemmenverhalten definiert. Vor allem eine mögliche Erbringung von Momentanreserve ist hierbei gesondert zu betrachten.

### 4.2.1 Regelverhalten

Für einen stabilen Betrieb am Netz ist eine Regelung des Umrichters erforderlich. Aufgabe dieser Regelung ist es, die Umrichter-Ausgangsspannung mit der benötigten Amplituden- und Winkeldifferenz synchron zur anliegenden Netzspannung einzustellen.

Die Umrichterregelung besteht in der Regel aus einem über- und unterlagerten Regelkreis [42]. Einen Überblick über die genannten Regelungshierarchien, zusammen mit möglichen Regelgeschwindigkeiten [43], zeigt Abbildung 4-2. Der unterlagerte (schnelle) Regelkreis begrenzt das instantane Umrichterverhalten. Er regelt im Zeitbereich bis zu wenigen Periodendauern der Netzspannung. Üblicherweise wird dieser als Stromregelkreis für den Umrichterausgangsstrom aufgebaut, welcher eine dauerhafte Kontrolle über den Ausgangsstrom ermöglicht [44]. Eine Überlastung des Umrichters und auch eine Beschädigung bei Kurzschluss kann somit einfach vermieden werden. Unterlagerte Spannungsregler werden beispielsweise bei Inselnetzwechselrichtern eingesetzt, um eine konstante Ausgangsspannung bei variablem Laststrom bereitzustellen. Hierbei muss, durch zusätzliche Maßnahmen, der Überlast- und Kurzschlussschutz gewährleistet werden. Die überlagerten (langsameren) Regelkreise führen die Sollwerte nach (z. B. Wirk- und Blindleistung) und erzeugen die Führungsgröße für die unterlagerte Regelung. Dieser regelt im Zeitbereich bis zu einigen Sekunden.

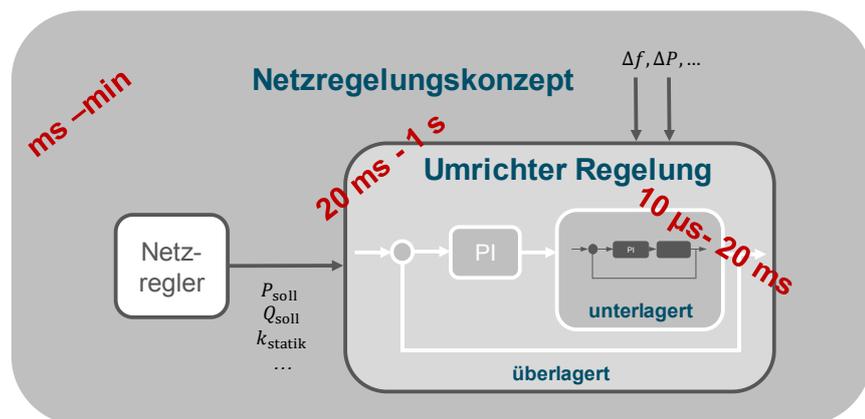


Abbildung 4-2: Regelungshierarchien in Umrichtersystemen

Weitere zusätzliche übergeordnete Regelkreise können in Abhängigkeit des Netzregelungskonzepts integriert werden und dienen in erster Linie dazu, ein vorgegebenes netzdienliches Verhalten umzusetzen. Hierzu gehören beispielsweise Droop-Regelungen wie z. B. eine  $P(f)$ -Regelung oder eine  $Q(U)$ -Regelung, welche die Sollwerte für die Wirk- und Blindleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz und der Netzspannung verändern. Hierbei ist zu beachten, dass sich die Regelschleife über das Netz erstreckt, welche die Kopplung zwischen eingespeister Wirkleistung und Netzfrequenz, sowie eingespeister Blindleistung und Netzspannung herstellt.

## 4.2.2 Klemmenverhalten

Der Großteil der heute eingesetzten Umrichter hat ein Spannungsquellenverhalten und ist selbstgeführt. Durch die Gestaltung des unterlagerten Regelkreises und die Auswahl des Regelkonzepts können selbstgeführte Umrichter sowohl stromeinprägend als auch spannungseinprägend geregelt werden. Der Unterschied zwischen strom- und spannungseinprägendem Verhalten liegt in der augenblicklichen Wirkungsweise. Hierbei bestimmt das Klemmenverhalten des Umrichters die strom- oder spannungseinprägende Wirkung.

### Stromeinprägend

Das Umrichterverhalten kann als stromgeregelter Spannungsquelle beschrieben werden. Der Stromregler hat jederzeit Kontrolle über den Strom und kann diesen über die Schaltvorgänge direkt beeinflussen. Ein Überlastschutz des Umrichters kann durch das Hinzufügen einer Stromobergrenze für den Stromregler hinzugefügt werden. Der Stromregler regelt den Mittelwert des Stroms auf die Sinusform mit der gewünschten Amplitude, welche durch die übergeordneten Regelkreise (Leistungsregelung) vorgegeben werden. Diese stellen die Sollwerte für den Wirk- und Blindstrom bereit, welche für den Stromregler eine langsame Änderung des Sollwerts darstellen. Das augenblickliche Verhalten wird durch den schnellen unterlagerten Stromregelkreis festgelegt, welcher die Stromsollwerte festhält, die durch den übergeordneten (langsamen) Regelkreis vorgegeben werden. In der Regel weisen netzfolgende Umrichter ein stromeinprägendes Verhalten auf.

### **Spannungseinprägend**

Das Verhalten spannungseinprägender Umrichter kann als spannungsgeregelte Spannungsquelle beschrieben werden. Der Spannungsregler regelt die sinusförmige Ausgangsspannung des Umrichters auf den gegebenen Sollwert, welcher von den überlagerten Regelkreisen (Leistungsregelung) vorgegeben wird. Diese stellen Sollwerte für die Phasenverschiebung (Wirkleistung) und Amplitudendifferenz (Blindleistung) zur Netzspannung bereit, welche auch hier eine langsame Änderung des Sollwerts für den unterlagerten Spannungsregler darstellen. Im einfachsten Fall kann sich der Netzstrom in Abhängigkeit der Umrichter- und Netzspannung frei einstellen. Um eine Überlastung des Umrichters in allen Situationen zu vermeiden, muss eine zusätzliche Strombegrenzung in den Regelkreis integriert werden, welche z. B. über eine schnelle Stromregelung, die bei drohender Überlast eingreift, realisiert werden kann.

Das augenblickliche Verhalten wird durch den Spannungsregler definiert, welcher die Ausgangsspannung des Umrichters begrenzt, indem sie durch die übergeordneten langsamen Regler vorgegeben wird. Eine Änderung der Netzspannung nach Betrag oder Phase hat eine direkte Stromänderung des Umrichters zur Folge, da die Sollwerte des Spannungsreglers nur langsam nachgeführt werden. In der Regel weisen netzbildende Umrichter ein spannungseinprägendes Verhalten auf.

### 4.2.3 Betriebskonzepte

Ziel der unterschiedlichen Umrichterkonzepte ist die Realisierung verschiedener Betriebskonzepte. Anhand typischer Beispiele werden in Tabelle 4-3 die Eigenschaften unterschiedlicher hergeleitet.

Tabelle 4-3: Betriebskonzepte von Umrichtern

Netzfolgend	
Leistungsgeführt	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximale Wirkleistungseinspeisung</li> <li>• Hohe Effizienz</li> <li>• Einfache Regelung</li> <li>• Dimensionierung auf Wirkleistung</li> </ul>
Netzunterstützend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regelbare (Wirk-) und Blindleistung</li> <li>• Einfache Regelung</li> <li>• Dimensionierung auf Scheinleistung</li> </ul>
Netzbildend	
Inselnetzbildend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leistung nicht regelbar (lastabhängig)</li> <li>• Einfache Regelung</li> <li>• Parallelbetrieb nicht ohne weiteres möglich</li> <li>• Dimensionierung auf max. Scheinleistung</li> </ul>
Parallel Netzbildend	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regelbare Wirk- und Blindleistung</li> <li>• Parallelbetrieb möglich</li> <li>• Aufwändige Regelung (Überstromschutz)</li> <li>• Dimensionierung auf maximalen Strom</li> </ul>

### 4.2.4 Momentanreserve

Neben der Regelleistungserbringung stellt sich bei der Frage zukünftiger SDL-Erbringer vor allem die Frage nach der Momentanreserve. Direktgekoppelte Synchrongeneratoren in Großkraftwerken werden zukünftig nicht mehr in allen Stunden in dem heutigen Maß zur Verfügung stehen, um mit ihrem instantanen Verhalten auf Leistungsänderungen im Netz zu reagieren. Eine gewisse Trägheit ist jedoch notwendig, um das Wirksamwerden nachgelagerter Regelungen zu ermöglichen. Durch die stärkere Durchdringung von Umrichtern, stellt sich also die Frage, wie sich das Momentanreserverhalten in solchen hybriden Netzen darstellt.

Um zu klären, wie sich die unterschiedlichen Konzepte hinsichtlich ihrer Momentanreserveeigenschaften verhalten, sind in Abbildung 4-3 schematisch Antwortverhalten auf Wirkleistungs- bzw. Frequenzänderungen dargestellt. Zu sehen sind die Antwortverhalten von stromeinprägenden (a) und spannungseinprägenden (b) Umrichtern. Der stromeinprägende Umrichter zeigt keine Reaktion auf die zum Zeitpunkt  $t_0$  erfolgte Wirkleistungsänderung, wohingegen der spannungseinprägende Umrichter mit einer Leistungsanpassung auf die Änderung reagiert. Hierbei ist zu beachten, dass für die initiale Leistungsänderung des spannungseinprägenden Umrichters keine Regelung notwendig ist, womit die Reaktion instantan ist.

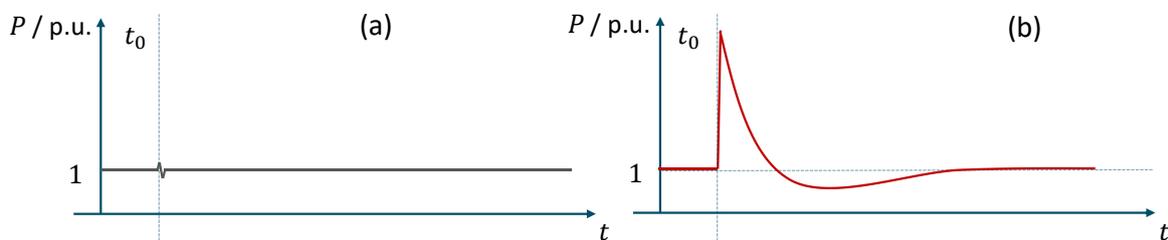


Abbildung 4-3: Momentanreserveverhalten von I-einprägendem (a) und U-einprägendem (b) Umrichter, angelehnt an [43]

Zu beachten ist hierbei, dass die Energiedifferenz im Umrichter vorhanden sein bzw. von diesem aufgenommen werden muss, wofür vor allem der Zwischenkreis als Speicher genutzt werden kann. Der Zwischenkreis kann durch entsprechende Auslegung auf die notwendige Energie dimensioniert werden. Um mehr Speicherkapazität im spannungseinprägenden Betrieb gegenüber einem stromeinprägenden Betrieb zur Verfügung zu stellen, wäre entsprechend die Kondensatorkapazität zu erhöhen. Daher werden heute am Markt verfügbare Inselnetzwechselrichter entsprechend anders ausgelegt als z. B. reine PV-Wechselrichter. Das Verhalten des Umrichters kann technologisch jedoch auch über ein schnelles „Nachfüllen“ des Kondensators realisiert werden. Zu beachten ist hierbei das Wechselspiel zwischen Momentanreserveabruf aus dem Zwischenkreis und einer mit einer Zeitverzögerung verbundener nachfolgender Regelung. Alternativ kann auch ein höherer Kondensatorspannungsbetriebspunkt zu einer erhöhten Speicherfähigkeit führen. Hierfür ist die Spannungsfestigkeit der Kondensatoren und der Schalter anzupassen.

Neben der Dimensionierung des Zwischenkreises ist das Gesamtsystem so auszulegen, dass der zulässige Betriebsbereich nicht verletzt wird. Hierfür ist ein System zu implementieren, welches zum einen die Leistung bzw. den Strom begrenzt. Zum anderen darf nicht zu viel Energie aus dem Zwischenkreis abfließen (siehe Abbildung 4-4 (a)), da sonst der Regelbetrieb des Umrichters gefährdet wird. Um den korrekten Betrieb zu gewährleisten muss ein Unterschreiten des zulässigen Minimalwerts der Zwischenkreisspannung zu jedem Zeitpunkt vermieden werden. Gleiches gilt für die maximale Zwischenkreisspannung, welche nicht über den maximal zulässigen Wert steigen darf (Spannungsfestigkeit Kondensatoren und Schalter). Die in Abbildung 4-4 (b) schraffierte Fläche stellt die Energiemenge dar, welche vom Zwischenkreis bereitgestellt werden muss ohne dabei die (in diesem Fall) minimale Zwischenkreisspannung zu unterschreiten.

Grundsätzlich ist auch eine Strategie zu entwickeln, welche sicherstellt, dass der Zwischenkreis nach Bereitstellung der Momentanreserve wieder in den Nennbetriebspunkt zurückgeführt wird. Hierzu sollte die bereitgestellte positive oder negative Energiedifferenz dem System wieder zugeführt werden. Der zeitliche Verlauf kann hierbei frei definiert werden, wobei zu beachten ist, dass das System erst wieder Momentanreserve bereitstellen kann, wenn es wieder im Nennbetriebspunkt ist. Typischerweise würde die Energiedifferenz aus einem Regelleistungsprodukt bereitgestellt.

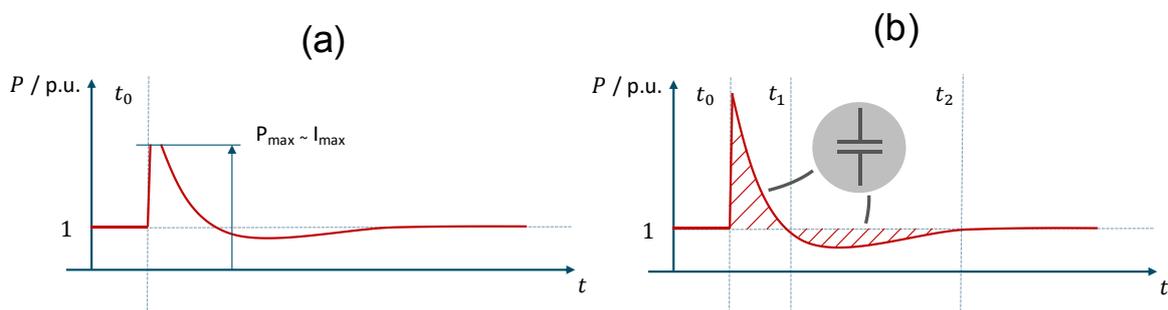


Abbildung 4-4: Leistungsbegrenzung (Stromlimit) (a), Energiebereitstellung durch Zwischenkreis (b)

Neben der Möglichkeit zur Erbringung der Momentanreserve aus dem Zwischenkreis kann die Momentanreserve auch durch ein System bestehend aus Zwischenkreis und nachgelagerter Regelung erfolgen. Die instantane Leistungsbereitstellung erfolgt dabei weiterhin aus dem Zwischenkreis, der entsprechend dimensioniert werden muss. Eine interne schnelle Regelung (bspw. durch die Umschaltung eines Speichers) gleicht das Leistungsungleichgewicht im Zwischenkreis jedoch systemintern schnell aus, wodurch das Energieniveau (bzw. die Zwischenkreisspannung) aufrecht gehalten werden und das System folglich weiterhin Momentanreserve zur Verfügung stellen kann. Die eigentliche Momentanreserve wird weiterhin ausschließlich durch den Zwischenkreis bereitgestellt. Dieser kann jedoch aufgrund der nachgelagerten Regelung und entsprechendes Ausgleichen der Energiedifferenz kleiner dimensioniert werden. Die Abstimmung zwischen Zwischenkreisdimensionierung, Regelung und nachgelagerten Energiespeicher ist folglich ausschlaggebend für die Fähigkeit eines solchen Systems, Momentanreserve zu erbringen. Eingesetzt werden könnte dies z. B. im Fall von WEA bei Überfrequenz durch das Nutzen des Zwischenkreises in Kombination mit entsprechenden Choppern.

#### **4.2.5 Potenzial von Umrichtern zur Erbringung von SDL**

Potenziale und Fähigkeiten von Umrichtern zur Erbringung von SDL sind in den Übersichten in Abbildung 4-5 und Tabelle 4-4 zusammengefasst. Hierbei ist festzuhalten, dass einige SDL keine direkten Berührungspunkte zu Umrichtertechnologien haben und somit über diese hier nicht relevant sind. Gezeigt ist aber insbesondere, dass alle SDL, welche auf der regelungstechnischen Anpassung von Wirk- oder Blindleistung basieren, durch Umrichter realisiert werden können. Somit sind sowohl typische Regelleistungsanforderungen wie auch spannungsregelnde Maßnahmen umsetzbar. Außerdem ist anhand eines Beispiels gezeigt, dass Inselnetzfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit mit netzbildenden Umrichtern gewährleistet werden können.

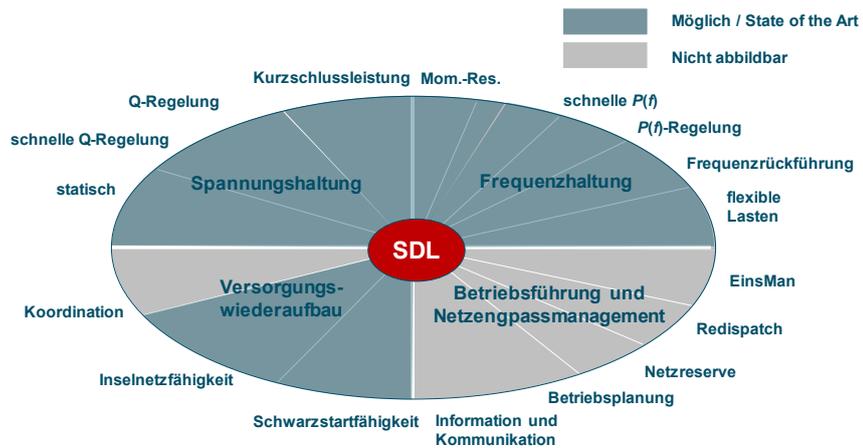


Abbildung 4-5: Übersicht über die Potenziale von Umrichter-basierten SDL

Weiter ist das instantane Verhalten unterschiedlicher Umrichterkonzepte diskutiert worden. Als Ergebnis zeigt sich, dass netzbildende Umrichter, welche typischerweise ein spannungseinprägendes Klemmenverhalten aufweisen, instantan auf eine Änderung der Netzspannung (Amplitude, Phase, Frequenz) reagieren. So kann gefolgert werden, dass diese Umrichter Kurzschlussleistung und Momentanreserve bereitstellen können. Die im Rahmen dieser Detailbetrachtung identifizierten SDL-Potenziale und Fähigkeiten von Umrichtern, können grundsätzlich auf umrichtergekoppelte Netznutzer übertragen werden. Hierzu zählen beispielsweise WEA, PVA sowie Ladeinfrastruktur. Bei der letztlichen Bewertung der Fähigkeiten, gilt es jedoch die Möglichkeiten der angeschlossenen Netznutzer selbst zu berücksichtigen.

Tabelle 4-4: Übersicht der Fähigkeiten von Umrichtern zur SDL-Erbringung

Frequenzhaltung								
Netzkopplung	Momentanreserve		schnelle P(f)-Regelung		P(f)-Regelung		Frequenzrückführung	
	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial
Umrichter		■		■	■	■	■	■
Spannungshaltung								
Netzkopplung	Q (P=0)		Q im Fehlerfall		schnelle Q-Regelung		Q-Regelung	
	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial
Umrichter		■	■	■		■	■	■

■ zutreffend    ■ teilweise zutreffend    □ nicht zutreffend

## 4.3 HGÜ-Konverterstationen

Die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) wird als Übertragungssysteme bestehend aus zwei über Leitungen miteinander verbundenen Konverterstationen realisiert. Diese sind heute üblicherweise als selbstgeführte Umrichter ausgeführt. HGÜ verfügen somit über die im vorherigen Unterkapitel beschriebenen Eigenschaften zur Spannungs- und Frequenzhaltung und können dazu zur Leistungsflussregelung genutzt werden, wengleich der Hauptzweck der HGÜ im Wirkleistungstransport zwischen Einspeiseregionen und Lastzentren besteht.

### 4.3.1 HGÜ-Konfigurationen

Die Übertragungsleitungen von HGÜ basierend auf Gleichstrom können in unterschiedlichen Systemkonfigurationen auftreten. Die folgenden Konfigurationen treten grundsätzlich in der Praxis auf

- Verbindung zwischen zwei asynchronen Regelzonen (z. B. NorNed oder BritNed)
- Anbindung von Off-Shore-Windparks
- Leistungsübertragung innerhalb einer Regelzone
- Leistungsübertragung zwischen Regelzonen

Darüber hinaus sind Konfigurationen als Gleichstrom-Overlaynetze mit mindestens drei Umrichterstationen bis hin zu Off-Shore-Netzen denkbar, die sich innerhalb einer Regelzone oder auch zwischen mehreren synchronen oder asynchronen Regelzonen befinden können.

### 4.3.2 Erbringungsmöglichkeiten von SDL zur Spannungs- und Frequenzhaltung sowie Netzwiederaufbau

Die Erbringungsmöglichkeiten von SDL mittels HGÜ-Konverterstationen sind vielfältig [45] [46] [47] [48] [49]. Grundsätzlich können wirkleistungsbezogene und blindleistungsbezogene Leistungen erbracht werden. Die blindleistungsbezogenen Leistungen können an beiden Stationen am Anfang und Ende der HGÜ unabhängig von-

einander erbracht werden. Bei den wirkleistungsbezogenen Leistungen erfolgt eine Kopplung über die Gleichstromseite. Die in üblichen Gleichstromkabeln gespeicherte Energie bietet eine Entkopplung beider Seiten, jedoch nur im Bereich von einigen zehn Millisekunden. Durch Einbringung von Speichermöglichkeiten auf der Gleichstromseite kann die Dauer jedoch theoretisch erhöht werden, was jedoch ggf. aufwendig und kostenintensiv ist.

### **Heutige Erbringung von Systemdienstleistungen**

Von den möglichen SDL, die durch HGÜ erbracht werden können, sind bereits einige im praktischen Einsatz: Die Leistungsflussregelung und Blindleistungs-/Spannungsregelung sind heute, neben dem Haupteinsatzzweck des Wirkleistungstransport, die grundlegenden Einsatzzwecke von HGÜ bzw. deren Umrichtern. Auch die Bereitstellung eines Kurzschlussstroms wird heute bereits genutzt.

Von den weitergehenden Möglichkeiten werden im Bereich der Reserveleistung bisher nur Sekundärregelleistung und Minutenreserve (Frequenzrückführung) durch einige HGÜ zwischen asynchronen Regelzonen zur gegenseitigen Aushilfe erbracht. Genauso sind betriebliche Einsatzpläne für Schwarzstart und Systemwiederaufbau implementiert.

### **Zukünftige Erbringung von Systemdienstleistungen**

In Zukunft können alle weiteren Potenziale der SDL-Erbringung durch HGÜ ausgeschöpft werden. Zu nennen sind hier die Pendeldämpfung in Verbundsystemen durch Wirk- und/oder Blindleistung und die weitere Erbringung von Regelleistungsqualitäten aus benachbarten asynchronen Regelzonen oder Off-Shore-Bereichen sowie Momentanreserve in Zusammenhang mit Speichern bzw. entsprechend dimensionierten Zwischenkreisen. Der spätere ggf. erfolgende Ausbau von Off-Shore-Netzen erfordert SDL für die DC-Seite, bietet jedoch auch erweiterte Möglichkeiten der SDL Erbringung für AC-Verbundsysteme oder asynchron gekoppelte Netze im Bereich aller oben genannter SDL-Möglichkeiten.

### 4.3.3 Aspekte der Betriebsführung

Die Betriebsführung als eigene Art der SDL bedarf einer besonderen Berücksichtigung von HGÜ zum optimalen Einsatz und zur Erbringung der oben genannten SDL-Arten für Spannungs- und Frequenzhaltung.

Die Verantwortung in der Betriebsführung und die damit einhergehende Verhaltensweise von HGÜ in bestimmten betrieblichen Situationen und zur Erbringung von SDL müssen klar geregelt sein [45]. Dieses gilt insbesondere für HGÜ zwischen Regelzonen und vor allem für vermaschte Overlay-Netze.

Die Abstimmung von HGÜ-Leistungsflüssen (inkl. HGÜ-Netzen in oder zwischen synchronen Regelzonen) bedürfen ggf. einer optimalen Leistungsflusssteuerung (OPF – optimal power flow) im Normalbetrieb und wechselwirken zudem mit dem kontinentaleuropäischen Energiehandel. Zugleich müssen genau festgelegte Verhaltensweisen bei Störungen abgestimmt werden [45]. Im (n-1)-Fall muss vorab das Verhalten der HGÜ im Systemverbund festgelegt werden. Dieses fängt bei der Dimensionierung an und muss die präventive oder korrektive Auslegung des Betriebs berücksichtigen. Hierbei muss auch die Erbringung von jedweder beschriebenen Art von SDL berücksichtigt werden.

### 4.3.4 Regelwerke

Entsprechend der geplanten wachsenden Durchdringung von HGÜ-Technologien in Europa wird vermehrt an entsprechenden Regularien gearbeitet. Folgende Netzkodizes betreffen die HGÜ und befinden sich gerade in der Einführung bzw. Ausarbeitung:

- ENTSO-E *Network Code HVDC* (in Kraft seit 09/2016) [50]
- VDE *AR-N 4131 (Anwendungsbeginn 03/2019)* [51]
- Netzanschlussregeln der ÜNB (in Ausarbeitung bis 09/2019)

Es ist ersichtlich, dass ein abgestuftes Verfahren von ENTSO-E bis hinunter zu den deutschen Übertragungsnetzbetreibern erfolgt. Der ENTSO-E Network Code stellt grundsätzliche Anforderungen auf, die genauere Spezifikation erfolgt in den unterlagerten Netzanschlussregeln. Gerade für die Bereiche der zukünftigen Erbringung

von SDL und insbesondere für Anlagen zwischen Regelzonen, die mehrere ÜNB betreffen sind gut abgestimmte Festlegungen notwendig.

### 4.3.5 Zusammenfassung und Fazit

Bei geeigneter Einbindung in die Betriebsführung besitzen HGÜ ein vielfältiges Potenzial zur Erbringung von SDL. Die Spannungs-/Blindleistungshaltung bzw. -regelung ist analog zu der eines STAT-COM: sehr flexibel bis hinunter zu sehr kurzen Zeitbereichen im Bereich von Millisekunden einsetzbar.

Die Frequenzhaltung kann hauptsächlich zwischen asynchronen Regelzonen eingesetzt werden, sodass gegenseitige Aushilfsmaßnahmen in unterschiedlichen Zeitbereichen (auch Momentanreserve) zur Verfügung stehen. Ergänzend können auch der Netzwiederaufbau sowie die Schwarzstartfähigkeit ermöglicht werden.

Eine Übersicht der Fähigkeiten von HGÜ-Konverterstationen liefert nachstehende Tabelle 4-5.

Tabelle 4-5: Fähigkeiten von HGÜ-Konverterstationen

Frequenzhaltung								
Netznutzergruppe	Momentanreserve		schnelle P(f)-Regelung		P(f)-Regelung		Frequenzrückführung	
	Praxis	Potential	Praxis	Potential	Praxis	Potential	Praxis	Potential
HGÜ-Konverterstation		■	■	■	■	■	■	■
Spannungshaltung								
Netznutzergruppe	Q (P=0)		Q im Fehlerfall		schnelle Q-Regelung		Q-Regelung	
	Praxis	Potential	Praxis	Potential	Praxis	Potential	Praxis	Potential
HGÜ-Konverterstation	■	■	■	■	■	■	■	■

zutreffend
  teilweise zutreffend
  nicht zutreffend

In jedem Fall ist eine Integration in die Betriebsführung derart auszugestalten, dass die HGÜ eigenständig und schnell reagiert, aber Sollwerte und Randbedingungen durch die Leitwarten koordiniert werden. Die Stabilität gerade sehr schneller Regelungseingriffe ist sorgfältig auszulegen.

## 4.4 Power-to-X

Power-to-X-Anlagen (PtX-Anlagen) fungieren als Bindeglied zwischen dem elektrischen Energiesystem und weiteren Sektoren des Energiesystems. Sie wandeln elektrischer Energie in thermische Energie oder erzeugen flüssige oder gasförmige Energieträger zur Weiterverwendung. Im Rahmen einer integrierten Energiewende, wie sie im Szenario *Elektrifizierung* beschrieben wird, stellt die PtX-Anlage somit eine Schlüsseltechnologie dar.

Theoretisch verfügen sie aufgrund ihrer Anbindung über einen Umrichter über jenes SDL-Potenzial im Bereich der Frequenz- und Spannungshaltung das bereits in Unterkapitel 4.2 Anlagen mit Umrichtern zugeschrieben wurde. Darüber hinaus eignen sie sich aufgrund der Möglichkeit einer Zwischenspeicherung von Energie als Regelleistungserbringer auch über einen größeren Zeitraum und damit als mögliche Erbringer von Frequenzrückführung. Aufgrund ihrer Charakterisierung als Last können sie jedoch ggf. nur stark eingeschränkt positive Regelleistung erbringen. In Kombination mit rückspeisenden Anlagen wie beispielsweise Gasturbinen, Blockheizkraftwerken (BHKW) oder Brennstoffzellen können insbesondere Power-to-Gas-Anlagen als eine bidirektionale Technologie aufgefasst werden. Dies erweitert das SDL-Potenzial der Anlagen entsprechend. Eine Übersicht der PtX-Anlagen zugeordneten SDL-Fähigkeiten erfolgt in Tabelle 4-6

Tabelle 4-6: Eigenschaften von PtX-Anlagen

Frequenzhaltung								
Netznutzergruppe	Momentanreserve		schnelle P(f)-Regelung		P(f)-Regelung		Frequenzrückführung	
	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial
PtX-Anlagen		■		■		■	■	■
Spannungshaltung								
Netznutzergruppe	Q (P=0)		Q im Fehlerfall		schnelle Q-Regelung		Q-Regelung	
	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial
PtX-Anlagen		■		■		■		■

zutreffend
  teilweise zutreffend
  nicht zutreffend

Nach heutigem Stand sind PtX-Anlagen mit hohen Investitions- oder Betriebskosten verbunden und verfügen im Vergleich zu reinen Stromspeichern über einen niedrigen Gesamtwirkungsgrad, insbesondere wenn die zuvor umgewandelte Energie dem Netz wieder

als elektrische Energie zur Verfügung gestellt werden soll. Die kombinierte Betrachtung des Bereichs elektrischer Energie, Verkehr, Wärme und damit auch Gas führt jedoch zunehmend zu weiteren Projekten, die auch einen erheblichen Einfluss auf das Stromsystem besitzen. Dies können neben lokalen Projekten z. B. zur Autarkie und größer dimensionierten Anlagen auch Anlagen mit dem Hauptziel der Netzausbauvermeidung sein. An dieser Stelle sei beispielsweise der „Sektorenkopplungstransformator“ genannt, welcher zu einer Reduktion von Einspeisemanagement-Maßnahmen führen soll und damit den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz reduzieren kann [52] [53]. Insbesondere für Zeiten mit einem Überangebot an EE-Einspeisung erscheint der Bereich der PtX-Anlagen hier besonders interessant.

## 4.5 FACTS und konventionell schaltbare Betriebsmittel

Als „Flexible AC Transmission Systems“ (FACTS) bezeichnet man leistungselektronisch geregelte Betriebsmittel zur Beeinflussung von Spannungen und/oder Leistungsflüssen im Drehstromübertragungsnetz [54] [55]. Neben den FACTS-Geräten werden in diesem Exkurs auch konventionell schaltbare Betriebsmittel für die genannten Zwecke betrachtet (z. B. Phasenschiebertransformator (PST) etc.). Im Folgenden werden die verschiedenen Betriebsmittel im Detail betrachtet. Eine Zusammenfassung der Fähigkeiten der einzelnen Betriebsmittel in Bezug auf einen möglichen Beitrag zur SDL-Erbringung erfolgt in Abschnitt 4.5.4 in Form zweier Übersichtstabellen.

### 4.5.1 Parallele Betriebsmittel

Mit parallelen FACTS-Geräten lässt sich die lokale Blindleistungsbilanz und damit die Spannung verändern. Bislang werden FACTS-Geräte (bzw. statisch schaltbare Kompensationsanlagen) in Deutschland für die statische Blindleistungskompensation genutzt.

### **Parallelspele**

Bei der Parallelspele handelt es sich um eine feste oder schaltbare induktive Blindkompensation zur statischen Spannungshaltung. Sie entspricht dem Stand der Technik und wird vielfach weltweit als auch in Deutschland eingesetzt. Die Installation weiterer Anlagen ist im aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP) vorgesehen.

### **Mechanically Switched Capacitor (MSC)**

Der Mechanically Switched Capacitor (MSC/MSCDN) ist ein schaltbare kapazitive Blindkompensation der zur statischen Spannungshaltung eingesetzt werden kann. Er entspricht dem Stand der Technik und wird vielfach weltweit als auch in Deutschland eingesetzt. Die Installation weiterer Anlagen ist ebenfalls im aktuellen NEP vorgesehen.

### **Static Var Compensator**

Der Static Var Compensator (SVC) ermöglicht eine stufenlose Blindleistungsbereitstellung in kapazitiver und induktiver Richtung und entspricht aktuell dem Stand der Technik. Aufgrund der Anwendung von Thyristoren ist eine dynamische (schnelle) Bereitstellung von Blindleistung und damit die Ausregelung eines Spannungswertes als auch der Einsatz zur Pendeldämpfung bzw. zur Stabilitätsverbesserung möglich (je nach Ausführung). Der SVC wird sowohl weltweit als auch in Deutschland vielfach eingesetzt und es sind weitere Anlagen im aktuellen NEP vorgesehen.

### **Statischer Kompensator (STATCOM)**

Beim STATCOM handelt es sich um einen parallel installierten selbstgeführten VSC-Wechselrichter („Voltage Source Converter“) in Kombination mit einem kleinen Speicher. Mittels der VSC-Technologie lassen sich innerhalb des Betriebsbereiches stufenlos beliebige induktive und kapazitive Betriebspunkte einstellen. Analog zum SVC lässt sich der STATCOM ebenfalls für die dynamische Blindleistungskompensation, zur Pendeldämpfung und zur Stabilitätsverbesserung verwenden. Im Vergleich zum SVC weist der STATCOM allerdings bessere Eigenschaften zur Netzstabilisierung in auf [56] [57]. Der STATCOM wird mehrfach weltweit eingesetzt. Die erste Installation in Deutschland ist im aktuellen NEP geplant und wird zurzeit im Netzgebiet der TenneT realisiert [35].

## 4.5.2 Serielle Betriebsmittel

Mit seriellen FACTS Geräten kann gezielt Einfluss auf den Wirkleistungsfluss von Stromkreisen in vermaschten Stromnetzen genommen werden. Somit kann der natürliche Leistungsfluss verändert werden und insb. Engpassmanagement betrieben werden. Diese Art von FACTS-Geräten werden in der Regel im Hoch- und Höchstspannungsnetz eingesetzt.

### Serienkompensation

Bei der Serienkompensation handelt es sich um eine mechanisch schaltbare Serienimpedanz (wahlweise induktiv oder kapazitiv). Aufgrund des moderaten Einflussbereiches einer Serienkompensation eignet sie sich vor allem für die lokale Optimierung von Leistungsflüssen. In Deutschland wird sie bisher kaum verwendet, jedoch sieht der aktuelle NEP weitere Serienkompensationen vor. [11]

### Phasenschiebertransformator

Beim Phasenschiebertransformator (PST) handelt es sich um einen mechanisch stufbaren querregelnden Transformator, der einen großen Einfluss auf Wirkleistungsflüsse im vermaschten Übertragungsnetz ausüben kann. PSTs gehören seit vielen Jahren zum Stand der Technik und sind vielfach weltweit als auch im deutschen Übertragungsnetz im Einsatz. Im aktuellen NEP sind diverse Neuinstallationen von PSTs vorgesehen.

### Thyristor Switched/Controlled Series Compensator

Der „Thyristor Switched Series Compensator“ (TSSC) bzw. der „Thyristor Controlled Series Compensator“ (TCSC) sind technologisch gesehen verwandt mit dem SVC, allerdings für eine serielle Installation vorgesehen. Beim TSSC handelt es sich um eine mittels Thyristoren schnell schaltbare Serienkompensation, während der TCSC schnell und stufenlos regelbar ist. Aufgrund dieser Eigenschaften kann der TCSC neben der lokalen Leistungsflussregelung auch zur Schwingungsdämpfung und zur Stabilitätsverbesserung eingesetzt werden [58] [59]. Sowohl TSSC als auch TCSC sind aktuell Stand der Technik und werden vielfach weltweit eingesetzt. In

Deutschland ist im aktuellen NEP eine erste Installation eines TCSC vorgesehen.

### **Static Synchronous Series Compensator**

Im Bereich der Serienkompensationsgeräte stellt der „Static Synchronous Series Compensator“ (SSSC) das technologische Äquivalent zum STATCOM dar. Weltweit existiert bisher nur eine 220-kV-Pilotanlage in Spanien [60]. Aufgrund der sehr schnellen Regelung ist er neben der lokalen Leistungsflussregelung auch geeignet zur Netzstabilisierung und Schwingungsdämpfung [61]. Eine ähnliche Technologie wird von SmartWires als „Power Guardian“ angeboten, bei dem das Leiterseil des geregelten Stromkreises direkt durch das Betriebsmittel geführt werden muss.

### **HGÜ (Back-to-Back mit VSC)**

Die HGÜ-Technologie wurde bereits in Unterkapitel 4.3 betrachtet. Unter einer Back-to-Back-HGÜ versteht man zwei Konverterstationen, die innerhalb eines Umspannwerks ohne dazwischenliegende Übertragungsleitung miteinander verbunden sind. Unter Einsatz von VSC-Technologie ist eine Back-to-Back-HGÜ geeignet für Blindleistungskompensation, Leistungsflussregelung, Netzstabilisierung und Schwingungsdämpfung [62] [63]. Bisherige Implementierungen beschränken sich vor allem auf die Kopplung nichtsynchrone Netzgebiete.

### **Interline Power Flow Controller**

Der „Interline Power Flow Controller“ (IPFC) stellt eine Kombination von zwei oder mehr SSSC dar, die über den gleichen Zwischenkreis miteinander verbunden sind. Der IPFC ermöglicht die gleichzeitige Regelung mehrerer Stromkreise und weist ansonsten die gleichen Eigenschaften wie der SSSC auf. Insbesondere handelt es sich hierbei um ein derzeit noch nicht serienreifes Konzept.

## **4.5.3 Seriell-parallele Betriebsmittel**

Der „Unified Power Flow Controller“ (UPFC) basiert wie STATCOM und SSSC auf den VSC-Wechselrichtern mit einem kleinen Batteriespeicher und ist gleichzeitig geeignet für Blindleistungskompensation, Leistungsflussregelung, Netzstabilisierung und Schwingungsdämpfung. Bisher ist keine robuste Implementierung bekannt

und für die Serienreife sind umfangreiche Weiterentwicklungen im Bereich der thyristorbasierten Schutzbeschaltung erforderlich.

### 4.5.4 Zusammenfassung

Die im Rahmen dieses Exkurses diskutierten möglichen Beiträge zur Erbringung von SDL der unterschiedlichen FACTS-Geräte lassen sich zusammengefasst den Tabellen Tabelle 4-7 und Tabelle 4-8 entnehmen. Weitergehende Informationen zu FACTS Geräten können der Literatur entnommen werden [54] [64].

Tabelle 4-7: Möglicher Beitrag von FACTS und konventionell schaltbaren Betriebsmitteln zur Leistungsflussregelung und Systemstabilität

Leistungsfluss / Stabilität								
Netznutzergruppe	Leistungsflussregelung	Schnelle Regelung	Verbesserung Winkelstabilität	Verbesserung Spg.-Stabilität	Pendeldmpung	Bereits im Energiesystem		kont. / diskret
						heute	prog. 2030 NEP	
Parallelspeule								diskret
MSCDN								diskret
SVC								kont.
STATCOM								kont.
Serienkompensation								diskret
PST								diskret
TCSC								kont.
SSSC								kont.
TCPST								kont.
HGÜ (B2B mit VSC)								kont.
IPFC								kont.
UPFC								kont.

zutreffend    
  teilweise zutreffend    
  nicht zutreffend

Tabelle 4-8: Möglicher Beitrag der FACTS und konventionell schaltbaren Betriebsmitteln zur Spannungshaltung

Spannungshaltung							
Netznutzergruppe	gezielter Einfluss auf U	Q (P = 0)	Q im Fehlerfall	schnelle Q-Regelung	statische Q-Bereitstellung	Bereits im Energiesystem	
						heute	prog. 2030 NEP
Parallelspeule							
MSCDN							
SVC							
STATCOM							
Serienkompensation							
PST							
TCSC							
SSSC							
TCPST							
HGÜ (B2B mit VSC)							
IPFC							
UPFC							

zutreffend    
  teilweise zutreffend    
  nicht zutreffend

## 4.6 Netzbooster

Ziel des Netzbooster-Konzepts ist es weiteres Optimierungspotenzial zur Höherauslastung von Bestandsleitungen des Übertragungsnetzes zu schaffen. Somit stellt es perspektivisch eine Möglichkeit dar den zukünftigen erforderlichen Netzausbau zu reduzieren. Das Netzbooster-Konzept basiert auf der Umsetzung eines kurativen Engpassmanagements, indem große Batteriespeicher im Übertragungsnetz installiert werden und für den Einsatz beim Auftreten von (n-1)-Fällen vorgehalten werden. Zentraler Ansatz ist dabei, dass Leitungen, trotz Einhaltung des (n-1)-Kriteriums, höher (theoretisch bis zu 100 %) ausgelastet werden können. Dadurch ergibt sich im (n-0)-Fall ein deutlich reduzierter Redispatch-Bedarf, da ein kurativer Redispatch-Abruf im Fehlerfall stattfinden kann. Beim Eintritt eines (n-1)-Falls erfolgt zunächst eine automatische Leitungsentlastung durch Aktivierung von Netzboostern (Quelle und Senke), ggf. in Kombination mit flexiblen Erzeugern und Lasten. Die Leistungsbereitstellung und Entnahme durch die Netzbooster wird nach etwa 15 min durch konventionellen Redispatch/Einspeisemanagement abgelöst. Erste Pilotanlagen für Netzbooster sind im neuen NEP durch regelbare Verbraucher in Norddeutschland und Netzbooster in Süddeutschland vorgesehen. Aktive Anlagen im Netz gibt es bisher nicht.

### 4.6.1 Einsatzkonzept

Im Folgenden wird das Konzept des Netzboosters exemplarisch veranschaulicht. Zunächst ist in Abbildung 4-6 ein Netznutzungsfall im vermaschten Verbundnetz ohne Netzbooster, jeweils im (n-0)-Fall und im (n-1)-Fall, dargestellt. Im (n-0)-Fall wurde der Netznutzungsfall mittels Redispatch so eingestellt, dass erhebliche Leistungsreserven für das Auftreten von (n-1)-Fällen vorgehalten werden.

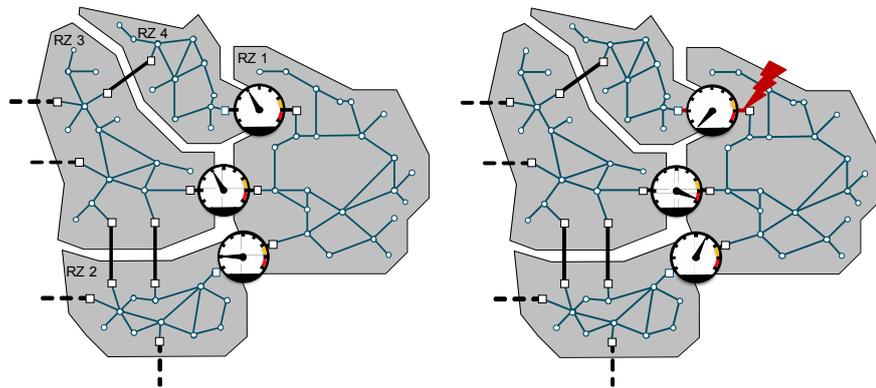


Abbildung 4-6: Situation ohne Netzbooster: (n-0)-Fall – links und (n-1)-Fall – rechts.

Aufgrund der Vermaschung des Netzes kann dies zu einer sehr ungleichmäßigen Auslastung der Stromkreise führen. In keinem (n-1)-Fall darf eine Überlastung eines anderen Netzbetriebsmittels auftreten. Im dargestellten exemplarischen (n-1)-Fall wird beispielsweise ein Stromkreis zu 100% ausgelastet. Dieser (n-1)-Fall wirkt limitierend für die Netzauslastung im (n-0)-Grundzustand.

In Abbildung 4-7 ist der gleiche Netznutzungsfall mit Netzbooster dargestellt. Aufgrund der kurativen Eingriffsmöglichkeit über den Netzbooster sind die Stromkreise im (n-0)-Fall höher ausgelastet als im Fall ohne Netzbooster und es ist weniger Redispatch erforderlich (linker Abbildungsteil). Beim Eintritt des limitierenden (n-1)-Falls stellt sich zunächst ohne Einsatz der Netzbooster eine deutliche Überlastung eines Stromkreises ein (mittlerer Abbildungsteil).

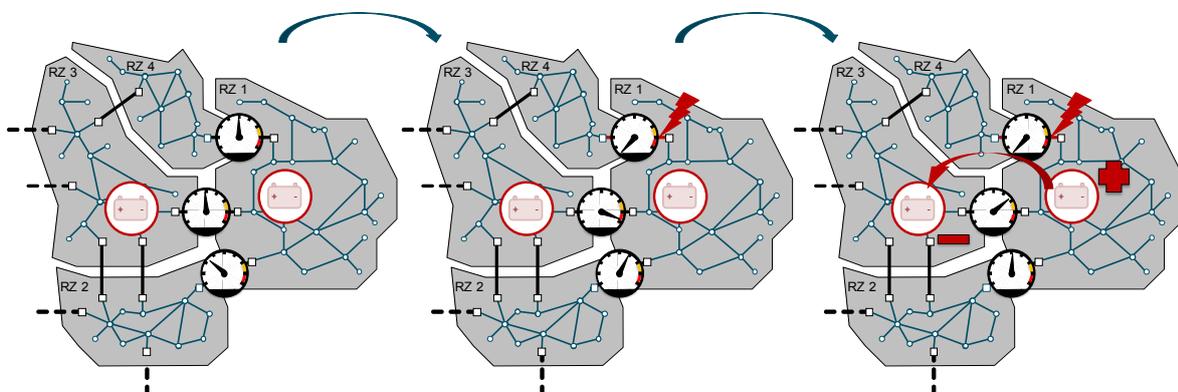


Abbildung 4-7: Situation mit Netzbooster: (n-0)-Fall – links, (n-1)-Fall ohne aktivem Netzbooster – mittig und (n-1)-Fall mit aktivem Netzbooster – rechts

Kurz nach Eintritt des (n-1)-Falls lässt sich durch gleichzeitiges Einspeichern des einen und Ausspeichern des anderen Netzboosters Einfluss auf die Netzauslastung nehmen und die Überlastung des Stromkreises kann kurativ behoben werden (rechter Abbildungsteil). Um den Einsatz der Netzbooster abzulösen wird anschließend ein konventioneller Redispatch eingeleitet, der nach einer Dauer von etwa 15 min wirksam wird. Die Kapazität der Netzbooster muss so ausgelegt werden, dass der kurative Eingriff mindestens für diese Dauer vorgenommen werden kann. Im Folgenden müssen die Netzbooster wieder auf den normalen Ladezustand gebracht werden, um wieder für weitere kurative Eingriffe zur Verfügung stehen zu können. Insgesamt zeigt dies, dass ein Netzbooster-Konzept eine erhebliche Änderung in der Planung und vor allem im Betrieb von Netzen darstellt. Darüber hinaus hat eine Höherauslastung direkten Einfluss auf den Bereich der SDL, da diese mit einem veränderten Blindleistungsbedarf des Netzes verbunden ist. Da Anlagen als Quelle und Senke für ein derartiges Konzept erforderlich sind, können diese je nach Einbindung auch zusätzliche SDL zur Verfügung stellen. Welche SDL hier möglich sind hängt maßgeblich davon ab, ob z. B. die eingesetzten Speicher als Single-Use- oder Multi-Use-Speicher eingesetzt werden.

#### **4.6.2 Einordnung in das Engpassmanagement**

In Bezug auf eine Verletzung der thermischen Betriebsmittelgrenzen im (n-1)-Fall, ist zur Durchführung eines kurativen Engpassmanagements eine Reaktionszeit im Sekunden- bis Minutenbereich erforderlich. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine entsprechende Koordination zwischen Netzboostern und Schutzkonzepten. Netzbooster mit VSC-Technologie sind deutlich schneller und lassen Reaktionszeiten im Millisekundenbereich zu. Damit lassen sich neben dem kurativen Engpassmanagement STATCOM-Funktionalitäten erbringen. Alle Netzbooster können zur Spannungshaltung beitragen.

### 4.6.3 Schwarmlösungen als technische Alternative

Die Netzbooster-Technologie ist aktuell noch nicht im Einsatz und bei Nutzung von Batterien im GW-Bereich mit erheblichen Kosten verbunden. Im aktuellen NEP ist jedoch die Errichtung von Netzbooster-Pilotanlagen vorhergesehen. Diese sollen der Erprobung des innovativen Konzeptes dienen, da bisher keine Betriebserfahrungen vorliegen. Diese sind jedoch zwingend notwendig, da der großflächige Einsatz von schnellen Netzboostern Netzautomatiken, die in ihrer Komplexität deutlich über das bisherige Maß hinausgehen, erfordert. Auch im Sinne der Komplexitätsreduktion sind daher zunächst Großspeicher vorgesehen.

Zukünftig sind als Alternative aber auch Schwarmlösungen denkbar die eine Vielzahl kleiner Speicher oder auch flexibler Netznutzer zusammenfassen und ggf. Multi-Use-Cases ermöglichen. Allerdings müssen dabei die sichere und dauerhaft verfügbare informationstechnische Anbindung und Koordination der einzelnen Speicher uneingeschränkt gewährleistet werden. Dies ist gegenwärtig nicht der Fall.

### 4.6.4 Übersicht: Erbringungsmöglichkeiten von SDL zur Frequenz- und Spannungshaltung

In Tabelle 4-9 erfolgt eine Zusammenfassung der SDL-Erbringungsmöglichkeiten von Netzboostern zur Frequenz- und Spannungshaltung.

Tabelle 4-9: SDL-Erbringungsmöglichkeiten von Netzboostern

Frequenzhaltung								
Netznutzergruppe	Momentanreserve		schnelle P(f)-Regelung		P(f)-Regelung		Frequenzrückführung	
	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial
Netzbooster		■		■		■		■

Spannungshaltung								
Netznutzergruppe	Q (P=0)		Q im Fehlerfall		schnelle Q-Regelung		Q-Regelung	
	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial	Praxis	Potenzial
Netzbooster		■		■		■		■

zutreffend
  teilweise zutreffend
  nicht zutreffend

## 5 Mittel- und langfristige Gesamtanforderungen

In diesem Kapitel werden die mittel- und langfristigen Gesamtanforderungen des Energieversorgungssystems ermittelt und bewertet. Der Fokus liegt hierbei auf dem Jahr 2050. Ziel ist es, zu analysieren, welcher Bedarf an technischen Produkten insbesondere zur Frequenz- und Spannungshaltung, zukünftig zu erwarten ist. Die Analyse stützt sich auf die in den vorherigen Kapiteln beschriebenen heute genutzten Erbringungsmöglichkeiten von SDL durch die unterschiedlichen Netznutzergruppen und bewertet, inwieweit diese den zukünftigen Bedarf decken können und ob ggf. Anpassungen notwendig sind. Die zukünftigen Anforderungen an die Netzbetriebsführung und den Netzwiederaufbau werden aufgrund ihrer Eigenschaften primär qualitativ untersucht und bedarfsgerecht in den Abschnitten zur Frequenz- und Spannungshaltung untersucht. Da der ermittelte Bedarf der wesentliche Treiber für die Entwicklungen, Anforderungen und Herausforderungen der bzw. an die Betriebsführung sind, wird dieses Vorgehen verfolgt.

### 5.1 Frequenzhaltung – Bewertungsmethodik

Schwerpunkt der durchgeführten Untersuchung ist die Analyse des Bedarfs an Momentanreserve und Regelleistung sowie die Analyse des resultierenden dynamischen Frequenzverlaufs unter Berücksichtigung der technischen Eigenschaften der unterschiedlichen Netznutzer. Die Analyse erfolgt mit einem Punktmodell für jede betrachtete Netzregion. Wenngleich lokale Phänomene hier nicht abgebildet werden, können systemische Zusammenhänge und damit die allgemeine Auslegung des Systems bewertet werden. Im normativen Ausfall bildet die gesamte CE-Region eine synchrone Netzregion (Abschnitt 5.1.6). Für die in Unterkapitel 5.3 angenommene Großstörung ergeben sich drei synchrone Netzgebiete entsprechend der Systemauftrennung (System-Split).

### 5.1.1 Kraftwerkseinsatz

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.

Zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes verwendet die ef.Ruhr ein Optimierungsmodell (Marktmodell). Das Marktmodell simuliert das Verhalten elektrischer Einspeiser, Lasten und Speicher im europäischen Stromsystem. Zielvorgabe der Modellierung ist eine ökonomische Optimierung, also die Deckung des Strombedarfs zu möglichst geringen Kosten. Die Ermittlung des stündlich aufgelösten Einsatzes der thermischen und hydraulischen Erzeugungsanlagen in Europa erfolgt dabei unter Berücksichtigung diverser technischer Restriktionen des Kraftwerksparks, der vorhanden 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 EE-Erzeugung verwendet. Basis hierfür sind Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes [65] bzw. auf der Transparenzplattform des ENTSO-E veröffentlichte Last- und Erzeugungsdaten [66]. 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.

Aufgrund fehlender Daten und modelltechnisch nicht abbildbarer Zusammenhänge sind im Modell teilweise Abstraktionen von der realen Elektrizitätswirtschaft notwendig. So wird ein idealer und vollkommener Markt mit ausreichend Marktteilnehmern unterstellt. Potenzielles strategisches Verhalten der Marktteilnehmer bleibt aufgrund der uneingeschränkten Konkurrenz der Marktteilnehmer sowie der vollständigen Transparenz unberücksichtigt. Als Marktsystem wird ein europaweites Market Coupling basierend auf NTC-Werten unterstellt. Der Markt wird komplett als Energie- und Auktionsmarkt (Spotmarkt) simuliert. Darüber hinaus wird (mit Ausnahme ggf. gezielt als flexible simulierter Lasten) eine vollkommen preisunelastische Nachfrage unterstellt.

### 5.1.2 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  $i$  mit rotierender Masse bezogen auf eine Referenzwirkleistung  $P_0$  berechnet (vgl. Gleichung (5-1)).

$$T_{AN} = \frac{\sum_{\text{Gen, Mot}} T_{A,i} \cdot S_{r,i}}{P_0} \quad (5-1)$$

Als Bezugsleistung wird in den folgenden Analysen der europäische Schwachlastfall  $P_0 = 150$  GW angesetzt. Tabelle 5-1 gibt eine Übersicht der angenommenen Anlaufzeitkonstanten der unterschiedlichen Kraftwerkstypen. Diese basieren auf Literaturangaben [67] [20] [4], Expertendiskussionen sowie auf den Erfahrungen aus den TYNDP-Aktivitäten hinsichtlich Momentanreserve, der im Begleitkreis des Projektes vertretenen Institutionen.

Tabelle 5-1: Anlaufzeitkonstanten nach Technologie

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

Unter Berücksichtigung der Systemträgheit führen Wirkleistungsungleichgewichte zu einer Änderung der Frequenz. Der sich initial einstellende Frequenzgradient  $\dot{f}$  (Frequenzgradient im Ursprung) bei einem Wirkleistungssprung  $\Delta P$  wird mit Gleichung (5-2) beschrieben.

$$\dot{f} = \frac{\Delta P}{P_0} \cdot \frac{f_0}{T_{AN}} \quad (5-2)$$

Der maximale Wirkleistungssprung im normativen Ausfall entspricht  $\Delta P = 3000$  MW. Im Falle einer ungewollten Teilung des europäischen Verbundsystems (System-Split) beispielsweise aufgrund von Großstörungen entspricht  $\Delta P$  den stundenscharfen Wirkleistungsungleichgewichten zwischen den aufgetrennten Teilnetzen.

Für eine umfassendere Herleitung der mathematischen Zusammenhänge wird bspw. auf [4] verwiesen.

### Einordnung von $T_{AN}$ und $\dot{f}$ vor dem Hintergrund des Modellansatzes

Der für die durchgeführten Analysen verwendete Modellansatz berücksichtigt nur den technisch notwendigen Anteil der Mindesterzeugung von konventionellen Kraftwerken, jedoch nicht die preisunelastische Erzeugungsleistung. Der dem Kraftwerkseinsatz zugrundeliegende Markt wird als idealer und transparenter Energie- und Auktionsmarkt simuliert (vgl. Abschnitt 5.1.1). Dies führt dazu, dass in Zeiten hoher dargebotsabhängiger Einspeisung die heute aktive Kraftwerksleistung konventioneller Erzeuger und somit die resultierende Netzanlaufzeitkonstante durch das Modell tendenziell unterschätzt wird. Der sich einstellende Frequenzgradient wird entsprechend tendenziell überschätzt. In einer Untersuchung der BNetzA zur Mindesterzeugung in Deutschland [68] konnte zudem festgestellt werden, dass die Mindesterzeugung nur einen vglw. geringen Anteil der preisunelastischen Erzeugungsleistung ausmacht, was auf vielschichtige Gründe (z. B. Auskopplung von Wärme und Eigenerzeugung) zurückzuführen ist. Hierdurch wird die zuvor beschriebene Abweichung noch verstärkt. Bis zu 73 % der preisunelastischen Nachfrage in Deutschland [68] ist jedoch auf Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke zurückzuführen. Für den hier untersuchten Zeithorizont bis 2050 sollte die Abweichung zwischen den

modelltechnisch ermittelten und tatsächlichen Erzeugungsleistungen daher sukzessive abnehmen. Diese Entwicklung kann anteilig auf die gesamte CE-Region übertragen werden. Daher sind die ermittelten Netzanlaufzeitkonstanten und Frequenzgradienten als konservativ einzuschätzen.

### 5.1.3 Frequenzabhängigkeit der Last

Die Leistungsaufnahme der Lasten weist aufgrund verschiedener Eigenschaften eine Frequenzabhängigkeit auf. 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 Netzselbstregelleffekt mit  $\alpha_L = 1 \text{ \%/Hz}$  bzw. mit einer Laststatik von  $s_L = 2$  [69] [70] [71] abgebildet (vgl. Abschnitt 3.2.1). Die Annahme dieser Abhängigkeit für das Jahr 2050 ist von zwei grundsätzlichen Effekten abhängig. Zum einen werden im heutigen Netzbetrieb deutlich höhere Werte der Frequenzabhängigkeit der Lasten beobachtet, wodurch der angenommene Wert eine konservative Abschätzung darstellt. Andererseits muss 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. Für die nachfolgenden Analysen wird zunächst  $s_L = 2$  angenommen. [4]

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

Für die nachfolgenden Analysen wird zunächst eine P(f)-Regelungscharakteristik entsprechend der heutigen Primärregelleistung (vgl. Abschnitt 3.2.2) unterstellt. Die Dimensionierung der Primärregelleistung erfolgt zunächst gemäß dem Gesamtbedarf des synchronen Netzgebiets und beträgt  $\pm 3000 \text{ MW}$ . Davon abweichende Annahmen und Entwicklungen werden in Abschnitt 5.2.3 gesondert diskutiert.

Der Abruf der Primärregelleistung wird vereinfacht als linear über die Aktivierungsdauer von 30 s angenommen, wobei die initiale Aktivierung erst bei Verlassen des Totbandes von  $\pm 20 \text{ mHz}$  erfolgt. 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. Im Rahmen von weiteren Untersuchungen können dann bedarfsgerechte potenziell notwendige Anpassungen an der heutigen Primärregelleistungs-Charakteristik analysiert werden.

### 5.1.5 Frequenzgrenzwerte

Die Festlegung von Grenzwerten hinsichtlich des Frequenzgradienten verfolgt grundsätzlich unterschiedliche Ziele:

- a) Es gilt es sicherzustellen, dass jene Netznutzer mit dem Netz verbunden bleiben, die einen Beitrag zur Momentanreserve bzw. zur Netzstützung leisten. Die Einhaltung des für die Netznutzer zulässigen Frequenzgradienten verhindert eine kritische Verschärfung des Systemzustandes.
- b) Die Begrenzung des Frequenzgradienten garantiert, dass im Falle von (Groß-) Störungen die Überfrequenzabregelung von Einspeisern bzw. der unterfrequenzbedingte kaskadierte und geregelte Lastabwurf als Letztmaßnahme rechtzeitig eingeleitet werden können, um das System wieder zu stabilisieren.
- c) Der Grenzwert für den Frequenzgradienten im Ursprung eines systemabbildenden Punktmodells (vgl. Abschnitt 5.1.6) ist aus Systemsicht festzulegen. Dieser muss auf jeden Fall unterhalb des Grenzwertes liegen, der von einzelnen Netznutzern einzuhalten bzw. regeltechnisch beherrschbar sein muss.

#### Momentanreserve und schnelle P(f)-Regelung

Grundsätzlich gilt es hierbei zwischen einem Grenzwert im Ursprung und einer über sehr kurze Zeitintervalle gemittelten Grenzwertvorgabe zu unterscheiden. Erfolgt die Vorgabe des Grenzwertes im Ursprung, wird der hier zugrunde liegende Frequenzgradient nur durch die im System verfügbare Momentanreserve beeinflusst. Dies betrifft insbesondere den systemischen Grenzwert (s. obiges Ziel c). Ist der Grenzwert hingegen als durchschnittlicher Grenzwert

einzuhalten, so ist auch eine Kombination mit einer schnellen regelungsbasierten synthetischen Schwungmasse realisierbar (s. obiges Ziel b). Bei der Einhaltung eines lokalen anlagenbezogenen Frequenzgrenzwertes ist derzeit nicht eindeutig zuordenbar, inwiefern dieser im Ursprung oder über ein Zeitintervall einzuhalten ist.

### Frequenzgradienten in den Untersuchungsvarianten

Während im internationalen Bereich bereits Anforderungen hinsichtlich des zu beherrschenden Frequenzgradienten festgelegt wurden (Ziele a und b), erfolgte eine solche Forderung aus System-sicht (Ziel c) durch die deutschen und europäischen ÜNB bislang nicht. [72] [73] [74] [75] [76]. Weltweit aufgetretene Störungen mit Frequenzgradienten, die einem Wert über 1 Hz/s im Ursprung des Punktmodells entsprechen, waren in realen Verbundsystemen in den meisten Fällen nicht beherrschbar und führten zu einem Systemkollaps [77] [78]. In verschiedenen Untersuchungen und Veröffentlichungen auf nationaler und ENTSO-E Ebene wird jedoch ein aus systemischer Sicht für die Zukunft maximal beherrschbarer Frequenzgradient im Ursprung von 2 Hz/s ausgewiesen. In der vorliegenden Studie wird daher dieser Grenzwert angenommen, wenngleich es derzeit noch keine feste Vorgabe hierfür gibt. [79] [80] [78]

- I. Für die **Basisuntersuchung** in dieser Studie wird daher ein Grenzwert von 2 Hz/s im Ursprung übernommen. Dieser stellt eine bindende Verpflichtung dar und ist somit dimensionsrelevanter für die Momentanreserve aus systemischer Perspektive.

Mit dem *Leitfaden Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability* [18] hat der ENTSO-E im Jahr 2018 erstmals eine einheitliche Richtlinie für die Berücksichtigung von Grenzwerten für Frequenzgradienten bei der Erstellung von Netzkodizes verabschiedet. Die vorgegebenen Grenzwerte sind in Tabelle 5-2 aufgeführt. Der Grenzwert von 2 Hz/s wird als Mittelwert über ein Zeitintervall von 500 ms angegeben, weil im Störfall lokal kurzzeitig deutlich höhere transiente Frequenzabweichungen auftreten können, die beherrscht werden müssen. Da die Maßnahmen des Emergency Controls im Rahmen der folgenden Untersuchungen nicht näher untersucht werden, erfolgt entsprechend auch keine detailliertere Betrachtung von Grenzwerten über längere Zeitintervalle als 500 ms.

Tabelle 5-2: Zulässige Frequenzgradienten für Erzeugungseinheiten [18]

Kenngröße	Grenzwert
$\dot{f}$	2Hz/s bzw. 4 Hz/s (eigene Annahmen in den Untersuchungsvarianten)
$\dot{f}_{\text{Sekante}}$	2,0 Hz/s $[\Delta t = 500 \text{ ms}]$
	1,5 Hz/s $[\Delta t = 1000 \text{ ms}]$
	1,25 Hz/s $[\Delta t = 2000 \text{ ms}]$

Zielführend für eine Bewertung der zukünftigen Systemstabilität ist insbesondere die Betrachtung des Grenzwertes im Ursprung. Da dieser Grenzwert nur von der im System verfügbaren Momentanreserve beeinflusst wird, ermöglicht die Betrachtung dieses Grenzwertes jene Netzanlaufzeitkonstante zu ermitteln, die garantiert in Form von Momentanreserve verfügbar sein muss. Im historischen Kontext waren die auftretenden Frequenzgradienten vergleichsweise gering. Dies hatte zur Folge, dass keine einheitlichen Anforderungen an den Schutz der Maschinen vor Überlastungen oder erhöhten Verschleiß und der damit einhergehenden Verkürzung der Lebensdauer aufgrund zu hoher Frequenzgradienten notwendig waren. Ein solcher Grenzwert wurden jedoch bereits in vergangenen Studien für das Zieljahr 2030 diskutiert. Der im Rahmen der dena Studie „Momentanreserve 2030“ [4] aus den kanadischen Anschlussrichtlinien stammende Wert von 4 Hz/s im Ursprung wird für die folgende Untersuchungsvariante übernommen. Für die Bestimmung des Gradienten wird in den dortigen technischen Richtlinien kein Zeitintervall vorgegeben. Eine Einordnung des Grenzwertes von 4 Hz/s findet sich ebenfalls im Dokument der ENTSO-E für einen beherrschbaren Gradienten im Falle von WEA [18]. In der angeführten Quelle ist dieser Gradient allerdings als lokaler Gradient am Anschlusspunkt zu begreifen. Ein Gradient von 4 Hz/s im Ursprung des Punktmodells führt allerdings zwangsläufig lokal zu teilweise höheren Frequenzgradienten deutlich über der angegebenen Robustheit der einzelnen Anlage. Für andere synchrone Maschinen wird auch darauf hingewiesen, dass ein derartiger Gradient deutlich herausfordernder ist.

- II. Neben der dimensionierungsrelevanten Basisuntersuchungsvariante (2 Hz/s im Ursprung) wird im Rahmen einer weiteren **Untersuchungsvariante** ein weniger restriktiver Grenzwert von 2 Hz/s über ein Zeitintervall von 500 ms als bindend übernommen. Darüber hinaus wird als ggf. zusätzliche Anforderung ein Grenzwert von 4 Hz/s im Ursprung übernommen. Dieser ist als optional zu interpretieren, ermöglicht jedoch die Bewertung, welcher Anteil an zusätzlicher Trägheit durch Momentanreserve gedeckt werden muss und welcher Anteil auch durch eine synthetische Schwungmasse im Zeitintervall von 500 ms substituiert werden kann.

Gilt der Wert von 2 Hz/s im Ursprung (Basisuntersuchung) ist eine Substitution durch synthetische Schwungmasse nicht möglich. Darüber hinaus gilt anzumerken, dass der in der Untersuchungsvariante angenommenen Grenzwert von 4 Hz/s im Ursprung eine gutachterliche Annahme ist, die zwar an internationale Vorgaben für die Robustheit von Netznutzern angelehnt ist, als Grenzwert für Verbundsysteme jedoch nicht ohne weiteres direkt anwendbar ist und seitens ENTSO-E noch kein vergleichbarer Grenzwert für das Verbundsystem ausgestaltet ist. Diese Untersuchungsvariante ist daher weniger restriktiv als die dimensionierungsrelevante Basisuntersuchung und führt folglich zu einem weniger robusten System. Insbesondere sei angemerkt, dass derartig hohe Frequenzgrenzwerte aus systemischer Sicht kritisch sein können (siehe oben). Die Untersuchungsvariante ermöglicht jedoch die grundsätzliche Bewertung des Zusammenspiels zwischen Momentanreserve und schneller P(f)-Regelung in Sinne einer synthetischen Schwungmasse. In der Basisvariante werden hingegen die Anforderungen an den Frequenzgradienten im Ursprung aufgezeigt. Auch gilt es zu beachten, dass ein maximal zulässiger Frequenzgradient von 2 Hz/s im Ursprung bzw. über ein Zeitintervall von 500 ms zu denselben Anforderungen an die Netzanlaufzeitkonstante führt. Im ersten Fall (Ursprung) kann diese jedoch ausschließlich durch Momentanreserve erbracht werden, wohingegen im zweiten Fall (Zeitintervall) auch eine Substitution durch eine synthetische Schwungmasse möglich ist. Zusätzliche Anforderungen ergeben sich in beiden Untersu-

chungsvarianten für die maximal und minimal zulässigen Frequenzen im kritischen Systemzustand ( $f_{\text{über}}$  und  $f_{\text{unter}}$ ) sowie im Bereich des Lastabwurfs ( $f_{\text{Last}}$ ) gemäß der Darstellung in Abschnitt 3.2.3.

### 5.1.6 Dynamisches Simulationsmodell

Für die Bewertung des zukünftigen Bedarfs an Momentanreserve sowie der sich einstellenden Frequenzminima ist die Untersuchung des Frequenzverlaufs entscheidend. Hierzu wird ein an [20] [4] 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. Abbildung 5-1 gibt eine Übersicht des für die folgenden Analysen verwendeten mathematischen Frequenzmodells.

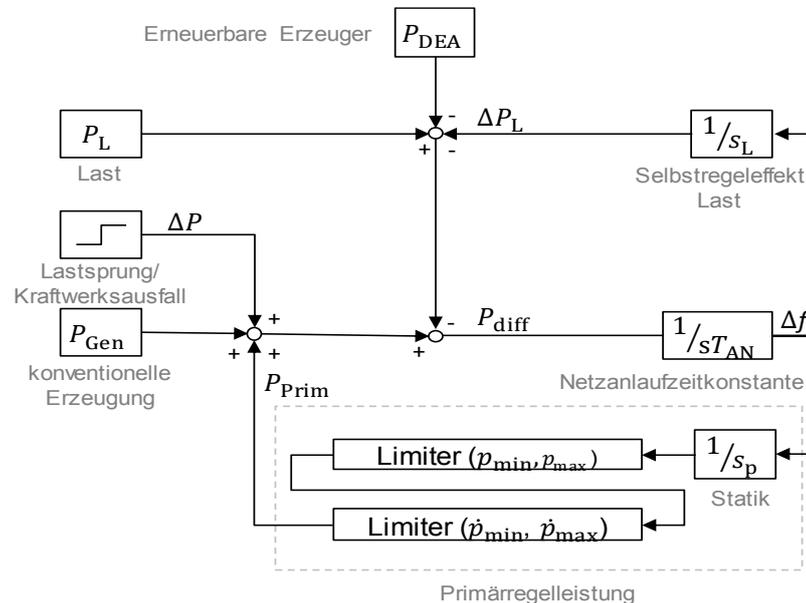


Abbildung 5-1: Mathematisches Frequenzmodell (angelehnt an [20])

## 5.2 Frequenzhaltung – normativer Ausfall

Der stabile Betrieb des elektrischen Energieversorgungsnetzes erfordert ein Wirkleistungsgleichgewicht zwischen Erzeugern und Lasten. Die Netzfrequenz dient hierbei als Führungsgröße. Im Verbundbetrieb treten einzelne Leistungssprünge z. B. durch Kraftwerks- oder Lastausfälle auf, die von der Frequenzregelung beherrscht werden müssen. Dabei entscheidet die Höhe der Leistungsänderung und die am Netz befindlichen rotierenden Massen darüber, welche Frequenzgradienten im Energieversorgungssystem auftreten und beherrscht werden müssen.

In den folgenden Abschnitten werden die im zukünftigen Energieversorgungssystem zu erwartenden Frequenzgradienten und -minima sowie der deutsche Beitrag zur Momentanreserve bei einem normativen Ausfall bestimmt. Darüber hinaus wird der aktive (deutsche) Kraftwerkspark in frequenzkritischen Stunden analysiert und daraus abgeleitet, ob die Frequenz auch zukünftig als Führungsgröße zur Identifikation von Wirkleistungsungleichgewichten geeignet sein wird. Das zukünftige Energieversorgungssystem wird dabei durch die in Kapitel 2 definierten Szenarien charakterisiert.

### 5.2.1 Netzanlaufzeitkonstante und Frequenzgradienten

Im heutigen Energieversorgungssystem wird als maximaler normativer Ausfall ein Leistungsungleichgewicht von 3 GW angenommen, was dem zeitgleichen Ausfall zweier großer Kraftwerksblöcke entspricht oder einem Ausfall einer Sammelschiene, an dem eine Erzeugungsleistung in dieser Höhe angeschlossen ist. In den folgenden Untersuchungen wird zunächst angenommen, dass ein Leistungssprung von  $\Delta P = -3000$  MW auch zukünftig dimensionsrelevant sein wird. Hiervon abweichende Annahmen und Entwicklungen werden in Abschnitt 5.2.3 gesondert diskutiert. Systemrisiken existieren sowohl bei Unter- als auch bei Überfrequenzen. Die nachfolgenden quantitativen Analysen erfolgen ausschließlich für den Erzeugungsausfall (Unterfrequenz), können aber grundsätzlich auch auf den Lastausfall (Überfrequenz) übertragen werden.

### Ergebnisse und Interpretation

In Abbildung 5-2 sind die erwartete Netzanlaufzeitkonstante für die Szenarien *Elektrifizierung* und *Europäischer Ausgleich* sowie die sich einstellenden Frequenzgradienten für jede Stunde des Jahres 2050 bei einem normativen Ausfall als geordnete Jahresdauerlinie dargestellt. Zur besseren Einordnung sind die entsprechenden Vergleichswerte gemäß heutigem Stand ebenfalls in grau hinterlegt.

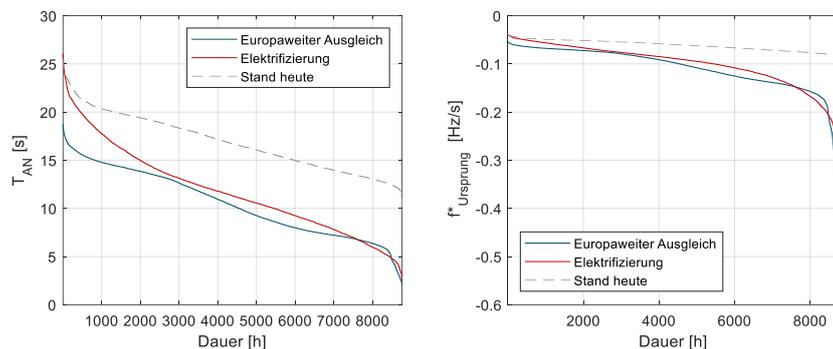


Abbildung 5-2: Netzanlaufzeitkonstante (links) und resultierende Frequenzgradienten (rechts) im Jahr 2050 für das europäische Verbundsystem

Es zeigt sich, dass sich die Netzanlaufzeitkonstante unabhängig vom betrachteten Szenario im Jahr 2050 gegenüber dem heutigen Stand deutlich reduziert. Das  $T_{AN}$  verringert sich im Minimum um ca. 75 % bis 80 % gegenüber dem heutigen Wert. Die Untersuchung zeigt auch, dass die Netzanlaufzeitkonstante zu keinem Zeitpunkt im Jahr auf null Sekunden sinkt und es folglich auch keine „masselosen“ Stunden, d.h. Stunden ohne aktive konventionelle Kraftwerke im europäischen Verbundsystem im Jahr 2050 geben wird. Konsequenterweise kann unterstellt werden, dass die Frequenz als Führungsgröße zur Identifikation von Wirkleistungsungleichgewichten und der Einleitung von entsprechenden Gegenmaßnahmen erhalten bleibt.

Trotz des auch im Durchschnitt steigenden Frequenzgradienten ist ein deutlicher Anstieg des Frequenzgradienten nur in vergleichsweise wenigen Stunden des Jahres 2050 zu beobachten. Die absoluten Frequenzgradienten betragen im Maximum bis zu 0,5 Hz/s und sind sowohl auf einen Grenzwert von 2 Hz/s im Ursprung und

somit auch für einen Gradienten von 4 Hz/s im Ursprung als unkritisch einzustufen. Für das Jahr 2030 ergeben sich noch geringere Frequenzgradienten.

### Frequenzgradienten über $\Delta t$

Die zuvor getroffenen Aussagen können auch auf die über ein Zeitintervall ermittelten Frequenzgradienten  $\dot{f}_{\text{Sekante}}$  übertragen werden. Diese sind definitionsgetreu flacher als die initialen Frequenzgradienten  $\dot{f}$  und folglich ebenfalls unkritisch. Abbildung 5-3 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der Frequenzgradienten  $\dot{f}_{\text{Sekante}}$  gemäß RoCoF (vgl. Abschnitt 5.1.5 und dazugehörige Diskussion der Grenzwerte).

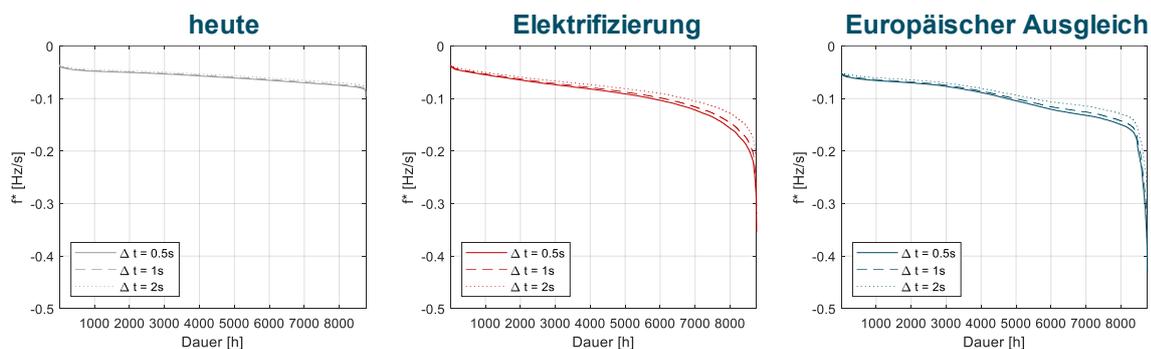


Abbildung 5-3: Geordnete Jahresdauerlinie der Frequenzgradienten  $\dot{f}_{\text{Sekante}}$  gemäß RoCoF [18] im Jahr 2050

### Deutscher Beitrag zu $T_{\text{AN}}$

Der deutsche Beitrag an der Netzanlaufzeitkonstante von heute 8 % sinkt im Szenario *Europaweiter Ausgleich* im Mittel auf 6 %. Im Szenario *Elektrifizierung* steigt der Anteil Deutschlands hingegen auf durchschnittlich 25 % an. Der deutsche Anteil an  $T_{\text{AN}}$  wird hier jedoch deutlich volatiler. Der minimale Beitrag Deutschlands an der Netzanlaufzeitkonstante bleibt hingegen nahezu unverändert und liegt sowohl heute als auch im Jahr 2050 bei ca. 1 % bis 1,5 % der Gesamt-Netzanlaufzeitkonstante.

Gegenwärtig leisten neben Laufwasserkraftwerken insbesondere auch Kern- und Kohlekraftwerke einen maßgeblichen Beitrag zur Netzanlaufzeitkonstante in Deutschland. Im Jahr 2050 sind in Deutschland unabhängig vom Szenario keine Kern- und keine Kohlekraftwerke mehr aktiv. Die deutsche Netzanlaufzeitkonstante ist

dann ausschließlich auf Laufwasserkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke sowie Gaskraftwerke zurückzuführen. Alternative Erbringerquellen wie rotierende Phasenschieber, umrichtergekoppelte Netznutzer, etc. bleiben bei dieser Analyse bewusst unberücksichtigt, bieten jedoch das Potenzial die Netzanlaufzeitkonstante bedarfsgerecht zu erhöhen.

Der starke Anstieg der Netzanlaufzeitkonstante im Szenario *Elektrifizierung* ist auf eine Erhöhung der elektrischen Last und den entsprechend starken Anstieg aktiver Gaskraftwerke in Deutschland zurückzuführen. Auch im Szenario *Europäischer Ausgleich* treten vergleichsweise hohe Netzanlaufzeitkonstanten nur in Zeitpunkten mit hohem Anteil aktiver Gaskraftwerke auf. Absolut liegen diese jedoch deutlich unter denen im Szenario *Elektrifizierung*. In beiden Szenarien gibt es Zeitbereiche, in denen die Netzanlaufzeitkonstante ausschließlich auf Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke zurückzuführen ist. In diesen Stunden ist sie entsprechend niedrig.

## 5.2.2 Dynamisches Frequenzminimum

Neben der Sicherstellung, 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 (vgl. Abschnitt 3.2.3). Durch die inhärenten Eigenschaften des Systems sowie den nachgelagerte P(f)-Regelungen muss folglich sichergestellt werden, dass die Frequenz nicht unter 49,2 Hz absinkt. Im Folgenden wird das Frequenzminimum gemäß der heutigen Randparameter (vgl. Unterkapitel 3.2 und 2.2) bestimmt. Auf diese Weise können potenzielle Engpässe und hierdurch induzierte Handlungsbedarfe abgeleitet und Empfehlungen ausgesprochen werden.

### Ergebnisse und Interpretation

Abbildung 5-4 zeigt exemplarisch den dynamischen Frequenzverlauf einer Stunde mit durchschnittlicher Netzanlaufzeitkonstante im heutigen Verbundbetrieb. 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.

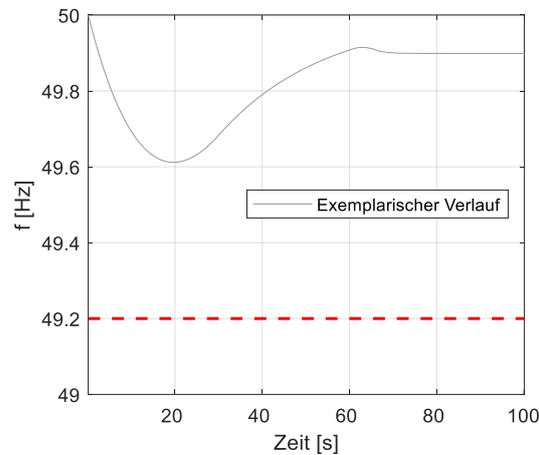


Abbildung 5-4: Beispielhafte Darstellung des dynamischen Frequenzverlaufs im normativen Ausfall

Im Folgenden wird das Frequenzminimum bei einem normativen Ausfall für alle Stunden und Szenarien ermittelt. Abbildung 5-5 zeigt das auftretende Frequenzminimum aller Stunden im Betrachtungszeitraum als geordnete Jahresdauerlinie. Sowohl im heutigen System als auch in den Zukunftsszenarien für das Jahr 2030 wird das zulässige Frequenzminimum in keiner Stunde des Jahres überschritten. Für das Stützjahr 2050 wird hingegen im Szenario *Elektrifizierung* sowie im Szenario *Europäischer Ausgleich* das zulässige Frequenzminimum in ca. 20 bis 100 Stunden pro Jahr bei Beibehaltung der heutigen Primärregelleistungscharakteristik unterschritten.

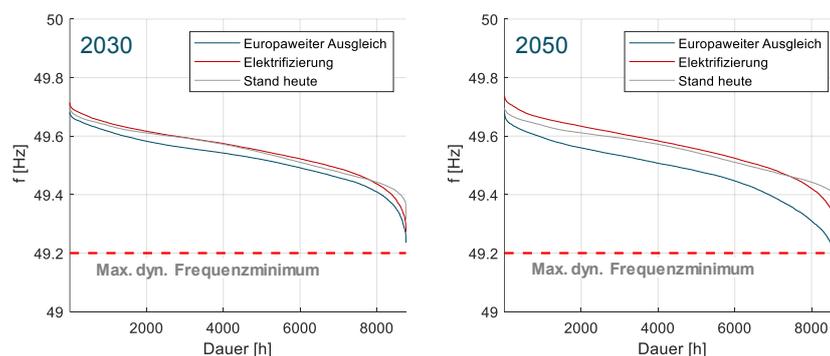


Abbildung 5-5: Geordnete Jahresdauerlinie des dynamischen Frequenzminimums heute und im Jahr 2050

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass insbesondere im Zeitraum von 2030 bis 2050 Anpassungen notwendig sind, um den Lastabwurf bei einem normativen Ausfall in allen Stunden des Jahres verhindern zu können.

### Zeitlicher Verlauf des Frequenzminimums

Ein möglicher Ansatz zur Einhaltung des zulässigen Frequenzminimums ist die Anpassung der P(f)-Regelung abweichend von der heutigen Ausgestaltung der PRL. Hierzu ist es zielführend, zu analysieren, wann das Frequenzminimum auftritt, um so ableiten zu können ob eine schnellere P(f)-Regelung diesem entgegenwirken kann. Abbildung 5-6 zeigt das dynamische Frequenzminimum als Differenz zur Nennfrequenz von 50 Hz in Abhängigkeit des Eintrittszeitpunktes. Es zeigt sich, dass die maximale Abweichung von der Nennfrequenz nicht nur steigt, sondern auch deutlich früher erreicht wird. Der frühere Eintritt des Frequenzminimums weist darauf hin, dass eine Anpassung der Primärregelleistung hin zu einer schnelleren P(f)-Regelung die Frequenz besser stützen könnte. Hierdurch könnte die Einhaltung des Frequenzminimums auch im Jahr 2050 garantiert werden.

Darüber hinaus ist festzustellen, dass zukünftig in vielen Stunden des Jahres heute auftretende Frequenzminima deutlich unterschritten werden, wenngleich diese nicht zu einer Verletzung des Grenzwertes von 49,2 Hz führt. Damit wird jedoch deutlich, dass die u. a. auch betrieblich nutzbaren Reserven deutlich abnehmen und das Gesamtsystem näher an Grenzbereichen betrieben werden würde.

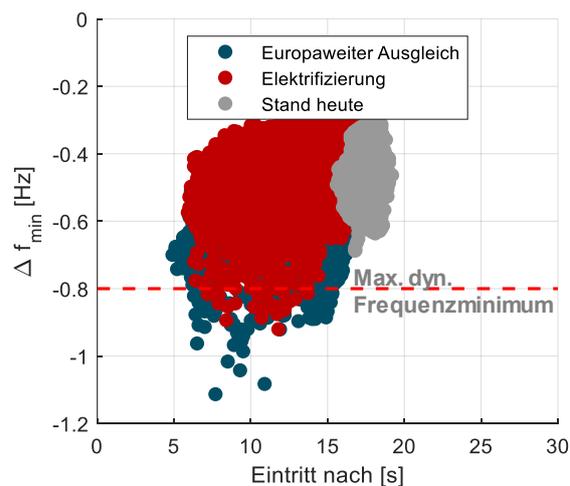


Abbildung 5-6: Zeitlicher Verlauf des Frequenzminimums heute und im Jahr 2050

### Aktive Kraftwerke in frequenzkritischen Stunden

Eine weitere mögliche Ursache für hohe maximale Abweichungen von der Nennfrequenz kann das Fehlen von rotierenden Massen in frequenzkritischen Stunden sein. Abbildung 5-7 zeigt exemplarisch die aktive Kraftwerksleistung in den fünf frequenzkritischsten Stunden des Jahres 2050 im Szenario *Europäischer Ausgleich*. Ein Großteil der Erzeugungsleistung wird in den kritischen Stunden durch EE bereitgestellt. Auch heute stellen EE in frequenzkritischen Stunden einen hohen Anteil der nachgefragten elektrischen Energie bereit, jedoch steigt dieser Anteil im Jahr 2050 noch deutlich an.

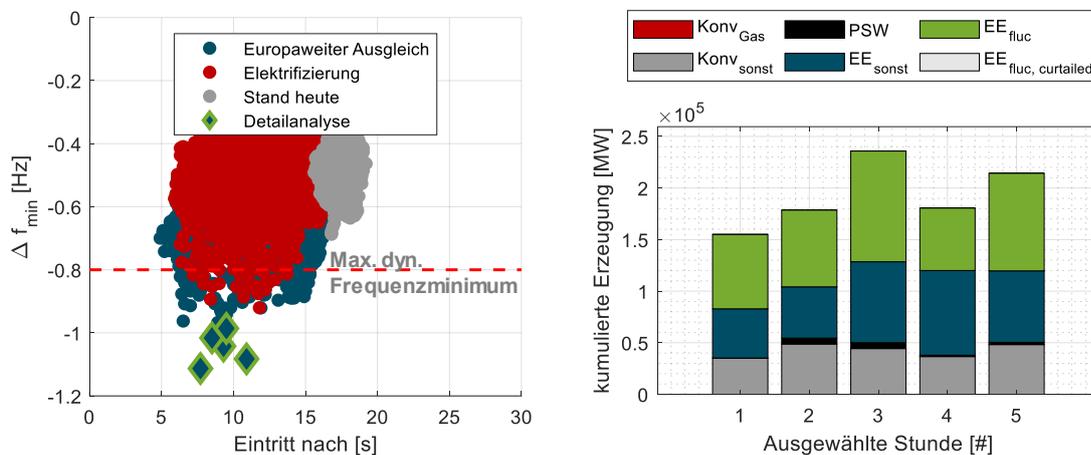


Abbildung 5-7: Aktive Kraftwerksleistung in den fünf frequenzkritischsten Stunden des Jahres 2050 im Szenario *Europäischer Ausgleich*

Die Analyse zeigt, dass der Wegfall von rotierenden Massen nicht nur Einfluss auf die resultierenden Frequenzgradienten sondern auch auf das Frequenzminimum hat. Hohe Frequenzabweichungen treten stets in Kombination mit „massearmen“ Stunden auf. Trotz unkritischer Frequenzgradienten kann es daher sinnvoll sein die rotierende Masse für das Jahr 2050 zu steigern, um dem auftretenden Frequenzminimum beim normativen Ausfall entgegenzuwirken.

### 5.2.3 Sensitivität: Nationale Momentanreserve

Im Rahmen dieser Sensitivität wird die ausschließlich auf in Deutschland verortete Kraftwerk (vgl. Unterkapitel 2.2) zurückzuführende Netzanlaufzeitkonstante bestimmt. Es wird die extreme Annahme getroffen, dass das Ausland keinen Beitrag zur Momentanreserve leistet und dass Deutschland eigenständig den Frequenzgradienten im normativen Ausfall beherrschen können müsste. Der Leistungssprung wird weiterhin zu  $\Delta P = 3000 \text{ MW}$  angenommen. Es ist jedoch anzumerken, dass eine Auslegung auf den schlimmsten innerdeutschen Kraftwerksausfall zu einer geringeren Dimensionierung als 3 GW führen würde. Die Sensitivität beschreibt somit ein hypothetisches Extremszenario, welches so im europäischen Verbundsystem unrealistisch ist. Vielmehr wird der Leitgedanke des Szenarios *Elektrifizierung* („hohe nationale Autarkie“) ausgereizt, um so den maximalen Beitrag Deutschlands zur Momentanreserve zu identifizieren.

#### Netzanlaufzeitkonstante und Frequenzgradienten

In Abbildung 5-8 sind die Netzanlaufzeitkonstante und der sich einstellende Frequenzgradient für jede Stunde der betrachteten Stützjahre als geordnete Jahresdauerlinie für Deutschland dargestellt.

Sowohl für das Jahr 2030 als auch für das Jahr 2050 steigt die deutsche Netzanlaufzeitkonstante in vielen Stunden des Jahres gegenüber dem heutigen Stand an. Dies ist insbesondere auf den massiven Zubau von Gaskraftwerken zurückzuführen, der leistungsmäßig den Rückbau von Kern- und Kohlekraftwerken übersteigt (vgl. Unterkapitel 2.2). Die minimale deutsche Netzanlaufzeitkonstante ist sowohl heute als auch zukünftig sehr gering und liegt im Bereich von wenigen hundert Millisekunden.

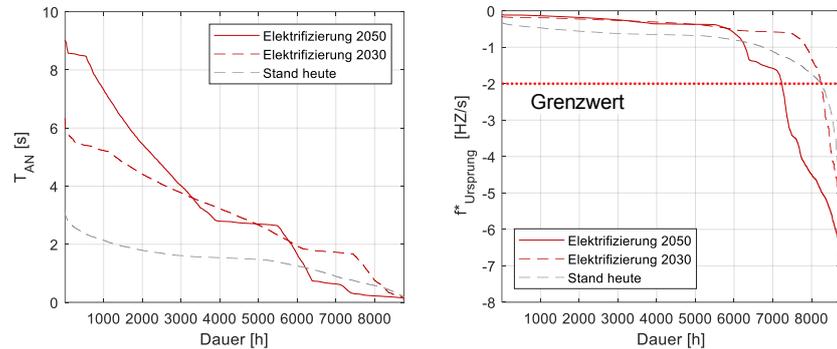


Abbildung 5-8: Netzanlaufzeitkonstante (links) und resultierende Frequenzgradienten (rechts) im Jahr 2050 für Deutschland im hypothetischen nationalen Elektrifizierungsszenario

Die Untersuchung zeigt, dass Deutschland in vielen Stunden des Jahres ausreichend Momentanreserve zur Verfügung stellen kann, um den Frequenzgradienten bei einem normativen Ausfall eigenständig innerhalb der erlaubten Grenzen zu halten. Schon heute leistet Deutschland somit einen großen Beitrag zur Momentanreserve, ist isoliert jedoch nicht in der Lage, in allen Stunden des Jahres den Grenzwert des Frequenzgradienten einzuhalten.

Auch zukünftig wird Deutschland einen hohen nationalen Beitrag zur Momentanreserve leisten können. Die Anzahl jener Stunden in denen sowohl der heutige als auch der reduzierte Grenzwert gehalten werden kann sinkt bis 2050 jedoch deutlich auf ca. 7700 Stunden bzw. 7200 Stunden. Zudem steigen die maximal auftretenden Frequenzgradienten von ca. 5,8 Hz/s auf ca. 7,2 Hz/s im Jahr 2030 bzw. 8,0 Hz/s im Jahr 2050 an.

### Dynamisches Frequenzminimum

Die Analyse des dynamischen Frequenzminimums zeigt, dass Deutschland isoliert betrachtet weder heute noch zukünftig in der Lage ist, in allen Stunden einen normativen Ausfall von 3 GW Kraftwerksleistung zu beherrschen. Bis 2050 reduziert sich die Anzahl der Stunden, in denen der Grenzwert überschritten wird gegenüber 2030 da sich die installierte Leistung erhöht. Jedoch ist das auftretende Frequenzminimum aufgrund der im kritischsten Fall geringeren Netzanlaufzeitkonstanten (vgl. Abbildung 5-8) deutlich tiefer als im Jahr 2030.

Zusammenfassend wird Deutschland im angenommenen Szenario auch zukünftig einen Beitrag zur Momentanreserve leisten. Allerdings steigen die maximal auftretenden Frequenzgradienten deutlich an und das zulässige Frequenzminimum wird nur in wenigen Stunden des Jahres eingehalten. In einem solchen System könnte ein normativer Ausfall zum Blackout führen. Deutschland wird auch zukünftig nicht autark ausreichend Momentanreserve zur Verfügung stellen können.

### 5.2.4 Zusammenfassung und Diskussion

Die vorherigen Analysen haben gezeigt, dass bei einem normativen Ausfall von  $\pm 3000$  MW auch in der Zukunft keine kritischen Frequenzgradienten zu erwarten sind. Die sich einstellenden Frequenzgradienten steigen im Jahr 2050 zwar um bis zu dem Faktor fünf gegenüber den heutigen, liegen jedoch noch deutlich unter den vom ENTSO-E vorgeschlagenen Grenzwerten. Bzgl. der Frequenzgradienten besteht im Bereich des normativen Ausfalls folglich kein Handlungsbedarf bis 2050. Trotz der vergleichsweise geringen Frequenzgradienten zeigt die Untersuchung, dass die Frequenz in Stunden mit geringer rotierender Masse und geringer frequenzabhängiger Last beim normativen Ausfall unter den Grenzwert von 49,2 Hz bzw. sogar 49,0 Hz fallen kann. Dies würde zu einem Lastabwurf führen, welcher bei einem normativen Ausfall unbedingt zu vermeiden ist. Darüber hinaus zeigt die Untersuchung, dass die heutigen Reserven des Systems in vielen Stunden des Jahres ohne Anpassung deutlich reduziert werden. Dies bedeutet auch für den Betrieb eines solchen Systems zusätzliche Herausforderungen. Auch kann beobachtet werden, dass extreme Frequenzminima stets in Stunden mit geringer rotierender Masse auftreten. Daher kann es sinnvoll sein – trotz unkritischen Frequenzgradienten – die Momentanreserve zu steigern. Umrichtergekoppelte Netznutzer bieten hier großes technisch-ökonomisches Potenzial (vgl. Unterkapitel 4.2).

Die isolierte Betrachtung Deutschlands zeigt, dass Deutschland auch zukünftig einen signifikanten Beitrag zur Momentanreserve leisten wird. Allerdings steigen die maximal auftretenden Frequenzgradienten zukünftig insbesondere bei Grenzwertüberschreitungen

deutlich. Die resultierenden Frequenzminima wären in einem solchen Szenario systemkritisch. Eine vollständig autarke Deckung des deutschen Bedarfs an Momentanreserve ist in einem Verbundsystem nicht sinnvoll.

Die Analysen setzen jedoch voraus, dass der Ausfall von zwei großen Kraftwerksblöcken (Doppelsammelschienenfehler  $\Delta P = 3000$  MW) auch zukünftig auslegungsrelevant sein wird. Der starke Ausbau von HGÜ-Übertragungsleitungen kann jedoch neue dimensionierungsrelevante Fälle hervorrufen. Übersteigt die Übertragungskapazität von systemrelevanten HGÜ-Strecken 3000 MW und führt ein Ausfall dieser zu einer Störung der Leistungsbilanz (z.B. Verbindung zwischen Verbundnetz und Off-Shore Windpark), so muss das System auf den Ausfall der HGÜ und entsprechend höhere Leistungen dimensioniert werden. Gleiches würde bspw. für einen flächendeckenden Spannungseinbruch und einer sich folglich trennenden Erzeugerleistung in großen Einspeiseregionen gelten. In jedem Fall sind die Entwicklungen in diesem Bereich weiter zu analysieren und ggf. müssen geeignete Maßnahmen getroffen werden, um Lastabwürfe im normativen Ausfall zu verhindern. Dies betrifft insbesondere die am Netz befindliche Momentanreserve, sowie die Dimensionierung und Parametrierung der Primärregelleistung bzw. P(f)-Regelung.

### 5.3 Frequenzhaltung – System-Split

Bei Großstörungsereignissen kann sich das europäische Verbundnetz in mehrere Netzeinseln aufteilen. Dieser Fall wird auch als System-Split bezeichnet. Im System-Split entstehen Leistungsungleichgewichte in den jeweiligen Netzeinseln durch den Wegfall der Austauschleistung zwischen den sich ergebenden Inseln. Die hieraus resultierenden Frequenzänderungen gilt es grundsätzlich ebenfalls zu beherrschen und dürfen damit nicht zu einem Systemkollaps führen.

#### Rahmenbedingungen

Das im Rahmen dieser Studie betrachtete System-Split-Szenario orientiert sich an einer Störung aus dem Jahr 2006 [81]. Hierbei erfolgte die Aufteilung des europäischen Verbundnetzes in drei Netzeinseln (vgl. Abbildung 5-9).

Das blau eingefärbte Netzgebiet ist aus heutiger Sicht tendenziell ein typisches Import- und daher Unterfrequenzgebiet, wohingegen die grün eingefärbte Insel aus heutiger Sicht ein typisches Export- und damit ein Überfrequenzgebiet darstellt. Deutschland wird in dem angenommenen System-Split geteilt und der grünen bzw. blauen Insel zugeordnet. Das hier untersuchte Szenario basiert auf einer realen Störung und dient daher häufig als Grundlage für Untersuchungen in diesem Bereich [4]. Allerdings sei darauf hingewiesen, dass es sich hierbei nicht um eine Art Standard-Szenario handelt. Allgemeine Aussagen zu Störungen dieser Art lassen sich dennoch auf Basis von Untersuchungen dieser System-Split-Konstellation ableiten.

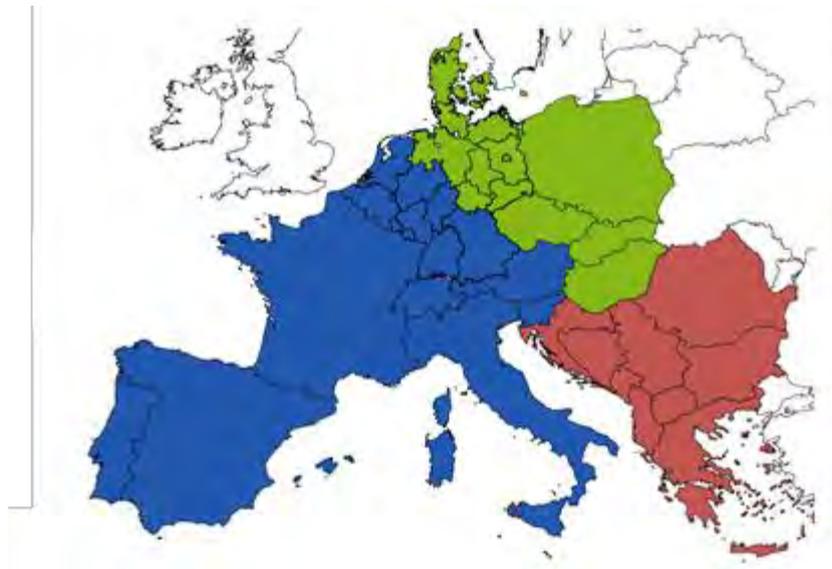


Abbildung 5-9 Netzinseln im betrachteten System-Split

### 5.3.1 Leistungssaldo der Netzinseln

Bei der Bestimmung der Leistungssaldos der Inseln bleiben HGÜ-Verbindungen zunächst unberücksichtigt. Im Rahmen dessen gilt es zu bedenken, dass der Ausbau von HGÜ-Verbindungen ab 2035 nicht Gegenstand der Untersuchungen im NEP sind. Daher kann eine Aussage über die absolute Höhe der Wirkung von HGÜ nicht getroffen werden. HGÜ-Verbindungen sind von einem Auftrennen des Verbundsystems jedoch grundsätzlich nicht betroffen und können die sich einstellenden Leistungsungleichgewichte positiv beeinflussen, sofern dies bei der Auslegung der HGÜ entsprechend be-

rücksichtigt und implementiert wurde. Die Nichtberücksichtigung ermöglicht jedoch zunächst eine Worst-Case Abschätzung, wobei der Einfluss von HGÜ-Verbindungen in Abschnitt 5.3.4 gesondert diskutiert wird.

Abbildung 5-10 stellt die Leistungssaldos im betrachteten System-Split-Szenario für heute sowie für die beiden Zukunftsszenarien im Jahr 2050 dar. Die folgenden quantitativen Analysen berücksichtigen folglich sowohl überspeiste (Überfrequenz) als auch unterpeiste (Unterfrequenz) Stunden und Netzinseln. Im heutigen System ergeben sich zwischen den Inseln im Vergleich zu den Zukunftsszenarien geringe Leistungsungleichgewichte. Diese liegen heute in einem Bereich zwischen ca.  $\pm 20$  GW und somit bereits bei einem Vielfachen des dimensionierungsrelevanten Leistungsausfalls von 3 GW. In der grünen Insel herrscht überwiegend ein Leistungsüberschuss, während in der blauen Insel primär ein Leistungsdefizit herrscht. Die rote Insel ist vergleichsweise ausgeglichen. Die rote Insel ist vergleichsweise ausgeglichen.

Aufgrund des hohen Zubaus von EE-Anlagen, insbesondere in der grünen Insel, verstärken sich im Szenario *Elektrifizierung* die heutigen Ausprägungen. Das Leistungsungleichgewicht steigt dabei signifikant auf bis zu ca.  $\pm 50$  GW im Jahr 2030 bzw. ca.  $\pm 100$  GW im Jahr 2050 an. Durch die vergleichsweise höhere PV-Erzeugung in der blauen Insel reduziert sich insbesondere im Jahr 2050 das Leistungsungleichgewicht zwischen der grünen und blauen Insel in den Sommermonaten bzw. steigt in den Wintermonaten. Die rote Insel verbleibt im Durchschnitt ausgeglichen bei moderaten Leistungsüberschüssen bzw. -defiziten in den einzelnen Stunden der Betrachtungsjahre.

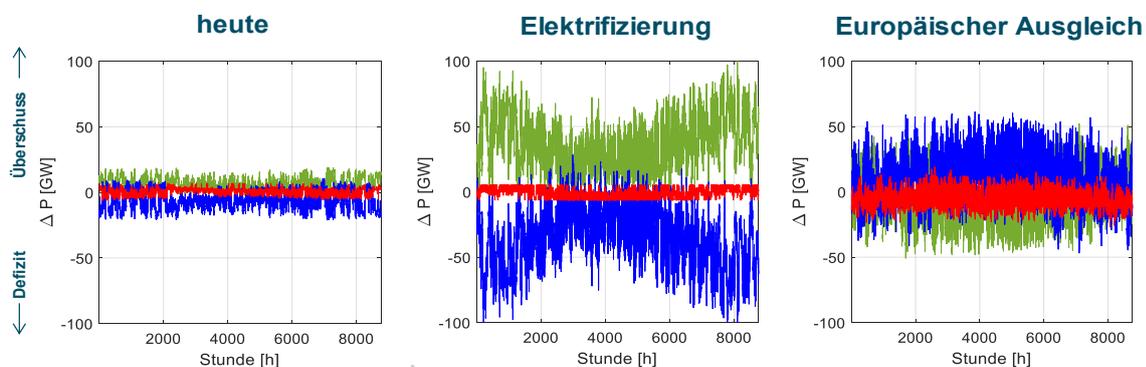


Abbildung 5-10 Leistungssaldi der Netzinseln in den betrachteten Szenarien im Jahr 2050 und heute

Im Szenario *Europäischer Ausgleich* stellen sich für das Betrachtungsjahr 2050 Leistungsungleichgewichte von bis zu ca.  $\pm 50$  GW ein. In diesem Szenario entwickeln sich die blaue und grüne Insel gegenläufig zur heutigen Situation. Die blaue Insel ist dann zumeist überspeist, d.h. überfrequent wohingegen die grüne Insel oft unter speist, d.h. unterfrequent ist. Ursache hierfür ist der im Vergleich zum *Elektrifizierungsszenario* geringe Zubau von EE-Erzeugern, insbesondere von WEA im nördlichen Raum. Die grüne Insel und insbesondere auch Deutschland importierten in diesem Szenario einen signifikanten Anteil der elektrischen Nachfrage, welche insbesondere durch konventionelle Kraftwerke aber auch durch PV-Anlagen der blauen Insel gedeckt wird. Die rote Insel ist auch in diesem Szenario durchschnittlich ausgeglichen. Allerdings steigen die Leistungsüberschüsse bzw. -defizite in den einzelnen Stunden bis zum Jahr 2050 deutlich an.

### 5.3.2 Frequenzgradienten

Auf Grundlage der Leistungsungleichgewichte in den Inseln können die auftretenden Frequenzgradienten berechnet werden. Abbildung 5-11 zeigt exemplarisch die Ergebnisse für das Betrachtungsjahr 2050. Die durchgezogenen roten Linien dienen als Orientierung und kennzeichnen den Frequenzgradient im Ursprung von 4 Hz/s (vgl. Abschnitt 5.1.5 und dazugehörige Diskussion der Grenzwerte).

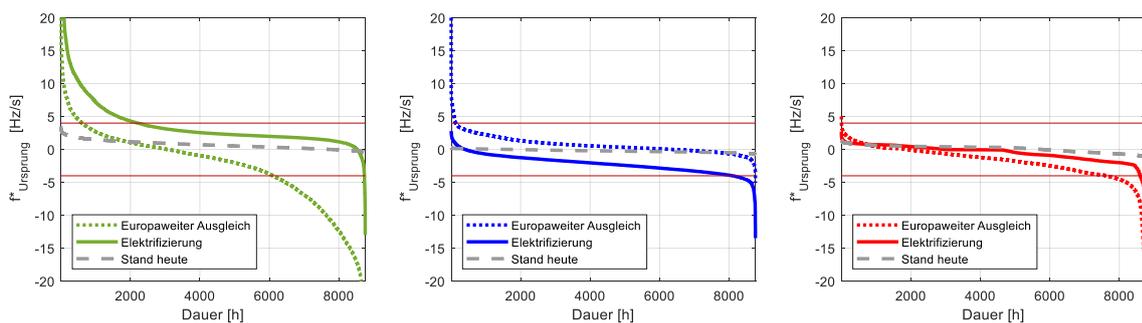


Abbildung 5-11 Frequenzgradienten im Ursprung der Netzinseln beim System-Split im Jahr 2050

Aufgrund der steigenden Leistungsungleichgewichte und rückläufigen Netzanlaufzeitkonstanten treten auch höhere Frequenzgradienten im zukünftigen Energieversorgungssystem auf. Im Jahr 2050 wird der Grenzwert in allen Szenarien und Inseln deutlich überschritten. Insbesondere im Szenario *Europäischer Ausgleich* treten sehr hohe Gradienten von über 20 Hz/s auf. Die grüne Netzinsel ist dabei als besonders kritisch einzustufen, da der Frequenzgradient von 4 Hz/s in ca. 25 % bzw. 35 % des Jahres überschritten werden würde. Wie anhand der Ergebnisse zum Frequenzgradienten im Ursprung zu vermuten ist, zeigt die Untersuchung, dass auch die restriktiveren Grenzwerte von 2 Hz/s über ein Zeitintervall von 500 ms bzw. im Ursprung verletzt werden. Die Ausprägungen der Inseln bleiben unverändert. Aufgrund des restriktiveren Charakters dieses Grenzwertes ist eine entsprechend höhere Anzahl von Stunden von einer Grenzwertverletzung betroffen. So wird dieser Grenzwert des Gradienten in der grünen Insel im Jahr 2050 in Abhängigkeit von dem betrachteten Szenario in ca. 57 % bzw. 67 % des Jahres überschritten.

Die Analyse zeigt deutlich, dass zukünftig große Leistungsungleichgewichte und entsprechend hohe Frequenzgradienten bei Großstörungsereignissen zu erwarten sind. Diese können den sicheren Betrieb der Netzinseln gefährden und im schlimmsten Fall zu einem Ausfall der elektrischen Energieversorgung führen.

### **Notwendige Netzanlaufzeitkonstante**

Um trotz der hohen Leistungsüberschüsse bzw. -defizite den zulässigen Frequenzgradienten einzuhalten, ist ein Mindestmaß an Momentanreserve notwendig. Abbildung 5-12 zeigt die notwendige Netzanlaufzeitkonstante aller Netzinseln im Jahr 2050 zur Einhaltung der Grenzwerte für den Frequenzgradienten von 2 Hz/s im Ursprung.

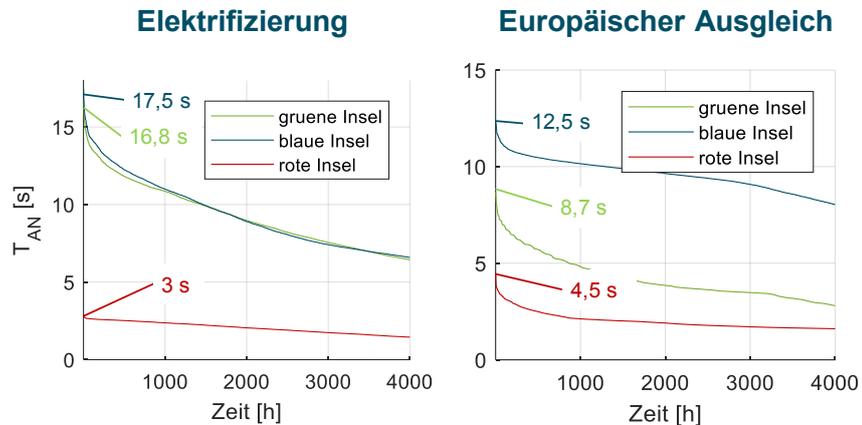


Abbildung 5-12: Mindestens notwendige Netzanlaufzeitkonstante zur Begrenzung des Frequenzgradienten auf 2 Hz/s im Ursprung bzw. über  $\Delta t = 500$  ms bei einer Dreizonen-Störung im Jahr 2050

In Abhängigkeit des betrachteten Szenarios und Netzinsel ist eine Netzanlaufzeitkonstante zwischen 3 s und 17,5 s notwendig. Grundsätzlich muss der maximal notwendige Wert nur in der Stunde mit dem höchsten Leistungsüberschuss bzw. -defizit garantiert werden. Mit sinkendem Leistungsungleichgewicht sinkt auch die notwendige Netzanlaufzeitkonstante (vgl. Abschnitt 5.1.2).

Wird als Untersuchungsvariante der weniger restriktive Grenzwert von 4 Hz/s im Ursprung (vgl. Diskussion zur den Grenzwerten in Abschnitt 5.1.5) sowie die Einhaltung des Grenzwertes für den Frequenzgradienten von 2 Hz/s über ein Zeitintervall von 500 ms vorausgesetzt, ist ebenfalls eine Netzanlaufzeitkonstante zwischen 3 s und 17,5 s notwendig (vgl. Abbildung 5-12). Der identische Wert ist auf das kurze Betrachtungsintervall zurückzuführen. Innerhalb von 500 ms findet nahezu keine Stützung der Frequenz durch die Aktivierung der Primärregelleistung statt. Insbesondere bezogen auf die Wirkleistungssaldi im Systemsplit ist die Primärregelleistung im betrachteten Zeitintervall vernachlässigbar. Anders als in der Basisuntersuchungsvariante (2 Hz/s im Ursprung) kann die notwendige Netzanlaufzeitkonstante aber teilweise in Form einer schnellen  $P(f)$ -Regelung im Sinne einer synthetischen Schwungmasse erbracht werden, sofern diese innerhalb der 500 ms aktiv werden würde.

Abbildung 5-13 zeigt den Anteil der Netzanlaufzeitkonstante, die auf den Grenzwert von 4 Hz/s im Ursprung zurückzuführen ist. Dieser Anteil muss uneingeschränkt durch Momentanreserve erbracht werden. Die darüberhinausgehende notwendige Netzanlaufzeitkonstante kann jedoch durch den Einsatz weiterer Momentanreserve oder alternativ einer schnellen P(f)-Regelung bzw. durch eine beliebige Kombination aus beidem erbracht werden.

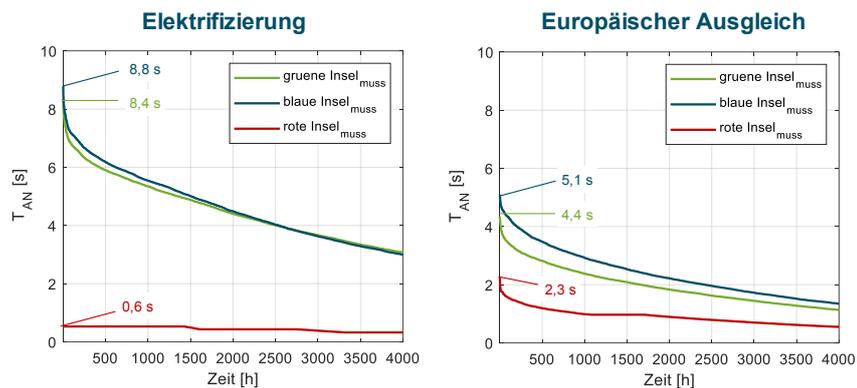


Abbildung 5-13: Mindestens notwendige Netzanlaufzeitkonstante zur Begrenzung des Frequenzgradienten auf 4 Hz/s bei einer Dreizonen-Störung im Jahr 2050

### 5.3.3 Sensitivität: Alternative EE-Verteilung

Im Rahmen der Sensitivität (vgl. Abschnitt 2.2.4) wird der Einfluss einer Verlagerung von Windenergiestandorten von Nord- nach Süddeutschland auf die Leistungsungleichgewichte und Frequenzgradienten im System-Split analysiert. Dabei wird die bereitgestellte elektrische Energie aus WEA konstant gehalten, sodass sich für das Jahr 2050 im Vergleich zum Szenario *Europäischer Austausch* eine um vier GW höhere installierte Leistung von WEA ergibt. Die Umverteilung der WEA orientiert sich am Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“ der Studie BMWi Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland [6].

Durch die Umverteilung der WEA von Nord- nach Süddeutschland (ca. 10 GW zzgl. 4 GW Zusatzinstallation) wird der Leistungsüberschuss in der blauen Netzinsel bzw. das Leistungsdefizit in der grünen Netzinsel noch weiter verstärkt. Aufgrund der ohnehin schon hohen Leistungsungleichgewichte fällt der Effekt sowie der Anstieg der kritischen Frequenzgradienten jedoch vernachlässigbar aus.

Hinsichtlich der Frequenz kann folglich kein positiver Effekt in diesem Szenario durch die alternative WEA-Verteilung beobachtet werden.

### 5.3.4 Zusammenfassung und Diskussion

Die vorherigen Analysen haben gezeigt, dass vereinzelt bereits im Jahr 2030 und zunehmend im Jahr 2050 kritische Frequenzgradienten im System-Split zu erwarten sind. Dies ist auf stark steigende Leistungsungleichgewichte zwischen den Netzeinseln in Kombination mit zweitweise sehr geringen Netzanlaufzeitkonstanten zurückzuführen. Die sich einstellenden Frequenzgradienten liegen dabei teilweise bei über 20 Hz/s im Ursprung. Insbesondere in der grünen Netzeinsel (Nordosten) kommt es in vielen Stunden des Jahres zu kritischen Frequenzgradienten, da dort vergleichsweise wenig aktive rotierende Masse vorhanden sind.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass eine Überschreitung der Grenzwerte zu einem Schwarzfallen der Netzeinsel führen kann und ein Systemzusammenbruch kaum noch zu vermeiden ist. Die tatsächlich beherrschbaren Frequenzgradienten im Ursprung sind von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren abhängig und aufgrund fehlender Erfahrungswerte nicht eindeutig bestimmbar. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass hohe Frequenzgradienten i. d. R. auch hohe Frequenzabweichungen induzieren, welche systemkritisch sind.

Der System-Split beschreibt einen äußerst kritischen Netzzustand, den es unbedingt zu beherrschen gilt. Der hier analysierte Fall orientiert sich an einer tatsächlich eingetretenen Großstörung. System-Split-Ereignisse sind hinsichtlich ihrer Inselnetzkonstellationen jedoch sehr individuell. Die Betrachtung eines einzelnen Ereignisses bzw. einer einzelnen Konstellation kann daher nicht alle theoretisch möglichen Fälle und deren Auswirkungen abbilden. Die Beherrschung aller potenziell möglichen Fälle kann daher durch kein Systemdesign uneingeschränkt gewährleistet werden. Es muss daher grundsätzlich abgewogen werden, welcher Aufwand zur Absicherung aller potenziellen Netzeinseln notwendig, leistbar und vertretbar ist oder ob das kurzzeitige Schwarzfallen einzelner Netzeinseln tolerierbar sein kann. In diesem Fall muss jedoch die schnelle Wiederversorgung garantiert sein.

## 5.4 Bedarf der Frequenzrückführung

Ein Bedarf an Regelleistung zur Frequenzrückführung entsteht dann, wenn innerhalb eines synchronen Netzgebiets wesentliche Abweichungen zwischen dem geplanten Leistungsaustausch mit den umliegenden Regelzonen und der tatsächlichen Leistungsbilanz auftreten. Ursache für diese Abweichungen sind stochastische und deterministische Effekte auf Verbrauchs- und Erzeugerseite, die sich zum Großteil mathematisch abbilden lassen. Zu den stochastischen Effekten zählen das Lastrauschen, Prognosefehler von Last und besonders erneuerbarer Erzeugung sowie Kraftwerksausfälle. Ein deterministischer Ausgleichsbedarf ergibt sich aus der Differenz des 15-minütigen Fahrplansystem und dessen Sprüngen und dem kontinuierlich verlaufenden Last- und Einspeiseverhalten. In der CE-Regionen wird der Bedarf an Regelleistung jedoch nicht für das Gesamtsystem dimensioniert und gedeckt. Vielmehr obliegt die Aufgabe des Bilanzausgleichs einzelnen Regelzonen, die hierfür jeweils unabhängig voneinander die Verantwortung tragen. In dieser Analyse wird zunächst eine Beibehaltung dieser Regelzonen und Produkte unterstellt. Darüberhinausgehende Ansätze werden in Abschnitt 6.1.4. diskutiert.

### 5.4.1 Bewertungsmethodik

Unter Verwendung eines statistischen Verfahrens (das sog. „Graf-Haubrich-Verfahren“) lässt sich aus der mathematischen Beschreibung der einzelnen Effekte die Wahrscheinlichkeit verschieden hoher Bilanzungleichgewichte ermitteln. Dieses Verfahren wurde in der Vergangenheit bereits mehrfach zur Dimensionierung des deutschen Regelleistungsbedarfs genutzt (siehe z. B. [82]) und ist ebenso Bestandteil des aktuell in der Konsultation befindlichen neuen dynamischen Dimensionierungsverfahrens, das eine Umsetzung der System Operation Guideline (SO GL) darstellt (siehe [83]).

Dieses neue Verfahren basiert jedoch auf der Analyse historischer Bilanzungleichgewichte (z. B. des vorangegangenen Quartals), weshalb eine vollständige Anwendung auf zukünftige Szenarien naturgemäß nicht durchführbar ist. Stattdessen wird für die folgenden Analysen nur der mathematische „Kern“, des o. g. Graf-Haubrich-

Verfahrens genutzt. Statt der Erkenntnisse aus historischen Abrufen werden dabei jedoch zunächst Literaturwerte für Last- und Einspeiseprognosen, Lastrauschen und Kraftwerksauffälle genutzt (analog zu [3]). Im nächsten Schritt werden die hierbei angesetzten Prognosefehler soweit skaliert, dass das Ergebnis im Mittel den realen Ausschreibungsmengen aus dem Jahr 2018 entspricht.

Anschließend kann das so adaptierte Verfahren nun zur Bestimmung des Regelleistungsbedarfs des Jahres 2050 genutzt werden. Da für das Jahr 2050 jedoch bislang keine Prognosen hinsichtlich der zu erwartenden Prognosegüte vorliegen, werden die im zweiten Schritt bestimmten Prognosegüte in das Jahr 2050 fortgeschrieben. Die somit erzielten Ergebnisse stellen somit die obere Schranke des zu erwartenden Bedarfs dar, der durch Fortschritte im Bereich der EE-Leistungsprognosen verringert werden kann. Zur Bestimmung des Regelleistungsbedarfs kann das so angepasste Modell nun für das Jahr 2050 angewendet werden.

### 5.4.2 Sekundärregelleistung (aFRR)

Der ermittelte Bedarf an aFRR bzw. Sekundärregelleistung (SRL) ist in Abbildung 5-14 für das Jahr 2050 dargestellt. Zunächst wird deutlich, dass das nach der o. g. Methode adaptierte Modell im Mittel die ausgeschriebenen SRL-Mengen des Jahres 2018 wiedergibt.

Im Szenario *Europäischer Ausgleich* („2050 EU“) sind nur sehr geringe Veränderungen gegenüber 2018 erkennbar. Dies liegt darin begründet, dass in diesem Szenario nur ein vergleichsweise moderater Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland stattfindet (vgl. Abschnitt 2.2.4). Durch den Abbau von Kraftwerkskapazität nimmt zudem die Wahrscheinlichkeit von Kraftwerksausfällen ab, wodurch sich der Bedarf an positiver Regelreserve gegenüber 2018 sogar verringert.

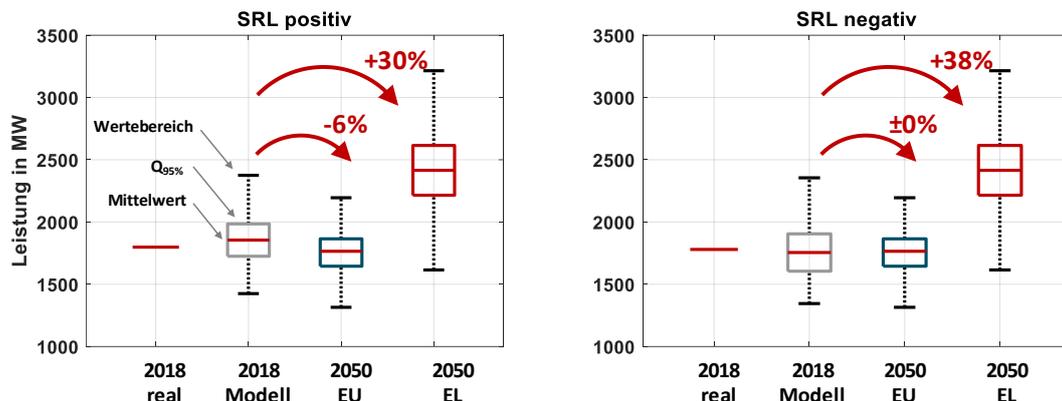


Abbildung 5-14: Entwicklung des Bedarfs an aFRR bzw. SRL bis 2050

Das Szenario *Elektrifizierung* („2050 EL“) ist hingegen durch einen starken EE-Ausbau, eine zunehmende Last und eine Zunahme der Kraftwerkskapazität geprägt. In Folge steigen insbesondere die Gradienten der erneuerbaren Erzeugung, woraus ein erhöhter Bedarf an negativer (+38 %) wie positiver (+30 %) Sekundärregelleistung resultiert. Gleichzeitig steigt die Volatilität des Bedarfs stark an. So benötigen Situationen mit hoher und stark veränderlicher erneuerbarer Erzeugung deutlich höhere Vorhaltungsmengen als bei geringerer EE-Erzeugung, geringer Last und vornehmlich fossiler Stromerzeugung.

### 5.4.3 Minutenreserve (mFRR)

Anders als die aFRR sorgt die mFRR für den Ausgleich länger anhaltender Bilanzungleichgewichte, die sich insbesondere aus den Prognosefehlern von Lasten und EE-Erzeugung ergeben.

Im Szenario *Europäischer Ausgleich* („2050 EU“) führt der moderate EE-Ausbau in Verbindung mit einer annähernd konstant bleibenden Netzlast zu einem ebenfalls moderaten Anstieg des Bedarfs an mFRR, sowohl in positiver wie auch in negativer Regelrichtung (vgl. Abbildung 5-15).

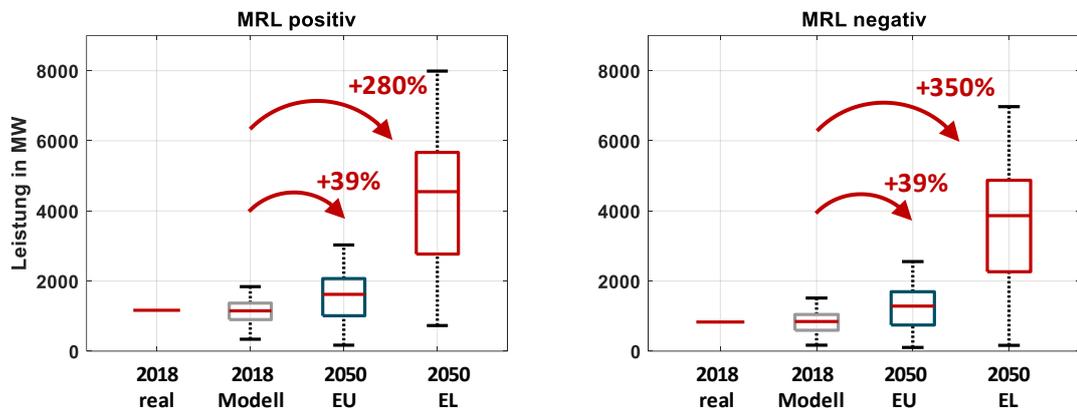


Abbildung 5-15: Entwicklung des Bedarfs an mFRR bzw. MRL bis 2050

Der starke EE-Ausbau des Szenarios *Elektrifizierung* („2050 EL“) führt in Kombination mit einer steigenden Last hingegen zu einem deutlichen Anstieg der benötigten mFRR auf das ca. 3- bis 3,5-fache der Ausschreibungsmengen des Jahres 2018. Da diese Werte jedoch unter Beibehaltung der heutigen Prognosefehler ermittelt wird, besteht durch zukünftig verbesserte Prognosegütern ein hohes Potenzial zur Reduktion dieser hohen Vorhaltemengen.

#### 5.4.4 Bewertung und Diskussion

Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass sich die untersuchten Szenarien hinsichtlich ihrer Anforderungen an die Frequenzrückführung sehr stark unterscheiden. Im Szenario *Europäischer Ausgleich* findet nur eine moderate Erhöhung der mFRR-Mengen statt, während der Bedarf an aFRR nahezu konstant bleibt. Das Szenario *Elektrifizierung* ist hingegen vor allem durch einen starken Anstieg der mFRR-Mengen geprägt. Beide Ergebnisse wurden jedoch unter der Beibehaltung heutiger Prognosefehler ermittelt und haben daher noch ein hohes Potenzial zur Reduktion.

Besonders in Bezug auf die mFRR sind die Ergebnisse jedoch auch hinsichtlich eines anderen Aspektes zu betrachten: Bereits im Jahr 2018 waren die ausgeschriebenen Mengen an mFRR bzw. MRL stark rückläufig. Dies hängt z. T. mit dem bislang verwendeten Dimensionierungsverfahren bzw. dem Einsatzkonzept zwischen aFRR und mFRR zusammen. Jedoch haben sich in den letzten Jahren die minimale Vorlaufzeit des (kontinuierlichen) Energiehandels

stetig verkürzt und betrug zuletzt fünf Minuten. Einen weiteren Beitrag zur Bilanztreue hat der zunehmende Handel am Intraday-Markt. In Kombination mit der zunehmenden Fähigkeit der Marktteilnehmer, die Einspeiseleistung auch kleinerer EE-Anlagen online zu überwachen und in deren Betrieb einzugreifen wird dies auch zukünftig zu einer Verbesserung der Prognosegüte beitragen. Aufgrund der weiten Voraussicht der Szenarien ist hier ein großes Potenzial zur Verbesserung vorhanden, das aber aus heutiger Sicht nur schwer quantifiziert werden kann. Entsprechend ist es denkbar, dass sich der Energiehandel bis dahin zu einem „Live-Handel“ entwickelt, der bei entsprechender Liquidität zumindest die mFRR vollständig ersetzt.

## 5.5 Spannungshaltung

Nachfolgend erfolgt die Analyse der statische Spannungshaltung. Als Stellgröße dient hier die Blindleistung, deren stationärer Bedarf im Übertragungsnetz sowie potenziell bis zum Jahr 2050 entstehende Erbringungslücken bewertet werden.

### 5.5.1 Bewertungsmethodik

Zur Abschätzung realistischer Größenordnungen für den zukünftigen stationären Blindleistungsbedarf im Übertragungsnetz im ungestörten Betrieb werden AC-Leistungsflussrechnungen durchgeführt. Grundlage hierfür sind Jahreszeitreihen der Last und Erzeugung in stündlicher Auflösung. Der Einsatz, der nicht dargebotsabhängigen Erzeuger wird entsprechend des in Abschnitt 5.1.1 beschriebenen Kraftwerkseinsatzes ermittelt.

Die Berechnungen des stationären Blindleistungsbedarfs berücksichtigen den Blindleistungsstellbereich der im jeweiligen Zeitschritt aktiven konventionellen Kraftwerke, sowie die laut NEP B2030 bzw. NEP B 2035 im Zieljahr vorhandenen Kompensationselemente. Zur Deckung des darüberhinausgehenden Kompensationsbedarfs werden bedarfsgerecht neue Kompensationselemente im Netz verortet. Hierzu wird ein auf den AC-Sensitivitäten der Netzknoten basierender Optimierungsansatz verwendet. Mit Hilfe dieses Verfahrens wird der optimale Blindleistungseinsatz unter Berücksichtigung der

Stellbereiche aller vorhandenen Blindleistungsquellen, des zulässigen Spannungsbandes sowie der Crossborderflüsse je Netzknoten bestimmt. Dabei wird im Sinne einer unteren Abschätzung angenommen, dass der vollständige Blindleistungsstellbereich im (n-0)-Fall zur Verfügung steht und dass Netzknoten mit Verbindung zum europäischen Ausland auch durch Crossborder Blindleistungsflüsse auf Nennspannung fixiert werden. Die hierzu notwendige außerdeutsche Kompensation wird im Folgenden gesondert ausgewiesen. Das Übertragungsnetz (vgl. Abschnitt 5.5.2) wird als engpassfrei im Zieljahr angenommen. Theoretisch nutzbare Blindleistungspotenziale aus den unterlagerten Verteilnetzen werden im Rahmen einer Sensitivität gesondert analysiert und berücksichtigt.

Die Analyse erfolgt für sieben ausgewählte Referenzzeitpunkte in stündlicher Auflösung, die charakteristisch für die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle sind. Die ausgewählten Belastungssituationen umfassen sowohl den Starklast- und Schwachlastfall als auch Wind- und PV-dominierte Belastungssituationen. Abbildung 5-17 gibt eine Übersicht der ausgewählten Belastungssituationen für die Detailanalyse.

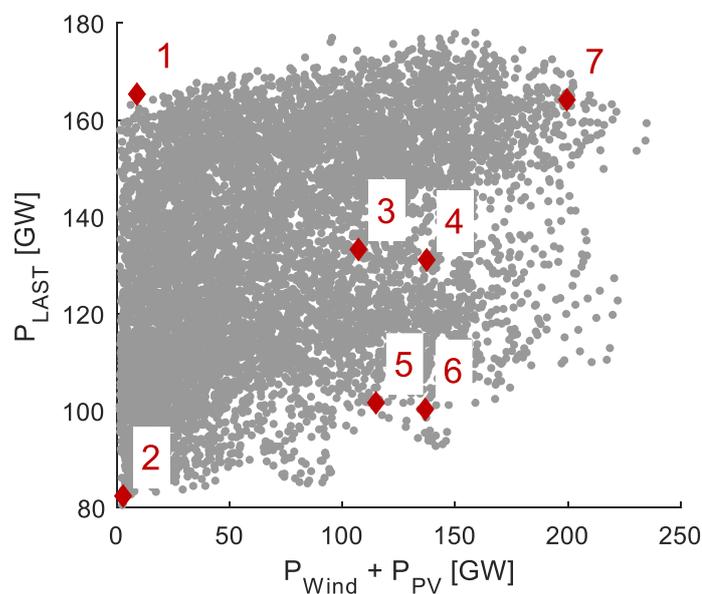


Abbildung 5-16: Ausgewählte Belastungssituationen für die Detailanalyse

Um eine interpretierbare räumliche Auflösung der Ergebnisse zu erhalten wird Deutschland in 40 quadratische gleichgroße Cluster unterteilt. Jeder Netzknoten des Übertragungsnetzmodells (vgl. Abschnitt 5.5.2) wird dann einem Cluster zugewiesen, sodass die je Netzknoten bestimmte Kenngröße (z. B. Blindleistungsbedarf) den jeweiligen Regionen zugeordnet werden kann. Der Bedarf je Region ergibt sich aus der Summe der Maximalwerte der Einzelbedarfe je Netzknoten der repräsentativen Belastungssituationen, wobei die Maximalwerte auch in unterschiedlichen Zeitschritten (zeitungleich) auftreten können.

Der mit der vorgestellten Methodik ermittelte Kompensationsbedarf stellt eine untere Abschätzung dar. Erfolgt keine oder nur eine verminderte Kompensation durch Blindleistungsflüsse über die Kuppelkapazitäten muss die fehlende Kompensation innerhalb Deutschlands erfolgen. Hierzu müssten weitere Kompensationsanlagen errichtet werden, wodurch sich der Bedarf entsprechend steigert. Verzögert sich der als ideal angenommene Netzausbau oder werden die vorhandenen Betriebsmittel stärker als angenommen ausgelastet, so entsteht ebenfalls ein höherer Bedarf an Kompensationsanlagen, der den hier ausgewiesenen Bedarf deutlich übersteigen kann. Auch adressiert die durchgeführte Analyse den statischen Blindleistungsbedarf im (n-0) -Fall. Für (n-1)-Fälle sowie für die dezidierte Berücksichtigung von Stundensprüngen (vgl. NEP [84]) müssen weitere Kompensationselemente errichtet werden, die den Bedarf gegenüber den in der folgenden Analyse ausgewiesenen Werten (ggf. sehr deutlich) steigern würden. Auch sei darauf hingewiesen, dass Blindleistung im Übertragungsnetz nur lokal bereitgestellt werden kann. Analog zu den Untersuchungen im NEP wird für eine untere Abschätzung angenommen, dass sich die Blindleistungen innerhalb der ausgewiesenen Regionen (hier 34 Regionen, im NEP 4 Netzgruppen) gegenseitig noch kompensieren können. Eine gegenseitige Kompensation der Regionen wird nicht angenommen.

## 5.5.2 Übertragungsnetzmodell

Das für die Leistungsflussrechnung verwendete Übertragungsnetzmodell der ef.Ruhr umfasst ca. 530 Netzknoten. Das Netzmodell berücksichtigt dabei bereits die Netzausbaumaßnahmen des NEP sowie die dort vorgeschlagenen HGÜ-Verbindungen für das Szenario NEP B 2030 bzw. NEP B 2035. Darüber hinaus wird das Netz für jedes Szenario dieser Studie ertüchtigt, sodass es im Zieljahr (2030 bzw. 2050) engpassfrei ist. Die Ertüchtigung erfolgt auf Basis von zeitreihenbasierten DC-Leistungsflussrechnung entsprechend der in der dena-Leitstudie [5] vorgestellten Methodik. Dabei wird die zulässige relative Leitungsauslastung aufgrund von Wirkleistungsflüssen im (n-0) -Fall auf 70 % beschränkt.

Zur realistischen Abschätzung des statischen Blindleistungsbedarfs werden auch die im NEP vorgesehenen Kompensationsanlagen berücksichtigt. Hierzu zählen sowohl die Anlagen des Startnetzes als auch die darüberhinausgehenden geplanten Anlagen bis zum Jahr 2030 (NEP B 2030) bzw. 2035 (NEP B 2035) sofern die Datengrundlage eine geographische Verortung ermöglicht. Wenn keine Leistungswerte ausgewiesen sind, werden Standardelemente mit einer Leistung von 300 Mvar angenommen. In Summe werden so für das Jahr 2030 bzw. 2035 Kompensationselemente mit einer Gesamtblindleistung von 32 Gvar bzw. 46 Gvar in das Netzmodell integriert. Abbildung 5-17 zeigt exemplarisch die regionale Verortung der im NEP vorgeschlagenen Kompensationselemente für das Jahr 2035 differenziert nach spannungshebend (kapazitiv) und spannungssenkend (induktiv). Schaltbare Kompensationselemente werden dabei als induktive und kapazitive Blindleistungsquellen berücksichtigt.

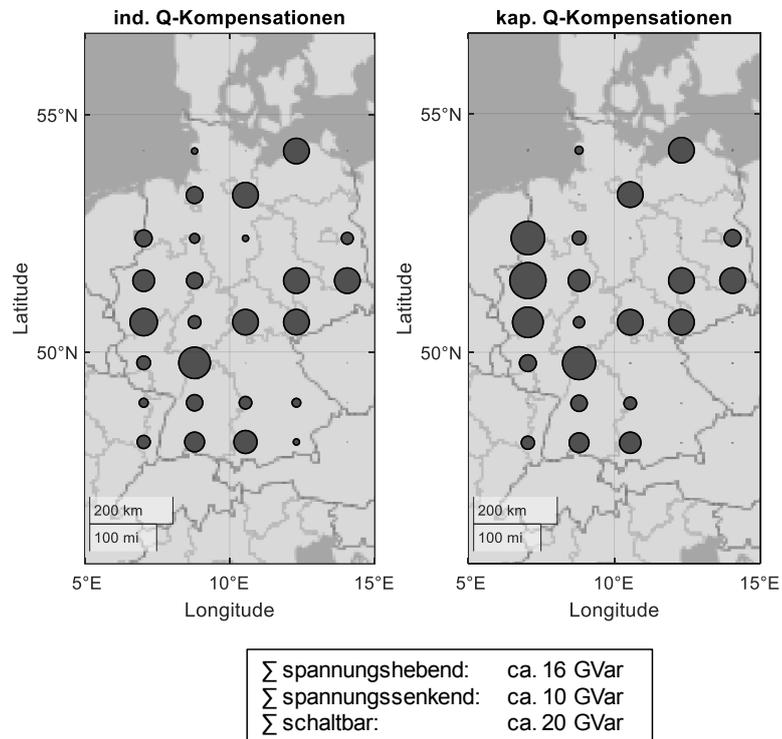


Abbildung 5-17: Geographische Verteilung der Kompensationsanlagen (basierend auf NEP B 2035)

### 5.5.3 Entwicklung von Blindleistungsquellen

Kraftwerke mit AVR-Fähigkeit sind im heutigen Energieversorgungssystem schnelle und wesentliche Blindleistungsquellen, so dass deren Entwicklung maßgeblichen Einfluss auf den zukünftigen Bedarf alternativer Blindleistungsquellen hat. Neben dezidierten Kompensationen als Netzbetriebsmittel ist die Blindleistungsbereitstellung durch EE-Anlagen aus dem Verteilnetz eine oft diskutierte Option (z. B. [3]), um potenzielle Blindleistungslücken zu schließen. Die Grundidee besteht hier in der lokalen Nutzung von Blindleistung zunächst für die Spannungshaltung des Verteilnetzes selbst. Darüber hinaus gehende Potenziale können dann für das Übertragungsnetz ggf. genutzt werden. Nachfolgend wird die räumliche Entwicklung von Erzeugern mit AVR-Fähigkeit und der installierten Leistung von WEA und PVA im Energieversorgungssystem bis zum Jahr 2050 untersucht. Hierauf aufbauend können potenzielle Erbringungslücken identifiziert und räumlich aufgelöste Blindleistungspotenziale aus dem Verteilnetz bewertet werden. Hierbei gilt es jedoch zu beachten, dass hier eine Gegenüberstellung von AVR-fähigen



zukünftig Leistungsschwerpunkte erwartet. Die Verteilungsstruktur im Jahr 2030 entspricht dem Transformationspfad von heute zum Zieljahr 2050.

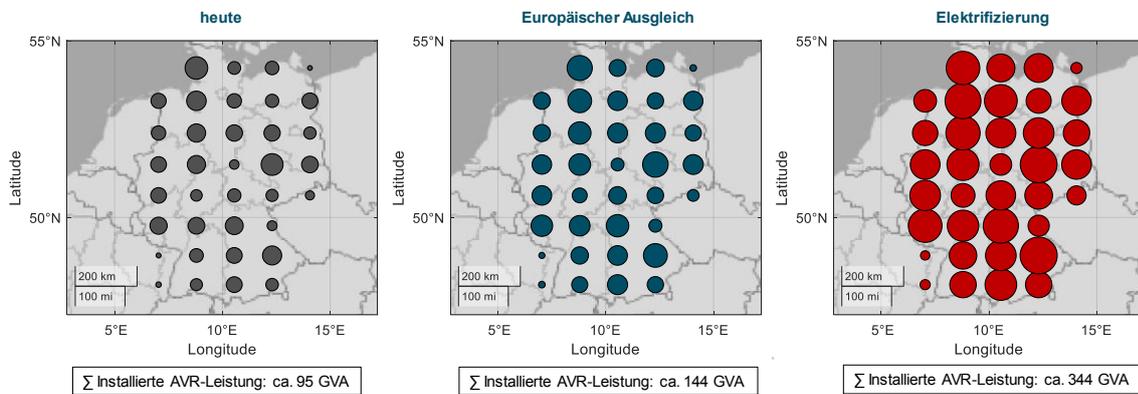


Abbildung 5-19: Räumliche Entwicklung der installierten Leistung von DEA im Verteilnetz heute und im Jahr 2050

Die Regionalisierung der DEA erfolgt anhand geographischer und demographischer (Regionalisierungs-)Faktoren auf Gemeindeebene. Die hierzu verwendete Methodik der ef.Ruhr ist bspw. in [5] beschrieben. Da diese bis 2050 weitestgehend als konstant angenommen werden können, ergeben sich vergleichbare Verteilungsstrukturen in den einzelnen Szenarien. Im *Elektrifizierungsszenario* ist der angenommene Zubau von insbesondere WEA und PV-Anlagen für das Jahr 2050 so hoch, dass nahezu alle Potenzialflächen ausgeschöpft werden und folglich auch energetisch weniger effiziente Standorte gewählt werden müssen. Dies führt zu einer stärkeren Homogenisierung der Leistungsverteilung. Im Szenario *Europäischer Ausgleich* fällt der Zubau von DEA vergleichsweise moderat aus (vgl. Abschnitt 2.2.4). Hierdurch können ertragsreiche Standorte präferiert werden, wodurch grundsätzlich eine stärkere Konzentration auf den norddeutschen (WEA) bzw. süddeutschen Raum (PV-Anlagen) zu beobachten ist.

### 5.5.4 Stationärer Blindleistungsbedarf

Abbildung 5-20 zeigt den Blindleistungsbedarf im Jahr 2050 im Szenario *Elektrifizierung* (äußere Kreise) sowie die ermittelte Erbringungslücke (innere Kreise). Hierbei wurde die Realisierung der im NEP Szenario B 2035 vorgestellten 46 Gvar Kompensationselemente unterstellt. Der Blindleistungsstellbereich der Kraftwerksgeneratoren wurde entsprechend der TAR mit einem  $\cos(\varphi) = 0,9$  in Abhängigkeit der aktuellen Wirkleistungseinspeisung angenommen. In der untersuchten Stunde inaktive Kraftwerksgeneratoren tragen in diesem Zeitschritt folglich nicht zur Spannungshaltung bei. Der ermittelte Bedarf berücksichtigt dabei auch die Blindleistungsstellfähigkeit von Gaskraftwerken im Übertragungsnetz. Werden diese zukünftig vermehrt im Verteilnetz angeschlossen und wird unterstellt, dass diese nicht für eine netzebenenübergreifende Blindleistungsbereitstellung genutzt werden können, erhöht sich der Bedarf an Kompensationselementen im Übertragungsnetz entsprechend deutlich.

Die analoge Darstellung für das Szenario *Europäischer Ausgleich* erfolgt in Abbildung 5-21. Eine detaillierte Untersuchung des Stützjahres 2030 wird nicht durchgeführt, da diese bereits im Rahmen der Stabilitätsanalysen des NEP erfolgt ist. Vielmehr werden die dort für 2030 ermittelten Kompensationsanlagen im Zielnetz für das Jahr 2050 berücksichtigt.

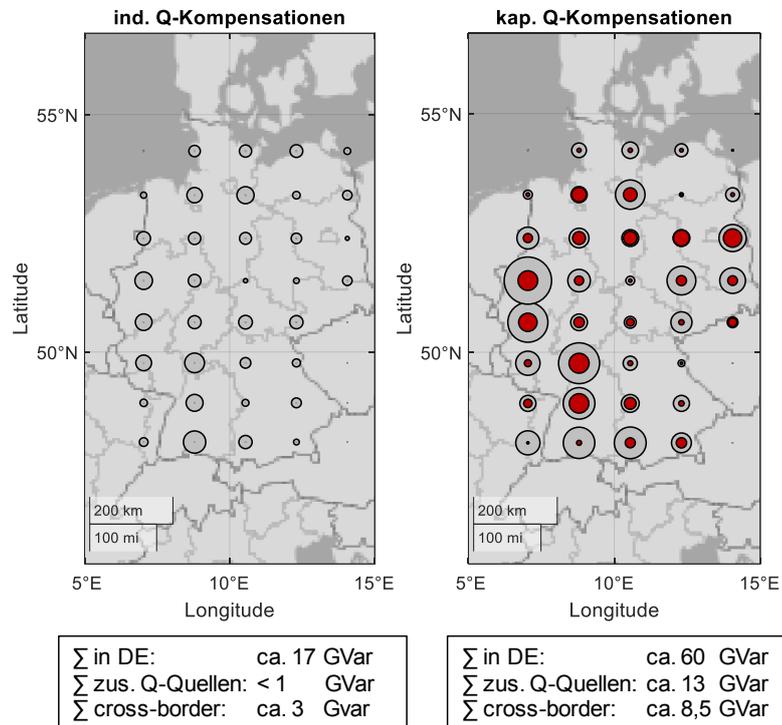


Abbildung 5-20: Lokaler Blindleistungsbedarf im Szenario *Elektrifizierung* (äußerer Kreis) und prognostizierte Erbringungslücke (innerer Kreis) im Jahr 2050. Kompensationsanlagen entsprechend NEP B 2035 berücksichtigt

Insgesamt wird ein Bedarf von ca. 58 Gvar bis 76 Gvar ermittelt. Wichtig ist, dass es sich um eine untere Abschätzung des stationären Blindleistungsbedarfs handelt, da beispielsweise Ausgleicheffekte innerhalb der betrachteten Regionen sowie ein idealisierter Netzausbau unterstellt wurden. Auch wurde der Bedarf nur für den ungestörten Betriebszustand ermittelt. (vgl. Abschnitt 5.5.1).

Im Szenario *Elektrifizierung* ist der Bedarf mit 60 Gvar stark kapazitiv geprägt, welcher durch die hohe Auslastung der Leitungen im Falle hoher Einspeisungen aus Erneuerbarer Energien entsteht. In diesen Stunden sind trotz der hohen installierten Leistung nur sehr wenig Gaskraftwerke aktiv, sodass der überwiegende Teil der stationären Spannungshaltung aus den vorhandenen Kompensationsanlagen und Kuppelflächen erfolgt. Es verbleibt jedoch eine Erbringungslücke von ca. 13 Gvar, die durch alternative Erbringer bzw. weitere Netzbetriebsmittel gedeckt werden muss. Diese Lücke steigt auf bis zu ca. 25 Gvar an, wenn keine oder nur eine vermin-

derte Kompensation über die Kuppelkapazitäten erfolgt. Die Nutzung von Blindleistungskapazitäten aus dem Ausland dient insbesondere für eine Abschätzung des Einflusses aus dem Ausland, ist grundsätzlich aber keine robuste Lösung, da im Ausland perspektivisch ebenfalls der Rückbau von Großkraftwerken angenommen werden muss und sich auch kein Land auf Kosten des anderen optimieren sollte. Sofern möglich ist jedoch der Austausch von Blindleistung insbesondere im Kontext der Betriebsoptimierung anzustreben. Wird ein Bestand der Kompensationsanlagen entsprechend des Szenarios NEP B 2030 angenommen (statt NEP B 2035) steigt die Erbringungslücke um weitere ca. 15 Gvar auf bis zu 40 Gvar an. Dieser zusätzliche Bedarf ist nahezu ausschließlich spannungshebend (kapazitiv).

Im Szenario *europäischer Ausgleich* überwiegt der induktive Blindleistungsbedarf leicht, insgesamt ergibt sich jedoch ein sehr ausgeglichenes Bild. Der höhere induktive, d.h. spannungssenkende, Blindleistungsbedarf ist auf schwach ausgelastete bzw. häufiger leerlaufende Leitungen zurückzuführen. An dieser Stelle ist anzumerken, dass eine Optimierung von Schaltzuständen für die Abschätzung im Jahr 2050 nicht in der Methodik berücksichtigt wird. Daher wird auch das Abschalten von Leitungen zur Reduktion des Blindleistungsbedarfs von leerlaufenden Leitungen nicht bewertet, ist jedoch eine Option in der realen Umsetzung. Ein signifikanter Anteil des Blindleistungsbedarfs wird in diesem Szenario durch das europäische Ausland in den Grenzregionen gedeckt. Eine Erbringungslücke i.H.v. 2 Gvar entsteht, wenn ein Bestand der Kompensationsanlagen entsprechend des Szenarios NEP B 2030 (statt NEP B 2035) angenommen wird. Kann keine oder nur eine verminderte Kompensation über die Kuppelkapazitäten erfolgen, so muss die Deckung durch innerdeutsche Blindleistungsquellen erfolgen. Hierdurch kann ein zusätzlicher Bedarf von bis zu ca. 19 Gvar entstehen, der durch alternative Erbringer oder Netzbetriebsmittel gedeckt werden muss.

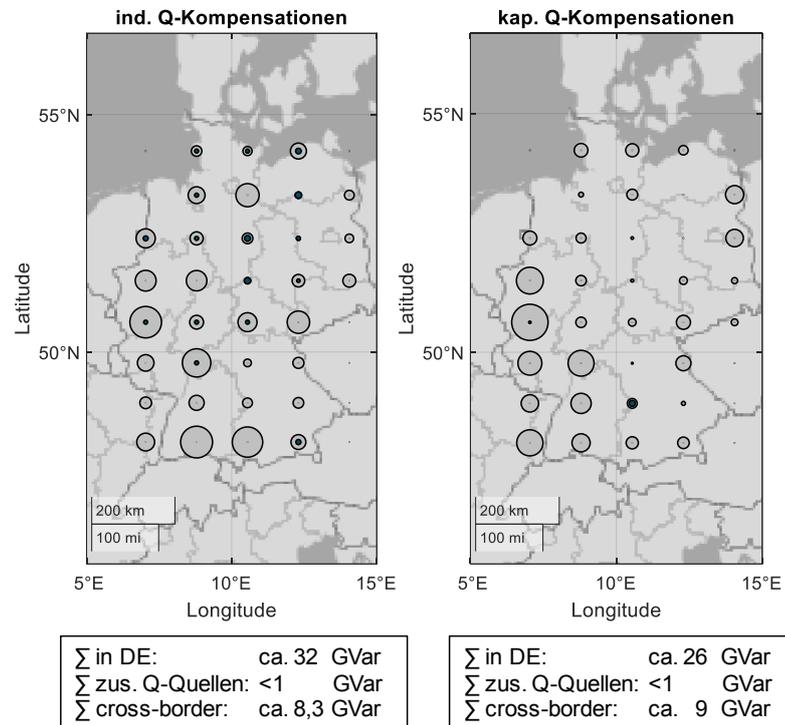


Abbildung 5-21: Lokaler Blindleistungsbedarf im Szenario *Europäischer Ausgleich* (äußerer Kreis) und prognostizierte Erbringungslücke (innerer Kreis) im Jahr 2050. Kompensationsanlagen entsprechend NEP B 2035 berücksichtigt

Bei den durchgeführten Untersuchungen zur Abschätzung des stationären Blindleistungsbedarfs und der prognostizierten Erbringungslücke wird der Bedarf durch unterschiedliche Faktoren (vgl. Abschnitt 5.5.1) nach unten abgeschätzt. Es ist zu erwarten, dass der tatsächlich im Jahr 2050 notwendige Bedarf sogar um ein Vielfaches höher ausfallen kann. Insbesondere müssen auch im gestörten Netzbetrieb ausreichend Blindleistungsquellen verfügbar sein, um auch dann, trotz ggf. höherem Blindleistungsbedarf, den sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Diese Erwartung wird durch die Untersuchungen zur Systemstabilität im NEP [84] bestätigt. Unter den genannten Voraussetzungen und Annahmen besteht über die im NEP 2019 vorgeschlagenen Kompensationselemente hinaus ein zusätzlicher Bedarf von bis zu 25 Gvar bzw. 40 Gvar.

### Höherauslastung der Netzbetriebsmittel

In der Netzausbauplanung wird das NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau) angewendet. Im Rahmen dessen wird auch eine Höherauslastung der Betriebsmittel angestrebt. Durch die Höherauslastung des ÜN können zwar Investitionen für Netzertüchtigungen vermieden bzw. reduziert werden jedoch steigt der Blindleistungsbedarf durch die Höherauslastung an.

Für das Szenario *Elektrifizierung* wird der Blindleistungsbedarf sensitiv hinsichtlich der Auslastungsgrenze, ab wann der Netzausbau erforderlich wird, untersucht. Aufgrund der hohen Unsicherheiten ist die erwartete Zielnetzkonfiguration für ein hoch ausgelastetes HÖS-Netz im Jahr 2050 nur sehr bedingt prognostizierbar. Angestrebt wird dabei oft eine Netzauslastung von bis zu 90 %. Neben der genannten Unsicherheit verursacht die hohe Betriebsmittelauslastung Herausforderungen in der Stabilitätsanalyse und somit auch in der Konvergenz der AC-Leistungsflussrechnungen in der durchgeführten Zielnetzplanung. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass der Zubau von Kompensationsanlagen nicht kontinuierlich mit der Entwicklung der Versorgungsaufgabe, sondern einmalig für das Zielnetz erfolgt. In der praktischen Umsetzung erfolgt der Zubau der Kompensationsanlagen zu diskreten Zeitpunkten bis zum Zieljahr, welche jedoch nicht verlässlich prognostizierbar sind. Die Sensitivitätsanalyse geht daher nicht von einer Auslastung der Betriebsmittel bis zu 90 % aus, sondern bewertet die Entwicklung des Blindleistungsbedarfs von einem robust ausgebauten Netz (d. h. im ungestörten Betriebsfall stehen nur max. 50 % der Nennstromtragfähigkeit für den Wirkleistungstransport zur Verfügung) hin zu einem durchschnittlich ausgebauten Netz (max. 70 % der Nennstromtragfähigkeit stehen für den Wirkleistungstransport zur Verfügung). Mit Hilfe der so gewonnenen Erkenntnisse kann dann auch der zusätzliche Blindleistungsbedarf für hochausgelastete Netze indikativ abgeschätzt werden.

Die Erhöhung der thermischen Belastungsgrenze für den Wirkleistungstransport führt zu zwei wesentlichen Effekten. Zum einen reduziert sich der spannungssenkende (induktive) Blindleistungsbedarf, da Freileitungen deutlich seltener leerlaufen. Zum anderen steigt der spannungshebende (kapazitive) Bedarf aufgrund der Hö-

herauslastung und des damit steigenden Eigenbedarfs der Freileitungen. In der durchgeführten Analyse steigt der kapazitive Blindleistungsbedarf von ca. 37 Gvar auf ca. 60 Gvar und damit um über 50 % bei einer Erhöhung der thermischen Belastungsgrenze von 20 % für den Wirkleistungstransport. Der induktive Blindleistungsbedarf reduziert sich um ca. 12 Gvar auf ca. 17 Gvar.

Die Höherauslastung des Netzes von 70 % auf 90 % (Anteil der Nennstromtragfähigkeit für den Wirkleistungstransport) erhöht aufgrund des quadratischen Zusammenhangs den zusätzlichen kapazitiven Blindleistungsbedarf noch deutlicher. Zeitgleich laufen Freileitungen noch seltener leer, sodass sich der induktive Blindleistungsbedarf noch weiter reduzieren kann.

Für die praktische Umsetzung ist die Höherauslastung des ÜN herausfordernd, da der tatsächliche Bedarf an Kompensationsanlagen deutlich höher ausfallen kann als hier abgeschätzt (vgl. Abschnitt 5.5.1). Auch müssen kontinuierlich Kompensationsanlagen im Netz installiert und sowohl mit der Entwicklung der Versorgungsaufgabe als auch mit der korrespondierenden Netzentwicklung abgestimmt werden.

### 5.5.5 Kurzschlussleistung

In heutigen Netzen dient die Kurzschlussleistung der Synchrongeneratoren als Bemessungsgröße zur Auslegung von Betriebsmitteln und Schutzelementen sowie als Maß der Spannungshaltung im Kurzschlussfall. Insbesondere im Hinblick auf die systemstützenden Eigenschaften der Kurzschlussleistung gilt es den Rückgang dieses Beitrags der Synchrongeneratoren in zukünftigen Netzen, mit steigender umrichtergekoppelter Einspeisung, adäquat zu kompensieren. Die Kurzschlussleistung ist eine fiktive Größe. Im Fehlerfall berechnet sich diese aus den physikalischen Eigenschaften des Generators sowie der elektrischen Distanz zum Fehlerort. Sie nimmt mit steigender elektrischer Distanz ab. Signifikante Beiträge von Generatoren zur Kurzschlussleistung am Fehlerort sind somit lokal begrenzt. Die von einem Synchrongenerator bereitgestellte Kurzschlussleistung, kann dem vielfachen seiner Nennleistung betragen.

Umrichtergekoppelte Anlagen reagieren aufgrund ihrer Regelung nicht inhärent spannungsstützend auf einen Kurzschluss. Entsprechend der technischen Anschlussrichtlinien sind sie jedoch dazu verpflichtet, im Rahmen des Fault-Ride-Through nach Erkennung eines Fehlers, spannungsstützend zu wirken und einen entsprechenden Blindstrom einzuspeisen (s. Unterkapitel 3.3), jedoch ist die Kurzschlussstrombereitstellung durch die Nennleistung des Umrichters beschränkt. Insbesondere in Stunden, in denen ein hoher Teil des Leistungsbedarfs durch EE-Anlagen gedeckt wird, ist daher mit einem überproportional geringeren, zur Verfügung stehenden spannungsstützenden Beitrag zu rechnen. Da EE-Anlagen nach heutigem Stand nicht dazu verpflichtet sind sich trotz fehlendem Primärenergiedargebots die Netzverbindung beizubehalten, können auch nicht die Potenziale aller verfügbaren Umrichter genutzt werden.

Die im Rahmen dieser Studie untersuchten Szenarien erwarten eine deutliche Erhöhung der Einspeiseleistung aus EE-Anlagen. Die nachfolgende Abbildung 5-22 stellt den Anteil der eingespeisten Leistung aus EE-Anlagen an der gesamten Einspeiseleistung in Deutschland als geordnete Jahresdauerlinie dar. Dargestellt sind die Szenarien *Europäischer Ausgleich* und *Sektorenübergreifende Elektrifizierung* für das Stützjahr 2050 sowie der heutige Stand.

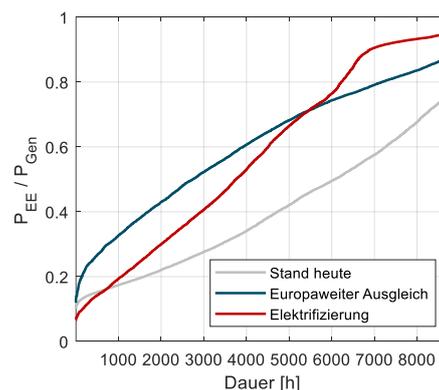


Abbildung 5-22 Geordnete Jahresdauerlinie des Anteils der Leistung aus EE-Anlagen im Jahr 2050

Die Abbildung zeigt, dass in beiden Zukunftsszenarien in einem Großteil der Stunden des Jahres der überwiegende Anteil der Erzeugungsleistung durch EE-Anlagen erbracht wird. In beiden Szenarien wird in etwa 37 % der Stunden über 70 % der in Deutschland

eingespeisten Leistung durch EE- Anlagen bereitgestellt. Heute betrifft dies nur etwa 8 % der Stunden. Im Szenario *Elektrifizierung* werden in 20 % der Stunden sogar über 90 % der Leistung von EE-Anlagen bereitgestellt.

Im Rahmen der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ wurden bereits die Auswirkung einer zunehmenden Erzeugungsleistung aus EE-Anlagen auf die Bereitstellung von Kurzschlussleistung untersucht [3]. Kernergebnis der hierbei durchgeführten Analyse ist, dass die reduzierte Kraftwerksleistung am Fehlerort zu einer Reduzierung der lokal verfügbaren Kurzschlussleistung zur Spannungsstützung führt. Dies hat zur Folge, dass es zu einer lokalen Ausdehnung des fehlerbedingten Spannungseinbruches kommt. Die Ausdehnung des Spannungseinbruches sowie eine Verringerung der elektrischen Distanz durch zusätzlichen Netzausbau führt dazu, dass die fehlende lokale Kurzschlussleistung durch weiter entfernte Generatoren erbracht werden kann. Zudem erweist sich der verfügbare Kurzschlussstrom aus EE-Anlagen aufgrund der starken Abhängigkeit von den primären Energiequellen als stark volatil und kann daher nicht als gesicherter Beitrag zur Stützung der Spannung im Fehlerfall angesehen werden.

Das Netz der Deutschen Bahn kann hierbei als möglicher Indikator für das Verhalten eines größtenteils umrichterdominierten Netzes im Kurzschlussfall dienen. Im sogenannten „zentralen Netz“ wird bereits heute etwa 50 % der Erzeugerleistung über Umrichter bereitgestellt. Im Kurzschlussfall wird beobachtet, dass das Verhalten von Umrichtern im Fehlerfall teilweise nicht erklärbar ist und von der Erwartung abweicht. Der fehlende Beitrag zur Spannungsstützung führt daher zur Entstehung eines weitläufigen Spannungstrichters. Nahezu die gesamte Kurzschlussleistung wird daher von rotierenden Massen bereitgestellt. Insbesondere stammt diese auch aus den Bahn-Netzen der Schweiz und Österreich. Diese beziehen ihre Leistung größtenteils aus Wasserkraft und damit aus direktgekoppelten Erzeugern [85].

Mit Blick auf die hier betrachteten Szenarien ist zu erwarten, dass zukünftig in einem Großteil des Jahres eine im Vergleich zu heute geringere Kurzschlussleistung im Übertragungsnetz zur Verfügung stehen wird. In jenen Netzebenen, in denen ein Großteil der EE-Anlagen angeschlossen werden wird ist dagegen zu erwarten, dass

der spannungsstützende Beitrag des Kurzschlussstroms steigt. Voraussetzung ist hier jedoch ein entsprechendes Verhalten der Umrichter im Fehlerfall. Insbesondere im Szenario *Europäischer Ausgleich* ist zu berücksichtigen, dass auch bei geringeren EE-Anteilen, nur eine stark reduzierte Leistung aus konventionellen Kraftwerken, aufgrund des starken Rückgangs der installierten Leistung, zur Verfügung steht.

Bereits in der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ wurde daher vorgeschlagen die Umrichter von EE-Anlagen am Netz zu belassen, auch wenn diese keine Wirkleistung einspeisen, um deren Potenziale für einen möglichen Beitrag zur Spannungsstützung dargebotsunabhängig zu nutzen. Diese Möglichkeit sollte weiterhin als Option für die Erhöhung des Kurzschlussstroms angesehen werden. Neben EE-Anlagen kann dieser Beitrag auch von anderen Erbringer, die auch über Umrichter angeschlossen sind, bereitgestellt werden. Dies können u. a. Speicher oder auch PtX-Anlagen sein. Zudem gilt es das Verhalten von Umrichtern im Fehlerfall genauer zu untersuchen. Die großflächige Einführung umrichterbasierter Kurzschlussleistung ohne die Aufklärung eines möglichen Fehlverhaltens wie im Bahn-Netz zu beobachten, ist zu vermeiden.

## 5.6 Netzwiederversorgung

Für den Schwarzstart auf Ebene des deutschen Übertragungsnetzes werden nach aktuellem Stand der Technik insbesondere schwarzstartfähige konventionelle Kraftwerke oder Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke jedoch auch erste (Groß)-Batteriespeicher eingesetzt [86]. Die zukünftig vorhandene Anzahl schwarzstartfähiger Gaskraftwerke ist stark vom betrachteten Szenario abhängig. So wird im *Elektrifizierungsszenario* ein starker Zubau von Gaskraftwerken (auf 75 GW bzw. 120 GW im Jahr 2030 bzw. 2050) ausgegangen, wohingegen im Szenario *Europäischer Ausgleich* sogar Rückgang der heutigen Leistung erwartet wird (vgl. Unterkapitel 2.2). Die schwarzstartfähigen Kraftwerke befinden sich in den oberen Spannungsebenen, so dass es sich hierbei um einen Top-down-Ansatz für den Netzwiederaufbau handelt. Aufgrund der steigenden Durchdringung des Energiesystems mit dezentralen dargebotsabhängigen Einspeisern wird der Top-down-geführte Netzwiederaufbau zunehmend herausfordernder [87].

Derzeit ist ein Trend zu erkennen, dass Verteilnetzbetreiber oder auch einzelne Stadtwerke zukünftig eine lokale Inselnetzfähigkeit von kleinen Energiezellen anstreben, sodass sich im Falle eines großflächigen Stromausfalls vereinzelt dezentrale Inseln bilden können. Dies stellt eine Erweiterung des zellularen Ansatzes dar [88]. Da die Betriebsmittel und Schutzgeräte der Energiezellen primär für den Betrieb im Verbundsystem parametrierbar sind, ergeben sich spezielle (teilweise deutlich restriktivere) Anforderungen für den Inselnetzbetrieb von Energiezellen. Insbesondere müssen Gradienten der Residuallast sowie die frequenzregelnden Anlagen so ausgelegt werden, dass auch im Inselnetzbetrieb die zulässigen Frequenzgrenzen aus dem Verbundbetrieb eingehalten werden können. Darüber hinaus sind für den Inselnetzbetrieb zur Spannungsbildung selbstgeführte Umrichter und/oder schwarzstartfähige BHKWs erforderlich (vgl. Unterkapitel 4.2). Für einen Schwarzstart einer Energiezelle (z. B. ein Stadtwerk) muss zudem eine autonome Steuerung vorhanden sein, die das schrittweise Hochfahren von Anlagen und das Zuschalten von Netzbereichen sowie die Synchronisierung mit anderen Netzinseln koordiniert. Für das Zu- und Abschalten von Netzbereichen der Energiezelle müssen fernsteuerbare Leistungsschalter verbaut sein. Aktuell laufen verschiedene Forschungs- und Entwicklungsprojekte, die sich mit den skizzierten Fragestellungen auseinandersetzen [89] [90]. Es ist zu erwarten, dass mittel- bis langfristig autonome schwarzstartfähige Energiezellen in Deutschland vorhanden sein werden.

Mit Hilfe von schwarzstartfähigen Energiezellen wird zukünftig auch ein Bottom-up-Ansatz für den Netzwiederaufbau möglich, wie in Abbildung 5-23 skizziert. Hierzu müssen sich mehrere lokale Energiezellen im Inselbetrieb miteinander synchronisieren können und darüber hinaus nicht schwarzstartfähige lokale und regionale Energiezellen mit Spannung und Frequenz versorgen können. Sind mehrere regionale Energiezellen wieder hochgefahren, gilt es als nächstes den überregionalen Netzwiederaufbau voranzutreiben und auf diese Weise ein Teil des Übertragungsnetzes hochzufahren. Danach kann von dort aus wieder nach dem Top-Down-Ansatz verfahren werden, um weitere Netzgebiete hochzufahren. Aufgrund der sehr hohen Komplexität dieser Art des Netzwiederaufbaus und der großen Anzahl an lokalen bzw. regionalen Energiezellen muss es einen autonomen und adaptiven Koordinierungsalgorithmus geben.

Dieser ist bisher jedoch nicht etabliert und bedarf auch weiteren umfangreichen Forschungsarbeiten. Da jeder Netzwiederaufbau eine unterschiedliche Vorgehensweise benötigen wird, bietet sich unter anderem die Anwendung von Verfahren der künstlichen Intelligenz an. Die Netzwiderversorgung durch regionale Energiezellen kann zukünftig einen unterstützenden Charakter einnehmen, jedoch voraussichtlich zentrale Konzepte nicht vollständig ersetzen. Zur Sicherung der Wahrnehmung der Systemverantwortung durch die ÜNB im Black-out-Fall werden daher auch zukünftig gesicherte schwarzfallfeste Kapazitäten sowie regelbare Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz erforderlich sein.

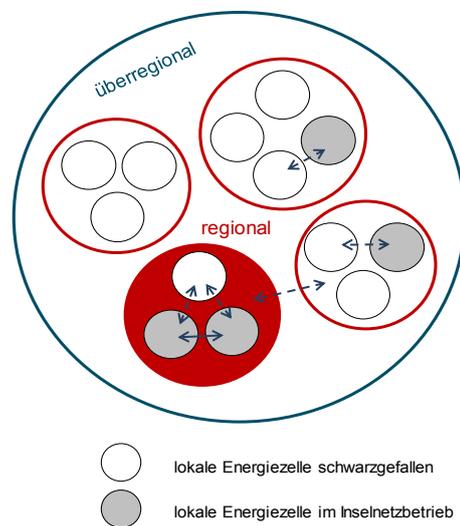


Abbildung 5-23: Prinzipielle Funktionsweise eines dezentralen Netzwiederaufbaukonzepts

Grundsätzlich kann der in Abbildung 5-23 gezeigte Ansatz jedoch nicht nur für den Schwarzstart genutzt werden. Auch der Austausch von SDL im Normalbetrieb des Netzes ist somit möglich, erfordert jedoch ebenso Konzepte zur Erbringung und Einbindung der einzelnen Zellen. Ziel ist es hierbei eine Koordination von dezentralen Anlagen, welche EE, Speicher oder auch weitere neue Lasten umfassen können, zu ermöglichen und diese gemeinsam unter Berücksichtigung der Grenzen des Netzes zu SDL-Bereitstellung zu nutzen. Insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Ausbautzahlen im Bereich der EE und der neuen Lasten kann der Beitrag des Verteilnetzes hier ein entscheidender Baustein im Zusammenspiel mit dem Übertragungsnetz sein.

## 6 Ableitung der zukünftigen Anforderungen an Systemdienstleistungen

Aufbauend auf Kapitel 5, in dem die zukünftigen Anforderungen an das Gesamtsystem untersucht werden, gilt es in diesem Kapitel die entsprechenden Anforderungen an die Systemdienstleistungserbringung abzuleiten. Hierbei werden zunächst die Auswirkungen möglicher Anpassungen seitens der SDL-Charakteristika untersucht und diskutiert. Darüber hinaus werden weitere Anpassungen der SDL-Erbringung betrachtet. Hierbei wird der Einfluss innovativer Betriebsmittel auf den zukünftigen Bedarf der SDL-Erbringung bzw. deren Erbringung untersucht. Zudem werden die Implikationen der Sensitivitätsbetrachtungen diskutiert. Des Weiteren werden zukünftige Herausforderungen in den Bereichen der Netzwiederversorgung und Betriebsführung aus den bisher erlangten Erkenntnissen abgeleitet.

### 6.1 Anpassung der SDL-Erbringung zur Frequenzhaltung

Nachfolgend werden zukünftige Anforderungen an die Ausgestaltung der SDL zur Frequenzhaltung diskutiert. Der Fokus liegt dabei auf dem Jahr 2050. Hierbei gilt es zu prüfen, welche Anpassungen erforderlich sein werden, um den Herausforderungen des zukünftigen elektrischen Energieversorgungssystems zu begegnen. Zudem wird geprüft welche Netznutzer zukünftig im Rahmen einer angepassten SDL-Struktur als Erbringer dieser Dienstleistungen fungieren können. Basis der Untersuchungen, insbesondere im Feld der Momentanreserve, sind die in Abschnitt 5.1.5 vorgestellten und diskutierten Grenzwerte.

### 6.1.1 P(f)-Regelleistung

Im Rahmen dieses Abschnitts werden die Auswirkungen einer kürzeren Aktivierungszeit der P(f)-Regelleistung auf die Einhaltung des Frequenzminimums im normativen Ausfall untersucht. Betrachtet werden hierbei Aktivierungszeiten von 10 s, 1 s und 0,01 s. Eine Untersuchung mit der heute geforderten Aktivierungszeit der Primärregelleistung von 30 s dient als Referenz.

Abbildung 6-1 veranschaulicht die Ergebnisse dieser Untersuchung für das Szenario *Europäischer Ausgleich*. Beide Diagramme zeigen das maximale dynamische Frequenzminimum im Fall eines normativen Ausfalls unter Annahme der unterschiedlichen Aktivierungszeiten. Der linke Teil der Abbildung zeigt dies in Form einer geordneten Jahresdauerlinie. Die Dauerlinien von 1 s und 0,01 s sind dabei annähernd identisch. Der rechte Teil der Abbildung stellt den Zeitpunkt des Minimums nach Auftreten des Leistungssprungs dar. Als Grenzwert des Frequenzminimums wird das heutige Niveau von 49,3 Hz festgelegt. Somit wird davon ausgegangen, dass die heutigen betrieblichen Reserven auch in Zukunft weitestgehend erhalten werden.

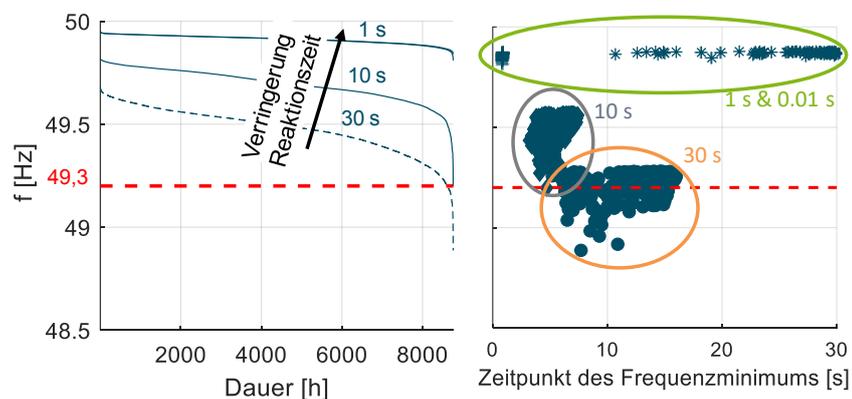


Abbildung 6-1: Geordnete Jahresdauerlinie des Frequenzminimums (links) und Zeitpunkt dessen Erreichens (rechts) im normativen Ausfall bei unterschiedlichen Aktivierungszeiten der P(f)-Regelleistung

Die Aktivierungszeit der P(f)-Regelleistung hat einen erheblichen Einfluss auf die Höhe und den Zeitpunkt des Frequenzminimums. Eine kürzere Aktivierungszeit beeinflusst das Frequenzminimum

grundsätzlich positiv. So wird der Grenzwert des Frequenzminimums bei einer Aktivierungszeit von 10 s nur in wenigen Zeitschritten verletzt. In diesen Fällen ist das Zusammenspiel zwischen der P(f)-Regelleistung und einer zusätzlichen schnellen Momentanreserve oder einer synthetischen Schwungmasse entscheidend. Eine weitere Verkürzung der Aktivierungszeit bewirkt, dass der Grenzwert zu keinem Zeitpunkt verletzt wird. Für das Szenario *Elektrifizierung* ergibt sich ein ähnliches Bild. Bei einer Aktivierungszeit von 1 s oder weniger ändert sich der heute charakteristische Frequenzverlauf nach einem Leistungsausfall. Hier fällt die Frequenz nicht oder nur minimal unter den quasistationären Endwert. Daher erfolgt in diesem Fall in der Darstellung die Ausweisung des Minimums auf Basis des Erreichens dieses Endwertes.

Grundsätzlich sollte jedoch bei einer Änderung der Aktivierungszeit zunächst geprüft werden, welchen Einfluss die veränderte Regelleistungs-Statik auf die Dämpfungseigenschaften des Netzes besitzt. Eine Änderung dieser Eigenschaften kann ggf. Frequenzoszillationen hervorrufen oder bekannte Oszillationen beeinflussen.

## 6.1.2 Momentanreserve

### Momentanreserve-Bedarf im normativen Ausfall

Die Untersuchungen hinsichtlich der Einhaltung des Frequenzminimums im Falle eines normativen Ausfalls zeigen, dass je nach Auslegung der P(f)-Regelleistung ein Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve besteht. Nachfolgend wird daher untersucht welcher zusätzliche Bedarf an Momentanreserve zur Einhaltung des Frequenzminimums erforderlich ist. Abbildung 6-2 stellt diesen für unterschiedliche Aktivierungszeiten der P(f)-Regelleistungen dar.

Darüber hinaus wurde untersucht, wie sich eine mögliche Reduktion der Frequenzabhängigkeit der Lasten aufgrund eines vermehrten Anschlusses von umrichtergekoppelten Lasten auswirkt. Zu diesem Zweck wird in einer Sensitivitätsuntersuchung die Frequenzabhängigkeit der Lasten von 1 %/Hz auf 0,5 %/Hz reduziert. Die Ergebnisse dieser Untersuchung sind ebenfalls in Abbildung 6-2 dargestellt.

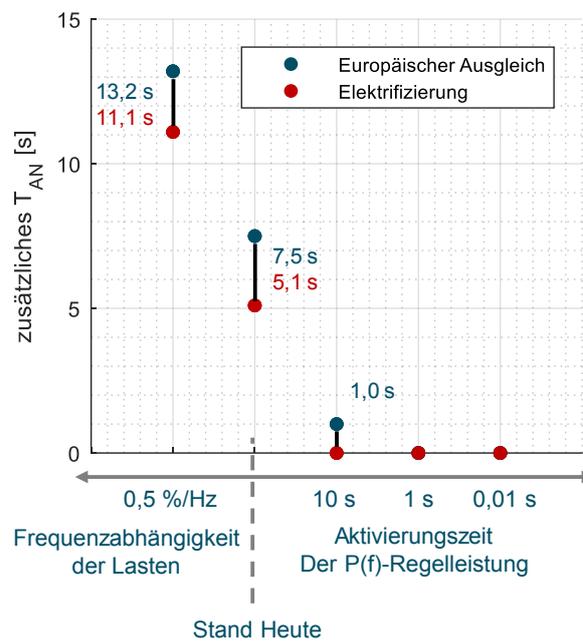


Abbildung 6-2: Zusätzlich benötigtes  $T_{AN}$  zur Einhaltung der Grenzwerte ( $\dot{f} < 2 \text{ Hz/s}$  und  $f_{\min} > 49,3 \text{ Hz} \triangleq$  heutigem Niveau) im normativen Ausfall

Die Untersuchung zeigt, dass eine kürzere Aktivierungszeit der P(f)-Regelleistung zu einer erheblichen Reduktion der zusätzlich benötigten Momentanreserve beiträgt. Bereits heute ist eine schnellere Aktivierungszeit über Umrichter angebundener Netznutzer (z. B. Batteriespeicher am heutigen Primärleistungsmarkt) technisch möglich. Der Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve ist im Szenario *Europäischer Ausgleich* in der Regel höher als im Szenario *Elektrifizierung* und damit für eine Abdeckung des gesamten Szenarioraums auslegungsrelevant. Darüber hinaus ergibt die Sensitivitäts-Untersuchung, dass eine Halbierung der Frequenzabhängigkeit der Lasten etwa zu einer Verdopplung des Bedarfs an zusätzlicher Momentanreserve führt. Dies verdeutlicht den Einfluss direktgekoppelter Lasten auf die Systemsicherheit. Es gilt daher grundsätzlich zu prüfen, ob systemstützende Eigenschaften von Lasten zukünftig gefordert werden sollten. Zur technisch-ökonomischen Bewertung sind jedoch weitere Untersuchungen notwendig.

Da für die hier untersuchte Beeinflussung des Frequenzminimums keine instantane Reaktion des Systems notwendig ist, kann der ermittelte zusätzliche Bedarf an Momentanreserve in diesen Fällen alternativ auch durch eine synthetische Schwungmasse erbracht werden.

Da die im System aktiven konventionellen Erbringer von Momentanreserve bereits im Modell berücksichtigt wurden, muss die zusätzliche Momentanreserve durch alternative Quellen zur Verfügung gestellt werden. Hier wäre neben dem Einsatz von inaktiven oder zusätzlichen konventionellen Erbringern vor allem der Einsatz aktiver umrichtergekoppelter Anlagen möglich. Im Folgenden wird daher ermittelt, welchen Beitrag aktive Anlagen einer bestimmte Netznutzergruppe oder eine Kombination mehrerer Gruppen zur Netzanlaufzeitkonstante liefern müssen, um das ausgewiesene Momentanreserverefizit zu kompensieren. Hierzu eignen sich, aufgrund ihrer hohen Durchdringung in den betrachteten Szenarien, insbesondere WEA und PVA. Der Beitrag jeder Anlage zur Netzanlaufzeitkonstante ( $T_{AN}$ ) wird maßgeblich durch die anlagenspezifische Anlaufzeitkonstante ( $T_{A,i}$ ) bestimmt (vgl. Gleichung (5-1)). Diese kann durch entsprechendes Umstellen der Gleichung ermittelt werden. Dabei wird im Sinne einer worst-case-Betrachtung angenommen, dass die aktive Leistung der betrachteten Netznutzergruppe ausschließlich auf Einheiten zurückzuführen ist, die sich im Nennbetriebspunkt befinden. Dies führt dazu, dass die Anzahl beitrager Anlagen grundsätzlich unterschätzt wird, da WEA sich beispielsweise auch im Teillastbetrieb befinden könnten. Hierdurch wird das  $T_{A,i}$  je Anlage überschätzt, da das erforderliche  $T_{AN}$  über weniger Anlagen verteilt wird.

In Abbildung 6-3 ist das vorzuhaltende  $T_{A,i}$  je aktiver EE-Anlage für unterschiedlich schnelle P(f)-Regelleistungen dargestellt. Zudem wurde in einer Sensitivität untersucht welchen Einfluss das reine Einhalten des Grenzwertes von 49,2 Hz auf das benötigte  $T_{A,i}$  besitzt.

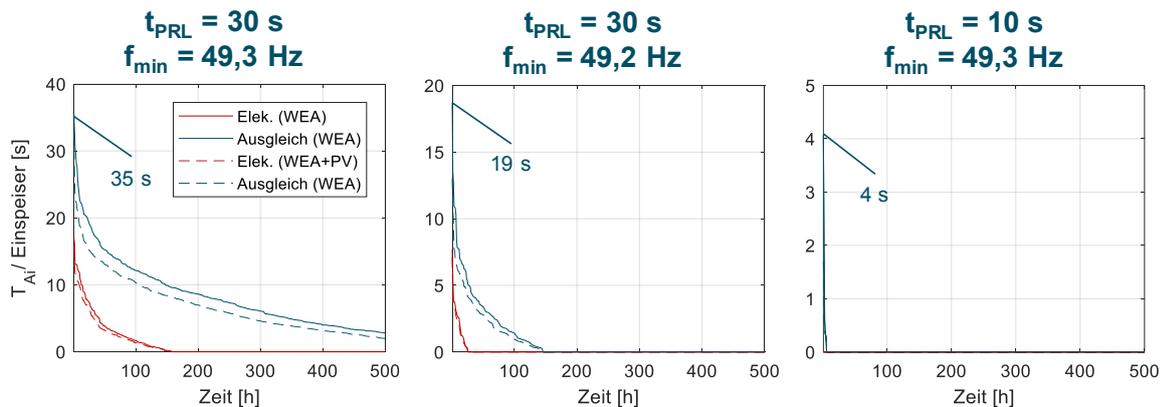


Abbildung 6-3: Benötigtes  $T_{A,i}$  je EE-Anlage zur Einhaltung der Grenzwerte im normativen Ausfall

Die Analyse zeigt, dass sowohl eine Reduktion des Grenzwertes als auch eine schnellere P(f)-Regelleistung den  $T_{A,i}$ -Bedarf je Anlage erheblich reduziert. Eine signifikante Unterstützung der WEA durch PV-Anlagen ist nur im Szenario *Europäischer Ausgleich* zu erwarten. Im Falle einer Aktivierungszeit von 10 s wäre zur Abdeckung des gesamten Szenarioraums ein  $T_{A,i}$  von 4 s je WEA notwendig. Das erforderliche  $T_{A,i}$  liegt damit im Bereich konventioneller Kraftwerke (vergl. Tabelle 5-1). Die Beibehaltung der heutigen Aktivierungszeit bedingt — sowohl zur Einhaltung des heutigen Frequenzminimums als auch zur Einhaltung eines reduzierten Grenzwertes von 49,2 Hz — ein  $T_{A,i}$ , welches über diesem Niveau liegt. Dabei gilt es zu bedenken, dass die Einhaltung eines Frequenzminimums von 49,2 Hz mit einem geringen Bedarf an  $T_{A,i}$  gegenüber dem heutigen Niveau des Minimums von 49,3 Hz einhergeht. Allerdings ist dies auch mit deutlich geringeren betrieblichen Reserven verbunden.

Insgesamt zeigt sich, dass WEA einen erheblichen Beitrag zur Erbringung der zusätzlich notwendigen Momentanreserve leisten können. Die ansonsten notwendige Bereitstellung zusätzlicher Momentanreserve durch konventionelle Kraftwerke oder innovative Betriebsmittel kann somit durch eine Beteiligung von WEA entscheidend verringert werden. So wären beispielsweise 45 zusätzliche GUD-Kraftwerke mit einer Nennleistung von 300 MW und einem  $T_{A,i}$  von 11 s notwendig, um den  $T_{AN}$ -Bedarf von einer Sekunde allein zu decken.

### Momentanreserve-Bedarf im System-Split-Fall

Wie in Unterkapitel 5.3 beschrieben, zeigt die Analyse des System-Split-Falls, dass zukünftig Verletzungen der Grenzwerte für den Frequenzgradienten zu erwarten sind. Für die Einhaltung der Grenzwerte ist der Einsatz von zusätzlicher Momentanreserve notwendig. Im Folgenden gilt es daher zu prüfen, welche Netznutzergruppen diesen Bedarf zukünftig decken können.

Wie in Abschnitt 5.3.2 beschrieben ist zur Einhaltung des Frequenzgradienten von 2 Hz/s im Ursprung bzw. über ein Zeitintervall von 500 ms eine Netzanlaufzeitkonstante von bis zu 17,5 s notwendig. Die notwendige Netzanlaufzeitkonstante wird auch zukünftig in vielen Fällen überwiegend durch die im System vorhandenen direktgekoppelter Synchronmaschinen bereitgestellt. Diese ist jedoch nicht in allen Zeitpunkten ausreichend, um den auftretenden Frequenzgradienten in allen Netzinseln auf den angesetzten Grenzwert zu begrenzen. In jenen Stunden ist die Verfügbarkeit zusätzlicher, d.h. über die im System vorhandenen direktgekoppelten Synchronmaschinen hinausgehenden, Momentanreserveerbringer notwendig. Abbildung 6-4 zeigt die zusätzlich benötigte Netzanlaufzeitkonstante, um den Frequenzgradienten auf 2 Hz/s im Ursprung bzw. über 500 ms zu begrenzen. Diese liegt je nach Szenario und Insel zwischen 1 s und 10,5 s.

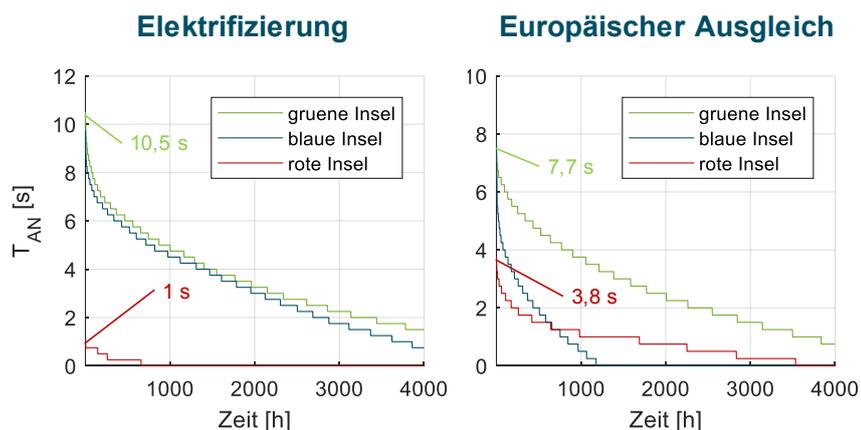


Abbildung 6-4: Zusätzlich notwendiges  $T_{AN}$  je Netzinsel im Jahr 2050 zur Begrenzung des Frequenzgradienten auf 2 Hz/s

Zunächst wird unterstellt, dass in den überspeisten Stunden primär WEA einen Beitrag zur Erbringung der zusätzliche benötigten Netz-anlaufzeitkonstante zur Einhaltung des Grenzwertes leisten. Hierbei zeigt sich, dass in beiden Szenarien das benötigte  $T_{A,i}$  je WEA erheblich ansteigt. Im Maximum würde ein  $T_{A,i}$  je WEA von über 100 s benötigt. Diese Steigerung ist insbesondere auf jene Stunden mit einem hohen Anteil an Off-Shore-Einspeisung zurückzuführen. Unter Berücksichtigung des Erbringerpotenzials von Off-Shore-Anlagen, lässt sich das erforderliche  $T_{A,i}$  je Anlage in diesen Stunden erheblich reduzieren. Hierbei ist zu beachten, dass die Bereitstellung der Momentanreserve von über HGÜ angebondenen Off-Shore-Anlagen durch die Konverterstation der HGÜ erbracht werden muss. Das erforderliche  $T_{A,i}$  unter Berücksichtigung von aktiven On-Shore- und Off-Shore-WEA sowie von PVA in überspeisten Zeitpunkten wird in Abbildung 6-5 dargestellt.

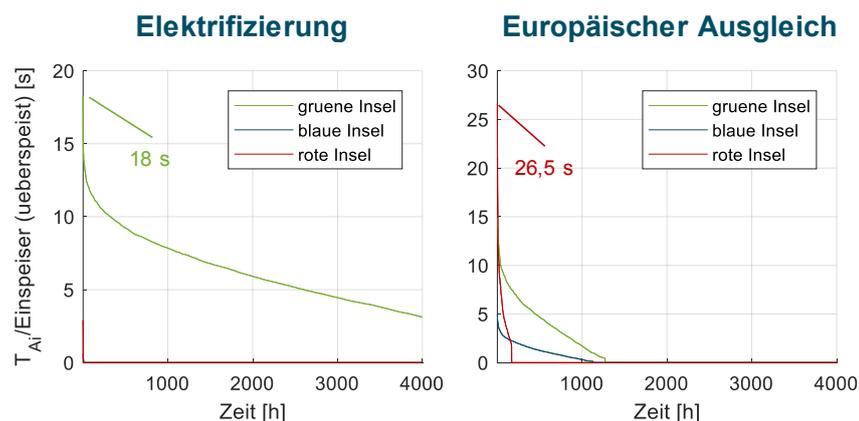


Abbildung 6-5: Benötigtes  $T_{A,i}$  je aktiven Einspeiser (Off-Shore-WEA, On-Shore-WEA, PVA) in überspeisten Stunden zur Begrenzung des Frequenzgradienten auf 2 Hz/s

In einem Großteil der Stunden ist zur Einhaltung des Grenzwertes von 2 Hz/s ein  $T_{A,i}$  im Bereich von 10 s und damit auf dem Niveau heutiger Kraftwerke ausreichend. Diese Untersuchung zeigt deutlich, dass jene Anlagen in die Erbringung von Momentanreserve einzubinden sind, die in kritischen Stunden auch einem hohen Beitrag zum entstehenden Wirkleistungsungleichgewicht  $\Delta P$  beitragen. Damit erfolgt eine verursachungsgerechte Umlegung auf die entsprechenden Einspeiser und Lasten.

Für die unterspeisten Stunden wird angenommen, dass primär Lasten einen Beitrag zur Bereitstellung der benötigten Netzanlaufzeitkonstante liefern. Abbildung 6-6 zeigt das erforderliche  $T_{A,i}$  je Last in diesen Zeitschritten.

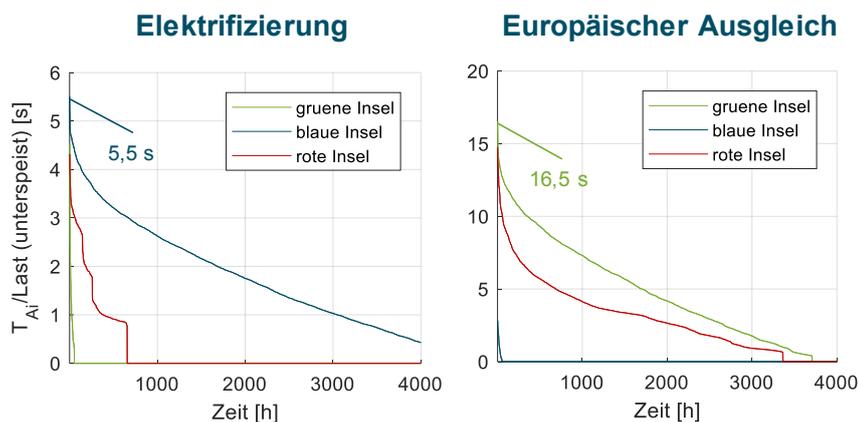


Abbildung 6-6: Benötigtes  $T_{A,i}$  je Last in unterspeisten Stunden zur Begrenzung des Frequenzgradienten auf 2 Hz/s

Abhängig vom betrachteten Szenario steigt somit das erforderliche  $T_{A,i}$  je Last auf ein Maximum von 5,5 s bzw. 16,5 s. Nur im Szenario *Europäischer Ausgleich* steigt damit das erforderliche  $T_{A,i}$  in wenigen Stunden in einen Bereich der über dem  $T_{A,i}$  Niveau konventioneller Momentanreserveerbringer liegt.

Neben der Identifikation notwendiger Beiträge einzelner Netznutzergruppen zur Begrenzung des Frequenzgradienten im Ursprung bzw. über ein Zeitintervall von 500 ms auf 2 Hz/s, werden im Rahmen dieses Kapitels auch die Beiträge der Netznutzergruppen zur die Einhaltung des Grenzwertes im Ursprung von 4 Hz/s untersucht. Hierbei sei nochmals erwähnt, dass die Untersuchung hinsichtlich der Einhaltung dieses Grenzwertes nicht durch europäische gesetzliche oder normative Vorgaben motiviert ist, wenngleich sie an internationale Vorgaben angelehnt ist. Vielmehr verfolgt diese Untersuchung das Ziel, das Zusammenspiel von Momentanreserve und synthetischer Schwungmasse zur Begrenzung des Frequenzgradienten aufzuzeigen. Die grundlegende Überlegung ist, jene zusätzliche Netzanlaufzeitkonstante zu identifizieren die notwendig ist, um den Frequenzgradienten auf einen weniger restriktiven Grenzwert (hier 4 Hz/s) zu beschränken. Die darüber hinaus zusätzlich erforderliche Netzanlaufzeitkonstante zur Einhaltung eines restriktiveren

Grenzwertes gemittelt über ein Zeitintervall (hier 2 Hz/s über 500 ms) kann dann auch mit Unterstützung einer synthetischen Schwungmasse bereitgestellt werden. Diese Annahmen sind weniger restriktiv als der alleinige Grenzwert von 2Hz/s im Ursprung und führen folglich zu einem weniger robusten System, verdeutlichen aber das Zusammenspiel zwischen Momentanreserve und synthetischer Schwungmasse.

Insgesamt ist zur Begrenzung des Frequenzgradienten auf 4 Hz/s im Ursprung die Vorhaltung einer Netzanlaufzeitkonstante von bis zu 8,8 s notwendig. Unter Berücksichtigung der im System vorhandenen direktgekoppelten Synchronmaschinen verbleibt zur Einhaltung des Grenzwertes die Notwendigkeit einer zusätzlichen Netzanlaufzeitkonstante zwischen 0,3 s und ca. 4,7 s. (vgl. Abbildung 6-7).

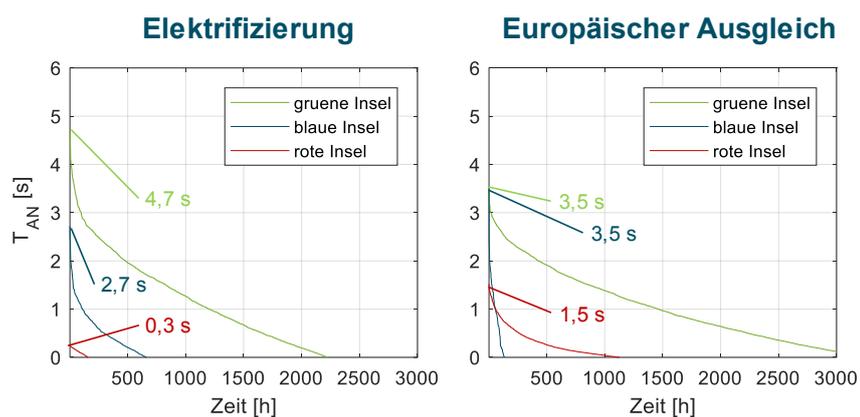


Abbildung 6-7: Zusätzlich notwendiges  $T_{AN}$  je Netzzinsel im Jahr 2050 zur Begrenzung des Frequenzgradienten im Ursprung auf 4 Hz/s

Die Untersuchung hinsichtlich möglicher Erbringer der zusätzlichen Momentanreserve in den Netzzinseln zeigt eine deutliche Abhängigkeit bezüglich der Wirkrichtung des Frequenzgradienten. So erweisen sich in jenen Zeitpunkten, in denen ein Wirkleistungsüberschuss in den Netzzinseln vorherrscht, insbesondere WEA als eine geeignete Netznutzergruppe zur Erbringung der zusätzlichen Momentanreserve. Das hierzu benötigte  $T_{A,i}$  je WEA, Szenario und Netzzinsel für ausschließlich überspeiste Stunden wird in Abbildung 6-8 aufgezeigt. Unterspeiste Stunden werden nicht dargestellt. Berücksichtigt werden hierbei nur aktive Anlagen.

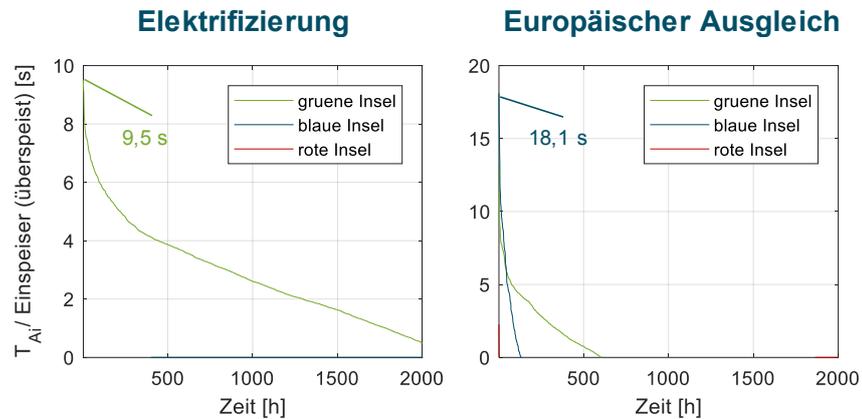


Abbildung 6-8:  $T_{A,i}$  je WEA zur Einhaltung des Grenzwertes für den Frequenzgradienten von 4 Hz/s im Ursprung in überspeisten Netzinseln

Es zeigt sich, dass bereits die Vorhaltung eines geringen  $T_{A,i}$  je WEA von 4 s die Einhaltung des Grenzwertes in einem Großteil der überspeisten Zeitpunkte ermöglicht. Die Deckung aller Zeitpunkte ist hingegen mit einer überproportionalen Erhöhung des  $T_{A,i}$ -Bedarfs verbunden. Dies bedingt im Szenario *Elektrifizierung* bereits ein  $T_{A,i}$  von 9,5 s und 18,1 s im Szenario *Europäischer Ausgleich*. Entsprechend ist die Notwendigkeit der Auslegung der Momentanreserve auf die Einhaltung der Grenzwerte in allen Zeitpunkten beider Szenarien und damit die Aufrechterhaltung aller Inseln zu hinterfragen.

In jenen Zeitpunkten, in denen das Leistungssaldo eine Unterspeisung der Netzinseln aufweist, ist die Wahl der geeigneten Netznutzergruppe zusätzlich vom Szenario abhängig. Während WEA sich auch in den unterspeisten Zeitschritten des Szenarios *Elektrifizierung* als geeignete Erbringer erweisen, erfordert das entsprechende Sicherheitsniveau im Szenario *Europäischer Ausgleich* etwa das 20-Fache  $T_{A,i}$  je WEA und liegt damit deutlich über dem Niveau konventioneller Kraftwerke. Lasten erweisen sich hingegen in beiden Szenarien als eine geeignete Netznutzergruppe. Die Vorhaltung eines möglichst diversen Erbringerfelds ist daher zur Abdeckung der beiden betrachteten Szenarien sowie einer Vielzahl möglicher Inselnetzkonstellationen essenziell. Abbildung 6-9 stellt das benötigte  $T_{A,i}$  je aktiver Last dar, um den Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve in den unterspeisten Zeitschritten zu decken.

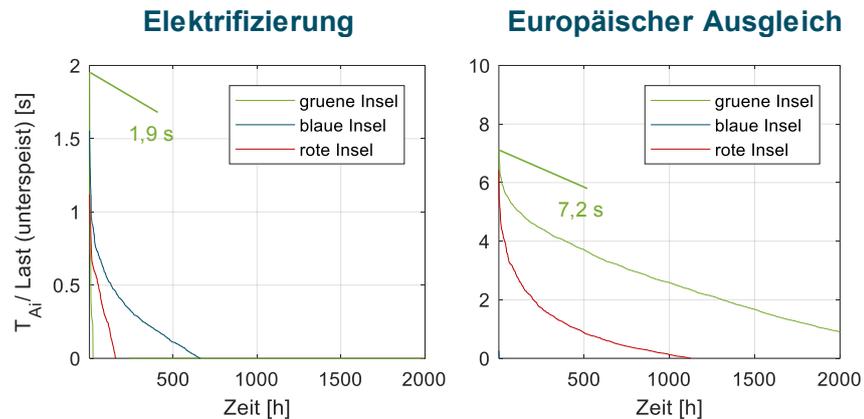


Abbildung 6-9:  $T_{A,i}$  je Last zur Einhaltung des Grenzwertes für den Frequenzgradienten im Ursprung vom 4 Hz in den unterspeisten Stunden je Netzinsel Netzinseln

Der  $T_{A,i}$ -Bedarf liegt im Maximum bei 1,9 s bzw. 7,2 s und damit insgesamt unterhalb des  $T_{A,i}$ -Niveaus der WEA in den überspeisten Zeitpunkten (9,5 s und 18,1 s). Auch in den unterspeisten Zeitschritten würde ein  $T_{A,i}$  von 4 s (hier je Last, nicht je WEA) bereits ausreichen, um den Großteil der Zeitschritte abzudecken. Im Szenario *Elektrifizierung* deckt diese Auslegung bereits den Bedarf aller unterspeisten Zeitschritte.

Diese Untersuchungen zeigen, dass die Kombination aus Momentanreserve und synthetischer Schwungmasse das Potenzial aufweist die Systemstabilität zu erhöhen, ohne zwingend weitere direktgekoppelte Synchrongeneratoren erforderlich zu machen. Dies bedeutet explizit nicht, dass Momentanreserve zur Begrenzung des Frequenzgradienten im Ursprung vollständig durch synthetische Schwungmasse substituiert werden kann, sondern, dass die Hinzunahme von synthetischer Schwungmasse das System zusätzlich stützen kann. So könnte bspw. grundsätzlich der heute systemisch relevante maximale Frequenzgradient von 2 Hz/s um einen restriktiveren Grenzwert (z. B. 1 Hz/s) über ein Zeitintervall erweitert werden. Dies würde zusätzlich zur Systemstabilität beitragen, ohne den direkten Bedarf an Momentanreserve zu induzieren, da der zeitlich gemittelten Vorgabe auch mit einer synthetischen Schwungmasse begegnet werden kann. Für die Vorhaltung der Netzanlaufzeitkonstante aus synthetischer Schwungmasse ist dabei ein möglichst diverses Erbringerfeld zur Begegnung der unterschiedlichen Szenarien sowie einer Vielzahl möglicher Inselnetzkonstellationen essenziell.

### 6.1.3 Ausgestaltung der Momentanreserve- und P(f)-Regelleistungserbringung

Im Falle eines Leistungssprungs wird die entsprechende Leistung im ersten Moment ausschließlich durch die Momentanreserve zur Verfügung gestellt. Die verfügbare Momentanreserve ist damit entscheidend für die Begrenzung des resultierenden Frequenzgradienten im Ursprung. Im System-Split-Fall ist zu erwarten, dass die auftretenden Leistungssprünge die 3 GW eines normativen Ausfalls um ein Vielfaches übersteigen können. Die gewünschte Sicherheit zur Beherrschung des Frequenzgradienten im Ursprung im System-Split-Fall ist damit ausschlaggebend für die im System notwendige Momentanreserve. Eine, für die weitere Begrenzung des Frequenzgradienten auf 2 Hz/s über ein Zeitintervall von 500 ms, hinreichend schnelle P(f)-Regelung kann die Momentanreserve hierbei unterstützen. Wie in Abbildung 6-10 exemplarisch skizziert, können Regelleistungen hierzu jedoch keinen signifikanten Beitrag leisten, auch wenn sie über eine hinreichend schnelle Aktivierungszeit verfügen würde, da sie lediglich auf den Leistungssprung des normativen Ausfalls ausgelegt werden. Die Begrenzung des Frequenzgradienten ermöglicht vielmehr das Auslösen von Emergency Control Maßnahmen.



Abbildung 6-10: Mögliche Ausgestaltung der SDL zur Frequenzhaltung im Falle eines System-Split-Ereignisses

Eine synthetische Schwungmasse kann in diesem Fall jedoch unterstützend wirken. Diese würde zusätzlich zur Momentanreserve nach einer kurzen Aktivierungszeit einen Teil des Leistungssprungs ausgleichen und damit den Frequenzgradienten zusätzlich begrenzen. Voraussetzung wäre eine entsprechende Auslegung der verfügbaren Leistung, welche über die Leistungsbereitstellung der Regelleistungen hinausgeht.

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Untersuchungen zur Beherrschung der Grenzwerte des Frequenzgradienten zeigen, dass zur deren Einhaltung ein zusätzlicher Bedarf an Momentanreserve besteht. Insbesondere umrichtergekoppelte Netznutzer können hier einen Großteil des zusätzlichen Bedarfs decken. Entsprechend der in Unterkapitel 4.2 aufgezeigten Erbringungsmöglichkeiten wäre dies beispielsweise durch parallel netzbildende Umrichter mit einem U-einprägenden Klemmverhalten möglich. Hierzu gilt es jedoch die Leistungsparameter des Zwischenkreises und ggf. nachgelagerte Regelungen entsprechend zu dimensionieren.

Bei der Auslegung der Momentanreserve und ggf. einer synthetischen Schwungmasse ist neben dem reinen Bedarf zudem die regionale Verteilung der Erbringer zu berücksichtigen. Die Ausgestaltung der Inselnetze ist grundsätzlich nicht vorhersehbar. Eine ungünstige geografische Verteilung der Erbringer kann daher dazu führen, dass in einigen Inseln nicht genügend Momentanreserve zur Verfügung steht. In diesem Zusammenhang gilt es daher perspektivisch eine Bewertungsmethodik zu entwickeln, welche den Bedarf an Momentanreserve lokal bestimmt.

Das Zusammenspiel zwischen der verfügbaren Momentanreserve, einer synthetischen Schwungmasse sowie der  $P(f)$ -Regelleistung beeinflusst die Einhaltung des Frequenzminimums im normativen Ausfall. Die Auslegung der Momentanreserve für den System-Split-Fall entscheidet daher über die Ausgestaltung der Regelleistungen zur Absicherung des normativen Ausfalls. Grundsätzlich unterschieden werden kann hierbei zwischen drei Ausgestaltungsmöglichkeiten. Diese werden in Abbildung 6-11 skizziert.

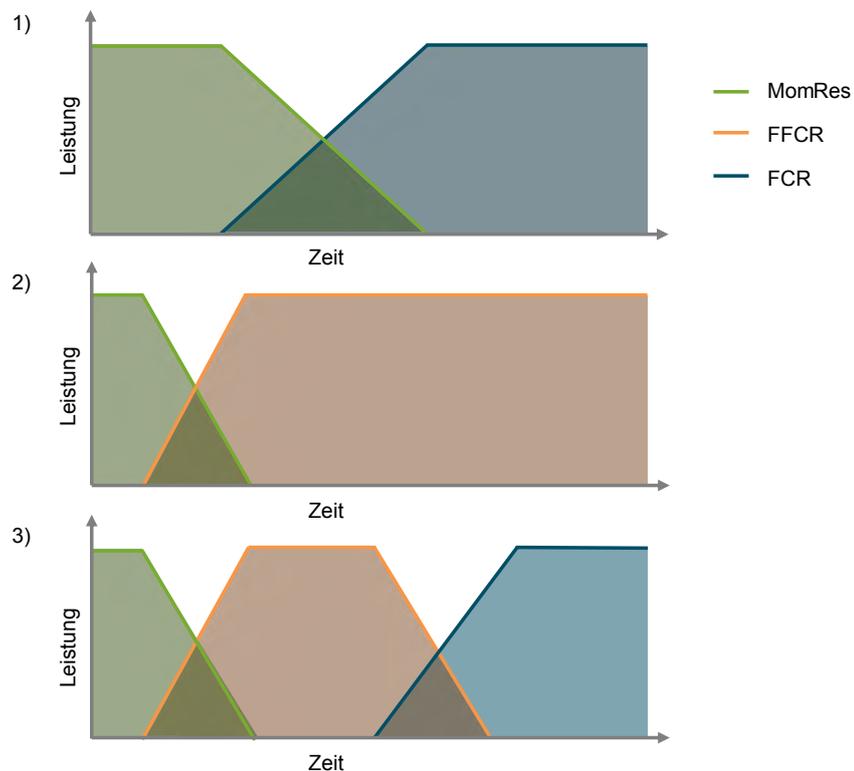


Abbildung 6-11: Ausgestaltungsoptionen der SDL zur Frequenzhaltung im Rahmen des normativen Ausfalls

Die erste Möglichkeit orientiert sich an der heutigen Ausgestaltung. Die Aktivierungszeit der P(f)-Regelleistung wird nicht angepasst. Voraussetzung hierzu ist jedoch ein hohes Maß zusätzlicher Momentanreserve bzw. eine optionale synthetische Schwungmasse im System. Diese Möglichkeit wäre denkbar, bei einer Auslegung der Momentanreserve auf ein möglichst hohes Sicherheitsniveau im System-Split-Fall.

Die zweite und dritte Möglichkeit beschreibt ein System, in dem die verfügbare Momentanreserve bzw. eine optionale synthetische Schwungmasse ohne eine Anpassung der Aktivierungszeit der P(f)-Regelung nicht zur Absicherung des normativen Ausfalls ausreicht. Hier wird ein schnelleres Regelleistungsprodukt benötigt. Die Dimensionierung der Aktivierungszeit dieser FFCR ist dabei abhängig von der zukünftig sicher verfügbaren Momentanreserve des Systems. In Ausgestaltungsmöglichkeit 2) wird angenommen, dass die FFCR die FCR ersetzt. Dies hätte den Vorteil, dass im Gegensatz zu Möglichkeit 3), in der die FFCR zusätzlich zur FCR gefordert wird, der Aufwand für die Realisierung eines Übergangs zwischen

den Regelleistungen entfallen würde. Möglichkeit 3) hätte dagegen den Vorteil, dass die Regelleistungen optimal an die Erbringungsmöglichkeiten verschiedener Netznutzer angepasst werden können. Hierdurch würde sich das Feld möglicher Regelleistungserbringer deutlich erweitern, da so auch „langsamere“ Netznutzer oder auch solche die nur über einen kleinen Energiespeicher verfügen am Regelleistungsmarkt partizipieren können. Zudem könnte in diesem Fall die FFCR eine andere Regelcharakteristik aufweisen (bspw. eine PD- statt einer reinen P-Regelung). Ebenso gilt es zu prüfen, ob bei einer Realisierung der zweiten Möglichkeit eine ausreichende Anzahl von Erbringern die vorgegebenen Anforderungen erfüllen kann und damit noch genügend Leistung über einen ausreichenden Zeitraum zur Verfügung steht.

#### 6.1.4 Frequenzrückführung

Wie in den Abschnitten 5.4.2 und 5.4.3 aufgezeigt, ist der zukünftige Bedarf an SDL zur Frequenzrückführung stark vom jeweiligen Szenario abhängig. Zur Absicherung des Maximums ist, im Bereich der SRL in positiver Regelrichtung ein Bedarf zu decken, der 30 % über dem heutigen Bedarf liegt. Der Bedarf in negativer Regelrichtung steigt um bis zu 38 %. Im Folgenden wird untersucht, welche Netznutzergruppen den zukünftigen Bedarf decken können.

Hierzu werden zunächst die Leistungsreserven von Kraftwerken und Speichern unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen ermittelt. Dies erfolgt auf Basis der Ergebnisse der Energiemarkt-Simulation. Aus dieser ist das Verhalten der einzelnen Teilnehmer bereits bekannt. Unter Berücksichtigung der bereits genutzten und technisch möglichen Leistungsgrenzen und -gradienten, kann daraus bestimmt werden welche Leistungsreserven diese Netznutzergruppen aufweisen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Energiemarktsimulation ausschließ als Energy-Only-Market erfolgt und daher keine Anreize für den teillastbetrieb für Kraftwerken bestehen. Daher stehen in dem Modell weniger Potenziale für positive Regelleistung zur Verfügung als dies im realen Energiemarkt der Fall wäre. Die Ergebnisse zeigen, dass die vorhandenen Leistungsreserven im überwiegenden Anteil des untersuchten Jahres (98,6 %) ausreichend sind, um den Bedarf an SRL zu decken. In einigen

Stunden ergibt dich jedoch ein Defizit an kurzfristiger Regelfähigkeit. Dieses ist in Abbildung 6-12 in Form einer geordneten Jahresdauerlinie dargestellt.

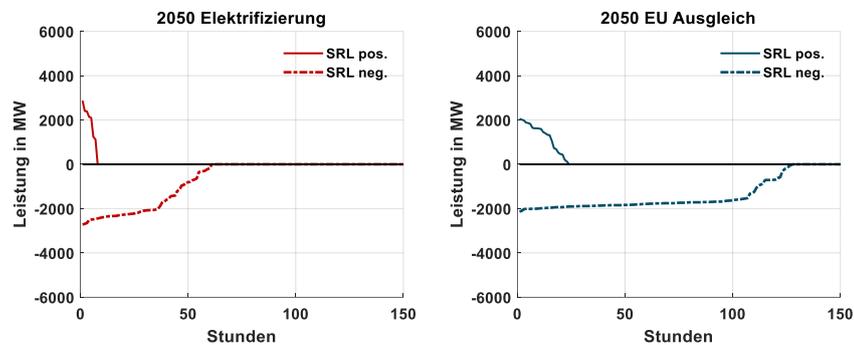


Abbildung 6-12: Geordnete Jahresdauerlinie des Defizits an SRL

Entsprechend der Abbildung ergibt die Untersuchung der verfügbaren Leistungsreserven von konventionellen Kraftwerken und Speichern und Flexibilitätsoptionen, dass unabhängig vom Szenario in nahezu allen Stunden des Jahres der SRL-Bedarf von diesen Netznutzern, mit Ausnutzung der verfügbaren Flexibilitätsoptionen, gedeckt werden kann. Je nach Szenario und Vorzeichen der Regelleistung ergibt sich ein Defizit in ca. 7 Stunden bis 120 Stunden. Die Defizitleistung beträgt hierbei bis zu 3 GW.

Bedarflücken in negativer Regelrichtung ergeben sich ausschließlich in Situationen mit hoher EE-Einspeisung. Entsprechend lässt sich die Bedarfslücke durch eine Qualifikation von ca. 5 % der Wind-einspeisung erreichen. Im Szenario *Europäischer Ausgleich* bietet sich aufgrund der vglw. geringeren WEA-Leistung auch die Nutzung der PV-Anlagen an. Auch hier wäre die Qualifikation von 5% der installierten Leistung ausreichend. Alternativ kann der gesamte Bedarf durch flexible Biomasse gedeckt werden, deren Flexibilität im Energiemarkt noch nicht berücksichtigt wurde.

Die Abdeckung von Bedarfslücken in positiver Regelrichtung erweist sich als anspruchsvoller, da EE-Anlagen i. d. R. über keinen Energiespeicher (im Sinne der Frequenzrückführung) verfügen. Grundsätzlich erweisen sich Biomasseanlagen (BMA) auch in diesen Fällen aufgrund ihrer bereits heute vorhandenen Regelfähigkeiten als mögliche Erbringer. Analysen hinsichtlich möglicher Bedarfslücken zeigen eine mögliche Lücke in wenigen Stunden des

Jahres. Jedoch ist zu erwarten, dass durch Ausnutzung der Flexibilitäten neuer Lasten diese Lücken weiter reduziert werden können.

Die Abschätzung des zukünftigen MRL-Bedarfs unterliegt aufgrund der Methodik sowie der schwer abschätzbaren marktlichen und technologischen Entwicklungen, enormen Unsicherheiten, insbesondere hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Einspeiseprognosen von EE-Anlagen. Diese erlauben es nicht den tatsächlich zu deckendem MRL-Bedarf zum jetzigen Zeitpunkt mit hinreichender Sicherheit abzuschätzen. So ist es beispielsweise denkbar, dass der kurzfristige, fahrplanbasierte Flexibilitätsbedarf, der heute durch die MRL abgebildet wird, vollständig durch den Energiemarkt gedeckt werden kann. Diese Hypothese stellt eine Fortführung des Trends der letzten Jahre dar, in dem sowohl die Vorlaufzeit für Fahrplanänderungen als auch die Ausschreibungsmengen der MRL ständig reduziert wurden.

Zusätzlich ließe sich der SRL- und MRL-Bedarf zukünftig auch durch eine Veränderung des Regelkonzeptes verringern: Die Regelgröße der heutigen „requ enz c kf h rung“ stellt nicht die Netzfrequenz, sondern das Leistungssaldo der einzelnen Regelzonen dar. Durch eine Veränderung des Regelkonzeptes, welches die Netzfrequenz als Regelgröße verwendet, ließe sich der Leistungsbedarf ggf. deutlich reduzieren. Diese Umstellung wurde jedoch nicht untersucht und wirft zudem eine Reihe praktischer Fragen (z. B. Netzengpässe, energetischer Ausgleich der Regelzonen etc.) auf.

## 6.2 Anpassung der SDL-Erbringung zur Spannungshaltung

Nachfolgend werden zukünftige Anforderungen an die Ausgestaltung der SDL zur Spannungshaltung diskutiert. Der Fokus liegt auf dem Jahr 2050. Hierbei gilt es zu prüfen welche Anpassungen erforderlich sein werden, um den Herausforderungen des zukünftigen elektrischen Energieversorgungssystems zu begegnen. Zudem wird aufgezeigt welche Netznutzer zukünftig im Rahmen einer angepassten SDL-Struktur einen Beitrag zur Spannungshaltung leisten können.

## 6.2.1 Kompensationsanlagen und schnelle Blindleistungsquellen

Die zur stationären Spannungshaltung notwendige Blindleistung kann uneingeschränkt durch Kompensationselemente erbracht werden. Die durchgeführte Abschätzung der unteren Schranke (Minimalbedarf) des statischen Blindleistungsbedarf weist eine Erbringungslücke von bis zu 25 Gvar bzw. 40 Gvar bis zum Jahr 2050 aus. Bei einer durchschnittlichen Anlagengröße von 300 Mvar entspricht dies einem zusätzlichen Bedarf gegenüber den im NEP bis 2030/2035 vorgeschlagenen Kompensationsanlagen von 83 bis 134 Einheiten. Bei der ermittelten Größenordnung muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Blindleistungsstellfähigkeit von Gaskraftwerken im Übertragungsnetz berücksichtigt wurde. Werden diese zukünftig vermehrt im Verteilnetz angeschlossen und wird unterstellt, dass diese nicht für eine netzebenenübergreifende Blindleistungsbereitstellung genutzt werden können, erhöht sich der Bedarf an Kompensationselementen im Übertragungsnetz entsprechend deutlich. Auch dem Wegfall von schnellen Blindleistungsquellen muss adäquat begegnet werden. Heute werden schnelle Änderungen der Spannung i. d. R. durch die AVR von Anlagen in der HöS-Ebene ausgeglichen. Bis zum Jahr 2050 werden diese vermehrt durch DEA substituiert. Auch der starke Zubau von Gaskraftwerken im Szenario *Elektrifizierung* kann diesem Wegfall nur teilweise entgegenwirken, da diese nur in vglw. wenig Stunden des Jahres zur Verfügung stehen. Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten sind jedoch zwingend dauerhaft verfügbare und verlässliche Blindleistungsquellen erforderlich. Hieraus ergeben sich grundsätzlich veränderte Anforderungen an die Reaktionszeiten von Netznutzern, sofern diese schnellen Spannungsänderungen entgegenwirken sollen.

Über Umrichter angebundene Netznutzer bieten grundsätzlich ein großes Potenzial zur Spannungsstützung auch für das Übertragungsnetz. Grundsätzlich sind dezentrale Energieumwandlungsanlagen, welche z. B. über Umrichter angebunden sind, bereits heute in der Lage Blindleistung für die lokale Spannungshaltung zur Verfügung zu stellen. Dies wird aktuell im Rahmen unterschiedlicher Verfahren wie z. B. über eine Q(U)-Regelung genutzt. Zeitkonstanten für die dezentralen Regelungen liegen hier im Sekundenbereich.

Sollen Anlagen des Verteilnetzes einen Teil der Funktionalität von wegfallenden Großkraftwerken zunehmend ersetzen, sind hier ggf. auch deutlich schnellere Reaktionszeiten zur Substitution von direkt spannungsregelnden-Elementen im Übertragungsnetz erforderlich. Dabei können sowohl Erzeuger als auch Lasten (vgl. Unterkapitel 4.2) aktiv zur Spannungshaltung beitragen. Daher wird empfohlen beim zukünftigen Bedarf an Blindleistungsquellen zwischen einer schnellen Form der Blindleistungsbereitstellung von einer eher langsameren Form zu unterscheiden. Die technische regulatorische Ausgestaltung einer solchen schnellen Blindleistungsbereitstellung gilt es in zukünftigen Studien zu untersuchen. Die schnellere Bereitstellung ist dabei von der Bereitstellung von Kurzschlussleistung abzugrenzen, da diese nicht für den Fehlerfall, sondern für den Normalbetrieb eingesetzt werden würde und entsprechend auszulegen ist. Grundsätzlich sind über Umrichter gekoppelte Anlagen hierzu in der Lage. Voraussetzung ist jedoch, dass die Umrichter über eine Regelung verfügen und auf derartige Regelgeschwindigkeiten ausgelegt sind. Diese Voraussetzungen könnten in der TAR geregelt oder marktseitig angereizt werden. Um den sicheren Systembetrieb jedoch zu garantieren sind ergänzend auch dauerhaft verfügbare schnell regelnde Blindleistungsquellen erforderlich. Bei der Installation neuer Kompensationsanlagen sollten daher auch schnell regelbare Einheiten berücksichtigt werden. Bei dezentralen Konzepten sind daher insbesondere etwaige Latenzen zu berücksichtigen.

## **6.2.2 Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz**

In der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ konnte gezeigt werden, dass der zukünftige Bedarf an Blindleistung mit dem Blick auf das System 2030 sowohl durch Betriebsmittel im Übertragungsnetz als auch durch dezentralen Energieumwandlungsanlagen gedeckt werden kann. Bereits heute erfolgt ein nennenswerter Teil der lokalen Spannungshaltung im Verteilnetz durch Netznutzer im Verteilnetz. Im Allgemeinen ist in vielen dieser Netze auch eine Entwicklung von einer passiven hin zu einer aktiven Betriebsweise erkennbar. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklung wird nachfolgend die spannungsebenenübergreifende Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz analysiert, das Potenzial eingeschätzt sowie die zur Nutzung notwendigen Voraussetzungen und Entwicklungen

aufgezeigt. Die Bewertung der Auswirkungen auf die Netzverluste wird qualitativ adressiert eine quantitative Bewertung findet nicht statt.

### **Methodik zur Bewertung des Blindleistungspotenzials aus dem Verteilnetz**

Die Bewertung des Blindleistungspotenzial basiert auf der in [32] entwickelten Methodik und wurde bereits im Rahmen der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ [3] genutzt und vorgestellt. Diese wird nachfolgend kompakt zusammengefasst.

Die Berechnung des Blindleistungspotenzials auf den unterschiedlichen Spannungsebenen des VN basieren auf realen Netzdaten. Die Bewertung erfolgt für die NS-, MS- und HS-Ebene separat, wobei die ermittelten Potenziale bei der Bewertung der überlagerten Netzebene berücksichtigt werden. Auf diese Weise wird die vollständige Blindleistungskette von der NS-Ebene bis zum HöS/HS-Transformator bewertet. In einem ersten Schritt werden die zugrundeliegenden Prognosen den jeweiligen Netzregionen zugeordnet und in Form von dezidierten Anlagen (hier WEA und PVA) auf die bestehenden Netzknoten zufällig verteilt. Auf diese Weise wird eine realitätsnahe Versorgungsaufgabe im Zieljahr generiert. Anschließend werden in jedem Netz AC-Leistungsflussrechnungen für den Starklast- und Rückspeisefall durchgeführt. Dabei wird unterstellt, dass alle Anlagen auch ohne Wirkleistungseinspeisung Blindleistung zur Spannungshaltung bereitstellen können. Eine derartige Blindleistungsbereitstellung wird nach heute geltenden Richtlinien nicht gefordert und stellt somit eine Erweiterung der technischen Anschlussbedingungen dar, wenngleich die technischen Voraussetzungen für den sogenannten STATCOM-Betrieb grundsätzlich gegeben sind. Im Rahmen der Methodik wird der verfügbare Blindleistungsstellbereich wirkleistungsabhängig über einen konstanten Leistungsfaktor ( $\cos(\varphi)$ ) definiert.

Für jedes Netz wird anschließend die Last, die DEA-Einspeisung sowie die Blindleistungsbereitstellung in diskreten Stufen von 0 p.u. bis 1 p.u. erhöht. Für jede dieser Variationen erfolgt eine separate Leistungsflussrechnung. Auf diese Weise kann für jeden Betriebspunkt ein Wertepaar für den maximal induktiv und maximal kapazitiv

möglichen Blindleistungsbeitrag am Übergabetransformator bestimmt werden. Die ermittelten Grenzen berücksichtigen sowohl mögliche Verletzungen des Spannungsbandes als auch thermischen Belastbarkeitsgrenzen im Verteilnetz. Die ermittelten Blindleistungsbeiträge sind für das untersuchte Netzgebiet bestimmt und gelten nur für die dort installierte Leistungen aus DEA. Um eine Vielzahl unterschiedlicher Versorgungsaufgaben mit unterschiedlicher DEA-Durchdringung abbilden zu können, erfolgt eine Variation des DEA/Last-Verhältnisses, indem die DEA-Leistung variiert, die Last jedoch konstant gehalten wird. Somit wird für jedes DEA/Last-Verhältnis und jeden möglichen Betriebspunkt ein maximal induktiver und maximal kapazitiver Blindleistungsbetrag ermittelt und an die überlagerte Netzebene übergeben. Dieses Vorgehen wird für alle Netzebenen analog durchgeführt, wobei das zur Verfügung stehende Spannungsband zwischen den Netzebenen aufgeteilt wird. In Abbildung 6-13 erfolgt eine exemplarische Darstellung des ermittelten Potenzials eines exemplarischen Verteilnetzes. Dieses wird durch die thermischen Grenzströme der Leitungen und Transformatoren, das zulässige Spannungsband sowie durch die übliche Dimensionierung des Umrichters der DEA beschränkt.

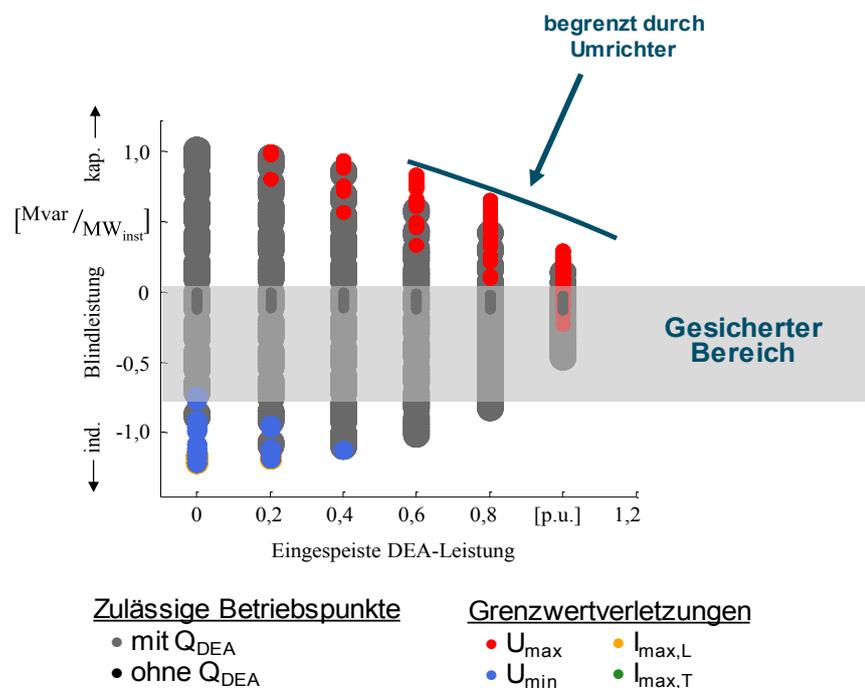


Abbildung 6-13: Exemplarische Darstellung des Blindleistungspotenzials auf Verteilnetzebene (in Anlehnung an [3])

### Ermitteltes Blindleistungspotenzial aus dem Verteilnetz

Durch die Analyse einer Vielzahl unterschiedlicher Netze und Belastungssituationen kann das gesicherte Blindleistungspotenzial des Verteilnetzes unter den genannten Voraussetzungen (wirkleistungsneutrale Blindleistungsbereitstellung) bestimmt werden. Dieses ist auf die kritischste Belastung dimensioniert und somit in einer Vielzahl der Stunden des Jahres noch höher. Tabelle 6-1 gibt eine Übersicht des ermittelten gesicherten Blindleistungsstellbereichs des 110-kV-Verteilnetzes in Abhängigkeit des Verhältnisses zwischen installierter Erzeugungsleistung und angeschlossener Netzlast.

Tabelle 6-1: Blindleistungspotenziale aus dem 110-kV-Verteilnetz (basierend auf [3])

DEA/Last Verhältnis	$Q_{\max}$ induktiv [p.u.]	$Q_{\max}$ kapazitiv [p.u.]
1	-0,50	0,40
2	-0,25	0,20
3	-0,20	0,05
4	-0,20	0,00
5+	-0,20	0,00

### Einordnung des ermittelten Blindleistungspotenzials – Voraussetzungen eines netzebenübergreifenden Ansatzes

Das ausgewiesene Potenzial wurde unter Berücksichtigung lokaler Restriktionen des Verteilnetzes ermittelt. Jedoch ist eine Vielzahl unterschiedlicher Voraussetzungen zu schaffen und damit einhergehende Hemmnisse zu überwinden, um dieses theoretische Potenzial auch praktisch nutzbar zu machen. Hierzu zählt unter anderem die unterstellte wirkleistungsneutrale Blindleistungsbereitstellung der DEA, die Etablierung geeigneter Kontroll- und Regelungskonzepte (z. B. Fahrplanregelungen), verlässliche IKT-Anbindungen, Fall-Back-Lösungen im Fehlerfall sowie die Notwendigkeit, dass der erforderliche Netzausbau in den Verteilnetzen realisiert wird. Im Bereich der Regelungskonzepte sind mögliche Wechselwirkungen, insbesondere im Feld der Dynamik, zu berücksichtigen.

Dies gilt beispielsweise für das Wechselspiel zwischen Blindleistungsaustausch und der Stufung von Transformatoren. Ein robustes Konzept muss diese Wechselwirkungen berücksichtigen und bedingt ggf. Anpassungen der bestehenden Regelungskonzepte [32]. Auch bei Schaffung der notwendigen Voraussetzungen wird die übergeordnete Zielfunktion der Blindleistungsbereitstellung im Verteilnetz zukünftig die lokale Spannungshaltung sein. Darüberhinausgehende Freiheitsgrade können jedoch dem Übertragungsnetz oder anderen Verteilnetzen zur Verfügung gestellt werden. Die technisch-ökonomisch optimale Lösung ist dabei im Einzelfall zu prüfen. Eine netzebenenübergreifende Nutzung von Blindleistungsquellen aus den Verteilnetzen geht dabei über die heutige Nutzung hinaus und setzt auch eine planbare Verfügbarkeit für den überlagerten Netzbetreiber voraus. Um das Potenzial auch praktisch nutzbar zu machen, müssen daher bereits heute Anstrengungen zu Schaffung der notwendigen Voraussetzungen unternommen werden.

#### **Einordnung des ermittelten Blindleistungspotenzials – zusätzliche Blindleistungsquellen im Verteilnetz**

Neben den wichtigen Voraussetzungen sind auch die möglichen Erbringer in den Blick zu nehmen. Die oben durchgeführten Analysen berücksichtigen vorwiegend DEA und damit die Einspeiseseite auf Verteilnetzebene. Insbesondere die zunehmende Durchdringung von neuen Lasten kann das Potenzial zur Blindleistungsbereitstellung deutlich erhöhen. Diese können sowohl für die lokale Spannungshaltung als auch für einen möglichen netzebenenübergreifenden Beitrag genutzt werden. In diesem Zusammenhang gilt es jedoch zu beachten, wie die Netzanbindung des Umrichters erfolgt. So würde eine Blindleistungsbereitstellung rein für Elektrofahrzeuge in AC-Technologie in der NS-Ebene ggf. dazu führen, dass eine größere Dimensionierung des Umrichters im Fahrzeug erfolgen muss. Dies ist darin begründet, dass heute in der Wallbox keine zusätzliche Leistungselektronik zur Blindleistungsbereitstellung im AC-Bereich vorgesehen ist. Im Gegensatz zur Schnellladeinfrastruktur, wo die zusätzliche Leistungselektronik in die Planung der Ladeinfrastruktur integriert werden kann, würde dies eine zusätzliche Blindleistungsbereitstellung ohne eine Änderung auf Wallbox-Seite entweder ein größeres Gewicht des Fahrzeuges oder eine reduzierte Ladeleistung hinsichtlich der Wirkleistung (bei gleichbleibender Umrichterdimensionierung) bedeuten. In der VDE-AR-N 4100 wird eine

Blindleistungsbereitstellung auch bei AC-Ladeeinrichtungen aktuell nicht vorgesehen, ist jedoch bereits in den Anmerkungen als „beabsichtigt“ angegeben. An dieser Stelle muss jedoch die Frage beantwortet werden, ob und ab welcher Ladeleistung eine solche Regelung greifen sollte. So können höhere Ladeleistungen grundsätzlich Spannungsprobleme im Verteilnetz hervorrufen, die über eine Blindleistungsvorgabe teilweise oder gänzlich vermieden werden können. Auf der anderen Seite wird dies aktuell nicht gefordert und steht damit somit dem Netzbetreiber derzeit nicht als Option zur Verfügung.

Bei der Integration von DEA konnte gezeigt werden, dass durch die Nutzung der Blindleistungsstellfähigkeit deutliche Einsparung im Bericht der Investition für Verteilnetze erzielt werden können. Dies wurde in den letzten Jahren in zahlreichen Verteilnetzstudien umfangreich untersucht [1] [91]. Insbesondere in ländlichen Netzen mit tendenziell längeren Leitungsverläufen konnte hier gezeigt werden, dass durch die Blindleistungsstellfähigkeit Spannungsprobleme und damit ein entsprechender Netzausbau vermieden werden kann.

Aktuelle Studien haben gezeigt, dass im Zuge der Sektorenkopplung zunehmend städtische und halbstädtische Regionen von Netzausbaumaßnahmen betroffen sein werden [5] [92]. Diese Studien untersuchen jedoch nicht die Auswirkungen einer aktiven Stellfähigkeiten der Blindleistungsbereitstellung auf den Netzausbau. Da städtische Netze i.d.R. durch kürzere Leitungen geprägt sind, ist eine solche flächendeckende Regelung für AC Ladeinfrastrukturen noch zu untersuchen. Hierbei gilt es abzuwägen, inwiefern ein mögliches Einsparpotential von Netzausbaumaßnahmen dem zusätzlichen Aufwand auf Fahrzeug- bzw. Wallbox-Seite gegenübersteht.

### **Stationäre Blindleistungsanalyse**

Für das Zieljahr 2050 werden die in Abschnitt 5.5.4 ermittelte Erbringungslücke zur statischen Blindleistungsbereitstellung unter Berücksichtigung des zuvor ausgewiesenen Blindleistungspotenzials der Verteilnetze erneut bewertet. Dabei wird unterstellt, dass die hierzu notwendigen Voraussetzungen im Zieljahr geschaffen sind. Ist dies nicht der Fall, so reduziert sich netzebenenübergreifende Beitrag der Verteilnetze entsprechend.

Wird das Potenzial von Anlagen des Verteilnetzes für einen netz-  
ebenübergreifenden Blindleistungseinsatz genutzt, kann ein Groß-  
teil des zusätzlichen Kompensationsbedarfes im Übertragungsnetz  
gedeckt werden. So zeigt die quantitative Analyse der statischen  
Spannungshaltung, dass die für das Jahr 2050 ermittelte Erbrin-  
gungslücke mithilfe der aktiven Blindleistungsbereitstellung aus  
dem Verteilnetz vollständig geschlossen werden kann. Dies ist für  
beide Szenarien sowie für die Sensitivität alternative EE-Verteilung  
zutreffend, sofern die genannten Voraussetzungen geschaffen wer-  
den können. Dann liegt der ermittelte Blindleistungsstellbereich von  
Verteilnetzen in der Größenordnung von klassischen Kompensati-  
onsanlagen im Übertragungsnetz, ohne dabei lokale Restriktionen  
zu verletzen. Erbringer im Verteilnetz können hier sowohl Erzeuger  
als auch Lasten wie z. B. gleich- und umrichtergekoppelte Power-  
to-X, dezentrale Speicher oder Ladeinfrastruktur von Elektrofahr-  
zeugen sein. Je nach Konzept kann das Verteilnetz folglich eine zu-  
nehmend aktivere Rolle im Bereich der Blindleistungsbereitstellung  
einnehmen.

## 6.3 Weitere Anpassungen der SDL- Erbringung

Nachfolgend werden weitere Anforderungen an die Ausgestaltung  
der SDL diskutiert, die weder der Spannungs- noch der Frequenz-  
haltung exklusiv zugeordnet werden können. Auch werden ausge-  
wählte Sensitivitätsbetrachtungen adressiert.

### 6.3.1 Einfluss innovativer Netzbetriebsmittel

Innovative Netzbetriebsmittel bieten vielseitige Möglichkeiten zur  
SDL-Erbringung und können im zukünftigen Energieversorgungssystem  
einen entscheidenden Beitrag zur Aufrechterhaltung der  
Systemsicherheit leisten. Nachfolgend wird der Beitrag für ausge-  
wählte Netzbetriebsmittel bzw. Betriebskonzepte diskutiert.

### Reduktion der Leistungsunterschiede vor Entstehung von Netzeinseln durch HGÜ-Verbindungen und PtX-Anlagen

Im Falle eines System-Split-Falls besitzt neben der verfügbaren Momentanreserve das Leistungssaldo der Netzeinseln einen entscheidenden Einfluss auf die sich einstellenden Frequenzgradienten (vgl. Gleichung (5-2)). HGÜ-Verbindungen können das zwischen den Netzeinseln auftretende Wirkleistungsungleichgewicht effizient reduzieren. Hierzu sind i. d. R. keine gesonderten Betriebsmodi notwendig, da der Leistungsfluss auch im ungestörten Netzbetrieb von der überspeisten Region in die unterspeiste Region erfolgen würde. Auch kann durch die Konverterstationen, eine entsprechende Leistungsreserve im Umrichter vorausgesetzt, Momentanreserve bereitgestellt werden. Beide Aspekte wirken sich im System-Split-Fall positiv auf die resultierenden Frequenzgradienten aus. Abbildung 6-14 gibt eine Übersicht über die möglichen Betriebsmodi der HGÜ sowie die entsprechenden Auswirkungen auf die Systemstabilität unter Berücksichtigung des Leistungssaldi der verbundenen Netzeinseln.

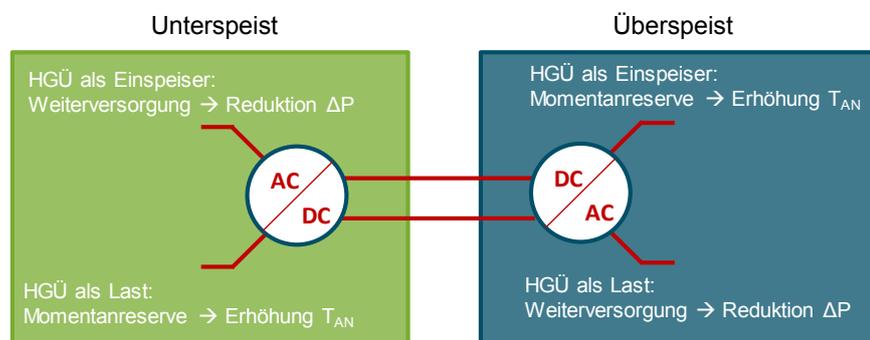


Abbildung 6-14: Betriebsmodi einer HGÜ als Verbindung zweier Netzeinseln unter Berücksichtigung der Leistungssaldi

Im Rahmen einer Sensitivitätsuntersuchung wird geprüft, welchen Einfluss eine Reduktion des Leistungssprungs in den Netzeinseln auf die zusätzlich erforderliche Netzanlaufzeitkonstante besitzt. Hierzu wird im Folgenden exemplarisch die Annahme getroffen, dass HGÜ-Verbindungen zwischen den Netzeinseln die Leistungssprünge um je 10 GW reduzieren. Die Sensitivitätsuntersuchung erfolgt exemplarisch im Szenario *Europäischer Ausgleich* für jene Stunden in denen innerhalb der Netzeinseln eine Überspeisung vorliegt. Es konnte gezeigt werden, dass sich in diesen Stunden vor allem WEA zur Erbringung der zusätzlichen Netzanlaufzeitkonstante eignen.

Ermittelt wird daher die anlagenspezifische Anlaufzeitkonstante ( $T_{A,i}$ ) zur Beherrschung des Frequenzgradienten im Ursprung (vergl. Abschnitt 6.1.2). Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden in Abbildung 6-15 dargestellt.

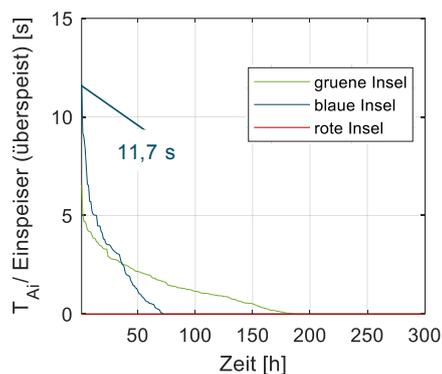


Abbildung 6-15:  $T_{A,i}$  je Einspeiser zur Einhaltung der Grenzwerte für den Frequenzgradienten im Ursprung in überspeisten Netzinseln nach Reduktion des Leistungsgefälles zwischen den Inseln

Das Ergebnis zeigt, dass zur Einhaltung des Grenzwertes maximal ein  $T_{A,i}$  je WEA von 11,7 s erforderlich ist. Gegenüber eines System-Split-Falls ohne Reduktion des Leistungssprung reduziert sich das benötigte  $T_{A,i}$  je WEA deutlich. Das maximal erforderliche  $T_{A,i}$  je WEA reduziert sich hierbei um etwa 35 % (vergl. Abbildung 6-8). Entsprechend bieten Lösungen, die Leistungsunterschiede zwischen den Netzinseln bereits vor einem System-Split-Fall reduzieren ein großes Potenzial zur Erhöhung des Sicherheitsniveaus. Neben HGÜ-Verbindungen bieten auch PtX-Anlagen durch ihr Auftreten als flexible Last die Möglichkeit Leistungsunterschiede zu verringern. Voraussetzung hierfür jetzt jedoch, dass die PtX-Anlagen geographisch und vor allem netztechnisch so positioniert sind, dass sie entsprechend das  $\Delta P$  bereits vor dem Eintreten eines System-Splits reduzieren können. Ein entsprechender Anreiz ist heute jedoch nicht gegeben.

### **Vielfältige Möglichkeiten zur SDL-Erbringung**

Wie die Analysen in Unterkapitel 6.1 zeigen, ist es grundsätzlich möglich das identifizierte Momentanreservedefizit durch einen entsprechenden Beitrag eines diversen Netznutzerfeldes zu decken. Die in Unterkapitel 4.1 genannten Netzbetriebsmittel können durch

ihr Momentanreservepotenzial ebenfalls einen Beitrag zur Momentanreserve leisten und so ggf. noch vorhandene Bedarfslücken schließen. Da diese Betriebsmittel nicht primär für diesen Einsatz errichtet werden, kann ein möglicher Beitrag jedoch nicht als gesichert angenommen werden.

Neue Netzbetriebsmittel können und sollten nach Möglichkeit auch aktiv zur Spannungshaltung beitragen, selbst wenn ihr primärer Anwendungsbereich eine andere Zielsetzung verfolgt. So können HGÜ-Konverterstationen, umrichtergekoppelte PtX-Anlagen und auch die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge effizient zur lokalen Spannungshaltung beitragen oder sogar einen netzebenenübergreifenden Beitrag leisten.

### **Das Netzbooster-Konzept bedingt eine erhebliche Änderung in der Planung und vor allem im Betrieb von Netzen.**

Zur Einbindung von Netzboostern oder anderen kurativ eingesetzten leistungsflusssteuernden Elementen muss ein kuratives Engpassmanagement in der Betriebsführung eingeführt werden. Hierzu ist die zur Bestimmung der erforderlichen Redispatchmengen bzw. Einspeisemanagementmaßnahmen durchgeführte Netzsicherheitsrechnung um kurative Behandlung von (n-1)-Fällen zu ergänzen. Es muss stets sichergestellt werden, dass die entsprechenden kurativen Maßnahmen auch tatsächlich zum Betriebszeitpunkt zur Verfügung stehen.

Darüber hinaus müssen Automatismen in der Leitstelle implementiert werden, die eine Auslösung der geplanten kurativen Maßnahmen nach Auftreten eines (n-1)-Falls sicherstellen. Dies kann entweder halbautomatisch über Empfehlungen an das Leitstellenpersonal erfolgen oder direkt vollautomatisch vom Leitsystem ausgeführt werden. Sofern kurative Maßnahmen autonom in einer Schaltanlage des Netzes ausgeführt werden, ist eine entsprechende Abbildung dieser Vorgänge in der Leitstelle erforderlich. Nach Einsatz der Netzbooster ist dafür Sorge zu tragen, dass die Füllstände der Speicher wieder auf den Normalzustand gebracht werden, um wieder für weitere kurative Einsätze zur Verfügung zu stehen.

### 6.3.2 Sensitivität: Integration lokaler Speicher

Dezentrale Speicher bieten aufgrund ihrer Netzkopplung mittels Umrichter sowie ihrer, für die meisten SDL-Arten ausreichenden Speicherkapazität, ein hohes technisches Potenzial zur SDL-Erbringung.

Im Bereich der P(f)-Regelungen können dezentrale Speicher analog zu Großspeichern eingesetzt werden und sind z.T. bereits zur Erbringung von PRL qualifiziert [93] [94]. Auch schnellere Aktivierungszeiten als die heute geforderten 30 s lassen sich problemlos realisieren. Regelleistung zur Frequenzrückführung lässt sich ebenso bereitstellen. Durch die hierfür benötigte höhere Vorhaltung von Speicherkapazität kann es hierbei jedoch zu Konkurrenzeffekten mit anderen Anwendungen kommen (siehe unten).

Die Bereitstellung von Momentanreserve kann analog zu anderen umrichtergekoppelten Anlagen erfolgen und ist gegenüber dem Status quo mit einem veränderten Design des Umrichters verbunden. Durch den Batteriespeicher lässt sich zudem die Zwischenkreisspannung schnell und problemlos wieder auf den Sollwert bringen.

Bedingt durch die Verwendung eines Umrichters können dezentrale Speicher auch zur Spannungshaltung beitragen. Im Gegensatz zum heute üblichen Vorgehen bei EE-Anlagen kann dies zudem auch bei Wirkleistungsneutralität erfolgen, sodass dezentrale Speicher im Kontext von Abschnitt 6.2.2 als gesicherte Blindleistungsquelle aufgefasst werden können.

In vielen Fällen bietet es sich an, eine Poolung von Speichern vorzunehmen, sodass diese nicht als individuelle Erbringer, sondern als „virtuelles Kraftwerk“ bzw. „virtueller Speicher“ eingesetzt werden. Dadurch lassen sich bspw. höhere gesicherte Kapazitäten und Sicherheitsniveaus erreichen. [95]

Der Verwendung von dezentralen Speichern für SDL stehen dann technische und ökonomische Hindernisse entgegen, wo ein Konflikt mit anderen Anwendungsfällen besteht („Multi-Use-Konzepte“). Da dezentrale Speicher aktuell meist zur Erhöhung der Eigenversorgung mit EE-Strom genutzt werden, besteht zumindest bei denjenigen SDL ein Nutzungskonflikt, die eine wesentliche Speicherkapazität benötigen. Dies betrifft vor allem die Frequenzrückführung. Für

SDL, die primäre auf die Nutzung der vorhandenen Umrichterleistung abzielen (Momentanreserve, Blindleistungserbringung) besteht ein Nutzungskonflikt nur dann, wenn ein wesentlicher Teil der Leistung für den primären Anwendungsfall des Speichers genutzt wird. Dies ließe sich durch eine entsprechende Dimensionierung des Umrichters umgehen.

Aus technischer Sicht sind dezentrale Speicher somit speziell für die Frequenzhaltung und die Spannungshaltung geeignet. Aus ökonomischer Sicht muss eine Abwägung zwischen ggf. zusätzlicher Dimensionierung, den Wechselwirkungen der Multi-Use-Cases und des vglw. hohen Koordinationsaufwand getroffen werden.

### 6.3.3 Sensitivität: Nationale Momentanreserve

Die in Abschnitt 5.2.3 durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass Deutschland weder heute noch zukünftig in der Lage ist einen Leistungssprung in Höhe von 3 GW (normativer Ausfall) isoliert vom europäischen Verbundsystem, d.h. ohne ausländischen Beitrag zur Momentanreserve, zu beherrschen. Die Notwendigkeit hierzu wird jedoch auch zukünftig nicht gegeben sein. Vielmehr sollte Deutschland seinen heutigen Beitrag zur Sicherung der Momentanreserve im europäischen Verbundsystem beibehalten. Hierzu sind vor dem Hintergrund der zunehmenden umrichterbasierten Anbindung von Netznutzern die in Unterkapitel 6.1 diskutierten Aspekte zu adressieren.

Daher wird analysiert welche zusätzliche Bereitstellung von Momentanreserve in den Zukunftsszenarien notwendig wäre, damit die dann im Jahresverlauf minimal auftretende Netzanlaufzeitkonstante mindestens dem heutigen Durchschnittsniveau bzw. mindestens dem heutigen Maximalwert entspricht. Eine zusätzliche Netzanlaufzeitkonstante von 1,2 s ist unabhängig vom betrachteten Szenario ausreichend, um das heutige Durchschnittsniveau zu garantieren. Ein zusätzliches  $T_{AN}$  von 3 s ist ausreichend, um die Erbringung des heutigen Maximums zu garantieren. Die Sicherung der jeweiligen nationalen Beiträge zur Momentanreserve erhöht die Sicherheit des Gesamtsystems.

### 6.3.4 Netzwiederversorgung

Heute wird der Netzwiederaufbau durch die ÜNB koordiniert. Dabei wird zunächst eine Wiederversorgung der oberen Spannungsebenen durchgeführt und geeignete Teile des Verteilnetzes anschließend zugeschaltet.

Durch den vermehrten Einsatz von dezentralen Speichern und Erzeugern ist es denkbar, dass die Netzwiederversorgung auch im Verteilnetz beginnt. Zur Durchführung eines Netzwiederaufbaus auf Verteilnetz- bzw. MS-Ebene muss zunächst eine lokale frequenzregelnde Einspeisung vorhanden sein. Diese wird heute in der Regel durch ein BHKW realisiert, welches zur Beherrschung der auftretenden Leistungsgradienten mit einem schnellen Speicher kombiniert wird. Ggf. sind weitere Batteriespeicher erforderlich, um ein Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Last gewährleisten zu können. Einzelne Netzstränge müssen separat zuschaltbar sein. Dies kann entweder manuell durch Personal vor Ort erfolgen oder mittels fernsteuerbaren Leistungsschaltern, die derzeit in MS-Netzen nicht üblich sind. Die Parametrierung von Schutzgeräten ist zu überprüfen und ggf. anzupassen im Hinblick auf die beim Netzwiederaufbau auftretenden Frequenzgradienten und Spannungsbänder.

Im Verlauf des dezentralen Netzwiederaufbaus muss die Wiederversorgung des Übertragungsnetzes und die Zusammenschaltung der lokalen Netzinseln gewährleistet sein. Hierzu kann entweder mittels schwarzstartfähiger Kraftwerke ein Netzwiederaufbau auf Übertragungsnetzebene parallel zum dezentralen Netzwiederaufbau durchgeführt werden oder es werden die dezentralen Inseln genutzt, um die überlagerten Netzebenen nach und nach wieder zu versorgen. Sind mehrere Netzinseln miteinander oder mit dem Übertragungsnetz zu verbinden, werden an den Schnittstellen Synchronisationseinrichtungen benötigt. Der Bottom-up-Ansatz erfordert einen vollständigen Neuentwurf bisheriger Netzwiederaufbaukonzepte mit entsprechenden Auswirkungen auf Leitstellen und Betriebspersonal. Es ist daher zu erwarten, dass dezentrale Netzwiederversorgungskonzepte einen Beitrag zum Netzwiederaufbau leisten werden, zentrale Konzepte jedoch nicht ablösen, sondern nur ergänzen. Daher müssen auf Übertragungsnetzebene auch zukünftig ausreichend schwarzstartfähige Kraftwerke mit einer entsprechenden Leistung zur Verfügung stehen.

### 6.3.5 Betriebsführung

Im Rahmen der Betriebsführung fällt den Netzbetreibern die Aufgabe zu einen sicheren Netzbetriebs zu organisieren. Die Betriebsführung als Systemdienstleistung hat dabei vor allem zur Aufgabe die anderen SDL zu koordinieren und zu deren Erbringung notwendige Vorleistungen abzurufen. Vorleistungen sind dabei Dienstleistungen, die zur Gewährleistung der eigentlichen SDL notwendig sind. Ein Beispiel ist die Bereitstellung von Sekundärregelenergie, die notwendig ist, um die Sekundärregelenergie (die eigentlich notwendige SDL) erbringen zu können. Ein großer Teil der Gesamtkoordination und Systemverantwortung liegt und verbleibt dabei auch zukünftig beim ÜNB. Die VNB kommt hingegen eine unterstützende Rolle im Sinne abgestimmter Prozesse zu sowie die Verantwortung über den sicheren Betrieb der eigenen Netzebenen. Vorleistungen für SDL können durch den Netzbetreiber oder durch Netznutzer bereitgestellt werden, verpflichtend oder freiwillig sein sowie vergütet oder nicht vergütet werden [96]. Ein Beispiel für eine freiwillige und vergütete Vorleistung ist beispielsweise die Sekundärregelenergie wohingegen die Blindleistungsbereitstellung i. d. R. verpflichtend ist und bisher nicht vergütet wird. Zukünftig ist zu erwarten, dass der Anteil an Vorleistungen aus dem Verteilnetz steigen wird. Gleichzeitig müssen Anpassungen der Vorleistungsbereitstellung erfolgen, um bspw. auch zukünftig ausreichend Momentanreserve vorzuhalten. Dies kann sowohl marktseitig als auch über Vorgaben in den TAR realisiert werden.

Die im Rahmen dieser Studie durchgeführten Untersuchungen haben gezeigt, dass sowohl im Rahmen der Frequenz- als auch der Spannungshaltung Anpassungen notwendig werden. Diese führen im Allgemeinen dazu, dass die Anzahl von SDL-Erbringern steigt und die Erbringung zunehmend auch dezentraler erfolgt. Dies steigert die Komplexität und damit die Herausforderungen im Betrieb sowohl für den ÜNB, der die Systemverantwortung trägt, als auch für den VNB, in dessen Netz ein Großteil der dezentralen Erbringer angeschlossen sind. Um dieser erheblichen Komplexitätssteigerung zu begegnen, sind eine Vielzahl von Anpassungen und Weiterentwicklungen notwendig. Hierzu muss der Austausch und die Koordination zwischen ÜNB und VNB noch weiter verstärkt und nach und nach automatisierte Prozesse geschaffen werden.

Im Bereich der Spannungshaltung nimmt der ÜNB heute beispielsweise ein „festes“ Blindleistungsverhalten der VNB an. Damit wurde zumindest in der Vergangenheit von einem passiven Verteilnetz ausgegangen. Dabei existiert an der Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB ein Bereich von zulässigen Betriebspunkten, bei dessen Verlassen der VNB ex post pönalisiert werden kann. Die ggf. vorhandene Stellfähigkeit des Verteilnetzes wird zunehmend zur lokalen Spannungshaltung genutzt. Ein systemtechnischer Ansatz wird jedoch bisher nicht verfolgt. In Pilotprojekten wird bereits heute versucht das Potential an der Schnittstelle nutzbar zu machen. Das Ziel ist es dabei den notwendigen Blindleistungseinsatz durch die gemeinsame Ausnutzung der Spannungsbänder in der HS und HÖS zu reduzieren. Dabei erfolgt der Austausch zumeist noch telefonisch im Minutenbereich, wobei automatisierte Konzepte angestrebt werden und für eine entsprechende Skalierung zwingend notwendig sind. Hierzu müssen jedoch stabile und robuste Regelungskonzepte geschaffen werden, die u.a. auch die Verfügbarkeit der Anlagen im Verteilnetz sowie dessen Restriktionen berücksichtigen. Voraussetzung hierfür sind wiederum einheitliche und zuverlässige IKT-Standards und Fall-Back-Lösungen im Fehlerfall. Bei der Ausgestaltung der Konzepte sind viele unterschiedliche Varianten denkbar. Möglich wären beispielsweise Fahrplankonzepte oder auch hybride Ansätze als Kombination von Pilotknoten- und lokalen Regelungen.

In Abbildung 16 wird beispielsweise ein Regelungskonzept für eine hybride Regelungsstruktur einer netzebenenübergreifenden Spannungsregelung gezeigt, welches in [32] auch beispielsweise hinsichtlich der Stabilität untersucht wird.

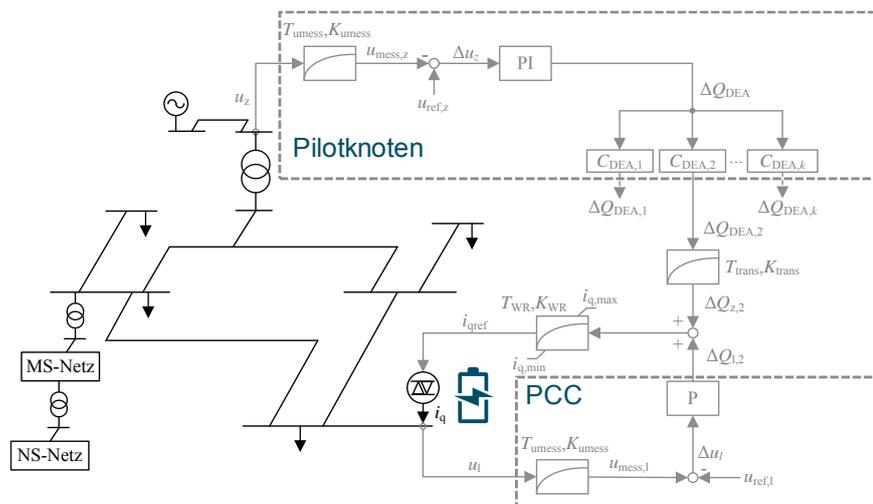


Abbildung 16 Hybrides Netzregelungskonzept zur Spannungshaltung (basierend auf [32])

Die Entwicklung und ausführliche Untersuchung für neue Regelungskonzepte zur Frequenzhaltung durch viele verteilte Anlagen finden sich bspw. in [20]. Zudem wird in beiden Untersuchungen darauf hingewiesen, dass bei der Umsetzung erhebliche Synergien bei der Konzeptionierung und Umsetzung derartiger Konzepte bestehen. Diese Ansätze befinden sich jedoch noch im Forschungs- bzw. Pilotstatus. Unabhängig vom Regelungskonzept muss jedoch stets sichergestellt werden, dass dem ÜNB z.B. ausreichend Blindleistungsquellen (eigene Betriebsmittel oder aus dem Verteilnetz) zur Verfügung stehen, um uneingeschränkt die Systemsicherheit zu gewährleisten. Darüber hinaus zeigen die Überlegung zur Inselnetzfähigkeit bzw. Schwarzstartfähigkeit von Stadtwerken, dass hier weitere Synergiepotentiale bestehen (vgl. Unterkapitel 5.6). So erfordert ein Inselbetrieb ein hohes Maß aus Ausgleichspotentialen und führt zu hohen Anforderungen an die Regelgeschwindigkeit. Diese Möglichkeiten könnten folglich auch für den normalen Betrieb genutzt werden.

Auch das Sammeln von Betriebserfahrung mit neuen Konzepten sowie eine ausreichende Schulung und ein entsprechendes Training des Betriebspersonals sind zwingend erforderlich. Dies betrifft alle Bereiche der SDL-Erbringung, exemplarisch sei an dieser Stelle der Inselnetzbetrieb von Netzgebieten sowie eine potenzielle Schwarzstartfähigkeit aus diesen Inseln erwähnt (vgl. Abschnitt 6.3.4).

Über diese Aspekte hinaus ändert sich die Betriebsführung auch durch einen volkswirtschaftlich optimierten und damit knapper bemessenen Netzausbau. Dieser erfordert zusätzliche Methoden in der Betriebsführung bzw. in den Leitwarten zum koordinierten optimierten und zunehmend automatisierten Zugriff auf Einspeiser, Speicher und Lasten. In diesem Kontext ist auch die angestrebte Höherauslastung der Netzbetriebsmittel zu nennen, die weitere Anforderung an die Betriebsführung, primär vor dem Hintergrund der Spannungshaltung, stellt.

Wie zuvor erwähnt, ist anzunehmen, dass zukünftig alle Netzebenen mit geringeren Reserven ausgelegt werden, sodass Maßnahmen wie Redispatch, DEA-, Speicher- und Lasteingriffe bei kritischen und seltenen Netzsituationen erforderlich werden. Diese Eingriffe sind gegenüber Netzinvestitionen wirtschaftlich abzuwägen, wobei in Übertragungsnetzen der Fokus auf der Netzsicherheit liegen muss. Mit einem steigenden Bedarf an betrieblichen Eingriffen steigen folglich auch die Komplexität und der Aufwand für betriebliche Maßnahmen.

Im Verteilnetzen hingegen können tendenziell eher wirtschaftliche Potenziale erschlossen werden. Hierbei sind jedoch auch die Wechselwirkung mit einer spannungsebenenübergreifenden SDL-Erbringung und damit verbundene Synergieeffekte einzubeziehen. Regulatorische Anreize sollten daher so gesetzt werden, dass Netze volkswirtschaftlich optimiert ausgebaut und betrieben werden können, jedoch die Beherrschbarkeit der Komplexität und folglich der sichere Netzbetrieb gewährleistet werden kann.

## 7 Kernaussagen

Basierend auf den durchgeführten qualitativen und quantitativen Analysen werden im Folgenden die wesentlichen Kernaussagen zur Ausgestaltung von Systemdienstleistungen für mögliche Zielsysteme bis zum Jahr 2050 zusammengefasst. Die Darstellung erfolgt differenziert nach den vier Bereichen der Systemdienstleistungen: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und Netz-wiederaufbau. Zusätzlich wird die Momentanreserve im Kontext der Frequenzhaltung und die Frequenzrückführung als gesonderter Abschnitt adressiert.

### Frequenzhaltung und Momentanreserve

- **Die inhärente frequenzstabilisierende Systemeigenschaft von Momentanreserve aus rotierenden Massen nimmt in allen Zielsystemen bis 2050 nennenswert ab.** Dies führt in der CE-Region zu größeren Frequenzabweichungen als dies bei identischen Störungen heute der Fall wäre. Ohne Gegenmaßnahmen würde damit das System näher an seinen Grenzen betrieben werden. Nach einem normativen Erzeugungsausfall von 3 GW würde in einigen Stunden des Jahres 2050 auch der Richtwert von  $f_{\min} = 49,2$  Hz als zulässiges Frequenzminimum unterschritten werden und somit das allgemeine Niveau der Frequenzstabilität gegenüber heute merklich abnehmen. Auch stünden weniger betriebliche Reserven für die Beherrschung außergewöhnlicher Situationen zur Verfügung. Im Falle von System-Split-Ereignissen führt die abnehmende Momentanreserve zu deutlich höheren Frequenzgradienten, sowohl im Über- als auch im Unterfrequenzbereich, die systemische und anlagenspezifische Grenzwerte teilweise deutlich übersteigen. Höhere Frequenzgradienten können einerseits zu einer Netztrennung von Erbringern von Momentanreserve führen und andererseits werden durch ein zu schnelles Abfallen oder ein zu schnelles Ansteigen der Frequenz sog. regelungsbasierte automatische Letztmaßnahmen (Emergency-Control-Maßnahmen) nicht rechtzeitig ergriffen. Dies erhöht zusammen mit zunehmenden Belastungen des Übertragungsnetzes durch internationale Transite, die im Falle einer Systemtrennung spontan unterbrochen werden, das Risiko eines Gesamt-Systemausfalls. Um diesem Risiko zu begegnen sowie zur Wahrung eines sicheren

Systembetriebs und Beherrschung von Störungen, werden zunehmend gesamteuropäische Maßnahmen notwendig.

- **Das Wechselspiel aus einer schnellen P(f)-Regelung und der Einbindung zusätzlicher Erbringer von Momentanreserve ermöglicht die Absicherung des normativen Ausfalls.** Eine schnelle P(f)-Regelleistung könnte grundsätzlich durch die Reduktion der Aktivierungszeit und/oder durch die Einführung einer zusätzlichen schnelleren Form der heutigen Primärregelleistung (FFCR) realisiert werden. Eine angepasste FFCR (dimensioniert auf 3 GW) mit einer Aktivierungszeit von einer Sekunde wäre zur Absicherung des normativen Ausfalls bis zum Jahr 2050 bereits ausreichend. Die Realisierung über eine neue Regelleistungsart ergänzend zur FCR ermöglicht es auch langsameren (konventionellen) Erbringern, sich weiterhin an der Frequenzstützung zu beteiligen. Zudem führt eine zusätzliche FFCR dazu, dass diese nur über einen kürzeren Zeitraum – bis zum Erreichen der FCR – erbracht werden muss, wodurch mehr Netznutzer sich aktiv an der Frequenzhaltung beteiligen können. Zur Einhaltung des Frequenzminimums ist ohne FFCR oder bei einer langsameren Aktivierungszeit der FFCR eine zusätzliche Ergänzung der Regelleistung durch eine synthetische Schwungmasse oder durch Momentanreserve erforderlich. In Abhängigkeit des Szenarios, der Frequenzabhängigkeit der Lasten und der FFCR ergibt sich eine zusätzlich erforderliche Netzanlaufzeitkonstante im Bereich weniger Sekunden, um den Rückgang der synchron mit der Netzfrequenz rotierenden Massen zu kompensieren.
- **Die Frequenzabhängigkeit der Last hat einen großen Einfluss auf die Systemstabilität.** Bei sinkender Frequenzabhängigkeit der Last ist zusätzlich zum Einfluss der ebenfalls sinkenden Momentanreserve mit noch stärkeren Frequenzabweichungen zu rechnen. Der systemstützende Beitrag der Last sollte im zukünftigen System daher möglichst erhalten bleiben und muss entsprechend mit einem regelmäßigen Monitoring überprüft werden.  
Grundsätzlich ist zu erwarten, dass die Frequenzabhängigkeit der Last ohne aktive Gegenmaßnahmen zukünftig abnehmen wird. Sobald ein relevanter Rückgang festgestellt werden kann bzw. absehbar ist, muss dieser adäquat substituiert werden.

Hierzu könnten entsprechend ausgelegte umrichtergekoppelte Lasten aber auch Erzeuger genutzt werden. In diesem Kontext gilt es zu prüfen, ob systemstützende Eigenschaften von Lasten zukünftig gefordert werden sollten. Zur technisch-ökonomischen Bewertung sind jedoch weitere Untersuchungen notwendig.

- **Der Einsatz zusätzlicher Erbringer von Momentanreserve ist für die Beherrschung eines System-Split-Ereignisses entscheidend.** Bei der Diskussion einzuhaltender Grenzwerte ist zum einen sicherzustellen, dass Momentanreserveerbringer bei Großstörungen am Netz verbleiben. In der Vergangenheit waren die auftretenden Frequenzgradienten vglw. klein, sodass historisch keine einheitlichen Anforderungen an den Schutz der Maschinen vor Überlastung oder erhöhten Verschleiß und der damit einhergehenden Verkürzung der Lebensdauer gestellt werden mussten. Zum anderen muss der Frequenzgradient systemisch derart begrenzt werden, dass nachfolgende automatisierte Letztmaßnahmen im Sinne eines Emergency-Controls, wie zum Beispiel der Lastabwurf wirksam werden können. Um die sichere Funktion von Emergency-Control-Maßnahmen (Unterfrequenzlastabwurf bzw. Überfrequenzabregelung) zur Vermeidung eines Systemzusammenbruchs sicherzustellen, liegt laut ENTSO-E („*Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability*“) der maximale Wert des Frequenzgradienten bei  $\pm 2$  Hz/s. Die Höhe der zusätzlich erforderlichen Maßnahmen zur Einhaltung des Grenzwerts ist stark von dem betrachteten Szenario, der mit der Störung schlagartig unterbrochenen Transite und der Konstellation der Inselnetze abhängig. Eine zusätzliche Netzanlaufzeitkonstante im einstelligen Sekundenbereich würde ausreichen, um diesen Grenzwert in mehr als 95 % der Stunden des untersuchten Szenarios im Jahr 2050 einzuhalten. Für die verbleibenden Stunden ist eine zusätzliche Netzanlaufzeitkonstante im niedrigen zweistelligen Sekundenbereich notwendig. Bei der Einordnung der ermittelten Anforderungen muss grundsätzlich unterschieden werden zwischen einem unverzögerten Grenzwert im Ursprung und einer über sehr kurze Zeitintervalle gemittelten Grenzwertvorgabe. Erfolgt die Grenzwertvorgabe unverzögert im Ursprung, so ist eine zusätzliche *echte* Momen-

tanreserve notwendig. Wird hingegen der Grenzwert als durchschnittlicher Grenzwert interpretiert, so ist auch eine Kombination mit einer schnellen regelungs-basierten synthetische Schwungmasse realisierbar. In diesen Zusammenhang gilt es zu beachten, dass die Vorgabe der ENTSO-E für einen maximalen Frequenzgradienten von 2 Hz/s über ein Zeitintervall von 500 ms erfolgt, um keine Auslegung auf lokale transiente Frequenzabweichungen vorzunehmen. Damit gilt aber auch, dass eine potenzielle synthetische Schwungmasse in einem Zeitbereich reagieren muss, indem diese lokalen Ausgleichvorgänge noch stattfinden. Entsprechende Ausgestaltungskonzepte sind Gegenstand der aktuellen Diskussion und sollten erprobt werden, um die notwendigen betrieblichen Erfahrungen zu sammeln. Eine Vorgabe für einen unverzögerten Grenzwert existieren heute auf ENTSO-E-Ebene nicht. Ein solcher wurde jedoch bereits auch in vergangenen Studien für das Jahr 2030 diskutiert.

Neben der Anforderung an den Grenzwert sind auch die möglichen Inselnetzkonstellationen entscheidend für die Anforderungen an die Momentanreserve. Da in dieser Studie lediglich ein System-Split-Fall für zwei Entwicklungspfade untersucht wurde, die Inselnetzkonstellationen in einem solchen Fall jedoch nicht vorhersagbar sind, sollten weitere Szenarien für weitere mögliche Systemauftrennungen untersucht und geeignete Bewertungsmodelle für das Sicherheitsniveau im System-Split-Fall sowie den lokalen Bedarf an Momentanreserve entwickelt werden. Neben der Erbringung zusätzlicher Momentanreserve ist zudem die Reduktion des entstehenden Leistungsungleichgewichtes bereits vor dem System-Split-Ereignisses, bspw. durch das räumliche Zusammenführen von Last und Erzeugung, möglich und zielführend. Hierzu müssen jedoch entsprechende ökonomische Anreize gesetzt werden.

- **Für eine Erbringung zusätzlicher Momentanreserve können umrichter-gekoppelte Netznutzer einen wichtigen Beitrag leisten.** Für die Erbringung von Momentanreserve aus Umrichtern sind gegenüber dem heute üblichen Design zusätzliche technische Voraussetzungen zu beachten. Entsprechend können heutige Bestandsanlagen nur sehr eingeschränkt umgerüstet werden. Beispielsweise kann Momentanreserve von Umrichter-

tern nur bereitgestellt werden, wenn diese die Fähigkeit zur parallelen Netzbildung aufweisen. Hierzu sind die Leistungsparameter des Zwischenkreises und der Leistungsschalter entsprechend zu dimensionieren und ggf. nachgelagerte regelungstechnische Voraussetzungen zu prüfen, um unmittelbar überschüssige Energie aufzunehmen bzw. die dem Zwischenkreis entnommene Energie wieder ausgleichen zu können. Der erforderliche Beitrag zur Momentanreserve je Netznutzer ist abhängig von dem gewünschten Sicherheitsniveau im System-Split, d. h. welche konkreten System-Split-Fälle zu welcher Wahrscheinlichkeit beherrscht werden sollen, sowie der Breite des einbezogenen Erbringerfeldes. Unter Einbindung von On-Shore- und Off-Shore- WEA sowie PVA und Lasten erweist sich ein  $T_{Ai}$  je Anlage im niedrigen zweistelligen Sekundenbereich und damit auf dem Niveau heutiger konventioneller Erbringer als bis zum Jahr 2050 ausreichend, um die Sicherheit in den meisten Stunden zu gewährleisten. Die Absicherung aller Stunden würde etwa die doppelte bis Dreifache Zeitkonstante erfordern. Neben der erforderlichen Momentanreserve in Form einer  $T_{Ai}$ -Anforderung muss auch sichergestellt werden, dass dauerhaft ausreichende Leistungskapazitäten zur Verfügung stehen, um die Störleistung auf die entsprechenden Einheiten aufteilen zu können. Die Einbindung von Einspeisern und Lasten ist notwendig, da in häufig überspeisten Netz-Inseln auch Lösungen für unterdeckte Stunden gefunden werden müssen, sofern hier ebenfalls ein Bedarf für Momentanreserve vorhanden ist. Grundsätzlich gilt, dass – sofern ökonomisch vertretbar – jene Anlagen in die Erbringung von Momentanreserve einzubinden sind, die in kritischen Stunden auch einem hohen Beitrag zum entstehenden Wirkleistungsungleichgewicht  $\Delta P$  beitragen. Damit erfolgt eine verursachungsgerechte Umlegung auf die entsprechenden Einspeiser und Lasten. Auch werden so robuste Lösungen für unterschiedliche Systeme und Eintrittszeitpunkte geschaffen.

- **Unter der Voraussetzung des richtigen Betriebsverhaltens können HGÜ-Verbindungen sowie Power-to-X-Anlagen die Sicherheit im System-Split-Fall erheblich verbessern.** Voraussetzung hierzu ist, dass der Betrieb der Anlagen auch im System-Split aufrechterhalten wird und die Anlagen entgegen der initialen Störleistung der Netzinsel agieren. So können

HGÜ-Verbindungen beispielsweise durch ihren natürlichen Betrieb das Leistungssaldo zweier Netzeinseln positiv beeinflussen und bereits den initialen Leistungsunterschied in den Netzeinseln reduzieren. Dieses Verhalten der HGÜ wird im ungestörten Netzbetrieb und somit grundsätzlich auch in den zu vermeidenden Fällen einer Netzauftrennung die Regel sein, da HGÜ-Verbindungen i.d.R. die Aufgabe besitzen, das AC-Netz zu entlasten und Einspeiseregionen mit Lastzentren zu verbinden. Das Betriebskonzept der HGÜ-Verbindung muss dabei robust gegenüber möglichen Abschaltmaßnahmen (sowohl Last als auch Erzeugung) in den Netzeinseln ausgelegt werden. Werden Einspeisepitzen bereits lokal durch Lasten genutzt, wird ebenfalls vor Eintritt eines möglichen System-Splits ein entstehendes Leistungsgleichgewicht vermieden oder zumindest reduziert. Dies kann z. B. durch PtX-Anlagen erfolgen. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die PtX-Anlagen geographisch und vor allem netztechnisch so positioniert sind, dass diese entsprechend das  $\Delta P$  bereits vor dem Eintreten eines System-Splits reduzieren können. Ein entsprechender ökonomischer Anreiz ist heute jedoch nicht vorhanden.

### Frequenzrückführung

- **Der abgeschätzte Bedarf an Maßnahmen zur Frequenzrückführung und zur Beseitigung der Abweichungen der Austauschleistungen von den Programmwerten (heute SRL und MRL) kann durch die heutigen Erbringer nahezu in allen Stunden bis zum Jahr 2050 bereitgestellt werden.** Insbesondere Biomasseanlagen weisen aufgrund ihrer flexiblen Fahrweise hohe Potenziale auf. Für die vollständige Sicherung des SRL-Bedarfs wäre es jedoch notwendig, weitere Netznutzergruppen wie flexible Lasten und dargebotsabhängige Erzeuger für die Erbringung zu qualifizieren. Diese sind vermehrt im Verteilnetz angeschlossen. Ein einstelliger prozentualer Anteil der installierten Leistung von WEA und PVA wäre hierzu beispielsweise ausreichend. Auch bietet die zunehmende Sektorenkopplung weiteres Potenzial zur Laststeuerung, wodurch der verbleibende Bedarf zumindest teilweise gedeckt werden könnte. Ein grundsätzliches Leistungsdefizit besteht jedoch nicht, sodass die Deckung bspw. auch durch Gaskraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke bei entsprechenden Marktanreizen erfolgen

könnte. Dabei entstehen dann jedoch höhere Systemkosten im Energiemarkt.

- **Im Zuge der Untersuchung wurde ein deutlicher Anstieg des MRL-Bedarfs ausgewiesen. Dieser kann jedoch durch zunehmend kürzere Handelspannen und Vorlaufzeiten am Energiemarkt gedeckt bzw. egalisiert werden.** Aufgrund der Unsicherheiten der Prognosen ist es aktuell nicht möglich den zukünftigen Bedarf mit hinreichender Sicherheit zu ermitteln, um mögliche Handlungsbedarfe abzuleiten. Jüngste Entwicklungen legen jedoch bereits nahe, dass die kürzen Handelspannen am Intraday-Markt die MRL perspektivisch (größtenteils) substituieren werden.
- **Die im Rahmen des IGCC bereits teilweise umgesetzte regelzonenübergreifende Kooperation zur Bestimmung und Erbringung von Regelleistung sollten auch in Zukunft weiter ausgeweitet werden.** Hierdurch können Synergieeffekte gehoben und der insgesamt vorhandene Bedarf (z.B. durch die Vermeidung von „Gegeneinanderregeln“) reduziert werden. Hierzu müssen jedoch ausreichend freie Übertragungskapazitäten verfügbar sein. Des Weiteren waren in der Vergangenheit hohe Abrufmengen eher auf das strategische Verhalten der Marktteilnehmer als auf große Prognoseunsicherheiten zurückzuführen. Vor diesem Hintergrund gilt es zu beachten, dass durch eine zunehmende übergreifende Kooperation auch ggf. geringere Reserven für unvorhersehbare Situationen zur Verfügung stehen. Daher müssen regulatorische Veränderungen stets hinsichtlich ihres Einflusses auf den Regelleistungseinsatz überprüft werden. Dabei müssen Fehlanreize vermieden werden.

### Spannungshaltung

- **Der Ausstieg aus der Kernenergie und Kohleverstromung führt zu einem kontinuierlichen Rückgang der Spannungsregelfähigkeit im Übertragungsnetz. Dieser muss zukünftig kompensiert werden.** In Abhängigkeit der Entwicklung des Zielsystems bis 2050 kann ein wichtiger Anteil der Spannungsregelung durch Gaskraftwerke und die bereits im NEP geplanten HGÜ-Verbindungen sowie Kompensationselemente erbracht werden. Der darüber hinaus gehende Bedarf an zusätzlichen Blindleistungsquellen für das Übertragungsnetz ist im Szenario *Elektrifizierung* durch einen vermehrt kapazitiven Bedarf i. H. v. ca. 13 Gvar bis 40 Gvar geprägt. Ursache hierfür ist neben dem Wegfall von Kohle- und Kernkraftwerken und dem damit verbundenen Wegfall von Blindleistungsquellen im Übertragungsnetz vor allem die hohe Auslastung der Leitungen in Zeiten hoher Einspeisungen aus Erneuerbarer Energien. Der ermittelte Bedarf berücksichtigt dabei bereits die Blindleistungsfähigkeit von Gaskraftwerken. Werden diese zukünftig vermehrt im Verteilnetz angeschlossen und wird unterstellt, dass diese nicht für eine netzebenenübergreifende Blindleistungsbereitstellung genutzt werden können, erhöht sich der Bedarf an Kompensationselementen im Übertragungsnetz entsprechend deutlich. Im Szenario *europäischer Ausgleich* wird insbesondere in den Grenzregionen ein signifikanter Anteil der notwendigen Kompensationsleistung durch das europäische Ausland bereitgestellt. Ein relevanter innerdeutscher Bedarf entsteht insbesondere dann, wenn die Deckung aus dem europäischen Ausland nur teilweise möglich ist. Der Gesamtbedarf beträgt bei innerdeutscher Bedarfsdeckung bis zu ca. 19 Gvar und ist stärker induktiv getrieben als im Szenario *Elektrifizierung*. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Deckung des Blindleistungsbedarfs national erfolgen muss. Die ausgewiesenen Werte sind als untere Grenze der erforderlichen Kompensationsleistung zur stationären Spannungshaltung zu verstehen.

- **Durch die angestrebte Höherauslastung des Übertragungsnetzes können zwar Investitionen für Netztüchtigen vermieden bzw. reduziert werden, jedoch steigt der Blindleistungsbedarf durch die Höherauslastung deutlich an.** Um diesen zu kompensieren, sind bis zum Jahr 2050 weitere Kompensationselemente insbesondere im spannungshebenden bzw. kapazitiven Bereich notwendig. In einer untersuchten Sensitivität hinsichtlich der Auslastungsgrenze, ab der ein Netzausbau erforderlich wird, erhöht sich bei einer Erhöhung der thermischen Belastungsgrenze um 20 % für den Wirkleistungstransport der insgesamt erforderliche kapazitive Kompensationsbedarf um über 50 %. Eine Höherauslastung der Leitungen erhöht hierbei den Bedarf an kapazitiver Blindleistungsbereitstellung und reduziert den Bedarf an induktiver Blindleistung, da sich Leitungen seltener im unternatürlichen Betrieb befinden. Die Sensitivität vergleicht dabei ein robust ausgebautes Netz mit einem durchschnittlich ausgebauten Netz. Darüber hinaus ist zu beachten, dass der zusätzliche Blindleistungstransport im Übertragungsnetz auch zu zusätzlichen Wirkleistungsverlusten führt.
- **HGÜ-Verbindungen sowie umrichtergekoppelte Power-to-X-Anlagen sind geeignete Blindleistungsquellen und können zukünftig grundsätzlich einen wesentlichen Beitrag zur Spannungshaltung leisten.** Die geographische bzw. netztopologische Verortung ist hierfür jedoch entscheidend, da Blindleistung nur in der elektrischen Nähe der Konverterstationen bzw. der Power-to-X-Anlage zur Verfügung gestellt werden kann.
- **Das primäre Ziel der Blindleistungsbereitstellung im Verteilnetz wird auch zukünftig die lokale Spannungshaltung sein.** Darüberhinausgehende Freiheitsgrade können jedoch dem Übertragungsnetz zur Verfügung gestellt werden. Die technisch-ökonomisch optimale Lösung ist dabei im Einzelfall unter Berücksichtigung der Netzverluste und ggf. notwendigen Netztüchtigungsmaßnahmen zu prüfen. Darüber hinaus sind für die Einbindung von Anlagen des Verteilnetzes in eine netzebenenübergreifende Blindleistungsbereitstellung wichtige Voraussetzungen zu erfüllen. Hierzu zählt u. a. die Notwendigkeit, dass der erforderliche Netzausbau in den Verteilnetzen realisiert wird

und entsprechende Regelungskonzepte umgesetzt werden. Insbesondere an der Schnittstelle zwischen Verteil- und Übertragungsnetz kann der zusätzliche Blindleistungstransport eine Erhöhung der Transformatorleistung erforderlich machen. Dabei ist der uneingeschränkte Wirkleistungstransport dauerhaft zu garantieren. Eine netzebenenübergreifende Nutzung von Blindleistungsquellen aus den Verteilnetzen geht dabei über die heutige Vorgehensweise hinaus und setzt auch eine planbare Verfügbarkeit für den überlagerten Netzbetreiber voraus.

- **Über Umrichter angebundene Netznutzer bieten ein großes Potenzial zur Spannungsstützung vor allem im Verteilnetz, das bei entsprechenden ausgebauten Netzen auch für das Übertragungsnetz genutzt werden kann.** Grundsätzlich sind dezentrale Energieumwandlungsanlagen, welche z. B. über Umrichter angebunden sind, bereits heute in der Lage, Blindleistung für die lokale Spannungshaltung zur Verfügung zu stellen. Dies wird aktuell im Rahmen von unterschiedlichen Verfahren, wie z. B. über eine Q(U)-Regelung genutzt. Zeitkonstanten für die dezentralen Regelungen im Rahmen der statischen Spannungshaltung liegen hier im Sekunden- bis Minutenbereich. Heutige konventionelle Kraftwerke im Übertragungsnetz reagieren durch ihre automatische Spannungsregelung hingegen deutlich schneller und decken einen großen Anteil des heutigen Blindleistungsbedarfs. Sollen Anlagen des Verteilnetzes einen Teil dieser Funktionalität von wegfallenden Großkraftwerken zunehmend ersetzen, sind hier ggf. auch deutlich schnellere Reaktionszeiten für Anlagen im Verteilnetz erforderlich. Damit ergeben sich unterschiedliche Anforderungen für die Blindleistungsbereitstellung innerhalb des Verteilnetzes selbst und für die darüberhinausgehende Blindleistungsbereitstellung für das Übertragungsnetz. Daher wird empfohlen den zukünftigen Bedarf an Blindleistungsquellen in eine schnelle Form der Blindleistungsbereitstellung und eine eher langsamere Blindleistungsbereitstellung zu differenzieren. Die schnellere Bereitstellung ist dabei von der Bereitstellung von Kurzschlussleistung abzugrenzen, da diese nicht für den Fehlerfall, sondern für den Normalbetrieb eingesetzt werden würde und entsprechend auszulegen ist. Die Anforderungen an die dynamische Stützung im Fehlerfall und die damit verbundene Stützung der Spannung zur Begrenzung des Spannungstrichters (auch als Fault-Ride-

Through bekannt) bleibt somit von dieser neuen Form der Blindleistungsbereitstellung unberührt. Eine zukünftige schnelle Form der Blindleistungsbereitstellung sollte daher, wie die heute geforderten Fähigkeiten zur statischen Spannungshaltung, die Funktionalität der dynamischen Netzstützung im Fehlerfall nicht beeinträchtigen. Grundsätzlich sind über Umrichter gekoppelte Anlagen hierzu in der Lage. Voraussetzung hierfür ist, dass die Umrichter über eine ausreichend schnelle Regelung verfügen. Entsprechende Latenzen sind bei der Auslegung von Regelungskonzepten unbedingt zu berücksichtigen.

- **Wird das Potenzial von Anlagen des Verteilnetzes für einen netzebenübergreifenden Blindleistungseinsatz genutzt, kann ein Teil des Kompensationsbedarfes im Übertragungsnetz durch das Verteilnetz gedeckt werden.** Die Untersuchungen der stationären Spannungshaltung zeigen, dass der Blindleistungsstellbereich von Verteilnetzen in der Größenordnung von klassischen Kompensationsanlagen im Übertragungsnetz liegen kann. Je nach Konzept kann das Verteilnetz folglich eine zunehmend aktivere Rolle im Bereich der Blindleistungsbereitstellung einnehmen, sofern die notwendigen Voraussetzungen (u. a.: lokaler Netzausbau, dauerhafte Verfügbarkeit der Blindleistung bspw. durch STATCOM-Fähigkeit, angepasste Regelungskonzepte, etc.) entsprechend geschaffen werden. Dabei kann bereits die aktivere Regelung des Blindleistungsverhaltens des Verteilnetzes gegenüber dem Übertragungsnetz und ein damit reduzierter Blindleistungsaustausch ein wichtiger Beitrag sein, um den Gesamtbedarf im System zu reduzieren. Eng verbunden mit der wichtigen Voraussetzung des Netzausbaus ist auch die Frage, inwiefern die Blindleistung als gesicherte Fähigkeit oder als Option in der Betriebsplanung zur Verfügung steht. Hier zeigen die durchgeführten Analyse im Verteilnetz, dass bei gegebenem Netzausbau das betrieblich nutzbare Potential in vielen Betriebspunkten auch deutlich über dem gesicherten Bereich liegen kann, wenngleich im Rahmen der durchgeführten Analysen im Übertragungsnetz nur der gesicherter Bereich als nutzbares Potential angesetzt wurde.
- **Durch die Sektorenkopplung stehen insbesondere im Verteilnetz potenziell mehr mögliche Blindleistungsquellen zur Verfügung.** Viele der existierenden Untersuchungen konzentrierten sich auf die Bereitstellung von Blindleistung auf der

Einspeiseseite im Verteilnetz. Insbesondere die zunehmende Durchdringung von neuen Lasten kann jedoch das Potenzial zur Bereitstellung von Blindleistung deutlich erhöhen. Dies gilt sowohl für kleine und große Power-to-X Anlagen als auch z. B. für den Bereich der Ladeinfrastruktur. Diese können sowohl für die lokale Spannungshaltung als auch für einen möglichen netzebenenübergreifenden Beitrag genutzt werden. In diesem Zusammenhang gilt es jedoch zu beachten, wie die Netzanbindung des Umrichters erfolgt. So ist derzeit eine Blindleistungsbereitstellung, insbesondere im Bereich von AC-Ladeinfrastruktur, nicht ohne weiteres möglich, da sich der Umrichter hierfür im Fahrzeug befindet und eine Wallbox für die private Nutzung ohne zusätzliche Hardware und Regelung dies nicht zur Verfügung stellen kann.

Bei der Integration von DEA konnte gezeigt werden, dass durch die Nutzung der Blindleistungsstellfähigkeit deutliche Einsparung im Bericht der Investition für Verteilnetze erzielt werden können. Da städtische Netze i.d.R. durch kürzere Leitungen geprägt sind, ist eine solche flächendeckende Regelung für AC-Ladeinfrastrukturen noch zu untersuchen. Hierbei gilt es abzuwägen, inwiefern ein mögliches Einsparpotential von Netzausbaumaßnahmen dem zusätzlichen Aufwand auf Fahrzeug- bzw. Wallbox-Seite gegenübersteht. Im Bereich der DC-Ladeinfrastruktur kann eine Blindleistungsbereitstellung bereits gefordert werden und kann daher auch in Planung und Betrieb – zumindest für Neuanlagen – aufgenommen werden.

### Betriebsführung

- **Die Komplexität und damit auch die Herausforderungen im Betrieb werden durch eine zunehmende Anzahl von dezentralen Einheiten im Allgemeinen und vielen verteilten SDL-Erbringern im Speziellen steigen.** Daher erfordert die Koordination vieler dezentraler Einheiten automatisierte, robuste und verlässliche Prozesse. Hierzu sind technische und sicherheitstechnische Standards (Verfügbarkeit von IKT, Datenschutz, Zugriffsrechte, etc.) zu etablieren. Darüber hinaus müssen Fall-Back-Lösungen geschaffen werden, um jederzeit den sicheren Netzbetrieb garantieren zu können. Die erforderlichen Regelungskonzepte befinden sich gegenwärtig vermehrt im For-

schungs-/Pilotstatus oder liegen als Konzepte vor. Um diese sicher, robust und großflächig nutzbar zu machen sind weitere Anstrengungen notwendig. Zudem müssen durch angemessene Schulungen und entsprechendes Training die Betriebserfahrung des Personals in diesem Bereich aufgebaut werden.

- **Um das mögliche SDL-Potenzial des Verteilnetzes zu nutzen, muss die Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB entsprechend weiterentwickelt und die Rolle der Verteilnetze damit schrittweise aktiver werden.** Hier sind neue Prozesse, Kommunikationsschnittstellen sowie neue Regelungskonzepte sowohl für den Bereich der Frequenzhaltung und des Engpassmanagements als auch für den Bereich der Spannungshaltung erforderlich. In der heutigen Praxis nimmt der ÜNB i.d.R. ein passives Verhalten des unterlagerten VNB an. Die Stellfähigkeit des Verteilnetzes (z. B. Hinsichtlich des Blindleistungsverhaltens am Netzübergabepunkt) wird bisher nicht oder nur eingeschränkt genutzt, bietet jedoch das Potenzial SDL zunehmend sowohl für das Verteilnetz selbst als auch aus dem Verteilnetz heraus bereitzustellen. Dies erfordert jedoch auch zunehmend automatisierte Prozesse zur Koordination der lokalen (z. B. im Verteilnetz) und übergeordneten systemweiten Zielstellung. Dies gilt insbesondere bei SDL im Bereich weniger Sekunden oder sogar darunter. Der bereits heute stattfindende Austausch von ÜNB und VNB und die Umsetzung einiger Pilotprojekte ist bereits ein wichtiger Schritt in die Richtung zunehmend aktiver Verteilnetze und sollte weiterverfolgt werden. Dezentrale Konzepte wie der *zellulare Ansatz* oder Fahrplankonzepte an der Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB bieten hier die Möglichkeit lokale Restriktionen zu berücksichtigen und gleichzeitig einen Austausch von SDL zu ermöglichen. Bei der Umsetzung neuer Regelungskonzepte können zudem Synergien zwischen den einzelnen SDL genutzt werden. Dies betrifft die Ausgestaltung der Konzepte selbst wie auch die Voraussetzung z. B. im Bereich der kommunikationstechnischen Anbindung.

### Netzwiederaufbau

- **Durch die Schwarzstartfähigkeit von einzelnen lokalen (Teil-)Netzregionen kann der zentrale Top-Down-Ansatz zur Netzwiederversorgung unterstützt, jedoch nicht vollständig ersetzt werden.** Grundsätzlich gilt, dass heutige Netzwiederaufbaukonzepte durch den Wegfall von Kraftwerken zunehmend herausfordernd werden. Da für die gezielte Positionierung (sowohl geografisch als auch netztopologisch) von möglichen Gaskraftwerken mit Schwarzstartfähigkeit derzeit kein Anreiz besteht, ist eine Fortführung der bisherigen Ansätze nicht ohne weiteres möglich. Folglich gilt es auch über das bisherige Konzept hinausgehende Ansätze zu prüfen. Die Inselnetz- und ggf. sogar Schwarzstartfähigkeit von einzelnen lokalen Netzregionen oder einzelnen Verbrauchern durch z. B. Speicherlösungen wird in Projekten zunehmend untersucht und umgesetzt. Eine zunehmende Anzahl dieser lokalen Konzepte bietet das Potenzial diese nicht nur für die lokale Inselnetzfähigkeit, sondern auch für den Netzwiederaufbau zu nutzen. Der Trend zur Inselnetzfähigkeit von lokalen Versorgern dient in erster Linie einer schnellen lokalen Wieder- bzw. Weiterversorgung im Verteilnetz, kann aber im Einzelfall mit definiertem Betriebszustand auch übergeordnet einen Beitrag leisten. Der Inselbetrieb erfordert dabei ein hohes Maß an Ausgleichspotenzialen und kann abhängig von den Lastschwankungen zu hohen Anforderungen an die Regelgeschwindigkeit führen. Diese Möglichkeiten könnten folglich auch für den normalen Betrieb oder den überregionalen Netzwiederaufbau genutzt werden. Insbesondere vor dem Hintergrund von Multi-Use-Anwendungen von Speicherkonzepten erscheint dies als ein interessantes Anwendungsfeld. Für einen übergreifenden Beitrag zum Netzwiederaufbau muss der ÜNB jedoch zuverlässig und dauerhaft auf die Quellen und Konzepte zugreifen können. Ein dezentraler Netzwiederaufbau bedingt zudem ggf. aufwändige Anpassungen der Primär- und Sekundärtechnik in den betroffenen Netzen sowie eine Neugestaltung der betrieblichen Konzepte für den Wiederaufbau. Auch ist zu beachten, dass die dauerhafte Aufrechterhaltung der lokalen Versorgung und der Beitrag zur Netzwiederversorgung einzel-

ner Netzregionen zwar grundsätzlich Synergiepotenziale aufweist, die Zielfunktionen jedoch auch untereinander konkurrieren können.

- **HGÜ können zukünftig einen wichtigen Beitrag für den Wiederaufbau des Netzes, sowie für den sicheren Betrieb von Netzinseln leisten.** Durch die Verbindung zweier Netzinseln, insbesondere mit unterschiedlichen Leistungssalden (d. h. Export bzw. Bezug von Leistung), kann der sichere Betrieb der Netzinseln über eine HGÜ-Verbindung unterstützt werden. In diesem Fall übernimmt die HGÜ den Leistungsaustausch zwischen diesen Inseln und hilft bei deren Synchronisation. Die Konverterstationen der HGÜ können darüber hinaus für die Stabilisierung der Frequenz (durch die Steuerung des Wirkleistungstransports) sowie der Spannung (durch Anpassung des Betriebspunktes) in den Netzinseln unterstützend wirken. Voraussetzung ist, dass HGÜ-Anlagen im Falle einer großflächigen Netzstörung am Netz verbleiben sowie eine netzdienliche Betriebsweise einnehmen.

## 8 Glossar

### EE-Anlagen

Anlagen zur Energieumwandlung aus erneuerbaren Primärenergiequellen gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz. Dies betrifft Wasserkraft, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Biomasse und Biogas.

### Dargebotsabhängige Erzeuger

Anlagen deren Möglichkeiten zur Wirkleistungsbereitstellung von einer volatilen Primärenergiequelle abhängig ist. Explizit sind dies PVA, WEA und mit Einschränkungen auch Laufwasserkraftwerke.

### Dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA)

Kleinere Erzeugungsanlagen primär zur Deckung des Wirkleistungsbedarfs. Die Einspeisung erfolgt hierbei meist in der Mittel- oder Niederspannungsebene. Hierzu zählen beispielsweise EE-Anlagen sowie kleinere nicht regenerative Einspeiser wie KWK-Anlagen

### Erzeugungsanlagen

Anlage mit einer oder mehreren Erzeugungseinheiten zur Bereitstellung elektrischer Energie.

### Neue Lasten

Elektrische Lasten mit einem heute zu vernachlässigenden Einfluss auf die Planung und den Betrieb elektrischer Netze, deren Anzahl und Einfluss in zukünftigen Szenarien erheblich steigt. Dieser Begriff umfasst im Rahmen dieser Studie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Speicher sowie PT-X Anlagen.

### Synthetische Schwungmasse

Schnelle P(f)-Regelung, die das Verhalten von Synchrongeneratoren bei Wirkleistungsungleichgewichten nachahmt. Sie ermöglicht einen nahezu instantanen Ausgleich von Wirkleistungsschwankungen, ist aber von einer echten Momentanreserve abzugrenzen, da Sie durch die Notwendigkeit einer Regelung keinen Einfluss auf den Frequenzgradienten im Ursprung nimmt.

**Direkt gekoppelte Anlagen**

Netznutzer oder Betriebsmittel, dessen mechanisch rotierende Komponente eine unmittelbare Verbindung zum elektrischen Netz besitzt und daher in Wechselwirkung mit dessen Frequenz steht.

**Umrichtergekoppelte Anlagen**

Netznutzer oder Betriebsmittel, die keine unmittelbare Verbindung zum elektrischen Netz besitzen, sondern über einen Umrichter mit diesem verbunden sind, weisen keine inhärente Wechselwirkung mit der Netzfrequenz auf.

**Momentanreserve**

Inhärente Eigenschaft von direkt gekoppelten Anlagen und netzbildender Umrichter. Die Trägheit der Schwungmasse der Anlagen bzw. die Kapazität im Zwischenkreis gleicht Schwankungen des Wirkleistungsgleichgewichtes kurzzeitig aus und unterstützt so die Frequenzhaltung.

**Kritischer Systemzustand**

Beschreibt einen Zustand in der die Netzfrequenz außerhalb der Regelungsbereichs der frequenzabhängigen Regelleistungsprodukte liegt und daher weitere Maßnahmen zur Frequenzhaltung aktiviert werden müssen.

**Regelleistungsprodukte**

Ausgeschriebene Vorhaltung von Regelleistung durch Netznutzer zur Frequenzhaltung. Die Ausschreibung der Regelleistung erfolgt in Form definierter Produkte. Diese unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Bereitstellungscharakteristik. Unterschieden wird zwischen frequenzabhängigen Produkten zur Begrenzung der Frequenzänderung sowie Produkten zur Rückführung der Frequenz in den Nennbereich.

**P(f)-Regelleistung**

Frequenzabhängige Leistungsänderung im Rahmen eines Regelleistungsproduktes.

## 9 Literaturverzeichnis

- [1] C. Rehtanz, M. Greve, B. Gwisdorf, et al., „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,“ Berlin, 2012.
- [2] J. Böhner, A. Moser, M. Uslar, et al., „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie),“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, 2014.
- [3] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Technische Universität Dortmund; ef.Ruhr GmbH, „dena- Studie Systemdienstleistungen 2030,“ Berlin, 2014.
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Technische Universität Dortmund; ef.Ruhr GmbH, „Analyse Momentanreserve 2030: Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030,“ Berlin, 2016.
- [5] Deutsche Energie-Agentur GmbH, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende,“ Berlin, 2018.
- [6] Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, 2017.
- [7] The Boston Consulting Group, Prognos, „Klimapfade für Deutschland,“ Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Berlin, 2018.
- [8] EWI Energy Research & Scenarios, ef.Ruhr GmbH, „Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung,“

- Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, 2018.
- [9] Ausfelder, et al., „Sektorenkopplung - Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems (Schriftreihe Energiesysteme),“ München, 2017.
- [10] entsog, entsoe, „TYDP 2018 Scenario Report,“ Brüssel, 2018.
- [11] 50 Hertz Transmissions GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017,“ 2017.
- [12] Enervis energy advisor GmbH, „Meta-Studie Sektorenkopplung: Analyse einer komplexen Diskussion,“ VNG Gruppe, Berlin, 2018.
- [13] Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung", „Abschlussbericht,“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, 2019.
- [14] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), „Bericht - Monitoringbericht 2018,“ Bonn, 2019.
- [15] „Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbedingungen für Stromerzeuger,“ Amtsblatt der Europäischen Union, Brüssel, 2016.
- [16] „Verordnung (EU) 2016/1388 Der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss,“ Amtsblatt der Europäischen Union, Brüssel, 2016.

- [17] „Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb,“ Amtsblatt der Europäischen Union, Brüssel, 2016.
- [18] ENTSO-E, „Rate of Change of Frequency (RoCo) withstand capability,“ ENTSO-E, Brüssel, Belgien, 2018.
- [19] „DS3 System Services Technical Definitions Decision Paper SEM-13-098,“ Single Electricity Market, Belfast, 2013.
- [20] Noll, T., „Frequenzstützung durch den Einbezug von Anlagen aus dem Verteilnetz,“ Dortmund, 2016.
- [21] Xu, Z., Togeby, M., Østergaard, J., „Demand as Frequency Controlled Reserve,“ Ørsted DTU, Lyngby, 2008.
- [22] „VDE-N-Empfehlung zur nationalen Festlegung der Leistungsklassen der Europäischen Network Codes,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin, 2017.
- [23] „VDE-AR-N 4120: Technische Anforderungen für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung),“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), Berlin, 2018.
- [24] „VDE-AR-N 4130: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung),“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), Berlin, 2018.
- [25] H. Emmanuel, K. Pierros, J. Brombach, „Diskussion von Regelstrategien netzgekoppelter Umrichter im zukünftigen

Energiesystem,“ in *ETG/GMA Fachtagung: Netzregelung und Systemführung*, Berlin, 2019.

[26] „Technical Requirements for the Connection of Generating Stations to the Hydro-Quebec Transmission System,“ Hydro-Quebec TransEnergie, Montreal, 2019.

[27] „VDE-AR-N 4100: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung),“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), Berlin, 2019.

[28] „VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung),“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), Berlin, 2018.

[29] „VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), Berlin, 2018.

[30] „N N Hinweis - Technische Anforderungen an die automatische frequenzentlastung,“ o rum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) , Berlin, 2012.

[31] „DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,“ DIN Deutsches Institut für Normung e. V., Berlin, 2011.

[32] Greve, M., Vertikale Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz, Dortmund, 2016.

- [33] „N N-Info "Solidarität im Verbundsystem",“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V, Berlin, 2018.
- [34] Kamenschikow, D., Lösing, M., Vennemann, K., „Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung in hochausgelasteten 380-kV-Netzen,“ in *11. ETG/GMA Fachtagung, Netzregelung und Systemführung*, München, 2013.
- [35] TENNET, „Taking Power further: Umspannwerk Bergheinfeld West - Das neue Umspannwerk Bergheinfeld/West spielt für die Energiewende in S d deutschland eine zentrale Rolle,“ [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/umspannwerk-bergheinfeld-west/>. [Zugriff am 16 April 2019].
- [36] Siemens AG, „Issue 15/06 HVDC/ A CTS - Highlights Synchronous condenser solutions for Denmark,“ [Online]. Available: <http://www.ptd.siemens.de/>. [Zugriff am 16 April 2019].
- [37] „KEST Produkte,“ [Online]. Available: <https://www.kest-gmbh.com/de/produkte.html>. [Zugriff am 17 April 2019].
- [38] „Projekt Quirinus: Stornetic installiert Schwungrad-Speicher,“ [Online]. Available: <https://www.euwid-energie.de/projekt-quirinus-stornetic-installiert-schwungrad-speicher/>. [Zugriff am 17 April 2019].
- [39] „Stadtwerke M n chen vermarkten erstmals kinetischen Energiespeicher,“ [Online]. Available: <https://www.swm.de/dam/swm/dokumente/geschaeftskunden/dienstleistungen/virtuelles-kraftwerk/pm20151102-vkw-kinetischer-energiespeicher.pdf>. [Zugriff am 17 April 2019].

- [40] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene,“ Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Frankfurt a. M., 2015.
- [41] Rocabert, J.; Luna, A.; Blaabjerg, P.; Rodríguez, P., „Control of Power Converters in AC Microgrids,“ *Power Electronics vol. 27*, pp. pp. 4734-4749, November 2012.
- [42] Jenni, E.; Wüst, D., „Steuerverfahren für selbstgeführte Stromrichter,“ vdf Hochschulverlag AG, 1995.
- [43] H. Wrede, „Verhalten von Umrichtern am Netz,“ in *ETG/GMA-Fachtagung*, 2017.
- [44] Kazmierkowski, Marian, *Control in Power Electronics Selected Problems*, San Diego: Academic Press, 2002.
- [45] R. H. Renner, D. Van Hertem, „Ancillary services in electric power systems with HVDC grids,“ in *IET Generation, Transmission, Distribution Vol. 9*, 2015, pp. 1179 - 1185.
- [46] Oriol Gomis-Bellmunt, e.a., „Suitable Method of Overloading for Fast Primary Frequency Control from Offshore Wind Power Plants in Multi-Terminal DC Grid,“ in *IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, 2017.
- [47] Abel A. Taffese; Elisabetta Tedeschi, „Coordination of Modular Multilevel Converter based HVDC Terminals for Ancillary Services,“ in *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, 2018.
- [48] Yannick Rink; Lukas Held; Simon Wenig, Michael Suriyah; Thomas Leibfried, „Utilization of MMC-HVDC for Primary and Secondary Control in Hybrid ACDC Power Systems,“ in *53rd*

*International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, 2018.

[49] M. Barnes, D. Van Hertem, S. P. Teeuwsen and M. Callavik, , „HVDC Systems in Smart Grids,“ in *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 11, Nov. 2017, pp. pp. 2082-2098.

[50] „ENTSO-E guidance document: Embedded HVDC systems – frequency schemes in case of system split,“ ENTSO-E, Brüssel, 2018.

[51] „VDE-AR-N 4131: Technische Regeln für den Anschluss von HGÜ-Systemen und über HGÜ-Systeme angeschlossene Erzeugungsanlagen,“ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (FNN), Berlin, 2018.

[52] Amprion GmbH, „NETZBETREIBER STELLEN INVESTITIONSANTRÄGE FÜR POWER-TO-GAS-PROJEKTE,“ 29 03 2019. [Online]. Available: [https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite\\_18880.html](https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_18880.html). [Zugriff am 18 10 2019].

[53] Nowega GmbH, „GETH2,“ [Online]. Available: <https://www.get-h2.de/>. [Zugriff am 01 2020].

[54] Zhang, Xiao-Ping, Rehtanz, Christian, Pal, Bikash, Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012.

[55] G. Migliavacca, „Advanced Technologies for future Transmission Systems,“ 2013, pp. pp. 119-156.

[56] M. Noroozian, e.a., „Benefits of SVC and STATCOM for Electric Utility Application,“ in *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Dallas TX, 2003.

- [57] F. S. Al-Ismael, M. A. Abido, „RTDS Implementation of STATCOM-Based Power System Stabilizers,“ in *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering* vol. 37, no 1, 2014, pp. pp. 48-56.
- [58] R. Mathur, R. Varma, „Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems,“ 2002, pp. pp. 315-558 .
- [59] M. Noroozian, L. Angquist, M. Ghandhari, G. Andersson, „Improving power system dynamics by series-connected facts devices,“ in *Power Delivery IEEE Tansaction on*, vol 12 no. 4 , 1997, pp. pp. 1635-1641.
- [60] R. Vidal, M. Angel, A. H. Sautua, E. T. Iglesias and P. E. Lopez, , „Real 200kVA static synchronous series compensator test bench for control strategy verification and validation using Matlab,“ in *IEEE Grenoble Conference*, Grenoble, 2013.
- [61] M. Farahani, „Damping of subsynchronous oscillations in power systems using static synchronous sries compensator,“ in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol 6 no. 6, 2012, pp. pp 539-544.
- [62] N. I ouentzou, V. G. Agelidis, G. D. Demetriades, „VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview,“ in *IEEE Transactions on Power Electronics* vol. 24, no. 3, 2009, pp. 592-602.
- [63] M. Saeedifard, R. Iravani, „Dynamic Performance of a Modular Multilevel Back-to-Back HVDC System,“ in *IEEE Transactions on Power Delivery* vol. 25, no. 4, 2010, pp. pp 2903 - 2912.
- [64] G. N. Hingorani, L. Gyugyi, *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, Wiley-IEEE Press, 2000.

- [65] Deutscher Wetterdienst, „CDC (Climate Data Center),“ [Online]. Available: [https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/cdc/cdc\\_node.html](https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/cdc/cdc_node.html).
- [66] ENTSOE-E, „ENTSOE-E: Transparency Platform,“ [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/>.
- [67] Prabha Shankar Kundur, Power System Stability and Control, Powertech Labs Inc., Surrey, British Columbia: McGraw-Hill, Education Ltd, 1994.
- [68] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), „Bericht - Mindestenerzeugung 2019,“ Bonn, 2019.
- [69] Welfonder, E., et al., „Untersuchungen der frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme von Verbraucherteilnetzen – Ergebnisse und Folgerungen für den Verbundbetrieb,“ *Elektrizitätswirtschaft*, Nr. Jg. 93 Heft 3, 1994.
- [70] Hall, B., „Experimentelle Untersuchung zur frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme elektrischer Verbraucherteilnetze,“ 1993.
- [71] Schleif, R., „A Study of Interconnected Power Systems Operation at Below Normal frequency“, Technical Planning Study, TPS 78-784, Final Report,“ Electric Power Research Institute, 1979.
- [72] Verband der Netzbetreiber VDN e.V., „Netz- und Systemregeln,“ TransmissionCode 2007, Berlin, August 2007.
- [73] System Operator for Northern Ireland (SONI), „Minimum Function Specification for centrally dispatched Closed Cycle Gas Turbines,“ April 2010.

- [74] „EirGrid Grid Code Version 6.0,“ 22nd July 2015.
- [75] EIRGRID, SONI, „RoCo Modification Proposal - TSOs' Recommendations,“ September 2012.
- [76] Hydro-Québec TransÉnergie, Transmission Provider Technical Requirements For The Connection Of Power Plants To The Hydro-Québec Transmission System, February, 2009, S.58.
- [77] ENTSO-E, „Report on Blackout in Turkey on,“ ENTSO-E, Brüssel, Belgien, 2015.
- [78] ENTSO-E, „re frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe,“ ENTSO-E, 2016.
- [79] Europe, ENTSO-E: Task Force Overfrequency Control Schemes - Recommendations for the Synchronous Area of Continental, „Task Force Overfrequency Control Schemes - Recommendations for the Synchronous Area of Continental Europe,“ ENTSO-E, Brüssel, 2017.
- [80] 50 Hertz Transmissions GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetzBW GmbH, „requ enzstabilität - Notwendiges Zeitverhalten bei Über- und Unterfrequenz,“ 2018.
- [81] union for the coordination of transmission of electricity (UCTE), „i nal Report System Disturbance on 4. November 2006,“ ENTSO-E, Brüssel, 2007.
- [82] Haubrich, H.-J. , „Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen,“ Bonn, 2008.

- [83] Consentec GmbH, „Verfahren zur dynamischen Bestimmung des Bedarfs für Sekundärregel- und Minutenreserve - Gutachten im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ Aachen, 2018.
- [84] 50 Hertz Transmissions GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Bewertung der Systemstabilität - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf,“ 2019.
- [85] DB Energie GmbH, „Herausforderungen für das Systemdesign und den Betrieb des 16,7-Hz-Bahnenergienetzes bei zunehmender umrichterbasierter Einspeisung,“ VDE Verlag GmbH, Berlin/Offenbach, 2019.
- [86] WEMAG, „wegmag.com,“ [Online]. Available: <https://www.wemag.com/aktuelles-presse/wemag-batteriespeicher-testet-erfolgreich-schwarzstart-nach-blackout>. [Zugriff am 17.10.2019].
- [87] 50Hertz, „10-Punkte-Programm der 110kV-VNB und des ÜNB der Regelleitung 50Hertz zur Weiterentwicklung der SDL mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Anlagen,“ 2014.
- [88] ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze, „Der Zelluläre Ansatz,“ 2015.
- [89] LEW Verteilnetz GmbH, „Lokale Inselnetzversorgung und beschleunigter Netzwiederaufbau mit dezentralen Erzeugungsanlagen bei großflächigen Stromausfällen,“ 2019.
- [90] raunhofer IWES, „NETZ:KRÄFT - Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukunftsfähiger Kraftwerksstrukturen“.
- [91] ef.Ruhr GmbH, „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg,“ Dortmund, 2017.

- [92] Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RExpertise, „Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus,“ Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP), Berlin, 2019.
- [93] TenneT, „tennet.eu,“ [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/de/news/news/blockchain-pilot-zeigt-potenzial-von-dezentralen-heimspeichern-fuer-das-energiesystem-von-morgen-1/>. [Zugriff am 18.10.2019].
- [94] Sonnen GmbH, „sonnen.de,“ [Online]. Available: <https://sonnen.de/haushalte-ersetzen-kraftwerke-groesste-virtuelle-batterie-fuer-das-stromnetz-der-zukunft/>. [Zugriff am 18.10.2019].
- [95] Kippelt S., „Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien,“ Shaker Verlag, Aachen, 2017.
- [96] D. E.-A. (dena), „Definitionen und Abgrenzung - Elemente der Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit,“ Berlin, 2019.

