

Kraft, Sophia

Research Report

Smart Markets für regionale Systemdienstleistungen: Entwicklung eines Marktdesigns

Beiträge des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, No. 01/2018

Provided in Cooperation with:

Institute for Infrastructure and Resources Management, University of Leipzig

Suggested Citation: Kraft, Sophia (2018) : Smart Markets für regionale Systemdienstleistungen: Entwicklung eines Marktdesigns, Beiträge des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, No. 01/2018, Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM), Leipzig

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/177818>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

SMART MARKETS für regionale Systemdienstleistungen – Entwicklung eines Marktdesigns –

Sophia Kraft

01/2018



Beiträge des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement
Contributions of the Institute for Infrastructure and Resources Management

Herausgeber:

Prof. Dr. Thomas Bruckner, Prof. Dr. Erik Gawel, Prof. Dr. Robert Holländer und Prof. Dr. Daniela Thrän

Sophia Kraft

SMART MARKETS für regionale Systemdienstleistungen – Entwicklung eines Marktdesigns

Beiträge des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Universität Leipzig

Herausgegeben von Prof. Dr. Thomas Bruckner, Prof. Dr. Erik Gawel, Prof. Dr. Robert Holländer und

Prof. Dr. Daniela Thrän

Nr. 01/2018

ISSN 2364-4346

<http://www.econstor.eu/escollectionhome/10419/107939>

© Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Universität Leipzig, 2018

Die Schriftenreihe „Beiträge des Instituts für Infrastruktur und Ressourcenmanagement“ erscheint mehrmals im Jahr und stellt in unregelmäßigen Abständen den Forschungsstand unterschiedlicher Themengebiete des Instituts vor. Sie vereint Diskussionsbeiträge, Projekt(teil-)berichte sowie herausragende Abschlussarbeiten. Die Beiträge geben dabei die Meinung der Autoren wieder, nicht notwendigerweise auch die der Herausgeber.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
Abkürzungsverzeichnis	IV
Symbolverzeichnis	VII
Kurzfassung	VIII
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund und Relevanz.....	1
1.2 Forschungsstand	3
1.3 Ziel und Struktur der Arbeit	4
2 Grundlagen zu Systemdienstleistungen	6
2.1 Elektrotechnischer Hintergrund	6
2.1.1 Elektroenergiesysteme	6
2.1.2 Zusammenhang zwischen Frequenzhaltung und Wirkleistung	10
2.1.3 Zusammenhang zwischen Spannungshaltung und Blind-/ Kurzschlussleistung ..	16
2.2 Begriffsklärung von Systemdienstleistungen	22
3 Zukünftige Bedarfs- und Anbieterstruktur von Systemdienstleistungen	24
3.1 Entwicklung hinsichtlich der Frequenzhaltung	25
3.2 Entwicklung hinsichtlich der Spannungshaltung	27
3.3 Entwicklung hinsichtlich des Versorgungswiederaufbaus	31
3.4 Entwicklung hinsichtlich der Betriebsführung	32
3.5 Zukünftige Potenziale von Flexibilitätsanbietern durch den Multi-Use-Ansatz.....	35
4 Marktdesigns für Systemdienstleistungen in liberalisierten Strommärkten	37
4.1 Methodischer Ansatz: Analyse und Entwicklung von Marktdesigns	38
4.2 Aktuelles Marktdesign: Systemdienstleistungen im deutschen Stromversorgungssystem.....	39
4.2.1 Mechanismen im Markt- und Netzbereich	40
4.2.2 Ordnungsrahmen für Systemdienstleistungen	44
4.3 Marktdesign-Optionen: Konzepte zur Integration von lokalen Signalen.....	48
4.3.1 Market Splitting	49
4.3.2 Nodal Pricing	50
4.3.3 Zellularer Ansatz.....	53
4.3.4 Bewertung der Ansätze in Bezug auf netzdienliche Verhaltensanreize	55
5 Smart Markets-Konzept zur Bereitstellung regionaler Systemdienstleistungen	56
5.1 Definition und Bedeutung von Smart Markets.....	56
5.2 Ampelkonzept zur Verortung von Smart Markets	57
5.3 Flexibilitätsplattform als Smart Market-Konzept.....	59
5.3.1 Ausgestaltung der gelben Ampelphase	60
5.3.2 Kritische Betrachtung unter ökonomischen Effizienzkriterien.....	66
6 Fazit und Ausblick	69
Literaturverzeichnis	IX
Anhang	XX

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland.	1
Abbildung 2: Kostenentwicklung der Systemdienstleistungsmaßnahmen zur Netzenspassbehebung.	2
Abbildung 3: Exemplarischer hierarchischer Aufbau eines Elektroenergiesystems.	7
Abbildung 4: Lastflussdiagramm Szenario 1 – Netzenspasssituation im (n-1)-Fall.	14
Abbildung 5: Lastflussdiagramm Szenario 2 – Strombedingter Redispatch im (n-1)-Fall auf 380/110-kV Ebene.	15
Abbildung 6: Lastflussdiagramm Szenario 3 – Spannungsproblem im (n-0)-Fall.	19
Abbildung 7: Lastflussdiagramm Szenario 4 – Spannungsstützung durch Erneuerbare-Energien-Parks im (n-0)-Fall aus Verteilnetzebene.	20
Abbildung 8: Übersicht zu Systemdienstleistungen.	22
Abbildung 9: Drei-Stufen-Ansatz zur Entwicklung von Marktdesigns im Elektrizitätsversorgungssystem.	38
Abbildung 10: Gegenwärtige Mechanismen im deutschen Strommarkt.	40
Abbildung 11: Darstellung des Grundkonzeptes von Market Splitting.	49
Abbildung 12: Darstellung des Grundkonzeptes von Nodal Pricing.	51
Abbildung 13: Darstellung einer Flexibilitätsplattform zur Vermarktung von regionalen Systemdienstleistungen.	60
Abbildung 14: Darstellung einer gesamtheitlichen Merit Order von Flexibilitätsoptionen mit Lokalinformation.	63

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht zukünftiger Bedarfs- und Anbieterstruktur von Systemdienstleistungen.	25
Tabelle 2: Übersicht des aktuellen Regulierungsrahmens und der Vergütungsmechanismen bezüglich Systemdienstleistungen.	44

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMA	Biomasseanlage
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
DEA	Dezentrale Energieumwandlungsanlage
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-Only-Markt
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZA	Erzeugungsanlage
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HKW	Heizkraftwerk
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
Hz	Hertz
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ISO	Independent System Operator
kV	Kilovolt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
OTC	Over-the-Counter
PJM	Pennsylvania - New Jersey - Maryland
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SDL	Systemdienstleistung
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SVC	Static VAR Compensator
UCTE	Verbund der Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (engl. Union for the Coordination of Transmission of Electricity)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk
VA	Voltampere
var	Var
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber (bzw. Verteilungsnetzbetreiber)

W	Watt
WEA	Windenergieanlage
μ-Grids	Micro-Grids

Symbolverzeichnis

I	Stromstärke
P	Wirkleistung
Q	Blindleistung
S	Scheinleistung
U	Spannung

Kurzfassung

Die Energiewende in Deutschland bringt große Veränderungen im Stromversorgungssystem mit sich. Auf der einen Seite wächst der Anteil erneuerbarer Energien, insbesondere im Verteilnetz. Auf der anderen Seite verlagern sich Verbrauchsschwerpunkte, beispielsweise durch Elektromobilität. Aufgrund von Einspeise- und Lastspitzen verschärfen sich lokale kritische Netzsituationen und der Bedarf an Systemflexibilität steigt. Gleichzeitig werden konventionelle Kraftwerke von den Erneuerbare-Energien-Anlagen zunehmend vom Netz verdrängt. Folglich können sie nicht mehr wie gewohnt die zur Systemstabilität notwendigen Systemdienstleistungen bereitstellen. Aus diesem Grund bedarf es in Zukunft zur Gewährleistung einer sicheren und stabilen Stromversorgung neuer Rahmenbedingungen hinsichtlich der vier Systemdienstleistungen: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, die Frage zu klären, wie ein Smart Market-Konzept ausgestaltet sein muss, damit zur Aufrechterhaltung eines sicheren Stromversorgungssystems Anreize für netzdienliches Verhalten von regionalen Anbietern von Systemdienstleistungen gesetzt werden.

Die Arbeit zeigt durch ihre Analyse, dass der Bedarf an Systemdienstleistungen insgesamt zunehmen wird. Dieser Bedarf kann zukünftig technisch durch eine alternative Anbieterstruktur gedeckt werden. Für die erforderliche Koordination zwischen Netz und Markt wird das Smart Market-Modell ‚Flexibilitätsplattform‘ entworfen. Auf Basis einer vollständig digitalisierten Netzinfrastruktur können über diese Webplattform netzdienliche Flexibilitäten – insbesondere aus unteren Spannungsebenen – bei absehbaren kritischen Netzsituationen gehandelt werden.

Abstract

The German Energiewende (energy transition) causes major changes in power supply structures. On the one hand, the share of renewable energy is increasing, especially in the distribution grids. On the other hand, consumption patterns are shifting, e.g. through electromobility. Due to feed-in peaks and peak loads, local grid situations become critical and show a growing demand for system flexibility. At the same time, renewable energy plants progressively replace conventional power plants, which so far mainly ensure a stable grid operation by providing ancillary service products. To secure system stability in the long run, a new framework is required that comprises the four ancillary services: frequency control, voltage control, system restoration and system control.

The objective of this work is to design a Smart Market concept that raises incentives for regional providers of ancillary services to enhance network flexibility.

The analysis indicates a growing demand for ancillary service products. An alternative supplier structure can technically address this demand. Regarding the necessary coordination between grid and market, the Smart Market model ‘Flexibility Platform’ is designed. On the basis of a fully digitalized network infrastructure, network flexibility – in particular from lower voltage levels – can be traded via this web platform to absorb foreseeable critical grid situations.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Relevanz

Ziel der deutschen Energiepolitik ist die Gewährleistung einer sicheren, kostengünstigen und umweltverträglichen Stromversorgung (vgl. BMWi 2015, S. 4). Mit dem Energiekonzept 2010 hat die Bundesregierung den Grundstein für eine umweltverträgliche Stromversorgung gelegt. Demnach soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch in den nächsten Jahrzehnten stetig zunehmen: Im Jahr 2020 soll der Anteil 35 Prozent betragen und bis zum Jahr 2050 sollen 80 Prozent erreicht werden. (Die Bundesregierung 2010, S. 4-5) Vor dem Hintergrund der eingeläuteten Energiewende im Jahr 2011 nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima wurde die Umgestaltung des Stromversorgungssystems zusätzlich beschleunigt. Wie aus Abbildung 1 hervorgeht, wächst der EE-Anteil kontinuierlich. Aufgrund der niedrigen Grenzkosten von EE werden in der Folge konventionelle Kraftwerke zunehmend vom Markt und damit auch aus dem Netz gedrängt.

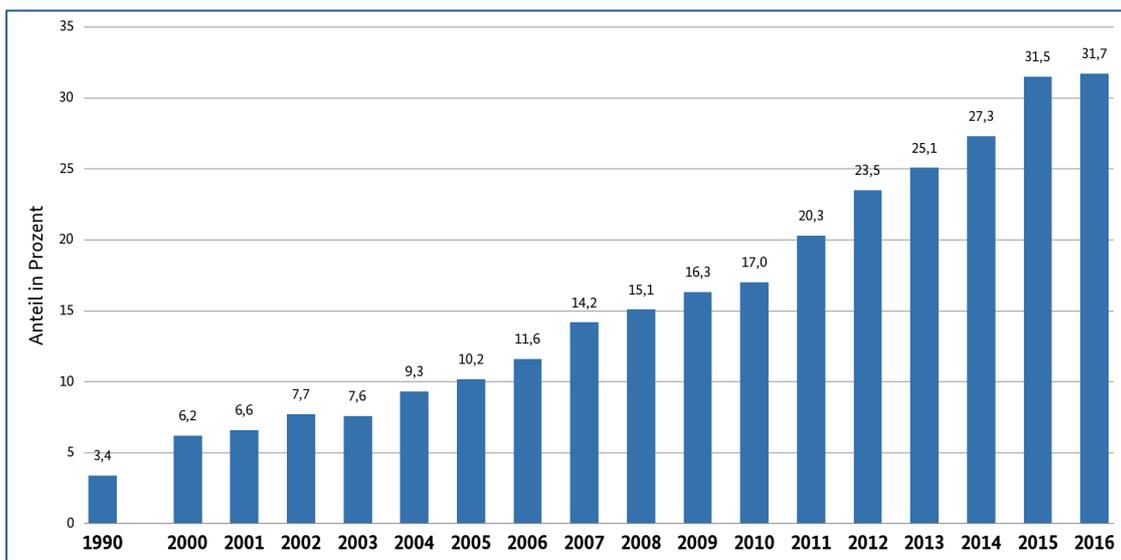


Abbildung 1: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland.
Quelle: BMWi (2017a).

Die zweite wesentliche Rolle spielt neben der Umweltverträglichkeit die sichere und zuverlässige Stromversorgung und damit einhergehend die Systemsicherheit. Zu deren Gewährleistung dienen die vier Systemdienstleistungen (SDL): Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung. Vor dem Hintergrund physikalischer Netzrestriktionen sichern die SDL die Einhaltung von Grenzwerten für die Belastung elektrischer Betriebsmittel bzw. für Frequenz und Spannung. Die SDL-Erbringung erfolgt heute noch überwiegend durch konventionelle Kraftwerke, die hauptsächlich auf

Übertragungsnetzebene einspeisen. Da der Marktanteil der konventionellen Kraftwerke schrumpft, müssen in Zukunft zunehmend EE-Anlagen, die zu rund 90 Prozent im Verteilnetz angeschlossen sind (BMWi 2016, S. 26), die Bereitstellung der SDL übernehmen.

Als drittes Kernelement der deutschen Energiepolitik gilt die Kosteneffizienz. Gegenwärtig kann dieses Ziel nicht hinreichend erfüllt werden, denn die volkswirtschaftlichen Kosten zur Gewährleistung der Systemsicherheit sind in den letzten Jahren sprunghaft angestiegen. Tritt auf Übertragungs- oder Verteilnetzebene ein strom- oder spannungsbedingter Netzengpass auf, fordert der zuständige Netzbetreiber konventionelle Kraftwerke zur Anpassung ihrer Einsatzfahrpläne auf (sogenannte Redispatch-Maßnahmen) oder regelt EE-Anlagen ab (sogenanntes Einspeisemanagement, EinsMan). Die Kosten für die Redispatch-Maßnahmen und für die Maßnahmen im Rahmen von EinsMan lagen im Jahr 2015 bei knapp 900 Millionen Euro, wie aus Abbildung 2 ersichtlich wird.¹

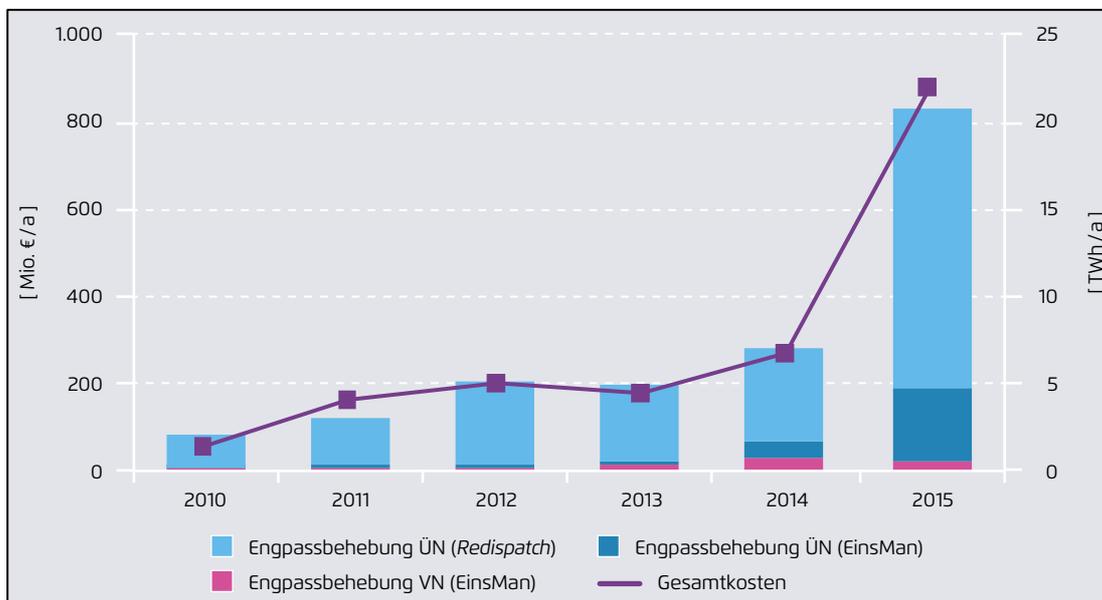


Abbildung 2: Kostenentwicklung der Systemdienstleistungsmaßnahmen zur Netzengpassbehebung.

Quelle: Ecofys (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 33).

Wesentliche Treiber für diese Entwicklung sind auf der einen Seite die stark wachsenden EE und auf der anderen Seite die Veränderung der Laststruktur. Aufgrund der Energiewende, die nicht nur im Stromsektor, sondern unter anderem auch im Verkehrssektor Einzug hält, verschieben sich in Zukunft Verbrauchsschwerpunkte durch neue Verbraucher mit hohen Entnahmespitzen (beispielsweise Elektromobilität) (vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 31). Darüber hinaus führt auch der weitere Netzausbau in den nächsten Jahren zu keiner

¹ Die Gesamtjahresbetrachtung zu den Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen von 2016 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA 2017c, S. 4) zeigt, dass „die Menge von Redispatch und Einspeisemanagement im Vergleich zum Vorjahr um etwa ein Viertel zurückgegangen“ ist. Zwar sinken dadurch die Kosten für diese Maßnahmen, dennoch konstatiert die BNetzA (2017c, S. 4), dass „das Niveau der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2016 auf einem hohen Niveau“ blieb.

gänzlichen Behebung der Netzengpässe, da der Gesetzgeber mit der Einführung des sogenannten Drei-Prozent-Ansatzes keinen vollständigen Netzausbau herbeiführen wird (vgl. BNetzA 2016b, S. 80).

Das aktuelle Strommarktdesign zieht eine klare Grenze zwischen dem reinen Netzbetrieb und der reinen Marktsphäre. Aus diesem Grund werden im Strommarkt keinerlei Anreize dafür gesetzt, dass sich EE-Anlagen, Speicher oder Lasten entsprechend der Einhaltung von Grenzwerten verhalten. Bislang bleibt das Flexibilitätspotenzial dieser zukünftigen SDL-Anbieter unerschlossen. Aus diesem Grund besteht der Bedarf zur Entwicklung eines Konzeptes für die lokale Behebung von Grenzwertverletzungen, im Wesentlichen von Kapazitätsengpässen und Spannungsbandverletzungen.

Von verschiedenen Seiten wird ein marktbasierendes Beschaffungsmanagement für regionale SDL-Produkte bzw. netzdienliche Flexibilitätsprodukte gefordert, damit die bisherige SDL-Bereitstellung in Zukunft durch EE-Anlagen wirtschaftlich optimal substituiert werden kann (vgl. BNetzA 2017b; dena 2014b; dena 2017a; GridLab et al. 2015). Diesem Anliegen nachgehend, unterbreitet die vorliegende Arbeit einen Vorschlag für ein Marktdesign zur Bereitstellung von regionalen SDL.

1.2 Forschungsstand

Das Thema der Erbringung von SDL bei einem hohen EE-Anteil gewann im deutschsprachigen Raum insbesondere durch die umfassende Studie der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) „Systemdienstleistungen 2030“ (dena 2014b) im Jahr 2014 an Bedeutung. Mit diesen Forschungsergebnissen konnte erstmals der Rahmen abgesteckt werden, in welchem Umfang SDL bis zum Jahr 2030 zur Verfügung stehen müssen und welche alternativen Konzepte zur zukünftigen SDL-Bereitstellung generell vorhanden sind.

In einschlägigen Fachkreisen wird das Erfordernis einer alternativen Beschaffungsstruktur für SDL zunehmend erkannt und in diesem Zuge der Fokus auf die Entwicklung von möglichen SDL-Beschaffungsmodellen gelegt. Repräsentativ sei an dieser Stelle die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Auftrag gegebene Studie „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit“ (Brückl et al. 2016) genannt. Andere Studien (vgl. unter anderem Ecofys und Fraunhofer IWES 2017) richteten ihren Fokus nicht auf das SDL-Produkt Blindleistung, sondern befassten sich explizit mit dem Thema der Vermeidung von Ausfallarbeit zur Reduzierung der Redispatch- und EinsMan-Kosten. In diesem Zusammenhang wurden als Lösungsmodell insbesondere für Netzengpassprobleme Smart Markets aufgeworfen (vgl. unter anderem Ecofys und Fraunhofer IWES 2017; Aichele und Doleski 2014; BNetzA 2011). Eine zentrale Rolle spielt

in diesem Kontext das Konzept der Netzampel, die zur Interaktion von Netz und Markt und somit zur Verortung von Smart Markets dient (vgl. unter anderem Ohrem et al. 2015). Auch das Thema der Flexibilitäten gewann aktuell mit der dena-Netzflexstudie (dena 2017a) und mit dem Diskussionspapier der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) „Flexibilität im Stromversorgungssystem“ (BNetzA 2017b) an Breite.

International fokussiert sich die Fachdiskussion insbesondere auf die Frage, mit welchem Marktmodell Flexibilitäten unter anderem zur SDL-Erbringung effizient gehandelt werden können (vgl. unter anderem Eid et al. 2016; Torbaghan et al. 2016).

1.3 Ziel und Struktur der Arbeit

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, aufbauend auf den bisherigen einschlägigen Forschungsergebnissen ein Smart Market-Konzept für regionale SDL zu entwickeln. Unter dem Thema ‚Smart Markets für regionale Systemdienstleistungen: Entwicklung eines Marktdesigns‘ steht im Mittelpunkt der Auseinandersetzung folgende Forschungsfrage:

Wie muss ein Smart Market-Konzept konkret ausgestaltet sein, damit zur Gewährleistung eines sicheren Stromversorgungssystems Anreize für netzdienliches Verhalten von regionalen SDL-Anbietern gesetzt werden?

Um dies zu klären, werden folgende Leitfragen gestellt:

1. Welcher SDL-Bedarf besteht bis zum Jahr 2030 und welche alternativen SDL-Anbieter können diesen decken?
2. Welche Mechanismen zur SDL-Bereitstellung bestehen bereits im deutschen Stromversorgungssystem?
3. Welches grundlegende Marktdesign-Konzept stellt ein geeignetes netzdienliches Organisationsprinzip für eine regionale SDL-Bereitstellung dar?

Die Beantwortung der Leitfragen dient dazu, einen Vorschlag zur Weiterentwicklung des derzeitigen Marktdesigns zur Koordinierung zwischen Strommarkt und -netz zu unterbreiten. Das Konzept einer regionalen, kosteneffizienten Bereitstellung von SDL soll auch in Zukunft eine sichere und umweltverträgliche Stromversorgung und somit eine effektive und effiziente Fortführung der Energiewende gewährleisten.

Zunächst werden in Kapitel 2 die Grundlagen zu SDL dargestellt. Zur Veranschaulichung der elektrotechnischen Zusammenhänge und in Vorausschau auf elektrotechnische Potenziale hinsichtlich einer SDL-Bereitstellung durch EE-Anlagen werden in diesem Zusammenhang Lastflussdiagramme aus eigens für diese Arbeit durchgeführten Stromnetzsimulationen

herangezogen. Der weitere Teil der Arbeit gliedert sich entlang der Leitfragen. Kapitel 3 erläutert die zukünftige Bedarfs- und Anbieterstruktur von SDL und beantwortet damit die erste Leitfrage. Kapitel 4 beinhaltet die Klärung der 2. und 3. Leitfrage. Nach einer Analyse des derzeit existierenden Marktdesigns in Deutschland werden mögliche Marktdesign-Optionen aufgezeigt. Auf diesen Analyseergebnissen aufbauend wird in Kapitel 5 ein Smart Market-Konzept zur Bereitstellung regionaler SDL unterbreitet. Abschließend wird in Kapitel 6 ein Fazit gezogen und ein Ausblick auf offene Forschungsfragen gegeben.

Die gesamte Entwicklung des Marktdesign-Vorschlages basiert methodisch auf dem Ansatz von Belhomme et al. (2016). Neben Fachliteratur wird auf Ergebnisse eines für die Arbeit durchgeführten Interviews mit einem Vertreter der 50Hertz Transmission GmbH (vgl. Meyer Braune 2017) zurückgegriffen.

2 Grundlagen zu Systemdienstleistungen

Zur Einführung in die Thematik der vorliegenden Arbeit werden in diesem Kapitel die Grundlagen zu SDL dargestellt. Nach einer Erläuterung des elektrotechnischen Hintergrunds (2.1), erfolgt eine Begriffsklärung zu SDL (2.2).

2.1 Elektrotechnischer Hintergrund

Das folgende Unterkapitel gibt einen Überblick über die generellen elektrotechnischen Gegebenheiten im Stromsektor und über die spezifischen Zusammenhänge hinsichtlich der SDL. Im ersten Schritt erfolgt hierzu eine allgemeine Beschreibung zum Aufbau und zur Ausgestaltung von Elektroenergiesystemen. Im zweiten Schritt werden die beiden relevanten Wirkzusammenhänge im Bereich der SDL dargestellt: Zum einen der Zusammenhang zwischen Frequenzhaltung und Wirkleistungsbilanz, zum anderen der Zusammenhang zwischen statischer Spannungshaltung und Blindleistung sowie dynamischer Spannungshaltung und Kurzschlussleistung.

2.1.1 Elektroenergiesysteme

Unter einem Elektroenergiesystem sind aus systemtechnischer Sicht alle technischen Komponenten zu verstehen, die zur Erzeugung, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie erforderlich sind. Zu diesen technischen Einrichtungen gehören beispielsweise Kraftwerksturbinen, Generatoren, Stromleitungen und -kabel sowie Informationssysteme, die sich in regelungstechnisch begründeten Systemgrenzen befinden. (Schwab 2015, S. 30-31)

In Deutschland werden die Systemgrenzen durch vier Regelzonen gebildet (Niederhausen und Burkert 2014, S. 17). Die Regelzonen sind vertraglich abgegrenzte Versorgungsgebiete, die wirtschaftlich und technisch autark operieren können (Schwab 2015, S. 12). In einer Regelzone sind alle Kraftwerke über Leitungen bzw. elektrische Netze miteinander verbunden (Schwab 2015, S. 31). Üblicherweise sind die einzelnen Regelzonen durch Kuppelleitungen mit angrenzenden Elektroenergiesystemen zusammengeschlossen, wodurch ein Verbundsystem entsteht (Schwab 2015, S. 37). Grenzkuppelstellen zu Nachbarstaaten werden als Interkonnektoren bezeichnet (E-Bridge 2014, S. 13). Die Regelzonen werden jeweils von einem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) – 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH – verantwortet (Jarass und Jarass 2016, S. 102). Seit dem Jahr 2010 arbeiten die vier ÜNB intensiv im sogenannten Netzregelverbund zusammen, welcher von der BNetzA für das deutsche Stromnetz angeordnet wurde (BNetzA 2010).

Wie in Abbildung 3 dargestellt, sind Elektroenergiesysteme aufgrund der unterschiedlich hohen Einspeisung an Kraftwerksleistungen und der vielfältigen Klein- und Großverbraucher hierarchisch aufgebaut.² Diese Struktur ergibt sich durch die verschiedenen Spannungen der einzelnen Netzabschnitte. (Schwab 2015, S. 33)

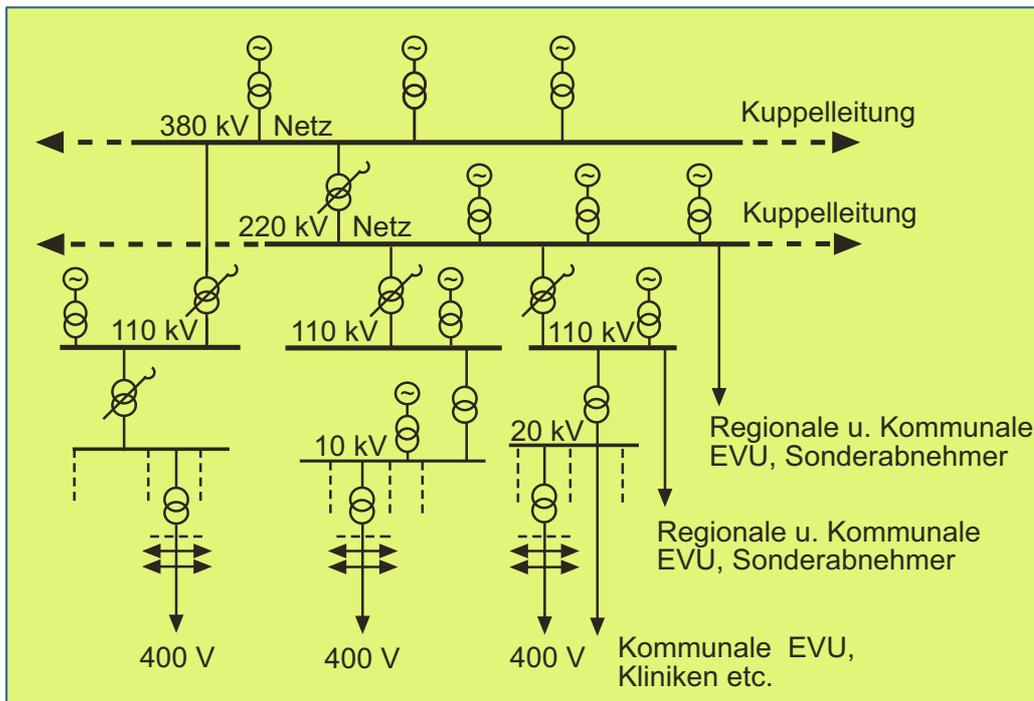


Abbildung 3: Exemplarischer hierarchischer Aufbau eines Elektroenergiesystems.

Quelle: Schwab (2015, S. 33).

In Deutschland wird zwischen den Übertragungsnetzen (Höchstspannung, HöS), die im Besitz der ÜNB sind, und den Verteilnetzen (Hochspannung, HS; Mittelspannung, MS und Niederspannung, NS), die den Verteilnetzbetreibern (VNB) gehören, unterschieden (Brückl et al. 2016, S. 94). Die HöS-Netze sind auf 380 Kilovolt (kV) und 220 kV sowie im Offshore-Bereich auf 150 kV ausgelegt und ermöglichen einen Stromtransport innerhalb von Deutschland sowie grenzüberschreitend über die Interkonnektoren. In das HöS-Netz speisen sowohl große konventionelle Kraftwerke wie Kern-, oder Kohlekraftwerke als auch große EE-Anlagen (beispielsweise Offshore/Onshore-Windparks) und große Wasser- und Pumpspeicherkraftwerke ein. Übertragungsnetze sind durch eine maschenförmige Topologie gekennzeichnet. Vom HöS-Netz fließt der Strom³ vorrangig ins nachgelagerte 110-kV-HS-Netz, wo eine Grobverteilung des Stroms an Umspannwerke (UW) oder an große Energieversorgungsunternehmen (EVU) und Industriebetriebe erfolgt. Weiterhin gehören zu den Verteilnetzen das MS-Netz mit einer Spannung von 10kV bis 30 kV, an welches größere

² Hinsichtlich der Netztopologie kann zwischen Strahlen- Ring- und Maschennetzen unterschieden werden (Schwab 2015, S. 538).

³ Der Begriff Strom entspricht dem elektrotechnischen Begriff der übertragenen Leistung (Jarass und Jarass 2016, S. 105). Im Folgenden wird der Begriff Strom als Synonym für die Begriffe übertragene Leistung und elektrische Energie verwendet.

Abnehmer angeschlossen sind. Als unterste Einheit der Verteilnetze ist das NS-Netz mit einer Spannung von 0,4 kV zu benennen, wodurch die Energie zum Endverbraucher geleitet wird. Klassische Einspeiser sind im HS- und MS-Netz mittlere und kleinere konventionelle Kraftwerke wie Kohle- und Gaskraftwerke sowie Wasser- und Pumpspeicherkraftwerke sowie EE-Anlagen (zum Beispiel Onshore-Wind- und Photovoltaikanlagen, PVA). In das NS-Netz speisen nur kleine dezentrale Kraftwerke (beispielsweise Blockheizkraftwerke, BHKW) und kleine EE-Anlagen (zum Beispiel PVA auf Häusern und Onshore-Windanlagen) ein. (vgl. BMWi 2012; Rehtanz et al. 2012, S. 20) Insgesamt sind auf Verteilnetzebene 90 Prozent der EE-Anlagen angeschlossen (BMWi 2016, S. 26).

Mit dem Zubau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA)⁴ im Verteilnetz kommt es zunehmend zu einer Lastflussumkehr respektive zu bidirektionalen Stromflüssen. Das bedeutet, dass der Strom in diesem Fall nicht mehr nur monodirektional von überlagerten Netzen in Verteilnetze mit niedrigerer Spannung bzw. zum Verbraucher fließt, sondern auch in wechselnder Richtung. Die klassischen Verteilnetze sind auf einen bidirektionalen Stromfluss hinsichtlich Schutztechnik und Querschnitt nicht ausgelegt, weshalb derzeit in vielen Verteilnetzen durch Smart-Grid-Technologien ein Upgrading vollzogen wird.⁵ Dabei werden, wie aus Abbildung 3 ersichtlich, die Netzknoten, an welchen mehrere Leitungen zusammenlaufen, technisch über Sammelschienen realisiert. (Schwab 2015, S. 31-35) Ein Netzknoten, der im Englischen als ‘bus’ bzw. als ‘node’ (Stoft 2002, S. 390) bezeichnet wird, ist im Sinne des § 2 Nr. 11 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) ein „räumlich eng begrenzte[r] Teil eines Elektrizitätsversorgungsnetzes“, über welchen eine oder mehrere Entnahmestellen elektrischer Energie miteinander verbunden sind.⁶ An den Netzknoten wird die elektrische Energie aus der Netz- oder Umspannebene entweder durch die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene, durch Weiterverteiler oder Letztverbraucher entnommen (§ 2 Nr. 6 StromNEV). Grundsätzlich sind die Netze angesichts der hohen elektrischen Leistungen als Drehstromnetze⁷ ausgelegt (Schwab 2015, S. 37). Bislang werden nur in

⁴ Unter die Bezeichnung DEA fallen alle Anlagen, „die dezentral und somit verteilt an das elektrische Netz auf unterschiedlichsten Spannungsebenen angeschlossen sind. [...] Der Begriff DEA umfasst unter anderem alle dezentralen Einspeiser wie EE-Anlagen, aber z.B. auch fossil befeuerte KWK-Anlagen“ (Rehtanz et al. 2014, S. 282).

⁵ Laut Definition der BNetzA (2011, S. 11) wird das „konventionelle Elektrizitätsnetz [...] zu einem Smart Grid, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird.“ Zusammengefasst bezeichnet der Begriff „smart“, dass Netzzustände in ‚Echtzeit‘ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, so dass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll genutzt werden kann.“

⁶ Ein Netzknoten kann nach § 2 Nr. 11 StromNEV aus „a) einem Umspannwerk, einer Umspannanlage, einer Umspannstation, einer Ortsnetzstation oder einer Schaltanlage oder b) einer sonstigen Übergabestelle bei Vorliegen einer den in Buchstabe a genannten Fällen vergleichbaren galvanischen Verbindung“ bestehen.

⁷ Drehstrom setzt sich aus drei Wechselströmen zusammen und wird dementsprechend auch Dreiphasenwechselstrom genannt (Amprion 2017a).

Sonderfällen andere Stromarten angewendet, beispielsweise bei der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) (Oeding und Oswald 2016, S. 8).

Die Hauptaufgabe der Netzbetreiber ist die Gewährleistung der Systemsicherheit und somit der Versorgungssicherheit. Unter Systemsicherheit ist dabei die Fähigkeit zu verstehen „den Betrieb des Systems sicherzustellen und Störungen zu vermeiden“ (Brückl et al. 2016, S. 22). Im Detail handelt es sich demzufolge um die Gewährleistung einer ausreichenden Bereitstellung von SDL. Die hierzu einschlägigen Netz- und Systemregeln bezüglich der Übertragungsnetze bzw. der Verteilnetze sind im TransmissionCode 2007 (VDN 2007b) bzw. im DistributionCode 2007 (VDN 2007a) des Verbands der Netzbetreiber (VDN) dokumentiert (Schwab 2015, S. 41). Eine zentrale Vorgabe des TransmissionCode 2007 ist die „Einhaltung des *(n-1)*-Kriteriums“ (VDN 2007b, S. 56). Das Prinzip der *(n-1)*-Sicherheit zielt darauf ab, dass auch bei einem Ausfall eines Netzbetriebsmittels⁸ oder einer Erzeugungseinheit, die Netzsicherheit gewährleistet bleibt. Demzufolge muss der zuständige ÜNB darauf achten, dass es zu keinen Versorgungsunterbrechungen kommt und die Spannung im zulässigen Grenzbereich bleibt. (VDN 2007b, S. 56-57) Im Gegensatz hierzu beschreibt der *(n-0)*-Fall einen ungestörten Betrieb. Viele Leitungen sind ursprünglich für die aktuelle Betriebsweise der Netze – Import und Export von großen Mengen Energie und vorrangige Einspeisung von zeitweise hohen EE-Stromanteilen – nicht geplant worden. Aus diesem Grund entstehen Netzengpässe. In diesem Fall werden bei einer oder bei mehreren Leitungen die physikalischen Übertragungsrestriktionen überschritten. Daraus können unter anderem die Verletzung des *(n-1)*-Prinzips und die Abweichung der Knotenspannungen vom Toleranzbereich resultieren. (Schwab 2015, S. 38)

Laut § 13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die ÜNB im Hinblick auf die Gewährleistung der Systemsicherheit dazu berechtigt und verpflichtet, eine Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz zu beseitigen. Dies geschieht im Rahmen des Engpassmanagements, zu dem alle Maßnahmen zählen, die einem Netzbetreiber zur Verfügung stehen, um in seinem Netz Leitungsüberlastungen durch Netzengpässe vorzubeugen (präventive Maßnahme) oder aufgetretene Überlastungen zu beheben (kurative Maßnahme) (BNetzA 2016a). Dazu dienen zum einen netzbezogene und zum anderen marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EnWG). Zu den netzbezogenen Maßnahmen zählen insbesondere Netzschaltungen (beispielsweise die Stufung von Transformatoren sowie Sonderschaltungen). Im Rahmen der marktbezogenen Maßnahmen

⁸ Unter Netzbetriebsmitteln sind unter anderem Freileitungen, Kabel sowie Schaltanlagen und Netzstationen zu verstehen (vgl. VDE 2017). Im Allgemeinen wird im *(n-1)*-Fall „der einfache Ausfall von Freileitungs-, Kabelstromkreisen und Netztransformatoren einbezogen“ (VDN 2007c, S. 2).

können „Änderungen der Kraftwerksfahrpläne (engl.: *Redispatching*)“ (Schwab 2015, S. 38) zur Verlagerung der Einspeisung angeordnet werden. Dieser Eingriff wird als Redispatch bezeichnet und kann sowohl regelzonenintern als auch -übergreifend vorgenommen werden.

Der Einsatz von Redispatch kann in drei Maßnahmenkategorien unterteilt werden. Erstens zielt der „strombedingte Redispatch“ (BNetzA 2017a, S. 52) auf die Vermeidung bzw. Beseitigung von temporär aufgetretenen Überlastungen von Netzbetriebsmitteln ab. Zweitens dient der „spannungsbeding[t]e Redispatch“ (BNetzA 2017a, S. 52) zur Spannungshaltung innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte im betroffenen Netzgebiet. Drittens werden für den Ausgleich von Maßnahmen im Rahmen von EinsMan gegenläufige Redispatch-Maßnahmen herangezogen, falls der bilanzielle Ausgleich nicht durch den Einsatz von Ausgleichsenergie vonstattengeht. (BDEW 2017a, S. 4) Neben Redispatch dient auch das sogenannte Countertrading dem Ziel der Vermeidung oder Beseitigung von absehbaren Netzengpässen durch Änderungen der ursprünglich festgelegten Kraftwerksfahrweise. Im Gegensatz zu Redispatch ist Countertrading ein Handelsgeschäft an kurzfristigen Märkten ohne Kontrahierungszwang für die Kraftwerksbetreiber. Die praktische Bedeutung von Countertrading ist im Vergleich zum Redispatch jedoch sehr gering. (BNetzA 2016b, S. 98) Neben dem Redispatch und dem Countertrading zählen zur Gewährleistung der Systemsicherheit das EinsMan und das Anpassungsmanagement. Hierbei wird die Stromeinspeisung von Anlagen abgeregelt bzw. angepasst. Zur Beschaffung von fehlender Redispatch-Leistung können auch ausgewählte Reservekraftwerke zum Einsatz kommen. (BNetzA 2016b, S. 96; BNetzA 2017a, S. 5) Insgesamt dient das Engpassmanagement der Vermeidung von Grenzwertüberschreitungen und somit der Aufrechterhaltung eines zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystems.

2.1.2 Zusammenhang zwischen Frequenzhaltung und Wirkleistung

Zu den Regelgrößen eines Elektroenergiesystems zählt unter anderem „die einheitliche *Frequenz* des Netzes“ (Schwab 2015, S. 715). Diese Frequenz liegt im kontinental-europäischen Verbundsystem – auch bezeichnet als Verbund der Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (engl. Union for the Coordination of Transmission of Electricity, UCTE) – bei 50 Hertz (Hz) (ENTSO-E 2015). Demzufolge rotieren in der Regel in allen Kraftwerken Europas die Generatoren 50 Mal pro Sekunde und produzieren dabei Wechselstrom mit einer Frequenz von 50 Hz. Damit die Frequenz von 50 Hz stabil eingehalten wird, müssen sich eingespeiste und aufgenommene Wirkleistung⁹ ausgleichen. Ist

⁹ Wirkleistung (Formelzeichen: P; Einheitenzeichen: Watt, W) ist nur ein Teil der gesamten elektrischen Leistung. Zusammen mit der Blindleistung (Formelzeichen: Q; Einheitenzeichen: Var, var) bildet die

dies nicht der Fall, entstehen Unterfrequenzprobleme bei einem Unterangebot der elektrischen Leistung bzw. Überfrequenzprobleme bei einem Überangebot. Dies wirkt sich auf die Funktion elektrischer Geräte aus und kann ab einer Unterfrequenz von 47,5 Hz und weniger zu einer Beschädigung der Generatoren führen. Aus diesem Grund soll die Frequenz in einem Toleranzbereich von 50 +/- 0,01 Hz gehalten werden. (Schwab 2015, S. 37-40) Kommt es beispielsweise zu einem kurzfristigen Anstieg des Wirkleistungsverbrauchs bei gleichbleibender Zufuhr der Primärenergie in den Kraftwerken, verlangsamen sich die Generatoren für einen kurzen Moment und die Frequenz sinkt ab (Amprion 2017b; Schwab 2015, S. 715). Im Fall einer solch schnellen Frequenzänderung trägt die Momentanreserve zur Frequenzhaltung bei. Als Momentanreserve wird die Eigenschaft des Stromsystems bezeichnet „durch Aufnahme bzw. Abgabe von kinetischer Energie Frequenzänderungen entgegenzuwirken“ (dena 2014a, S. 13). Demzufolge dämpft die Momentanreserve durch die Trägheit der rotierenden Massen die Frequenzabweichungen „instantan (d. h. unverzögert)“ (Agricola et al. 2016, S. 1).

Aufgrund der elektrotechnischen Bedingungen ist ein Gleichgewicht der Systembilanz, das heißt zwischen Stromerzeugung und -verbrauch, für einen stabilen Stromnetzbetrieb unabdingbar. Mit dem Bilanzkreismanagement wird eine solche ausgeglichene Leistungsbilanz zu jedem Zeitpunkt angestrebt. Ein Bilanzkreis ist die Summe von beliebig vielen Einspeisestellen und Lasten innerhalb einer Regelzone. Der Bilanzkreisverantwortliche (beispielsweise ein Stromhändler oder ein großer Industriebetrieb) ist für die ausgeglichene Bilanz in jeder Viertelstunde zuständig. Bilanzkreisverantwortliche können voraussehbare Abweichungen mit Steuerungsmaßnahmen ausgleichen. Die ÜNB tragen für den Ausgleich von Ungleichgewichten in der Systembilanz, die sich durch kurzfristige und nicht absehbare Abweichungen ergeben, die Verantwortung (Agricola et al. 2016, S. 5; VDN 2007b, S. 73). Zur Frequenzhaltung steht den ÜNB dazu insbesondere der Einsatz von Regelleistung zur Verfügung.

Regelenergie respektive Regelleistung bezeichnet die Energie, mit der die ÜNB unvorhergesehene Frequenz- und Leistungsschwankungen in ihrem zu verantwortenden Stromnetz ausgleichen können. Der Einsatz von Regelenergie dient demzufolge zur Erhaltung eines „permanente[n] Gleichgewicht[s] zwischen Ein- und Ausspeisung im Stromnetz“ (BDEW 2015a, S. 6). Im Falle einer Überspeisung von Bilanzkreisen steht negative Regelenergie bzw. bei Unterspeisung positive Regelenergie zur Verfügung. Entweder wird

Wirkleistung die gesamte Scheinleistung (Formelzeichen: S; Einheitenzeichen: Voltampere, VA). Wirkleistung kann im Gegensatz zur Blindleistung in eine andere Leistung (beispielsweise in thermische oder mechanische Leistung) umgesetzt werden (VDN 2007b, S. 70-87).

hierzu die Einspeisung von Kraftwerken gedrosselt oder eine Erhöhung der Last erwirkt. Im umgekehrten Fall wird positive Regelenergie benötigt, wobei die kurzfristige Einspeisung ins Netz gesteigert wird. (BDEW 2015a, S. 6; Hirth und Ziegenhagen 2013, S. 2) Die ÜNB können auf drei verschiedene Produktkategorien zum Ausgleich von Leistungs- und Frequenzschwankungen zugreifen, die sich hinsichtlich ihrer zeitlichen Aktivierung und ihres Abrufprinzips unterscheiden (ENTSO-E 2009). Die Primärregelleistung (PRL) dient mit einer automatischen Aktivierung innerhalb von 30 Sekunden dem regelzonenübergreifenden Ausgleich von Frequenzschwankungen. Die Sekundärregelleistung (SRL), welche ebenfalls automatisch aktiviert wird und innerhalb von fünf Minuten vollständig bereitgestellt werden muss, zielt auf den Ausgleich von Leistungsüberschüssen/-defiziten im betroffenen Netzgebiet ab. Die Minutenreserveleistung (MRL) wird nicht automatisch, sondern automatisiert in Abhängigkeit der tatsächlich in Anspruch genommenen SRL abgerufen. Nach 15 Minuten muss sie vollständig erbracht werden und die SRL bei längeren Leistungsungleichgewichten ablösen. Die Bereitstellung und der Abruf der positiven und negativen Regelenergie erfolgt über ein Ausschreibungsmodell. (BDEW 2015a, S. 6-7; Consentec 2014, S. 9-14) Dieses marktbasierete Auktionsverfahren wird in Unterkapitel 4.2 näher beleuchtet.

Im Gegensatz zur Regelenergie, die „ausschließlich bei einem Systembilanzproblem“ (BDEW 2017a, S. 6) zum Tragen kommt, können im Falle eines Netzengpasses die unter 2.1.1 aufgezählten Steuerungsmaßnahmen herangezogen werden. Neben Countertrading, EinsMan und Anpassungsmaßnahmen sowie dem Einsatz von Reservekraftwerken kann der strombedingte Redispatch bei kurzfristig auftretenden Netzengpässen in Stromleitungen oder UW eingesetzt werden. In diesem Fall werden diesseits des Engpasses Anlagen angewiesen, ihre Wirkleistungseinspeisung herunterzufahren. Zugleich müssen die Kraftwerke jenseits des Engpasses die Einspeisung ihrer Wirkleistung erhöhen. Aufgrund dieser Maßnahmen wird ein gegenläufiger Lastfluss zur Aufhebung der Engpass-Situation erzeugt. (BNetzA 2016b, S. 98; BNetzA 2016c)

Zur Veranschaulichung eines strombedingten Redispatch dienen Abbildung 4 und 5. Diese beiden Abbildungen wie auch die Abbildungen 6 und 7 in Unterkapitel 2.1.3 zeigen SDL-Problemsituationen auf, die jeweils durch Redispatch-Maßnahmen bzw. spannungsstützende Maßnahmen gelöst werden. Diese Maßnahmen sind aus technischer Sicht möglich, nach dem derzeit geltenden Recht bisher jedoch nicht vorgesehen.¹⁰

¹⁰ Auf den derzeit geltenden Rechtsrahmen wird in Unterkapitel 4.2.2 vertieft eingegangen.

Die Lastflussdiagramme aus den Abbildungen 4 bis 7 basieren auf einem aktuellen Netzmodell des UCTE-Synchronebietes und wurden mit dem Tool INTEGRAL 7 erstellt. Das zugrunde liegende bemessungsführende Szenario umfasst genau eine Stunde, in welcher eine sehr hohe Wind- und Sonneneinspeisung und zugleich eine hohe Nachfrage nach elektrischer Energie bestehen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind nur die relevanten Netzelemente eingezeichnet. Die Abbildungen zeigen jeweils zwei 380/110-kV-UW und ein 110/30-kV-UW. Der elektrische Strom erreicht die beiden 380/110-kV-UW über die HS-Leitungen. Durch Transformatoren in den UW erfolgt die Umspannung auf andere Spannungsebenen. In den beiden 380/110-kV-UW wird die Spannung vom Übertragungsnetz (380 kV) auf die des HS-Netzes (110 kV) transformiert. Im 110/30-kV-UW wird die Spannung vom HS-Netz (110kV) auf die des MS-Netzes (30 kV) transformiert. Vereinfacht dargestellt sind die Erzeugungsanlagen (EZA)¹¹ direkt an die 380 kV-Doppelsammelschienen bzw. an die 110-kV-Einzelsammelschienen angeschlossen. In Realität wäre jeweils ein Umspanner zwischengeschaltet. Die farbliche Markierung der Stromleitungen und der Transformatoren kennzeichnet deren jeweilige Auslastung. Je dunkler die farbliche Markierung ist, desto höher ist die Auslastung. Die rote Markierung steht für eine 70-prozentige Auslastung der Leitung bzw. des Transformators. In diesem Fall kann aufgrund der modellierten und in Deutschland üblichen doppelsystemigen Leitungsführung bei einem Ausfall eines Netzbetriebsmittels oder einer Leitung die (n-1)-Sicherheit gefährdet sein.

Das Lastflussdiagramm in Abbildung 4 stellt exemplarisch eine Netzengpasssituation dar. Der Netzengpass wird aufgrund der Grenzsituation Starklast/-wind bzw. -sonne hervorgerufen. Neben dem Kohlekraftwerk speisen die Windparks 1 bis 3 jeweils 150 Megawatt (MW) sowie der Photovoltaik (PV)-Park 50 MW ins Netz ein. Der hohen Wirkleistungseinspeisung steht eine starke Nachfrage nach elektrischer Energie gegenüber. Diese Nachfrage ist hauptsächlich auf Abnehmer zurückzuführen, die außerhalb des dargestellten Lastflussdiagramms verortet sind. Da in diesem Szenario 1 temporär eine 380-kV-Leitung ausgefallen ist und somit der (n-1)-Fall eintritt, wird die Kapazität des Übertragungsnetzes überschritten. Die verbliebene 380-kV-Leitung zwischen dem 380/110-kV-UW 1 und dem 380/110-kV-UW 2 weist eine Auslastung von 133 Prozent auf. Die 110-kV-Leitung zwischen dem 110/30-kV-UW und dem 380/110-kV-UW 2 ist zu 106 Prozent ausgelastet. Demnach liegen in diesem Szenario zwei Netzengpässe vor.

Das Szenario 1a im Anhang 1 zeigt eine ähnliche (n-1)-Situation. Diese Situation ist durch den Ausfall des Transformators im 380/110-kV-UW 2 hervorgerufen. Durch den defekten

¹¹ Unter EZA sind Anlagen zu verstehen, in welchen sich „ein oder mehrere Erzeugungseinheiten elektrischer Energie befinden“ (Rehtanz et al. 2014, S. 282).

Transformator wird die Kapazität der 110-kV-Leitung zwischen dem 380/110-kV-UW2 und dem 110/30-kV-UW mit einer Auslastung von 110 Prozent überstiegen, wodurch ein Netzengpass entsteht.

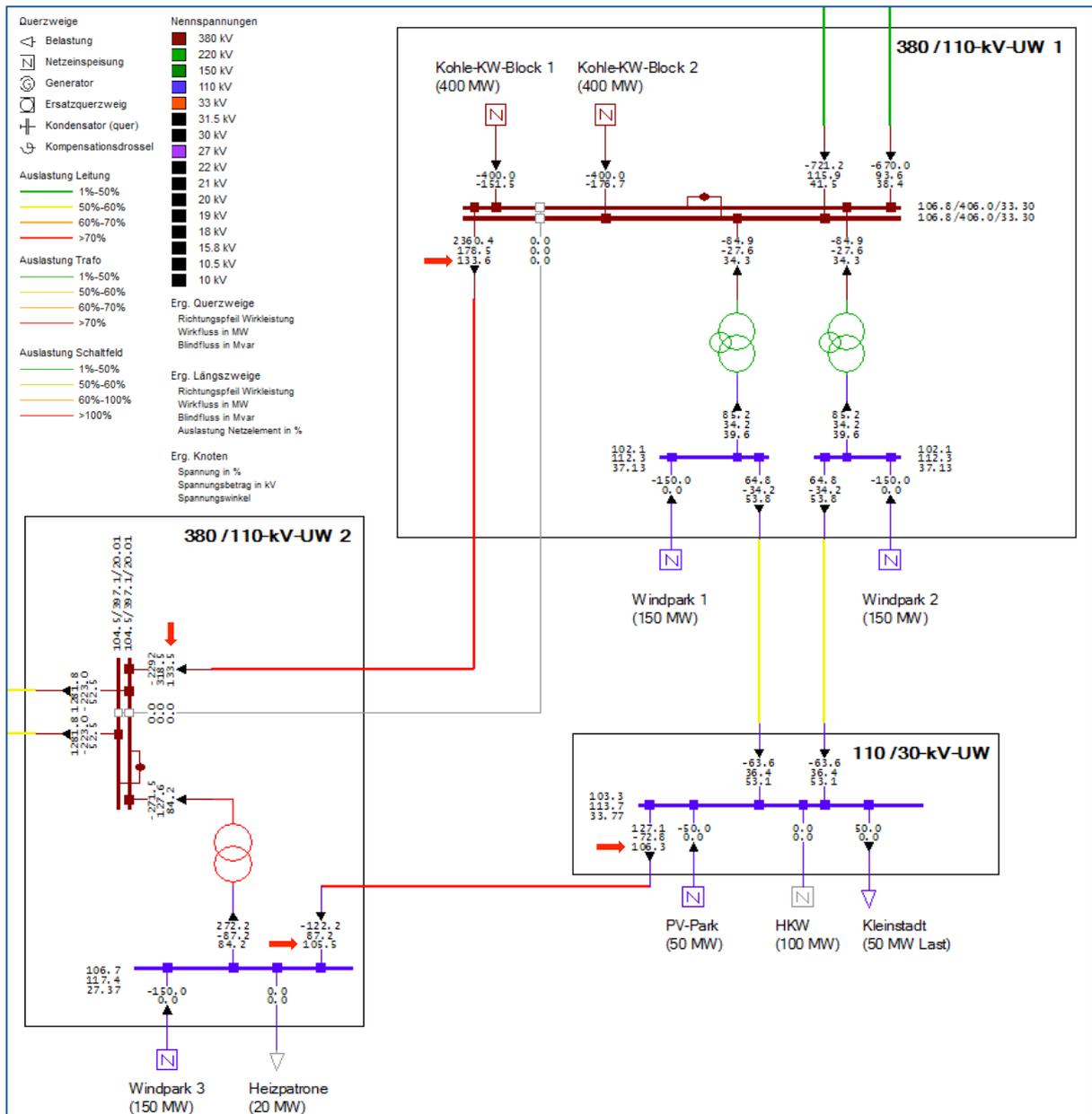


Abbildung 4: Lastflussdiagramm Szenario 1 –Netzengpasssituation im (n-1)-Fall.

Quelle: Eigene Darstellung in Zusammenarbeit mit GridLab GmbH.

Abbildung 5 veranschaulicht, wie die kurzfristig aufgetretene Netzengpasssituation aus Szenario 1 in Abbildung 4 durch einen strombedingten Redispatch gelöst werden kann. In einem ersten Schritt wurde in den ursprünglich marktbasiereten Fahrplan von Kraftwerken auf der Übertragungsnetzebene eingegriffen. Jenseits des Netzengpasses wurde die Einspeisung von Kraftwerken um insgesamt 700 MW erhöht. Diesseits des Netzengpasses wurde die Leistung von Kraftwerken um 700 MW gedrosselt. Außer der Stilllegung des Kohle-KW-

Blocks 2 liegen alle übrig ergriffenen Redispatch-Maßnahmen außerhalb des abgebildeten Ausschnittes des Lastflussdiagramms.

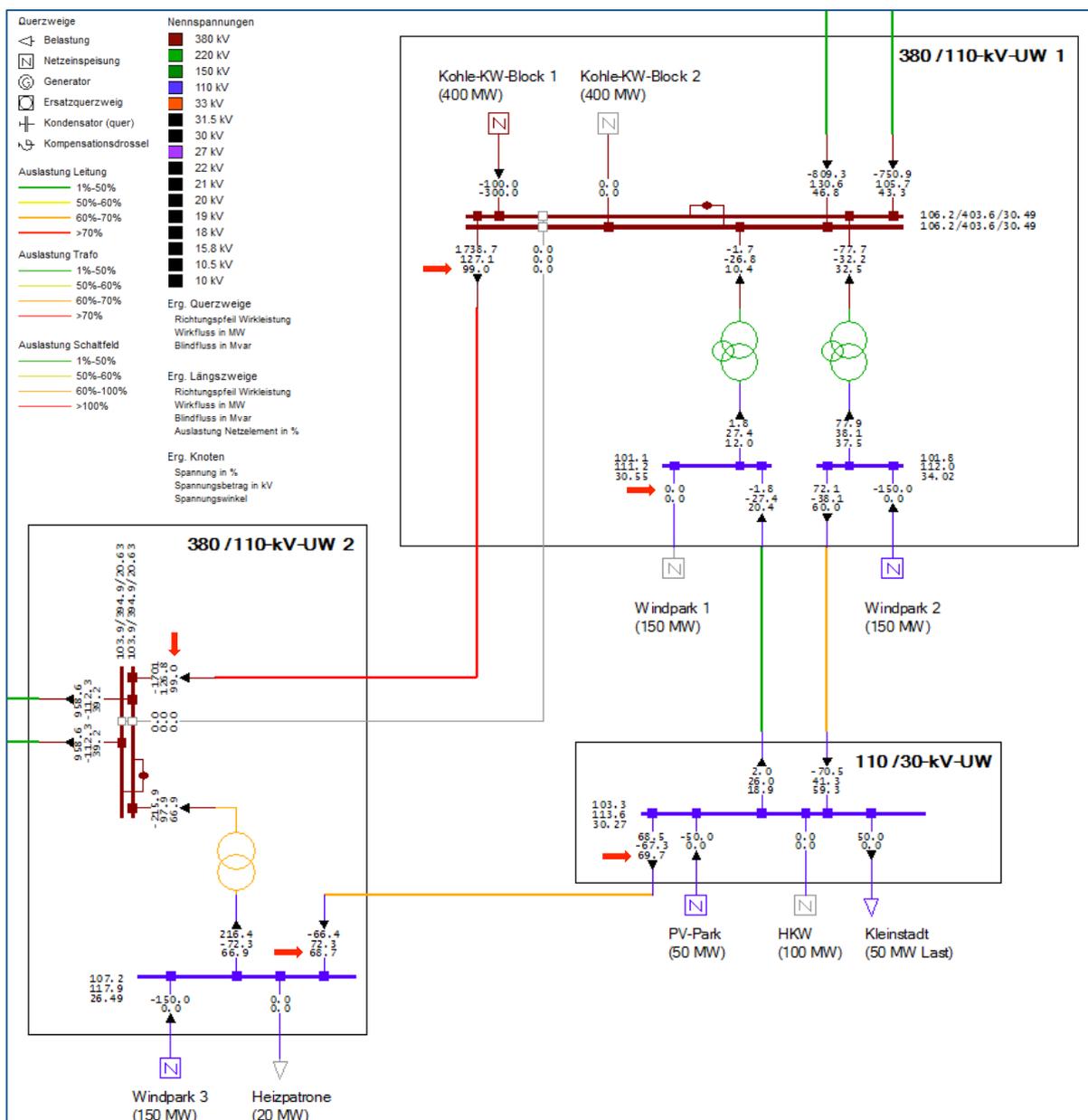


Abbildung 5: Lastflussdiagramm Szenario 2 – Strombedingter Redispatch im (n-1)-Fall auf 380/110-kV Ebene. Quelle: Eigene Darstellung in Zusammenarbeit mit GridLab GmbH.

Aus Szenario 2a im Anhang 2 geht hervor, dass sich die strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf der Übertragungsebene zur Behebung der Netzengpasssituation nicht als ausreichend erwiesen haben. Aus diesem Grund wurde zusätzlich eine strombedingte Redispatch-Maßnahme auf Verteilnetzebene ergriffen. Windpark 1 wurde mit einer Einspeiseleistung von 150 MW vom Netz genommen. Durch diese weitere Maßnahme wurde sowohl die Auslastung der verbliebenen 380 kV-Leitung in den im (n-1)-Fall temporär akzeptablen Grenzbereich von 99 Prozent bzw. bei der 110-kV-Leitung in den grundsätzlich akzeptablen Grenzbereich von 69 Prozent gebracht.

Zur Behebung des Netzengpasses, der in Szenario 1a in Anhang 1 dargestellt ist, wurden ebenfalls Redispatch-Maßnahmen ergriffen (vgl. Szenario 1b im Anhang 3). Diesseits des Netzengpasses wurde durch den Anschluss einer Heizpatrone mit 20 MW die Last gesteigert. Jenseits des Netzengpasses wurde ein Heizkraftwerk (HKW) mit 20 MW ans Netz angeschlossen und somit die Einspeisungsleistung zur Ausbalanzierung erhöht. Durch diese Eingriffe konnte eine Auslastung der Leitung von im (n-1)-Fall temporär akzeptablen 96 Prozent erreicht werden.

Die strombedingten Redispatch-Maßnahmen auf Verteilnetzebene in Szenario 2 (vgl. Abbildung 5) und Szenario 1b (vgl. Anhang 3) zeigen, dass flexible Akteure wie ein Windpark, ein HKW oder eine Heizpatrone zur Frequenzhaltung sowohl im Verteilnetz als auch im Übertragungsnetz beitragen können.

2.1.3 Zusammenhang zwischen Spannungshaltung und Blind-/Kurzschlussleistung

Neben der einheitlichen Frequenz des Netzes zählen zu den Regelgrößen eines Elektroenergiesystems „die *Spannungen der einzelnen Netzknoten*“ (Schwab 2015, S. 715). Eine optimale Netzsituation liegt vor, wenn die Nennspannung in allen Netzknoten vorgefunden wird. Aufgrund der physikalisch bedingten Spannungsabfälle entlang der Stromleitungen zwischen den einzelnen Netzknoten entstehen jedoch Schwankungen der Knotenspannungen. ÜNB und VNB haben darauf zu achten, dass die Schwankungen in ihrem jeweiligen Netzgebiet die vorgegebenen Spannungsgrenzwerte nicht überschreiten. Im Fall der HS-Netze liegt das zulässige Spannungsband bei bis zu plus/minus 15 Prozent, bei den übrigen Verteilnetzen bei bis zu plus/minus zehn Prozent. (Schwab 2015, S. 740)

Die SDL Spannungshaltung wird demzufolge dazu eingesetzt, die Spannung im jeweiligen Toleranzbereich zu halten. Gemäß der dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ (dena 2014b) kann die SDL Spannungshaltung in die statische und die dynamische Spannungsstützung unterteilt werden (Rehtanz et al. 2014, S. 102).

Statische Spannungshaltung

Zur statischen Spannungshaltung ist „vorrangig eine lokal ausgeglichene Blindleistungsbilanz erforderlich“ (Rehtanz et al. 2014, S. 102). Blindleistung (Q) entsteht in Wechselstromsystemen und ergibt – wie im Anhang 4 beschrieben – zusammen mit der Wirkleistung (P) die gesamte Scheinleistung (S). Sie bestimmt die Dimensionierung der Netzbetriebsmittel und folglich die Auslegung der Stromnetze.

Im Gegensatz zur Wirkleistung, die eine nutzbare Leistung ist, kann die Blindleistung keine mechanische Arbeit verrichten. Blindstrom wird hingegen zum Auf- und Abbau von

elektrischen Feldern (zum Beispiel in Kondensatoren) oder von magnetischen Feldern (zum Beispiel in Motoren und Transformatoren) benötigt. Dabei pendelt der Blindstrom lediglich zwischen Erzeugungsquelle und Verbraucher periodisch hin und her. (Brückl et al. 2013, S. 8; VDN 2007b, S. 73) Sobald Wirk- und Blindstrom bezogen werden, kommt es zu einer Phasenverschiebung. Diese wird als „*Phasendifferenz* [...] zweier gleichfrequenter Schwingungen“ (Westphal 1952, S. 168) definiert. Ohne Phasenverschiebung stimmen die Zeitpunkte der Nulldurchgänge der sinusförmigen Verläufe von Strom¹² und Spannung¹³ überein (vgl. Anhang 5). Dabei wird reine Wirkleistung übertragen. Im Fall einer Phasenverschiebung stimmen die Zeitpunkte der Nulldurchgänge nicht mehr überein und die Verläufe von Strom und Spannung sind demzufolge gegeneinander phasenverschoben (vgl. Anhang 6). Der Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ dient dabei als Messgröße der Phasenverschiebung (Brückl et al. 2013, S. 9; Eichler 2007, S. 174). Im Fall von überwiegend elektrischen Feldern sind die sinusförmigen Verläufe von Strom und Spannung um einen positiven Verschiebungsfaktor gegeneinander verschoben und es entsteht kapazitiver Blindstrom. Bei überwiegend magnetischen Feldern sind die Verläufe um einen negativen Verschiebungsfaktor gegeneinander verschoben und es entsteht induktiver Blindstrom. Wenn elektrische und magnetische Felder mit gleicher Größe gekoppelt werden, heben sich durch den Austausch des kapazitiven und induktiven Blindstroms die Anteile auf. Der kapazitive Blindleistungs-Bezug ist folglich äquivalent zur induktiven Blindleistungs-Abgabe und umgekehrt.¹⁴ (Brückl et al. 2013, S. 8; VDN 2007b, S. 73; Eichler 2007, S. 177) Bezüglich der Spannungsveränderung gelten in diesem Kontext vereinfacht folgende Zusammenhänge: Kapazitiver Blindleistungs-Bezug ruft eine Spannungsanhebung hervor (sogenannter übererregter Zustand), induktiver Blindleistungs-Bezug eine Spannungsabsenkung (sogenannter untererregter Betrieb). (Brückl et al. 2013, S. 25; ie³ 2014, S. 16) Aus diesen Zusammenhängen resultiert die enge Kopplung der Knotenspannungen mit den Blindleistungsflüssen auf den Leitungen.

Einerseits lassen sich die Knotenspannungen direkt über Transformatorenregeln (Schwab 2015, S. 742-743). Dieses Stellglied gewinnt durch innovative Betriebsmittel wie den regelbaren Ortsnetztransformator (RONT)¹⁵ zunehmend an Bedeutung (vgl. BMWi 2016, S. 26).

¹² In diesem Zusammenhang wird Strom als elektrische Stromstärke (Formelzeichen: I) verstanden und nicht wie in Fußnote 3 als übertragene Leistung.

¹³ Das Formelzeichen der elektrischen Spannung ist U.

¹⁴ Diese Aussage ergibt sich aus dem Verbraucher- und Erzeugerzählpeilsystem (Brückl et al. 2013, S. 8).

¹⁵ Durch den Einsatz eines RONT auf Verteilnetzebene wird das Übersetzungsverhältnis zwischen zwei Spannungsebenen dynamisch angepasst, wodurch ein größeres Spannungsband erschlossen werden kann (OTH 2017).

Andererseits können die Knotenspannungen auch indirekt über die Blindleistungsflüsse (zum Beispiel durch Kraftwerksgeneratoren oder rotierende Phasenschieber) gesteuert werden oder durch Kompensation reduziert werden (Schwab 2015, S. 742-743). Die Kompensation kann beispielsweise durch Drosselspulen als Netzelement oder durch betriebliche Blindleistungskompensationsanlagen netzseitig erfolgen (Brückl et al. 2013, S. 7; Agora Energiewende 2017a, S. 100).

Zudem kann die Blindleistungsbereitstellung auch erzeugungsseitig erbracht werden. Netzbetreiber können laut der Mittelspannungsrichtlinie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) verlangen, EZA bei Wirkleistungsabgabe mit einer Blindleistung zu betreiben, die einem Verschiebungsfaktor von 0,95 am Netzanschlusspunkt entspricht (BDEW 2008, S. 28-29).¹⁶ Demzufolge beträgt die Wirkleistung nur einen Anteil von 95 Prozent und die Blindleistung aufgrund der geometrischen Addition einen Anteil von 31 Prozent an der Scheinleistung (SMA 2009, S. 6). Für die NS-Ebene existieren mit der Anwendungsregel des Verbands der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) VDE-AR-N 4105 ähnliche Vorgaben (vgl. VDE 2011).

Zusammenfassend ergeben sich aus der Beeinflussung der Blindleistungsflüsse zwei Effekte. Zum einen wird durch die Beeinflussung der Blindleistungsflüsse die Aufnahmefähigkeit des Netzes erhöht, da der Anteil der Blindleistung gemessen an der Scheinleistung abnimmt. Zum anderen trägt die Beeinflussung der Blindleistungsflüsse zur Gewährleistung der statischen Spannungshaltung bei. (SMA 2009, S. 9) In solch einem Fall kann auch von einem spannungsbedingten Redispatch gesprochen werden, der auf die „Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung“ (BNetzA 2016b, S. 98) abzielt. Dabei wird zugunsten einer erhöhten Blindleistungseinspeisung die Wirkleistungseinspeisung verringert.

In Abbildung 6 und 7 soll angelehnt an einen spannungsbedingten Redispatch erläutert werden, welche Spannungsstützungspotenziale aus der Verteilnetzebene heraus generiert werden können. Das Lastflussdiagramm Szenario 3 in Abbildung 6 stellt exemplarisch ein Spannungsproblem auf der 380-kV-Ebene im (n-0)-Fall dar.

¹⁶ Derzeit wird in Kreisen der Netzbetreiber eine Diskussion um die Erhöhung der Netzanschlussforderungen auf einen verbindlichen Verschiebungsfaktor von 0,90 geführt (vgl. Brückl et al. 2016, S. 118; Uber und Pöller 2016, S. 13).

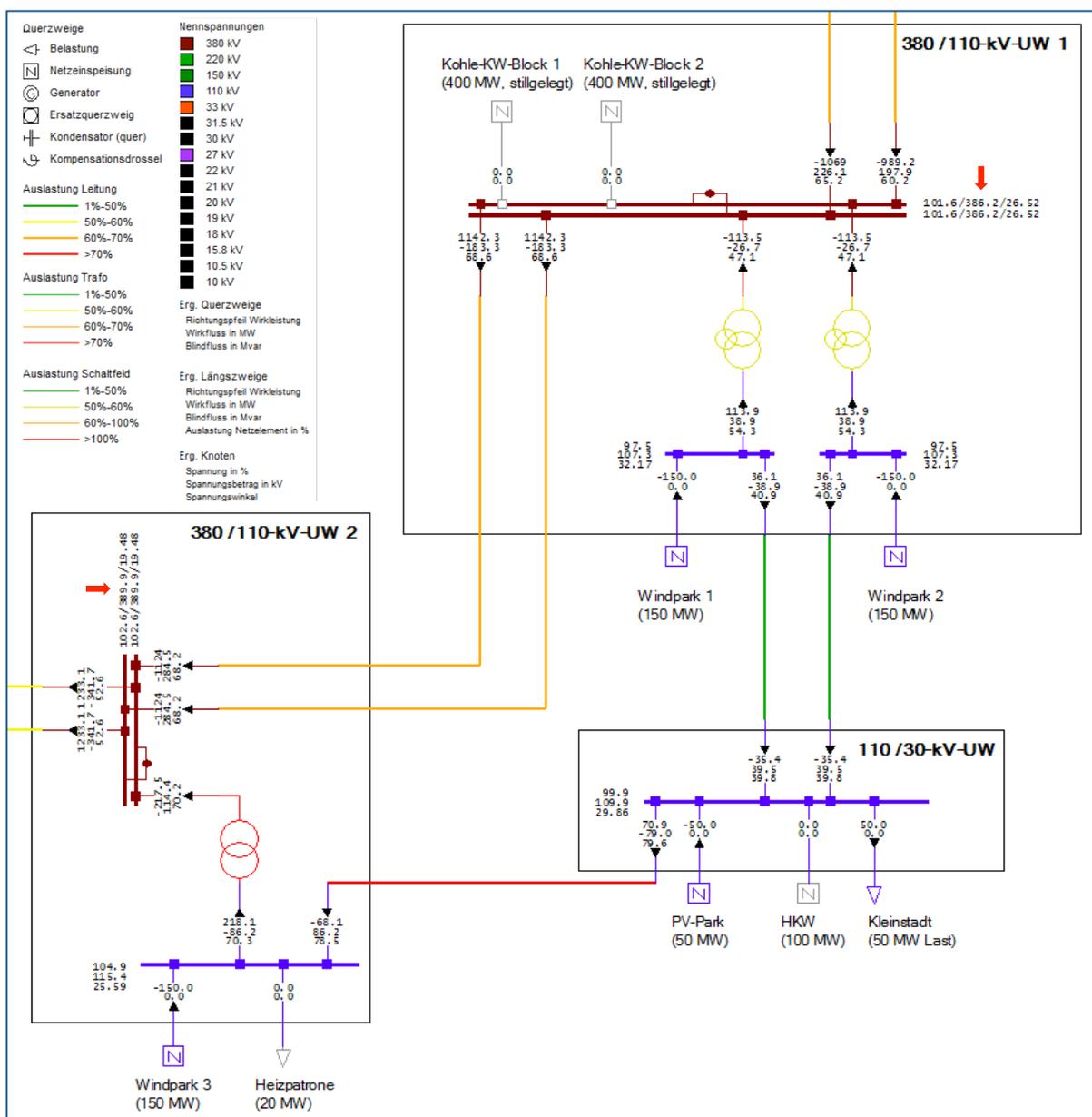


Abbildung 6: Lastflussdiagramm Szenario 3 – Spannungsproblem im (n-0)-Fall.
 Quelle: Eigene Darstellung in Zusammenarbeit mit GridLab GmbH.

Das Vorliegen des Spannungsproblems wird aus den jeweiligen Spannungsbeträgen an den Doppelsammelschienen von 380/110-kV-UW 1 und 2 ersichtlich. Beide Werte liegen unter 390 kV, wodurch das operativ zulässige Spannungsband verletzt wird. Im Anhang 7 sind die gestatteten Spannungsabweichungen für das 380- bzw. 220-kV-Netz im (n-0)-Fall bzw. im (n-1)-Fall dargestellt. Aus der Grafik geht hervor, dass sich im (n-0)-Fall der akzeptable Spannungsbereich von 390 bis 420 kV erstreckt. Aufgrund dieser Vorgaben kann beispielsweise durch Blindleistungsbeiträge aus der Verteilnetzebene eine Spannungsanhebung auf der 380-kV-Ebene erwirkt werden.

Dazu wurde in Szenario 4 (Abbildung 7) eine maximale Blindleistungseinspeisung durch Windpark 1, 2 und 3 sowie durch den PV-Park veranlasst.¹⁷ Durch diese Maßnahmen konnte der Zielwert von 390 kV auf der Übertragungsnetzebene erreicht werden, wodurch das Spannungsproblem behoben ist.

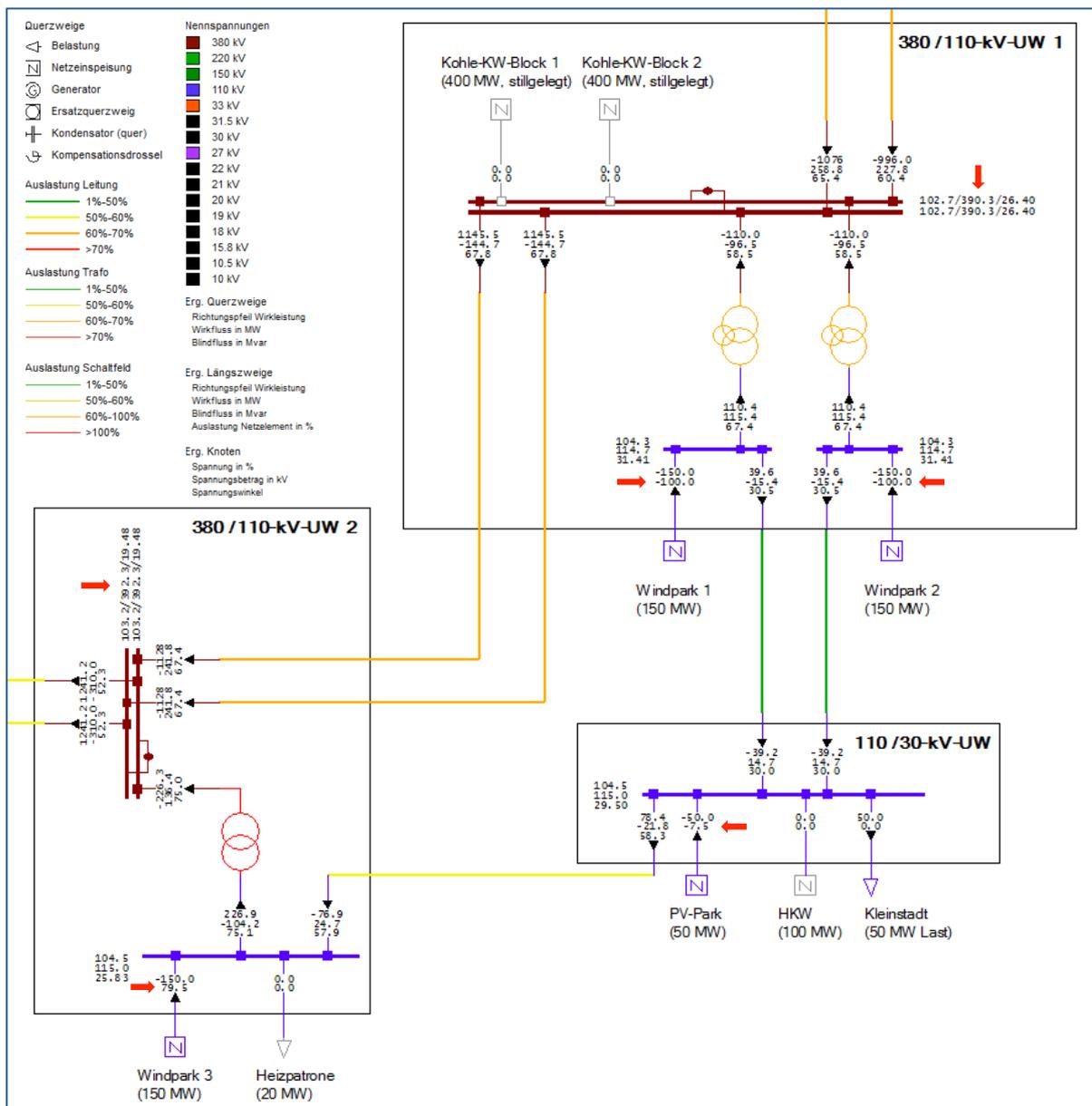


Abbildung 7: Lastflussdiagramm Szenario 4 – Spannungsstützung durch Erneuerbare-Energien-Parks im (n-0)-Fall aus Verteilnetzebene.

Quelle: Eigene Darstellung in Zusammenarbeit mit GridLab GmbH.

Die spannungsstützenden Maßnahmen auf Verteilnetzebene in Szenario 4 (Abbildung 7) zeigen, dass flexible Akteure wie ein Windpark oder ein PV-Park zur Spannungshaltung über Netzebenen hinweg beitragen können.

¹⁷ Eine gleichzeitige maximale Blindleistungseinspeisung ist angesichts des Arbeitsbereichs moderner EE-Parks auch bei gleichzeitiger maximaler Wirkleistungseinspeisung möglich.

Dynamische Spannungshaltung

Neben der statischen Spannungshaltung ist auch die dynamische Spannungshaltung zur gesamten Netzstützung von Bedeutung. Für die dynamische Spannungshaltung wird die Kurzschlussleistung benötigt. Als Bemessungsgröße¹⁸ quantifiziert sie die Belastung einer elektrischen Anlage und diesbezüglich das Schaltvermögen von Leistungsschaltern. Deren Ausschaltleistung muss in jedem Fall größer als die Kurzschlussleistung sein. Die Kurzschlussleistung erfüllt demnach die Aufgabe, Kurzschlussereignisse sicher zu detektieren und die transiente Stabilisierung von elektrischen Anlagen zu gewährleisten. Darüber hinaus dient die Kurzschlussleistung dazu, im Fehlerfall den Spannungseinbruch möglichst lokal zu begrenzen, das heißt „einen möglichst spitzen Spannungstrichter“ (Rehtanz et al. 2014, S. 149) zu ermöglichen. Tritt ein netzseitiger Fehler auf, müssen alle EZA zusätzlich zur generell bereitzustellenden Blindleistung einen Blindstrom einspeisen und somit die Spannung stützen (Rehtanz et al. 2014, S. 154). Für die Dimensionierung der Kurzschlussleistung sind die ÜNB verantwortlich. Sie haben dafür Rechnung zu tragen, dass die Vorhaltung der Kurzschlussleistung im Netz zwischen einem bestimmten Minimal- und Maximalwert liegt. Einerseits muss die Kurzschlussleistung ausreichend hoch sein, um zur Feststellung von Kurzschlussereignissen, als auch zur lokalen Begrenzung eines Spannungseinbruchs zu dienen. Andererseits darf die Kurzschlussleistung einen Maximalwert nicht übersteigen, damit Betriebsmittel keinen Schaden durch etwaige zu hohe Kurzschlussströme davontragen. Die Kurzschlussleistung im Netz, die im Kurzschlussfall zur Verfügung stehen muss, hängt von zwei Parametern ab. Zum einen bemisst sie sich nach der Anzahl und der Scheinleistung der sich im Netz befindlichen Generatoren.¹⁹ Zum anderen ist für die Kurzschlussleistung die elektrische Distanz zwischen Generator und fehlerhaftem Betriebsmittel ausschlaggebend. (Rehtanz et al. 2014, S. 149) Somit hängt die Beeinträchtigung des Netzgebiets und der darin befindlichen EZA von der Entfernung zwischen Generator, der im Fehlerfall den Blindstrom bereitstellt, und dem Fehlerort ab. Aus diesem Grund sollte im Sinne einer stabilen Netzstützung eine regional verteilte Bereitstellung von Blindstrom bzw. Kurzschlussleistung gewährleistet sein.

Im Gegensatz zur Frequenzhaltung, bei welcher jede EZA im Verbundsystem unabhängig von ihrem jeweiligen Standort zum Wirkleistungsausgleich beitragen kann und sie daher als

¹⁸ Die Kurzschlussleistung wird als Scheinleistung angegeben. Ihre Berechnung basiert auf dem Kurzschlussstrom und der Nennspannung. Da die Nennspannung im Fehlerfall gegen 0 V geht, entsprechen die Berechnungsgrößen nicht der Realität. Folglich ist die Kurzschlussleistung eine fiktive Größe. (Rehtanz et al. 2014, S. 149)

¹⁹ Als Kurzschlussstrombeitrag im Fehlerfall können beispielsweise Synchrongeneratoren das Achtfache ihres Bemessungsstroms liefern. Hingegen können Generatoren mit Wechselrichtern nur den einfachen Bemessungsstrom als Kurzschlussleistung liefern (BDEW 2008, S. 26).

„globale, systemische Größe“ (Agora Energiewende 2017a, S. 99) gilt, ist die Spannungshaltung abhängig von der „Bereitstellung ausreichender ortsgerechter Blindleistung“ (Rehtanz et al. 2014, S. 102). Aus diesem Grund ist Blindleistung eine „lokale Größe“ (Agora Energiewende 2017a, S. 103). Der Bedarf an Blindleistung, der an kritischen Netzknoten auftritt, muss durch lokale Einspeisung gedeckt werden. Grund hierfür ist, dass Blind- und Kurzschlussleistung aus physikalischen Gründen nicht über weite Strecken transportiert werden können²⁰ und zudem die Übertragungskapazität der Netze belasten. (Rehtanz et al. 2014, S. 102; GridLab et al. 2015, S. 7; Schwab 2015, S. 742)

2.2 Begriffsklärung von Systemdienstleistungen

Zur Gewährleistung der Zuverlässigkeit der Stromübertragung bzw. -verteilung sind von den zuständigen Netzbetreibern laufend Maßnahmen zu ergreifen. Diese Maßnahmen zielen darauf ab, die Grenzwerte für die Belastung der Netzbetriebsmittel bzw. für Frequenz und Spannung einzuhalten. (Agricola et al. 2014, S.2-4) Gemäß dem TransmissionCode 2007 werden diese Leistungen folgendermaßen definiert:

Als *Systemdienstleistungen* werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlichen Leistungen bezeichnet, die *Netzbetreiber* für die *Anschlussnehmer/Anschlussnutzer* zusätzlich zur Übertragung und *Verteilung* elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, System-/Betriebsführung. (VDN 2007b, S. 49)

Wie aus Abbildung 8 hervorgeht, ist die Betriebsführung als übergreifende SDL zu verstehen.

<i>System- dienstleistung</i>	Betriebsführung Netzebenen-übergreifende Koordination der Erbringung von SDL und Engpassmanagement				
	Frequenzhaltung Ausgleich der Abweichungen zw. Erzeugung und Verbrauch		Spannungshaltung Einhaltung zulässiger Spannungsgrenzen		Versorgungswiederaufbau Wiederversorgung nach Störung und/oder Blackout
<i>Produkt/ Maßnahme</i>	Regel- leistung	Momentan- reserve	Blind- leistung	Kurzschluss- leistung	Schwarzstartfähigkeit

Abbildung 8: Übersicht zu Systemdienstleistungen.

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Agricola et al. (2014, S. 4).

²⁰ Ausschlaggebend für den Transport von Blindleistung sind die Spannungsebene und die elektrischen Netzparameter. Als Anhaltspunkt kann im HöS-Netz eine maximale Leitungsstrecke von 100 bis 200 Kilometer angenommen werden. Im NS-Netz gilt eine maximale Leitungsstrecke von 100 bis 200 Metern. (Brückl et al. 2016, S. 123)

Im Rahmen der Betriebsführung erfolgt durch die Netzbetreiber die Koordination der Erbringung der Frequenz- und Spannungshaltung, des Netzengpassmanagements sowie des Versorgungswiederaufbaus über alle Netzebenen hinweg. Diesbezüglich fällt den Netzbetreibern zum einen die Aufgabe der Überwachung aller angeschlossener Lasten und Erzeugungseinheiten zu. Zum anderen müssen sie bei Bedarf steuernd eingreifen, um die Sicherheit des Gesamtsystems zu gewährleisten. (Agricola et al. 2014, S. 17)

Zur Erbringung der drei SDL Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau können die Netzbetreiber auf verschiedene Produkte zurückgreifen. Im Rahmen des Versorgungswiederaufbaus nach einer Störung oder einem Blackout bedient sich der Netzbetreiber schwarzstartfähiger Kraftwerke²¹ und kann somit eine Wiederversorgung herstellen. Zur Frequenzhaltung stehen die Produkte der Regelleistung und der Momentanreserve zur Verfügung. Die Spannungshaltung respektive die Einhaltung zulässiger Spannungsgrenzen erfolgt im Fall der statischen Spannungshaltung durch die lokale Bereitstellung von Blindleistung. Für die dynamische Spannungsstabilität wird Kurzschlussleistung benötigt. (Agricola et al. 2014, S. 2-19) Die Kurzschlussleistung fällt unter die SDL-Kategorie Spannungshaltung, weil im Fehlerfall der Spannungstrichter durch Kurzschlussleistung begrenzt werden kann.

In der vom BMWi in Auftrag gegebene Studie „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit“ (Brückl et al. 2016) wird dafür plädiert, „die Kurzschlussleistung nicht mehr der SDL Spannungshaltung zuzuordnen“ (Brückl et al. 2016, S. 171), sondern zwei weitere SDL-Kategorien zur transienten Polradwinkelstabilität²² und zur Detektion von Kurzschlüssen zu entwickeln. Begründet wird dieser Vorschlag damit, dass es sich bei der Kurzschlussleistung in erster Linie um eine schnelle und sichere Detektion von Kurzschlüssen handelt. (Brückl et al. 2016, S. 171) Dieser Vorschlag wird bei der SDL-Kategorisierung in der vorliegenden Arbeit nicht aufgenommen, da im Rahmen der übergeordneten Fragestellung eine Zuordnung der Kurzschlussleistung zur Spannungshaltung als sinnvoll erachtet wird.

²¹ Schwarzstartfähige Kraftwerke können ohne Eigenbedarfsversorgung aus dem Stromnetz mithilfe von Batterien oder Notstromaggregaten hochfahren (BNetzA 2016b, S. 429).

²² Unter der Polradwinkelstabilität wird die Fähigkeit eines elektrischen Systems verstanden, auch bei größeren Störfällen synchron weiter zu arbeiten (Schnettler et al. 2015, S. 23).

3 Zukünftige Bedarfs- und Anbieterstruktur von Systemdienstleistungen

Mit der fortschreitenden Energiewende ändert sich nicht nur die Erzeugungs- und Laststruktur in Deutschland. Durch den grundlegenden Wandel des Energiesystems gehen auch Veränderungen der SDL-Bedarfs- und Anbieterstruktur einher.

Derzeit erbringen größtenteils konventionelle Großkraftwerke, die auf Übertragungsebene angeschlossen sind, die SDL. Wie in der Einleitung (Unterkapitel 1.1) bereits beschrieben, werden die konventionellen Kraftwerke zunehmend durch EE-Anlagen ersetzt. Folglich müssen in Zukunft die EE-Anlagen, welche hauptsächlich auf Verteilnetzebene angeschlossen sind, vermehrt die SDL zur Verfügung stellen. Mit der Umstellung auf EE und der sich damit verändernden Erzeugungs- und Laststruktur ist gleichzeitig auch ein Wandel in der SDL-Bedarfsstruktur verbunden. Wesentlicher Grund dafür ist die fluktuierende EE-Einspeisung sowie die damit einhergehende punktuelle Veränderung bzw. Zunahme von Lastflüssen. (Rehtanz et al. 2014, S. 18-19) Mit der voranschreitenden Systemumgestaltung in Deutschland verändert sich jedoch nicht nur der SDL-Bedarf. Zur effizienten Einbindung des steigenden Anteils fluktuierender Einspeiser wird mittel- bis langfristig auch der „Bedarf an Systemflexibilität“ und damit verbunden die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen zunehmen. Flexibilitäten werden in diesem Studienkontext als Maßnahmen zum Ausgleich zwischen der zeitlichen Differenz von Stromangebot und -nachfrage verstanden. Flexibilitätsoptionen wirken in diesem Zusammenhang auf der Erzeugungs- oder Nachfrageseite, durch Speicheranlagen oder über das Stromnetz.²³ (BDEW 2015b, S. 13)

In den folgenden Unterkapiteln soll die eingangs gestellte erste Leitfrage geklärt werden, wie sich die Bedarfsstruktur der jeweiligen vier SDL-Arten in Zukunft ändern wird. Darüber hinaus soll erörtert werden, wie eine zukünftige Anbieterstruktur als Alternative zu den heutigen konventionellen SDL-Anbietern aussehen könnte und welche Kosten sich dadurch ergeben würden (Unterkapitel 3.1 bis 3.4). Außerdem wird in Unterkapitel 3.5 das Potenzial erläutert, das durch eine Kombination unterschiedlicher Flexibilitätsarten entstehen kann.

Als Grundlage für eine fundierte Ableitung des zukünftig notwendigen Erbringungsbedarfs von SDL dient zum einen eine aktuelle Studie von Ecofys und Fraunhofer IWES (2017) zur Lösung von Netzengpässen. Zum anderen wird auf die Forschungsergebnisse von Brückl et al. 2016 und der „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030“ (dena 2014b) mit explizitem SDL-Bezug zurückgegriffen. Hauptsächlicher Referenzpunkt der beiden SDL-Studien ist der

²³ Wie die BNetzA (2017b, S. 17) konstatiert, wird der Flexibilitäts-Einsatz in der Praxis derzeit aufgrund der aktuell geltenden Entgeltssystematik und Regelungen zur Kostenregulierung erschwert. Aus diesem Grund bringen sich die dena (2017a) mit ihrer Netzflexstudie und Agora Energiewende (2017b) mit einer Studie zum Thema „Neue Preismodelle für Energie“ zur Überarbeitung dieser Regelungen in die Diskussion ein. Diese Diskussion wird in der vorliegenden Arbeit jedoch nicht weiter aufgegriffen.

Netzentwicklungsplan (NEP). Dieser beinhaltet einen öffentlich konsolidierten und von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen (50Hertz et al. 2017a). Nach § 12a Abs. 1 Satz 2 EnWG soll der Szenariorahmen „für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken.“ Hinsichtlich der zukünftig möglichen Flexibilitätsoptionen zur SDL-Bereitstellung werden die Ergebnisse der „dena-Netzflexstudie“ (dena 2017a) sowie der Studie von Ecofys und Fraunhofer IWES (2017) herangezogen. Ergänzt wird die Darstellung einer alternativen Anbieterstruktur durch die Aussagen von Dr. Georg Meyer-Braune von 50Hertz Transmission GmbH, der im Rahmen der vorliegenden Arbeit am 10. Februar 2017 in Berlin interviewt wurde. Tabelle 1 stellt die zusammengefassten Ergebnisse hinsichtlich der zukünftigen Bedarfs- und Anbieterstruktur dar.

Tabelle 1: Übersicht zukünftiger Bedarfs- und Anbieterstruktur von Systemdienstleistungen.

Systemdienstleistung	Frequenzhaltung		Spannungshaltung		Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung		
	Regelleistung	Momentanreserve	Blindleistung	Kurzschlussleistung		Redispatch	EinsMan	Anpassungsmanagement
Zukünftiger Bedarf	Steigend (bei SRL und MRL)	Steigend (ohne Import aus Ausland)	Steigend (punktuell)	Steigend (punktuell)	Steigend	Steigend	Steigend	Steigend
Derzeitige Erbringer (Auswahl)	<ul style="list-style-type: none"> Konventionelle Kraftwerke Regelleistungspools (u. a. BMA u. Großbatterien) 	Konventionelle Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> Konventionelle Kraftwerke Netzbetriebsmittel (z. B. Kompensationsanlagen, Transformatoren) EE-Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> Konventionelle Kraftwerke DEA 	<ul style="list-style-type: none"> Pumpspeicherkraftwerke Gaskraftwerke 	<ul style="list-style-type: none"> Konventionelle Kraftwerke und Speicher (Nennleistung: ≥ 10 MW) Zuschaltbare Lasten (KWK-Anlagen mit Nennleistung: ≥ 500 kW) 	<ul style="list-style-type: none"> EE-Anlagen Grubengas-Anlagen KWK-Anlagen 	Konventionelle Kraftwerke
Alternative Anbieter (Auswahl)	<ul style="list-style-type: none"> PVA WEA μ-BHKW Stromlasten Innovative Speichertechnologien 	<ul style="list-style-type: none"> WEA (Windinertia) Batteriespeicher 	<ul style="list-style-type: none"> DEA Speicher Bezugsanlagen 	DEA und Speicheranlagen mit selbstgeführten Vollrichtern	<ul style="list-style-type: none"> (Groß-)Speicher EE-Anlagen Verbrauchsanlagen mit Eigenerzeugung 	Flexibilitätsoptionen (auch mit Nennleistung < 10 MW) <ul style="list-style-type: none"> Erzeugungseitig: DEA (u. a. KWK, BMA, PVA, WEA) Lastseitig: Elektrische Großverbraucher und dezentrale Verbraucher (u. a. Nachtspeicher, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) Hybridsysteme: EE-Anlagen + Speicher oder Power-to-Heat 		

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Agricola et al. (2014, S. 22).

3.1 Entwicklung hinsichtlich der Frequenzhaltung

Regelleistung

Für die Entwicklung des Regelleistungsbedarfs dienen die Ergebnisse der dena-SDL-Studie (2014c), die auf dem Szenario B respektive Leitszenario des NEP Strom 2013 (BNetzA 2012) für das Betrachtungsjahr 2033 basieren (Agricola et al. 2014, S. 6). Die Bemessung des Regelleistungsbedarfs bis zum Jahr 2033 zeigt zwei unterschiedliche Trends auf. Bei der PRL wird es „zu keiner signifikanten Bedarfsänderung kommen“ (Rehtanz et al. 2014, S. 98). Hingegen wird bei der SRL und MRL aufgrund der fluktuierenden Einspeisung „eine deutliche Zunahme“ (Agricola et al. 2014, S. 11) erforderlich werden.

Im heutigen Stromversorgungssystem wird die Regelleistung größtenteils durch die konventionellen Kraftwerke bereitgestellt. Zudem vermarkten Regelleistungspools (unter anderem EE-Anlagen und Großbatterien) ihre Leistung am Markt. Neben den bereits teilnehmenden EE-Anlagen und einzelnen Großbatterien könnten in Zukunft vermehrt Anbieter, wie fernsteuerbare PVA und Windenergieanlagen (WEA), Mikro (μ)-BHKW, Lasten (zum Beispiel flexible Industriellasten und Wärmepumpen) und Batteriespeicher Regelleistung erbringen. Voraussetzung für eine starke Teilnahme dieser Regelleistungsanbieter am Regelleistungsmarkt ist die Anpassung der Eintrittsbarrieren. (Agricola et al. 2014, S. 11-12; Rehtanz et al. 2014, S. 39-48)

Momentanreserve

Bisherige Studienergebnisse zur Momentanreserve zeigen übereinstimmend, dass bis zum Jahr 2025 bzw. 2035 „ausreichende dynamische Frequenzstabilität“ (Brückl et al. 2016, S. 190) gewährleistet ist. Die Momentanreserve wird derzeit von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Untersuchungen zufolge kann zukünftig bei einer Großstörung genügend Momentanreserve innerhalb des europäischen Verbundsystems vorgehalten werden. Somit besteht hinsichtlich der Momentanreserve „kein zusätzlicher Handlungsbedarf“ (Rehtanz et al. 2014, S. 96). Zur Beibehaltung des deutschen Anteils an der Bereitstellung von Momentanreserve im europäischen Verbundsystem sind zukünftig jedoch alternative Erbringungsmaßnahmen zu ergreifen (Rehtanz et al. 2014, S. 96-97).

Hierzu zählt zum einen die Nutzung der Energie von WEA-Rotoren (sogenannte Windinertia). Dazu müsste in die WEA eine Frequenzregelung implementiert werden. Bei Frequenzabfall würde dieser Drehzahlregler das elektrische Moment vergrößern, wodurch der Rotor abgebremst wird und in diesem Zuge eine Umwandlung von kinetischer Energie in elektrische Energie erfolgt. Somit wird Momentanreserve zur Verfügung gestellt. Dieser Vorgang ist gleichzusetzen mit der bisherigen konventionellen Bereitstellung. Allerdings würde durch diesen Vorgang im Rahmen der Windinertia die Energieausbeute der WEA verringert. Zur Beschleunigung der Anlage auf die optimale Drehzahl, wird die Netzeinspeisung reduziert und es entstehen Verlustkosten. (GridLab et al. 2015, S. 53; Rehtanz et al. 2014, S. 96-97)

Zum anderen könnten die konventionellen Kraftwerke zur Bereitstellung der Momentanreserve durch den Einsatz von Speichern sowie durch die Drosselung von EE-Anlagen substituiert werden. Allerdings ist dabei zu bedenken, dass durch eine gedrosselte Fahrweise der EE-Anlagen die Einspeisemenge und folglich der Ausschöpfungsgrad des EE-

Potenzials direkt beeinflusst wird, wodurch Preisverluste entstehen (Rehtanz et al. 2014, S. 57-62).

Im Vergleich zu den technisch möglichen Alternativen gilt Windinertia angesichts ihrer geringen notwendigen technischen Änderungen als „die effizienteste Alternative“ (Agricola et al. 2014, S. 10).

3.2 Entwicklung hinsichtlich der Spannungshaltung

Blindleistung

Hinsichtlich der Blindleistung kann in Zukunft ein punktuell steigender Bedarf konstatiert werden (vgl. Brückl et al. 2016, S. 128-130). Bei der Betrachtung einzelner Jahre – wie in Schnettler et al. (2015) – wird ersichtlich, dass innerhalb einer kurzen Zeitspanne sehr unterschiedliche Bedarfsituationen entstehen können. Ausschlaggebend ist im Wesentlichen der Ausbau des Übertragungsnetzes. Die Inbetriebnahme neuer Leitungen beeinflusst punktuell im gesamten Netz die Lastflüsse. Daraus resultieren „entsprechende schlagartige Veränderungen im Q-Verhalten und Q-Bedarf“ (Brückl et al. 2016, S. 88). In langfristiger Perspektive (bis zum Jahr 2034) zeigen die Untersuchungen, dass der Netzausbau zu einer Verlagerung des Blindleistungsverhaltens des deutschen Stromnetzes in einen übererregteren Zustand führt (Brückl et al. 2016, S. 129). Daraus ergibt sich ein „Anstieg im Bedarf an zusätzlicher induktiver Kompensationsleistung“ (Brückl et al. 2016, S. 129).

Darüber hinaus wurden im Rahmen der dena-SDL-Studie (2014c) regionale Unterschiede bezüglich des Blindleistungsbedarfs festgestellt. Zum einen existiert in manchen Regionen – wie in der Region um Rostock – ein zunehmender Bedarf an kapazitiver Blindleistung. Zum anderen weist insbesondere der Osten Deutschlands in Schwachlastzeiten einen erhöhten Bedarf an induktiver Blindleistung auf. (Rehtanz et al. 2014, S. 146-148) Folglich wird mit zunehmendem EE-Ausbau „die Spanne des Blindleistungsbedarfs an den Netzknoten insgesamt größer werden“ (Rehtanz et al. 2014, S. 147).

Heute wird die Spannungshaltung im Übertragungsnetz hauptsächlich durch die Blindleistungseinspeisung von konventionellen Großkraftwerken realisiert. Darüber hinaus stehen den ÜNB zum Ausgleich zwischen Blindleistungsbedarf und -erzeugung eigene Kompensationsanlagen²⁴, HöS/HS-Transformatoren²⁵, sowie Möglichkeiten der Änderung der

²⁴ Unter die Kompensationsanlagen fallen insbesondere Kondensatoren, Spulen, Statische Blindleistungskompensatoren (engl. Static VAR Compensators, SVC) sowie rotierende Phasenschieber (Rehtanz et al. 2014, S. 102).

²⁵ Mit den HöS/HS-Transformatoren, die sich im Eigentum der ÜNB befinden, ergibt sich durch die Stufung entsprechend der Lastsituation ein verändertes Spannungsniveau. Demzufolge stellt sich ein anderes Blindleistungsverhalten an den HS-Leitungen ein. Somit dient das HS-Netz schon heute als Quelle zur Blindleistungsbeschaffung für die ÜNB. (Brückl et al. 2016, S. 93)

Netztopologie – beispielsweise durch Leitungsabschaltungen – zur Verfügung. Blindleistungsquellen im Verteilnetz zur Spannungshaltung sind zum einen EZA. Neben den konventionellen Kraftwerken, die seit jeher blindleistungsfähig sind, können auch DEA Blindleistung bereitstellen. Die Höhe dieses Blindleistungsbeitrags hängt von der Anlagengröße und dem Anschlusspunkt in der jeweiligen Spannungsebene ab. Zum anderen kann der VNB auch auf Maßnahmen der Spannungsregelung – wie den RONT – zurückgreifen.

Als eine der Hauptbezugsquellen im Verteilnetz gilt heute noch das Übertragungsnetz. Die bewilligte kostenfreie Blindleistungsbereitstellung an den HöS-/HS-Verknüpfungspunkten ist vertraglich festgesetzt. Dem zunehmenden Rückgang von Blindleistung im Übertragungsnetz – aufgrund der Verdrängung konventioneller Kraftwerke – begegnen die ÜNB insbesondere mit dem Bau weiterer Kompensationsanlagen. Allerdings wird dieser Zubau den gesamten deutschen Zusatzbedarf an Blindleistung nicht decken können. Zudem gilt die Blindleistungsversorgung der ÜNB durch Transformatorschaltungen bereits als ausgereizt. (Brückl et al. 2016, S. 91-130; Rehtanz et al. 2014, S. 103-105)

Laut der aktuellen Studie von Brückl et al. (2016, S. 129) „besteht noch Potenzial durch Nutzung des Blindleistungsvermögens von EZA“, die in unteren Spannungsebenen einspeisen. DEA verfügen derzeit über die entsprechende Technik, „sich sowohl kapazitiv als auch induktiv zu verhalten“ (Brückl et al. 2013, S. 36) und zudem „unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung“ (Agricola et al. 2014, S. 14) Blindleistung zur Verfügung zu stellen²⁶ In der Studie wird hinsichtlich einer vollständigen Hebung des Blindleistungspotenzials empfohlen, den Blindleistungsaustausch zwischen VNB und ÜNB stärker zu koordinieren (vgl. Brückl et al. 2016, S. 93). Mit fortschreitender Energiewende müssen die Blindleistungsflüsse, durch geeignete Blindleistungsquellen in entsprechenden Netzebenen gedeckt werden und in der Folge die konventionellen Kraftwerke als hauptsächliche Blindleistungsquellen ersetzt werden (Brückl et al. 2013, S. 21). Momentan muss die Blindleistungsversorgung durch EZA laut den technischen Anschlussregeln kostenlos zur Verfügung gestellt werden. Bei einem weiteren EE-Ausbau würde dementsprechend auch die vorgehaltene Blindleistung flächendeckend ansteigen. Somit würden die Netze stellenweise zusätzlich ausgelastet werden, obwohl mancherorts kein vermehrter Blindleistungsbedarf besteht. (Brückl et al. 2016, S. 121) Laut Modellrechnungen von Brückl et al. (vgl. 2016, S. 129) wird es daher unter technischen und wirtschaftlichen

²⁶ Die Möglichkeit, einen Beitrag zur Spannungshaltung zu leisten, besteht nur bei Anlagen, die über Vollumrichter gekoppelt sind. Ältere Anlagen verfügen meist nicht über diese Funktionalität (Brückl et al. 2013, S. 36; Rehtanz et al. 2014, S. 27).

Gesichtspunkten als zielführend angesehen, „die Blindleistung künftig in Anlagen mit höchster Verfügbarkeit an geeigneten Standorten anstatt in hohem Umfang in allen EZA bereitzustellen“ (Brückl et al. 2016, S. 129).

Neben dem Blindleistungspotenzial durch DEA muss auch das Potenzial auf Verbraucherseite berücksichtigt werden. Insbesondere Unternehmen mit durchgängigem Betrieb und somit gleichmäßiger Lastabnahme können zur aktiven Bereitstellung von Blindleistung herangezogen werden (Brückl et al. 2013, S. 36). Die Einbeziehung von betrieblichen Blindleistungsquellen ist momentan noch nicht verbreitet, wird derzeit allerdings in Forschungsprojekten untersucht (vgl. FIZ 2017a). Darüber hinaus werden in Zukunft auch blindleistungsfähige Speicher²⁷ zur Spannungs-Blindleistungsregelung zum Einsatz kommen (vgl. Brückl et al. 2016, S. 121; Rehtanz et al. 2014, S. 146).

Insgesamt zeigt sich, dass auch in den unteren Spannungsebenen zunehmend alternative, praktikable Spannungshaltungs-Maßnahmen zur Verfügung stehen. Durch diese Bandbreite an Möglichkeiten sind Netzbetreiber zukünftig in der Lage, sowohl für den vorgelagerten als auch für den nachgelagerten Netzbetreiber Blindleistung anzubieten und somit Synergiepotenziale zu nutzen. Ausschlaggebend für die Umsetzung dieser Prozesse ist die Entwicklung eines koordinierten und marktwirtschaftlich orientierten Blindleistungs-Beschaffungssystems (Brückl et al. 2016, S. 127, 185-190).

Bei der Entwicklung eines zukünftigen Blindleistungs-Beschaffungssystems sind die Kosten in den Blick zu nehmen, die mit einer Vorhaltung und einem Abruf von Blindleistung einhergehen. Die Blindarbeit (das heißt Blindleistung multipliziert mit den Stunden der Bereitstellung übers Jahr) führt zu einer Erhöhung der Stromflüsse. Dies wirkt sich negativ auf die Wirkleistungsströme aus und zieht letztendlich eine Ertragsminderung nach sich, da weniger Wirkleistung produziert werden kann. Aus diesem Grund entstehen dem Anlagenbetreiber neben den fixen Kosten und den variablen Betriebskosten auch Verlustkosten. Die Höhe der durch Blindarbeit verursachten Wirkarbeitsverluste und der variablen Kosten hängt von mehreren Faktoren ab, unter anderem von der Spannungsebene, dem unter- oder übererregten Zustand und der Nutzungsdauer. Im Anhang 12 werden exemplarisch für den untererregten Bereich die durch Blindarbeit hervorgerufenen Wirkarbeitsverluste, die in Prozent des Energieertrags angegeben werden, und die variablen Kosten der bereitgestellten Blindarbeit gezeigt. (Uber und Pöller 2016, S. 4-14)²⁸

²⁷ Unter blindleistungsfähigen Speichern werden über Vollumrichter gekoppelte Speicher verstanden (vgl. Rehtanz et al. 2014, S. 146).

²⁸ Grundsätzlich sind im untererregten Bereich die durch Blindarbeit verursachten Wirkleistungsverluste bzw. Ertragsminderungen höher als im übererregten Bereich (Uber und Pöller 2016, S. 10).

Laut den Berechnungen von Brückl et al. (2016, S. 120) zur Entwicklung der Gesamtkosten für die Bereitstellung von Blindleistung bis zum Jahr 2050, die im Anhang 13 einzusehen sind, „wäre der künftige Blindleistungsmarkt vom monetären Volumen vergleichbar mit dem heutigen Regelleistungsmarkt.“

Kurzschlussleistung

Die bisherigen Untersuchungen zur verfügbaren Kurzschlussleistung in den nächsten zehn bis zwanzig Jahren stimmen darin überein, dass „keine akute flächendeckende Notwendigkeit zur Begrenzung oder Erhöhung der Kurzschlussleistung vorliegt“ (Brückl et al. 2016, S. 171). Schon heute treten in hohem Maß an den einzelnen Netzknoten unterschiedliche Kurzschlussleistungen auf. Dieser Trend wird sich fortsetzen und die Kurzschlussleistung wird weiterhin in industriell geprägten Regionen höher als in ländlichen Regionen sein. (Brückl et al. 2016, S. 167-168; Rehtanz et al. 2014, S. 182)

Die Bereitstellung der Kurzschlussleistung erfolgt heute vornehmlich durch die im Übertragungsnetz angeschlossenen Synchrongeneratoren der konventionellen Kraftwerke. Mit dem Rückgang konventioneller Anlagen wird diese gesicherte Kurzschlussleistung abnehmen. Wie Untersuchungen zeigen, ergibt sich durch den fortschreitenden Netzausbau zugleich ein gegenteiliger Effekt. Durch den Netzausbau verringern sich die Netzimpedanzen, wodurch die wegfallende Kurzschlussleistung durch konventionelle Kraftwerke größtenteils kompensiert wird. (Brückl et al. 2016, S. 163, 171) Hinsichtlich der durchschnittlich zur Verfügung stehenden Kurzschlussleistung wird es daher zu keinen signifikanten Änderungen kommen.

Zukünftig tragen anstelle der konventionellen Kraftwerke größtenteils die über Umrichter angeschlossenen DEA zur Kurzschlussleistung bei. Diese Anlagen können nur den einfachen Bemessungsstrom als Kurzschlussleistung liefern. EE-Anlagen können zudem nur in Höhe ihres Betriebsstroms Kurzschlussleistung bereitstellen. Der Grund dafür ist, dass dargebotsabhängige EE-Anlagen nur bei Wind oder Sonneneinstrahlung Kurzschlussleistung liefern. Ohne den Primärenergieträger trennen sie sich vom Netz. Somit unterliegt die Kurzschlussleistung, die im Jahr 2030 zur Verfügung stehen wird, Schwankungen in Bezug auf Wetter und Tageszeit (Agricola et al. 2014, S. 15). Um eine regionale Gleichmäßigkeit der durch EE-Anlagen bereitgestellten Kurzschlussleistung zu erreichen, bedarf es EE-Anlagen mit selbstgeführten Vollumrichtern. Diese können Blindstrom auch ohne die Verfügbarkeit der Primärenergieträger und demnach ohne gleichzeitige Wirkleistungseinspeisung bereitstellen. (Agricola et al. 2014, S. 15-16; Rehtanz et al. 2014, S. 151) Aus technischer Sicht steht damit der zukünftigen durchgehenden Bereitstellung der

SDL Kurzschlussleistung mittels EE-Anlagen nichts im Wege. Die dabei entstehenden Kosten wurden bereits im vorherigen Absatz zur Blindleistung dargelegt.

3.3 Entwicklung hinsichtlich des Versorgungswiederaufbaus

Zur Wiederherstellung der Stromversorgung nach einem Blackout bestehen drei Möglichkeiten. Erstens bezweckt die Eigenbedarfsinselbetriebsfähigkeit der Erzeugungseinheiten am HöS-Netz, dass sich die Anlagen im Eigenbedarfsinselbetrieb fangen und durch die Sicherstellung des Eigenbetriebs den Netzwiederaufbau unterstützen. Zweitens kann durch die Netzinselbetriebsfähigkeit, die von jeder Erzeugungseinheit größer oder gleich 100 MW gefordert wird, die Frequenz geregelt und die Netzinsel stabil betrieben werden. Drittens können schwarzstartfähige Anlagen ohne Energie aus dem Netz eigenständig anfahren und somit einen Versorgungswiederaufbau gewährleisten. Neben der Netzinselbetriebsfähigkeit umfasst auch die Schwarzstartfähigkeit die SDL Frequenzhaltung und Spannungshaltung. (Brückl et al. 2016, S. 176-177)

In Deutschland wird der Netzwiederaufbau auf der Grundlage eines zentralen Konzeptes durch die Einbindung von hauptsächlich schwarzstartfähigen Pumpspeicher- und Gaskraftwerken im Übertragungsnetz realisiert. Voraussichtlich werden diese Kraftwerke in den nächsten 15 Jahren ausreichend zur Verfügung stehen. (Agricola et al. 2014, S. 16) In dieser Hinsicht besteht erst Mitte der 2030er Jahre Handlungsbedarf bezüglich der Kompensierung dieser schwarzstartfähigen Kraftwerke. Kurzfristiger Handlungsbedarf ergibt sich allerdings aufgrund der Verdrängung konventioneller Kraftwerke. Diese Kraftwerke tragen heute mit ihrer Netzinselbetriebsfähigkeit wesentlich zum Wiederaufbau bei. Folglich bedarf es schon heute einer Lösung zur Sicherstellung eines Netzwiederaufbaus. (Brückl et al. 2016, S. 177-179)

Alternative Anbieter, welche die entstehende Lücke füllen können, sind zukünftig neben den Großspeichern auch EE-Anlagen. Deren aktive Einbeziehung in Wiederaufbaukonzepte wird in aktuellen Forschungsprojekten untersucht (vgl. FIZ 2017b). In diesem Zusammenhang können auch Micro-Grids (μ -Grids) als Netzinseln zum Netzwiederaufbau herangezogen werden. Darüber hinaus können perspektivisch auch manche der Verbrauchsanlagen mit Eigenerzeugung einen Beitrag zum Wiederaufbau leisten. (Brückl et al. 2016, S. 179-180)

In der dena-SDL-Studie (2014c) wurde die Möglichkeit untersucht, den Netzwiederaufbau mit dezentralen Inselnetzen einzuführen, indem sich im Störfall eine 110-kV-Netzgruppe selbst fängt (Rehtanz et al. 2014, S. 192). Laut Ergebnissen der Studie wäre ein dezentrales Konzept aufgrund des technischen und organisatorischen Aufwands und der damit verbundenen Mehrkosten aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizient (vgl. Agricola et al. 2014,

S. 17). Denkbar wäre die Einbindung der Anlagen aus der 110-kV-Ebene „als ergänzender oder absichernder Baustein eines zentralen Konzeptes“ (Brückl et al. 2016, S. 183). Zudem sind die Synergiepotenziale, die sich aus der Beschaffung der übrigen SDL ergeben können, für die SDL Versorgungswiederaufbau zu bedenken (Brückl et al. 2016, S. 182-183).

Eine abschließende Kostenbewertung kann aufgrund der noch unbekanntem detaillierten technischen Voraussetzungen für einzelne Akteure zum jetzigen Stand nicht vorgenommen werden (vgl. Brückl et al. 2016, S. 183).

3.4 Entwicklung hinsichtlich der Betriebsführung

Im Rahmen der Betriebsführung sind die Netzbetreiber für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Gesamtsystems verantwortlich. Einhergehend mit dem Umbau des Energiesystems führen verschiedene Ursachen dazu, dass die Netzbetreiber beim Engpassmanagement zunehmend gefordert sind. Zu diesen Treibern zählen laut der Studie von Ecofys und Fraunhofer IWES (2017, S. 33) im Wesentlichen der „EE-Zubau, der verzögerte Netzausbau, die hohe Mindesterzeugung von konventionellen Kraftwerken (*Must-run*) und der integrierte europäische Markt.“²⁹ Aufgrund dieser Entwicklungen ergeben sich aktuell „Deckungslücken zwischen der Netzkapazität und der Erzeugungskapazität“ (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 34), was zunehmend zu strombedingten Netzengpässen führt. Die Verdreifachung der Redispatch-Gesamtmenge sowie der Menge der Ausfallarbeit im Zuge vom EinsMan von 2014 bis 2016 untermauern diesen Trend (vgl. BNetzA 2016b, S. 7).

Perspektivisch werden neue Treiber – auf Verbrauchsseite die Elektromobilität und zuschaltbare Lasten – diese Entwicklung verstärken und insbesondere lastgetriebene Engpässe hervorrufen (Ecofys und Fraunhofer IWS, S. 33). Hinsichtlich der weiteren Entwicklung beim Engpassmanagement ist zwischen temporären und strukturellen Engpässen zu unterscheiden. Mittel- bis langfristig werden sich temporäre Engpässe aufgrund des voranschreitenden Netzausbaus voraussichtlich auflösen. Dagegen werden dauerhafte Netzengpässe auch nach Erfüllung des verpflichtenden Netzausbaus punktuell bestehen bleiben (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 36). Ausschlaggebend ist hierfür, dass es aufgrund der in § 11 Abs. 2 EnWG geregelten Spitzenkappung zu keinem vollständigen Netzausbau kommen wird. Der sogenannte Drei-Prozent-Ansatz berechtigt die Netzbetreiber dazu, bei der Netzplanung im Verteilnetz eine Spitzenkappung der produzierten

²⁹ Konventionelle Kraftwerke tragen zu einer Zunahme der Netzengpässe bei, da sie durch ihre teilweise inflexiblere Fahrweise bei hoher Netzauslastung die Netzsituation weiter verschärfen. Die europäische Marktintegration wird hinsichtlich der Netzengpässe zum Problem, da wegen fehlender Transportkapazitäten die zunehmenden Handelsflüsse eine physikalische Überlastung des Stromsystems hervorrufen. (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 34)

Strommengen von Onshore-WEA und PVA von bis zu drei Prozent anzunehmen. Angesichts dieser Entwicklungen werden kritische Netzsituationen zunehmen und demzufolge Eingriffsmaßnahmen (Redispatch, EinsMan und Anpassungsmanagement) zu deren Beherrschung perspektivisch steigen (Agricola et al. 2014, S. 17-18; BNetzA 2016b, S. 103-104; Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 15).

Die Herausforderungen, vor welchen die Netzbetreiber bezüglich der Netzengpässe stehen, sind in Abhängigkeit von der Erzeugungs- und Laststruktur sowie der spezifischen Netztopologie unterschiedlich geartet. Die derzeit bestehenden Netzengpässe verteilen sich sehr heterogen über Deutschland (Ecofys und Fraunhofer IWES, S. 49). Gegenwärtig ist eine Konzentration besonders im Übertragungsnetz in Norddeutschland zu konstatieren. Dahingegen werden zukünftig lastgetriebene Netzengpässe im Verteilnetz Süddeutschlands erwartet. Aufgrund dieser Heterogenität werden in der Studie von Ecofys und Fraunhofer IWES (2017, S. 16) vier Netzgebietsklassen unterschieden. Besonders in den Netzgebietsklassen ‚winddominiert‘ und ‚lastschwach/EE-dominiert‘ wird derzeit ein hohes Engpassaufkommen verzeichnet. Für die Zukunft wird neben diesen beiden Netzgebietsklassen auch in ‚photovoltaikdominierten‘ und ‚laststark/vorstädtischen‘ Netzgebietsklassen, die derzeit noch geringe bis gar keine Engpässe aufweisen, ein Anstieg prognostiziert.

Nach dem Energiewirtschaftsgesetz stehen für Redispatch-Maßnahmen, einerseits zur Engpassbeseitigung und andererseits zur Spannungshaltung, konventionelle Erzeugungs- oder Speicheranlagen mit einer Nennleistung größer oder gleich zehn MW zur Verfügung (BNetzA 2016b, S. 428; BNetzA 2015a). Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 2016 wurde die Beschränkung auf Anlagen aus der HS- und HöS-Ebene aufgehoben. Die Möglichkeit, Anlagen aus allen Spannungsebenen zum Redispatch heranzuziehen, wird momentan jedoch nicht genutzt (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 43). Wegen des Einspeisevorrangs von EE-Anlagen erfolgen der strom- und spannungsbedingte Redispatch – abgesehen von Ausnahmeregelungen im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)³⁰ – bislang nur gegenüber konventionellen Kraftwerken (BNetzA 2017a, S. 52). Darüber hinaus werden durch das novellierte Energiewirtschaftsgesetz vom Jahr 2016 zuschaltbare Lasten in Form von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ins Netzengpassmanagement eingebunden. Die Regelung umfasst nur KWK-Anlagen (mit einer Nennleistung von mindestens 500 kW) im EEG-Netzausbauggebiet. Der ÜNB kann im Fall von Netzüberlastung die jeweiligen Anlagen zum Herunterfahren der fossilen KWK-

³⁰ EE-Anlagen können freiwillig am Redispatch-Prozess teilnehmen, wenn sie nach vertraglicher Vereinbarung vom Abnahmevorrang abweichen (vgl. § 11 Abs. 3 EEG i. V. m. § 14 EEG).

Produktion und stattdessen zur Bereitstellung der Wärme über Power-to-Heat-Anlagen auffordern. (Ecofys und Fraunhofer IWES, S. 44-45) Das EinsMan ist eine Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber „EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen“ (BNetzA 2012, S. 4), wonach deren Einspeiseleistung abgeregelt werden soll. Gemäß dem Anpassungsmanagement können auch konventionelle Kraftwerke abgeregelt werden (BDEW 2017a, S. 6).

Als weitere Instrumente zur netzdienlichen Steuerung, die nicht als klassische Redispatch-Maßnahmen einzuordnen sind, dienen steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Zum einen können Netzbetreiber mit Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen Vereinbarungen zur netzdienlichen Steuerung treffen. Zum anderen können ÜNB zur Behebung eines Energiedefizits oder eines Netzengpasses abschaltbare Lasten (in erster Linie Industriebetriebe) auf MS-Ebene oder übergeordneter Spannungsebene anweisen, ihren Stromverbrauch zu reduzieren. (BNetzA 2016d; Ecofys und Fraunhofer IWES, S. 44-45, 82)

Hinsichtlich der steigenden Maßnahmen zur Netzengpassbehebung bedarf es einer alternativen Anbieterstruktur im Rahmen der Betriebsführung. Technische Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz, die im Zuge der Energiewende an Bedeutung gewinnen (dena 2017a, S. V) und grundsätzlich in großem Maß im Stromsystem vorliegen, können unter technischen Gesichtspunkten zunehmend zur Behebung von strombedingten Netzengpässen im Verteil- und Übertragungsnetz dienen. Die Flexibilitätsoptionen lassen sich in drei Kategorien gliedern. Zu den erzeugungsseitigen Flexibilitätsoptionen zählen DEA, insbesondere KWK und Biomasseanlagen (BMA). Auch PVA und WEA können flexibel abgeregelt werden. Die lastseitigen Flexibilitätsoptionen weisen ein geringeres Gesamtpotenzial im Vergleich zu den erzeugungsseitigen Flexibilitäten auf. Elektrofahrzeuge können jedoch „mit einer zunehmenden Diffusion zu einem *Game Changer* werden“ (Ecofys und Fraunhofer IWES, S. 62). Das momentan größte Potenzial im Lastbereich stellen Nachtspeicher dar, gefolgt von Wärmepumpen. Drittens können auch Hybridsysteme als Flexibilitätsoption dienen. Diese Systeme bestehen aus einer EZA in Kombination mit einem Speicher- oder einem Power-to-Heat-Element. Das Potenzial dieser Systeme ist zurzeit noch sehr gering, wird allerdings in Zukunft zunehmen. (Ecofys und Fraunhofer IWES, S. 59-68) Wie aus der Übersicht zum zukünftigen Flexibilitätsbedarf und der entsprechenden Flexibilitätsoptionen im Anhang 8 ersichtlich wird, werden in allen vier Netzgebietsklassen Flexibilitätsoptionen entsprechend dem Bedarf in Zukunft zur Verfügung stehen.

Vor dem Hintergrund der wissenschaftlichen Forschungsergebnisse zu der steigenden Bedeutung von Flexibilitätsanbietern werden auch von Seiten der ÜNB alternative

Flexibilitätsoptionen als notwendig erachtet. Laut der Aussage von Herrn Dr. Georg Meyer-Braune von 50Hertz Transmission GmbH (2017), erachtet 50Hertz Transmission GmbH eine steigende Integration von Flexibilitätsanbietern – zuschaltbare Lasten (Elektromobilität, Kühlhäuser) und erzeugungsseitige Optionen wie KWK- und EE-Anlagen – in den Redispatch-Prozess als sinnvoll.³¹ Darüber hinaus sollen grundsätzlich auch DEA mit einer Nennleistung unter zehn MW zukünftig Anbieter im Engpassmanagement werden. (Meyer-Braune 2017)

Eine Arbeitsgemeinschaft aus VNB und ÜNB der Regelzone 50Hertz (2014, S. 27) sieht zudem Handlungsbedarf beim Prozessaufbau von Redispatch-Maßnahmen in allen Netzebenen, um einen großen Teil der derzeit noch verfügbaren SDL-Bereitstellung auf Übertragungsnetzebene durch konventionelle Kraftwerke im Rahmen der Betriebsführung zu substituieren. Flexible Anbieter sind laut den skizzierten Forschungsergebnissen „teilweise in der Lage, diese Lücke mit zu füllen“ (dena 2017a, S. 63). Angesichts einer zukünftigen Integration dieser alternativen Anbieter aus unterschiedlichen Netzebenen beim Engpassmanagement nehmen die Anforderungen an die ÜNB und VNB im Rahmen der Betriebsführung auf allen Spannungsebenen zu. Demzufolge wird der Steuerungs- und Informationsbedarf im Netzbetrieb in Zukunft steigen. (dena 2014b, S. 18)

3.5 Zukünftige Potenziale von Flexibilitätsanbietern durch den Multi-Use-Ansatz

Aus den vorherigen Erläuterungen zu Tabelle 1 wird ersichtlich, dass einhergehend mit der Energiewende der Erbringungsbedarf durch alternative SDL-Anbieter bei allen vier SDL – wenn auch teilweise nur punktuell – zunehmen wird. Für diesen steigenden Bedarf stehen zukünftig alternative SDL-Anbieter zur Verfügung, welche die bisherige SDL-Bereitstellung der konventionellen Kraftwerke ersetzen können.

Die Flexibilitäten, die von den SDL-Anbietern bereitgestellt werden können, kommen auf unterschiedliche Art zur Anwendung. Erstens können sie als „systemdienlich[e] Flexibilität“ (BDEW 2015b, S. 3) dienen, wenn sie vom ÜNB zum Erhalt der Systemstabilität herangezogen werden. Unter diese Anwendungsart fällt beispielsweise die Regelleistung zur Frequenzhaltung. Zweitens gilt Flexibilität als „marktdienli[ch]“ (BDEW 2015b, S. 3), wenn sie von Marktteilnehmern zur Fahrplantreue als Energieausgleich im Rahmen des Bilanzkreismanagements oder beim Handel in der Situation von stark volatilen Marktpreisen genutzt werden. Drittens können „netzdienliche Flexibilitäten“ (BDEW 2015b, S. 3) im

³¹ Dem Interviewpartner Herr Dr. Georg Meyer-Braune von 50Hertz Transmission GmbH zufolge wäre von Seiten der 50Hertz Transmission GmbH auch eine Integration der EE-Anlagen in den Redispatch-Prozess „grundsätzlich denkbar“ (Meyer-Braune 2017). Allerdings besteht bei EE-Anlagen der Einspeisevorrang, weshalb die Integration der EE-Anlagen in den Redispatch-Prozess gesetzlich derzeit nicht möglich ist.

Zusammenhang mit der Gewährleistung der Netzsicherheit zum Einsatz kommen. Netzbetreiber können auf netzdienliche Flexibilitäten „zur Beherrschung lokaler kritischer Netzsituationen“ (BDEW 2015b, S. 3) zurückgreifen. Als Beispiele gelten hierbei der strombedingte Redispatch zur Engpassentlastung sowie die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung bzw. von Kurzschlussleistung zum Netzschutz und zur Netzstabilität. (BDEW 2015b, S. 3; Müller-Mienack 2016) Neben den drei genannten Anwendungsarten können Flexibilitätstechnologien auch nutzerbezogenen Einsatz finden. Im Wesentlichen fallen darunter der direkte Eigennutzen – zum Beispiel für stetige Produktionsprozesse – oder die Notstromversorgung sowie die Elektromobilität (dena 2017a, S. XII-XIV).

Momentan werden Flexibilitäten in den meisten Fällen nur für eine Anwendung verwendet. Den Forschungsergebnissen der dena-Netzflexstudie (dena 2017a, S. XIV-XV) zufolge besteht aus netzdienlicher und somit auch aus volkswirtschaftlicher Sicht ein zusätzliches Potenzial darin, Flexibilitäten gleichzeitig für mehrere Anwendungen zu nutzen. Kombinationsmöglichkeiten aus system-, markt- und netzdienlichen sowie nutzerbezogenen Anwendungen werden als „Multi-Use-Ansätze“ (dena 2017a, S. XIV) bezeichnet. Die jeweiligen Anwendungen müssen dabei nicht unbedingt zeitgleich erbracht werden, sondern können auch abwechselnd zum Einsatz kommen. Wie aus Anhang 9 hervorgeht, sind laut den Forschungsergebnissen der dena-Netzflexstudie mehrere Kombinationsmöglichkeiten der verschiedenen Anwendungsarten auf unterschiedlichen Netzebenen denkbar. Erste Multi-Use-Anwendungen werden heute schon beispielsweise durch Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt. Einerseits dienen diese Kraftwerke durch ihre Schwarzstartfähigkeit dem Versorgungswiederaufbau. Andererseits werden sie gleichzeitig unter anderem auch zur Spannungshaltung oder zur Regelleistungserbringung genutzt.

Wie aus den Ergebnissen der dena-Netzflexstudie ersichtlich wird, trägt der Multi-Use-Ansatz zu einer Reduktion der Netzausbaukosten im Verteilnetz bei. Durch einen netzdienlichen Flexibilitätseinsatz ließ sich in den meisten exemplarischen Fällen, die in der Studie untersucht wurden, ein Großteil der entstehenden Kosten durch Netzausbau oder den Bau von zusätzlichen Netzbetriebsmitteln sparen. Darüber hinaus wurde in der Studie gezeigt, dass eine netzdienliche Fahrweise der Flexibilitäten nur geringe betriebswirtschaftliche Auswirkungen hat. Grundlage für diese Untersuchung war die Gegenüberstellung der derzeitigen Vermarktungserlöse bei einer rein betriebswirtschaftlichen Fahrweise im Gegensatz zu einer zusätzlich netzdienlichen Anwendung. (dena 2017a, S. XVI) Daher wird in der dena-Netzflexstudie der Schluss gezogen, dass durch einen Ausgleich dieser Auswirkungen „bereits ein Anreiz für Anlagenbetreiber geschaffen werden [könnte], sich netzdienlich zu verhalten“ (dena 2017a, S. XVI).

4 Marktdesigns für Systemdienstleistungen in liberalisierten Strommärkten

Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte in den 1990er Jahren, die sich sowohl innerhalb der Europäischen Union (vgl. Grave 2015, S. 3-4) als auch in Nordamerika (vgl. Cheung 2008, S. 66) vollzog, wurde im Jahr 1998 auch der deutsche Strommarkt liberalisiert (Ockenfels et al. 2008, S. 6).³² Damit einhergehend wurde die Entflechtung des Netzes von Erzeugung und Vertrieb gesetzlich festgelegt (sogenanntes Unbundling) (BNetzA 2015b). Seitdem basiert das Strommarktdesign in Deutschland „auf dem Grundsatz der Trennung von Markt- und Netzsphäre“ (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 15).

Dem Strommarkt sind – wie aus Unterkapitel 2.1 hervorgeht – infrastrukturbedingte Grenzen gesetzt. Da die Stromversorgung in Deutschland größtenteils leitungsgebunden ist, besteht eine Abhängigkeit von der physikalischen Netzsituation (Agora Energiewende 2017a, S. 2-33). Im aktuellen Marktdesign bilden die Strommärkte in Deutschland diese physikalischen Netzrestriktionen nicht ab (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 11) und nehmen damit auch unzureichend die SDL in den Fokus.

Laut dem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des BMWi (2015, S. 2) ist das Strommarktdesign „das Fundament der Stromversorgung“. SDL werden für eine stabile und sichere Stromversorgung benötigt. Wie Kapitel 3 zeigt, unterliegen SDL durch die Energiewende einem grundlegenden Wandel. Damit die Stromversorgung in Deutschland auch in Zukunft gesichert ist, müssen SDL auch im Strommarktdesign hinreichend Berücksichtigung finden. Für eine effektive und effiziente Fortführung der Energiewende ist eine Weiterentwicklung des derzeitigen Marktdesigns zur Koordinierung zwischen Strommarkt und -netz unabdingbar.

Im Folgenden werden anhand des von Belhomme et al. (2016) entwickelten methodischen Ansatzes, der in Unterkapitel 4.1 erläutert wird, in einem ersten Schritt die Mechanismen und regulatorischen Vorgaben bezüglich SDL im deutschen Strommarkt dargelegt (vgl. Unterkapitel 4.2). Dabei soll die eingangs gestellte zweite Leitfrage geklärt werden, welche SDL-Produkte bereits über Marktmechanismen beschafft werden und bei welchen SDL-Produkten bzw. Maßnahmen Regelungsbedarf besteht. In einem zweiten Schritt werden verschiedene Marktdesign-Konzepte analysiert, die derzeit als mögliche Organisationsprinzipien für eine Koordinierung zwischen Strommarkt und -netz im deutschsprachigen sowie teilweise im internationalen Raum diskutiert werden. Die Analyseergebnisse führen zu einer Beantwortung der dritten Leitfrage, welches grundlegende

³² Der Prozess der Liberalisierung im deutschen Strommarkt wurde mit einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes 1998 gestartet. Mit dieser Novelle erfolgte die Umsetzung der EU Energie Richtlinie 96/92/EG in nationales Recht. (Ockenfels et al. 2008, S. 6)

Marktdesign-Konzept ein geeignetes netzdienliches Organisationsprinzip für eine regionale SDL-Bereitstellung darstellt.

4.1 Methodischer Ansatz: Analyse und Entwicklung von Marktdesigns

Allgemein wird unter Marktdesign die Kunst verstanden, „Institutionen so auszugestalten, dass die Verhaltensanreize für individuelle Marktteilnehmer mit den übergeordneten Zielen des Marktarchitekten im Einklang stehen“ (Springer Gabler Verlag 2017). Die Konsultationen innerhalb des Diskussionsprozesses zum Strommarkt 2.0 in Deutschland haben folgende Hauptkriterien für den Strommarkt 2.0 ergeben: Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Begrenzung von Kosten sowie Ermöglichung von Innovationen und Nachhaltigkeit (BMWi 2015, S. 4). Diese Kriterien können als übergeordnete Ziele für die Weiterentwicklung des Marktdesigns zur Koordinierung zwischen Strommarkt und -netz angesehen werden.

In Hinblick auf die Ausgestaltung einer zukünftigen regionalen SDL-Bereitstellung muss erforscht werden, welches Marktdesign einen geeigneten Rahmen geben kann, um das Verhalten von individuellen Marktteilnehmern (in diesem Falle von Anbietern netzdienlicher Flexibilität) mit den oben genannten Zielen in Einklang zu bringen. Hierfür wird der methodische Ansatz von Belhomme et al. (2016) herangezogen. Dieser Ansatz dient der Analyse und Entwicklung von Elektrizitätsversorgungssystemen mit Perspektive auf das Jahr 2030. Laut Belhomme et al. (2016, S. 1) sind dabei nicht nur die Funktionen und Interaktionen innerhalb des Markgebietes in den Blick zu nehmen, sondern auch netzseitig notwendige Funktionen zu berücksichtigen. Der Ansatz lässt sich in drei Stufen unterteilen (vgl. Abbildung 9).

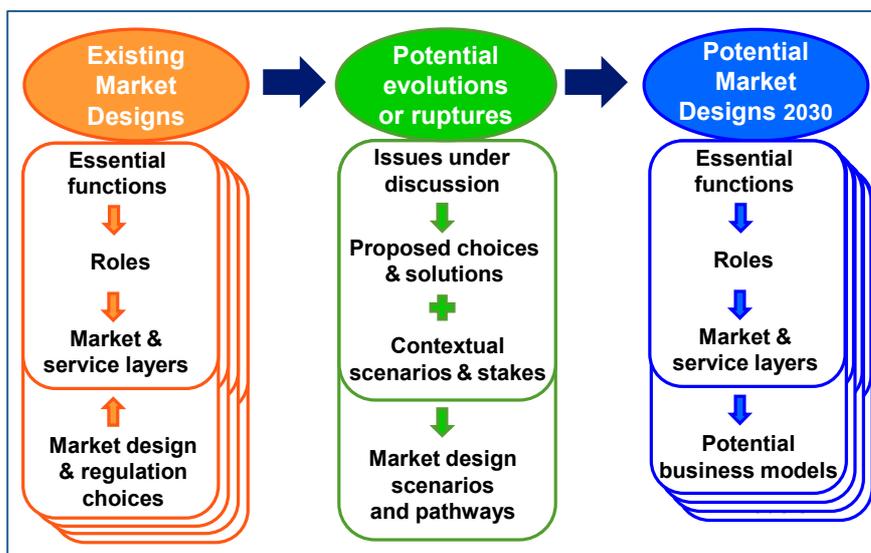


Abbildung 9: Drei-Stufen-Ansatz zur Entwicklung von Marktdesigns im Elektrizitätsversorgungssystem.

Quelle: Belhomme et al. (2016, S. 1).

Im ersten Schritt soll das derzeit geltende Marktdesign vorgestellt und analysiert werden. Dabei werden wesentliche Funktionen und Rollen innerhalb des Marktdesigns identifiziert. Darunter fallen beispielsweise die Frequenz- und die Spannungshaltung. Des Weiteren sollen die sogenannten “market and service layers” (Belhomme et al. 2016, S. 4) beschrieben werden. Belhomme et al. zählt hierzu die verschiedenen Märkte wie den Day-Ahead-Markt und den Intraday-Markt. Zur Dienstleistungsebene werden beispielsweise die SDL gerechnet. Darüber hinaus weist Belhomme et al. darauf hin, den geltenden regulatorischen Rahmen zu erforschen, der prägend für das Marktdesign ist. (Belhomme et al. 2016, S. 1, 4)

Der zweite Schritt zeigt Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Marktdesigns auf. Belhomme et al. (2016, S. 2) schlägt vor, zunächst die auf relevanter Ebene aktuell geführten Diskussionen zum Thema aufzugreifen und im Kontext zu verorten. Danach sollen umsetzbare Möglichkeiten erörtert werden, wobei auch kontextspezifische Aspekte Berücksichtigung finden sollen. Das Ergebnis dieses Schrittes können Marktdesign-Szenarien und mögliche Umsetzungspfade sein.

In einem dritten und letzten Schritt erfolgt die konkrete Erstellung eines Marktdesigns. Dabei wird herausgearbeitet, welche Effekte eine Umsetzung des neuen Marktdesigns auf die wesentlichen Funktionen, die Aufgaben sowie auf die Markt- und Dienstleistungsebene hat. Darüber hinaus können potenzielle Geschäftsmodelle, die sich aus diesem neuen Marktdesign ergeben können, aufgezeigt werden.

Dieser methodische Ansatz zielt darauf ab, einen konzeptionellen Bezugsrahmen zur Analyse von verschiedenen Marktdesigns und regulatorischen Gegebenheiten im Elektrizitätsversorgungssystem zu definieren. Sein Mehrwert liegt darin, auf spezifische Gegebenheiten angewandt werden zu können. (Belhomme et al. 2016, S. 6) Aus diesem Grund erfolgt die Entwicklung eines Marktdesigns zur regionalen SDL-Bereitstellung anhand dieses methodischen Ansatzes.

4.2 Aktuelles Marktdesign: Systemdienstleistungen im deutschen Stromversorgungssystem

Im Folgenden werden zunächst die grundlegenden Mechanismen im Markt- und Netzbereich, die im deutschen Stromversorgungssystem gelten, analysiert. Daraufhin werden die aktuellen regulatorischen Beschaffungs- und Vergütungsvorschriften zur SDL-Bereitstellung aufgezeigt.

4.2.1 Mechanismen im Markt- und Netzbereich

Im Zuge des Liberalisierungsprozesses von 1998 erfolgte in Deutschland eine Trennung zwischen dem Markt- und dem Netzbereich. Abbildung 10 stellt die gegenwärtigen Mechanismen innerhalb der beiden Bereiche dar.

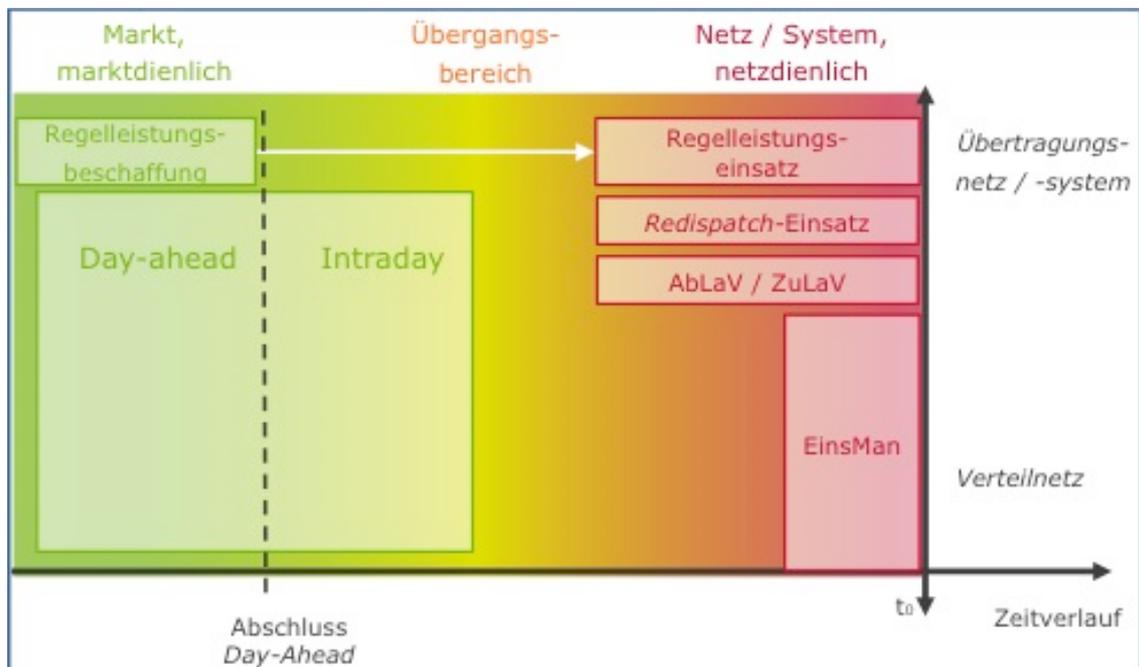


Abbildung 10: Gegenwärtige Mechanismen im deutschen Strommarkt.

Quelle: Ecofys (2017, S. 12).

Marktbereich

Im Marktbereich findet der Handel von Strom zur Koordination zwischen Stromerzeugung und -verbrauch statt. Dieser Handel vollzieht sich vor dem Erfüllungszeitpunkt, das heißt vor dem Zeitpunkt einer physischen Lieferung von Strom (Ohrem et al. 2015, S. 3). Der Handel erfolgt entweder an der Strombörse oder über den bilateralen Großhandel, den Over-the-Counter (OTC)-Handel. Der kurzfristige Handel wird über den Spotmarkt (Day-Ahead- und Intraday-Markt) und der langfristige Handel über den Terminmarkt abgewickelt. Über den Terminmarkt werden Strommengen mit einer Vorlaufzeit von bis zu sechs Jahren gehandelt. Unter den Day-Ahead-Markt fallen alle Stromlieferungen für den nächsten Tag. Der Intraday-Markt umfasst alle spontanen Handelsgeschäfte für den laufenden Tag. Laut dem Prinzip des Energy-Only-Marktes (EOM) zahlt der Käufer auf diesen Strommärkten nur für die tatsächlich gelieferte Strommenge und nicht für deren Vorhaltung. (Die Bundesregierung 2014; Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 41-48)

Die Preisbildung für den Strom vollzieht sich über wettbewerbliche Marktmechanismen. An der Strombörse geben Anbieter und Nachfrager Gebote (sogenannte Preis-Mengen-

Kombinationen) für den Strom-Kauf und -Verkauf an. Gemäß der sogenannten Merit Order, die als Einsatzreihenfolge der Kraftwerke zu verstehen ist, werden nach Grenzkosten bzw. variablen Kosten aufsteigend so lange Kraftwerke zugelassen, bis die Nachfrage gedeckt ist. Die Abbildung im Anhang 10 veranschaulicht exemplarisch eine solche Merit Order. Der Schnittpunkt der Nachfrage- und Angebotskurve ergibt daraufhin den Preis für die nachgefragte Menge. Alle bezuschlagten Gebote erhalten den höchsten erfolgreichen Gebotspreis (sogenannter Market Clearing Price). Liegt dieser über den von den Kraftwerksbetreibern angegebenen Grenzkosten, können sie einen Deckungsbeitrag erzielen. Diese Marge soll die Fixkosten der Kraftwerksbetreiber ausgleichen, die bei den Geboten nach Grenzkosten nicht berücksichtigt werden. Durch diesen Marktmechanismus ergibt sich ein kostengünstiger Kraftwerkseinsatz. (Roon von und Huck 2010, S. 1-2)

Wie aus der schematischen Darstellung der Merit Order im Anhang 10 hervorgeht, wird in der Merit Order nicht gekennzeichnet, an welchem Netzknoten die Kraftwerke einspeisen und ob dadurch möglicherweise Effekte auf die Netzauslastung entstehen können. Die Kosten zur Übertragung des gehandelten Stroms sind zudem auch nicht Bestandteil der Börsenpreise. Folglich werden bei den beschriebenen Handelsgeschäften keine räumlichen Komponenten berücksichtigt, weshalb es auch „keinen Preis für knappe Übertragungskapazitäten“ (Löschel 2013, S. 11) gibt. In der einheitlichen Preiszone, die für Deutschland und Österreich gilt, ist der Strompreis dementsprechend an allen Netzknoten äquivalent (Agora Energiewende 2017a, S. 78). Daraus lässt sich der Schluss ziehen, dass das heutige Marktdesign von Deutschland als „Kupferplatte“ (Wawer 2007, S. 109)³³ ausgeht.

Die Beschaffung von Regelleistung, die bereits in Unterkapitel 2.1.2 skizziert wurde, erfolgt ebenfalls über marktorientierte Verfahren.³⁴ Zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichts zwischen Erzeugung und Abnahme von Strom beschaffen die ÜNB ihren Bedarf an PRL, SRL und MRL über den deutschen Regelleistungsmarkt. Um den Regelleistungsmarkt offen, transparent und diskriminierungsfrei zu halten, findet die Beschaffung als regelzonenübergreifender und anonymisierter Ausschreibungswettbewerb statt. Die ÜNB betreiben dafür eine gemeinsame Internetplattform (www.regelleistung.net), auf der jeder Anbieter über einen individuell gesicherten Anbieterbereich verfügt.

³³ Im Fachjargon wird mit dem Begriff Kupferplatte ein Szenario bezeichnet, in dem das Stromnetz so gut ausgebaut ist, dass es keine Relevanz hat, wo sich der einzelne Erzeuger oder Verbraucher im Netz befindet. Demnach wird davon ausgegangen, dass die Stromnachfrage in der Regel durch die Kraftwerke mit den niedrigsten Kosten bedient werden kann. (Agora Energiewende 2017a, S. 29)

³⁴ Durch Regelenergie wird die Systembilanz physisch ausgeglichen. Zum bilanziellen Ausgleich zwischen den betroffenen Bilanzkreisen dient das Konzept der Ausgleichsenergie. Der ÜNB stellt für jeden Bilanzkreis, der in seine Regelzone fällt, nach Abschluss eines Liefermonats fest, welches Bilanzgleichgewicht vorliegt. Die ÜNB rechnen die Ausgleichsenergie mit dem sogenannten Ausgleichsenergiepreis ab. Die Kosten, die beim ÜNB durch den Regelenergie-Einsatz anfallen, werden über den Ausgleichsenergiepreis verrechnet. (Consentec 2014, S. 6)

Ausschließlich die Anbieter – wie Stromkunden und Kraftwerksbetreiber – welche die technischen Anforderungen zur Erbringung der verschiedenen Regellenergiearten erfüllen, können daran teilnehmen. Potenzielle Anbieter müssen dies durch eine technische Präqualifikation nachweisen. Neben der technischen Eignung müssen auch betriebliche Bedingungen und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit gewährleistet sein. (Consentec 2014, S. 17-26; 50Hertz et al. 2017b) Der geographische Ort der Bereitstellung von Regelleistung spielt keine Rolle, da die Regelleistung zum Ausgleich der globalen Systembilanz dient und somit keinen räumlichen Bezug hat.

Im Rahmen des Countertrading werden zur Vermeidung von planbaren Engpässen die jeweiligen Ausgleichsmengen, die vor und hinter dem Engpass benötigt werden, „im Vorhinein mit der Regellenergie ausgeschrieben“ (Monopolkommission 2013, S. 173). Dementsprechend werden für Anlagenbetreiber zumindest geringe Anreize gesetzt, hinter dem Engpass zusätzliche Erzeugungskapazitäten zu errichten.

Netzbereich

Die Mechanismen im Netzbereich werden von den ÜNB gesteuert und dienen der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzbetriebs. Sie werden erst „kurz vor oder während einer kritischen Netzsituation“ in Gang gesetzt, nachdem die Prozesse im Marktbereich vollzogen wurden. Aktuell umfassen diese Maßnahmen unter anderem den Einsatz von Regelleistung, das Heranziehen von Kraftwerken für Redispatch-Leistung, die Abregelung von EE-Anlagen (EinsMan) sowie die Steuerung kurzfristig ab- oder zuschaltbarer flexibler Lasten. (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 48)

Der Einsatz von Regelleistung erfolgt anhand einer deutschlandweiten Merit Order³⁵ zur Einhaltung der Systembilanz und folglich – wie in Unterkapitel 2.1.2 erläutert – zur Einhaltung der Grenzwerte der Netzfrequenz. Abhängig von der dezentral gemessenen Netzfrequenz wird die PRL abgerufen. Der Einsatz der SRL erfolgt automatisch durch den Leitungs-Frequenz-Regler. Die Aktivierung der MRL wird zuletzt aus betrieblichen Gründen eingesetzt. (Consentec 2014, S. 26-28)

Zur Gewährleistung der Netzsicherheit bestehen neben den Mechanismen, die zur Einhaltung der Systembilanz greifen, Maßnahmen zum Engpassmanagement. Das Energiewirtschaftsgesetz macht mit § 13 Abs. 1 EnWG konkrete Vorgaben zur zeitlichen Reihenfolge des Einsatzes dieser Maßnahmen. Im ersten Schritt sind von Seiten des Netzbetreibers netz- oder

³⁵ In Ausnahmefällen kann von der deutschlandweiten Merit Order für Regelleistungseinsatz abgewichen werden. Gründe hierfür können beispielsweise leittechnische Störungen oder abzusehende Netzengpässe sein. (Consentec 2014, S. 26)

marktbezogene Maßnahmen wie Netzschaltungen (netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG), der Einsatz von Regelenergie, Redispatch sowie Countertrading oder der Einsatz von zu- und abschaltbaren Lasten (marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG) vorzunehmen. Erst in einem zweiten Schritt dürfen bei anhaltender Netzgefährdung oder -störung als „Ultima-Ratio-Lösung“ (BNetzA 2011, S. 15) durch den Netzbetreiber Anpassungsmaßnahmen bei konventionellen Kraftwerken und im Rahmen des EinsMan unter anderem EE- und KWK-Anlagen abgeregelt werden. (BNetzA 2016b, S. 96-98; BDEW 2017a, S. 5-6)

Die Notwendigkeit von marktbezogenen Maßnahmen wird vom ÜNB aufgrund von Lastflussberechnungen eingeschätzt. Sobald durch den geplanten Dispatch, der durch den außerbörslichen Handel und an der Börse ermittelt wird, Grenzwertverletzungen sichtbar werden, erfolgt durch den zuständigen ÜNB die Untersuchung von notwendigen Redispatch-Maßnahmen. Zur Anordnung von marktbasierter Fahrplanänderungen können die ÜNB auf der Basis vertraglicher Verpflichtungen direkte Absprachen mit konventionellen Kraftwerken zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen treffen. Diese erstellen dazu im Voraus eine kostenminimierende Einsatzplanung. Beim strombedingten Redispatch handelt es sich um Anweisungen des ÜNB zur Erhöhung bzw. Absenkung von Einspeiseleistung, um temporär auftretende Netzüberlastungen zu beseitigen oder zu vermeiden. Beim spannungsbedingten Redispatch werden Kraftwerke zur Anpassung von Blindleistung aufgefordert, um die Spannung im betroffenen Netzgebiet aufrechtzuerhalten. In diesem Zuge erfolgt eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken und dementsprechend die Bereitstellung des benötigten Anteils an Blindleistung. Auf die Systembilanz haben Redispatch-Maßnahmen keine Auswirkungen, da abgeregelte Mengen durch gleichzeitig hochgeregelte Mengen in physikalischer und bilanzieller Hinsicht ausgeglichen werden. (BNetzA 2016b, S. 428; Wawer 2007, S. 111)

Neben den konventionellen Kraftwerken können auch zu- oder abschaltbare Lasten in den Redispatch integriert werden. Zum einen gibt die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) den ÜNB die Möglichkeit, abschaltbare Lasten über eine gemeinsame Ausschreibung zu ermitteln und bei Bedarf anzuweisen, gegen eine Vergütung weniger Strom zu verbrauchen (BNetzA 2016d). Zum anderen wurde mit dem Konzept „Nutzen statt Abregeln“ (BNetzA 2016e) durch § 13 Abs. 6a EnWG ein zusätzliches Redispatch-Potenzial durch KWK-Anlagen geschaffen. Dieses Konzept sieht vor, dass der Netzbetreiber im Falle eines Engpasses die KWK-Anlage gegen eine Vergütung runterregeln darf (BNetzA 2017b, S. 21). Eine dritte Möglichkeit, über welche die Netzbetreiber ein netzdienliches Verhalten

von Lasten veranlassen können, ist die Regelung des § 14a EnWG.³⁶ Demzufolge können Netzbetreiber steuerbare Verbrauchseinrichtungen auf NS-Ebene, die mit einem separaten Zählpunkt ausgestattet sind, regeln. Im Gegenzug wird der Verbrauchseinrichtung ein verringertes Netzentgelt³⁷ verrechnet. (BNetzA 2017b, S. 40; BDEW 2017b, S. 3)

4.2.2 Ordnungsrahmen für Systemdienstleistungen

Die SDL-Produkte – Regelleistung, Momentanreserve, Blindleistung, Kurzschlussleistung sowie Schwarzstartfähigkeit – und die Maßnahmen – Redispatch, EinsMan sowie Anpassungsmaßnahmen – werden aktuell über folgende vier Erbringungsarten bereitgestellt und vollzogen: Erstens durch physikalisch inhärente Eigenschaften der Anlagen, Netzbetriebsmittel und Netznutzer. Zweitens durch geforderte Netzanschlussbedingungen. Drittens durch netzbezogene Maßnahmen und viertens durch marktbezogene Maßnahmen der zuständigen Netzbetreiber. (Brückl et al. 2016, S. 23) Im Folgenden wird für jedes SDL-Produkt bzw. Maßnahme dargelegt, welche regulatorischen Vorgaben für deren Beschaffung und Durchführung gelten. Darüber hinaus wird erläutert, wie und ob eine Vergütung erfolgt. Tabelle 2 beinhaltet eine Übersicht zum Regulierungsrahmen und zu den jeweiligen Vergütungsmechanismen bezüglich der einzelnen SDL-Produkte bzw. Maßnahmen.

Tabelle 2: Übersicht des aktuellen Regulierungsrahmens und der Vergütungsmechanismen bezüglich Systemdienstleistungen.

Systemdienstleistung	Frequenzhaltung		Spannungshaltung		Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung		
	Regelleistung	Momentanreserve	Blindleistung	Kurzschlussleistung	Schwarzstartfähigkeit	Redispatch	Anpassungsmaßnahmen	Einspeisemanagement
Regulierungsrahmen	Beschaffung über Regelleistungsmarkt gemäß § 22 EnWG, § 10 StromNZV	Keine Regelung, da bisher systeminhärente Erbringung	Bereitstellung gemäß Technischer Anschlussregeln	Bereitstellung gemäß Technischer Anschlussregeln	Beschaffung über bilaterale Verträge gemäß TransmissionCode 2007	Redispatch als marktbezogene Maßnahme gemäß § 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1 EnWG	Anpassung von Stromeinspeisungen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	Reduzierung der Einspeiseleistung gemäß § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG
Vergütung	Vergütung über Regelleistungsmarkt	Keine Vergütung	Keine Vergütung	Keine Vergütung	Vergütung gemäß vertraglicher Vereinbarungen	Kostensatz	Ohne Kostensatz	Kostensatz

Quelle: Eigene Darstellung.

Regelleistung

Für die Beschaffung der Regelleistung bzw. -leistung sind laut Energiewirtschaftsgesetz (§ 22 EnWG) und der spezialisierten Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) (§ 10 StromNZV) marktorientierte Verfahren vorgeschrieben.

³⁶ Bisher besteht noch keine Verordnung zur Konkretisierung dieser Regelung. Zur weiteren Ausgestaltung des § 14a EnWG erfolgt derzeit ein umfassender Diskussionsprozess (vgl. BDEW 2017b; bne 2016).

³⁷ Das Netzentgelt bzw. Netznutzungsentgelt ist als Gebühr zu verstehen, die von jedem Netznutzer, der Strom durch das Stromnetz leitet, an den jeweiligen Netzbetreiber zu bezahlen ist. Das Netzentgelt ist Teil des Strompreises. Das Netzentgelt ist von jeder Zählerstelle zu entrichten. (BNetzA 2016f)

Die Vergütung der drei Regelleistungsarten erfolgt nach dem „Gebotspreisverfahren (*Pay-as-bid*-Auktion)“ (Swider 2006, S. 22), das im Gegensatz zum „Einheitspreisverfahren (*Uniform-price*-Auktion)“ (Swider 2006, S. 22) steht. Das Einheitspreisverfahren wird auf den Spotmärkten eingesetzt (vgl. Unterkapitel 4.2.1). Dabei gilt ein einheitlicher Preis für alle in Anspruch genommenen Gebote. Dagegen erhält beim Gebotspreisverfahren jedes angenommene Gebot eine Vergütung je nach individuellem Angebotspreis. (Swider 2006, S. 22)

Die Anlagenbetreiber werden für die Vorhaltung von Regelleistung (PRL, SRL, MRL) mit dem Leistungspreis vergütet. Zusätzlich wird jeder Anbieter von SRL und MRL für deren Bereitstellung mit dem Arbeitspreis entlohnt. Demzufolge muss jeder Anbieter in seinem Gebot sowohl ein Arbeitspreis- als auch ein Leistungspreisgebot spezifizieren. Grundsätzlich erfolgt der Zuschlag für die Reservevorhaltung nach der Leistungspreis-Merit Order. Alle bezuschlagten Anbieter werden in Höhe ihres Leistungspreisgebotes vergütet. (Consentec 2014, S. 21-23) Eine Übersicht zu den wesentlichen Produktmerkmalen der Regelleistungsarten bietet Anhang 11.

Momentanreserve

Für die Momentanreserve existiert bislang kein Marktmechanismus. Als systeminhärente Eigenschaft wird die Momentanreserve aus den rotierenden Massen von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt und wird daher nicht extra vergütet. (Rehtanz et al. 2014, S. 58)

Blindleistung

Die Bereitstellung von Blindleistung ist in den Technischen Anschlussregeln für die jeweilige Spannungsebene festgeschrieben. Für die HöS-Ebene gelten momentan die Regelungen aus dem TransmissionCode 2007, für die HS-Ebene die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4120, für die MS-Ebene die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie sowie für die NS-Ebene die VDE-Anwendungsregel VDE AR-N 4105 (vgl. VDE 2017).³⁸ Momentan werden Anlagenbetreiber für die bereitgestellte Blindleistung, die im Rahmen des technischen Regelwerks gefordert ist, nicht entschädigt (Brückl et al. 2016, S. 91-98). In einschlägigen Regelwerken (unter anderem Muster-Netznutzungsvertrag der BNetzA) werden keine Aussagen zum Umgang mit Blindleistung getroffen (Brückl et al. 2016, S. 99). Folglich bestehen momentan für „die Beschaffung und Vergütung von Blindleistung Regelungslücken“ (Brückl et al. 2016, S. 122). Aus diesem Grund wird aktuell unter anderem über die von der dena initiierten ‚Plattform Systemdienstleistungen‘ mit Netzbetreibern sowie

³⁸ Das bestehende Regelwerk wird derzeit von Seiten des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE überarbeitet (vgl. VDE 2017).

mit Vertretern aus der EE-Branche und Politik ein Diskussionsprozess zur Beschaffungs- und Vergütungsfrage geführt. (Vgl. dena 2017b)

Kurzschlussleistung

Die Vorgaben für die Bereitstellung der Kurzschlussleistung (Minimal- und Maximalwert) ergeben sich aus den Technischen Anschlussregeln. Die Kurzschlussleistung wird über die Netzanschlussverträge kostenlos eingefordert. (Vgl. Brückl et al. 2016, S. 159-173)

Schwarzstartfähigkeit

Die Schwarzstartfähigkeit ist nicht über Mindestanforderungen innerhalb der Technischen Anschlussregeln festgelegt. Bei Bedarf trifft der ÜNB – wenn nötig in Absprache mit dem VNB – mit Anlagenbetreibern von ausgewählten schwarzstartfähigen Kraftwerken gemäß dem TransmissionCode 2007 bilaterale Vereinbarungen. Diese SDL wird von Seiten des ÜNB vergütet. (Brückl et al. 2016, S. 177; VDN 2007b, S. 42)

Betriebsführung

Im Rahmen des Engpassmanagements bilden § 13 Abs. 1 und § 13a Abs. 1 EnWG die rechtliche Grundlage zum Redispatch. Im Falle eines Engpass- oder Spannungsproblems werden die Anlagenbetreiber aufgefordert, die Einspeisung von Wirk- oder Blindleistung anzupassen. Bei einem strombedingten Redispatch werden demzufolge die Kraftwerke nicht gemäß der Merit Order eingesetzt, sondern die Kraftwerke ausgewählt, deren netzstützende Wirkung am geeignetsten ist. Aus diesem Grund entstehen zusätzliche Kosten zum einen durch die Kompensation der Kraftwerke, die gedrosselt werden. Die Kompensationszahlungen dafür entsprechen dem entgangenen Einkommen des Anlagenbetreibers. Zum anderen entstehen Mehrkosten für die Vergütung der Kraftwerke, die hinter dem Engpass liegen und außerplanmäßig ihre Einspeisung erhöhen müssen. Diese Kraftwerke waren bei der Preisermittlung nicht Bestandteil der Merit Order und benötigen daher zur Deckung ihrer Grenzkosten höhere Erlöse als den reinen Marktpreis. (Wawer 2011, S. 111-112) Der Ersatz der Kosten erfolgt nach vertraglicher Vereinbarung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber. (BNetzA 2017a, S. 9) Laut aktuellen Aussagen der BNetzA (2017b, S. 32) erhalten die für den Redispatch herangezogenen Erzeuger „auch nach den Änderungen der §§13 ff EnWG durch das Strommarktgesetz im Kern weiterhin ‚nur‘ eine Entschädigung, die lediglich die Nachteile kompensiert, die den Erzeugern durch den Eingriff des Netzbetreibers entstehen.“ Nach Einschätzungen der BNetzA können sich auf dieser Grundlage keine profitablen Geschäftsmodelle etablieren (vgl. BNetzA 2017b, S. 32). Die aus Redispatch-Maßnahmen resultierenden Kosten werden über die Netzentgelte sozialisiert, das

heißt sie werden auf den Verbraucher umgelegt (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 11).

Soweit sich durch netz- und marktbezogene Maßnahmen die aufgetretene Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems nicht beseitigen lässt, sind die Netzbetreiber gemäß § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen. Diese Anpassungsmaßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers erfolgen ohne Ersatz der Kosten. (BNetzA 2017a, S. 9)

Das EinsMan ist dem Netzbetreiber als letzte Notfallmaßnahme „nachrangig zu konventionellen Anlagen“ (BNetzA 2017b, S. 16) gemäß § 14 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG gestattet. Aufgrund dieser gesetzlichen Vorgaben kann der VNB die Einspeiseleistung von EE-Anlagen sowie KWK- und Grubengasanlagen aufgrund von Netzengpässen in der Verteilnetzebene „ohne vorherige Vereinbarungen oder Absprachen“ (BNetzA 2017b, S. 15) regeln. Der VNB kann auch auf Anordnung des ÜNB agieren, wenn ein Netzengpass auf höherer Spannungsebene zu beseitigen ist und dafür alle anderen Maßnahmen bereits erschöpft sind. (Agora Energiewende 2017a, S. 67) Da grundsätzlich der Einspeisevorrang für EE- und KWK-Anlagen gilt, werden sie gemäß § 15 Abs. 1 EEG für ihre entstandene Ausfallarbeit entschädigt (BNetzA 2014; BNetzA 2016b, S. 421).

Zwischenfazit

Aus der Analyse der derzeit geltenden regulatorischen Beschaffungs- und Vergütungsvorschriften zur SDL-Bereitstellung wird deutlich, dass „das bestehende Regelwerk eher einem Mosaik als einem kohärenten Konzept“ (Agora Energiewende 2017a, S. 109) gleicht. Außer für die Beschaffung des globalen SDL-Produkts Regelleistung gibt es hinsichtlich der regionalen SDL-Produkte und Maßnahmen keine praktisch relevanten Marktmechanismen (vgl. BNetzA 2017b, S. 51).³⁹ Langfristig werden im aktuellen Marktdesign keinerlei Anreize für eine räumlich optimale Standortwahl von SDL-Anbietern aus netzdienlicher Sicht gesetzt.

Darüber hinaus existieren keine einheitlichen Regelungen zur Koordination zwischen ÜNB und VNB, was Spannungsebenen-übergreifende Mechanismen erschwert. Mit Blick auf die Verteilnetzebene ist zu konstatieren, dass dort keine Möglichkeiten für ein aktives Engpassmanagement bestehen. Auf Verteilnetzebene werden kaum Redispatch-Maßnahmen ergriffen, sondern hauptsächlich EinsMan getätigt. (dena 2017a, S. 51; BNetzA 2017b, S. 16)

³⁹ Beim Countertrading werden die Ausgleichsmengen zwar über einen Marktmechanismus beschafft. Allerdings weist Countertrading nur eine sehr geringe praktische Bedeutung auf (BNetzA 2016b, S. 98). Daher wird Countertrading an dieser Stelle nicht berücksichtigt.

Die Verantwortung für die SDL-Bereitstellung liegt hauptsächlich bei den ÜNB und erfolgt somit nicht aus regionaler Perspektive.

4.3 Marktdesign-Optionen: Konzepte zur Integration von lokalen Signalen

Vor dem Hintergrund der Analyse des aktuellen Marktdesigns für das deutsche Stromversorgungssystem wird in diesem Kapitel aufgezeigt, welche Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Marktdesigns hinsichtlich einer Koordination zwischen Markt und Netz im deutschsprachigen Raum und auf internationaler Ebene diskutiert werden. Dabei wird der Fokus auf die Konzepte gerichtet, die eine Integration von sogenannten “Locational signals” (Hadush et al. 2011, S. 622) in das Marktdesign vorsehen.⁴⁰

Lokale Signale können sowohl kurzfristig als auch langfristig steuernd wirken, um den Kraftwerkseinsatz (sogenannter Dispatch) und die Investitionen von Erzeugern am optimalen Standort anzureizen. Die kurzfristigen Signale werden von den Energiepreisen und Verlustkosten ausgesendet. Langfristige Signale ergeben sich vor allem durch die Netznutzungsgebühren. (Hadush et al. 2011, S. 622) Lokale Signale wirken dementsprechend präventiv und entfalten ihre Wirkung, bevor es zu netzseitigen Problemen kommt (vgl. Agora Energiewende 2017a, S. 71). Durch lokale Signale werden Flexibilitätsanbieter somit zum netzdienlichen Verhalten angereizt.

Im Folgenden werden die Konzepte skizziert, die derzeit zur „regional differenzierten Preisgestaltung“ (Egerer et al. 2015, S. 183) diskutiert werden. Zunächst wird unter 4.3.1 der Market Splitting-Ansatz und unter 4.3.2 die extreme Form von Market Splitting – das Nodal Pricing – analysiert. Zum dritten wird in Unterkapitel 4.3.3 ein über die klassischen Konzepte der Integration von lokalen Signalen hinausgehendes dezentral orientiertes Konzept – der zellulare Ansatz– skizziert. Abschließend wird in Unterkapitel 4.3.4 eine Bewertung der Ansätze hinsichtlich ihrer Anreizsetzung für netzdienliches Verhalten von Flexibilitätsanbieter durchgeführt.

⁴⁰ Neben der Integration von lokalen Signalen in das Marktdesign gibt es auch andere Möglichkeiten, Anreize zur Standortwahl von Erzeugern zu setzen. Möglich ist beispielsweise „die Einführung einer G-Komponente für Erzeuger (‘generation’ = Erzeugung) als Bestandteil der Netznutzungsentgelte“ (Monopolkommission 2015, S. 99). Dieses Instrument wird in der vorliegenden Arbeit nicht aufgegriffen, da der Fokus auf der Neukonzeptionierung eines Marktdesigns und nicht auf einer möglichen Weiterentwicklung der Netznutzungsentgelte liegt.

4.3.1 Market Splitting

Eine Option zur Schaffung von Standortsignalen für Verbraucher und Kraftwerke ist das Market Splitting. Dieses wird definiert als „Aufteilung einer Gebotszone in eine oder mehrere Gebotszonen“ (Frontier Economics und Consentec 2011, S. 14).⁴¹

Derzeit wird sowohl in Europa als auch in Deutschland die Einführung von Preiszonen im Rahmen eines präventiven Engpassmanagements diskutiert (Egerer 2015, S. 189; Monopolkommission 2015, S. 106). In diesem Fall löst sich der Netzengpass aufgrund von Preisdivergenzen innerhalb der unterschiedlichen Gebotszonen im Großhandelsmarkt auf (Frontier Economics und Consentec 2011, S. 52). Mit Hilfe von sogenannten impliziten Auktionen wird während der Stromauktion an der Strombörse die Übertragungskapazität an den Grenzkuppelstellen zwischen verschiedenen Preiszonen berücksichtigt (Monopolkommission 2015, S. 107; Löschel et al. 2013, S. 783). Wie in Abbildung 11 dargestellt wird, treten nur bei einem Engpass Preisunterschiede auf.

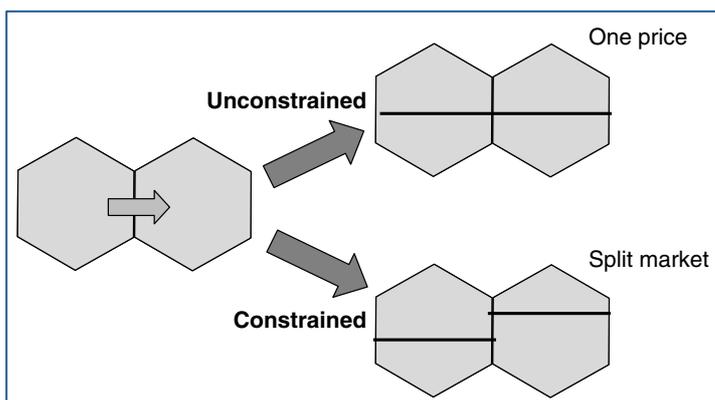


Abbildung 11: Darstellung des Grundkonzeptes von Market Splitting.
Quelle: Harris (2006, S. 250).

In jeder Gebots- bzw. Preiszone wird durch ein zonenspezifisches Angebot und eine zonenspezifische Nachfrage ein eigener Preis ermittelt. Ein einheitlicher Preis stellt sich ein, wenn die Kraftwerkskapazitäten in den Zonen nicht ausgelastet sind. Sobald in einer Gebotszone das Stromangebot die -nachfrage übersteigt, sinkt der Preis in dieser Preiszone. Umgekehrt steigt der Preis in der Gebotszone, in welcher die Stromnachfrage hoch und die Kraftwerkskapazitäten relativ gering sind, da zusätzlich teurere Kraftwerke entlang der Merit Order einspeisen dürfen. (Egerer et al. 2015, S. 183; Monopolkommission 2015, S. 97-98) In der Theorie tragen kurzfristig die höheren Preise hinter dem Engpass bzw. in der Preiszone mit knapperen Kapazitäten dazu bei, dass Kraftwerke nicht abgeschaltet werden, deren Wirtschaftlichkeit in einer Einheitspreiszone nicht mehr gegeben wäre. Langfristig resultieren

⁴¹ Als Gebotszone wird das Netzgebiet definiert, „innerhalb dessen Marktteilnehmer im Energiehandel ihre Gebote auf Day-Ahead-, Intraday- oder auf Basis längerfristiger Zeitrahmen eingeben“ (Frontier Economics und Consentec 2011, S. 14) und kann in diesem Kontext als Synonym zu Preiszone verstanden werden.

aus den unverzerrten Preisen, welche die jeweilige Knappheit von Übertragungskapazität und Strom widerspiegeln, standortgerechte Investitionsanreize für Neuanlagen und Produktionsanreize für Bestandsanlagen. (Löschel et al. 2013, 783-784; Monopolkommission 2015, S. 107)

Aus ökonomischer Sicht zieht das Market Splitting jedoch einige problematische Wirkungen nach sich. Zum einen nimmt in der Regel die Marktliquidität⁴² in kleineren Preiszonen bzw. Marktgebieten ab. Daraus resultiert tendenziell eine höhere Marktkonzentration und dadurch verstärkt sich die Möglichkeit, dass Marktmacht⁴³ profitabel ausgeübt wird. Mit der Aufspaltung der Einheitspreiszone geht eine Verringerung der Anzahl der Marktteilnehmer einher. Folglich nimmt auch die Breite an möglichen Vertragsoptionen und -partnern ab. Durch die geringere Zahl an Anbietern erhöht sich das Marktmachtpotenzial, wodurch im Durchschnitt höhere Preise entstehen können. Zum anderen wären mit einer Umstrukturierung des Marktgebietes hohe Transaktionskosten⁴⁴ verbunden. (Monopolkommission 2015, S. 107)

Bisher existieren Systeme mit Preiszonen unter anderem in Skandinavien und Italien (Egerer et al. 2015, S. 187). Auch in Deutschland wird die Einführung von zwei Preiszonen (Nord- und Südzone) aufgrund des verzögerten Netzausbaus diskutiert (Monopolkommission 2015, S. 98). Aufgrund von Simulationsergebnissen, die keinen wesentlichen Beitrag hinsichtlich einer verbesserten Netznutzung durch Market-Splitting aufweisen, wird in Deutschland die Einführung von Preiszonen eher kritisch gesehen (Egerer et al. 2015, S. 189; Monopolkommission 2015, S. 107-108).

4.3.2 Nodal Pricing

Das Nodalpreissystem (engl. Nodal Pricing) ist als extreme Form des Market Splitting-Ansatzes zu verstehen und impliziert die weitreichendste Umwandlung des bisherigen Einheitspreissystems (Frontier Economics und Consentec 2011, S. 129; Monopolkommission 2015, S. 97). Beim Market Splitting-Ansatz erfolgt die Aufteilung der Gebotszonen

⁴² Marktliquidität kann als Fähigkeit definiert werden, „schnell ein physisches oder finanzielles Produkt zu kaufen oder zu verkaufen [...] ohne eine signifikante Veränderung des Preises zu verursachen und ohne hohe Transaktionskosten [zu generieren]“ (Frontier Economics und Consentec 2011, S. 78).

⁴³ Marktmacht wird in der Regel als Fähigkeit bezeichnet „Preise profitabel über das Wettbewerbsniveau anzuheben“ (Frontier Economics und Consentec 2011, S. 72). Im Falle von vollständiger Konkurrenz wird ein Erzeuger, der sein Produkt zu seinen Grenzkosten samt Aufschlag anbietet, in der Regel von den anderen Anbietern vom Markt verdrängt. Ist die Anzahl der Anbieter allerdings eingeschränkt (oligopolistischer oder sogar monopolistischer Markt) kommt es zu einem begrenzten Wettbewerb und das Marktmachtpotenzial von etablierten Anbietern steigt. Wird bei Markt Splitting Marktmacht ausgeübt, verzerrt sich die Informationseffizienz der Preise. (Frontier Economics und Consentec 2011, S. 72-78; S. 122)

⁴⁴ Transaktionskosten bezeichnen die Kosten, die durch die Implementierung eines neuen Marktdesigns und dessen Durchführung entstehen (vgl. Frontier Economics und Consentec 2011, S. 52).

nach geographischen Aspekten. Beim Nodal Pricing-Ansatz ist der Bezugspunkt elektrischer Art. So bildet – wie in Abbildung 12 veranschaulicht – jeder Netzknotenpunkt⁴⁵ auf dem Strommarkt eine eigene Gebotszone. (Harris 2006, S. 251)

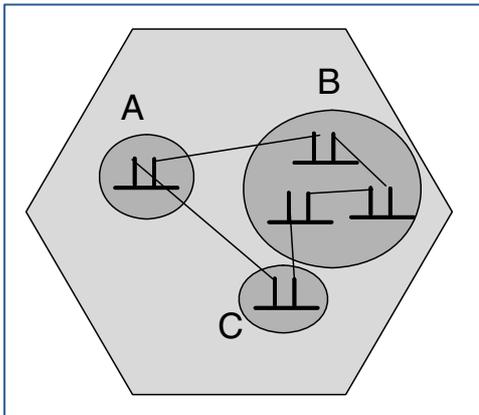


Abbildung 12: Darstellung des Grundkonzeptes von Nodal Pricing.

Quelle: Harris (2006, S. 251).

Unter ökonomischen Gesichtspunkten stellt Nodal Pricing „das optimale Verfahren“ (Wawer 2007, S. 115) zur effizienten Netznutzung dar. Grundlage dieses Ansatzes – wie beim Market Splitting-Ansatz – ist die implizite Auktion mit der Ermittlung aller ökonomisch und technisch relevanten Kennzahlen. Zu diesen zählen beispielsweise „auf der Erzeugerseite Grenzkosten, Anfahrtsdauer, Anfahrtskosten und auf der Nachfrageseite Last und Elastizität“ (Wawer 2007, S. 115). Auf der Basis dieser Kennzahlen wird durch einen unabhängigen System- und Netzbetreiber (engl. Independent System Operator, ISO) ein Preis für jeden einzelnen Netzknoten gebildet. Dieser Preis reflektiert die Grenzkosten zur Bereitstellung einer zusätzlichen Einheit für das „Kuppelprodukt Strom samt Netznutzung“ (Wawer 2007, S. 115). Ähnlich wie bei den unter 4.3.2 skizzierten verschiedenen Preiszonen ergeben sich zwischen den einzelnen Netzknotenpunkten je nach Engpasssituation Preisunterschiede. Folglich wird der Kraftwerkseinsatz lokal an jedem Knotenpunkt entschieden. Der am Knotenpunkt gelieferte Strom wird mit dem am Knotenpunkt bestimmten sogenannten Nodalpreis abgerechnet. Die Abwicklung aller Transaktionen erfolgt verpflichtend über eine zentrale Stelle, einen sogenannten Pool. (Frontier Economics und Consentec 2011, S. 53, 129; Monopolkommission 2015, S. 97; Wawer 2007, S. 115)

⁴⁵ Wie aus Abbildung 12 hervorgeht, bilden die beiden Netzknotenpunkte A und C eine eigene Gebotszone. Netzknotenpunkt B stellt einen sogenannten „hub“ (Harris 2006, S. 251) dar. Ein Hub (dt. Handelspunkt) wird auch als „virtual node“ (Harris 2006, S. 252) bezeichnet und formiert sich als Gruppe von Netzknoten, um im Großhandelsmarkt eine ausreichende Anzahl an Marktteilnehmern zu gewährleisten. Somit kann die Marktliquidität gesteigert werden. (Harris 2006, S. 252; Frontier Economics und Consentec 2011, S. 132)

Ähnlich wie beim Market Splitting werden beim Nodalpreissystem einerseits kurzfristige Effekte hinsichtlich der Auflösung eines Engpasses und andererseits langfristige Effekte bezüglich Produktions- und Investitionsanreizen erwartet.

Nodal Pricing, das in seinem Ursprung als Locational Marginal Pricing (LMP) benannt wird, existiert bisher in Nordamerika (vgl. Cheung 2008, S. 66; Ehlers 2011, S. 22). Als besonders weit entwickelt gilt der Markt der Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) Interconnection (vgl. Monopolkommission 2015, S. 141). Innerhalb der PJM Interconnection haben sich seit 1998 verschiedene Netzbetreiber aus insgesamt 14 Bundestaaten der USA zu einem ISO zusammengeschlossen (vgl. PJM 2016, S. 7,30). Auf dem PJM-Day-Ahead Markt werden die Locational Marginal Prices⁴⁶ für jede Stunde des Folgetages für jeden Netzknoten ermittelt. Diese Preise bestehen aus drei Komponenten: Energiekosten (energy costs),⁴⁷ Verlustkosten (loss costs)⁴⁸ und im Fall eines vorliegenden Engpasses zusätzlich Engpasskosten (transmission system congestion costs).⁴⁹ (PJM 2017a; PJM 2017b; Fan et al. 2008, S. 13)

Die im vorherigen Abschnitt aufgeführten Probleme hinsichtlich der Marktmacht und der eingeschränkten Marktliquidität beim Market Splitting können sich beim Nodal Pricing aufgrund der kleineren Gebotszonen und somit noch geringeren Anzahl an Marktteilnehmern verschärfen. Durch die Einführung von beispielsweise einer Preisobergrenze für Maximalgebote kann der Ausübung von Marktmacht zu einem gewissen Grad Einhalt geboten werden. Zudem nehmen die Transaktionskosten beim Nodal Pricing-Ansatz im Vergleich zum Market Splitting-Konzept noch zu, da hinsichtlich der Notwendigkeit eines ISO umfassende Änderungen in einer bestehenden Marktordnung erforderlich werden. (Frontier Economics und Consentec, S. 130-133)

Eine Einführung des Nodalpreissystems in Deutschland wird angesichts der damit einhergehenden fundamentalen Umgestaltung des Stromsektors bzw. hohen Transaktionskosten von fachlicher Seite aus eher kritisch gesehen (vgl. Egerer et al. 2013; Ehlers 2011). Allerdings wird von einigen Stimmen auch darauf hingewiesen, Nodalpreise bei weiteren Ausgestaltungsfragen bezüglich der Energiewende nicht außer Acht zu lassen

⁴⁶ Locational Marginal Price wird wie folgt definiert: "marginal price for energy at the location where the energy is delivered or received" (PJM 2017).

⁴⁷ Energiekosten entsprechen den Grenzkosten der Produktion und werden auch als „Systempreis“ (Ehlers 2011, S. 26) bezeichnet.

⁴⁸ Verlustkosten entstehen dem Netzbetreiber durch Leitungsverluste bei der Übertragung der elektrischen Energie.

⁴⁹ Engpasskosten bilden sich aus der Differenz der Kosten, die am Knotenpunkt ohne einen Engpass und mit einem Engpass vorliegen. Bei freien Übertragungskapazitäten ist die Engpass-Preiskomponente gleich Null. Bei Vorliegen eines Engpasses teilt sich der Strommarkt an den Knotenpunkten vor und hinter dem Engpass in einzelne Preiszonen auf und die Preiskomponenten fallen dementsprechend positiv (hinter dem Engpass) oder negativ (vor dem Engpass) aus.

(vgl. Löschel et al. 2015, S. 189). Aktuelle Modellierungsergebnisse⁵⁰ eines Nodalpreissystems für Deutschland zeigen, dass Flexibilitäten über regional differenzierte Börsenpreise „zusätzliche Anreize [erhalten], auf die Fluktuation der Stromproduktion systemdienlich zu reagieren“ (vgl. Peter et al. 2016, S. 73). Laut den Studienergebnissen kann eine Kosteneffizienz bzw. wohlfahrtsoptimale Lösung nur mit regionalen Preissignalen erreicht werden (vgl. Peter et al. 2016, S. 69-73).

4.3.3 Zellularer Ansatz

Das dezentral orientierte Konzept des zellularen Ansatzes⁵¹ geht über die zwei in Abschnitt 4.3.1 und 4.3.2 dargestellten Konzepte zur Integration von lokalen Signalen hinaus. Die BNetzA (2011, S. 34-35) hat diesen Ansatz erstmals in dem einschlägigen Eckpunktepapier zu Smart Grid und Smart Market erwähnt. Konkretisiert wurde der Ansatz durch den VDE mit der Studie „Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende“ (VDE 2013) und insbesondere durch die Studie „Der Zellulare Ansatz“ (VDE 2015).

Fokus des zellularen Ansatzes ist die „lokale Versorgung“ (VDE 2015, S. 7). Dabei soll ein Ausgleich von Energiebedarf und -bereitstellung in möglichst kleinen Einheiten, sogenannten Energiezellen,⁵² angestrebt werden. Explizite Autarkiebestrebungen spielen dabei keine Rolle (vgl. VDE 2015, S. 60). Vielmehr soll überschüssige Energie, falls sie vor Ort nicht gespeichert werden kann, für nahe gelegene Energiezellen bereitgestellt werden. Zwischen den lokalen Energiezellen besteht eine Verbindung der Energienetze und Kommunikationssysteme, wodurch übergeordnete größere Energiezellen gebildet werden. (VDE 2015, S. 29-31, 60) Im Gegensatz zu den Ansätzen des Market Splitting und des Nodal Pricing, die als Top-Down-Ansätze zu verstehen sind, kann der zellulare Ansatz als Bottom-Up-Ansatz bezeichnet werden (vgl. Trepper et al. 2013, S. 11). Bei den ersten beiden Konzepten gliedert sich die einheitliche Gebots- bzw. Preiszone in mehrere Zonen auf bis hin zu einer knotenscharfen Auflösung. Bei Letzterem werden die einzelnen Energiezellen zu einem Großen und Ganzen miteinander gekoppelt.

Laut Untersuchungen des VDE resultiert aus der lokalen Bilanzierung des Verbrauchs und der Erzeugung in den Energiezellen eine erhebliche Reduktion des notwendigen Energieübertragungsbedarfs und folglich des Netzausbaubedarfs. Denn innerhalb der

⁵⁰ Der Studie von Peter et al. (vgl. 2016, S. 18-23) wird die Modellierung von Grimm et al. (2015) mit einer vereinfachten Netzstruktur, das heißt der Reduzierung des Übertragungsnetzes auf 28 Netzknoten – ein Knoten pro Bundesland und zwölf Auslandsknoten – zugrunde gelegt.

⁵¹ Der zellulare Ansatz wird auch als zellulärer Ansatz bezeichnet.

⁵² Die kleinste Einheit einer Energiezelle stellt ein Haushalt dar. Diese Zelle kann sich selbst ausgleichen, wenn beispielsweise durch eine PV-Anlage vor Ort Energie erzeugt wird und diese mit einem hauseigenen Batteriespeicher gespeichert wird. (VDE 2015, S. 31)

Energiezelle soll größtenteils nicht nur die Erzeugung von benötigter Energie erfolgen, sondern auch die Bereitstellung der systemstabilisierenden SDL. Dabei werden in erster Linie die regionalen Flexibilitäten ausgeschöpft. Grundlage hierfür sind neue Geschäftsmodelle und die Schaffung von regionalen Märkten (VDE 2015, S. 61-63; VDE 2013, S. 42, 332). Der VDE geht insgesamt davon aus, dass dieses Konzept „inhärent zur Erhöhung der Robustheit des Gesamtsystems bezüglich Systemstabilität und Versorgungszuverlässigkeit [beiträgt]“ (VDE 2015, S. 61).

Die BNetzA (vgl. 2011, S. 34-35) betonte in ihrem Eckpunktepapier den zweiseitigen Effekt eines zellularen Ansatzes in Hinblick auf die Versorgungssicherheit. Einerseits würde positiv gesehen, dass beim Ausfall einer Zelle nicht das Gesamtsystem vom Schwarzfall betroffen wäre. Andererseits sei ein nachteiliger Effekt, dass die einzelnen Zellen voraussichtlich mehr Versorgungsunterbrechungen aufweisen würden, als in einem Verbundsystem üblich ist. Neben dem Schwarzfall führt die BNetzA auch die Frequenzhaltung an, die ihrer Meinung nach nur durch ein Verbundsystem gewährleistet werden kann.

Da die Entwicklung des zellularen Ansatzes auf einer sogenannten greenfield planning-Methode beruht, wonach ein Energieversorgungskonzept ohne die Beachtung von bereits existierenden Strukturen erarbeitet wird, ist dessen praktische Umsetzung in dieser Art nicht möglich (VDE 2015, S. 10-11).

Die BNetzA (vgl. 2017b, S. 46-47) distanziert sich klar von einem zellularen Ansatz als Organisationsprinzip für das gesamte deutsche Stromsystem. Als Grund wird angeführt, dass hierbei nicht mehr das Prinzip – wie auf dem Großhandelsmarkt – der Bezuschlagung der Anbieter mit den geringsten Grenzkosten gilt. Stattdessen würden beim zellularen Ansatz die Erzeuger zum Zuge kommen, die räumlich vorhanden sind. Insgesamt sieht die BNetzA (2017b, S. 47) einen zellularen Ansatz unter Gesichtspunkten der Wirtschaftlichkeit kritisch, da er ihrer Meinung nach eine „Tendenz zu kleinen, illiquiden Märkten“ aufweise.

Eine gegenteilige Meinung wird von Vertretern insbesondere von EVU angeführt. Aufgrund der steigenden Wertschöpfung und der erhöhten Akzeptanz der Bürger gegenüber einem niedrigeren Netzausbau wird für einen zellularen Ansatz entsprechend dem Subsidiaritätsprinzip plädiert. (Vgl. N-ERGIE 2016; ZfK 2016)

4.3.4 Bewertung der Ansätze in Bezug auf netzdienliche Verhaltensanreize

Die Analyseergebnisse aus den Abschnitten 4.3.1 bis 4.3.3 sollen dazu dienen, in diesem Unterkapitel zu bewerten, welches grundlegende Marktdesign-Konzept die geeignetsten Anreize für ein netzdienliches Verhalten von Flexibilitätsanbietern setzt.

Der Unterschied zwischen dem Konzept des Market Splitting und des Nodalpreissystems liegt im Grad der Granularität. Mit steigender Granularität bzw. Aufgliederung des Marktes wird die Netzsituation – Grenzwertverletzungen der Betriebsmittel – zunehmend konkreter abgebildet (Agora Energiewende 2017a, S. 106). Demzufolge wird die Netzsituation in den Gebots- bzw. Preiszonen innerhalb des Market Splitting-Ansatzes „nicht bis in die Tiefen des Verteilnetzes“ (Agora Energiewende 2017a, S. 79) widergespiegelt. Dagegen erfassen die Nodalpreise innerhalb des Nodal Pricing-Ansatzes die Netzsituation knotenscharf. Dadurch werden sowohl in kurzfristiger als auch in langfristiger Perspektive sehr konkrete lokale Signale für Marktteilnehmer generiert, wo Flexibilitäten im Netz zur SDL-Bereitstellung benötigt werden, damit es zu keinen oder möglichst geringen Grenzwertverletzungen kommt. Aus diesem Grund ist hinsichtlich der netzdienlichen Genauigkeit, das Nodalpreissystem gegenüber dem Market Splitting-Ansatz zu bevorzugen.

Der zellulare Ansatz sieht eine Behebung von kritischen Netzsituationen innerhalb der Energiezellen vor. Solange ausreichende netzdienliche Flexibilitäten innerhalb der betreffenden Energiezelle zur Wiedererlangung der Netzsicherheit zur Verfügung stehen, dient auch der zellulare Ansatz einem verbesserten netzdienlichen Verhalten von Flexibilitätsanbietern. Auf kleinster Ebene soll netzdienliches Verhalten optimiert und somit von unten heraus Netzsicherheit gewährleistet werden. Allerdings ist die Liquidität in kleinen Energiezellen relativ eingeschränkt, weshalb bei einem Defizit innerhalb der Energiezellen SDL-Produkte aus anderen Energiezellen abgerufen werden müssen. Die dafür notwendigen Strukturen bedürfen zusätzlicher Transaktionskosten, was die Komplexität dieses Ansatzes steigert.

Da der zellulare Ansatz auf einer greenfield planning-Methode basiert, kann er nicht zur Eins-zu-eins-Umsetzung für ein Modell zur regionalen SDL-Bereitstellung herangezogen werden. Allerdings kann der Grundgedanke des zellularen Ansatzes für die Entwicklung eines Konzeptes zur regionalen SDL-Bereitstellung in der Hinsicht dienen, als dass die Einhaltung der Grenzwerte durch die Erbringung von regionalen SDL-Produkten auf kleinstmöglicher Spannungsebene angestrebt wird.

5 Smart Markets-Konzept zur Bereitstellung regionaler Systemdienstleistungen

Laut dem methodischen Ansatz von Belhomme et al. (vgl. 2016, S. 2-4) erfolgt nach der Analyse des Status quo und der Diskussion von unterschiedlichen Konzepten zur Weiterentwicklung des Strommarktes die konkrete Erstellung eines Marktdesigns.

Entlang dieses methodischen dritten Schritts wird im folgenden Kapitel eine Synthese aus den bisherigen Analyseergebnissen gebildet. Aus Kapitel 3 wurde der Schluss gezogen, dass zukünftig bei allen SDL-Produkten – Regelleistung, Momentanreserve, Wirkleistung und Blindleistung sowie Kurzschlussleistung – der Bedarf (teilweise punktuell) steigen wird. In Unterkapitel 4.1 wurde aufgezeigt, dass derzeit außer für die Beschaffung des globalen SDL-Produkts Regelleistung keine praktisch relevanten SDL-Marktmechanismen existieren. Aus volkswirtschaftlicher Sicht könnte eine bessere Anreizsetzung für die Erbringung netzdienlicher Flexibilität von SDL-Anbietern zu einem effizienteren Marktergebnis führen und so die Gesamtkosten senken. Diese Anreize können über regionale Smart Markets gesetzt werden, die zwischen dem reinen Netz- und Marktbetrieb angesiedelt sind. Konkret geht es demnach um die Entwicklung eines Smart Market-Konzeptes zum Handel der SDL-Produkte Wirkleistung und Blindleistung sowie Kurzschlussleistung, um die Spannungsprobleme und Netzengpässe zu beheben oder zum Versorgungswiederaufbau beizutragen.⁵³

Zunächst werden in Abschnitt 5.1 Smart Markets definiert und ihre Bedeutung in der Diskussion um die Weiterentwicklung des Stromversorgungssystems beleuchtet. Daraufhin wird das Ampelkonzept vorgestellt, das als Rahmenkonzept des erarbeiteten Smart Market-Modells dient (vgl. Unterkapitel 5.2). Zuletzt wird unter 5.3 die Konzeptionierung der Flexibilitätsplattform erläutert.

5.1 Definition und Bedeutung von Smart Markets

In die Diskussion um die Frage, ob zukünftig zur Gewährleistung der Netzsicherheit der Schwerpunkt auf regulatorische Eingriffe seitens des Netzbetreibers oder auf nicht-regulierte Marktmechanismen gelegt wird, brachte die BNetzA Ende 2011 ein wegweisendes Eckpunktepapier mit dem Titel „‘Smart Grid’ und ‘Smart Market’“ (BNetzA 2011) ein. Somit erschien das Thema der Smart Markets „erstmalig auf dem Radar der Energiewirtschaft“ (Aichele und Doleski 2014, S. XV). Mit dem Eckpunktepapier spricht sich die BNetzA

⁵³ Wie in Unterkapitel 4.2.2 erläutert wurde, existiert derzeit auch für die Bereitstellung der Momentanreserve kein entsprechender Marktmechanismus. Da die Momentanreserve allerdings keinen Ortsbezug hat und somit als globales SDL-Produkt gilt, wird an dieser Stelle folgender Vorschlag unterbreitet: Zukünftig soll am Regelleistungsmarkt, der auch als „**globale[r]‘ Systemdienstleistungsmarkt**“ (GridLab et al. 2015, S. 38) bezeichnet wird, ein zusätzlicher Marktmechanismus zur Bereitstellung der Momentanreserve geschaffen werden. Somit würde die Momentanreserve in Zukunft als SDL-Produkt über den Regelleistungsmarkt und nicht über die Flexibilitätsplattform gehandelt werden.

(2011, S. 5) unter dem Motto: „Mehr Raum für Smart Markets!“ für eine Stärkung der Marktmechanismen aus. Regulatorische Eingriffe sollen demnach nachrangig eingesetzt werden, nachdem alle Lösungen zur Beherrschung von Netzproblemen auf dem Markt ausgelotet sind.

Etymologisch beinhaltet der Terminus Smart Markets „alle Fragestellungen um intelligente Marktstrukturen und -mechanismen der Stromwirtschaft“ (Doleski und Aichele 2014, S. 47). Dementsprechend definiert die BNetzA (2011, S. 12) einen Smart Market folgendermaßen:

Bereich außerhalb des Netzes, in welchem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten unter verschiedenen Marktpartnern gehandelt werden.

Die BNetzA (2011, S. 12) vollzog mit dieser Definition eine Abgrenzung zwischen den Termini ‘Smart Grid’ und ‘Smart Market’: Auf der einen Seite die regulierte Netzsphäre mit den Aspekten der Netzkapazitäten und auf der anderen Seite die nicht-regulierte Marktsphäre mit dem Fokus auf Energiemengen oder -flüsse. Insgesamt setzt sich das intelligente Energieversorgungssystem aus dem Smart Grid und dem Smart Market zusammen. (Doleski und Aichele 2014, S. 47-48)

Doleski und Aichele (2014, S. 46), die das erste Grundlagenwerk zu dieser Thematik im deutschsprachigen Raum herausgegeben haben, sehen den Nutzen von Smart Markets hinsichtlich der Absicherung der Systemstabilität insbesondere „in dessen Fähigkeit, zur temporären und mengenmäßigen Verlagerung bzw. Flexibilisierung des Stromverbrauchs aktiv beizutragen.“

Wie Ecofys und Fraunhofer IWES (2017, S. 46) in ihrer aktuellen Studie „*Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen*“ von 2017 darstellen, existiert jedoch bis heute „keine allgemein anerkannte oder gar rechtsgültige Definition für *Smart Markets*“.

In der vorliegenden Arbeit werden Smart Markets in Anlehnung an Ecofys und Fraunhofer IWES (vgl. 2017, S. 47) folgendermaßen definiert: Smart Markets fungieren als Koordinationsmechanismus zwischen dem reinen Markt- und Netzbetrieb und dienen dem Handel von lokalen SDL-Produkten im Falle von sich abzeichnenden Grenzwertverletzungen. Somit weisen Smart Markets aufgrund ihrer Funktionalität eine räumliche und zeitliche Komponente auf.

5.2 Ampelkonzept zur Verortung von Smart Markets

Im Rahmen der Diskussion zu einer Ausgestaltung der Interaktion von Netz und Markt bzw. zu notwendigen Flexibilitätserfordernissen wird seit einigen Jahren das sogenannte Ampelkonzept im deutschsprachigen Raum und auf internationaler Ebene diskutiert

(vgl. BNetzA 2017b, S. 15). Die BNetzA (2011, S. 13) hat dieses Konzept erstmalig unter dem Begriff „Kapazitätsampel“ im Jahr 2011 in die Diskussion um Smart Markets eingebracht. Inzwischen wurden von verschiedenen Seiten Ampelkonzepte zur „netzdienliche[n] Allokation von Flexibilität“ (Ohrem et al. 2015, S. 1) für die Einhaltung lokaler Netzrestriktionen entworfen. Diese „Flexibilitätsampelkonzepte“ (Ohrem et al. 2015, S. 2), die im Anhang 14 von Ohrem et al. (2015) in einer Metastudie zusammengefasst dargestellt sind, beschreiben die Nutzbarmachung von verfügbaren Flexibilitäten für den Netzbetreiber. Die Gemeinsamkeit der Ampelkonzepte liegt in der Differenzierung der Nutzung von Flexibilitäten im regulierten und marktlichen Umfeld.⁵⁴

Namensgebend für die Ampelkonzepte ist die Unterscheidung in die drei farblich kodierten Phasen grün, gelb und rot. Allgemein wird der grüne Bereich als Phase ohne kritische Netzzustände beschrieben, in der freie Marktbewegungen stattfinden können. Im Gegensatz dazu steht die rote Phase für die regulierte Netzphase. Hier liegt aufgrund von Grenzwertverletzungen eine unmittelbare Gefährdung der Versorgungssicherheit vor, weshalb dem Netzbetreiber nur noch die Option von direkten Eingriffen zur Verfügung steht. Im Übergangsbereich zwischen der grünen und der roten Phase liegt die gelbe Interaktionsphase. Diese Phase ist durch einen Zustand charakterisiert, in dem Grenzwertüberschreitungen vorauszusehen sind. Dieser kritische Netzzustand ist „jedoch noch prinzipiell durch verschiedenliche (Markt-)Maßnahmen abwendbar“ (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 47). Insgesamt dient das Ampelkonzept zur Darstellung der aktuellen Netzsituation und darüber hinaus zur Beschreibung der Interaktion von Netz und Markt. (Vgl. BDEW 2015b, S. 13; BNetzA 2011, S. 13; Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 47; Ohrem et al. 2015, S. 1-4)

Aktuell gibt es in Deutschland noch keine allgemein anerkannte Ausgestaltung der gelben Ampelphase (vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 47). Die BNetzA (vgl. 2017b, S. 15) ordnet lediglich die marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG der gelben Phase zu. Der BDEW geht diesbezüglich mit seinem 2015 erstmals vorgestellten und 2017 überarbeiteten Smart-Grids-Ampelkonzept für Verteilnetze einen Schritt weiter. Der BDEW (vgl. 2017c, S. 3) entwirft für die gelbe Ampelphase einen Mechanismus, wonach Marktteilnehmer in einem von Grenzwertüberschreitungen betroffenen Netzsegment netzdienliche Flexibilitäten anbieten können und diese von den VNB abgerufen werden können.

⁵⁴ Eine Unterscheidung ist bei den Ampelkonzepten hinsichtlich einer stärkeren Berücksichtigung der Interessen einerseits von Netzbetreibern und andererseits von Vertrieben und Aggregatoren zu verzeichnen (Ohrem et al. 2015, S. 1).

Abgeleitet aus der Definition von Smart Markets, die dieser Arbeit zugrunde gelegt wird (vgl. Unterkapitel 5.1), sind Smart Markets in der gelben Ampelphase zu verorten. Wie sie die Interaktion zwischen Netz und Markt in dieser Phase koordinieren, wird im folgenden Unterkapitel erläutert.

5.3 Flexibilitätsplattform als Smart Market-Konzept

Das im Folgenden vorgestellte Smart Market-Konzept basiert auf einer Flexibilitätsplattform für regionale SDL. Die grundlegende Idee hinter der Flexibilitätsplattform ist die Entwicklung einer Webplattform für offene, transparente und diskriminierungsfreie Handelsmöglichkeiten von netzdienlichen Flexibilitäten zur Lösung von lokalen kritischen Netzsituationen. Diese Plattform soll allen Netzbetreibern zur SDL-Beschaffung zur Verfügung stehen und durch einen unabhängigen Plattformbetreiber organisiert werden. In Hinsicht auf ihre Einsatzfelder weisen die SDL-Produkte – Wirkleistung und Blindleistung sowie Kurzschlussleistung – neben der zeitlichen Komponente einen spezifischen Ortsbezug auf, weshalb sie als regionale SDL-Produkte bezeichnet werden können.

Mit Blick auf die grundsätzliche Designfrage wird auf die Bewertungsergebnisse der in Unterkapitel 4.3 drei vorgestellten Designmodelle – Market Splitting, Nodal Pricing und zellulärer Ansatz – zurückgegriffen. Keines der drei Modelle wird Eins-zu-eins übernommen. Erstens verspricht der Market-Splitting Ansatz nicht die erforderliche granulare Anreizsetzung für netzdienliches Verhalten von Flexibilitätsanbietern. Zweitens ist Nodal Pricing nach amerikanischem Vorbild in Deutschland aufgrund zu hoher Transaktionskosten, insbesondere durch die notwendige Einführung eines ISO, volkswirtschaftlich nicht effizient. Drittens ist der zelluläre Ansatz in Hinblick auf bereits vorhandene Infrastruktur in seiner Idealform nicht umsetzbar. Jedoch entspricht das vorgeschlagene Marktdesign im Hinblick auf bestmögliche Anreizsetzung für netzdienliches Verhalten zum einem der knotenscharfen Preisbildung des Nodal Pricing. Zum anderen wird der Grundgedanke des zellulären Ansatzes übernommen, dass Netzbetreiber im Fall von Grenzwertverletzungen mithilfe von räumlich geeigneten Flexibilitätsoptionen aus unteren Netzebenen die Netzsicherheit gewährleisten.

Die Konzeptionierung der Flexibilitätsplattform erfolgt insbesondere in Anlehnung an die aktuellen Vorschläge der 50Hertz Transmission GmbH (vgl. Meyer-Braune 2017), der Studie „*Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen*“ von Ecofys und Fraunhofer IWES (2017), des BDEW-Diskussionspapiers „*Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz*“ (BDEW 2017c) sowie eines vorläufigen Entwurfs des Verbundprojekts Grid Integration der Bergischen Universität Wuppertal (vgl. 2016). Der Fokus des in dieser Arbeit entwickelten

Marktmechanismus zur SDL-Beschaffung ist weiter gefasst als der Schwerpunkt der genannten Vorschläge, die in erster Linie nur die Behebung von Netzengpässen adressieren.

Zur Erläuterung der Flexibilitätsplattform wird zunächst in Unterkapitel 5.3.1 der Prozessablauf innerhalb der gelben Ampelphase beschrieben. Des Weiteren werden die Preisbildungs- und Vergütungsmechanismen beleuchtet sowie auf notwendige Koordinationsmechanismen eingegangen. Der Prozessablauf orientiert sich hinsichtlich Präqualifikationsverfahren, Ausschreibung und Abruf am Regelleistungsmarkt. Abschnitt 5.3.2 beinhaltet eine abschließende kritische Bewertung unter ökonomischen Effizienzkriterien und in Hinblick auf Transaktionskosten.

5.3.1 Ausgestaltung der gelben Ampelphase

Die Flexibilitätsplattform ist als Smart Market-Modell innerhalb der gelben Ampelphase zwischen der reinen Netz- und Marktsphäre angesiedelt. Abbildung 13, die in Anlehnung an einen Entwurf des Verbundprojekts Grid Integration (vgl. Bergische Universität Wuppertal 2016, S. 6) erstellt wurde, veranschaulicht den Prozessablauf.

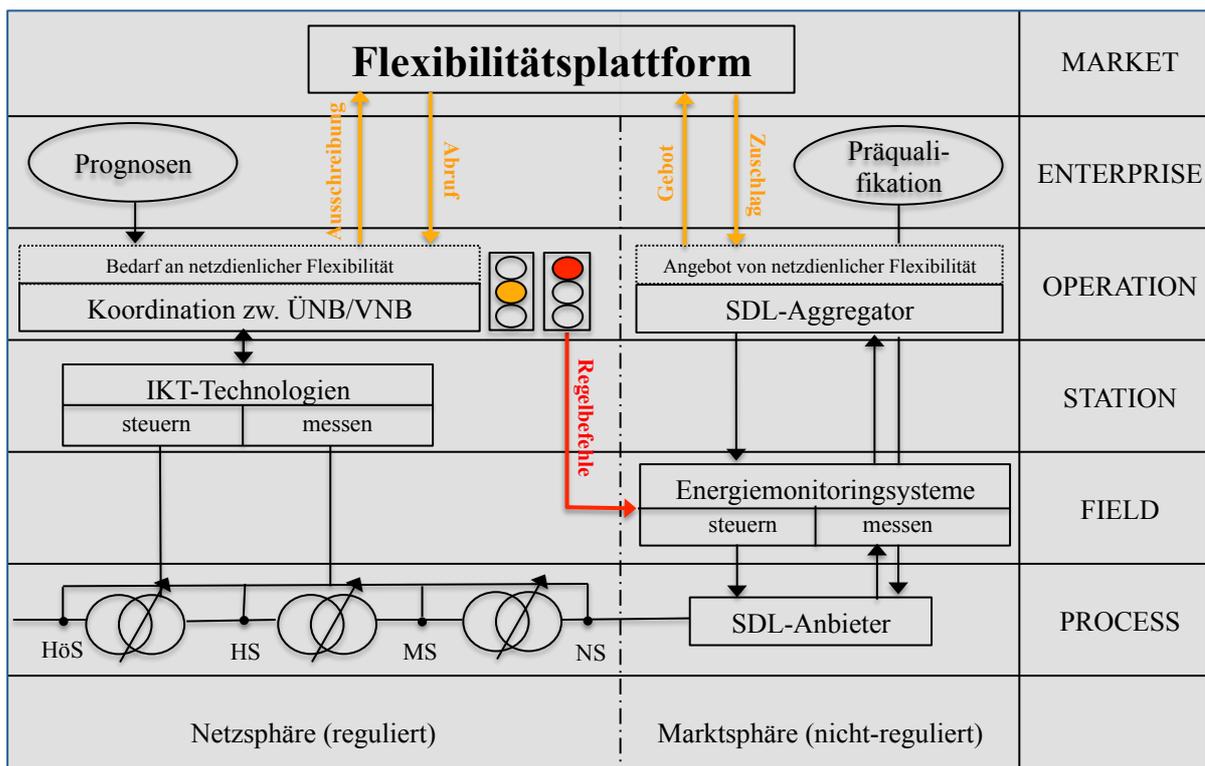


Abbildung 13: Darstellung einer Flexibilitätsplattform zur Vermarktung von regionalen Systemdienstleistungen. Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Bergische Universität Wuppertal (2016, S. 6).

Zur Strukturierung des Prozesses dienen die hierarchisch angeordneten Zonen ‘Market’, ‘Enterprise’, ‘Operation’, ‘Station’, ‘Field’ und ‘Process’ aus dem ‘Smart Grid Architecture Model (SGAM)’.⁵⁵

Prozessablauf

Zur Erfassung von Grenzwertüberschreitungen bedarf es zuerst einer Prognose des Netzzustandes. Diese Prognosedaten werden von den Netzbetreibern unter anderem aufgrund von Wettervorhersagen, vergangenen Mess- und Verbrauchswerten sowie aktuell angezeigten Netzzustandsdaten durch eine ausgebaute Infrastruktur der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) erhoben. Auf der Grundlage der Prognosedaten kann der jeweilige Netzbetreiber für sein zu verantwortendes Netzgebiet die Ampelphase festlegen. Dabei stützt sich der Netzbetreiber auf die wesentlichen technischen Kriterien Stromstärke und Spannung. Die Schwellenwerte für den Übergang der Ampelphasen kann der Netzbetreiber selbst festlegen.⁵⁶ Ausschlaggebend für das Ausrufen der gelben Ampelphase sind nicht die aktuell gemessenen Werte, sondern die Vorhersage möglicher Grenzwertverletzungen. (Vgl. BDEW 2017c, S. 6-7)

Auf der Grundlage der Prognosedaten erfolgt analog zum Regelleistungsmarkt die Ausschreibung der netzdienlichen Flexibilität. ÜNB und VNB schreiben den ermittelten lokalen Bedarf über die Flexibilitätsplattform, die von einem unabhängigen Plattformbetreiber organisiert wird, aus (vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 95). Da lokale Bedarfssituationen teilweise schon im Voraus abzusehen sind, teilweise aber auch sehr kurzfristig entstehen können, sollten verschiedene Ausschreibungszeiträume möglich sein. Ausschreibungszeiträume über eine Woche bis hin zu kalendertäglichen Ausschreibungen sollten in Erwägung gezogen werden.

Die Anbieter von netzdienlichen Flexibilitäten, die erfolgreich das notwendige Präqualifikationsverfahren gemäß den technischen Spezifikationen der Netzbetreiber durchlaufen haben (vgl. BDEW 2017c, S. 8-9), können freiwillig ihre Gebote auf der Flexibilitätsplattform einstellen. Die genaue Ausgestaltung der Produktdefinition hängt dabei von den einzelnen SDL-Produkteigenschaften ab. Generell gilt für alle abgegebenen Gebote, dass sie neben einer Nennung des Preises sowie der geplanten verfügbaren Höhe und Dauer des netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes eine knoten- oder gebietsscharfe Angabe beinhalten.

⁵⁵ SGAM wurde als Rahmenkonzept für die Smart Grid-Architektur erstellt. Die hierarchisch angeordneten Zonen (‘Market’ bis ‘Process’) werden allgemein zur Gliederung von Managementschritten bezüglich elektrischer Prozesse verwendet. (Vgl. Dänekas und González 2013, S. 21-23)

⁵⁶ Der BDEW hat für den Übergang der Ampelphasen beispielhafte Schwellenwerte aufgestellt (vgl. BDEW 2017c, S. 6). Diese sind im Anhang 15 einzusehen.

Der Abruffall tritt ein, sobald sich die lokalen kritischen Netzzustände im Zeitverlauf verdeutlichen. Der betroffene ÜNB oder VNB tritt als aktiver Nachfrager auf und ruft die benötigten netzdienlichen Flexibilitäten ab. Nachdem die SDL-Anbieter bzw. die Aggregatoren⁵⁷ den Zuschlag für die Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität erhalten haben, werden die entsprechenden Anlagen und Lasten über die Energiemonitoringsysteme angepasst. Analog zum Regelleistungsmarkt muss daraufhin ein energetischer Ausgleich der Bilanzkreisungleichgewichte durch den zuständigen Netzbetreiber erfolgen.

Wenn die Aktivierung der netzdienlichen Flexibilitäten nicht ausreicht und eine unmittelbare Gefährdung der Netzsicherheit vorliegt bzw. technische Schwellenwerte überschritten werden, wechselt die gelbe Ampelphase in die rote Ampelphase. In dieser Phase muss der betroffene Netzbetreiber in der Marktsphäre regelnd eingreifen. Dabei werden bei den konventionellen Anlagen die Anpassungsmaßnahmen ergriffen und im letzten Schritt EE-Anlagen über das EinsMan abgeregelt.

Preisbildungs- und Vergütungsmechanismus

Die Preisbildungs- und Vergütungsmechanismen erfolgen angelehnt an den Regelleistungsmarkt (vgl. Unterkapitel 4.2.2) nach dem Pay-as-bid-Verfahren (vgl. Meyer-Braune 2017).

Es erscheint praktikabel, dass die SDL-Anbieter bzw. Aggregatoren die Gebote für die netzdienlichen Flexibilitäten „initial einmal Day-Ahead“ (Meyer-Braune 2017) an die Flexibilitätsplattform melden. Daraufhin können die Anbieter bis zum Abruffall viertelstundenscharf ihre Gebote anpassen, was im Gegensatz zu stündlichen Preisanpassungen zu einer höheren Liquidität führt. Nach Einschätzungen von Meyer-Braune (vgl. 2017) sind die durch den Netzbetreiber durchgeführten Optimierungsprozesse zur Erstellung einer Merit Order bei viertelstundenscharfen Preisen zwar aufwendiger, aber technisch umsetzbar.

Die Preisgebote setzen sich je nach SDL-Produkt individuell zusammen (vgl. Unterkapitel 3.2-3.4). Bei der Bereitstellung von Blindleistung müssen beispielsweise neben den variablen Kosten auch die Verlustkosten, die durch den Wirkleistungsverlust entstehen, mit einberechnet werden. Auf der Grundlage der Preisgebote werden entsprechend dem Bedarf der Netzbetreiber knoten- oder gebietsscharf regionalisierte Merit Orders gebildet.

⁵⁷ Ein Aggregator ist ein spezialisierter Marktteilnehmer, der eine Bündelung von verschiedenen kurzfristigen Verbraucherlasten bzw. Einspeiseleistungen beispielsweise für eine Auktion vornimmt (vgl. BDEW 2015b). Im Rahmen der Flexibilitätsplattform ist die Einbindung von Aggregatoren unabdingbar, da netzdienliche Flexibilitäten auch unter einer Nennleistung von 10 MW eingebunden werden sollen. Gebündelt kann diese Vielzahl an kleinen Mengeneinheiten auf eine effizientere Weise vermarktet werden. (Vgl. Eid et al. 2016, S. 241)

Die regionalisierten Merit Orders können aus einer gesamtheitlichen Merit Order – wie sie in Abbildung 14⁵⁸ dargestellt ist – abgeleitet werden (vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES, S. 75).

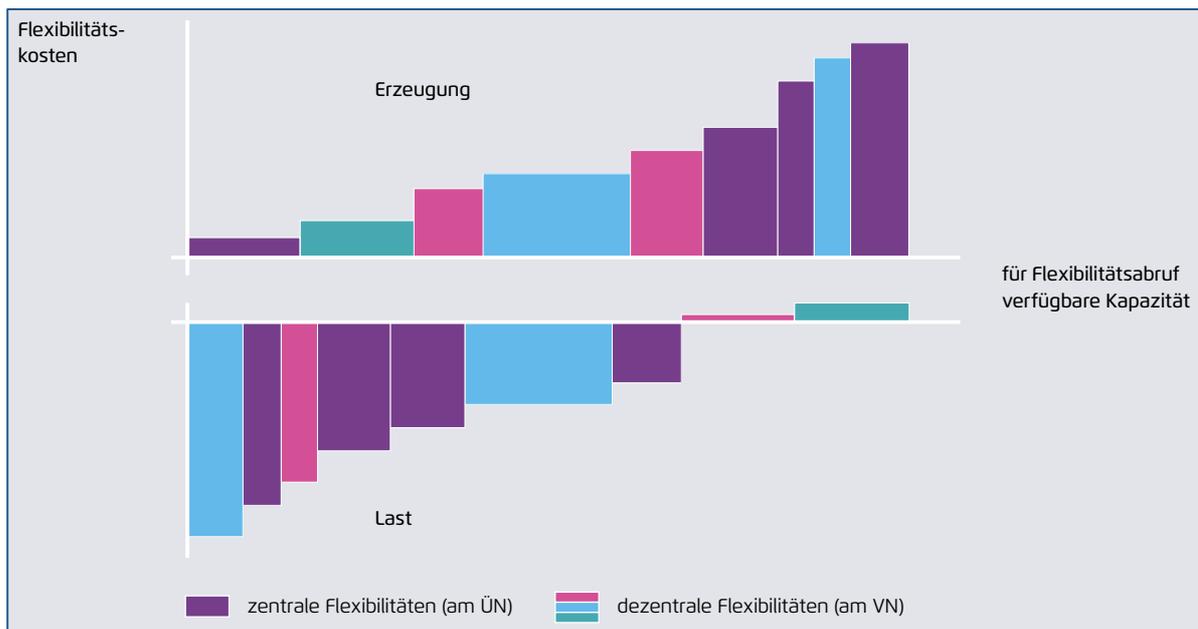


Abbildung 14: Darstellung einer gesamtheitlichen Merit Order von Flexibilitäts Optionen mit Lokalinformation. Quelle: Ecofys (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 76).

Die Vergütungspreise werden mit einer Obergrenze versehen. Diese Obergrenze misst sich an den bisherigen Kosten für Redispatch und EinsMan (vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 115). Aus volkswirtschaftlicher Perspektive stellt die marktbasierete SDL-Beschaffung über die Flexibilitätsplattform nur einen Mehrwert dar, wenn dieser Kosten-Benchmark gilt.

Ähnlich wie beim Nodal Pricing (vgl. Unterkapitel 4.3.2) zerteilt sich im Abruffall die einheitliche Preiszone daraufhin in einzelne regionale Smart Markets mit regional unterschiedlichen Preisen je nach lokaler kritischer Netzsituation.

Die Abrufreihenfolge wird neben dem Preis auch anhand einer Wirksamkeitskomponente bestimmt. Beispielsweise weist eine Anlage oder Last, die sich näher an einem Netzengpass befindet, eine höhere Wirksamkeit zur Behebung des Engpasses auf, als eine entferntere Anlage. Wie die Wirksamkeit bei der Bestimmung der Abrufreihenfolge konkret berücksichtigt wird, kann an dieser Stelle nicht abschließend festgelegt werden. Eine Möglichkeit, die Meyer-Braune (vgl. 2017) in Erwägung zieht, ist die Annahme von Pauschalisierungen. Demnach könnten Flexibilitäten, die sich in einem bestimmten

⁵⁸ Die Farbe Blau steht beispielsweise für eine netzdienliche Flexibilität, die auf einen bestimmten Netzknoten oder innerhalb eines bestimmten Netzsegmentes im Verteilnetz wirkt. Wird an diesem Knoten oder in diesem Netzsegment ein kritischer Netzzustand gemessen, kann mit den blauen Geboten für netzdienliche Flexibilität durch SDL-Anbieter eine regionalisierte Merit Order erstellt werden. (Vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 75)

Netzgebiet befinden, mit demselben Wirksamkeitsfaktor in die Berechnung einbezogen werden.

Der Vergütungsmechanismus sollte je nach SDL-Produkt und dessen verbindlicher Bereitstellung ausgestaltet werden. Gebote für SDL-Produkte, die leicht zu substituieren sind, können unverbindlich auf der Flexibilitätsplattform eingestellt werden und sollten demnach nur mit einem Arbeitspreis (für den Abruf) vergütet werden. Im Gegensatz dazu wird dafür plädiert, SDL-Produkte, die im Fall eines lokalen kritischen Netzzustandes verlässlich zur Verfügung stehen müssen, zusätzlich mit einem Leistungspreis (für die Vorhaltung) zu vergüten.⁵⁹

Koordinationsmechanismen

In Unterkapitel 2.1.1 wurde dargestellt, dass es sich beim deutschen Stromnetz, insbesondere beim Übertragungsnetz, um ein vermaschtes System handelt. Daraus folgt, dass es Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Netzebenen geben kann. Möglich ist beispielsweise ein negativer Effekt durch den Einsatz systemdienlicher Flexibilität aus dem Verteilnetz (zum Beispiel Regelleistung) auf die Spannungshaltung im Verteilnetz. Dieser Effekt würde einen Abruf von netzdienlicher Flexibilität erforderlich machen. Aufgrund dieser starken Wechselwirkungen sind im Rahmen der Flexibilitätsplattform Koordinationsmechanismen sowohl zwischen den einzelnen Flexibilitätsarten (system-, netz- und marktdienlich), als auch zwischen den einzelnen Netzbetreibern, insbesondere zwischen ÜNB und VNB, notwendig.

Zum einen müssen sich ÜNB und VNB koordinieren, wenn ein Netzbetreiber aus dem Netz eines anderen Netzbetreibers netzdienliche Flexibilität abrufen möchte. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn ein Engpass- oder Spannungsproblem auf Übertragungsnetzebene⁶⁰ prognostiziert wird und dieses laut Berechnungen nur durch Hinzunahmen von netzdienlichen Flexibilitäten aus den nachgelagerten Netzen gelöst werden kann.⁶¹Darüber hinaus könnte eine Sperrmöglichkeit eingeführt werden, wie sie von Meyer-Braune (vgl. 2017) vorgeschlagen wurde. In diesem Sinne könnten in der gelben Ampelphase die Netzbetreiber prüfen, welche Auswirkungen aus einem Abruf von netzdienlichen

⁵⁹ Branchenintern werden aktuell Diskussionen über die zukünftigen Vergütungsmechanismen geführt. So fordert beispielsweise der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) eine Vergütung „für Abruf und die Vorhaltung von Blindleistung“ (BEE, S. 2). Herr Dr. Meyer-Braune (vgl. 2017) plädiert hingegen für eine unverbindliche Bereitstellung von netzdienlichen Flexibilitäten und demnach ausschließlich für eine Vergütung über den Arbeitspreis im Abruffall.

⁶⁰ Vgl. Engpassproblem auf Übertragungsnetzebene: Szenario 1 in Abbildung 4 (vgl. Unterkapitel 2.1.2) und Spannungsproblem auf Übertragungsnetzebene: Szenario 3 in Abbildung 6 (vgl. Unterkapitel 2.1.3).

⁶¹ Vgl. strombedingter Redispatch aus Verteilnetz heraus: Szenario 2 in Abbildung 5 (vgl. Unterkapitel 2.1.2) oder Spannungsstützung aus Verteilnetz heraus: Szenario 4 in Abbildung 7 (vgl. Unterkapitel 2.1.3).

Flexibilitäten in ihrem jeweiligen Netz resultieren würden. Bei absehbaren neu entstehenden Grenzwertüberschreitungen könnten die Netzbetreiber diese netzdienliche Flexibilität für den Abruf anderer Netzbetreiber sperren.

Zum anderen bedarf es einer verstärkten Koordination hinsichtlich des Multi-Use-Ansatzes von Flexibilitäten, der in Unterkapitel 3.5 skizziert wurde. Demnach sollen Flexibilitäten gleichzeitig für mehrere Anwendungen genutzt werden. Diese gleichzeitige Verwendung kann allerdings eine „widersprüchliche Wirkung auf das Stromversorgungsnetz“ (BDEW 2017c, S. 10) hervorrufen, weshalb eine Priorisierung der Maßnahmen notwendig ist. Der BDEW (vgl. 2017c, S. 10-11) hat eine solche Prioritätenreihenfolge für die gelbe Ampelphase erstellt. Dementsprechend hat der netzdienliche Flexibilitätsabruf grundsätzlich höchste Priorität. Einen Ausnahmefall stellt der Abruf des systemverantwortlichen ÜNB dar, wenn eine Systemgefährdung vermieden werden muss und durch den Abruf keine Grenzwertverletzungen entstehen. Der systemdienliche Flexibilitätsabruf erhält die zweithöchste Priorität. Letzte Priorität ist dem marktdienlichen Flexibilitätsabruf zuzuschreiben, da dieser keinen unmittelbaren Beitrag zur Wiederherstellung der Netzsicherheit leistet.

Zwischenfazit

Die Flexibilitätsplattform – wie sie hier grob skizziert wird – stellt eine Vermarktungsmöglichkeit für regionale SDL-Produkte dar. Auf diese Weise werden netzdienliche Flexibilitäten von DEA angereizt, wodurch zunehmend die SDL-Bereitstellung durch konventionelle Kraftwerke ersetzt werden kann.

Zur weiteren Konzeptentwicklung für eine Flexibilitätsplattform müssen Fragen insbesondere bezüglich der genauen Produktausgestaltung, des Prozessablaufs sowie der Koordinationsmechanismen im Detail unter anderem mit den SDL-Anbietern, Netzbetreibern und IKT-Koordinatoren geklärt werden. Damit der Abruf netzdienlicher Flexibilität möglichst effektiv erfolgen kann, muss geprüft werden, inwiefern die Wirksamkeitskomponente innerhalb der Merit Order ausgestaltet werden muss.

5.3.2 Kritische Betrachtung unter ökonomischen Effizienzkriterien

Smart Markets wirken laut der in Unterkapitel 5.1 aufgestellten Definition als Koordinationsmechanismus zwischen der Netz- und Marktsphäre. Mit diesem Koordinationsmechanismus soll eine möglichst effiziente regionale SDL-Bereitstellung geschaffen werden. Im Folgenden wird daher die Flexibilitätsplattform hinsichtlich der ökonomischen Effizienzkriterien – statische und dynamische Effizienz – sowie bezüglich der entstehenden Transaktionskosten bewertet.

Betrachtung hinsichtlich der statischen Effizienz

Bei dem Bewertungskriterium der statischen Effizienz⁶² handelt es sich um die Frage, ob netzdienliche Flexibilität kostenminimal über die Flexibilitätsplattform abgerufen wird. Der regionale SDL-Abruf soll mithilfe der regionalisierten Merit Orders erfolgen. Demnach erhalten die Gebote mit den geringsten Grenzkosten und der höchsten Wirksamkeit einen Zuschlag. Allerdings können Probleme durch eingeschränkte Liquidität und damit einhergehendes Marktmachtpotenzial sowie durch ein strategisches Verhalten der Flexibilitätsanbieter –sogenanntes Increase/Decrease-Verhalten (vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 102) – entstehen.

Zum einen spielt die Liquidität von SDL-Anbietern und daraus folgend ein mögliches Marktmachtpotenzial eine Rolle. Dadurch, dass im Fall der gelben Ampelphase netzdienliche Flexibilitäten nur innerhalb eines bestimmten Netzsegments oder im Umkreis eines bestimmten Netzknotens von SDL-Anbietern abgerufen wird, vermindert sich die Anzahl der Wettbewerbsteilnehmer. Diese Einschränkung könnte dazu führen, dass die Zahlungsbereitschaft der Netzbetreiber ausgenutzt wird (vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 111). Wie aus Kapitel 3 hervorgeht, stehen zukünftig eine Vielzahl von SDL-Anbietern auf unterschiedlichen Spannungsebenen zur Verfügung. Auch Brückl et al. (vgl. 2016, S. 126-127) hält beispielsweise den zukünftigen Blindleistungsmarkt für ausreichend liquide. Angesichts dieser zukünftigen SDL-Anbieterstruktur wird das Marktmachtpotenzial als minimal eingeschätzt.

Zum anderen birgt die kurzfristige Anpassung von netzdienlichen Flexibilitätsgeboten die Gefahr eines Increase/Decrease-Verhaltens. Mit diesem Begriff kann die Absicht von SDL-Anbietern beschrieben werden, Grenzwertverletzungen bewusst zu provozieren, um im Nachgang für den Abruf von bereitgestellter netzdienlicher Flexibilität vergütet zu werden (vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 102). Diese Gefahr besteht, wenn die SDL-

⁶² Laut Frontier Economics und Consentec (2011, S. 51) bedeutet statische Effizienz, „dass das Stromsystem gegeben an existierenden Netzen und weiterer Infrastruktur kostenminimal betrieben wird“.

Anbieter den SDL-Bedarf vor der gelben Ampelphase antizipieren und daraufhin Grenzwertverletzungen bewusst provozieren. In einem ersten Schritt vermarkten die Flexibilitätsanbieter ihre Produkte system- oder marktdienlich auf dem Regelleistungsmarkt oder Großhandelsmarkt. Im Fall von sich abzeichnenden Grenzwertverletzungen, die durch diese Handelsgeschäfte in ihrem jeweiligen Netzgebiet entstanden sind, können sie in einem zweiten Schritt ihre netzdienlichen Flexibilitätsgebote auf der Flexibilitätsplattform kurzfristig anpassen. Somit profitieren diese Anbieter von den Grenzwertverletzungen, zu welchen sie selbst beigetragen haben. Insgesamt entstehen durch ein solches Verhalten Effizienzeinbußen.

Aus diesem Grund muss bei der konkreten Prozessausgestaltung der Flexibilitätsplattform eine Abwägung hinsichtlich einer Einschränkung der kurzfristigen Gebotsanpassungen und damit größerer Liquidität einerseits und einer Verminderung des Increase/Decrease-Verhaltens andererseits getroffen werden.

Betrachtung hinsichtlich der dynamischen Effizienz

Unter dem Begriff der dynamischen Effizienz⁶³ wird in diesem Kontext verstanden, inwiefern langfristige Anreize durch die Flexibilitätsplattform zur SDL-Bereitstellung geschaffen werden können. In Unterkapitel 4.3 wurde bereits im Market Splitting- und Nodal Pricing-Modell gezeigt, dass langfristige Produktions- und Investitionsanreize durch die Integration von lokalen Signalen in den Preisbildungsmechanismus gesetzt werden können.

Dieser langfristige Anreiz besteht auch im Rahmen der Flexibilitätsplattform. Innerhalb der gelben Ampelphase wird die Information der regionalen Grenzwertüberschreitung indirekt im Markt abgebildet. Daraus können die Marktteilnehmer sowohl kurzfristige Fahrplananpassungen, als auch langfristige Entscheidungen zum Einsatz von netzdienlicher Flexibilität ableiten.

Betrachtung hinsichtlich der Transaktionskosten

Die Kosten, die unter anderem durch die Einführung eines neuen Marktdesigns entstehen, werden als Transaktionskosten bezeichnet (vgl. Unterkapitel 4.3). Da die Flexibilitätsplattform als zusätzlicher Handelsplatz neben die bisherigen Marktmechanismen im Stromversorgungssystem gestellt wird, sind keine Umstrukturierungen des bisherigen Marktdesigns erforderlich. Transaktionskosten entstehen allerdings neben dem Aufbau der Webplattform und der Ausgestaltung und Abstimmung der Prozesse zum einen durch die

⁶³ Gemäß Frontier Economics und Consentec (2011, S. 51) bedeutet dynamische Effizienz, „dass die Effizienz im Zeitverlauf maximiert wird; dynamische Effizienz umfasst allgemein die Sicherstellung effizienter langfristiger Investitionsentscheidungen für Kraftwerke, Lasten und Übertragungsnetze.“

Schaffung der notwendigen IKT-Infrastruktur und zum anderen durch die Erweiterung der Betriebsführungsaufgaben der VNB.

Eine IKT-Infrastruktur ist im Allgemeinen Voraussetzung für Smart Markets, die in der gelben Ampelphase angesiedelt sind, um den Netzzustand hinreichend ermitteln zu können. Im Besonderen sind erweiterte IKT-Technologien „zum Zweck eines fluideren Marktes“ (BNetzA 2011, S. 49) notwendig. Bei den Informations- und Abstimmungsprozessen innerhalb der Flexibilitätsplattform handelt es sich um echtzeitbasierte Prozesse und die Übermittlung von großen Mengen an Daten. Aus diesem Grund werden mit der Einführung einer Flexibilitätsplattform standardisierte IKT-Lösungen zum Datenaustausch erforderlich (BDEW 2016; Rehtanz et al. 2014, S. 208). Durch den Smart Meter Rollout, der durch das im Jahr 2016 verabschiedete Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (vgl. Bundesgesetzblatt 2016) festgesetzt wurde, ist der Weg hin zu einer IKT-Infrastruktur für Smart Markets bereits eingeschlagen.

Durch die Verlagerung der SDL-Bereitstellung auf DEA, die hauptsächlich im Verteilnetz angeschlossen sind, spielen die VNB im Hinblick auf die Gewährleistung der Netzsicherheit im zukünftigen Energieversorgungssystem zunehmend eine relevante Rolle. Im Rahmen des vorgeschlagenen Smart Market-Konzeptes kommt auf die VNB eine Erweiterung ihres bisherigen Aufgabenspektrums zu. Zum einen sind sie für das Ausrufen der gelben Ampelphase in ihrem jeweiligen Netz zuständig. Zum anderen liegt in ihrem Aufgabenfeld der Abruf netzdienlicher Flexibilität zur Einhaltung von Grenzwerten in räumlicher Nähe.

Die VNB haben sich Ende 2016 in dem Positionspapier „Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt“ (BDEW 2016) zu einer Erweiterung ihres Verantwortungsbereichs positioniert: „[Die] Steuerung der dezentralen Strukturen [muss] auch dezentral erfolgen“ (BDEW 2016, S. 13). Die Einführung der Flexibilitätsplattform und die damit verbundenen zusätzlichen Betriebsführungsaufgaben auf Verteilnetzebene stimmen daher mit dem neuen Rollenverständnis der VNB überein.

6 Fazit und Ausblick

Mit der Energiewende stellen sich neue Herausforderungen für eine sichere und stabile Stromversorgung in Deutschland. Zum einen werden durch den starken EE-Zubau alte Systemstabilisatoren wegfallen. Konventionelle Kraftwerke, die bisher größtenteils SDL bereitgestellt haben, müssen durch alternative SDL-Anbieter substituiert werden. Zum anderen häufen sich durch zunehmende Einspeise- und Lastspitzen die Grenzwertverletzungen. Folglich nimmt der Bedarf an Systemflexibilität zu und Flexibilitätsoptionen gewinnen an Bedeutung. Vor diesem Hintergrund wurde in der vorliegenden Arbeit unter dem Thema ‚Smart Markets für regionale Systemdienstleistungen: Entwicklung eines Marktdesigns‘ die Forschungsfrage bearbeitet, wie ein Smart Market-Konzept konkret ausgestaltet sein muss, damit zur Gewährleistung eines sicheren Stromversorgungssystems Anreize für netzdienliches Verhalten von regionalen SDL-Anbietern gesetzt werden.

In Kapitel 3 konnte gezeigt werden, dass aufgrund der veränderten Erzeugungs- und Laststruktur der Bedarf bei allen vier SDL-Produkten – Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung – teils punktuell steigen wird. Weiterhin konnte dargelegt werden, dass der daraus resultierende Bedarf einer alternativen Anbieterstruktur insbesondere durch erzeugungs- und lastseitige Flexibilitätsoptionen gedeckt werden kann. Die eigens für diese Arbeit durchgeführten Stromnetzsimulationen konnten belegen, dass DEA sowohl innerhalb des Verteilnetzes, als auch aus dem Verteilnetz heraus, im Übertragungsnetz zur Spannungsstützung und zum strombedingten Redispatch dienen können.

Im zweiten Teil der Arbeit – Kapitel 4 und Kapitel 5 – wurde anhand des methodischen Ansatzes von Belhomme et al. (2016) in drei Schritten ein Smart Market-Konzept entwickelt. Zunächst wurde das aktuelle Marktdesign in Deutschland analysiert. Dabei wurde ersichtlich, dass nur die Beschaffung des globalen SDL-Produkts Regelleistung marktorientiert organisiert ist. Für die SDL-Produkte – Wirkleistung und Blindleistung sowie Kurzschlussleistung zur Spannungshaltung, zur Behebung von Netzengpässen sowie zum Versorgungswiederaufbau – existieren bislang keine praktisch relevanten Marktmechanismen. Der Bedarf eines marktorientierten Beschaffungsmanagements für netzdienliche Flexibilitäten zur Beherrschung lokaler kritischer Netzsituationen wurde mit diesem Analyseergebnis verdeutlicht.

Auf der Grundlage der Bewertung der drei Marktdesign-Konzepte – Market Splitting, Nodal Pricing und zellularer Ansatz – kann der Schluss gezogen werden, dass eine Mischung aus

einem Top-Down- und Bottom-Up-Ansatz eine geeignete Form für ein netzdienliches Organisationsprinzip darstellt. Der Top-Down-Ansatz des Nodal Pricing birgt den Vorteil einer knotenscharfen Bepreisung ausgehend von einer zentralen Stelle. Somit können Grenzwertverletzungen sehr genau im Markt wiedergespiegelt werden. Der zellulare Ansatz setzt hingegen von vornherein auf der kleinstmöglichen Ebene an und zielt auf eine Einhaltung der Grenzwerte von unten heraus ab. Der Vorschlag für ein zukünftiges Marktdesign greift einzelne Aspekte dieser beiden Ansätze auf, um ein praktikables Marktdesign zu entwickeln.

In Kapitel 5 wurde das konzeptionierte Smart Market-Modell ‚Flexibilitätsplattform‘ für regionale SDL vorgestellt. Auf Basis des Netzampelkonzeptes wurde die Flexibilitätsplattform in der gelben Ampelphase zwischen der reinen Markt- und Netzsphäre verortet. Einerseits entspricht die Flexibilitätsplattform einem Top-Down-Ansatz, da auf einer zentralen Webplattform der Handel von netzdienlichen Flexibilitäten stattfinden soll. Andererseits generiert das Konzept aufgrund der stärkeren Einbindung von unteren Netzebenen durch die VNB auch eine Bottom-Up-Perspektive. Im Fall von lokalen kritischen Netzsituationen werden regionalisierte Merit Orders gebildet, wodurch sich regionale Smart Markets herausbilden.

Das Konzept der Flexibilitätsplattform wurde hinsichtlich seiner statischen und dynamischen Effizienz sowie in Anbetracht von entstehenden Transaktionskosten geprüft. Allerdings bedarf das Modell noch einer konkreteren Ausgestaltung. Auch die Frage der Auswirkungen von lokalen Smart Markets auf bestehende Märkte muss noch vollumfänglich geprüft werden.

Im Kontext der Entwicklung von Smart Markets ist die Klärung von weiteren Fragen notwendig. In dieser Arbeit wurde ein mikroökonomischer Blick auf Smart Markets geworfen. Daher bedarf es in der weiteren Bearbeitung einer betriebswirtschaftlichen Ausgestaltung dieses Settings. Dazu muss eine konkretere Betrachtung des Ausbaus der notwendigen IKT-Infrastruktur erfolgen. Erst auf der Basis von vollständig digitalisierten Netzen und Marktprozessen können sich neue Geschäftsmodelle entwickeln (vgl. Servatius und Sörries 2014). Darüber hinaus wäre das Austesten des Smart Market-Konzeptes in einer Pilotregion sinnvoll. Das vom BMWi initiierte Förderprogramm ‚Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)‘ stellt dafür einen geeigneten Rahmen dar (vgl. BMWi 2017b). Die eigens für SINTEG geschaffene Verordnungsermächtigung der Bundesregierung mit § 119 EnWG zur Finanzierung von Flexibilitätseinsätzen ist ein erster Ansatzpunkt zur Erprobung der Interaktion zwischen Markt und Netz.

Insgesamt konnte in der vorliegenden Arbeit gezeigt werden, dass durch das Konzept der Flexibilitätsplattform ein marktorientiertes Beschaffungsmanagement von regionalen SDL-Produkten geschaffen wird, wodurch eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Stromversorgung auch zukünftig gewährleistet ist.

Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz); Amprion GmbH (Amprion); TenneT TSO GmbH (TenneT); Transnet BW GmbH (Transnet) (2017a): Szenariorahmen. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklung/prozessphasen/szenariorahmen> [04.03.2017].
- 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz); Amprion GmbH (Amprion); TenneT TSO GmbH (TenneT); Transnet BW GmbH (Transnet) (2017b): Markt für Regelleistung in Deutschland. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/market-information> [30.04.2017].
- Agora Energiewende (2017a): Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. Berlin, 2017.
- Agora Energiewende (2017b): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund. Berlin, 2017.
- Agricola, A.; Seidl, H.; Heuke, R. (2016): Analyse. Momentanreserve 2030. Ergebniszusammenfassung der Projektsteuerungsgruppe zum Gutachten „Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030“. In: Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): Analyse: Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030. Berlin, 2016.
- Agricola, A.; Seidl, H.; Mischinger, S. (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“ durch die Projektsteuerungsgruppe. In: Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin, 2014.
- Aichele, C. (Hrsg.); Doleski, O. D. (Hrsg.) (2014): Smart Market. Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014.
- Aichele, C.; Doleski, O. D. (2014): Vorwort der Herausgeber. In: Aichele, C. (Hrsg.); Doleski, O. D. (Hrsg.): Smart Market. Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014, S. XV- XXVII.
- Amprion GmbH (Amprion) (2017a): Drehstrom, Wechselstrom. Verfügbar unter: <http://www.amprion.net/drehstrom-wechselstrom> [01.03.2017].
- Amprion GmbH (Amprion) (2017b): Netzfrequenz. Verfügbar unter: <http://www.amprion.net/netzfrequenz> [01.03.2017].
- Belhomme, R.; Trotignon, M.; Jover, R.; Glorieux, L. (2016): Market design analysis and role modelling: Methodology and first results. 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON). Leuven, 2016, S. 1-6.

- Bergische Universität Wuppertal (2016): Grid Integration. Technische Integration und Steuerung von marktorientierten dezentralen Flexibilitäten in einem Verteilnetzautomatisierungssystem. Vortrag auf Konferenz „Zukunftsfähige Stromnetze“. Berlin, 2016.
- Brückl, O.; Haslbeck, M.; Riederer, M.; Adelt, C.; Eller, J.; Habler, F.; Sator, T.; Sippenauer, T.; Strohmayer, B.; Stuber, J. (2016): Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin, 2016.
- Brückl, O.; Reith, M.; Reese, J.; Kartal, A.; Barth, T.; Barth T., Herbst, P.; Tempelmeier, A.; Walther, B.; Simon, T.; König, H.; Weber, R. (2013): Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und -Verbraucher für ein innovatives Blindleistungs-Management in der Stromversorgung Deutschlands. Frankfurt am Main, 2013.
- Bundesgesetzblatt (2016): Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Teil I 2016, Nr. 43 vom 01.09.2016. Verfügbar unter:
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [09.07.2017].
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2012): Die Energiewende in Deutschland. Verfügbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/abbildung-das-deutsche-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [01.03.2017].
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin, 2015.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016): Impulspapier. Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Berlin, 2016.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017a): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2016. Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand Februar 2017. Verfügbar unter:
https://www.bioenergie.de/application/files/8714/9129/3591/entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_im_jahr_2016.pdf [24.05.2017].
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2017b): Informationen zum SINTEG-Programm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“. Verfügbar unter:
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/informationen-zum-sinteg-programm.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [24.05.2017].
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2010): Beschluss BK6-08-111. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2008/2008_0001bis0999/2008_100bis199/BK6-08-111/Beschluss_BK6-08-111.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [01.03.2017].

- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2011): „Smart Grid“ und „Smart Market“ Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile [13.05.2017].
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2012): Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012. Genehmigung. Bonn, 2012.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2014): Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte. Version 2.1. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_2_1/LeitfadenEEG_Version2_1.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [09.03.2017].
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2015a): Hinweise zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen vor dem Hintergrund der Urteile des OLG Düsseldorf vom 28.04.2015. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2011/2011_0001bis0999/2011_001bis099/BK6-11-098/BK6-11-098-Hinweise%20zur%20Durchfuehrung%20von%20Redispatchma%C3%9Fnahmen.html [09.03.2017].
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2015b): Entflechtung, Geschlossene Verteilernetze, Konzessionen. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/EntflechtungKonzessionenVerteilernetze/entflechtungskonzessionenverteiler-netze-node.html [13.04.2017].
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2016a): Engpassmanagement. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/engpassmanagement-node.html [01.03.2017].
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2016b): Monitoringbericht 2016. Bonn, 2016.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2016c): Redispatch. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html [01.03.2017].

- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2016d): Abschaltbare Lasten. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/AbLaV/AbschbareLasten_node.html [18.04.2017].
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2016e): Workshop Zuschaltbare Lasten - Nutzen statt Abregeln nach § 13 Abs. 6a EnWG - 7. September 2016. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Veranstaltungen/Workshop%20Zuschaltbare%20Lasten_2016.html [06.05.2017].
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2016f): Netzentgelt: Was ist ein Netzentgelt (auch als Netznutzungsentgelt bezeichnet)? Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html> [06.05.2017].
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2017a): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Zweites und Drittes Quartal 2016. Bonn, 2017.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2017b): Flexibilität im Stromversorgungssystem Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Diskussionspapier. Bonn, 2017.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2017c): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016. Bonn, 2017.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Berlin, 2008.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2015a): Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes Strom. Berlin, 2015.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2015b): Diskussionspapier. Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase. Berlin, 2015.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2016): Positionspapier. Der aktive Verteilnetzbetreiber in einer dezentralen Energiewelt. Ein Beitrag der Verteilnetzbetreiber im BDEW zum Netzkonzept 2030. Berlin, 2016.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2017a): Fakten und Argumente. Redispatch in Deutschland. Auswertung der Transparenzdaten. April 2013 bis Dezember 2016. Berlin, 2017.

- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2017b): Positionspapier. Ausgestaltung des § 14a ENWG. Berlin, 2017.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2017c): Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Diskussionspapier. Berlin, 2017.
- Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE) (2017): BEE-Stellungnahme zum Branchenmeinungsbild „Wirtschaftlich tragbare Erbringung von Blindleistung. Ergebnisse des Stakeholder-Prozess der dena-Plattform Systemdienstleistungen“. Verfügbar unter:
https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/20170307_BEE-Stellungnahme_zum_Dena_Stakeholderprozess_Vergütung_Blindarbeit.pdf
[19.05.2017].
- Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) (2016): Positionspapier. Flexibilitätsverordnung: Umsetzungsvorschlag eines dezentralen Flexibilitätsmechanismus als Konkretisierung des § 14a EnWG sowie Neuausrichtung der § 19 Abs.2 S.1 StromNEV (atypische Netznutzung) und § 19 Abs.2 S.2 StromNEV. Berlin, 2016.
- Cheung, K. W. (2008): Ancillary Service Market design and implementation in North America: From theory to practice. 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. Nanjing, 2008, S. 66-73.
- Consentec GmbH (Consentec) (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Aachen, 2014.
- Dänekas, C.; González, J. M. (2013): Requirements Engineering for Smart Grids. In: Uslar, M. (Hrsg.); Specht, M. (Hrsg.); Danekas, C. (Hrsg.); Trefke, J. (Hrsg.); Rohjans, S. (Hrsg.); González, J. M. (Hrsg.); Rosinger, C. (Hrsg.); Bleiker, R. (Hrsg.) (2015). Standardization in Smart Grids: Introduction to IT-Related Methodologies, Architectures and Standards. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2013, S. 15-38.
- Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (2014a): Roadmap dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Verfügbar unter:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Energiesysteme/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030/140728_Roadmap_SDL2030.pdf
[02.03.2017].
- Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (2014b): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin, 2014.
- Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (2017a): dena-Netzflexstudie. Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Berlin, 2017.

- Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (2017b): Warum sich Netzbetreiber und Energieerzeuger „blind“ verstehen – und was die dena damit zu tun hat. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/newsroom/blindleistung/> [01.05.2017].
- Die Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Verfügbar unter: https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 [24.05.2017].
- Die Bundesregierung (2014): Energieversorgung. Wie funktioniert der Strommarkt? Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2014/08/2014-08-04-so-funktioniert-der%20strommarkt.html> [29.04.2017].
- Doleski, O. D.; Aichele, C. (2014): Idee des intelligenten Energiemarktkonzepts. In: Aichele, C. (Hrsg.); Doleski, O. D. (Hrsg.): Smart Market. Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014, S. 3-51.
- E-Bridge Consulting GmbH (E-Bridge) (2014): Internationale Regulierungssysteme: Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur. Bonn, 2014.
- Ecofys (2017): Smart Markets als Vermittler zwischen Markt und Netz. Welche Netzengpässe existieren in Netzgebietenklassen? Warum brauchen wir Smart Markets? Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/02_Doering_Smart_Market_al_s_Vermittler_zwischen_Markt_und_Netz_21032017.pdf [29.04.2017].
- Ecofys; Fraunhofer IWES (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, 2017.
- Egerer, J.; Hirschhausen, C. von; Weibezahn, J.; Kemfert, C. (2015): Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung. In: DIW Wochenbericht, 82, Heft 9 (2015), S. 183-190.
- Ehlers, N. (2011): Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung. Berlin, Technische Universität Berlin, Dissertation, 2011. Verfügbar unter: https://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/Downloads/Publications/Dissertation_Ehlers_2011.pdf [24.05.2017].
- Eichler, J. (2007): Physik: Grundlagen für das Ingenieurstudium — kurz und prägnant. (3. Aufl.). Wiesbaden: Vieweg, 2007.
- Eid, C.; Codani, P.; Perez, Y.; Reneses, J.; Hakvoort, R. (2016): Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 64 (2016), S. 237-247.
- Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung. Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 6 Abs. 36 des Gesetzes vom 13. April 2017 (BGBl. I S. 872) geändert worden ist.

- Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln (ewi) (2013): Strompreisbildung am deutschen Strommarkt. Verfügbar unter: http://www.nf-niederaussem.de/fileadmin/pdf/Sitzung_17/Strompreisbildung_am_deutschen_Strommarkt.pdf. [29.04.2017].
- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) (2017): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2009): Continental Europe Operation Handbook: Load-Frequency Control and Performance. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf [01.03.2017].
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2015): Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (UCTE). Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/ucte/Pages/default.aspx> [01.03.2017].
- Fan, Z.; Horger, T.; Bastian, J.; Ott, A. (2008). An overview of PJM energy market design and development. 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. Nanjing, 2008, S. 12-17.
- FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH (FIZ) (2017a): STROMNETZE – Forschungsinitiative der Bundesregierung: SyNErgie – Neues Blindleistungsmanagement für Verteilnetze. Verfügbar unter: <http://forschung-stromnetze.info/projekte/neues-blindleistungsmanagement-fuer-verteilnetze/> [07.03.2017].
- FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH (FIZ) (2017b): STROMNETZE – Forschungsinitiative der Bundesregierung: NETZ:KRAFT – Netzwiederaufbau mit zukünftigen Kraftwerksstrukturen. Verfügbar unter: <http://forschung-stromnetze.info/projekte/netzwiederaufbau-mit-zukuenftigen-kraftwerkstrukturen/> [08.03.2017].
- Frontier Economics und Consentec (2011): Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts – ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Verfügbar unter: <http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/10/GutachtenPreiszoneLang.pdf> [07.05.2017].
- Grave, K.; Blücher, F. von; Breitschopf, B.; Pudlik, M. (2015): Strommärkte im internationalen Vergleich. Studie im Auftrag von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, 2015.
- GridLab GmbH (GridLab); B.A.U.M. Consult GmbH (B.A.U.M.); NEW ENERGY Capital Invest GmbH (New Energy) (2015): Fachstudie zur Umsetzung der Energiewende in der 50Hertz-Regelzone mit Fokus auf Berlin und Brandenburg. Studie im Auftrag von ZukunftsAgentur Brandenburg GmbH. Potsdam, 2015.

- Grimm, V., Zöttl, G.; Rückel, B.; Sölch, C. (2015): Regionale Preiskomponenten im Strommarkt. Gutachten im Auftrag der Monopolkommission. Nürnberg, 2015.
- Hadush, S.; Buijs, P.; Belmans, R. (2011): Locational signals in electricity market design: Do they really matter? 8th International Conference on the European Energy Market (EEM). Zagreb, 2011, S. 622-627.
- Harris, C. (2006). Electricity markets: Pricing, structures and economics. Chichester: Wiley, 2006.
- Hirth, L.; Ziegenhagen, I. (2013): Wind, Sonne und Regelleistung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63 (2013), Heft 10, S. 1-4.
- Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft der Technische Universität Dortmund (ie³) (2014): V301 - Regelung von Wirk- und Blindleistung in elektrischen Netzen. Verfügbar unter: http://www.ie3.tu-dortmund.de/cms/de/Lehre/Laborpraktika/Praktika-Anleitungen/Wirt-Ing-Praktika/V301_Versuchsanleitung_2014.pdf [24.05.2017].
- Jarass, A.; Jarass, L. (2016): Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse, Stromdefizite; mit Netzentwicklungsplan 2025. Münster: Monsenstein und Vannerdat, 2016.
- Löschel, A.; Flues, F.; Pothen, F.; Massier, P. (2013): Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss. In: Wirtschaftsdienst 93 (2013), Heft 11, S. 778–784.
- Meyer-Braune, G. (2017); 50 Hertz Transmission GmbH, Persönliche Mitteilung, Berlin, 10.02.2017.
- Monopolkommission (2013): Sondergutachten 65. Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs 1 EnWG. Verfügbar unter: http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf [24.05.2017].
- Monopolkommission (2015): Sondergutachten 71. Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende. Verfügbar unter: http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s71_volltext.pdf [24.05.2017].
- Müller-Mienack, M. (2016): Einbindung dezentraler Flexibilitätspotenziale als Herausforderung für Strommarkt und Netzbetrieb. Vortrag auf CEBra/IHK-Energiefachtagung. Cottbus, 26. April 2016.
- N-ERGIE (2016): Studie zur Dezentralität: Energiewende mit weniger HGÜ-Trassen möglich. Verfügbar unter: <https://www.n-ergie.de/header/presse/mitteilungen/studie-zur-dezentralitaet-energiewende-mit-weniger-hg--trassen-moeglich.html> [11.05.2017].
- Niederhausen, H.; Burkert, A. (2014): Elektrischer Strom. Gestehung, Übertragung, Verteilung, Speicherung und Nutzung elektrischer Energie im Kontext der Energiewende. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014.

- Ockenfels, A.; Grimm, V.; Zoettl, G. (2008): Strommarktdesign. Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht. Verfügbar unter:
http://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf [29.04.2017].
- Oeding, D.; Oswald, B. R. (2016): Elektrische Kraftwerke und Netze (8. Aufl.). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2016.
- Ohrem S.; Telöken, D.; Knop, T. (2015): Die verschiedenen Ampelkonzepte – Herausforderungen und Folgen für Verteilnetzbetreiber. ETG-Fachtagung – Von Smart Grids zu Smart Markets 2015. Kassel, 2015.
- Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (OTH) (2017): Der regelbare Ortsnetztransformator: Die wirtschaftliche Alternative zum Netzausbau. Verfügbar unter: <http://ront.info> [01.03.2017].
- Peter, F.; Wunsch, M.; Falkenberg, H.; Grimm, V.; Zöttl, G.; Ambrosius, M.; Rückel, B.; Sölch, C. (2016): Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Studie im Auftrag der N-ERGIE Aktiengesellschaft. Berlin und Nürnberg, 2016.
- PJM (2016): (R)evolutionary Thinking. PJM 2016 Annual Report. Verfügbar unter: <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/annual-reports/2016-annual-report.ashx> [09.05.2017].
- PJM (2017a): Glossary. Verfügbar unter: <http://www.pjm.com/Glossary.aspx> [09.05.2017].
- PJM (2017b): Daily Day-Ahead LMP. Verfügbar unter: <http://www.pjm.com/markets-and-operations/energy/day-ahead/lmpda.aspx> [09.05.2017].
- Rehtanz, C.; Greve, M.; Gwisdorf, B.; Kays, J.; Noll, T.; Schwippe, J.; Seack, A.; Teuwsen, J. (2012): dena-Verteilnetzstudie. Abschlussbericht. Teil A: Technisches Gutachten. In: Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie). Berlin, 2012.
- Rehtanz, C.; Greve, M.; Häger, U.; Hilbrich, D.; Kippelt, S.; Kubis, A.; Liebenau, V.; Noll, T.; Rüberg, S.; Schlüter, T.; Schwippe, J.; Spieker, C.; Teuwsen, J. (2014): Gutachten „Systemdienstleistungen 2030“. In: Deutsche Energie Agentur GmbH (Hrsg.): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin, 2014.
- Roon, S. von; Huck, M. (2010): Merit Order des Kraftwerkparcs. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf [29.04.2017].
- Schnettler, A.; Fuchs, B.; Roehder, A.; Mittelstaedt, M.; Massmann, J.; Natemeyer, H. (2015): Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur. Aachen, 2015.
- Schwab, A. J. (2015): Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie (4. Aufl.). Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2015.

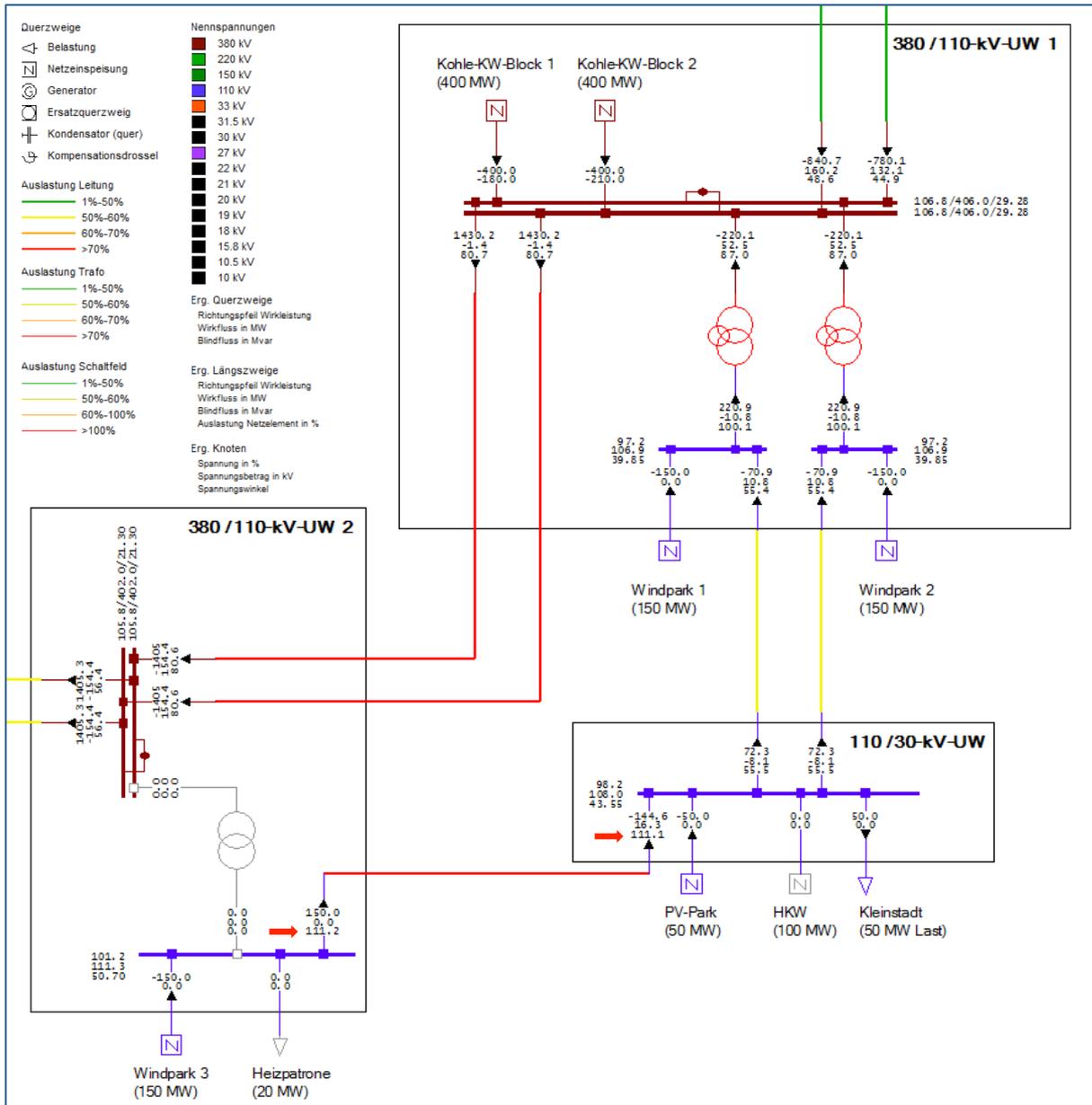
- Servatius, H.; Sörries, B. (2014): Innovative Geschäftsmodelle im Smart Market – Flexibilität von Energiemengen und neue Plattformen als Eckpfeiler. In: Aichele, C. (Hrsg.); Doleski, O. D. (Hrsg.): Smart Market. Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014, S. 705-727.
- SMA Solar Technology AG (SMA) (2009): Technik Kompendium 1: Blindleistung. Verfügbar unter: <http://files.sma.de/dl/10040/BLINDLEISTUNG-ADE094210.pdf> [01.03.2017].
- Springer Gabler Verlag (2017): Marktdesign. In: Gabler Wirtschaftslexikon. Verfügbar unter: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/17927/marktdesign-v7.html> [28.04.2017].
- Stoft, Steven (2002): Power system economics. Designing markets for electricity. Piscataway, NJ: IEEE Press [u.a.], 2002.
- Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) (2005): Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist.
- Swider, D. J. (2006): Handel an Regelenergie- und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber. Wiesbaden: Gabler, 2006.
- Torbaghan, S. S.; Blaauwbroek, N.; Nguyen, P.; Gibescu, M. (2016): Local Market Framework for Exploiting Flexibility from the End Users. 13th International Conference on the European Energy Market (EEM). Porto, 2016, S. 1-6.
- Trepper, K.; Himmes, P.; Bucksteeg, M.; Raasch, J.; Schober, D.; Woll, O.; Weber, C. (2013): Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte (NaREM). Wesentliche Auszüge des Endberichts. Verfügbar unter: https://www.evl.wiwi.uni-due.de/fileadmin/fileupload/BWL-ENERGIE/Dokumente/2013_Endbericht__Auszuege__NaREM.pdf [13.05.2017].
- Über, D.; Pöller, M. (2016): Studie zur Berechnung von Wirkarbeitsverlusten durch Blindarbeit. Kurzfassung. Studie im Auftrag des Bundesverbands Windenergie. Berlin, 2016.
- VDE-AR-N 4105: 2011-08, VDE-Anwendungsregel – Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.
- VDE-AR-N 4120: 2017-05, VDE-Anwendungsregel – Technische Anschlussregeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung).
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) (2011): VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“. Berlin, 2011.

- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) (2013): Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende: Anforderungen an künftige Übertragungs- und Verteilungsnetze unter Berücksichtigung von Marktmechanismen. Frankfurt am Main, 2013.
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) (2015): Der zellulare Ansatz: Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. Frankfurt am Main, 2013.
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) (2016): Netzbetriebsmittel. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/netzbetriebsmittel> [30.03.2017].
- Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) (2017): Allgemeines und Übersicht zu Technischen Anschlussregeln. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/uebersicht> [01.05.2017].
- Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW (VDN) (2007a): DistributionCode 2007. Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen. Version 1.1. Berlin, 2007.
- Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW (VDN) (2007b): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, 2007.
- Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW (VDN) (2007c): TransmissionCode 2007. Anhang C: Anwendung des (n-1)-Kriteriums. Berlin, 2007.
- Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) (2016): Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- VNB und ÜNB der Regelzone 50Hertz (2014): 10-Punkte-Programm der 110-kV-Verteilnetzbetreiber (VNB) und des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) der Regelzone 50Hertz zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (SDL) mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen. Verfügbar unter: https://www.vde.com/de/Verband/Partnerorganisationen/DK-CIGRE/Veranstaltungen/2014/Documents/Vortrag_During_Kranhold.pdf [09.03.2017].
- Wawer, T. (2007): Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 31 (2007), Heft 2, S. 109–116.
- Westphal, W. H. (1952): Physikalisches Wörterbuch: 2 Teile in einem Bd.; mit etwa 10500 Stichwörtern und 1595 Textfig. Berlin, Göttingen, Heidelberg: Springer, 1952.
- Zeitschrift für kommunale Wirtschaft (ZfK) (2016): Zellularer Ansatz als Chance für Stadtwerke. Verfügbar unter: <http://www.zfk.de/artikel/zellularer-ansatz-als-chance-fuer-stadtwerke.html> [11.05.2017].

Anhang**Anhangsverzeichnis**

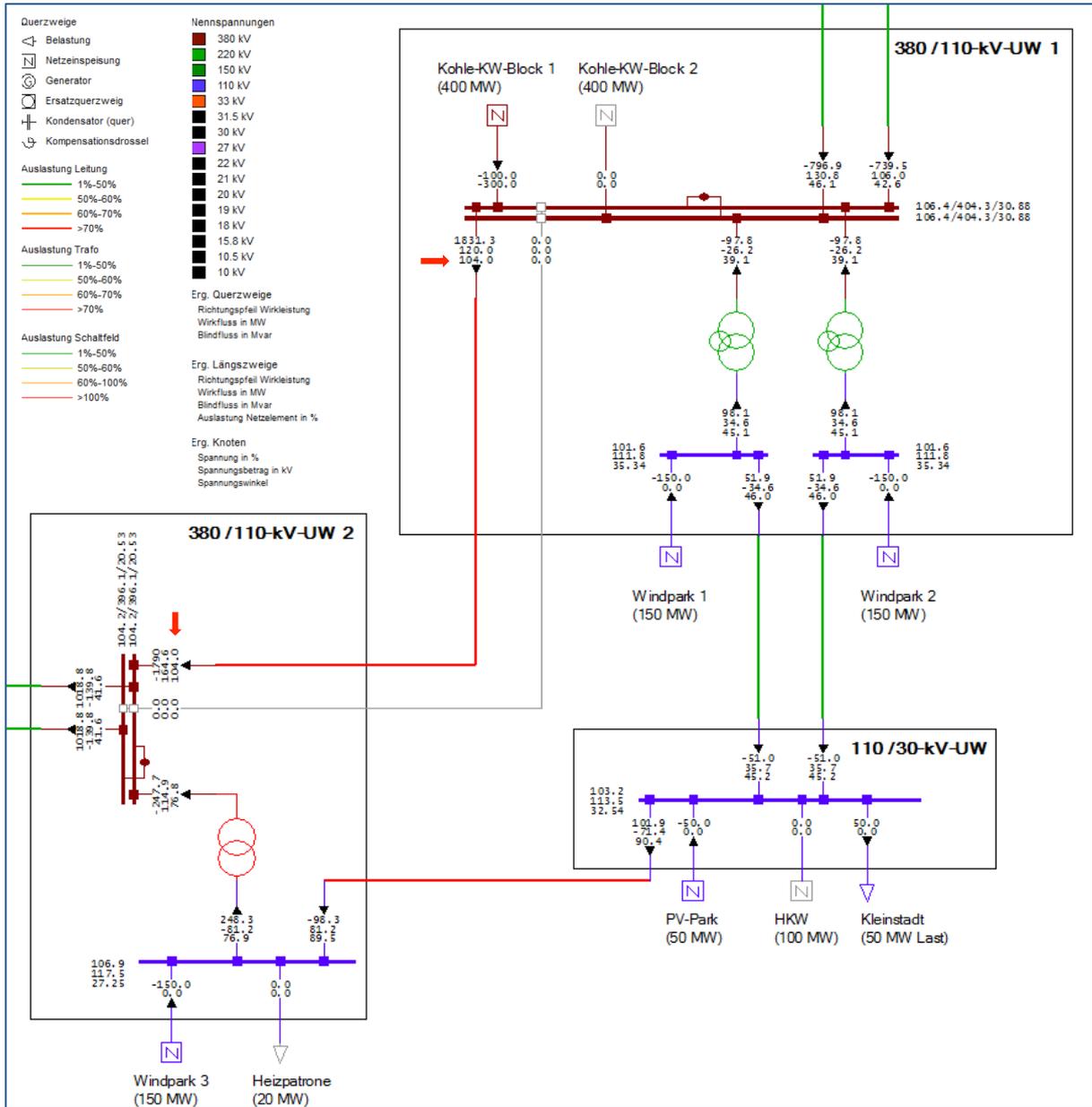
Anhang 1: Lastflussdiagramm Szenario 1a – Netzengpasssituation im (n-1)-Fall aufgrund defekten Transformators.	XXI
Anhang 2: Lastflussdiagramm Szenario 2a – Strombedingter Redispatch im (n-1)-Fall auf 380-kV Ebene.	XXII
Anhang 3: Lastflussdiagramm Szenario 1b – Strombedingter Redispatch im (n-0)-Fall auf 110-kV Ebene.	XXIII
Anhang 4: Darstellung von Scheinleistung als Produkt aus Wirk- und Blindleistung bei sinusförmigen Größen.	XXIV
Anhang 5: Darstellung der Verläufe von Stromstärke und Spannung ohne Phasenverschiebung – reine Wirkleistung.	XXIV
Anhang 6: Darstellung der Verläufe von Stromstärke und Spannung mit Phasenverschiebung von 90 Grad – reine Blindleistung.	XXV
Anhang 7: Darstellung der zulässigen Spannungsabweichungen im 380- bzw. 220-kV-Netz.	XXV
Anhang 8: Übersicht zur Einordnung des Flexibilitätsbedarfs und –potenzials nach vier Netzgebietsklassen.	XXVI
Anhang 9: Multi-Use-Ansatz: Kombinationsmöglichkeiten unterschiedlicher Anwendungsarten.	XXVII
Anhang 10: Schematische Darstellung einer Merit Order.	XXVII
Anhang 11: Wesentliche Produktmerkmale der Regelleistungsarten.	XXVIII
Anhang 12: Übersicht zu Wirkarbeitsverlusten und variablen Kosten bei der Bereitstellung von Blindarbeit im untererregten Bereich.	XXVIII
Anhang 13: Entwicklung der Gesamtkosten für die Blindleistungsbereitstellung bis zum Jahr 2050 (inkl. Betriebs- und Verlustkosten).	XXIX
Anhang 14: Übersicht zu verschiedenen Flexibilitätsampelkonzepten.	XXIX
Anhang 15: Beispielhafte technische Kriterien für jeweilige Ampelphasen.	XXX

Anhang 1: Lastflussdiagramm Szenario 1a – Netzengpasssituation im (n-1)-Fall aufgrund defekten Transformators.



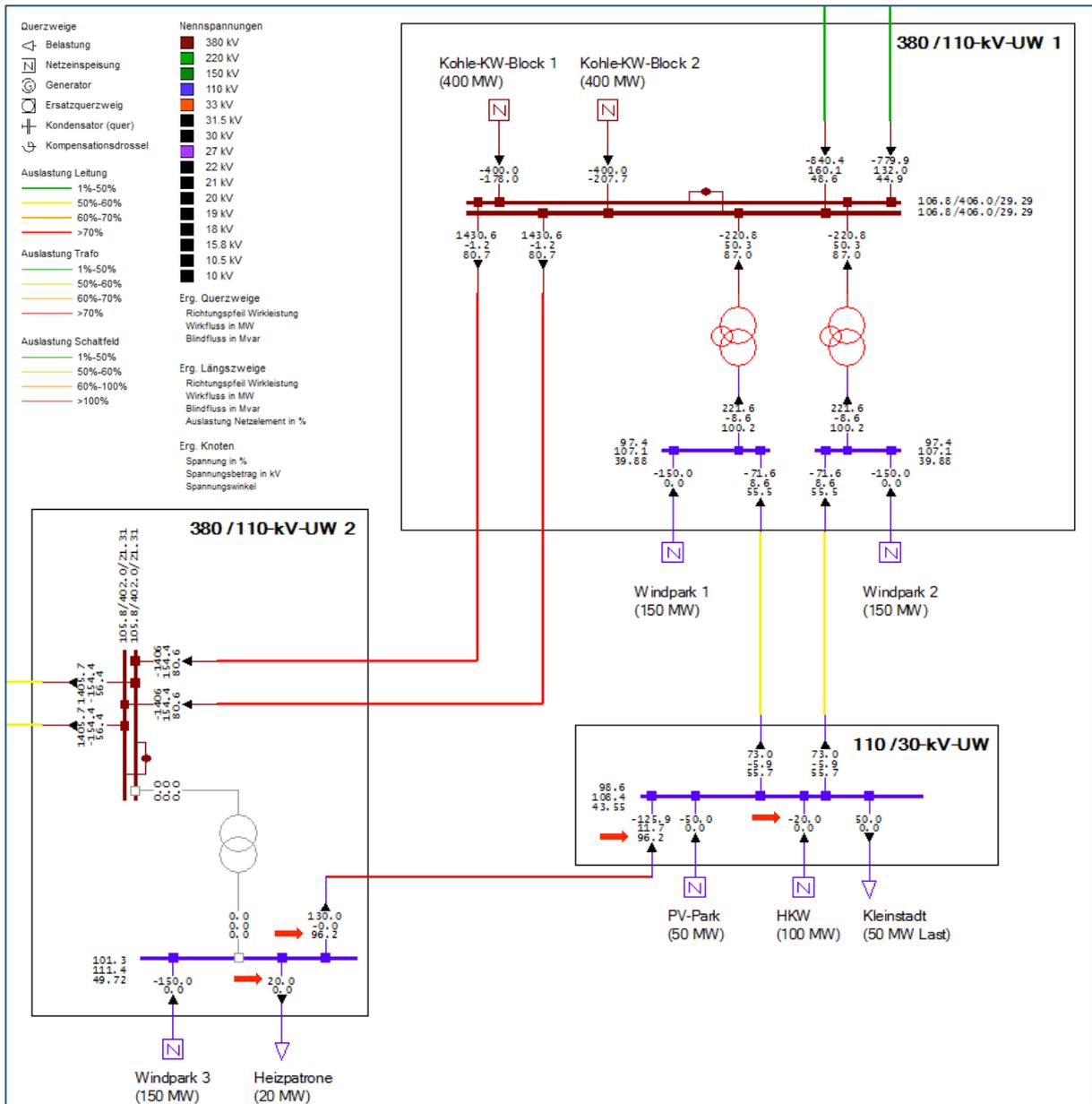
Quelle: Eigene Darstellung in Zusammenarbeit mit GridLab GmbH.

Anhang 2: Lastflussdiagramm Szenario 2a – Strombedingter Redispatch im (n-1)-Fall auf 380-kV Ebene.



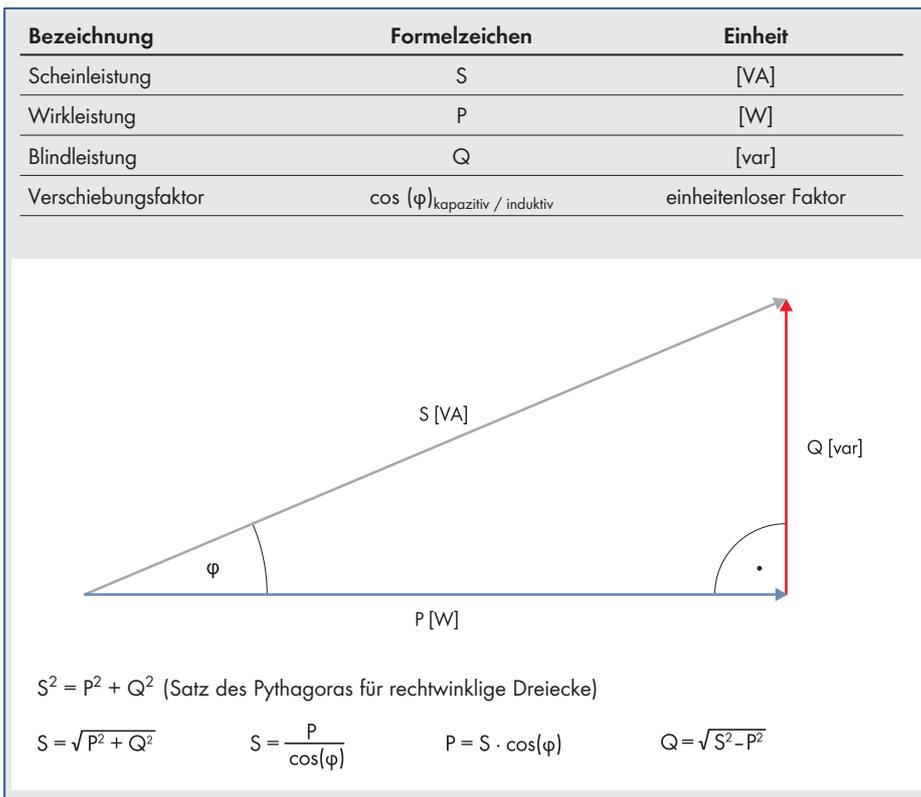
Quelle: Eigene Darstellung in Zusammenarbeit mit GridLab GmbH.

Anhang 3: Lastflussdiagramm Szenario 1b – Strombedingter Redispatch im (n-0)-Fall auf 110-kV Ebene.



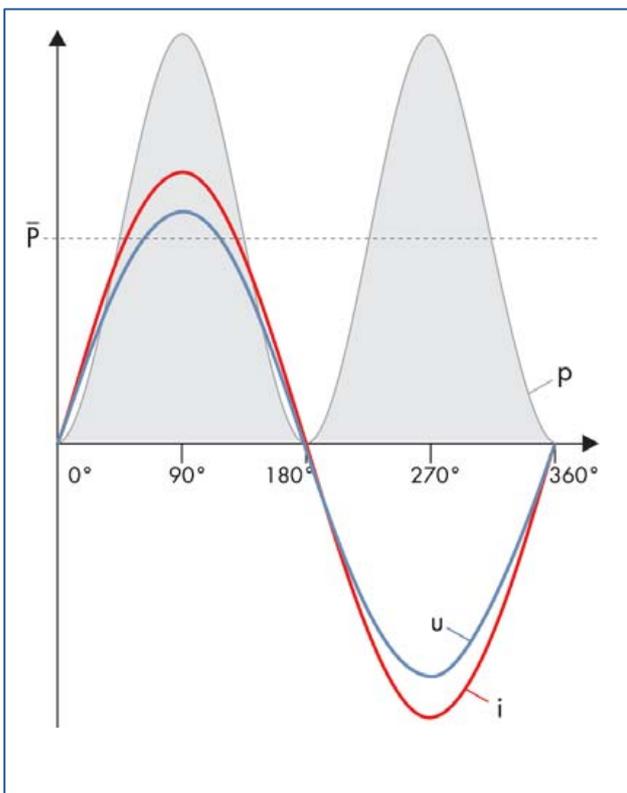
Quelle: Eigene Darstellung in Zusammenarbeit mit GridLab GmbH.

Anhang 4: Darstellung von Scheinleistung als Produkt aus Wirk- und Blindleistung bei sinusförmigen Größen.



Quelle: SMA (2009, S. 6).

Anhang 5: Darstellung der Verläufe von Stromstärke und Spannung ohne Phasenverschiebung – reine Wirkleistung.



Quelle: SMA (2009, S. 5).

Anhang 8: Übersicht zur Einordnung des Flexibilitätsbedarfs und –potenzials nach vier Netzgebietsklassen.

Netzgebiets- klasse		windenergie- dominiert	lastschwach/ EE-dominiert	photovoltaik- dominiert	laststark/ vorstädtisch
Flexbedarf	heute	sehr hoch (überwiegend in HÖS)	hoch (überwiegend in HS)	niedrig	derzeit keinen
	Trend	steigend	steigend	steigend (überwiegend HS/MS)	steigend (überwiegend MS/NS)
Flex- optionen	heute	sehr hoch, z. B. - KWK, Windenergie und teilweise Bio- gas, Photovoltaik abregeln - KWK + PtH ein- setzen	mittel, z. B. - Windenergie, Photovoltaik, Bio- masse und teilweise KWK-Fernwärme ab- regeln - im geringen Umfang KWK + PtH einsetzen	mittel bis hoch, z. B. - Photovoltaik, KWK, Bio abregeln - Last abregeln - Lastmanagement mit Nachtspeicher- heizungen	niedrig bis mittel, z. B. - Lastmanagement mit Nachtspeicher- heizungen - kleine KWK regeln
	Trend	stark steigend, zusätzliche Optionen: abschaltbare Lasten, Biogas + PtH	steigend, zusätzliche Optionen: Biogas + PtH	steigend, zusätzliche Optio- nen: E-KfZ, Wärme- pumpen, Photovol- taik-Hybridsysteme	stark steigend, zusätzliche Optionen: E-KfZ, Wärmepumpen, Photovoltaik-Hybrid- systeme

Quelle: Fraunhofer IWES und Ecofys (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 68).

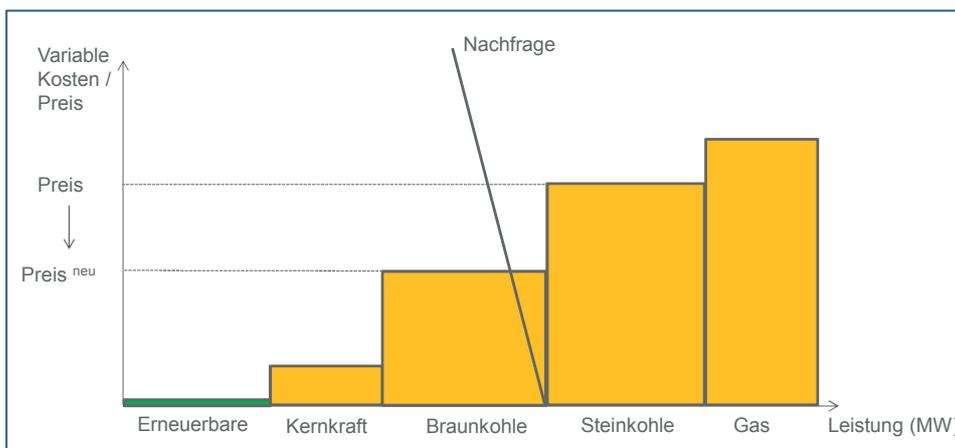
Anhang 9: Multi-Use-Ansatz: Kombinationsmöglichkeiten unterschiedlicher Anwendungsarten.⁶⁴

	Spotmarkt-Trading	Regelleistungserbringung	Bilanzkreismanagement	Vermarktung von Wärme/Kraftstoff	Spannungshaltung	Engpassmanagement / Redispatch	Schwarzstartfähigkeit	Eigenverbrauchsoptimierung	Notstromversorgung	Elektromobilität
Spotmarkt-Trading										
Regelleistungserbringung	💡									
Bilanzkreismanagement	💡	💡								
Vermarktung von Wärme/Kraftstoff	💡	💡	💡							
Spannungshaltung	💡	✗	💡	💡						
Engpassmanagement / Redispatch	💡	💡	💡	💡	💡					
Schwarzstartfähigkeit	✓	✓	💡	💡	✓	✓				
Eigenverbrauchsoptimierung	💡	✓	💡	💡	💡	💡	💡			
Notstromversorgung	💡	💡	💡	💡	💡	💡	💡	💡		
Elektromobilität	💡	💡	💡	✗	💡	💡	✗	💡	💡	

Legende: ✓ wird heute praktisch angewendet 💡 theoretisch möglich ✗ eher unwahrscheinlich

Quelle: dena (2017, S. XIV).

Anhang 10: Schematische Darstellung einer Merit Order.



Quelle: ewi (2013, S. 5).

⁶⁴ Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden in dieser Abbildung nur Multi-Use-Ansätze aus der Kombination von zwei unterschiedlichen Anwendungsarten dargestellt. Theoretisch können auch mehr als zwei Anwendungsarten miteinander kombiniert werden, wenn die technischen Bedingungen gegeben sind (dena 2017a, S. XIV).

Anhang 11: Wesentliche Produktmerkmale der Regelleistungsarten.⁶⁵

	PRL	SRL	MRL
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Ausschreibungszeitpunkt	i.d.R. dienstags (W-1)	i.d.R. mittwochs (W-1)	i. d. R. Mo-Fr, 10 Uhr
Produktzeitscheiben	keine (gesamte Woche)	HT: Mo-Fr, 8-20 h, ohne Feiertag NT: restlicher Zeitraum	6 x 4-Stundenblöcke
Produktdifferenzierung	keine (symmetrisches Produkt)	positive / negative SRL	positive / negative MRL
Mindestgebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW (Abgabe von Blockgebot bis max. 25 MW möglich)
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order
Vergütung	Pay-as-bid (Leistungspreis)	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)

Quelle: Consentec (2014, S. 22).

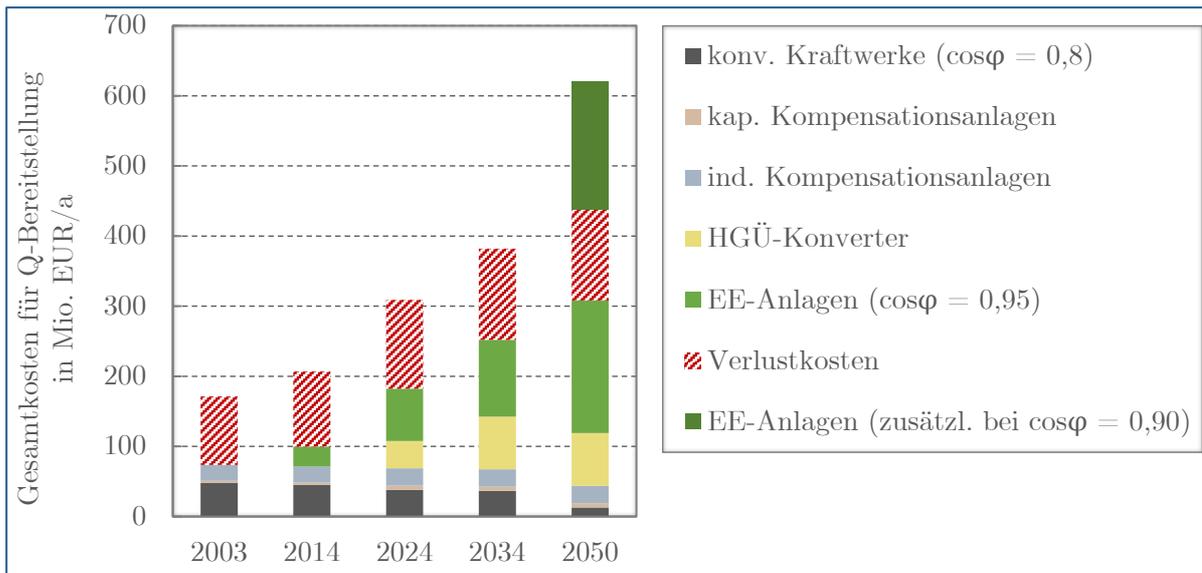
Anhang 12: Übersicht zu Wirkarbeitsverlusten und variablen Kosten bei der Bereitstellung von Blindarbeit im untererregten Bereich.

Regelungsmodus	Konfiguration	Wirkarbeitsverluste	Kosten/Mvarh
Q-Regelung	Basiskonfiguration	1,30%	1,26 €
Q-Regelung	windunabhängig/mit Phasenschieberbetrieb	2,80%	1,43 €
Q-Regelung	Kompensationsanlage	1,10%	1,01 €
Q(U)-Kennlinie	Basiskonfiguration	1,30%	1,26 €

Quelle: Uber und Pöller (2016, S. 10).

⁶⁵ Momentan wird in einschlägigen Kreisen die Frage hinsichtlich der zunehmenden Variabilität des Regelleistungsbedarfs diskutiert, ob die Regelleistungsprodukte wie folgt angepasst werden sollen: Kalendertägliche Ausschreibungen anstelle von wöchentlichen Ausschreibungen (bei PRL und SRL) sowie Erhöhung der Produktzeitscheiben auf eine Stunde. (Vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, S. 96)

Anhang 13: Entwicklung der Gesamtkosten für die Blindleistungsbereitstellung bis zum Jahr 2050 (inkl. Betriebs- und Verlustkosten)



Quelle: Brückl et al. 2016, S. 120.

Anhang 14: Übersicht zu verschiedenen Flexibilitätsampelkonzepten.

Konzept	Fokus	Flexibilitätsanbieter	Flexibilitätsallokation	Ampelphasen
BDEW Ampelkonzept [5,6,7]	Flexibilitätsabruf und Prozesse innerhalb gelber Ampelphase	i.d.R. Lieferanten/ Aggregatoren, Zusammenwirken aller relevanten Marktrollen (Lieferanten, Bilanzkreisverantwortliche, Speicherbetreiber)	Energieausgleich, Systemstabilität, Beherrschung lokaler Netzsituationen	Grün (Marktphase): keine kritischen Netzzustände Gelb (Interaktionsphase): potenzielle oder tatsächliche Netzengpässe Rot (Netzphase): unmittelbare Gefährdung der Netzsicherheit
Flexmarkt [8]	Beschreibung vertrieblicher Flexibilitätsprodukte	dezentrale Angebots- und Nachfrageseite, DSM-Potenziale heben	regionale Netze senden Engpasssignal aus	Grün: uneingeschränkter Markt Gelb: absehbare Probleme im Netz Rot: netzkritischer Zustand
Umsetzung § 14a EnWG [10]	Diskussionsstand der AG Intelligente Netze und Zähler	Einspeiser, Speicher, Verbraucher	markt-, system- und netzdienliche Flexibilitätsnachfrage	Grün: rein marktgetrieben, keine netzgebietsspezifischen Restriktionen Gelb: Netzbetreiber nutzt Flexibilität auf Basis vertraglicher Vereinbarungen Rot: Netzbetreiber steuert außerhalb vertraglicher Vereinbarungen
RegioFlex [4]	Ausgestaltung lokal begrenzter, kurzfristig agierender Flexibilitätsmärkte	(Markt-)Akteure: Prosumer, Aggregator, Einspeiser, schaltbare Lasten, Speicher	lokale Adaption des Regelleistungsmarkts auf Verteilnetzebene	Grün: Markt dominiert – regulärer Netzbetrieb Gelb: hybride Phase – Netzbetreiber interagieren mit Marktpartnern Rot: Ultima Ratio – regulierende Eingriffe des Netzbetreibers
EURELECTRIC Flexibility [11]	European view on flexibility	modification of generation injection and/or consumption patterns in reaction to an external (price or activation) signal	portfolio optimization, balancing, constraints management in transmission and distribution networks	flexibility services are used to proactively resolve congestions in the ‘yellow’ zone without entering into the ‘red’ zone where independent action will need to take place
EDSO Flexibility [12]			system flexibility services procured by DSOs	-

Quelle: Ohrem et al. (2015, S. 2).

Anhang 15: Beispielhafte technische Kriterien für jeweilige Ampelphasen.⁶⁶

	GRÜN	GELB	ROT
Strom I_{\max}	0 % bis 80 %	80 % bis 100 %	> 100 %
Spannung U_n	+/- 8 %	-10 % bis -8 % +8 % bis +10 %	< -10 % > +10 %

Quelle: BDEW (2017c, S. 6).

⁶⁶ Für den Strom gibt der BDEW (2017c, S. 6) folgenden maximalen technischen Grenzwert an: „100% des Nennstroms (I_{\max}) für Dauerbelastung des begrenzenden Betriebsmittels in einem Stromkreis.“ Maximale Spannungsabweichungen werden hier für die NS-Ebene mit maximal plus/minus zehn Prozent angegeben.