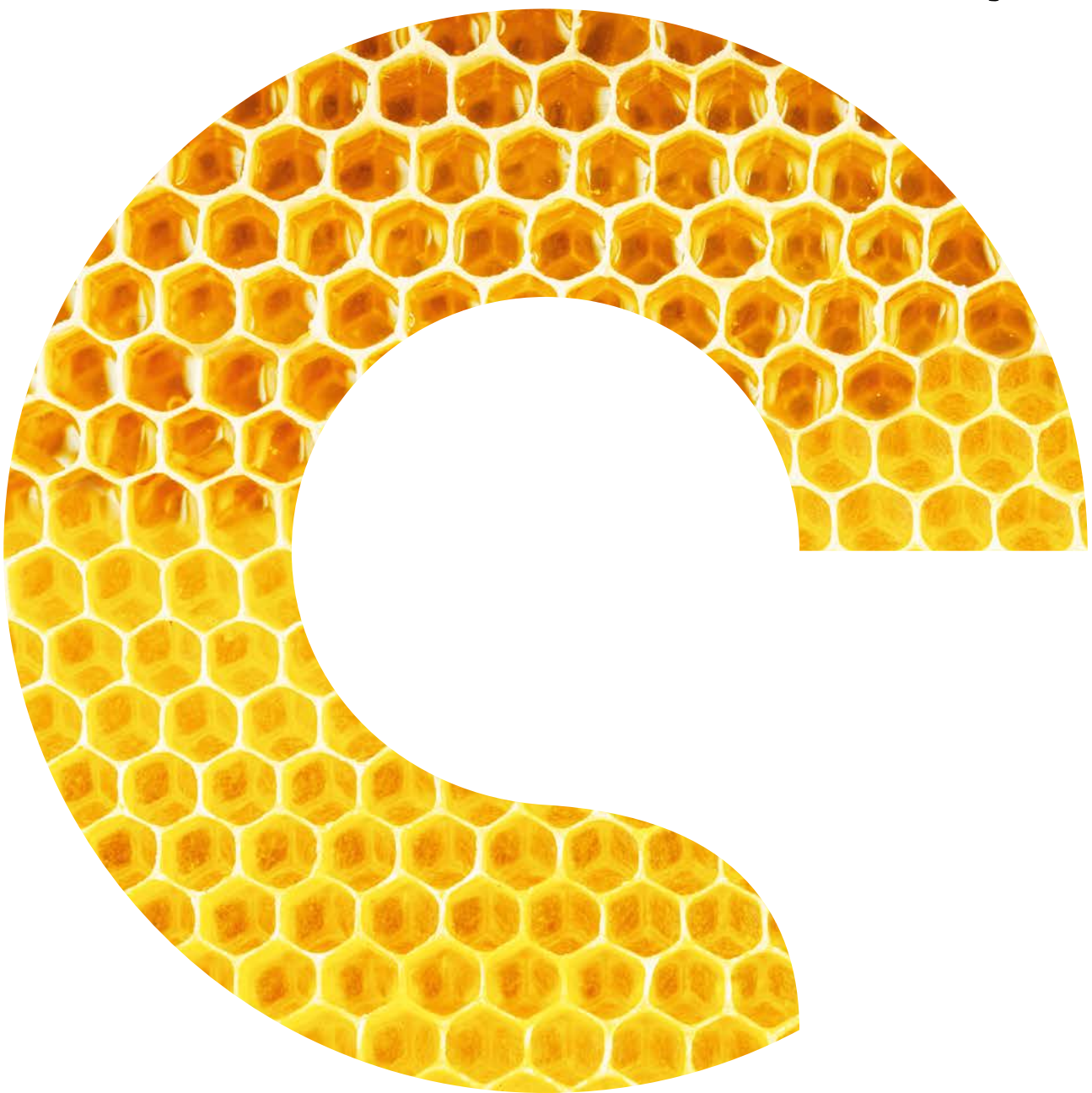

Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen

Entwicklung und Bewertung von *Smart Markets* und
Ableitung einer *Regulatory Roadmap*

STUDIE

Agora
Energiewende



ECOFYS

 **Fraunhofer**
IWES

Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen

IMPRESSUM

STUDIE

Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen
Entwicklung und Bewertung von *Smart Markets*
und Ableitung einer *Regulatory Roadmap*

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
www.agora-energiewende.de

Projektleitung:
Dr. Stephanie Ropenus
stephanie.ropenus@agora-energiewende.de

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Hauptbearbeitung
Ecofys Germany
Albrechtstraße 10c | 10117 Berlin

Dr. Christian Nabe, Marie-Louise Arlt,
Michael Döring (Ansprechpartner
Forschungskonsortium)

Analysen zu Flexibilitätsoptionen
Fraunhofer IWES
Königstor 59 | 3411 Kassel
Prof. Dr.-Ing. Uwe Holzhammer,
Norman Gerhardt

Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Titelbild: istock/Andrey_Kuzmin

110/02-S-2017/DE

Veröffentlichung: März 2017

DANKSAGUNG

Wir danken den Mitgliedern des Begleitkreises für ihren Beitrag zu den Diskussionen. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen stellen jedoch nicht notwendigerweise die Meinung der Mitglieder des Begleitkreises dar. Die Verantwortung hierfür liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und den beteiligten Instituten. Im Begleitkreis waren vertreten:

Wilhelm Appler, Dr. Johannes Henkel – 50Hertz Transmission GmbH / Alexandra Langenheld – Agora Energiewende / Michael Wedler – B.A.U.M. Consult GmbH / Bundesministerium für Wirtschaft und Energie / Peter Stratmann – Bundesnetzagentur / Jan Zacharias – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) / Holger Loew – Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) / Bianca Barth, Sebastian Schnurre – Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) / Anne Palenberg, René Eggemeyer – Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE) / Daniel Hölder – Clean Energy Sourcing AG / Thomas Kudela – DONG Energy / Marc Behnke – E.DIS AG / Dr. Holger Wiechmann – EnBW Energie Baden-Württemberg AG / Dr. Sascha Schröder – EWE ERNEUERBARE ENERGIEN GmbH / Jan Gratenaus – HanseWerk AG / Prof. Dr. Jens Strüker – Hochschule Fresenius / Frank Peinl – Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein / Dr. Florian Christ – TenneT TSO GmbH / Dr. Reinhold Buttgereit – TransnetBW GmbH / Stephanie Risch – Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)

Bitte zitieren als:

Ecofys und Fraunhofer IWES (2017): *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

auf den Strommärkten erfolgt die Preisbildung so, als ob das Stromnetz engpassfrei wäre. Im realen Netzbetrieb gibt es jedoch Netzengpässe, die die Märkte nicht abbilden. Als Folge greifen die Netzbetreiber zu *Redispatch* und zum *Einspeisemanagement*, das heißt, sie ändern die Einsatzpläne fossiler Kraftwerke und regeln Erneuerbare-Energien-Anlagen ab. Diese Maßnahmen sind in den letzten Jahren deutlich gestiegen und haben 2015 einen neuen Rekord aufgestellt: Fast 900 Millionen Euro wurden hierfür aufgewandt. Daher stellt sich die Frage, ob solche Netzengpässe nicht sinnvoller und kosteneffizienter bewirtschaftet werden können – durch sogenannte *Smart Markets*. Lokale Flexibilitätsoptionen wie *Power-to-Heat*, Speicher und Lastmanagement könnten so zum Einsatz kommen, anstatt Strom aus

Erneuerbare-Energien-Anlagen abzuregeln. Bislang fehlen für die nähere Ausgestaltung von *Smart Markets* aber noch geeignete Modelle. Um diese Lücke zu füllen, haben Ecofys und Fraunhofer IWES verschiedene Modelle zur möglichen Ausgestaltung eines *Smart Markets* entwickelt. Die Ergebnisse dieser Studie liefern die Grundlage für eine strukturierte Diskussion – und wir freuen uns sehr, diese mit Ihnen fortzuführen.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr
Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Das Wichtigste auf einen Blick

1

Netzengpässe sind in manchen Regionen die neue Normalität. Ihre Behebung bedarf regionaler Flexibilität. Das sind die Lehren aus den steigenden *Redispatch*- und Windstromabregelungsmengen. Ergänzend zum bundesweiten Strommarkt sind deshalb neue regionale *Smart Markets* notwendig. Sie haben zum Ziel, regionale Flexibilität zu mobilisieren und damit die Effizienz des Systems zu erhöhen. Sie dienen der Vermeidung und Behebung von Netzengpässen. Damit reduzieren sie *Redispatch*- und Einspeisemanagementmaßnahmen.

2

Die Netzregionen stehen vor unterschiedlichen Herausforderungen, deswegen eignen sich unterschiedliche *Smart-Market-Modelle* je nach Netzregion. In winddominierten Gebieten entlasten *Smart Markets* Netzengpässe durch den Einsatz von Nachfrageflexibilitäten wie *Power-to-Heat*. Hier eignen sich Modelle mit Flexibilitätsbezug durch den Netzbetreiber. In last- und photovoltaikdominierten Regionen geht es darum, Engpässe durch hohe Gleichzeitigkeit von Lasterhöhung (zum Beispiel Nachtspeicherheizungen, in der Zukunft Aufladen von Elektroautos) oder von Stromeinspeisung in die unteren Verteilnetzebenen zu verringern. Hier eignen sich eher Quotenmodelle, die auch mit Sekundärmarkt ausgestaltet werden können.

3

Der Kosten-Benchmark für *Smart Markets* sind die derzeitigen *Redispatch*- und Einspeisemanagementkosten – diese müssen sie unterbieten. Deswegen stellen die hierfür gezahlten Vergütungen auch die Preisobergrenze für regionale Flexibilitätsprodukte dar. Mittelfristig stellt sich bei einer hohen Verbreitung von Elektroautos die Frage nach dem optimalen Mix aus Netzausbau und Netzengpassbehebung – und wer dabei welche Kosten trägt.

4

***Smart Markets* sind eine *No-Regret-Option*, für deren Umsetzung regulatorische Hemmnisse abgebaut und Ansätze bereits bestehender Regelungen weiterentwickelt werden müssen.** Zentral ist hierbei auch eine Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen, da sie entscheidenden Einfluss auf die (regionale) Bereitstellung von Flexibilität haben. Vor allem sind Interaktionen mit bestehenden Strommärkten, eine Weiterentwicklung in der Netzplanung sowie in der Koordination zwischen den Akteuren bezüglich Datenaustausch und Steuerung zu beachten.

Inhalt

Kernergebnisse	11
Zusammenfassung	15
Management Summary	22
1 Einleitung	29
1.1 Hintergrund	29
1.2 Zielsetzung und Aufbau der Studie	29
2 Zukünftige Entwicklungen in den Verteil- und Übertragungsnetzen	31
2.1 Ursachen für Netzengpässe und Entwicklung von Maßnahmen zur Netzengpassbehebung in Deutschland	33
2.2 Einsatz von Flexibilitäten als Substitut für Netzausbau	34
2.3 Dauerhafte und temporäre Netzengpässe	36
2.4 Charakterisierung von Netzregionen und Auswahl von Netzgebietsklassen	37
2.5 Zusammenfassung	40
3 Potenzielle Rolle von <i>Smart Markets</i> – Vermittler zwischen Markt und Netz auf der Verteilnetzebene	41
3.1 Einordnung der Markt- und Netzsphäre sowie des resultierenden Übergangsbereichs	41
3.2 <i>Smart-Market-Definition</i>	46
4 Typische Netzengpassituationen und vorhandene Flexibilitätsoptionen, um diese aufzulösen	49
4.1 Wirkung von Netzengpässen und Flexibilitätsoptionen in vier exemplarischen Netzgebietsklassen	49
4.2 Einordnung bestehender und zukünftiger Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz	59
4.3 Grundsätzlich bestehende Hemmnisse beim Einsatz von Flexibilitätsoptionen	68
5 Entwicklung und Bewertung von <i>Smart-Market-Modellen</i>	73
5.1 Beschreibung von verschiedenen <i>Smart-Market-Modellen</i> mittels des morphologischen Kastens	73
5.2 Einordnung der Konzepte für die Ausgestaltung von <i>Smart Markets</i> und Entwicklung von sechs Modellen	77
5.3 Beschreibung der Bewertungskriterien	97
5.4 Bewertung der <i>Smart-Market-Modelle</i> für vier verschiedene Netzgebietsklassen	98
5.5 Bewertung der regulatorischen Herausforderung	108

Inhalt

5.6	Bewertung der Umsetzbarkeit der Modelle	109
5.7	Fazit	110
6	Grundprinzipien der Kostenallokation	115
7	Regulatory Roadmap	119
7.1	Kategorisierung relevanter Regelwerke	119
7.2	Übergeordnete Anpassungen	121
7.3	Modellspezifische Handlungsempfehlungen für Anpassungen des Regelwerks	122
7.4	Einordnung der Maßnahmen im Zeitverlauf (Roadmap)	127
8	Anhang	129
8.1	Illustrative Charakterisierung vorübergehender und dauerhafter Netzengpässe	129
8.2	Flexibilitätsoptionen: Heute und Perspektive bis 2025	133
8.3	Hemmnisse für Flexibilitätsoptionen	140
8.4	Illustration morphologischer Kasten	144
Glossar		145
Literaturverzeichnis		148

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Entwicklung der Maßnahmen zur Netzengpassbehebung (Kosten und betroffene Energiemengen) gemäß § 13 EnWG, Unterscheidung nach Maßnahmen gemäß § 13 (1) EnWG (Redispatch) aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz, gemäß § 13 (2) EnWG (Einspeisemanagement) aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz und Verteilnetz, eigene Darstellung Ecofys auf Basis von (Bundesnetzagentur 2016c, 2015, 2014; Ecofys 2012, 2013, 2015; MELUR 2015)	33
Abbildung 2. Einsparpotenzial beim Netzausbau unter Nutzung von Flexibilitäten nach BMWi-Verteilernetzstudie (links) und dena-Verteilnetzstudie (rechts); (E-Bridge et al. 2014; dena 2012)	35
Abbildung 3. Abschätzung der Engpassintensität im Verteilnetz aufgrund temporärer Netzengpässe für die Jahre 2013 bis 2022 in Schleswig-Holstein, eigene Darstellung Ecofys auf Basis von (Schleswig-Holstein Netz AG 2017; Ecofys und Fraunhofer IWES 2014)	37
Abbildung 4. Netzausbaubedarf im Verteilnetz relativ zur bestehenden Netzlänge bis 2032, differenziert nach spezifischen Netzgebietsklassen, eigene Darstellung Ecofys auf Basis von (E-Bridge et al. 2014)	39
Abbildung 5. Illustrative Zuordnung der gegenwärtigen Mechanismen im Strommarkt zu den Ampelphasen, eigene Darstellung Ecofys	47
Abbildung 6. Ausfallarbeit nach Bundesländern, eigene Darstellung, Ecofys auf Basis von (Bundesnetzagentur 2016a)	49
Abbildung 7. Schema der Netzgebietsklasse „windenergiedominiert“, zum Beispiel Schleswig-Holstein, eigene Darstellung Ecofys auf Basis des EEG-Anlagenstammdatenregisters (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016b) und Diskussionen mit dem Begleitkreis	50
Abbildung 8. Schema der Netzgebietsklasse „lastschwach“, zum Beispiel Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern, eigene Darstellung Ecofys auf Basis des EEG-Anlagenstammdatenregisters (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016b) und Diskussionen mit dem Begleitkreis	53
Abbildung 9. Schema der Netzgebietsklasse „photovoltaikdominiert“, zum Beispiel Bayern, eigene Darstellung Ecofys auf Basis des EEG-Anlagenstammdatenregisters (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016b) und Diskussionen mit dem Begleitkreis	55
Abbildung 10. Schema der Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“, eigene Darstellung Ecofys auf Basis des EEG-Anlagenstammdatenregisters (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016b) und Diskussionen mit dem Begleitkreis	57
Abbildung 11. Aktuelle installierte Leistung an KWK-Fernwärme (links) und Industrie (rechts), Stand 2015, eigene Darstellung Fraunhofer IWES auf Basis von (Bundesnetzagentur 2016e)	60
Abbildung 12. Leistungsdichte von Windenergieanlagen (links) und Photovoltaikanlagen (rechts) im Juli 2014, eigene Darstellung Fraunhofer IWES	61

Abbildung 13. Abschätzung des Stromverbrauchs von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen von Haushaltskunden, Stand 2015, eigene Darstellung Ecofys auf Basis von (Bundesnetzagentur 2016c; VDE und ETG 2015; Statistisches Bundesamt 2015; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) 2014)	62
Abbildung 14. Status quo Power-to-Heat, Stand 2015, eigene Darstellung Fraunhofer IWES auf Basis von (AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. 2016; VDE und ETG 2015)	63
Abbildung 15. Veranschaulichung der drei Arten von Ursachen für Umsetzungshemmnisse, eigene Darstellung Ecofys.	69
Abbildung 16. Gruppierung der Eigenschaften von Smart-Market-Modellen, eigene Darstellung Ecofys	73
Abbildung 17. ÜNB-VNB-Schnittstelle: Koordinationsbedarf und Datenaustausch, eigene Darstellung Ecofys auf Basis von (Schwerdfeger et al. 2015)	76
Abbildung 18. Darstellung einer Merit Order von Flexibilitätsoptionen mit Lokalinformation, eigene Darstellung Ecofys	76
Abbildung 19. Die wichtigsten Koordinationsprinzipien und potenzielle Ausprägungen, eigene Darstellung Ecofys	78
Abbildung 20. Schematische Darstellung der Funktionsweise des Quotenmodells, eigene Darstellung Ecofys	81
Abbildung 21. Schematische Darstellung der Funktionsweise des Sekundärmarkt-Quotenmodells, eigene Darstellung Ecofys	85
Abbildung 22. Schematische Darstellung der Funktionsweise des Kaskadenmodells, eigene Darstellung Ecofys	88
Abbildung 23. Schematische Darstellung der Funktionsweise des Modells „regionaler RegenergiemarktPlus“, eigene Darstellung Ecofys	91
Abbildung 24. Schematische Darstellung der Funktionsweise des Modells „regionaler IntradayPlus“, eigene Darstellung Ecofys	94
Abbildung 25. Schematische Darstellung der Funktionsweise des Modells „neue Flexibilitätsplattform“, eigene Darstellung Ecofys	96
Abbildung 26. Übersicht zur Abschätzung des Umsetzungsbedarfs für die einzelnen Smart-Market-Modelle, eigene Darstellung Ecofys	127

Abbildung 27. Zeitverlauf zur Implementierung von Maßnahmen zur Verbesserung der Markt-Netz-Koordinierung, eigene Darstellung Ecofys	127
Abbildung 28. Dauerkennlinie der Residuallast mit Auslandsimporten in Nord-Süd-Lastflusssituation (6.658 Stunden) im Szenario „Speicherbedarf S-H 2025“ (Wetterjahr 2011) und Austauschkapazität im bestehenden Übertragungsnetz, (Härtel et al. 2016; Ecofys und Fraunhofer IWES 2014)	129
Abbildung 29. Beispielhafte Saisonalität der möglichen zu vermeidenden Rückspeisung in von EE dominierten Netzregionen gemäß eines abstrakten Drei-Prozent-Ansatzes, eigene Darstellung Fraunhofer IWES	131
Abbildung 30. Verteilung der Dauer der von der Spitzenkappung betroffenen Leistungsspitzen in drei Netzgebietenklassen in Stunden, eigene Darstellung Fraunhofer IWES	132
Abbildung 31. Netzauswirkung von Elektroautos an einem typischen Arbeitstag und Wochenende für verschiedene Ladestrategien, (Rautiainen 2015)	132
Abbildung 32. Status quo Biogas (links) und feste Biomasse (rechts) (DBFZ et al. 2015)	136
Abbildung 33. Status quo Elektrofahrzeuge (Gesamtbestand/1.000 Fahrzeuge, links) und Wärmepumpen (Absatzmarkt ab 01.01.2010/Einwohner, rechts), eigene Darstellung Fraunhofer IWES auf Basis von (Agentur für Erneuerbare Energien 2016a; Bundesverband Wärmepumpe e. V. 2015)	137
Abbildung 34. Status quo Power-to-Gas (links) und Großspeicher (rechts), eigene Darstellung auf Basis von Fraunhofer IWES und (Büro F 2016)	138

Tabellenübersicht

Tabelle 1. Koordinationsaufgaben zur Bereitstellung von Flexibilität in der Übertragungs- und Verteilnetzebene, eigene Darstellung Ecofys	45
Tabelle 2. Abschätzung des verfügbaren technischen Potenzials der untersuchten Flexibilitätsoptionen, um export- oder importbeschränkte Netzengpässe zu beheben, Stand Ende 2015, eigene Darstellung IWES und Ecofys auf Basis von (OFFIS und Ökoinstitut 2016; Fraunhofer IWES; DBFZ et al. 2015; VDE und ETG 2015; Braun 2015; ISEA RWTH Aachen 2016; Agentur für Erneuerbare Energien 2016a; 50Hertz Transmission GmbH et al. 2016a; Ecofys 2014; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) 2014)	64
Tabelle 3. Beispiel relevanter Flexibilitätsoptionen in der Netzgebietsklasse windenergiedominiert nach Wirkung auf den Engpass, aktuell verfügbarem Potenzial und der zukünftigen Entwicklung (Trend), eigene Darstellung Fraunhofer IWES und Ecofys	67
Tabelle 4. Übersicht zur Einordnung des Flexibilitätsbedarfs und -potenzials nach vier Netzgebietsklassen, eigene Darstellung Fraunhofer IWES und Ecofys	68
Tabelle 5. Übersicht aller Flexibilitätsoptionen in den ausgewählten Netzgebietsklassen nach Wirkung auf den Engpass, aktuell verfügbarem Potenzial und der zukünftigen Entwicklung (Trend), eigene Darstellung Ecofys und Fraunhofer IWES	134
Tabelle 6. Übersicht Flexibilitätsoptionen, eigene Darstellung Fraunhofer IWES und Ecofys	135
Tabelle 7. Beschreibung bestehender Hemmnisse für Erzeuger, eigene Darstellung Fraunhofer IWES	140
Tabelle 8. Beschreibung bestehender Hemmnisse für Lasten, eigene Darstellung Fraunhofer IWES	142
Tabelle 9. Beschreibung bestehender Hemmnisse für Hybridsysteme, eigene Darstellung Fraunhofer IWES	143
Tabelle 10. Illustration eines exemplarischen morphologischen Kastens mit verschiedenen Modelleigenschaften, eigene Darstellung Ecofys	144

Kernergebnisse

1. Netzengpässe sind in manchen Regionen die neue Normalität. Ihre Behebung bedarf regionaler Flexibilität. Das sind die Lehren aus den steigenden Redispatch- und Windstromabregelungsmengen. Ergänzend zum bundesweiten Strommarkt sind deshalb neue regionale Smart Markets notwendig. Sie haben zum Ziel, regionale Flexibilität zu mobilisieren und damit die Effizienz des Systems zu erhöhen. Sie dienen der Vermeidung und Behebung von Netzengpässen. Damit reduzieren sie Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen.

Auf den heutigen Strommärkten (*Day-Ahead*- und *Intraday*-Markt) erfolgt die Preisbildung unter der Fiktion einer „Kupferplatte“. Die Marktakteure agieren, als ob ihnen die Netzkapazität vollständig zur Verfügung stünde und das Netz frei von Engpässen wäre. Im realen Netzbetrieb entstehen jedoch physikalische Restriktionen wie strombedingte Netzengpässe, die die Strommärkte nicht abbilden. Dabei sind die Netzengpässe häufig regional oder lokal konzentriert, wie dies gegenwärtig insbesondere im Norden Deutschlands der Fall ist. Um die Netzstabilität zu gewährleisten, müssen die Netzbetreiber in solchen Situationen Maßnahmen wie *Redispatch* (Herauf- und Herunterfahren von konventionellen Erzeugungsanlagen auf beiden Seiten eines Engpasses) oder *Einspeisemanagement* (Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen) ergreifen. Die Anzahl der Einsätze und abgeregelten Energiemengen ist in den letzten Jahren im Trend deutlich gestiegen: Allein 2015 betrug das *Redispatch*-Volumen 16.000 Gigawattstunden und das *Einspeisemanagement* 4.722 Gigawattstunden, was in beiden Fällen ungefähr einer Verdreifachung gegenüber dem Vorjahr entspricht. Die hieraus resultierenden Kosten (2015: rund 900 Millionen Euro) werden über die Netzentgelte sozialisiert. Selbst wenn temporäre Netzengpässe in manchen Regionen durch Netzausbau behoben werden können, kom-

men neue Treiber in der längerfristigen Perspektive hinzu. Der sogenannte Drei-Prozent-Ansatz in der Netzausbauplanung sieht vor, dass eine dreiprozentige Spitzenkappung von Onshore- Windenergie- und Photovoltaikanlagen für eine volkswirtschaftlich effiziente Auslegung der Netze zugrundegelegt wird. Des Weiteren wird mehr netzdienliche Flexibilität für ein System mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien (EE) und neuen Anwendungen auf Verbrauchsseite wie Elektromobilität und zuschaltbaren Lasten wie *Power-to-Heat* benötigt. Anstatt EE-Strom abzuregulieren, kann er so im Wärme- und Verkehrssektor genutzt werden. Diese Anreizlücke an der Schnittstelle von Markt und Netz zu schließen, ist die Aufgabe des *Smart Markets*. Flexibilitätsoptionen wie *Power-to-Heat*, Speicher, flexible Lasten und Erzeugung können hier eingesetzt werden, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben, bevor es zur Abschaltung von EE-Anlagen kommt.

2. Die Netzregionen stehen vor unterschiedlichen Herausforderungen, deswegen eignen sich unterschiedliche Smart-Market-Modelle je nach Netzregion. In winddominierten Gebieten entlasten Smart Markets Netzengpässe durch den Einsatz von Nachfrageflexibilitäten wie Power-to-Heat. Hier eignen sich Modelle mit Flexibilitätsbezug durch den Netzbetreiber. In last- und photovoltaikdominierten Regionen geht es darum, Engpässe durch hohe Gleichzeitigkeit von Lasterhöhung (zum Beispiel Nachtspeicherheizungen, in der Zukunft Aufladen von Elektroautos) oder von Stromeinspeisung in die unteren Verteilnetzebenen zu verringern. Hier eignen sich eher Quotenmodelle, die auch mit Sekundärmarkt ausgestaltet werden können.

Das Netzgebiet in Deutschland ist durch eine starke Heterogenität geprägt. Wie ein künftiger *Smart*

Market ausgestaltet sein soll, hängt von den Herausforderungen in der jeweiligen Netzregion ab. Es gibt eine Vielzahl von Möglichkeiten, Koordinationsmechanismen für *Smart Markets* zu gestalten. Hierbei lassen sich zwei wesentliche Grundprinzipien unterscheiden: Die Anwendung einer Quote oder ein Flexibilitätsbezug durch den Netzbetreiber. Im Quotenmodell evaluiert der Netzbetreiber auf Basis der erwarteten Erzeugung und Last die potenziellen Lastflüsse und prüft, ob ein Engpass zu erwarten ist. Falls ja, quotiert er die verursachenden Erzeuger oder Verbraucher (zum Beispiel an einem Netzstrang) so weit, bis ein sicherer Netzzustand erreicht wird. Im Quotenmodell mit Sekundärmarkt können anschließend quotierte Netznutzer ihre Einspeise- oder Bezugsrechte handeln. Es ist insbesondere in last- und photovoltaikdominierten Netzregionen geeignet, wo eine Vielzahl von Akteuren, kein vermaschtes Netz, Gleichzeitigkeitseffekte und Netzengpässe in unteren Spannungsebenen vorhanden sind. Bei *Smart-Market*-Modellen mit Flexibilitätsbezug durch den Netzbetreiber tritt hingegen der Netzbetreiber als *Single Buyer* nach Flexibilität zur Vermeidung eines Netzengpasses auf. Die *Smart-Market*-Modelle mit Flexibilitätsbezug können über eine Erweiterung bestehender Märkte durch eine lokale Produktkomponente mit der notwendigen Netzengpassinformation erfolgen (regionaler RegelenergiemarktPlus oder *IntradayPlus*), über ein Kaskadenmodell oder eine eigenständige, neue Flexibilitätsplattform, die ausschließlich als Engpassmanagement-Plattform dient. Diese Modelle eignen sich insbesondere für *Smart Markets* in winddominierten Regionen. Hier bestehen vermaschte Netze, in denen mehrere Flexibilitätsoptionen beispielsweise dazu dienen können, einen überlagerten Engpass zu entlasten, sodass ausreichend Liquidität vorhanden sein kann. Falls nicht ausreichend Liquidität vorhanden ist, lassen sich diese Modelle auch mit regulierter Preisbildung umsetzen. Die Koordination mit bestehenden Märkten wie dem Regelenergiemarkt und die Schaffung der notwendigen Schnittstellen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sind entscheidend. So kann auch der Übertragungsnetzbetreiber Anfor-

derer der Netzengpassentlastung sein, während der (Anschluss-)Verteilnetzbetreiber als Koordinator die Flexibilitäten steuert. Zusätzlich zu den jeweiligen Modellen ist zudem die detaillierte Ausgestaltung entscheidend: Dies betrifft insbesondere die Frage, ob eine freie Preisbildung oder eine feste Vergütung umgesetzt wird.

3. Der Kosten-Benchmark für *Smart Markets* sind die derzeitigen *Redispatch*- und *Einspeisemanagementkosten* – diese müssen sie unterbieten. Deswegen stellen die hierfür gezahlten Vergütungen auch die Preisobergrenze für regionale Flexibilitätsprodukte dar. Mittelfristig stellt sich bei einer hohen Verbreitung von Elektroautos die Frage nach dem optimalen Mix aus Netzausbau und Netzengpassbehebung – und wer dabei welche Kosten trägt.

Der vollständige Netzausbau bis auf „die letzte Kilowattstunde“, der eine Abregelung von Anlagen überflüssig macht, entspricht nicht einer Gesamtkostenoptimierung. Der sogenannte Drei-Prozent-Ansatz bei der Netzplanung trägt dieser Tatsache neuerdings Rechnung: Demnach können Netzbetreiber eine Spitzenkappung in Höhe von bis zu drei Prozent der jährlich durch Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen produzierten Energiemenge bei der Netzplanung berücksichtigen. Für Übertragungsnetzbetreiber ist diese Berücksichtigung bei der Netzplanung sogar verbindlich. *Smart Markets* setzen als Koordinationsmechanismus in der „gelben Phase“ der Netzampel an, bevor die kritische „rote Phase“ erreicht ist, in der der Netzbetreiber *Redispatch*- oder *Einspeisemanagementmaßnahmen* ergreifen muss. Durch *Smart Markets* werden regionale Flexibilitätsoptionen zur Engpassbehebung angereizt, die günstiger als die Maßnahmen in der „roten Phase“ sind, wobei letztere idealerweise vermieden wird. Zur Allokation der engpassbedingten Kosten gibt es zwei verschiedene grundsätzliche

Ansätze. Unter der Prämisse, dass jeder Netznutzer – Erzeugungsanlage oder Verbraucher – Anspruch auf ein engpassfreies Netz hat, trägt der Netzbetreiber die volle Verantwortung und damit auch die Kosten für die Behebung der Netzengpässe („Kupferplatte“), wobei die Kosten sozialisiert werden können. Das zweite Prinzip sieht hingegen vor, dass der Netzbetreiber den Netznutzern den freien Netzzugang nur bis zu einer volkswirtschaftlich sinnvollen Grenze gewährleistet. Damit wird das Paradigma der engpassfreien „Kupferplatte“ aufgelöst und die Verantwortung für die Engpässe auf die Netznutzer übertragen.

4. Smart Markets sind eine No-Regret-Option, für deren Umsetzung regulatorische Hemmnisse abgebaut und Ansätze bereits bestehender Regelungen weiterentwickelt werden müssen. Zentral ist hierbei auch eine Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen, da sie entscheidenden Einfluss auf die (regionale) Bereitstellung von Flexibilität haben. Vor allem sind Interaktionen mit bestehenden Strommärkten, eine Weiterentwicklung in der Netzplanung sowie in der Koordination zwischen den Akteuren bezüglich Datenaustausch und Steuerung zu beachten.

Kurzfristige Maßnahmen sind beispielweise die Implementierung des freiwilligen Quotenmodells in Teilen Süddeutschlands in Koordination mit der Ausgestaltung der Verordnung gemäß § 14a EnWG, die Einführung verpflichtender Engpassprognosen durch relevante Verteilnetzbetreiber im *Day-Ahead*, verpflichtende regionale Netzausbauplanung für die 110-Kilovolt-Ebene und die Klarstellung des Vorrangs für Netzengpassbehebung gegenüber der Regelleistungsbereitstellung. Damit benötigte Flexibilität in einen fairen Wettbewerb treten kann, sollten darüber hinaus ungewünschte Verzerrungen der

Energiepreise durch das System der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen abgebaut werden. Energiepreise sollten vielmehr die richtigen Signale für Klimaschutz und die Energiewende geben: Dies wird separat in einer weiteren Studie von Agora Energiewende untersucht (*Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft*). Weitere Schritte sind die Evaluierung der Ausschreibungen von zuschaltbaren Lasten gemäß § 13 (6) EnWG und der *Smart-Market-Demonstrationsvorhaben* im Rahmen von SINTEG („Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“), um empirische Erkenntnisse zur Umsetzung von *Smart-Market-Mechanismen* zu gewinnen. Relevante mittelfristige Maßnahmen sind die verpflichtende Bereitstellung von regionalen Fahrplänen für Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen, die Implementierung eines weiteren *Smart-Market-Modells* mit Flexbezug in Norddeutschland, die Einführung eines Sekundärmarktes für das Quotenmodell, die Koordinierung der verschiedenen *Smart Markets* mit dem *Redispatch*-Prozess der Übertragungsnetzbetreiber sowie die Weiterentwicklung der Engpassprognose für Verteilnetzbetreiber und der Regelleistungsprodukte. Langfristig sind insbesondere die Koordination von bestehenden *Smart-Market-Modellen* und Mechanismen auf europäischer Ebene und die Weiterentwicklung von *Smart-Market-Modellen* zur Integration weiterer Sektoren erforderlich.

Zusammenfassung

Mit der Umsetzung der Energiewende befindet sich das Energieversorgungssystem im Wandel. Damit gehen neue Herausforderungen an die Netzinfrastruktur und an den Netzbetrieb einher. In den letzten fünf Jahren sind die Aufwendungen für alle Maßnahmen zur Netzengpassbehebung durch die Netzbetreiber um den Faktor zehn auf knapp eine Milliarde Euro pro Jahr angestiegen. In der Summe entspricht die betroffene Energiemenge im Jahr 2015 bereits mehr als drei Prozent der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland. Als wesentliche Treiber für diese Entwicklung gelten der starke Zubau an Erneuerbaren Energien (EE), der verzögerte Netzausbau, die hohe Mindesterzeugung von konventionellen Kraftwerken (*Must-run*) und die voranschreitende europäische Marktintegration. Das Aufkommen neuer Verbraucher wie Elektromobilität oder Wärmepumpen und neue Netzplanungskonzepte im Verteilnetz (Spitzenkappung) bedingen perspektivisch einen weiteren deutlichen Anstieg an Engpässen.

Vor diesem Hintergrund hat die vorliegende Studie von Ecofys und Fraunhofer IWES im Auftrag von Agora Energiewende das Ziel, entsprechende Konzepte für sogenannte *Smart Markets* zur effektiven und effizienten Adressierung von Netzengpässen zu entwickeln, zu bewerten und einen regulatorischen Fahrplan für ihre Umsetzung vorzuschlagen.

Was sind *Smart Markets*?

Unser Strommarktdesign basiert auf dem Grundsatz der Trennung von Markt- und Netzsphäre. Akteure in der Marktsphäre sind Stromerzeuger, Stromlieferanten und Stromverbraucher. Auf den deutschen Strommärkten (zum Beispiel *Intraday* und *Day-Ahead*) erfolgt die Preisbildung ohne Berücksichtigung von Netzengpässen. Im realen Netzbetrieb entstehen jedoch physikalische Restriktionen, die durch die Märkte nicht abgebildet werden. Im Netzbereich sind die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber die relevanten Akteure. Diesen kommt eine übergeordnete Systemverantwortung zu. Ist das Stromsystem gefährdet oder gestört, können die Netzbetreiber ver-

schiedene Koordinierungsinstrumente einsetzen, um die sich aus dem Marktergebnis eigentlich ergebenden Lastflüsse mit den physikalischen Bedingungen in Einklang zu bringen. Diese aktuellen Instrumente der Netzbetreiber umfassen beispielsweise den *Redispatch* konventioneller Kraftwerke sowie die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen, das sogenannte *Einspeisemanagement*. Insbesondere das *Einspeisemanagement* war ursprünglich als Notfallmaßnahme der Netzbetreiber für wenige extreme Stunden im Jahr gedacht. Inzwischen gehören *Redispatch* und *Einspeisemanagement* jedoch sowohl in den Verteil- als auch in den Übertragungsnetzen zum operativen Alltag, mit einer stetig steigenden Komplexität in der Koordinierung.

Smart Markets haben das Potenzial, diese Koordinationsaufgabe bei dem Management und der Vermeidung von Netzengpässen effizienter wahrzunehmen. In dieser Studie werden *Smart Markets* als Koordinationsmechanismus definiert, der zwischen Markt- und Netzsphäre vermittelt. In aktuell diskutierten Ampelkonzepten wird diese Sphäre als gelbe Phase bezeichnet. *Smart Markets* sind aufgrund ihrer Funktion charakterisiert durch eine zeitliche und räumliche Komponente, da sie regionale Netzengpässe beheben und vermeiden. Daher haben sie Monopolcharakter und sind regulierungsbedürftig.

Bei der Konzeptionierung von *Smart Markets* ist zu berücksichtigen, dass sich aufgrund des voranschreitenden Netzausbaus einige derzeit bestehende Netzengpässe auflösen werden (temporäre Netzengpässe). Andere werden, nicht zuletzt aufgrund der gesetzlich vorgesehenen Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung (Abregelung von bis zu drei Prozent der Energiemenge aus Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen), auch in Zukunft bestehen bleiben.

Die Herausforderung der Netzengpässe unterscheidet sich je nach Netzregion stark in Abhängigkeit von der spezifischen Netztopologie sowie der Erzeugungs- und Laststruktur. 2015 fielen beispielsweise mit

mehr als drei Terawattstunden rund 65 Prozent der Abregelung von EE-Anlagen in Schleswig-Holstein an, primär aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz. Zukünftig sind aber auch verstärkt Photovoltaik- und lastgetriebene Engpässe im Verteilnetz in Süddeutschland zu erwarten. Aufgrund dieser Heterogenität unterscheiden wir in dieser Studie auf Basis einer Auswertung verschiedener Regionalisierungsansätze in aktuellen Verteilnetzstudien (dena 2012; E-Bridge et al. 2014; Energynautics GmbH et al. 2014) vier relevante Netzgebietsklassen:

1. In der Netzgebietsklasse **winddominiert** (Beispielregion: Schleswig-Holstein) ist das aktuelle Engpassaufkommen sehr hoch und steigt zukünftig weiter an. Primär sind Netzengpässe in der Hoch- und Höchstspannung verortet. Das verfügbare Potenzial an Flexibilitätsoptionen ist aktuell hoch und in der Zukunft stark steigend. Hierzu zählen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) mit *Power-to-Heat*, Windenergie, Biomasse und zukünftig steuerbare Verbraucher.
2. In der Netzgebietsklasse **lastschwach / EE-dominiert** (Beispiel: Mecklenburg-Vorpommern oder Brandenburg) liegen aktuell Engpässe überwiegend in der Hochspannungsebene und zeigen aktuell und zukünftig ein hohes Aufkommen. Die Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen ist differenziert zu betrachten. Für den möglichen Einsatz in *Smart Markets* sind Biomasseanlagen eine wichtige erschließbare Flexibilität. Bis auf die derzeit schon bestehende Option der Abregelung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen sind die Potenziale im KWK- und Lastbereich gering.
3. Die **photovoltaikdominierten** Netzgebiete (Beispiel: Bayern) zeigen aktuell einen sehr geringen Umfang an Netzengpässen in der Mittel- und Hochspannung, aber mit steigender Tendenz. Hier sind verschiedene Flexibilitätsoptionen mit einem mittleren bis hohen Aufkommen verfügbar. Im Vergleich zu den ersten beiden Regionen spielen Photovoltaikhybridsysteme und steuer-

bare Verbraucher (derzeit Nachtspeicherheizungen, zukünftig Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen) eine wesentliche Rolle.

4. Keine Netzengpässe treten derzeit in der vierten Netzgebietsklasse **laststark / vorstädtisch** auf. In diesen Netzen ist zukünftig aber ein starker Anstieg an lastgetriebenen Engpässen (Ladevorgang von Elektrofahrzeugen / Gleichzeitigkeitseffekte) zu erwarten, primär in der Nieder- und Mittelspannung.

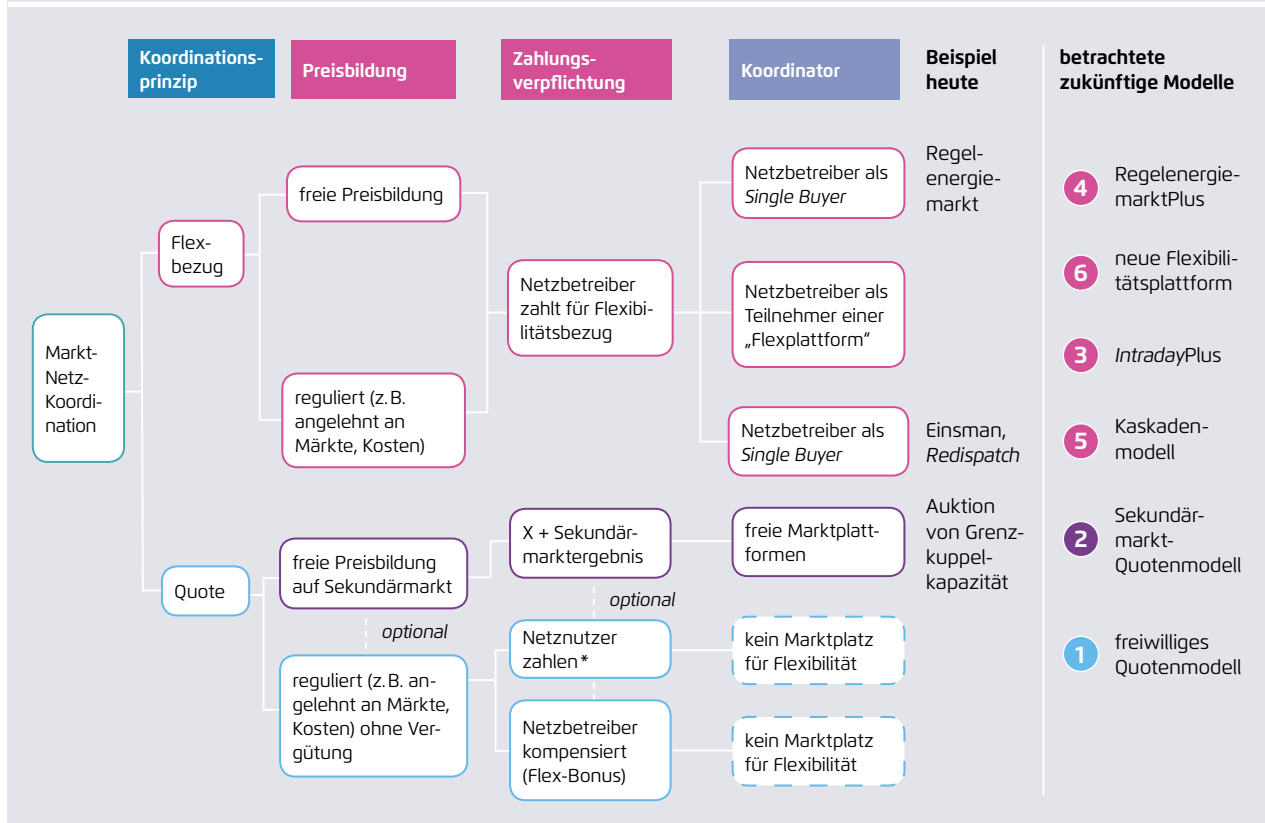
Welche Smart-Market-Modelle sind denkbar?

Um *Smart-Market*-Modelle zur Engpassbewirtschaftung zu entwickeln, verwenden wir in dieser Studie einen **morphologischen Baukasten**. Dieser umfasst relevante Modelleigenschaften für die Konzeptualisierung eines *Smart Markets* und identifiziert deren potentielle Ausgestaltungsformen. Diese Modelleigenschaften sind in vier Hauptgruppen eingeteilt: Grundprinzipien, Produktdefinition, Preisbildung und -weitergabe sowie Akteure. Jede dieser Hauptgruppen ist wiederum in verschiedene untergeordnete Kategorien eingeteilt. Auf diese Weise ermöglicht der morphologische Baukasten, die Ausgestaltung von *Smart Markets* zu systematisieren, da zunächst alle möglichen Kombinationen von Eigenschaften der verwendeten Kategorien betrachtet werden, aus denen dann konkrete *Smart-Market*-Modelle „zusammengebaut“ werden können. Entscheidende Kategorien sind das Koordinationsprinzip, die Preisbildung (frei vs. reguliert), die Vergütung sowie die Kategorie des anfordernden vs. koordinierenden Akteurs. Diese sind in Abbildung 1 veranschaulicht.

Als zentrales Unterscheidungsmerkmal (Kategorie) von *Smart Markets* dient das **Koordinationsprinzip** als Übermittlungsform der Engpassinformation vom Netzbetreiber in den Markt. Hierzu unterscheiden wir zwei wesentliche Eigenschaften: Modelle mit einer **Quotierung** oder mit einem **Flexibilitätsbezug**.

Die wichtigsten Koordinationsprinzipien und potentielle Ausprägungen

Abbildung Z-1



Ecofys

* beziehungsweise tragen Kosten für Einschränkung

- Bei Modellen mit einer **Quotierung** ist der Grundgedanke, dass der Netzbetreiber mögliche Netzrestriktionen dem Markt vorgibt. Daher quotiert der Netzbetreiber Erzeuger und Verbraucher innerhalb einer Netzregion auf Basis einer Engpassprognose. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, dass diese Quoten untereinander zwischen den Marktteilnehmern gehandelt werden, sodass sich ein Marktpreis für den *Smart Market* aufgrund der Preispräferenzen der Erzeuger und Verbraucher ergibt.
- Bei Modellen mit einem **Flexibilitätsbezug** ist der Grundgedanke hingegen, dass der Netzbetreiber Engpässe behebt, indem er als Nachfrager auftritt. Stromerzeuger und -verbraucher können sich weitgehend unabhängig von der Netzsituation am Strommarkt optimieren. Die Netzbetreiber treten dann beispielsweise als *Single Buyer* auf einem regionalen Markt für Flexibilität auf und kau-

fen bei den Marktteilnehmern so weit beziehungsweise Abschaltungen ein, bis Markt und Netz wieder im Einklang stehen.

Auf Basis des morphologischen Baukastens werden in dieser Studie sechs Modelle qualitativ entwickelt und bewertet: Zwei Quotenmodelle (freiwilliges Quotenmodell mit regulierter Preisbildung, Sekundärmarkt-Quotenmodell) und vier Modelle mit Flexibilitätsbezug (Kaskadenmodell, regionaler RegelenenergiemarktPlus, regionaler *IntradayPlus*, neue Flexibilitätsplattform).

In den zwei **Quotenmodellen** beschränkt der Netzbetreiber die Netznutzung (maximale Einspeisung beziehungsweise Bezug) engpassrelevanter Erzeuger oder Verbraucher für ein gewisses Zeitfenster auf Basis einer Engpassprognose. Innerhalb dieses

gesetzten Rahmens können Anlagenbetreiber und Verbraucher an allen Märkten (insbesondere Spotmarkt und Regelleistung) teilnehmen.

- In dem **freiwilligen Quotenmodell** bietet der Netzbetreiber dem Erzeugungsanlagenbetreiber oder Verbraucher eine regulierte Vergütung, wenn der Betreiber die Quotierung freiwillig einhält. Dieses Modell kommt dann zur Anwendung, wenn es (noch) nicht ausreichend Marktteilnehmer für einen wettbewerblichen Handel gibt.
- In dem **Sekundärmarkt-Quotenmodell** ist die Einhaltung der ermittelten Quote verpflichtend. Die betroffenen Betreiber haben kein Recht auf Entschädigung, können aber an einem Sekundärmarkt teilnehmen. Dieser zusätzliche Mechanismus ist vergleichbar zu den Flexbezugsmodellen, da hier eine Vielzahl an Anbietern und Nachfragern regional entsprechend ihren Kostenstrukturen und Zahlungsbereitschaften Flexibilitäten miteinander handeln können.

Mit der Ausprägung **Flexibilitätsbezug**, bei dem Netzbetreiber regionale Flexibilitätsprodukte einkaufen, haben wir vier Modelle entwickelt und bewertet:

- Zur Umsetzung des **Kaskadenmodells** wird eine lokale Flexibilitätsplattform eingerichtet, auf der teilnehmende Anlagen Informationen über ihre Fähigkeit zum flexiblen Einsatz zu verschiedenen Zeiten bereitstellen können. Der entsprechende Verteilnetzbetreiber (zum Beispiel größerer Anschlussnetzbetreiber) oder ein unabhängiger Dritter betreibt die Plattform, auf der der Verteilnetzbetreiber als *Single Buyer* für Flexibilitäten auftritt. Auf Basis einer Engpassprognose kann der Verteilnetzbetreiber gezielt auf effektiv entlastende Anlagen zugreifen. Diese werden dann für die Bereitstellung von Regelleistungsprodukten gesperrt. Die Anforderung kann auch durch den Übertragungsnetzbetreiber geschehen, die Kaskade läuft dann über den Verteilnetzbetreiber (oder Plattformbetreiber) als Koordinator, der auf die

Anlagen zugreift. Die betroffenen Anlagen erhalten auf Basis ihres Einsatzes eine regulierte Vergütung, zum Beispiel in Anlehnung an den Regelenenergiemarkt.

- Die Idee des regionalen **RegelenenergiemarktPlus** ist die Erweiterung der Regelleistungsprodukte um eine lokale Komponente. Auf diese Weise können die Netzbetreiber auf dem Regelenenergiemarkt direkt ersehen, wo die entsprechenden Anlagen lokalisiert sind und diese zielgerichtet für die lokale Engpassbewirtschaftung einsetzen. Der RegelenenergiemarktPlus wird durch die Übertragungsnetzbetreiber betrieben. Die Verteilnetzbetreiber haben ebenfalls Zugriff auf die Plattform für die eigene Engpassbewirtschaftung, unterliegen aber einer Informationspflicht an den Übertragungsnetzbetreiber.
- Ein von der prinzipiellen Ausgestaltungsidee her recht ähnliches Modell ist ein **regionaler IntradayPlus-Markt**. In diesem Modell wird dem auf dem regulären *Intraday*-Markt gehandelten Produkt zusätzlich eine regionale oder lokale Eigenschaft zugewiesen, ähnlich wie beim regionalen RegelenenergiemarktPlus. Der Verteil- oder Übertragungsnetzbetreiber tritt als Nachfrager auf. Der Handel kann über eine geeignete Auktionsplattform wie beispielsweise den bestehenden EPEX-Spotmarkt geschehen.
- Des Weiteren besteht die Möglichkeit, eine **neue Flexibilitätsplattform** zu schaffen, die allen Netzbetreibern ausschließlich für die Systemdienstleistung der Netzengpassbewirtschaftung zur Verfügung steht und die von einem unabhängigen Plattformbetreiber organisiert wird. Da sie exklusiv für diese Systemdienstleistung dient und nicht an bereits bestehende Märkte gekoppelt ist, ist sie nicht dem reinen Marktbetrieb zuzuordnen, sondern ausschließlich netzdienlich.

Neben der Diskussion um die Markt-Netz-Koordination stellt die Kostenallokation einen wesentlichen Bestandteil des Marktdesigns dar. Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklung der Netzengpässe und zukünftigen Treiber wie Elektrofahrzeuge

oder flexible Lasten, haben Fragen hinsichtlich der Optimierung und der optimalen Verteilung der Kosten eine zunehmende Relevanz in der Diskussion um *Smart Markets*. In der vorliegenden Studie unterscheiden wir deshalb grundlegende Prinzipien. Die zwei zentralen Grundprinzipien sind hierbei:

- Im Sinne einer **Sozialisierung** trägt der Netzbetreiber die volle Verantwortung und die Kosten für die Behebung der Netzengpässe.
- Im Sinne einer **Privatisierung** muss der betroffene Betreiber einer Erzeugungsanlage oder der Verbraucher die Kosten von Netzengpässen selbst tragen.

Wie die Kostenallokation im Rahmen der Struktur der Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern ausgestaltet wird, bleibt noch zu erörtern und zu entscheiden. Weitere Diskussionsbeiträge hierzu sind aus einer aktuell laufenden Studie von Agora Energiewende (*Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft*) zu erwarten.

Wie effektiv und effizient sind die Modelle im Vergleich?

Bei der Bewertung der Modelle für die verschiedenen Netzgebietsklassen hat sich gezeigt, dass aufgrund der Heterogenität der Netzregionen kein Modell dominant vorteilhaft in allen Netzgebietsklassen ist.

Die wesentlichen Unterschiede der Bewertung rühren aus der Einschätzung, inwieweit das jeweilige Modell die Koordinationsaufgaben effizient lösen kann, die sich in den jeweiligen Netzgebietsklassen stellen. Das wesentliche Kriterium ist dabei, inwieweit es die Marktstruktur zulässt, freie Preisbildung auf dem lokalen Markt umzusetzen und die Ausübung von Marktmacht zu vermeiden. Wesentliche Determinanten der Marktstruktur sind Größe, Anzahl und Homogenität der Akteure, die Einfluss auf den Engpass haben.

Freie Preisbildung, wie sie in den Modellen Sekundärmarkt-Quotenmodell, regionaler Regulenergie-marktPlus, regionaler *Intraday*Plus sowie bei der neuen Flexibilitätsplattform vorgesehen ist, führt bei Vorliegen vollständigen Wettbewerbs zu effizienten Marktergebnissen. Besteht jedoch Marktmacht einzelner Akteure und nutzen sie diese aus, so können diese Akteure im Sekundärmarkt-Quotenmodell kleine Verbraucher oder Vertriebe durch überhöhte Preise „aushungern“ beziehungsweise in den Flexibilitätsbezugsmodellen den Preis für die Flexibilität auf die maximale Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers treiben. Die natürliche Preisobergrenze wären demnach die ansonsten entstehenden Kosten für *Einspeisemanagement* oder *Redispatch*. Der *Smart Market* erfüllt dann seine Funktion, wenn er die Netz-Markt-Koordination günstiger erreicht als das aktuelle System. Hierbei ist zu erwähnen, dass der *Smart Market* in der gelben Phase der Netzampel angesiedelt ist und *Einspeisemanagementeinsätze* idealerweise vermeidet oder deutlich reduziert. Als *Ultima Ratio* bleibt dieses Instrument in der roten Phase des Netzbetriebs bei dem akuten Auftreten eines Netzengpasses bestehen.

Die genannten Voraussetzungen der Marktstruktur für eine freie Preisbildung sind voraussichtlich nur in der **winddominierten Netzgebietsklasse** gegeben, wo der Netzengpass typischerweise durch ein regionales Überangebot an Strom definiert ist und eine hinreichende Anzahl von nachfrageerhöhenden beziehungsweise produktionsmindernden Flexibilitäten erwartet werden kann – unter anderem durch *Power-to-Heat*-Anlagen, Lastmanagement, Stromspeicher oder die Reduktion des *Must-runs* von KWK-Anlagen. Stellen sich in der Realität die genannten Voraussetzungen für das Funktionieren des Wettbewerbs nicht ein, sind Modelle mit regulierter Preisbildung zu bevorzugen.

Eine Folge der freien Preisbildung ist es, dass eine lokale Preisinformation aus dem *Smart Market* in andere Strommärkte „überspringen“ kann und zu einer lokalen Ausdifferenzierung des Stromprei-

ses führt (Arbitrage). Dieser Effekt ist im Rahmen der Akzeptanz der Modelle zu berücksichtigen. Der relevante Unterschied zwischen den oben genannten Modellen mit freier Preisbildung ist die Form der Eingliederung in andere Märkte, die hier nicht isoliert beantwortet werden kann, da dies auch von der Entwicklungsperspektive der anderen Teilmärkte abhängt. Die Fragen nach einer künftigen Integration von Regelenergiemarkt, *Redispatch*-Markt und *Intraday*-Märkten sowie gegebenenfalls der Anzahl künftiger Preiszonen beziehungsweise Knotenpreise befinden sich derzeit in Diskussion. Die Diskussion um das Design von *Smart Markets* sollte hierin eingebettet werden.

In den **Netzgebieten lastdominiert / vorstädtisch** sowie **photovoltaikdominiert** liegen derzeit nicht die notwendigen Voraussetzungen für Wettbewerb und freie Preisbildung vor, da die potenzielle Teilnehmerzahl eines solchen Flexibilitätsmarktes zu gering wäre und das Risiko lokaler Marktmacht hoch ist. Dies hängt in den unteren Spannungsebenen, insbesondere in der Niederspannung, mit der geringeren beziehungsweise fehlenden Vermaschung zusammen, woraus sich nur ein sehr kleiner *Smart Market* ergibt. Konkret können effektiv nur die Akteure an dem betroffenen Strang auf den Engpass wirken – im Gegensatz zu stark vermaschten Regionen, die ein großes Einzugsgebiet haben. Allerdings könnten sich zukünftig Voraussetzungen für Wettbewerb und freie Preisbildung in den niedrigeren Spannungsebenen ergeben, wenn *Smart Markets* zukünftig statt Engpassbehebung auch der Vermeidung von Gleichzeitigkeitseffekten (zum Beispiel Zuschaltung von Lasten bei hoher Diffusion von Elektromobilität) dienen.

Wenn die notwendigen Voraussetzungen für Wettbewerb und freie Preisbildung jedoch nicht gegeben sind, ist für die Netzgebieten **lastdominiert / vorstädtisch** und **photovoltaikdominiert** zwischen den beiden Modellen mit regulierter Preisbildung abzuwägen: Das freiwillige Quotenmodell bietet sich dort an, wo weitgehend homogene Erzeugungs- oder Lasteinheiten in unvermaschten Nieder-

beziehungsweise Mittelspannungssträngen Netzengpässe verursachen. In diesen Situationen stehen wenige alternative Möglichkeiten zur Reduzierung des Netzengpasses zur Verfügung. Zudem können Gleichzeitigkeitseffekte, die sonst bei marktgetriebener Stromeinspeisung und Strombezug von vielen kleinen Anlagen (zum Beispiel Einspeisespitze durch Photovoltaikanlagen, Lastspitze durch gleichzeitiges Aufladen von Elektrofahrzeugen) entstehen können, hierdurch ebenfalls begrenzt werden. Ein Sekundärmarkt könnte helfen, die Quotierung besser zu verteilen, wenn beispielsweise durch Speichermöglichkeiten oder gesteuertes Laden unterschiedliche Präferenzen vorliegen.

Auch das Kaskadenmodell wäre hier in diesem Fall anwendbar. Aufgrund der Kleinteiligkeit der Anlagen ist jedoch abzuwägen, ob Transaktionskosten nicht mögliche Effizienzvorteile gegenüber einer Quotierung aufwiegen. Hier stellt sich insbesondere die Frage, wie hoch die Sicherheitsabschläge wären, die in der Regel in der Restriktion durch eine Quotierung beinhaltet sind. Die Flexbezugsmodelle sind auf solche Sicherheitsabschläge nicht angewiesen.

Zusammengefasst sind die Modellpräferenzen wesentlich von den Anforderungen der Netzgebietenklassen und den vorherrschenden Marktstrukturen abhängig. Deutschlandweit unterscheiden wir zwei Fälle:

1. Netzgebietenklassen mit dominierender Windstromeinspeisung (winddominiert und lastschwach / EE-dominiert, zum Beispiel Nord- und Ostdeutschland) kombiniert mit **Engpässen im Übertragungsnetz** und in höheren Spannungsebenen (Hochspannung) des Verteilnetzes und
2. Netzgebietenklassen geprägt von **Netzengpässen in den unteren Spannungsebenen** des Verteilnetzes (lastdominiert / vorstädtisch und photovoltaikdominiert, zum Beispiel Süddeutschland).

Für den ersten Fall, unter der Voraussetzung von ausreichend Liquidität und Wettbewerb, sind der

RegelenergiemarktPlus oder die neue Flexibilitätsplattform vorteilhaft. Für den zweiten Fall ist bei ausreichend Wettbewerb (zum Beispiel zur Vermeidung von Gleichzeitigkeitseffekten) und bei einer Präferenz für freie Preisbildung das Sekundärmarkt-Quotenmodell zu bevorzugen. Bei einer Präferenz für regulierte Preisbildung, aufgrund von fehlender Liquidität und fehlendem Wettbewerb, ist für beide Fälle das Kaskadenmodell und im zweiten Fall zusätzlich das freiwillige Quotenmodell geeignet.

Forschungsbedarf ergibt sich vor allem hinsichtlich der Weiterentwicklung dieser integralen Flexibilitätsmärkte. Die Projekte des BMWi-Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) können darüber hinaus Erkenntnisse über praktische Herausforderungen der prozessualen Umsetzung liefern, die von dieser Analyse nicht erfasst sind.

Welche Maßnahmen sind für eine Einführung von *Smart Markets* erforderlich?

Aufgrund des umfangreichen Anpassungsbedarfs und der derzeit noch offenen Ausgestaltungsfragen empfehlen wir eine schrittweise Implementierung von *Smart Markets*. Hierzu haben wir die abgeleiteten Maßnahmen zeitlich priorisiert. Im Zeitverlauf unterscheiden wir nach kurzfristigen (t + zwei Jahre), mittelfristigen (t + fünf Jahre) und langfristigen (t + zehn Jahre) Maßnahmen.

Kurzfristige Maßnahmen sind beispielweise die Implementierung des freiwilligen Quotenmodells in Teilen Süddeutschlands in Koordination mit der Ausgestaltung der Verordnung gemäß § 14a EnWG, die Einführung verpflichtender Engpassprognosen durch relevante Verteilnetzbetreiber im *Day-Ahead*, verpflichtende regionale Netzausbauplanung für die 110-Kilovolt-Ebene und die Klarstellung des Vorrangs der Netzengpassbehebung gegenüber der Regelleistungsbereitstellung. Um daraus gegebenenfalls resultierende Hemmnisse für EE-Anlagen im Regelleistungsmarkt zu adressieren, empfehlen

wir zusätzlich die Verkürzung der Ausschreibungszeiträume sowie Produktzeitscheiben am Regelleistungsmarkt. Schließlich empfehlen wir die Evaluierung der Ausschreibungen von zuschaltbaren Lasten gemäß § 13 (6) EnWG und der *Smart-Market-Demonstrationsvorhaben* im Rahmen von SINTEG, um empirische Erkenntnisse zur Umsetzung von *Smart-Market-Mechanismen* zu gewinnen. Damit benötigte (regional bereitgestellte) Flexibilität in einen fairen Wettbewerb treten kann, sollten darüber hinaus ungewünschte Verzerrungen der Energiepreise durch das System der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen abgebaut werden. Energiepreise sollten vielmehr die richtigen Signale für den Klimaschutz und die Energiewende geben. Dies wird weiter untersucht in einer separaten Studie von Agora Energiewende (*Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft*).

Relevante **mittelfristige Maßnahmen** sind die verpflichtende Bereitstellung von regionalen Fahrplänen für Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen, die Implementierung eines weiteren *Smart-Market-Modells* mit Flexbezug in Norddeutschland in Koordination mit der möglichen Weiterentwicklung des § 13 (6) EnWG, die Einführung eines Sekundärmarktes für das Quotenmodell, die Koordinierung der verschiedenen *Smart Markets* mit dem *Redispatch*-Prozess der Übertragungsnetzbetreiber sowie die Weiterentwicklung der Engpassprognose für Verteilnetzbetreiber und der Regelleistungsprodukte.

Langfristig sehen wir die Koordination von bestehenden *Smart-Market-Modellen* und Mechanismen auf europäischer Ebene und die Weiterentwicklung von *Smart-Market-Modellen* zur Integration weiterer Sektoren als erforderlich.

Management Summary

As the *Energiewende* progresses, Germany's energy system continues to undergo transition, bringing new challenges for grid infrastructure and system operations. Over the past five years, the costs for congestion management and curtailment have increased by a factor of ten, to about one billion euro per year. In 2015, more than three percent of Germany's yearly electricity generation was affected. The key drivers for this development are strong growth in renewables, delays in grid expansion, a high level of minimal power production (*must-run*) from conventional power plants and European market integration. The emergence of new consumer loads such as electric vehicles or heat pumps and innovative concepts in the network planning of distribution systems (such as curtailment) is going to increase congestion.

In the light of these developments, the present study conducted by Ecofys and Fraunhofer IWES for Agora Energiewende aims to evaluate appropriate concepts for "*smart markets*". The study develops and assesses efficient concepts of *smart markets* to address network congestion and proposes a regulatory roadmap for their implementation.

What are *Smart markets*?

German electricity market design is based on the principle of an unbundled power market and power network. The main stakeholders market participants in the electricity market are electricity producers, electricity suppliers and electricity consumers. In the German electricity market (such as *Intraday* and *Day-Ahead*) the pricing mechanism takes place regardless of network congestion. However, in real-life system operations, physical restrictions arise that are not accounted for by the current market. The main stakeholders in the power system are the transmission and distribution system operators, which are responsible for overall grid stability generally. If the power system stability is at risk or disrupted, system operators can use a variety of coordination mechanisms to align market-based load flows with physical realities. These mechanisms include the *re-dispatch* of conven-

tional power plants and the curtailment of renewables (*Einspeisemanagement*). Curtailment was initially intended to be a measure of last resort for a few hours each year but curtailment and *re-dispatch* have now become everyday operations of the distribution and transmission system operators, and the complexity of the coordination mechanisms is steadily increasing.

Smart markets can help coordinate network congestion management more efficiently. In this study, a *smart market* is defined as a coordination mechanism that mediates between the market and the power network. In the terms of the "traffic light" approach, the intersection between the market and the physical network represents a yellow phase. *Smart markets* are characterised by a spatial and time component. Furthermore, they have a monopolistic character, and thus need to be regulated.

While developing *smart markets*, it is necessary to consider that some existing network congestion (temporary congestion) will disappear as a result of ongoing network expansion. Others (permanent congestion) will continue to exist, partly due to the legal requirement that a certain proportion of curtailment be included in network planning (curtailment of up to 3 per cent of the production volume from onshore-wind and photovoltaics).

The challenge of network congestion differs greatly between regions in Germany depending on the specific network topology and on generation and load structures. For example, in 2015 more than 3 TWh (65 per cent of the total curtailment of renewables) had to be reduced due to grid congestion in the transmission system in Schleswig-Holstein. In the south of Germany, distribution system congestion will become more likely because of photovoltaics (PV) and flexible load. Because of the differences between regions, this study classifies network regions into four types. Our analysis is based on several regionalisation approaches in recent distribution network studies (dena 2012; E-Bridge et al. 2014; Energynautics GmbH et al. 2014).

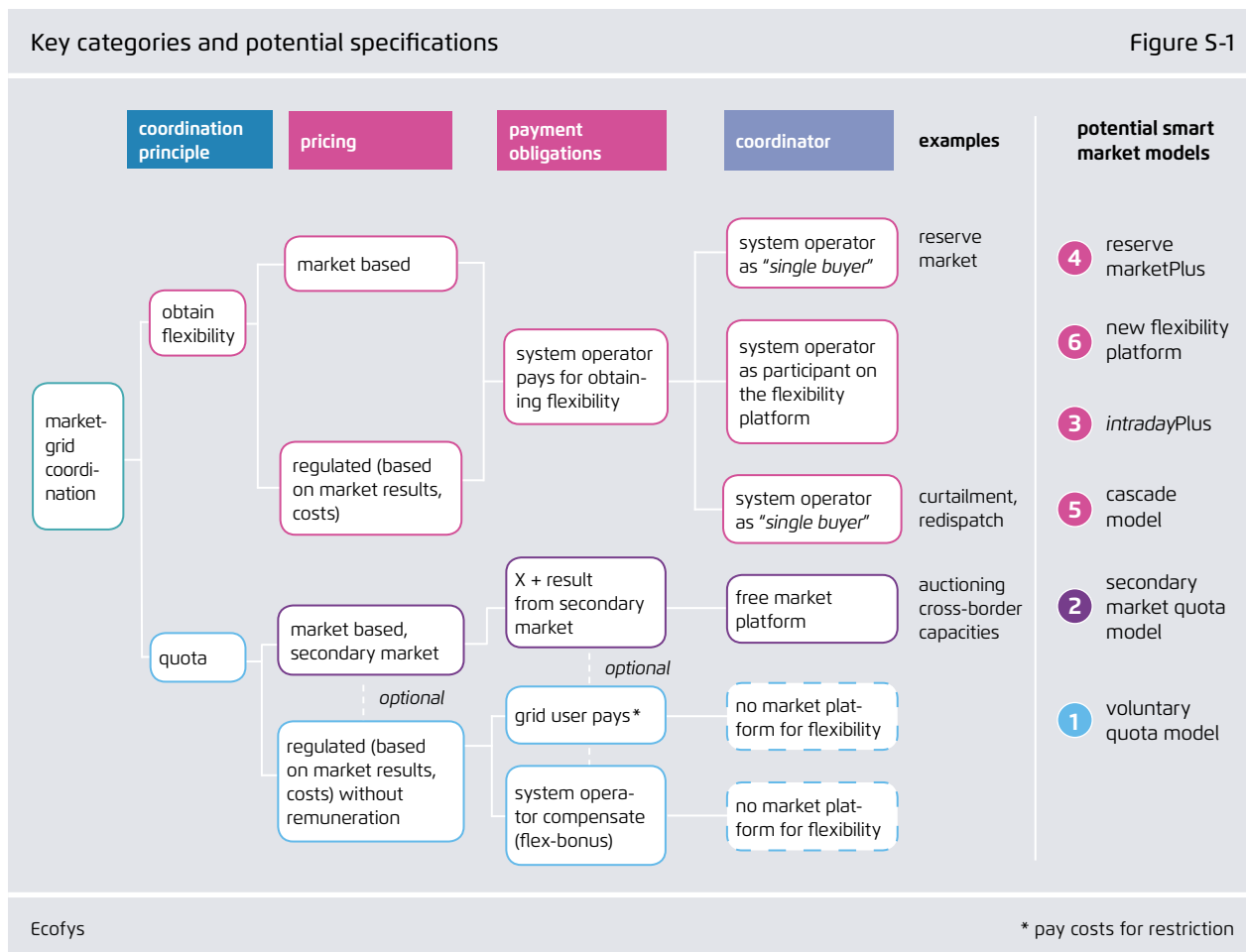
1. In **wind-dominated** grid regions (such as Schleswig-Holstein), the current level of grid congestion is very high and will continue to increase in the future. Congestion mostly arises at the high and extra high voltage levels. The potential for flexibility is currently high and will increase strongly in the future thanks to combined heat and power plants with *power-to-heat*, wind energy, biomass and, in the future, consumers with interruptible power supplies.
2. Congestion in the **low-load and renewable energy dominated** grid region (such as in Mecklenburg-Vorpommern or Brandenburg) arises mainly at the high-voltage level. Now and in the future, congestion volume will be high. The availability of flexibility options has to be analysed in a differentiated manner. Biomass can be an important source of flexibility for application in *smart markets*. Besides already existing option to curtail wind and solar PV, the flexibility potential of combined heat and power (CHP) systems and load is low.
3. **PV-dominated** grid regions (such as Bavaria) show a small amount of congestion in the medium and high voltage level, though levels are rising. There are various flexibility options available with medium to high volumes. Relative to the first two regions, PV-hybrid systems and controllable consumers (night storage heating, heat pumps and, in the future, electric vehicles) play an important role.
4. To date, no congestion has occurred in the fourth category: **high-load and suburban** grid regions. Nevertheless, it is expected that in the future an increase in load-driven congestion will arise mainly in the low and medium voltage level (due, say, to the simultaneous charging of electric vehicles).

Which *smart market* models are plausible?

In this study we use a morphological box to develop *smart market* models for congestion management. The **morphological box** includes relevant model characteristics to compare different designs and specify models. The model properties are divided into four groups: basic principles, product definition, pricing and actors. Each of these groups can be subdivided into further categories, as seen in figure 1. The morphological box allows the systematic design of *smart markets*. All possible combinations of characteristics can be considered, and from them concrete *smart market* models can then be “assembled”. The most relevant categories of *smart markets* are the coordination principle, pricing (market based versus regulated), compensation and coordinator. Figure 1 illustrates these four categories.

One of the main distinguishing features of *smart markets* is the principle of coordination, which defines how the system operator provides information about congestion to the market. There are two types of strategies: models with a **quota** (*Quotierung*) or models based on **obtaining flexibility** (*Flexbezug*).

- In models with a **quota**, the system operator restricts energy producers and consumers based on the congestion forecast. Generally, it is possible to trade these quotas between market actors, which leads to a market price for *smart markets* that depends on the price preferences of producers and consumers.
- In models based on **obtaining flexibility**, system operator solves congestion by acting as a demander. Power producers and consumers can optimise conditions independently from the grid situation at the energy market. For example, system operators can act as a single buyer in the regional market, obtaining power reductions or power increases until the market balances again.



Six models have been developed and evaluated qualitatively based on the morphological box: **two quota models**, the voluntary quota model with regulated pricing (*freiwilliges Quotenmodell*) and the secondary market quota model (*Sekundärmarkt-Quotenmodell*); and **four models with obtaining flexibility**, the cascade model (*Kaskadenmodell*), the regional reserve marketPlus (*RegelenergiemarktPlus*), the regional *IntradayPlus* and the new flexibility platform (*neue Flexibilitätsplattform*).

In the two **quota models**, the system operator limits the grid usage (maximum feed-in or load) of producers or consumers relevant for congestion for a certain time period based on a congestion forecast. Within the given range, plant operators can participate in all markets (in particular the spot market and the reserve power market).

→ In the **voluntary quota model**, the network system operator provides the producer or consumer with a regulated compensation if the unit owner voluntarily complies with the quotation. This model is applied when there are not yet enough market participants for sufficient competition.

→ In the **secondary market quota model**, compliance with the quota is obligatory. The affected unit owners do not receive compensation but can participate in a secondary market. This additional mechanism is comparable with models based on obtaining flexibility, since there is a large number of suppliers and buyers who can trade flexibilities based on cost structures and willingness to pay.

Regarding **models based on obtaining flexibility**, where system operators buy regional flexibility products, we have developed and evaluated four models:

- To implement the **cascade model**, a local flexibility platform is introduced. Here, participating units can provide information regarding their ability to provide flexibility at different times. The platform is operated by a significant distribution system operator or an independent third party. In this case, the distribution system operator acts as a single buyer for flexibility. Based on the congestion forecast, the distribution system operator can effectively access relevant power units. But the selected power unit will be blocked to provide reserve control power. The selected power unit will then receive a regulated remuneration, as in the reserve market.
- The idea of the **regional reserve marketPlus** is to expand reserve control products by a geographical component. In this way, system operators can directly see where the relevant installations are located and consider this information in order to address local network congestion. The regional reserve marketPlus is operated by transmission system operators. The distribution system operators also have access to the platform for their own congestion management but have to provide information to the transmission system operator.
- A similar model is the **regional IntradayPlus market**. In this model, regional or local characteristics will be assigned to products on the regular *Intraday*-market, similar to the regional reserve marketPlus. The distribution or transmission system operator acts as a demander. The trade can then take place via a suitable auction platform such as the existing EPEX spot market.
- It is also possible to create a **new flexibility platform** available to all system operators exclusively for network congestion management and organised by an independent platform operator. Since it serves this system service exclusively and is not linked to existing markets, it ensures grid stability although it is unrelated to normal market operations.

Alongside coordination between the market and the network, cost allocation is another essential part of

market design. Given current developments of network congestion and future drivers, such as electric vehicles or flexible loads, questions regarding the optimisation and optimal allocation of costs have gained importance within the *smart markets* discussion. We classify two basic principles are:

- In line with "**socialisation**", the system operator bears the full responsibility and costs for the elimination of the congestion.
- In line with "**privatisation**", the unit owner and consumer concerned must bear the costs of network congestion.

The way in which the cost allocation is laid out within the framework of the structure of network charges, levies, fees and taxes remains to be discussed and decided. Further contributions to the discussion are to be expected from an ongoing study by Agora Energiewende on new price models for the energy sector (*Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft*).

How effective and efficient are the models by comparison?

In the evaluation of the models for the various network regions, it has been shown that due to the heterogeneity of the regions, no model is clearly advantageous in all network regions.

The main differences in the outcome of the assessment result from the extent to which the respective model can efficiently solve the coordination challenges that occur in the specific grid regions. A key criterion is the extent to which the market structure allows market-based price formation on the local market and avoids exercising market power. The main characteristics of the market structure are the size, number and homogeneity of the actors who influence the congestion.

Market-based pricing, provided in the secondary quota model, regional reserve marketPlus, regional *IntradayPlus* and the new flexibility platform, leads

to efficient market results in the case of full competition. However, if the market power is concentrated in a limited number of individual actors, these players can 'starve out' smaller consumers or companies through excessive prices or drive the price of flexibility to the maximum willingness to pay of the system operator. Here, the natural price cap would be the regular costs for curtailment or *re-dispatch*. The *smart market* fulfils its function if it achieves the coordination between the market and the network more cost-effective than the current system. It should be noted that the *smart market* is located in the "yellow phase" of the traffic light approach and in the ideal case avoids or significantly reduces curtailment actions. As an instrument of last resort, regular curtailment remains in the "red phase" of system operation in the event of network congestion.

The stated conditions of the market structure for market-based pricing are expected to exist only in the **wind-dominated** grid region, where network congestion is typically defined by a regional oversupply of electricity. A sufficient number of demand-increasing or production-reducing flexibilities can be expected. These flexibilities can be provided by *power-to-heat* plants, demand-side management, battery storage or the reduction of the *must-run* CHP plants, among other measures. If the stated conditions for a functioning competition are not provided in reality, models with regulated price formation are to be preferred.

An effect of the market-based price formation may be that local price information from the *smart market* can influence other (global) electricity markets and lead to a local differentiation of the electricity price. This effect must be taken into account regarding the acceptance of the models. The relevant difference between the above-mentioned models with market-based pricing is how they are integrated into other markets that cannot be answered in isolation, as this also depends on the further development of overall market design. At the moment, various aspects of market design are under discussion, such as the

reserve control market, a *re-dispatch* "market", the *Intraday* markets and the optimal number of bidding zones or nodal prices. *Smart market* design should be included in this discussion.

In the **high-load / suburban** and **PV-dominated** grid regions, the necessary requirements for competition and market-based price formation are currently not satisfied, as the potential number of participants in such a market would be low, creating the risk of market power concentration. In the lower voltage levels, this difficulty arises because these networks are not meshed, resulting in a very small *smart market*. Here, only actors at the affected line can act effectively – in contrast to meshed networks, which have a large catchment area. Nevertheless, the conditions for sufficient competition and market-based price formation in the lower voltage levels can arise if *smart markets* also serve to avoid simultaneity effects (such as the coupling of loads in areas with a high penetration of electric vehicles).

If the necessary conditions for sufficient competition and market-based pricing are not satisfied, the models with regulated prices are preferred in the high load/ suburban and PV-dominated grid regions. The voluntary quota model is meant for unmeshed networks at a low or medium voltage level where network congestion is caused by homogenous power production and load. In these situations, there are few alternative options for reducing network congestion. This model allows the limitation of simultaneity effects, which may otherwise occur in the case of market-driven electricity feed-in and electricity consumption from many small installations (such as generation peaks from PV systems and load peaks from the simultaneous charging of electric vehicles). A secondary market could help the quotas better if, say, there are different preferences because of opportunities to store energy or control load.

The cascade model would also be applicable in this case. However, due to the small-scale nature of the installations, it is necessary to consider whether

transaction costs might not exceed potential efficiency advantages compared with quotas. This raises the question of safety margins usually included in the quota calculation. The models based on obtaining flexibility are not dependent on safety margins.

In **summary**, the question as to which model is the most suitable depends on specific characteristics of the different grid regions and on existing market structures. Two different cases can be differentiated in Germany:

1. grid regions that are dominated by a high feed-in of wind power (wind-dominated and low-load / renewable energy dominated, such as in northern or eastern Germany) in combination with congestion in the transmission system or at high voltage levels in the distribution system and
2. grid regions characterized by congestion at low and medium voltage levels in the distribution system (high-load and suburban and PV-dominated, such as in southern Germany).

In the first case, assuming sufficient liquidity and competition, the reserve marketPlus or the new flexibility platform are advantageous. For the second case, given the fact that there is sufficient competition (for the avoidance of simultaneity effects, say) and a preference for market-based pricing, the secondary market quota model should be preferred. In case there is a preference for regulated pricing – due, say, to insufficient competition or liquidity – the cascade model or in the second case also the voluntary quota model are suitable.

Above all, there is a need for further research on the further development of central flexibility markets. The so-called SINTEG showcase projects can provide insight into the practical challenges of implementation, which are not covered by this analysis.

Which measures are needed to implement *smart markets*?

Due to the extensive need for adjustment of the regulatory framework and the open questions that remain, we recommend a step-by-step implementation of *smart markets*. For this we have classified the measures into three types of priority: short term (t + 2 years), medium term (t + 5 years) and long term (t + 10 years).

Short-term measures include the implementation of the voluntary quota model in parts of southern Germany and in coordination with the foreseen implementation of an ordinance as stipulated by § 14a EnWG; the introduction of a mandatory *Day-Ahead* congestion forecast by relevant distribution system operators; obligatory regional network development planning for the 110 kV level; and the prioritization of congestion management over control reserve power. To overcome the resulting barriers to providing reserve control power for renewables, we suggest that tendering periods and the schedule of control power products should be shortened. Finally, we recommend to evaluate tenders for interruptible loads in accordance with § 13 (6) EnWG and that *smart market* demonstration projects be examined within the research programme SINTEG for new empirical insights into the implementation of *smart market* mechanisms.

To ensure that required (regional) flexibility be in a fair competition, potential unwanted distortion of energy prices needs to be addressed. This requires further adjustment of the structure of network charges, levies, fees and taxes. It is important that energy prices provide the right signals for climate protection and the energy transformation. Further contributions to the discussion are to be expected from a current ongoing study by *Agora* Energiewende about new price models for the energy sector.

Relevant **medium-term measures** include mandatory regional schedules for power units and flexibil-

ity options; a *smart market* model based on obtaining flexibility in northern Germany by taking into account the further development of § 13 (6) EnWG; the introduction of a secondary market for a quota model; the coordination of various *smart markets* with the *re-dispatch* process of transmission system operators; and the further development of *Day-Ahead* congestion forecasts by distribution system operators and reserve control products.

In the **long-term**, we see the need to coordinate existing *smart market* models and mechanisms at the European level and to integrate more energy sectors in *smart markets*.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Die Energiewende in Deutschland schreitet voran und nähert sich Jahr für Jahr dem gesetzten Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien (EE) am Stromverbrauch bis spätestens zum Jahr 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis 2050 schließlich auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017, EEG 2017). Da 95 Prozent der EE-Anlagen auf Verteilnetzebene angeschlossen sind (Bundesnetzagentur 2016b), geht dies mit einer strukturellen Änderung der Anforderungen an den Netzbetrieb und der betroffenen Infrastruktur einher. Es kommt zu zunehmenden Rückspeisungen aus den unterlagerten Verteilnetzebenen (Nieder-, Mittel- und Hochspannung) in die Übertragungsebenen (Höchstspannung) des Netzes. Diese Entwicklung erweitert insbesondere die Verteilungsfunktion der unteren Netzebenen um eine „einsammelnde“ Funktion. Aktuell ist das bestehende Netz nicht darauf ausgelegt. Entscheidend war bisher der maximale Lastfall und nicht die Menge der Rückspeisungen. Aus diesem Grund kommt es im Verteil- und Übertragungsnetz zu Engpässen, die häufig nur durch eine Abregelung der entsprechenden Energiequellen entlastet werden können. Dies führte 2015 dazu, dass Strom im Wert von knapp einer halben Milliarde Euro nicht genutzt werden konnte (Bundesnetzagentur 2016a). Jedoch auch wenn der Netzausbau insbesondere in den unteren Spannungsebenen voranschreitet, wird es in Zukunft keinen vollständigen Netzausbau „bis auf die letzte Kilowattstunde“ geben. Die Möglichkeit zur Spitzenkappung ist bei der Netzplanung im novellierten Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgeschrieben worden. Früher wurde das Netz so ausgelegt, dass es den Bedarfen aller Nutzer entsprach. Einspeisespitzen von Windenergie- und Solaranlagen, die nur in wenigen Stunden des Jahres auftreten, waren für die Dimensionierung der Netzausbauplanung ausschlaggebend. Solch ein „vollständiger“ Ausbau wäre ökonomisch aber ineffizient. Daher sieht der im EnWG ver-

ankerte „Drei-Prozent-Ansatz“ die Annahme einer dreiprozentigen Spitzenkappung der Einspeisung von Onshore-Windenergieanlagen und Solaranlagen vor, damit der Netzausbau volkswirtschaftlich sinnvoll erfolgt.

Aus all diesen Gründen stellt sich die Frage, wie diese Energie genutzt werden kann, statt abgeregelt zu werden, und wie Netzengpässe unter Heranziehung von Flexibilitätsoptionen – wie beispielsweise flexiblen Lasten – effizient bewirtschaftet werden können.

1.2 Zielsetzung und Aufbau der Studie

Die vorliegende Studie von Ecofys und dem Fraunhofer IWES im Auftrag von Agora Energiewende hat zum Ziel, entsprechende **Konzepte für sogenannte Smart Markets zur Bewirtschaftung von Netzengpässen** zu entwickeln, zu bewerten und einen regulatorischen Fahrplan für ihre Umsetzung vorzuschlagen. Gegenwärtig existiert ein Mosaik an verschiedenen Regelungen zum Einsatz von Flexibilitätsoptionen. Teils ergänzen sich diese, teilweise können die Regelungen in Bezug auf die Ausgestaltung von *Smart Markets* auch in Zielkonkurrenz zueinander stehen und zu Marktverzerrungen führen. Fußend auf den Ergebnissen der qualitativen Modellentwicklung für *Smart Markets* erfolgt daher in dieser Studie die Entwicklung von Handlungsempfehlungen für das deutsche Regelwerk, die in eine *Regulatory Roadmap* münden. Durch die Darstellung unterschiedlicher Modelle für *Smart Markets* – mit verschiedenen Ausgestaltungsvarianten im Rahmen der Koordination – bietet diese Studie zudem eine strukturierte Grundlage für die weitere Diskussion unter den relevanten Akteuren, Institutionen und Stakeholdern. Bei der Bewertung der Modelle geht die Studie auf die Heterogenität der Netzstruktur in Deutschland ein und illustriert diese anhand von Netzgebietsklassen.

Die Studie ist in sechs Kapitel gegliedert. Im folgenden **zweiten Kapitel** werden die heutigen und zukünftigen Entwicklungen in den Verteilnetzen aufgezeigt. Es werden die Treiber für zu beobachtende Netzengpässe benannt. Deren Intensität und Verursachung werden mithilfe einer strukturierten Einteilung in sogenannte Netzgebietsklassen analysiert. Es wird anschließend anhand existierender Verteilnetzstudien aufgezeigt, dass Netzausbau teilweise und ökonomisch effizient durch die Nutzung von Flexibilitäten ersetzt werden kann und dadurch die Gesamtkosten für den Strombetrieb gesenkt werden können. Dabei wird zwischen dauerhaften und temporären Engpässen unterschieden.

Im **dritten Kapitel** skizzieren die Autoren, welche Rolle *Smart Markets* zur Bewirtschaftung von Netzengpässen einnehmen können. Da das Ziel eine Koordination von Strommarkt mit den vorhandenen Netzkapazitäten ist, werden zunächst Markt- und Netzbereich voneinander abgegrenzt. Hierbei wird auch auf die Rolle von Maßnahmen durch die Netzbetreiber und Systemdienstleistungen eingegangen, die heute zur Sicherstellung eines stabilen Strombetriebs herangezogen werden. Dazu zählen Regelleistung, *Redispatch*, *Einspeisemanagement* und technische Mindestanforderungen. Aufbauend darauf stellen die Autoren existierende Definitionen von *Smart Markets* - in Abgrenzung zum *Smart Grid* - vor und leiten daraus eine Variante ab, die als Basis für die weitere Arbeit dient. Die Autoren zeigen auch einen „weißen Fleck“ in der Menge der existierenden Koordinationsinstrumente auf, den ein zu konzipierender *Smart Market* (auch) zu adressieren hat.

Um später bewerten zu können, ob ein *Smart-Market*-Konzept geeignet ist und zu effizienten Ergebnissen der Netzengpassbehebung führt, wird im **vierten Kapitel** das potenzielle Marktumfeld charakterisiert. Aufbauend auf den Netzgebietsklassen aus dem zweiten Kapitel haben die Autoren vier Fälle ausgewählt, die für die Anwendung von *Smart Markets* von besonderem Interesse sein könnten. Die Autoren lokalisieren die angeschlossenen Erzeu-

gungseinheiten und Lasten und analysieren Häufigkeit und Verteilung der bestehenden Netzengpässe. Es folgt eine qualitative Analyse der deutschlandweit bestehenden Flexibilitätsoptionen und ihrer Eignung zur Beteiligung bei einer Engpassbehebung.

Im **fünften Kapitel** und Hauptteil der Studie werden schließlich die Anforderungen an *Smart Markets* zur Koordination von Markt und Netz aufgegriffen. Auf dieser Basis werden Kategorien zur Beschreibung von *Smart Markets* entwickelt, die mittels eines morphologischen Kastens dargestellt werden und verschiedene Ausprägungen annehmen können. Sechs Modelle, die als Ausprägungstapel des morphologischen Kastens beschrieben werden können, werden anschließend ausgewählt und näher beschrieben und anhand festgelegter Bewertungskriterien für verschiedene Netzgebietsklassen geprüft.

Im **letzten Kapitel** wird schließlich aufgezeigt, welche Anpassungen der bestehenden Gesetzestexte und Regulierungsmechanismen vorgenommen werden müssen, um die ausgewählten Konzepte zu realisieren (*Regulatory Roadmap*).

2 Zukünftige Entwicklungen in den Verteil- und Übertragungsnetzen

Mit der Umsetzung der Energiewende befindet sich das Energieversorgungssystem im Wandel. Diese grundlegenden Änderungen schließen auch die Netzinfrasturktur mit ein. Hauptsächliche Treiber dieser Entwicklung sind aktuell der starke und flächendeckende Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und zukünftig neue Verbraucher mit hohen Entnahmespitzen (zum Beispiel Elektromobilität). Verteilnetze, die bisher darauf ausgelegt waren, den in den höheren Spannungsebenen produzierten und eingespeisten Strom an die Endkunden der unterlagerten Spannungsebenen zu verteilen, werden nun selbst zu rückspeisenden Netzen. Dies ist eine Abkehr von der unidirektionalen Stromverteilung von oben – aus dem Übertragungsnetz – nach unten und führt zu bidirektionalen Leistungsflüssen. Ungefähr 95 Prozent der EE-Anlagen sind an das Verteilnetz angeschlossen. Zudem kommt es durch die Konzentration der Erzeugung in Regionen mit einem sehr hohen Dargebot an Wind (Norddeutschland) und Sonneneinstrahlung (Süddeutschland) zu Nord-Süd-Transiten, um den Strombedarf überregional auszugleichen.

Folgende Entwicklungen und Treiber lassen sich unter anderem in den Verteilnetzen beobachten:

- Erzeugungsseite: Regional verteilter EE-Zubau und fluktuierende Einspeisung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen in verschiedenen Netzregionen
- Nachfrageseite: Entwicklung der Einwohnerdichte und Verbrauchszentren sowie neue Lasten wie Wärmepumpen, Elektromobilität, Speicher und Prosumer (also Verbraucher, die auch Strom erzeugen, beispielsweise Häuser mit Solaranlagen)
- Interaktion einer steigenden Anzahl von Akteuren (Erzeuger, Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, flexible Verbraucher, Prosumer, Direktvermarkter, neue Energiedienstleistungsunternehmen)

→ steilere Gradienten auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite (Gleichzeitigkeitseffekte, die zu Einspeise- und/oder Entnahmespitzen führen können)

Die **Herausforderung der Systemintegration** besteht dann, wenn **Stromerzeugung und -verbrauch räumlich und zeitlich** auseinanderfallen. Der Ausbau des **Übertragungsnetzes** stellt eine elementare Flexibilitätsoption dar, um den eingespeisten Strom über größere Distanzen hinweg zu transportieren und überregionalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch zu ermöglichen. Jedoch besteht nach wie vor großer Netzausbaubedarf: So sind von den geplanten knapp 8.000 Kilometern Höchstspannungsleitungen bislang erst etwas mehr als 700 Kilometer realisiert (Stand: drittes Quartal 2016, (Bundesnetzagentur 2016c; Bundeskabinett 2016))¹. Insgesamt gehen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der nächsten zehn Jahre von Gesamtinvestitionen in der Höhe von 22 bis 36 Milliarden Euro aus (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015). Zugleich befindet sich mit zunehmender EE-Einspeisung in die unteren Spannungsebenen die Rolle des Verteilnetzes stark im Wandel: Insbesondere über die Hochspannungsebene kommt es im Verteilnetz zum regionalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch – sowie gegebenenfalls zu den bereits erwähnten Rückspeisungen in das Übertragungsnetz. Mehrere Studien, darunter die Verteilnetzstudie der Deutschen Energie-Agentur (dena; dena 2012), die Verteilernetzstudie vom Bundesministerium für

1 Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) aktuell ergeben (inklusive Netzverstärkung), beträgt 6.100 Kilometer, aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) sind es 1.800 Kilometer. Hiervon wurden bislang 80 Kilometer aus dem BBPlG und 650 Kilometer aus dem EnLAG realisiert, insgesamt also rund 730 Kilometer der knapp 8.000 Kilometer der vorgesehenen Leitungen (Bundesnetzagentur 2016c; Bundeskabinett 2016).

Wirtschaft und Energie (BMWi; E-Bridge et al. 2014) sowie verschiedene regionale Studien der Bundesländer, zeigen auf, dass ein signifikanter Ausbau des **Verteilnetzes** notwendig ist, soll die Integration regenerativer Erzeugung in das Stromnetz auch tatsächlich gelingen. Für die folgenden 20 Jahre bis 2032 machte beispielsweise die dena-Verteilnetzstudie für verschiedene Ausbauszenarien einen zusätzlichen Ausbaubedarf von 130.000 bis 280.000 Kilometern aus. Dies entspricht einem Zubau von 8 bis 16 Prozent in Längenkilometern und geschätzten Gesamtinvestitionen von 23 bis 49 Milliarden Euro (dena 2012). Auch andere bundesweite und regionalspezifische Verteilnetzstudien kommen zu Ergebnissen in ähnlicher Größenordnung. Die Netzausbaukosten für das Übertragungs- und Verteilnetz liegen somit in einer vergleichbaren Größenordnung.

Aufgrund zu geringer Netzkapazitäten kommt es heute in manchen Regionen schon täglich zu Engpässen, wenn elektrische Betriebsmittel (in der Regel Stromleitungen oder Transformatoren) aufgrund der sich einstellenden Stromflüsse überlastet werden. Hierbei handelt es sich gegenwärtig insbesondere um thermische Limits.² So verfügt jedes Betriebsmittel über einen definierten Grenzwert, der sich aus der maximal zulässigen Strombelastung ergibt. Wird dieser Grenzwert aufgrund zu hoher Einspeisung verletzt, ergreift der Netzbetreiber Gegenmaßnahmen, um einen möglichen Ausfall der betroffenen Betriebsmittel zu verhindern und die Systemsicherheit zu gewährleisten. Im Rahmen der gesetzlichen Rangfolge der zur Verfügung stehenden Gegenmaßnahmen versucht der Netzbetreiber zuerst über Anpassungen der Fahrpläne konventioneller Kraftwerke – der sogenannte *Redispatch* – die Belastung der spezifischen Betriebsmittel zu vermindern. Erst wenn diese Anpassungsmaßnahmen ausgeschöpft sind, darf der Netzbetreiber als Ultima Ratio auch die Einspeiseleistung von EE-Anlagen reduzieren – das

sogenannte *Einspeisemanagement*. Diese EE-Abregelung führte bereits 2015 zu einer Ausfallarbeit von etwa 4,7 Terawattstunden (Bundesnetzagentur 2016a).

Der weitere Netzausbaubedarf ist regional sehr unterschiedlich und hängt von der Erzeugungs- und Laststruktur sowie von der Netztopologie ab. **Die erste Frage, die in diesem Kapitel beantwortet wird, ist daher, welche Zusammenhänge konkret zwischen den regionalen Merkmalen und dem Netzausbaubedarf beziehungsweise den Engpässen bestehen.**

Gleichzeitig ist bekannt, dass der Netzausbau als langfristige Maßnahme zur Engpassbehebung auch teilweise durch den Einsatz sogenannter Flexibilitätsoptionen substituiert werden kann. Dazu zählen beispielsweise Erzeugungs- und Lastmanagement oder Speicher. Die oben genannten Verteilnetzstudien zeigen auf, dass durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen der notwendige Netzausbau und die Gesamtkosten reduziert werden können. Dass es teilweise sogar günstiger ist, auf einen vollständigen Netzausbau zu verzichten und den Flexibilitäts-einsatz nicht nur als Notfallmaßnahme heranzuziehen, wurde vom Gesetzgeber erkannt und mit dem EnWG 2016 in § 11 (2) in Form der Spitzenkappung („Drei-Prozent-Ansatz“) berücksichtigt (EnWG 2016). Damit berechtigt er Netzbetreiber, eine Abregelung von bis zu drei Prozent der durch Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen produzierten Strommengen bei der Netzplanung zu berücksichtigen.³ **Dieses Kapitel beantwortet daher qualitativ als zweite Frage, inwiefern der Einsatz von Flexibilitätsoptionen zur Reduzierung der Netzausbaukosten und zur Reduzierung von Netzengpässen beitragen kann.** Dies sind potenziell jene Flexibilitätsoptionen, die am *Smart Market* teilnehmen können, der in dieser Studie skizziert wird.

² Langfristig wird gegebenenfalls auch die transiente Stabilität eine Rolle spielen, das heißt die Übertragung mit stabilem Phasenwinkel.

³ Übertragungsnetzbetreiber werden nach § 12b (1) EnWG 2016 zur Berücksichtigung der Spitzenkappung in ihrer Ausbauplanung verpflichtet.

2.1 Ursachen für Netzengpässe und Entwicklung von Maßnahmen zur Netzengpassbehebung in Deutschland

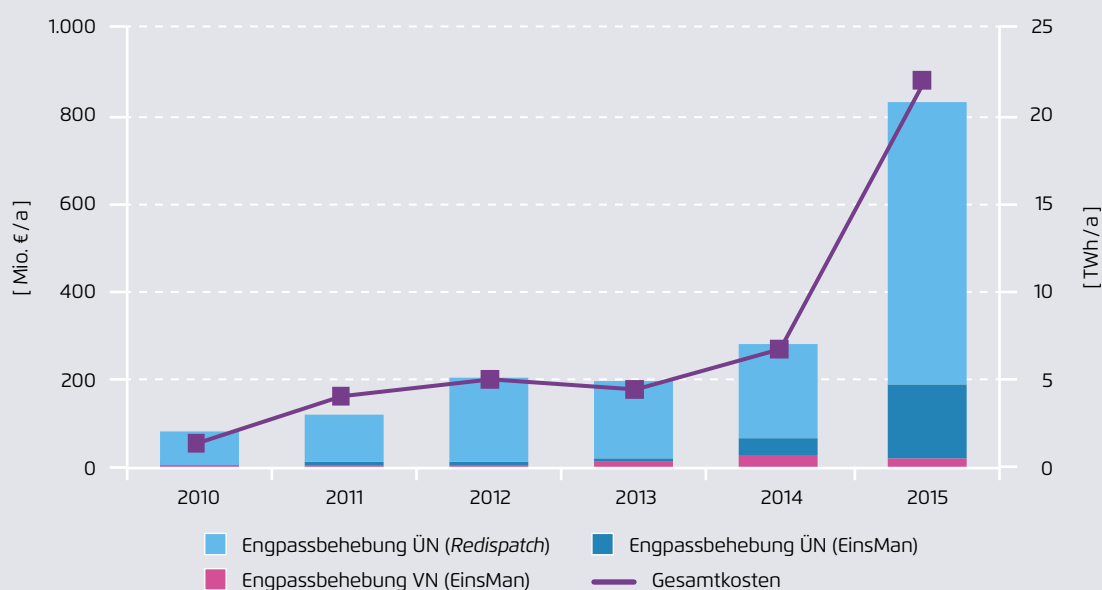
Verschiedene Ursachen haben in den letzten Jahren zu einem massiven Anstieg von Maßnahmen zur Netzengpassbehebung geführt (Abbildung 1). Allein im Jahr 2015 hat sich der Umfang der betroffenen Energiemengen im Vergleich zum Vorjahr verdreifacht. Somit beläuft sich 2015 die betroffene Energiemenge im konventionellen Kraftwerkspark auf 16 Terawattstunden. Weiterhin konnten 4,7 Terawattstunden an EE-Strom nicht eingespeist werden. Diese Energiemengen entsprechen im Jahr 2015 damit bereits mehr als drei Prozent der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland. Die resultierenden Kosten für die Netzbetreiber belaufen sich auf knapp 900 Millionen Euro.

Als wesentliche Treiber zählen der EE-Zubau, der verzögerte Netzausbau, die hohe Mindestleistung von konventionellen Kraftwerken (*Must-run*) und der integrierte europäische Markt. Zukünftig sind auch weitere Ursachen, insbesondere neue Verbraucher wie Elektromobilität, von lastgetriebenen Engpässen zu erwarten.

Ursprünglich wurde das Verteilnetz auf Basis der in den unterlagerten Spannungsebenen angeschlossenen Lasten ausgelegt. Diese waren vergleichsweise konstant und gut prognostizierbar. Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien von nahezu null im Jahr 1990 und 1,5 Gigawatt im Jahr 1995 auf aktuell über 90 Gigawatt installierter Leistung (BMW 2016) kam ein neuer dynamischer Faktor hinzu, der jene Herangehensweise infrage und die Übertragungs- sowie Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen stellt. Somit verläuft die Entwicklung von EE-Zubau

Entwicklung der Maßnahmen zur Netzengpassbehebung (Kosten und betroffene Energiemengen) gemäß § 13 EnWG, Unterscheidung nach Maßnahmen gemäß § 13 (1) EnWG (*Redispatch*) aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz, gemäß § 13 (2) EnWG (Einspeisemanagement) aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz und Verteilnetz

Abbildung 1



Eigene Darstellung Ecofys auf Basis von (Bundesnetzagentur 2016c, 2015, 2014; Ecofys 2012, 2013, 2015; MELUR 2015)

und Netzausbau in Deutschland in unterschiedlichen Geschwindigkeiten. Die EE-Nennleistung entwickelte sich dynamisch und stetig. Demgegenüber verläuft der Ausbau der Netzkapazitäten in diskreten Stufen und eilt dem EE-Ausbau nach. Insbesondere die Planungszeiträume der Netzplanung und Projektierung von EE-Anlagen unterscheiden sich je nach Systemebene oder Anlagentyp sehr stark voneinander. Verschärfend kommt in Deutschland hinzu, dass der Netzausbau im Übertragungsnetz nur mit deutlichen Zeitverzögerungen vorranksommt. Im Ergebnis dieser divergenten Entwicklung entstehen Deckungslücken zwischen der Netzkapazität und der Erzeugungskapazität, die in strombedingten Netzengpässen resultieren.

In Zeiten hoher Netzauslastung schränkt die Mindest-erzeugung und teilweise inflexiblere Fahrweise des konventionellen Kraftwerkparcs die Flexibilität der Netzbetreiber ein und verschärft somit die Netz-situation weiter (Götz et al. 2014). Die Mindest-erzeugung der Kraftwerke ergibt sich zum Beispiel aus der Vorhaltung von Leistung für den Regelleistungsmarkt oder die Wärmebereitstellung in Kraft-Wärme-Kopp-lungsanlagen (KWK-Anlagen).

Eine weitere zentrale Ursache für die Zunahme an Netzengpässen ist der zunehmende Handel zwi-schen Ländern im Rahmen der europäischen Markt-integration. Im aktuellen Marktdesign unterstellt der Strommarkt eine engpassfreie „Kupferplatte“. Dem-nach können beispielsweise große Strommengen aus Norddeutschland in Österreich bilanziell ver-kaufte werden, ohne physikalische Netzrestriktionen berücksichtigen zu müssen. Als Resultat kön-nen solche Handelsflüsse zu einer physikalischen Überlastung des Stromsystems aufgrund fehlender Transportkapazitäten führen. Um dennoch die Sys-temsicherheit zu gewährleisten, führt der Netzbe-treiber in solchen Situationen Leistungsanpassun-gen von konventionellen und EE-Anlagen in der Art durch, dass der sich einstellende Stromfluss zwischen Norddeutschland und Österreich auf die verfügbaren Netzkapazitäten begrenzt wird.

2.2 Einsatz von Flexibilitäten als Substitut für Netzausbau

Netzengpässe können verschiedentlich durch den Netzbetreiber adressiert werden. Grundsätzlich kann man zwischen **investiven und operativen Alternati-ven** unterscheiden, wobei bei Ersterer insbesondere der Netzausbau (bei gegebener Last- und Erzeu-gungsstruktur) gemeint ist. Operative Alternativen zum Netzausbau umfassen dagegen den Einsatz ver-schiedener Flexibilitätsoptionen wie Erzeugungsma-nagement, Speichereinsatz und Lastmanagement. Auf welche Weise diese Flexibilitätsoptionen beschafft und eingesetzt werden können, wird durch den regu-latorischen Rahmen definiert. Grundsätzlich stehen die verschiedenen Flexibilitätsoptionen in Wechsel-wirkung und sind bei der Adressierung des Engpas-ses weitgehend substituierbar.

Aktuelle Verteilnetzstudien (dena 2012; E-Bridge et al. 2014; Energynautics GmbH et al. 2014) führen in der Regel sogenannte Variantenrechnungen durch, die den Netzausbaubedarf unter verschiedenen Sze-narien und unter Einsatz verschiedener Flexibilitäts-optionen berechnen und vergleichen. Die Ergebnisse machen deutlich, dass der Ausbaubedarf je nach Nut-zung von intelligenten Betriebsmitteln oder Betriebs-strategien sowie Flexibilitätsoptionen teilweise erheblich reduziert werden kann. Beispielsweise zeigt die dena-Verteilnetzstudie, dass im Vergleich zum Referenzszenario des konventionellen Netzaus-baus ohne Spitzenkappung insbesondere durch die Abregelung von Einspeisespitzen von EE-Anlagen sowie den netzgetriebenen Einsatz von Speichern bis zu 25 Prozent beim Netzinvestitionsbedarf bis 2030 eingespart werden können. Für Lastmanagement berechnen sie jedoch nur einen marginalen Effekt auf die Netzausbaukosten.

Die BMWi-Verteilernetzstudie kommt zu einem ähnlichen Ergebnis. Die jährlichen Kosten für den Netzausbau und -betrieb können durch den Einsatz von Erzeugungsmanagement um etwa 200 Millionen Euro pro Jahr gesenkt werden. Mit „Erzeugungsma-

Einsparpotential bei Netzausbau unter Nutzung von Flexibilitäten nach
BMW-Verteilernetzstudie (links) und dena-Verteilernetzstudie (rechts)

Abbildung 2



E-Bridge et al. 2014; dena 2012

nagement“ ist die Abregelung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen um drei Prozent ihrer jährlichen Einspeisung gemeint. An den Berechnungen der dena-Verteilernetzstudie wird auch deutlich, dass das Abwägen zwischen Netzausbau und der Nutzung von Flexibilitätsoptionen ein Kostenminimierungsproblem ist. Verringerten Kosten für Leitungsbau oder innovative Betriebsmittel stehen erhöhte Kosten für den Flexibilitätseinsatz gegenüber, die sich im Falle von *Einspeisemanagement* aus der Entschädigung in Vergütungshöhe sowie erhöhten OPEX-Kosten für

den Systembetrieb⁴ zusammensetzen. Im Falle von Lastmanagement kann das eine auf Basis von festen Verträgen vereinbarte Vergütung sein oder, möglicherweise in Zukunft, ein auf einem lokalen Flexibilitätsmarkt bestimmter Preis.

4 Unter OPEX (*Operational Expenditures*) versteht man die im operativen Geschäftsbetrieb beziehungsweise im laufenden Netzbetrieb anfallenden Betriebskosten. CAPEX bezeichnet dagegen Kapitalkosten, das heißt beispielsweise Investitionen in die Infrastruktur (Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH 2016).

Um dieses Optimierungsproblem im Sinne des Endverbrauchers zu lösen und das volkswirtschaftliche Optimum zu erzielen, werden Mechanismen benötigt, die den Wert dieser Flexibilitäten für die Engpassbehebung sichtbar machen. Die Konzeptierung und Bewertung dieser Mechanismen ist Untersuchungsbereich der vorliegenden Studie.

Festgestellt werden kann jedoch bereits jetzt, dass in aller Regel der vollständige Netzausbau, der eine Abregelung von Anlagen überflüssig macht, nicht einer Gesamtkostenoptimierung entspricht. Dem hat der Gesetzgeber durch die Berücksichtigung von Spitzenkappung bei der Netzplanung in Höhe von bis zu drei Prozent der jährlich durch Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen produzierten Energiemenge Rechnung getragen („Drei-Prozent-Ansatz“). Für Übertragungsnetzbetreiber ist diese Berücksichtigung bei der Netzplanung sogar verbindlich. Die zugrundeliegende Idee für den Drei-Prozent-Ansatz ist, dass das Netz nicht für den Extremfall von selten auftretenden Einspeisespitzen, die vor allem durch die Einspeisung wetterabhängiger fluktuierender EE-Anlagen bedingt sind, ausgelegt wird. Auf diese Weise können laut Gesetzesbegründung die volkswirtschaftlichen Kosten gesenkt werden (Strommarktgesetz 2015). Dies gilt zumindest in einer statischen Betrachtung bei gegebenem Ausbau von Erneuerbaren Energien. Die zeitliche Wechselwirkung zwischen Netzausbau und EE-Ausbau diskutieren wir im folgenden Kapitel.

2.3 Dauerhafte und temporäre Netzengpässe

Die heute auftretenden Engpässe sind Resultat – wie zu Beginn von Kapitel 2 beschrieben – von mehreren Ursachen, so unter anderem auch von Deckungslücken der Netzkapazität durch verzögerten Netzausbau, der mit dem Zubau von EE-Anlagen nicht Schritt hält. Es lässt sich aber beobachten, dass vor allem im Verteilnetz der Netzausbau aufgrund der einfacheren Planungsverfahren und der niedrigeren Kosten mit vergleichsweise hohem Tempo vorangeht und

sich die Engpässe im Verteilnetz langsam auflösen. Ein Beispiel hierfür ist Schleswig-Holstein, wo sich die *Einspeisemanagement*maßnahmen aufgrund von Engpässen im Verteilnetz beim regulären Netzausbau nach Plan bis 2022 auf wenige Stunden reduzieren werden (Schleswig-Holstein Netz AG 2017; Ecofys und Fraunhofer IWES 2014).

Findet im Gegensatz zum vollständigen Netzausbau der oben erwähnte Drei-Prozent-Ansatz Anwendung, werden auch langfristig Netzengpässe im Verteilnetz strukturell verbleiben und Maßnahmen zur Netzengpassbehebung im Verteilnetz vorgenommen werden müssen.

Weiterhin verbleiben Maßnahmen zur Netzengpassbehebung im Verteilnetz aufgrund der Verzögerungen des Ausbaus des Übertragungsnetzes. Mit zunehmendem Ausbau der Verteilnetze wandern die Engpässe in das Übertragungsnetz, die jedoch nur teils durch entsprechende Maßnahmen in den unterlagerten Spannungsebenen behoben werden können. Langfristig werden auch diese Engpässe vermindert werden, jedoch aufgrund des oben beschriebenen und für die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtenden Drei-Prozent-Ansatzes nie vollständig behoben werden.

Aufgrund dieses Sachverhaltes erlaubt sich eine Charakterisierung von Engpässen in temporäre und dauerhafte. **Temporäre Engpässe** werden mittels Netzausbaus mittel- bis langfristig aufgelöst. **Dauerhafte Engpässe** dagegen werden auch nach der Erfüllung der Pflicht des Netzbetreibers zum Netzausbau wegen der ihm durch den Gesetzgeber zugestandenen Option der Spitzenkappung in einigen Fällen bestehen bleiben.

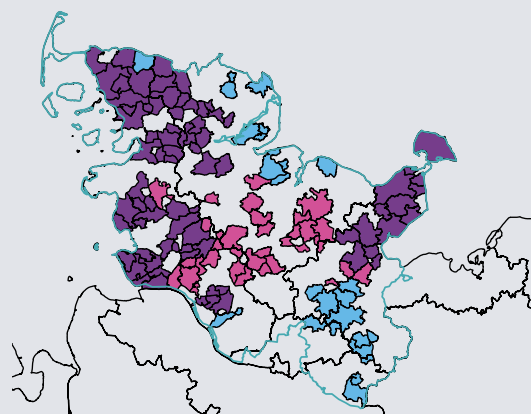
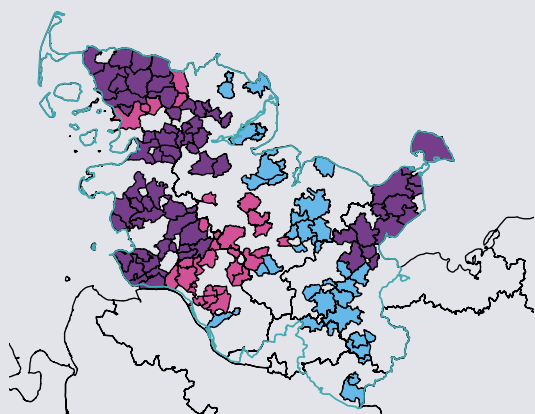
Es ist wichtig, sich dieser Dynamik bewusst zu sein, wenn man über Konzepte zur Behebung von Engpässen nachdenkt, da dies beeinflusst, ob lediglich bestehende Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen oder die Amortisationszeiten lang genug sind, um potenzielle neue Investitionen in Flexibilität anzureizen.

Abschätzung der Engpassintensität im Verteilnetz aufgrund temporärer Netzengpässe für die Jahre 2013 bis 2022 in Schleswig-Holstein

Abbildung 3

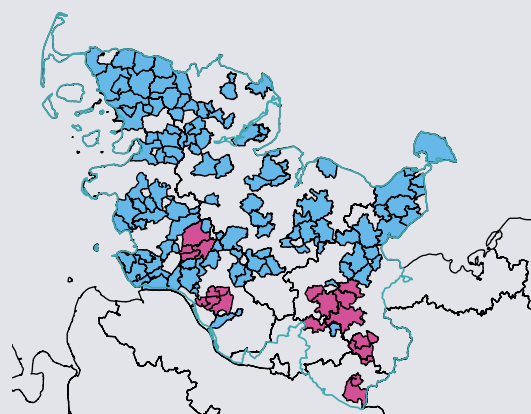
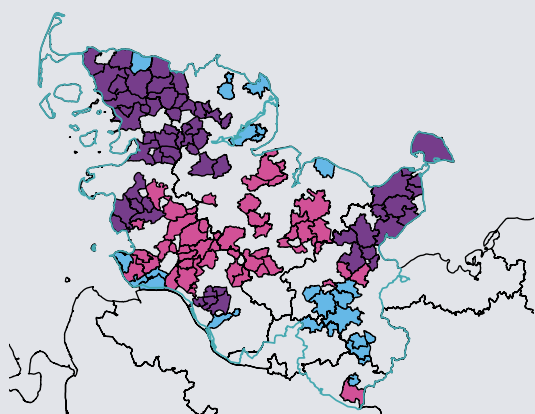
Abschätzung der Netzengpässe in Schleswig-Holstein im Jahr 2013

Abschätzung der Netzengpässe in Schleswig-Holstein im Jahr 2020



Abschätzung der Netzengpässe in Schleswig-Holstein im Jahr 2017

Abschätzung der Netzengpässe in Schleswig-Holstein im Jahr 2022



Dauer der Abregelung [h/a]

keine ≤ 200 > 200 Schleswig-Holstein

Eigene Darstellung Ecofys auf Basis von (Schleswig-Holstein Netz AG 2017; Ecofys und Fraunhofer IWES 2014)

2.4 Charakterisierung von Netzregionen und Auswahl von Netzgebietsklassen

Die Größe der Herausforderung mit Netzengpässen unterscheidet sich dabei je nach Netzregion insbesondere durch den Zubau an EE-Anlagen und neuen Stromverbrauchern, wie beispielsweise Elektromobilität. Dabei lassen sich je nach vorliegender Netztopologie und Erzeugungs- und Laststruktur wiederkehrende Muster feststellen. Aus diesem Grund haben

die existierenden deutschlandweiten und regionalen Verteilnetzstudien regelmäßig einen Regionalisierungsansatz gewählt, indem sie die zu untersuchenden Netze in sogenannte Modellnetzklassen einteilen. Die Parameter für deren Definition sind die Laststruktur sowie Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung, wobei sich die einzelnen Studien nach der genauen Abgrenzung der Netzgebietsklassen, der Definition der betrachteten Einheiten (Gemeinde,

Netzbetreiber o. Ä.) sowie dem Einbezug der Spannungsebene unterscheiden.

In Anlehnung an den Regionalisierungsansatz aktueller Verteilnetzstudien charakterisieren wir in diesem Abschnitt verschiedene Netzregionen und wählen relevante Netzgebietsklassen für die weitere Untersuchung aus. Da eigene Netzsimulationen nicht im Fokus der vorliegenden Studie sind, greifen wir für die nähere Betrachtung wesentlicher Parameter und ihres Einflusses auf Engpässe und Netzausbaubedarf auf die Simulationsergebnisse aktueller Verteilnetzstudien zurück (dena 2012; E-Bridge et al. 2014; Energynautics GmbH et al. 2014). Diese deuten spiegelbildlich auf existierende oder zukünftige Engpässe hin. In Anlehnung an den Regionalisierungsansatz aktueller Verteilnetzstudien charakterisieren wir in diesem Abschnitt verschiedene Netzregionen und wählen relevante Netzgebietsklassen für die weitere Untersuchung aus.

Exemplarisch fassen wir die Herleitung von Modellnetzklassen für verschiedene Regionen im Rahmen der BMWi-Verteilernetzstudie zusammen (E-Bridge et al. 2014). Diese Studie wählt als Einzelnetz die Verteilnetzgebiete. Als Grundlage für die Differenzierung in Modellnetzklassen wählt sie dabei die bereits genannten Parameter, konkretisiert als durchschnittliche Jahreshöchstlast je Entnahmestelle eines Verteilnetzbetreibers sowie die durchschnittliche Leistung der Photovoltaikanlagen und der Windkraftanlagen, ebenfalls je Entnahmestelle. Da kaum Windenergieanlagen in der Niederspannung angeschlossen sind, werden die beiden zuvor genannten Parameter zur Definition von zehn Modellnetzklassen in der Niederspannung herangezogen. Für die Definition der acht Modellnetzklassen in der Mittelspannung wird dagegen lediglich auf die Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung zurückgegriffen. Für das Hoch- und Höchstspannungsnetz wird keine Klassifizierung gewählt.

Die Autoren der BMWi-Verteilernetzstudie simulieren den Zubau von neuen Photovoltaik- und Wind-

energieanlagen mithilfe stochastischer Methoden. Für die gewählten Stützjahre 2017, 2022 und 2032 werden anschließend Lastflussberechnungen durchgeführt.

Anhand der Auswertung des Netzausbaubedarfs nach Modellnetzklassen lassen sich interessante Zusammenhänge zwischen der Last- und Erzeugungsstruktur und dem Netzausbaubedarf erkennen. Die Modellnetzklasse 6 der Mittelspannungsebene weist dabei mit knapp 70 Prozent der bestehenden Netzlänge den mit Abstand höchsten Ausbaubedarf auf. Es folgen die Modellnetzklassen 4 und 8 der Mittelspannung mit einem jeweiligen Netzausbaubedarf von rund 40 Prozent beziehungsweise 25 Prozent. Diesen Modellnetzklassen ist eine hohe installierte Windleistung pro Entnahmestelle (im Verhältnis zur Last) gemein.

Eine ähnliche Korrelation lässt sich für die besonders betroffenen Modellnetzklassen der Niederspannung erkennen. Der Ausbaubedarf ist mit mehr als zwölf Prozent und knapp acht Prozent in den Regionen 7 und 10 am höchsten, in denen besonders viel Photovoltaik (PV) pro Entnahmestelle installiert ist.

Um den Ausbaubedarf für spezifische Regionen vergleichen zu können, haben wir nun für die vorliegende Untersuchung die Abschätzung zu Mittel- und Niederspannung kombiniert. Die herangezogenen Netzgebietsklassen (A bis F) weisen folgende Eigenschaften aus:

- A. Hohe Einspeisung durch Photovoltaik- und Windenergieanlagen bei gleichzeitig geringer Last pro Entnahmestelle korrespondiert mit den Charakteristika Schleswig-Holsteins.
- B. Mäßige Einspeisung durch Photovoltaikanlagen und hohe Einspeisung durch Windenergieanlagen bei gleichzeitig geringer Last pro Entnahmestelle entspricht den Charakteristika Ostdeutschlands.
- C. Mäßige Einspeisung durch Photovoltaikanlagen und hohe Einspeisung durch Windenergieanlagen bei gleichzeitig hoher Last pro Entnahmestelle entspricht den Charakteristika Niedersachsens.

- D. Hohe Einspeisung durch Photovoltaikanlagen und mäßige Einspeisung durch Windenergieanlagen bei gleichzeitig mäßiger Last pro Entnahmestelle entspricht den Charakteristika Bayerns.
- E. Hohe Einspeisung durch Photovoltaikanlagen und geringe Einspeisung durch Windenergieanlagen bei gleichzeitig hoher Last pro Entnahmestelle entspricht den Charakteristika Baden-Württembergs.
- F. Geringe Einspeisung durch Photovoltaikanlagen und geringe Einspeisung durch Windenergieanlagen bei gleichzeitig hoher Last pro Entnahmestelle entspricht den Charakteristika in vorstädtischen Regionen.

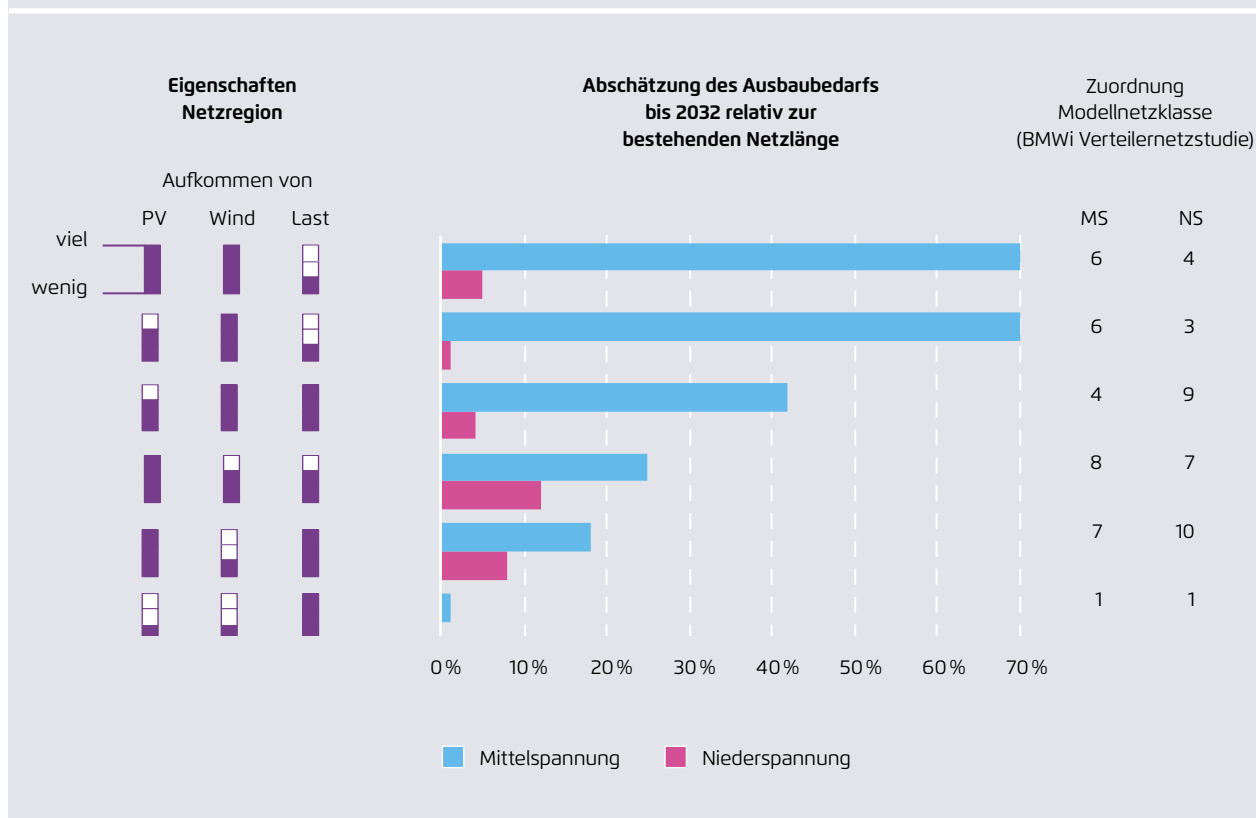
wird deutlich, dass der Netzausbaubedarf umso größer ist, je höher der Anteil Erneuerbarer Energien an der Erzeugung und je geringer die im Netzgebiet installierte Last ist.

Um die weitere Untersuchung auf Netzgebiete mit den potenziell größten Einsatzmöglichkeiten für *Smart Markets* zu fokussieren, haben wir abschließend vier Netzgebietsklassen ausgewählt. Drei weisen einen stark erzeugungsgetriebenen Netzausbau auf. Um das zukünftige Aufkommen von Elektromobilität zu reflektieren, haben wir zusätzlich eine Netzgebietsklasse mit geringer erneuerbarer Erzeugung und hoher Last ausgewählt. Dies ist vorrangig in vorstädtischen Regionen der Fall. In Kombination mit dem Auftreten von *Einspeisemanagement*maßnahmen als Anzeiger für Engpässe haben wir uns für die weiteren

Abbildung 4 stellt den Ausbaubedarf bei Kombination der Spannungsebenen für die am stärksten betroffenen Modellnetzklassen gegenüber. In der Abbildung

Netzausbaubedarf im Verteilnetz relativ zur bestehenden Netzlänge bis 2032, differenziert nach spezifischen Netzgebietsklassen

Abbildung 4



Eigene Darstellung Ecofys auf Basis von (E-Bridge et al. 2014)

Ausführungen und die nähere Betrachtung für vier stellvertretende Netzgebietsklassen entschieden:

- „windenergiedominiert“ (zum Beispiel Schleswig-Holstein, Netzgebietsklasse A),
- „lastschwach“ (zum Beispiel Ostdeutschland, Netzgebietsklasse B),
- „photovoltaikdominiert“ (zum Beispiel Bayern, Netzgebietsklasse D) sowie
- „laststark/vorstädtisch“ (Netzgebietsklasse F).

2.5 Zusammenfassung

Mehrere Studien zeigen die Notwendigkeit für einen signifikanten Ausbau des Verteilnetzes auf. Circa 95 Prozent der EE-Anlagen sind an das Verteilnetz angeschlossen. Neben dem EE-Ausbau im Verteilnetz führen der verzögerte Netzausbau, die europäische Marktintegration und die Mindestenergieerzeugung sowie teils inflexiblere Fahrweisen von konventionellen Kraftwerken schon heute zu massiven Netzengpässen, das heißt Grenzwertverletzungen im Netzbetrieb, die infolge zu einer Abregelung der einspeisenden Anlagen führen. Dies führte bereits 2015 zu einer Ausfallarbeit von EE-Anlagen von etwa 4,7 Tera-wattstunden aufgrund von erzeugungsbedingten Netzengpässen im Übertragungs- und Verteilnetz. Zukünftig ist mit dem Aufkommen neuer Verbraucher, zum Beispiel Elektrofahrzeuge, auch ein Anstieg lastbedingter Netzengpässe zu erwarten.

Eine Analyse auf Basis der Simulationsergebnisse der BMWi-Verteilernetzstudie sowie der registrierten *Einspeisemanagement*maßnahmen zeigt, dass die Netzengpassproblematik beziehungsweise der Netzausbaubedarf in Regionen mit besonders hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien im Vergleich zur Last besonders groß ist. Für eine nähere Betrachtung in den folgenden Kapiteln wurden je eine windenergie- beziehungsweise photovoltaikdominierte sowie eine lastschwache beziehungsweise laststarke Netzgebietsklasse ausgewählt.

Der Netzausbau kann als langfristige Maßnahme zur Engpassbehebung auch teilweise durch den Einsatz sogenannter Flexibilitätsoptionen substituiert werden. Dazu zählen beispielsweise Erzeugungs- und Lastmanagement oder Speicher. Um deren effizienten Einsatz zu ermöglichen, muss ein sinnvoller Ordnungsrahmen geschaffen werden. Eine Möglichkeit dafür sind *Smart Markets*, deren mögliche Ausgestaltung und Anwendung in den folgenden Kapiteln beleuchtet werden.

Bei der Konzeptionierung von *Smart Markets* ist ferner zu berücksichtigen, dass sich aufgrund des voranschreitenden Netzausbaus einige derzeit bestehende Netzengpässe auflösen werden. Andere werden, nicht zuletzt aufgrund der gesetzlich vorgesehenen Berücksichtigung der Spitzenkappung (Abregelung von drei Prozent der Energiemenge aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen), auch in Zukunft bestehen bleiben.

Das folgende Kapitel definiert das Konzept der *Smart Markets* und deren mögliche Anwendungsbereiche.

3 Potenzielle Rolle von *Smart Markets* – Vermittler zwischen Markt und Netz auf der Verteilnetzebene

Dieses Kapitel beantwortet die Frage, welche Koordinationsaufgaben die *Smart Markets* übernehmen müssten und wie sie von anderen Märkten abzugrenzen sind.

3.1 Einordnung der Markt- und Netz-sphäre sowie des resultierenden Übergangsbereichs

Die Deregulierung der deutschen Stromwirtschaft durch das EnWG im Jahr 1998 brachte eine Entflechtung des Netzbereichs und des Marktbereiches mit sich. Zur Definition des *Smart Markets* ist es hilfreich, diese beiden Bereiche zunächst voneinander abzugrenzen.

Marktbereich

Der Handel von Strom und damit die Koordination der Stromerzeugung mit dem Stromverbrauch ist der Marktsphäre zuzuordnen. Durch den bilateralen Handel (*Over-the-Counter*) sowie über die Strombörse im *Day-Ahead*- und *Intraday*-Markt wird der Kraftwerkseinsatz ermittelt. In diesem Bereich findet kein wesentlicher Regulierungseingriff statt. Dies bedeutet, dass weder eine Zuordnung von Aufgaben zu bestimmten Akteuren stattfindet noch auf die Preise Einfluss genommen wird. Weiterhin ist für Marktakteure in diesem Bereich – Stromerzeuger, Stromhändler, Marktbetreiber oder Stromverbraucher – ein diskriminierungsfreier Zugang und Betrieb zu gewährleisten. Im Sinne der europarechtlich geforderten Entflechtung (*Unbundling*) gilt es auch für integrierte Energieversorgungsunternehmen, eine klare Trennung vom Stromvertrieb und Netzbetrieb einzuhalten.

Netzbereich

Von der reinen Marktsphäre abzugrenzen sind Koordinationsaufgaben im Stromversorgungssystem, die der Sicherheit und Zuverlässigkeit des System- und Netzbetriebs dienen und klar dem Netzbereich zuzuordnen sind. Im Netzbereich existieren umfangreiche rechtliche Aufgabenzuweisungen an die Netzbetreiber sowie eine umfangreiche Regulierung der Erlöse.

Der Verantwortungsbereich der Netzbetreiber ist im Energiewirtschaftsgesetz festgelegt (§§ 11 bis 16 EnWG). Dazu zählen erstens Netzplanung und –investition, damit das Netz bedarfsgerecht optimiert, verstärkt und ausgebaut wird (§ 11 (1) EnWG) und zweitens der Netzbetrieb. Die Netzbetreiber sind verantwortlich, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Netz diskriminierungsfrei zu betreiben (§ 11 (1) EnWG). Zum Netzbetrieb gehören Netzführung und Schaltheftungen zur Gewährleistung von Systemsicherheit und Netzsicherheit. Die Regelverantwortung der Netze obliegt den Übertragungsnetzbetreibern (§ 12 EnWG).

Bei der Darstellung der Maßnahmen ist es entscheidend, zwischen der Einhaltung der **Systembilanz** als *systemweite Größe* und der Behebung beziehungsweise Vermeidung von **Netzengpässen** als *regionale oder lokale Maßnahme* im Netzbetrieb zu unterscheiden, denn der Stromhandel in der Marktsphäre berücksichtigt innerhalb Deutschlands keine Restriktionen aus der Netzsphäre wie Transferkapazitäten. Vielmehr unterstellt der Markt eine engpassfreie „Kupferplatte“. Da der Gesetzgeber nach § 12 EnWG dem Netzbetreiber jedoch die übergeordnete Verantwortung für den sicheren Systembetrieb zuschreibt, bekommt er im Rahmen von § 13 EnWG verschiedene Eingriffsmöglichkeiten zugewiesen. Für die Netz-

und Systemsicherheitsmaßnahmen sind aber auch weitere gesetzliche Regelwerke wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) relevant. Grundsätzlich können die Netzbetreiber vier verschiedene Maßnahmen in der folgenden Reihenfolge ergreifen (Bundesnetzagentur 2016c, 2016a):

- netzbezogene Maßnahmen: zum Beispiel Netzschaltungen (§ 13 (1) Nr. 1 EnWG)
- marktbezogene Maßnahmen: zum Beispiel *Redispatch* (§ 13 (1) Nr. 2 EnWG)
- Einsatz von Reservekraftwerken (§ 13 (1) Nr. 3 EnWG)
- Einspeisemanagement (§ 13 (2) EnWG i. V. m. § 14 EEG)
- sonstige Anpassungsmaßnahmen (§ 13 (2) EnWG)

Zudem gehören zu dem Netzbereich die Netzan-schlussregelungen (Transmission Code, VDE-Anwendungsregeln und europäische Netzkodizes wie der Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators). Diese technischen Anschlussbedingungen regeln, welche technischen Mindestanforderungen die an die relevanten Spannungsebenen anzuschließenden Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen erfüllen müssen.

Regelleistung

Im Stromsystem müssen Erzeugung und Last zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sein. Im europäischen Verbundnetz (Wechselstrom) wird eine Netzfrequenz von 50 Hertz verwendet. Übersteigt die Erzeugung den Verbrauch (zum Beispiel bei unerwartet hohem Windaufkommen), entsteht durch das Überangebot eine Überfrequenz. Kommt es hingegen zu einem Unterangebot an eingespeister Leistung im Verhältnis zum Verbrauch (zum Beispiel durch den Ausfall eines Betriebsmittels oder eines Kraftwerks), führt dies zu einer Unterfrequenz. Aufgrund von unvermeidbaren Prognoseungenauigkeiten müssen Abweichungen regelmäßig ausgeglichen werden, damit die Netzfrequenz konstant bleibt. Im Falle von Überfrequenz kann dies durch zuschaltbare Lasten oder eine Reduktion der einspeisenden Leistung

erfolgen. Bei Unterfrequenz gilt es hingegen, Leistung zuzuschalten oder den Verbrauch zu vermindern. Dieser Ausgleich geschieht über den Abruf positiver oder negativer Regelleistung. Auf diese Weise kann das Systemgleichgewicht nach Bedarf hergestellt werden. (BNetzA 2013). Hierbei ist zu beachten, dass die Systembilanz eine systemweite (und keine lokale) Größe ist.

Regelleistung wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) auf dem Regelleistungsmarkt auf einer gemeinsamen Plattform kontrahiert. Die vier ÜNBs schreiben als *Single Buyer* über www.regelleistung.net den von ihnen bestimmten Umfang der verschiedenen Produkte Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) sowie Minutenreserveleistung (MRL) aus. Die Gebote enthalten einen Leistungspreis für die Vorhaltung der Reserveleistung sowie (außer bei PRL) einen Arbeitspreis, der nach tatsächlichem Abruf und in Höhe des jeweiligen Gebots ausgezahlt wird (*Pay-as-bid*). Alle Teilnehmer müssen zuvor ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen, das ihre Eignung und Zuverlässigkeit nachweist. Der Regelleistungsmarkt ist also als *marktbezogene Maßnahme* (§ 13 (1) EnWG) der Marktsphäre zuzuordnen, in der der ÜNB allerdings als Monopsonist – oder *Single Buyer* – fungiert.

Redispatch nach § 13 (1) EnWG

Im Gegensatz zum Einsatz von Regelleistung, welcher sich auf die Systembilanz bezieht, erlaubt *Redispatch* eine *regionale* Engpassbehandlung. Die rechtliche Grundlage bildet § 13 (1) EnWG, der marktbezogene Maßnahmen zur Beseitigung der Gefährdung des Strombetriebs vorsieht. *Redispatch* bezeichnet die Entlastung eines Netzengpasses, wobei der Lastfluss durch die Drosselung von Einheiten vor dem Engpass und die Erhöhung der Einspeiseleistung von Einheiten hinter dem Engpass gezielt verändert wird (Bundesnetzagentur 2016f).

Für den *Redispatch* können konventionelle Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von mehr als zehn Megawatt eingesetzt werden. Die Beschränkung von

beteiligten Anlagen auf die 110-Kilovolt-Ebene oder oberhalb wurde durch das EnWG 2016 aufgehoben, sodass nach der gegenwärtigen Gesetzeslage alle Anlagen zum *Redispatch* herangezogen werden können. Diese Möglichkeit wird jedoch momentan nicht genutzt. Das *Redispatch*-Potenzial der Erzeugungseinheiten wird durch die sogenannten ERRP-Daten⁵ beschrieben, die den Übertragungsnetzbetreibern vorliegen. Werden auf Basis der Lastflussberechnungen, die die ÜNBs ab zwei Tage vor Einsatz durchführen, Grenzwertverletzungen sichtbar, ermitteln sie zusätzlich mittels der ERRP-Daten die für einen stabilen Systembetrieb notwendigen *Redispatch*-Maßnahmen und weisen diese frühestens um 14.30 Uhr für den Folgetag an (BDEW 2014).

Im gesetzlichen Rahmen und unter Einhaltung einer Abschaltreihenfolge sind die Anlagenbetreiber zur Anpassung der eingespeisten Wirkleistung verpflichtet. Die Anlagen werden entsprechend dem Quotienten aus netzstützender Wirkung und zu entrichtender Vergütung herangezogen, bis ein sicherer Betriebszustand erreicht ist. Der vom Engpass betroffene ÜNB tritt auch hier als *Single Buyer* auf. Die Betreiber von Erzeugungsanlagen oder Speichern, die einen *Redispatch*-Vertrag abschließen, erhalten nach Einsatz eine angemessene Vergütung. Hierbei sind nach der Neuregelung vom Beschluss der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2016d) durch den Gesetzgeber im § 13a EnWG auch weitere entstehende Kosten und entgangene Gewinnmöglichkeiten ersatzfähig.

Einspeisemanagement nach § 14 (1) EEG

Einspeisemanagement (EinsMan) greift – gewissermaßen als *Ultima Ratio* –, wenn es durch die zuvor beschriebenen Maßnahmen nicht gelingt, die Netzengpässe, Gefährdungen oder Störungen zu besei-

tigen. Im Rahmen einer *Einspeisemanagement*-Maßnahme darf der Netzbetreiber an sein Netz mittelbar oder unmittelbar angeschlossene EE-Anlagen und KWK-Anlagen abregeln. Dies kann zum Beispiel bedeuten, dass die Stromeinspeisung einer Windenergieanlage in Stufen oder sogar vollständig gedrosselt wird, um einen Netzengpass zu vermeiden. EinsMan wird sowohl für Netzengpässe, die andernfalls in dem Netz, an dem die Anlage angeschlossen ist, entstehen würden, aber auch bei Netzengpässen in vorgelagerten Netzen eingesetzt.

Die Ausgestaltung von *Einspeisemanagement* ist in § 14 EEG geregelt. Grundsätzlich gilt in Deutschland der sogenannte Einspeisevorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber den Vorrang von EE- und KWK-Strom zu wahren hat, soweit es die Systemsicherheit erlaubt.⁶ Der Netzbetreiber muss vor Ergreifen der EinsMan-Maßnahme die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Region abgerufen haben und nach wie vor sicherstellen, die größtmögliche Menge von EE- und KWK-Strom abzunehmen. Die betroffenen Anlagenbetreiber werden nach der Härtefallregelung (§ 15 EEG) für ihre entgangenen Einnahmen entschädigt. Die Entschädigung entspricht 95 Prozent der entgangenen Einnahmen, es sei denn, dass die Regelung mehr als ein Prozent der jährlichen Einnahmen des Anlagenbetreibers betrifft. In letzterem Fall findet eine Entschädigung zu 100 Prozent der entgangenen Einnahmen statt. Der Netzbetreiber kann die aus der Entschädigung resultierenden Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, sofern die EinsMan-Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat (zum Beispiel durch nicht vollständig ausgeschöpften Netzausbau).

⁵ ERRP steht für ENTSO-E Reserve Resource Process. ERRP-Daten müssen regelmäßig von den Kraftwerksbetreibern eingereicht werden und beschreiben die Planungsdaten des Fahrplans und die Nichtverfügbarkeiten. Auf dieser Basis können die ÜNBs das zur Verfügung stehende *Redispatch*-Potenzial abschätzen.

⁶ Eine Ausnahme bilden konventionelle Erzeuger, die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit am Netz bleiben müssen, um zum Beispiel notwendige Systemdienstleistungen zu erbringen (sogenannter *Must-run*-Sockel).

Einspeisemanagement nach

§ 14 (1) EEG i. V. m. § 13 (2) EnWG

Einspeisemanagement kann nicht nur durch den Anschlussnetzbetreiber von EE- und KWK-Anlagen in seinem (Verteil-)Netzgebiet erfolgen, sondern auch durch Netzbetreiber auf übergeordneten Netzebenen wie den ÜNBs. Wenn sich durch die in § 13 (1) EnWG dargestellten netz- und marktbezogenen Maßnahmen eine Gefährdung oder Störung nicht beseitigen lässt, können und müssen die ÜNBs weitere Maßnahmen ergreifen. Hierzu gehören Anpassungen von Stromabnahmen, Stromeinspeisungen und -transiten (§ 13 (2) EnWG). Diese Anpassungsmaßnahmen sind rein netzseitig; sie können auch gegen den Willen der betroffenen Erzeuger und Verbraucher durchgeführt werden und sind nicht entschädigungspflichtig. Es geht hierbei primär um Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität, die nicht mit einer Überlastung der Netzkapazität in Verbindung stehen.

Wenn jedoch eine Überlastung der Netzkapazität die Ursache der Gefährdung darstellt, können Einsparmaßnahmen auch auf Anordnung der ÜNBs erfolgen (§ 14 (1) EEG i. V. m. § 13 (2) EnWG). Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn ein ÜNB zur Behebung eines horizontalen Netzengpasses im Übertragungsnetz den unterlagerten Verteilnetzbetreiber (VNB) anweist, EE-Anlagen in seinem Verteilnetz zu regeln. Die Notwendigkeit einer solchen Maßnahme kann daraus entstehen, dass *Redispatch* und weitere netz- und marktbezogene Maßnahmen zur Vermeidung oder Behebung der Betriebsmittelverletzung nicht ausreichend waren, sodass dieses nachgelagerte Instrument angewandt werden muss. Dies betrifft vor allem Regionen, wo viele Windenergieanlagen an die Mittel- und Hochspannungsebene angeschlossen sind, die in das Übertragungsnetz rückspeisen (Kapitel 4 beleuchtet diese Konstellation ausführlicher anhand von Netzgebietenklassen). Auch hier gilt beim *Einspeisemanagement* die Wahrung des Einspeisevorrangs nach dem EEG. Der Ersatz der Kosten für die betroffenen Anlagenbetreiber geschieht nach § 14 (1) EEG i. V. m. § 13 (2) EnWG, wie oben beim „regulären“

Einspeisemanagement nach EEG-Härtefallregelung (§ 15 EEG) beschrieben.

Technische Mindestanforderungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen

Jede Erzeugungsanlage muss gewisse technische Anforderungen erfüllen, bevor sie zum Netzanschluss zugelassen wird. Dies wird durch § 19 EnWG geregelt, der die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen explizit zur Festlegung von technischen Mindestanforderungen verpflichtet. In Deutschland werden die Mindestanforderungen durch das Forum für Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V. (VDE) in Form von technischen Anwendungsregeln (TAR) formuliert. Diese betreffen den Frequenz- und Spannungsschutz, die Fähigkeit zur dynamischen Netzstützung etc. Die Kriterien sind Mindestanforderungen, zwingend von allen Anschlussnehmern zu erfüllen und werden in der Regel nicht vergütet (FNN 2016).

Weitere relevante Instrumente im Regelwerk an der Schnittstelle von Markt und Netz

Auf Verteilnetzebene gibt es zudem gemäß § 14a EnWG das Instrument der **steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung**. Netzbetreiber können mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, über den Netznutzungsvertrag die netzdienliche Steuerung vereinbaren. Im Gegenzug bekommen die Lieferanten oder Letztverbraucher, wozu auch Elektrofahrzeuge gehören können, ein reduziertes Netzentgelt berechnet.

Ein weiteres neues Instrument wurde im Zuge der letzten Gesetzesnovelle im Sommer 2016 geschaffen, um **zuschaltbare Lasten** ins Netzengpassmanagement einzubinden. Der neue § 13 (6) EnWG bietet die Möglichkeit, zuschaltbare Lasten in Form von **Power-to-Heat-Anlagen** in den *Redispatch* zu integrieren. Die Regelung umfasst in erster Linie nur KWK-Anlagen, die sich im EEG-Netzausbaug Gebiet befinden, wo insbesondere aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz abgeregelt werden muss.

Übertragungsnetzbetreiber können mit KWK-Anlagenbetreibern über eine kumulierte Leistung von bis zu zwei Gigawatt Verträge schließen: Diese Verträge sehen vor, dass diese Anlagen ihre fossile KWK-Produktion bei Abruf durch den ÜNB (zum Beispiel in Stunden mit hoher Windstromeinspeisung und gleichzeitiger Netzüberlastung) herunterfahren und die Wärme in dieser Zeit durch *Power-to-Heat*-Anlagen bereitstellen. Die Investitionen in die *Power-to-Heat*-Anlage werden den KWK-Anlagenbetreibern einmalig erstattet, außerdem erhalten sie eine angemessene Vergütung für die Verringerung der Stromeinspeisung und eine Kostenerstattung für die benötigte elektrische Energie aus dem Netz. Dahinter steht die Idee eines doppelten Entlastungseffektes für das Netz: Zum einen wird durch die Reduktion der KWK-Stromerzeugung die eingespeiste Energiemenge verringert, zum anderen stellen die *Power-to-Heat*-Anlagen zugleich eine zusätzliche zuschaltbare Last dar. Die KWK-Anlagen müssen eine Leistung von mindestens 500 Kilowatt haben und vor 2017 in Betrieb genommen worden sein. Die-

ser Mechanismus ist ausschließlich KWK-Anlagen im Netzausbaugebiet nach §§ 36c beziehungsweise 88b EEG 2017 vorbehalten. Wenn die zwei Gigawatt nicht über die vertraglichen Vereinbarungen erreicht werden, können über eine Verordnung auch weitere Technologien teilnehmen.

Als letztes Instrument ist an dieser Stelle die **Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)** zu nennen. Diese ist vergleichbar mit den beiden vorangegangenen Instrumenten, zielt aber auf die Einbeziehung von Industriebetrieben ab (abschaltbare Lasten von mindestens zehn Megawatt). Nach einer Aktualisierung der Verordnung im Jahr 2016 ist die aktuelle Regelung bis zum Jahr 2022 in Kraft. In Analogie zur Sekundärregelung setzt sich die Vergütung aus einem Leistungspreis für die Bereitstellung und einem Arbeitspreis für den Abruf zusammen. Die Auswahl der einzubeziehenden Verbraucher basiert auf einer Ausschreibung von bis zu 1.500 Megawatt durch den Übertragungsnetzbetreiber.

Koordinationsaufgaben zur Bereitstellung von Flexibilität in der Übertragungs- und Verteilnetzebene Tabelle 1

Was?	Wofür?	Wo?	
		Zentral (Übertragungsnetzebene)	Dezentral (Verteilnetzebene)
Bereitstellung Regelleistung (Flexibilität systemweit)	Frequenzhaltung, Systembilanz	1. zentrale Flexibilitätsbereitstellung für Systembilanzausgleich	5. dezentrale Flexibilitätsbereitstellung für Systembilanzausgleich
Bereitstellung, Einsatz Redispatch-Kapazitäten, Einspeisemanagement (EE-Abregelung) (lokale Flexibilität)	Engpassmanagement Übertragungsnetz	2. zentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene	3. dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Übertragungsnetzebene
Bereitstellung, Einsatz Redispatch-Kapazitäten, Einspeisemanagement (EE-Abregelung) (lokale Flexibilität)	Engpassmanagement Verteilnetz	- entfällt -	4. dezentrale Flexibilitätsbereitstellung zum Netzengpassmanagement auf Verteilnetzebene

Eigene Darstellung Ecofys

Der Einsatz von Systemdienstleistungen muss koordiniert werden, um einen konfliktären Einsatz zu vermeiden. Eine Übersicht der Koordinationsanforderungen findet sich in der Tabelle 1.

Aufgrund der steigenden Einspeisung durch Erneuerbare Energien in den Verteilnetzebenen nimmt die Komplexität dieses Koordinationsproblems allerdings stetig zu. Bisher wurde die Koordination hauptsächlich durch die Übertragungsnetzbetreiber geleistet. Ein Teil dieser Koordination muss nun auch von der Verteilnetzebene übernommen und die Abstimmung mit der Übertragungsnetzebene andererseits sichergestellt werden.

Die große Herausforderung ist es, Instrumente zu gestalten, die zum einen auch im Verteilnetz eine effiziente Adressierung von Systemstabilitätsproblemen ermöglichen und zum anderen die Koordination zwischen Instrumenten der Übertragungs- und Verteilnetzebene sicherstellen. Die auf beiden Spannungsebenen eingesetzten Instrumente könnten gegebenenfalls gegenläufig sein, andererseits können mit einem koordinierten Einsatz auch Dienstleistungen auf Verteilnetzebene für die Übertragungsebene erzielt werden (Nabe et al. 2015). Ein Beispiel dafür ist die Abstimmung von Regelenergieeinsatz und *Einspeisemanagement*. Sichergestellt werden muss, dass der Einsatz von Regelenergie durch den Übertragungsnetzbetreiber *Einspeisemanagement*-maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen in der Verteilnetzebene oder in der Umspannebene zum Übertragungsnetz nicht zuwiderläuft (konfliktär) und dass sie sich im Idealfall ergänzen (komplementär). Entsprechend müssen auch weitere Maßnahmen angepasst werden wie beispielsweise § 14a EnWG bezüglich reduzierter Netzentgelte für steuerbare Lasten. Ein weiteres Beispiel ist die Koordination mit den Einsätzen von aggregierten Portfolios durch Direktvermarkter, deren Fahrpläne lediglich regelzonenübergreifend angemeldet werden.

3.2 Smart-Market-Definition

Bisher existiert keine allgemein anerkannte oder gar rechtsgültige Definition für *Smart Markets*, aber eine Vielzahl von Ansätzen, von denen zwei repräsentativ an dieser Stelle vorgestellt werden.

Eine Beschreibung liefert Neuhoff (2011): In dem Artikel werden sogenannte Smart Power Markets als eine Art von Märkten beschrieben, die einen flexiblen Betrieb des Stromsystems erlauben und zur bestmöglichen Nutzung des Netzwerkes sämtliche vorhandenen Informationen und Koordinationsmöglichkeiten nutzen. **Der Smart Power Market zeichnet sich also durch die Fähigkeit aus, sämtliche Netzinformationen während der Bildung des Marktergebnisses zu berücksichtigen.**

Eine weitere Definition hat die Bundesnetzagentur in ihrem Diskussionspapier „*Smart Grid*“ und „*Smart Market*“ vorgestellt (Bundesnetzagentur 2011), die sich mittlerweile auch in Gablers Wirtschaftslexikon oder in (Aichele und Doleski 2014) wiederfindet. Sie definiert den **Smart Market als denjenigen Bereich, der außerhalb des Netzes liegt und „in dem Energiemengen oder damit verbundene Dienstleistungen zwischen verschiedenen Marktakteuren gehandelt werden“**. Die zur Verfügung stehende Netzkapazität fließt dabei „smart“ (Aichele und Doleski 2014, S. 11) im Rahmen einer „Netzengpassbewirtschaftung“ als Information ein (siehe auch (Consentec GmbH 2015)).

Es wird bei diesen Definitionen deutlich, wie schwer die **Abgrenzung von Markt- und Netzsphäre** aufgrund ihrer bestehenden Interdependenzen fällt. Darauf weist auch die Bundesnetzagentur hin, die erklärt, dass marktbasierende Mechanismen nach EnWG sowohl Netz- als auch Marktaspekte betreffen. Sie „lassen sich somit nicht trennscharf unter *Smart Grid* oder Smart Markt fassen“ (Bundesnetzagentur 2011).

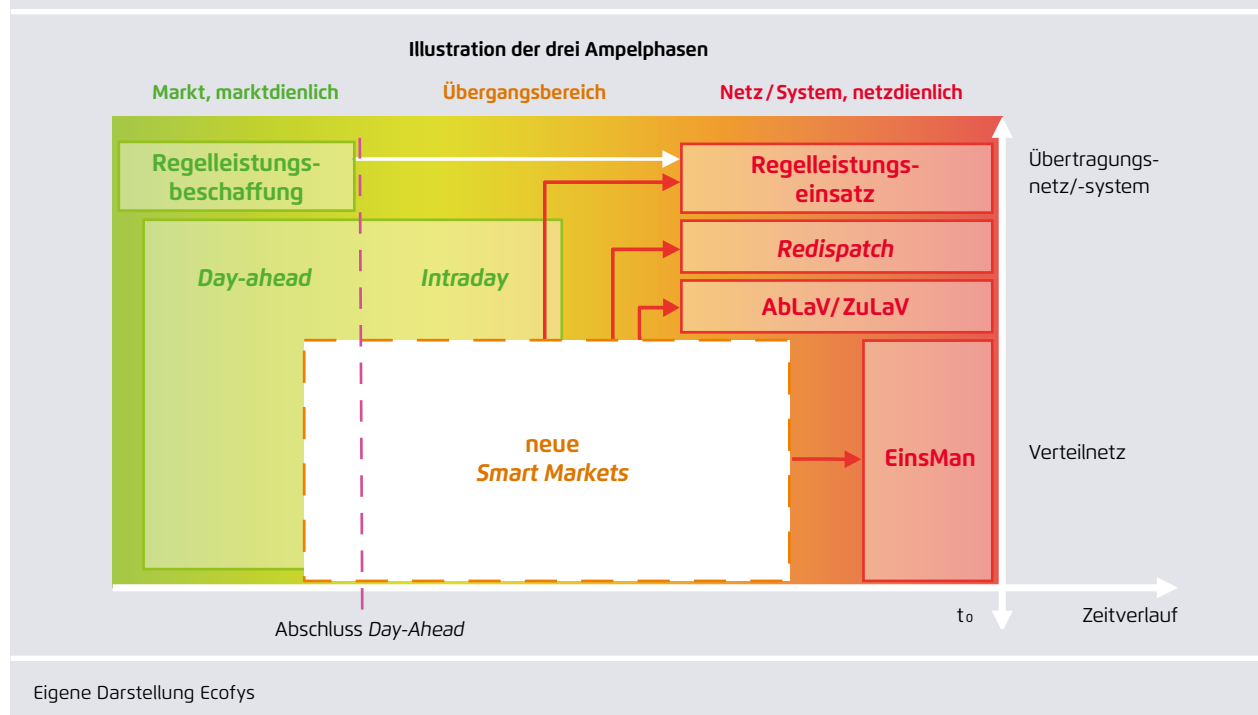
In dieser Studie werden *Smart Markets* als Koordinationsmechanismus definiert, der zwischen Markt- und Netzsphäre vermittelt. In aktuell diskutierten Ampelkonzepten wird diese Sphäre als gelbe Phase bezeichnet. *Smart Markets* sind aufgrund ihrer Funktion charakterisiert durch eine zeitliche und räumliche Komponente, da sie regionale Netzengpässe bewirtschaften. Daher haben sie Monopolcharakter und sind regulierungsbedürftig.

Dementsprechend sind in dieser Studie im Gegensatz zur Definition der Bundesnetzagentur nur Märkte mit räumlichem Bezug *Smart Markets*. Diese übernehmen bei Vorliegen von Netzrestriktionen in Verteil- und Übertragungsnetz Koordinationsaufgaben auf Verteilnetzebene. Koordinationsaufgaben wiederum stellen sich immer dann, wenn Engpässe auftreten. In Rückgriff auf die Netzampel, wie sie zum Beispiel der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) vorgestellt hat, sind dies Situationen der gelben Phase (BDEW 2015).

Das Konzept der Netzampel existiert nicht nur in Deutschland, sondern wird auch in den Niederlanden oder Österreich angewandt. Die Netzampel ist nicht identisch mit *Smart Markets*, da sie lediglich die Phasen des Markt- und Netzbetriebs vor Gate Closure beschreibt. Während in der grünen Phase freie Marktbewegungen stattfinden und in der roten Phase kurz vor Einsatz lediglich noch direkte Eingriffe des Netzbetreibers möglich sind, charakterisiert die gelbe Phase einen Zustand, in dem sich ein kritischer Netzzustand abzeichnet, der jedoch noch prinzipiell durch verschiedenliche (Markt-)Maßnahmen abwendbar ist. Ist dies erfolgreich, tritt keine rote Phase des akut kritischen Zustands ein.

Momentan ist in Deutschland diese gelbe Phase kaum ausgestaltet, wie die folgende Abbildung 5 zeigt. Weder das Ampelkonzept noch die Bundesnetzagentur treffen Aussagen dazu, wie diese in Zukunft organisiert sein könnte (siehe beispielsweise (Bundesnetzagentur 2011, S. 13)). Dieser „weiße Fleck“ ist Gestaltungsziel der vorliegenden Studie.

Illustrative Zuordnung der gegenwärtigen Mechanismen im Strommarkt zu den Ampelphasen Abbildung 5



In Abbildung 5 werden die existierenden Instrumente den drei Phasen des Ampelkonzeptes zugeordnet. In der grünen Phase (Marktsphäre) findet der Handel statt, das heißt Termingeschäfte bis hin zu Geschäften im Rahmen des *Day-Ahead*- und *Intraday*-Handels. Hierbei werden keinerlei Übertragungsrestriktionen oder räumliche Komponenten im Allgemeinen berücksichtigt, lediglich die prognostizierte Nachfrage und das prognostizierte Angebot sind handelsbestimmend. Weiterhin wird in der grünen Phase Regelleistung beschafft.

Im Gegensatz dazu umfasst die rote Phase (Netzsphäre) das Zeitfenster für Maßnahmen der Netzbetreiber, die kurz vor oder während einer kritischen Netzsituation getroffen werden müssen, um die Systemsicherheit wiederherzustellen. Hier stehen dem Netzbetreiber eine Reihe von Notfallmaßnahmen zur Verfügung, die bereits in Abschnitt 3.1 vorgestellt worden sind. Diese Maßnahmen umfassen aktuell den Abruf von Regelleistung, die Heranziehung von Kraftwerken für den *Redispatch*, die Abregelung von EE-Anlagen (*Einspeisemanagement*) sowie die kurzfristige Ab- oder Zuschaltung flexibler Lasten (AbLaV/ZuLaV).

Der Beginn der gelben Phase (Übergangsphase) ist nicht scharf definiert und könnte in etwa mit der Berechnung der voraussichtlichen *Redispatch*-Maßnahmen nach Abschluss des *Day-Ahead* angegeben werden. Gegebenenfalls haben Direktvermarkter in der Marktsphäre (grüne Phase) außerdem die Möglichkeit, bei angekündigten Netzengpässen am *Intraday*-Markt ihr Portfolio anzupassen, falls ihnen ausreichende Prognosen zur Verfügung stehen. Abgesehen davon bleibt den Netzbetreibern aber derzeit kaum mehr übrig, als bei einem sich abzeichnenden kritischen Netzzustand die rote Phase abzuwarten und die oben beschriebenen Notfallmaßnahmen zu ergreifen. Das Fehlen dieser Maßnahmen bezeichnen wir im Rahmen dieser Studie als den „weißen Fleck“ des Spektrums an Instrumenten, die Systembetreibern zur Sicherstellung der Systemsicherheit zur Verfügung stehen.

Ziel der Studie ist es daher, den skizzierten „weißen Fleck“ auszugestalten und neue Möglichkeiten zur Koordination von Markt und Netz während der gelben Phase zu eröffnen. Notfallmaßnahmen im Rahmen der roten Phase lassen sich dadurch nicht vollständig vermeiden und entsprechende Instrumente müssen weiter bestehen bleiben. Anliegen ist es jedoch, kritische Situationen möglichst im Voraus zu vermeiden und durch neue Instrumente – *Smart Markets* – effizientere Allokationsergebnisse zu erzielen.

4 Typische Netzengpassituationen und vorhandene Flexibilitätsoptionen

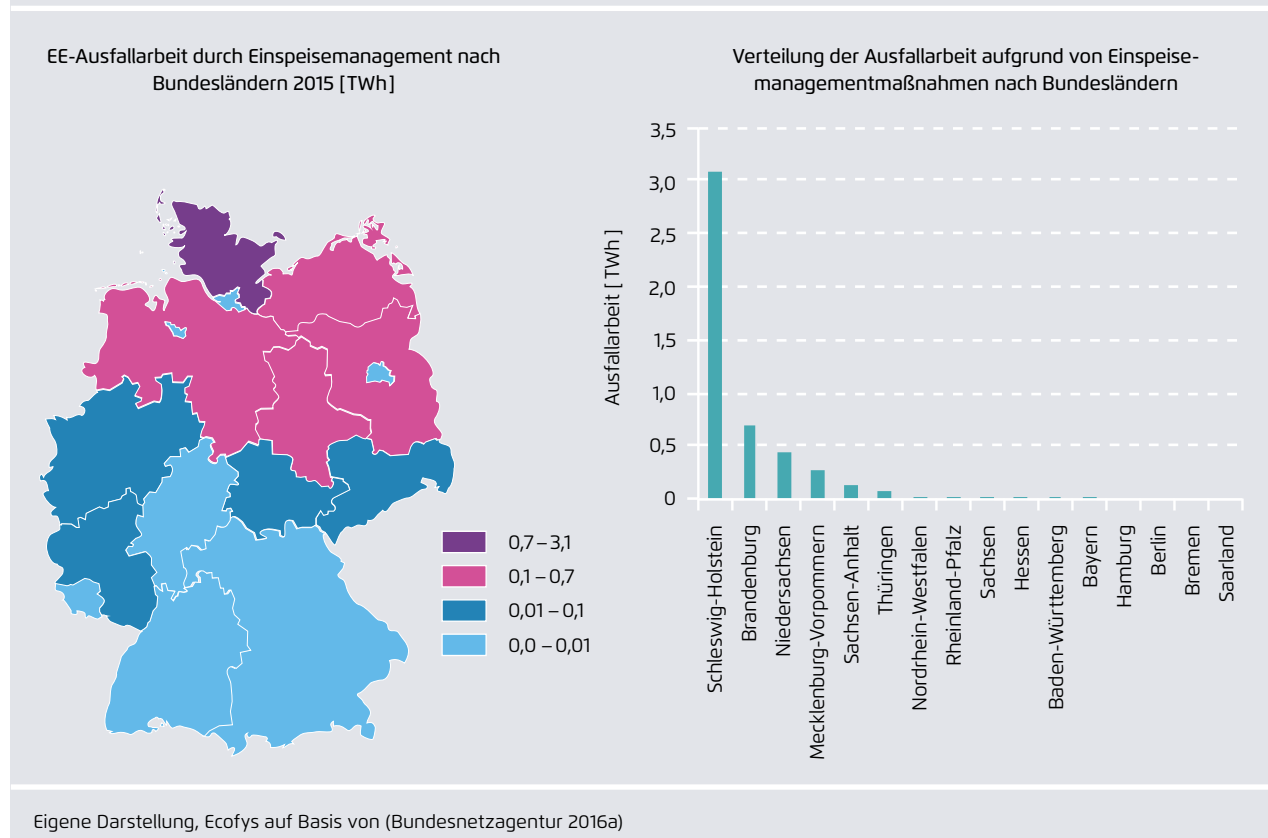
Dieses Kapitel beantwortet die Frage, wie sich Netzgebietsklassen, die für die Entstehung eines *Smart Markets* relevant sein können, charakterisieren lassen und welche Flexibilitätsoptionen ihnen entsprechend zuzuordnen sind, die zur Entlastung eines Netzengpasses dienen können. Dabei werden generelle Trends im deutschen Strommarkt bis 2025 analysiert und auf die Netzgebietsklassen angewandt. Entsprechend der spezifischen Anforderungen jeder Netzgebietsklasse wird die grundsätzliche Eignung der Flexibilität für einen *Smart Market* bewertet. Abschließend wird erörtert, welche grundsätzlichen Hemmnisse heute im allgemeinen Strommarkt bestehen, diese Flexibilitäten auch zu nutzen.

4.1 Wirkung von Netzengpässen und Flexibilitätsoptionen in vier exemplarischen Netzgebietsklassen

Momentan bestehende Netzengpässe sind sehr heterogen über Deutschland verteilt. Ein Blick auf die Mengen der durchgeführten *Einspeisemaßnahmen* im Jahr 2015 verdeutlicht gegenwärtig eine klare Konzentration auf Norddeutschland. In Schleswig-Holstein im Besonderen fielen mit mehr als drei Terawattstunden rund 65 Prozent der Ausfallarbeit an. Die folgende Graphik veranschaulicht die Verteilung der *Einspeisemaßnahmen* nach Ausfallarbeit pro Fläche. Diese ungleiche

Ausfallarbeit nach Bundesländern

Abbildung 6



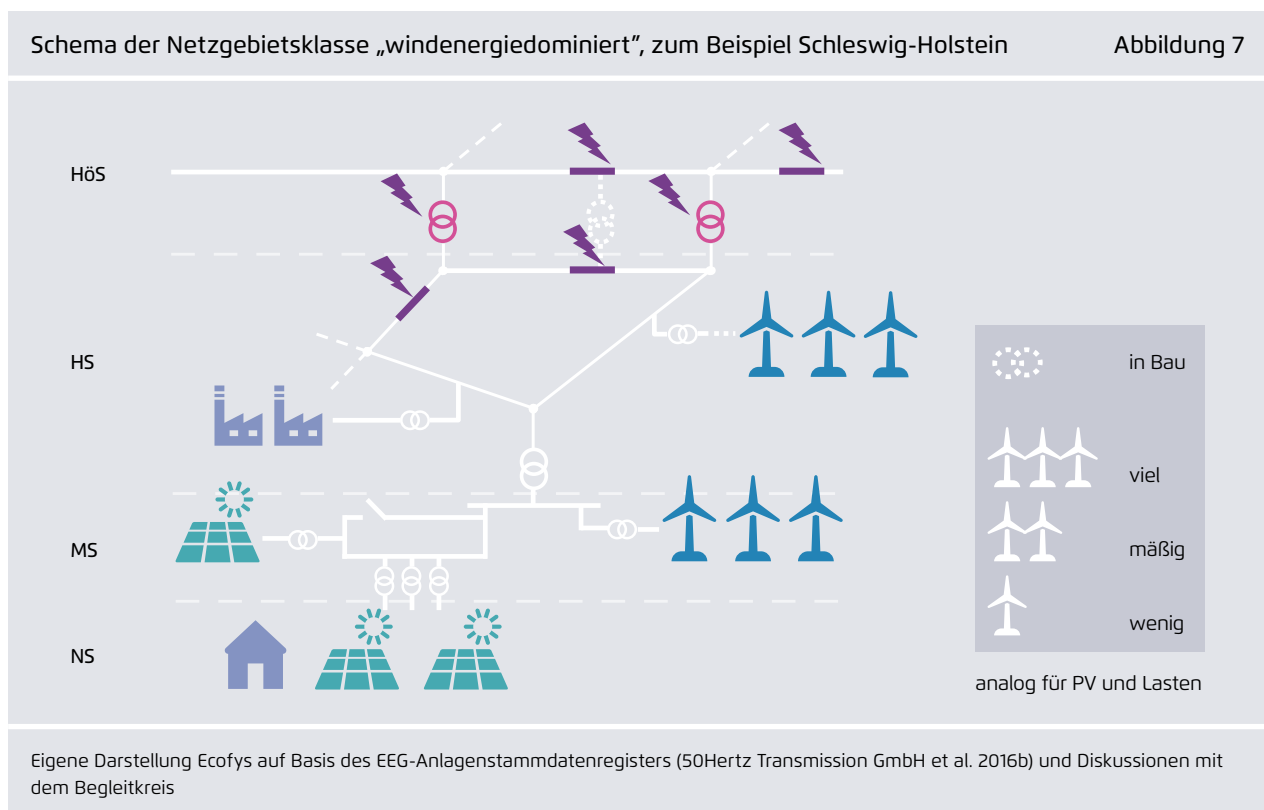
Verteilung von Engpässen spiegelt sich außerdem in der Verteilung des Netzausbaubedarfs wider, wie in Kapitel 2 beschrieben (Bundesnetzagentur 2016a).

Die Überlegung liegt nahe, dass die Lage und Häufigkeit der Engpässe sowie der potenziellen Teilnehmer eines *Smart Markets* (flexible Erzeugung und Last) von den Charakteristika der jeweiligen Netzregion abhängen. Dies beeinflusst unmittelbar die Gestaltung und die Effizienz eines *Smart Markets*. Somit kann die Intensität an Maßnahmen für Netzengpassbehebung in spezifischen Netzregionen als ein Indikator für die potenzielle Wirkung von *Smart Markets* dienen. Aus diesem Grund analysieren wir im Folgenden die Charakteristika der gewählten Netzgebietsklassen. Die Analyse beinhaltet die Analyse der Last- und Erzeugungsstruktur, die Lage der Engpässe sowie der Engpassbehebung und basiert auf den Monitoringzahlen der Bundesnetzagentur (BNetzA) und des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (MELUR) in

Schleswig-Holstein sowie auf qualitativen Aussagen von betroffenen Netzbetreibern. Hierbei wird auch die Interaktion zwischen den einzelnen Spannungsebenen in Übertragungs- und Verteilnetz – in Abhängigkeit von der jeweiligen Netzregion – deutlich.

4.1.1 Beschreibung der ausgewählten Netzgebietsklasse „windenergiedominiert“

Die **Netzgebietsklasse „windenergiedominiert“** spiegelt die Charakteristika Schleswig-Holsteins wider, das heißt, bei hoher Windstromeinspeisung ist ebenso eine hohe Photovoltaikeinspeisung zu verzeichnen bei mäßiger Last. Windenergieanlagen sind in großer Zahl an der Hoch- und Mittelspannungsebene angeschlossen, einige Photovoltaikanlagen in der Mittel- und Niederspannung. Eine mittlere Menge an Industrie- und Haushaltslasten sind vorhanden. Veranschaulicht werden die Aussagen in der nachfolgenden Abbildung 7.



Engpässe treten größtenteils auf der Höchstspannungsebene (95 Prozent) sowie – in weitaus geringem Maße – in der Hoch- und Mittelspannungsebene (5 Prozent) sowie in den jeweiligen Umspannebenen auf. Aufgrund des vorwiegenden Anschlusses der Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen werden Engpässe nach der Ergreifung von *Redispatch*-Maßnahmen jedoch in der Regel (fast zu 100 Prozent) durch die Abregelung von Erzeugungsanlagen in den unterlagerten Spannungsebenen adressiert.

Neben *Einspeisemanagement*maßnahmen sind die Umsetzung bereits geplanter, aber verspäteter Netzausbaumaßnahmen sowie der Einsatz von Flexibilitätsoptionen probate Mittel zur Engpassentlastung. Im Gegensatz zu Maßnahmen mit einem Planungsprozess wie dem Netzausbau oder der Einsatz von Flexibilitätsoptionen in der gelben Phase gilt *Einspeisemanagement* im aktuellen Rechtsrahmen als Notfallmaßnahme, die der Netzbetreiber ad hoc und somit ohne verpflichtenden Planungsprozess durchführt.

Wirkung von Flexibilitätsoptionen in dieser Netzgebietsklasse (illustrativer Charakter)

Grundsätzlich **vorhandene technische Optionen** sind hier:

- Windenergie- und Photovoltaikanlagen, regelbar im Bereich der Hochspannung (HS) und Mittelspannung (MS) sowie teilweise auch in der Niederspannung (NS). Heute ist dies die relevanteste Flexibilitätsoption, die über *Einspeisemanagement* in der roten Ampelphase genutzt wird, mit stark ansteigender Tendenz. Hiermit einhergehend ist der Verlust von EE-Stromerzeugungsmengen.
- Bestehende Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in der Fernwärme (HS, MS) können durch den Einsatz von Gas-Spitzenlastkessel abgeschaltet werden, mit dem damit verbundenen Rückgang der KWK-Strommengen.
- Bestehende Biogasanlagen (MS) könnten durch Erhöhung der Blockheizkraftwerkskapazität flexibilisiert und damit in der Regel ohne relevante Energieverluste abgeschaltet werden.
- Im Bereich der Last könnten bestehende Nachtspeicher (NS) zugeschaltet werden, aber mit rückläufigem Potenzial.
- Für Wärmepumpen und Elektroautos (NS) ist ein deutlicher Zuwachs zu erwarten. Diese Anlagen könnten zugeschaltet werden.
- Im Bereich Photovoltaik (NS) ist unter den gegenwärtigen Bedingungen für Neuinstallationen derzeit und mittelfristig keine oder nur eine begrenzte Wirtschaftlichkeit für Photovoltaik-Batteriesysteme zu erwarten (Pape 2016). Ein grundsätzlicher Unterschied ergibt sich stattdessen bei dem mittelfristigen Wegfall der EEG-Vergütung für eine größere Zahl von Anlagen, die älter als 20 Jahre sind. Hier ist mit einem deutlichen Zuwachs von Photovoltaik-Batteriesystemen und *Power-to-Heat*-Heizstäben zu rechnen. Diese können die Einspeiseleistung der Photovoltaikdachanlagen reduzieren oder auch als Stromverbraucher im Rahmen eines *Smart Markets* zugeschaltet werden.
- Biogasanlagen stellen die Strommengen im Winterhalbjahr etwas unflexibler bereit als im Sommer, da dann gleichzeitig ein hoher Wärmebedarf besteht. Der Wärmebedarf kann aber alternativ durch *Power-to-Heat*-Anlagen (Stromverbrauch an der MS-Ebene) gedeckt werden. Gleichzeitig würde dann die Stromproduktion eingestellt werden, was einen doppelten Hub bezüglich der Wirkung auf das Netz bedeutet.
- Im Bereich der Fernwärme-KWK sind bereits heute erste *Power-to-Heat*-Anlagen (MS, HS) vorhanden (beispielsweise in Schleswig-Holstein sogar in den großen Wärmenetzen). Im Rahmen der vorgesehenen KWK-Flexibilisierung von zwei Gigawatt im Rahmen des § 13 (6) EnWG (siehe Beschreibung in Abschnitt 3.1) ist mit einem deutlichen Zuwachs zu rechnen. In Netzausbaugebieten können Übertragungsnetzbetreiber Verträge mit KWK-Anlagenbetreibern von bis zu zwei Gigawatt schließen, damit diese Anlagen in Situationen von hoher (Wind-)Stromeinspeisung ihre KWK-Produktion verringern und stattdessen mithilfe einer

Power-to-Heat-Anlage (PtH-Anlage) die benötigte Wärme erzeugen. Die KWK-Anlagen können damit ausgeschaltet und die Wärme mittels Stroms gedeckt werden. Dies führt zu einem doppelten Hub, wie bei Biogas. Im Rahmen des § 13(6) EnWG werden den KWK-Anlagenbetreibern die Kosten für die Investition in die PtH-Anlage einmalig erstattet. Zudem erhalten sie eine angemessene Vergütung für die Verringerung der Stromeinspeisung durch die KWK-Anlage und bekommen die Kosten für die benötigte elektrische Energie aus dem Netz erstattet.

Aus der spezifischen Charakteristik der starken Leistungsspitzen durch Windenergie und Photovoltaik in dieser Netzgebietsklasse ergeben sich folgende **Anforderungen⁷ an Flexibilitätsoptionen aus Netz-sicht** (siehe Anhang 8.1.2):

- Das **Verhältnis aus Energie und maximaler Leistung** weist eine gute Auslastung für Flexibilitätsoptionen auf. Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflusst (siehe Anhang 8.1.2).
- Zudem wäre insbesondere in Schleswig-Holstein aufgrund der vorübergehenden Netzengpässe in Nord-Süd-Richtung (siehe Anhang 8.1.1) eine zusätzlich höhere Wirtschaftlichkeit für Flexibilitätsoptionen bei der Vermeidung von EE-Abregelung gegeben.
- Die Leistungsspitzen treten dabei insbesondere in der Übergangszeit und im Winter auf und lassen dadurch eine gute Vereinbarkeit mit der Wärmenachfrage annehmen.
- Es finden sich sowohl Zeitbereiche mit wenigen Stunden am Stück, welche besser für Flexibilitätsoptionen mit stärkerer Zeitbegrenzung geeignet sind (zum Beispiel Batteriespeicher), als auch wieder höhere Anteile von Zeitbereichen mit mehreren

Stunden am Stück (zum Beispiel bei KWK-Anlagen unbegrenzt, bei Biogasanlagen mehrere Stunden).

In **wirtschaftlicher Hinsicht** lassen sich daraus folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Das Abschalten von KWK-Fernwärme (mit Einsatz von Gas-Spitzenlastkesseln) schätzen wir grundsätzlich als einfache und kostengünstige Maßnahme ein.
- PtH-Anlagen könnten sich aufgrund der geringen CAPEX-Kosten zu hohen Anteilen aus den vermiedenen Kosten für EE-Abregelung finanzieren (Fraunhofer IWES et al. 2014). Voraussetzung sind hier aber oft der Abbau anderer Hemmnisse wie zum Beispiel zusätzliche Kosten für Baukostenzuschüsse (siehe Abschnitt 4.3 und Anhang).
- Obwohl in dieser Netzregion hohe Anteile von vorübergehenden Engpässen auftreten, sind Batteriespeicher zur Engpassentlastung keine wirtschaftliche Maßnahme (Ecofys und Fraunhofer IWES 2014). Dies begründet sich insbesondere durch die geringe Einsatzdauer der Batterie in diesem Anwendungsfall.
- Die Flexibilisierung von Biogasanlagen kann ein wichtiges Element werden. Die Investitionen in die Flexibilisierung muss jedoch aus den zusätzlichen Anreizen des EEG (Flexibilitätsprämie) und den Strommarkterlösen getragen werden. In Kombination mit PtH ist dies jedoch besonders relevant, da der Spitzenlastkessel (Winterhalbjahr) in ländlichen Nahwärmenetzen relativ gut ersetzt werden kann, um so Wind- und Photovoltaikstrom aufzunehmen.
- Grundsätzlich können dezentrale Verbraucher (Wärmepumpen, Elektromobilität, noch bestehende Nachtspeicher) durch den *Smart Market* als Flexibilitätsoption an Bedeutung gewinnen. Die Flexibilisierung dieser Anlagen hängt jedoch von den Anreizen ab, welche über den Strommarkt, der nicht die Netzengpassituation abbildet, übermittelt werden. Darüber hinaus spielt auch die weitere Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für unterbrechbare Verbraucher (§ 14a EnWG) eine Rolle.

⁷ Anforderung an Flexibilität kann mit drei Aspekten beschrieben werden: dem Verhältnis von Leistung zu Energie, der berücksichtigbaren Zeitbereichen (Bedarfsberücksichtigung) und der Reaktionsfähigkeit.

→ Photovoltaiksysteme mit Speicher oder PtH werden in den meisten Netzgebieten erst ab 2025 relevant.

Schlussfolgerungen: Aus den Analysen ergibt sich kurzfristig für die Netzgebietsklasse „windenergie-dominiert“ eine Fokussierung auf die Kombination von Fernwärme-KWK mit PtH (was durch den erwarteten Zubau gemäß (§ 13 (6) EnWG) unterstützt wird. Des Weiteren ist die Flexibilisierung von Biogas in Kombination mit PtH und die Einbindung dezentraler Verbraucher hervorzuheben.

4.1.2 Beschreibung der ausgewählten Netzgebietsklasse „lastschwach“

Charakterisierung der Netzgebietsklasse

Die **Netzgebietsklasse „lastschwach“** wird zum Beispiel durch Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg repräsentiert. Die hohe Windenergieeinspeisung findet größtenteils auf der Hoch- und Mittelspan-

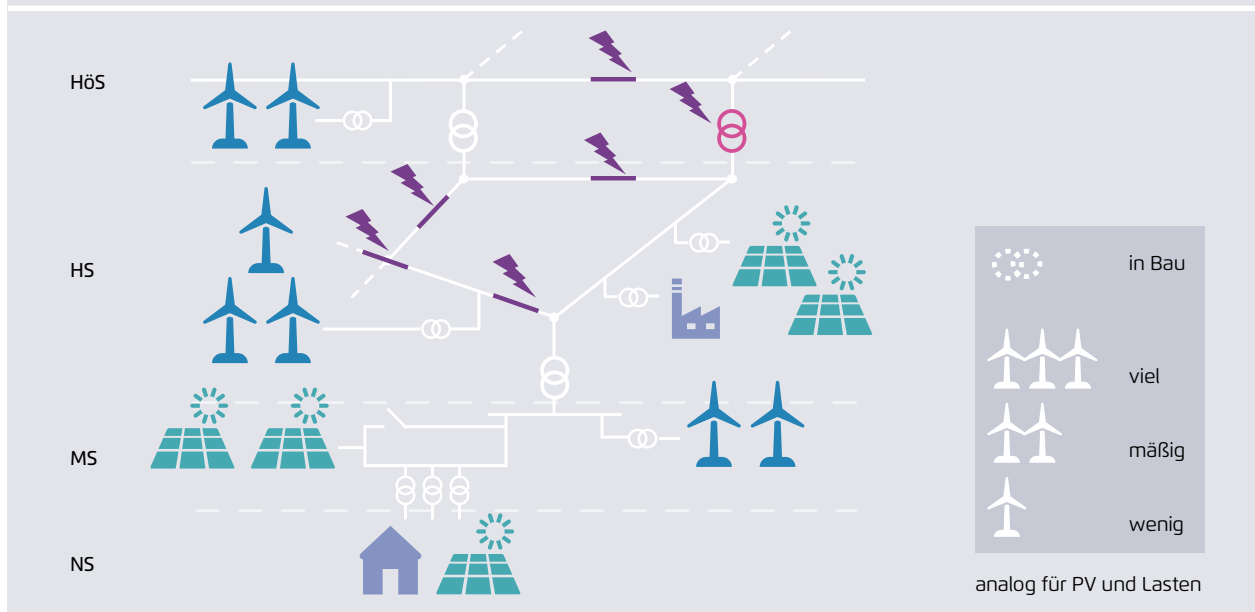
nungsebene statt, gleichzeitig ist eine mäßige bis geringe Menge an Photovoltaik installiert. Die Last pro Entnahmestelle ist gering. Das Netzschema ist in der nachfolgenden Abbildung 8 illustriert.

In der Netzgebietsklasse „lastschwach“ kehrt sich die Verteilung der Engpässe um – zwei Drittel der Engpässe werden auf der Verteilnetzebene registriert und nur ein Drittel auf der Übertragungsnetzebene. Der gleichen Verteilung folgt auch der Ort der Abregelung nach Energiemengen. Es ist jedoch zu erwarten, dass mit voranschreitendem Netzausbau die Engpassursache vermehrt im Übertragungsnetz liegen wird.

Einspeisemanagementmaßnahmen helfen, Engpässe der Hoch- und Höchstspannungsebene effektiv zu entlasten. Die Möglichkeiten zur Entlastung der Engpässe durch Lastmanagement sind dagegen begrenzt, da in der Netzgebietsklasse wenige flexible Lasten vorhanden sind, die gesteuert werden könnten. Im Gegensatz zu Maßnahmen mit einem Planungsprozess

Schema der Netzgebietsklasse „lastschwach“, zum Beispiel Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern

Abbildung 8



Eigene Darstellung Ecofys auf Basis des EEG-Anlagenstammdatenregisters (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016b) und Diskussionen mit dem Begleitkreis

wie dem Netzausbau oder der Einsatz von Flexibilitätsoptionen in der gelben Phase gilt *Einspeisemanagement* im aktuellen Rechtsrahmen jedoch als Notfallmaßnahme, die der Netzbetreiber ad hoc und somit ohne verpflichtenden Planungsprozess durchführt.

Wirkung von Flexibilitätsoptionen in dieser Netzgebietsklasse (illustrativer Charakter)

Grundsätzlich **vorhandene technische Optionen** sind hier:

- Windenergie- und Photovoltaikanlagen regelbar im Bereich der Hochspannung (HS) und Mittelspannung (MS). Heute ist dies die relevanteste Option mit stark ansteigender Tendenz (siehe oben).
- Bestehende Biogasanlagen (MS) könnten durch Erhöhung der Blockheizkraftwerk-Kapazität und durch Vergrößerung der Gasspeicher flexibilisiert und damit ohne relevante Verluste von EE-Strommengen abgeschaltet werden. Dies stellt in ländlichen Regionen mit umfangreichen landwirtschaftlichen Aktivitäten und geringeren Industrieanteilen eine relevante Option dar. Im Winterhalbjahr können die Wärmesenken auch durch PtH-Anlagen (MS) gedeckt werden, soweit eine Wärmenutzung umgesetzt wurde.
- Im Bereich der Last könnten bestehende Nachtspeicher in der Niederspannungsebene (NS) zugeschaltet werden, aber mit rückläufigem Potenzial und in diesen Regionen zusätzlich auf geringem Ausgangsniveau.
- Für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge (NS) ist ein deutlicher Zuwachs zu erwarten, allerdings in diesen Schwachlastregionen auf niedrigerem Niveau. Diese Anlagen könnten dann entsprechend zugeschaltet werden.

Es ergeben sich folgende **Anforderungen an Flexibilitätsoptionen aus Netzsicht**:

- Die Leistungsspitzen treten insbesondere im Winter, aber auch in der Übergangszeit auf und lassen

damit eine sehr gute Vereinbarkeit mit der Wärmenachfrage unterstellen (siehe Anhang 8.1.2).

- Es finden sich vor allem Zeitbereiche mit mehreren Stunden am Stück, welche nicht mehr für Flexibilitätsoptionen mit relevanter Zeitbegrenzung geeignet sind (zum Beispiel Batteriespeicher) (siehe Anhang 8.1.2) beziehungsweise nur noch in serieller Betriebsweise. Diese Betriebsweise senkt entsprechend die nutzbare Leistung.
- Auch hier wäre neben der Betrachtung permanenter Engpässe (Drei-Prozent-Ansatz) aufgrund der vorübergehenden Netzengpässe in Nord-Süd-Richtung eine zusätzlich höhere Wirtschaftlichkeit für Flexibilitätsoptionen bei der Vermeidung von EE-Abregelung gegeben, wenn auch in geringem Ausmaß im Vergleich zur Netzgebietsklasse „windenergiedominiert“.

In **wirtschaftlicher Hinsicht** lassen sich daraus folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Obwohl in dieser Netzregion hohe Anteile von vorübergehenden Engpässen auftreten, sind Batteriespeicher zur Engpassentlastung keine wirtschaftliche Maßnahme (Ecofys und Fraunhofer IWES 2014). Dies begründet sich insbesondere durch die geringe Einsatzdauer der Batterie in diesem Anwendungsfall.
- Die Flexibilisierung von Biogasanlagen kann in diesen Regionen ein wichtiges Element darstellen und ist in Kombination mit PtH an Standorten mit Wärmenutzung relevant, da insbesondere Spitzenlastkessel (Winterhalbjahr), aber auch bei stark negativen Preisen Teile der biogenen KWK-Wärme in ländlichen Nahwärmenetzen sehr gut ersetzt werden können.
- Grundsätzlich gewinnen flexible dezentrale Verbraucher (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, noch bestehende Nachtspeicher) an Bedeutung,

Schlussfolgerungen: Aus den Analysen ergibt sich, dass für die Netzgebietsklasse „lastschwach“ zur EE-Abregelung oft keine Alternativen bestehen. Eine Fokussierung auf die zeitnahe Flexibilisierung von

Biogas in Kombination mit PtH erscheint deswegen sinnvoll. Zudem ist mittelfristig die Einbindung dezentraler Verbraucher wichtig.

4.1.3 Beschreibung der ausgewählten Netzgebietsklasse „photovoltaikdominiert“

Charakterisierung der Netzgebietsklasse

Die **Netzgebietsklasse „photovoltaikdominiert“** wird zum Beispiel durch Bayern und Baden-Württemberg repräsentiert. Die hohe Photovoltaikstromeinspeisung findet größtenteils auf der Mittel- und insbesondere der Niederspannungsebene statt, gleichzeitig ist eine mäßige bis geringe Menge an Windenergie installiert. Die Last pro Entnahmestelle ist hoch und umfasst sowohl Industrielasten auf Hochspannungsebene als auch Haushaltslasten auf Niederspannungsebene. Das Netzschema ist in der nachfolgenden Abbildung 9 illustriert.

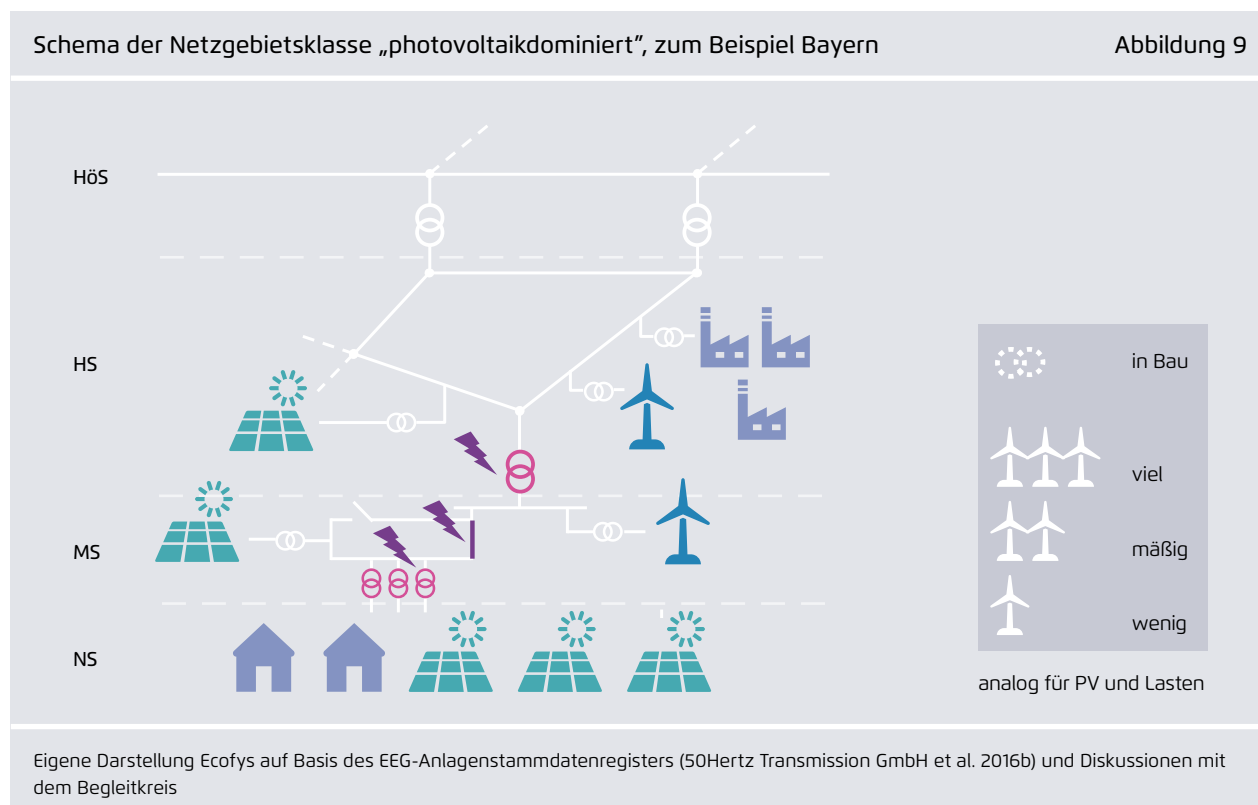
In der Netzgebietsklasse „photovoltaikdominiert“ treten Engpässe nahezu vollständig auf Hoch- und Mit-

telspannungsebene auf. Dort findet momentan auch bei Engpässen die Abregelung statt. Insgesamt treten derzeit in der photovoltaikdominierten Netzgebietsklasse wesentlich weniger Engpässe als in den zuvor beschriebenen Netzgebietsklassen auf.

Einspeisemanagementmaßnahmen in den unteren Netzebenen helfen, Rückspeisungen zu vermeiden und Engpässe in den Umspannebenen und in den überlagerten Netzbenen zu vermeiden. Der Einsatz von Lastmanagement ist nur mäßig geeignet, da momentan nur wenige flexible Lasten in der Niederspannungsebene angeschlossen sind. Dies könnte sich bei positiver Entwicklung von Photovoltaikspeichern und Elektrofahrzeugen jedoch verändern.

Wirkung von Flexibilitätsoptionen in dieser Netzgebietsklasse (illustrativer Charakter)

Grundsätzlich **vorhandene technische Optionen** sind hier:



- Regelbare Photovoltaikanlagen im Bereich Niederspannung (NS) und Mittelspannung (MS).
- Bestehende KWK-Anlagen in der Industrie in der Hoch- und Mittelspannungsebene (HS, MS) können – wenn engpassrelevant – durch den Einsatz von Gas-Spitzenlastkesseln abgeschaltet werden.
- Bestehende Biogasanlagen und Holzheizkraftwerke (MS) könnten flexibilisiert und abgeschaltet beziehungsweise auf Teillast reduziert werden.
- Im Bereich der Last könnten bestehende Nachtspeicher (NS) zugeschaltet werden, aber mit rückläufigem Potenzial.
- Für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge (NS) ist ein deutlicher Zuwachs zu erwarten. Diese Anlagen könnten zugeschaltet werden.
- Im Bereich Photovoltaik (NS) ist unter den gegenwärtigen Bedingungen für Neuinstallationen derzeit und mittelfristig keine oder nur eine begrenzte Wirtschaftlichkeit für Photovoltaik-Batteriesysteme zu erwarten (Pape 2016). Ein grundsätzlicher Unterschied ergibt sich stattdessen bei dem mittelfristigen Wegfall der EEG-Vergütung für eine größere Zahl von Anlagen, die älter als 20 Jahre sind. Hier ist mit einem deutlichen Zuwachs von Photovoltaik-Batteriesystemen und PtH-Heizstäben zu rechnen.
- Für Biomasseanlagen kann im Winterhalbjahr die Wärmespitzenlast durch PtH-Anlagen (MS) gedeckt werden.
- Ebenso können PtH-Einrichtungen in den Industrieprozessen etabliert werden, um auch hier das Potenzial der Photovoltaikstrommengen zur Wärmeversorgung mobilisieren zu können.

Es ergeben sich **folgende Anforderungen an Flexibilitätsoptionen aus Netzsicht:**

- Die Leistungsspitzen treten dabei insbesondere im Frühling, aber auch im Sommer auf und lassen damit zumindest im Frühling eine Vereinbarkeit mit der Wärmenachfrage prognostizieren. Im Fall der Industrierwärme können auch PtH-Maßnahmen im Sommer (siehe Anhang 8.1.2) realisiert werden. In diesen Netzregionen ist mit einem höheren Energiebedarf von der Industrie zu rechnen, als das in den beiden vorangegangenen Netzregionen der Fall war.
 - Es finden sich insbesondere Zeitbereiche mit wenigen Stunden am Stück, welche besser für Flexibilitätsoptionen mit Zeitbegrenzung geeignet sind (zum Beispiel Batteriespeicher, Holzheizkraftwerke) (siehe Anhang 8.1.2).
- In wirtschaftlicher Hinsicht** lassen sich daraus folgende Schlussfolgerungen ziehen:
- In Regionen, wo Industrie-KWK in der Nähe von Engpässen angeschlossen ist, wäre das Abschalten der KWK (mit Einsatz von Gas-Spitzenlastkesseln) eine einfache und kostengünstige Maßnahme.
 - PtH-Anlagen in Verbindung mit Industrie-Wärmesenken können aufgrund der geringen CAPEX-Kosten zu höheren Anteilen aus den vermiedenen Kosten für EE-Abregelung finanziert werden und können somit auch – wenn netzengpassrelevant – eine relevante Rolle spielen, insbesondere wenn die Investition durch andere Mechanismen (mit)finanziert werden können.
 - Die Flexibilisierung von Biomasseanlagen kann in Abhängigkeit des Potenzials in diesen Regionen ein wichtiges Element werden. Die Kombination mit PtH ist jedoch aufgrund der konkurrierenden biogenen KWK-Wärmeerzeugung im Sommer weniger relevant als in den anderen Netzregionen
 - Grundsätzlich gewinnen dezentrale Verbraucher (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, noch bestehende Nachtspeicher) stark an Bedeutung, insbesondere in diesen Regionen, da das Ausgangspotenzial auch relevanter ist (siehe Anhang 8.2).
 - Photovoltaiksysteme mit Speicher oder PtH werden erst relativ spät relevant, werden aber in dieser Region als Erstes eine Rolle spielen.

Schlussfolgerungen: Aus den Analysen ergibt sich für die Netzgebietsklasse „photovoltaikdominiert“ eine Fokussierung auf die Flexibilisierung von Industrie-KWK und Kombination mit PtH. In Abhängigkeit des vorhandenen Potenzials kann die Flexibilisierung

von Biomasseanlagen ebenfalls einen Beitrag leisten. Des Weiteren ist mittelfristig die Einbindung dezentraler Verbraucher hervorzuheben.

4.1.4 Beschreibung der ausgewählten Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“

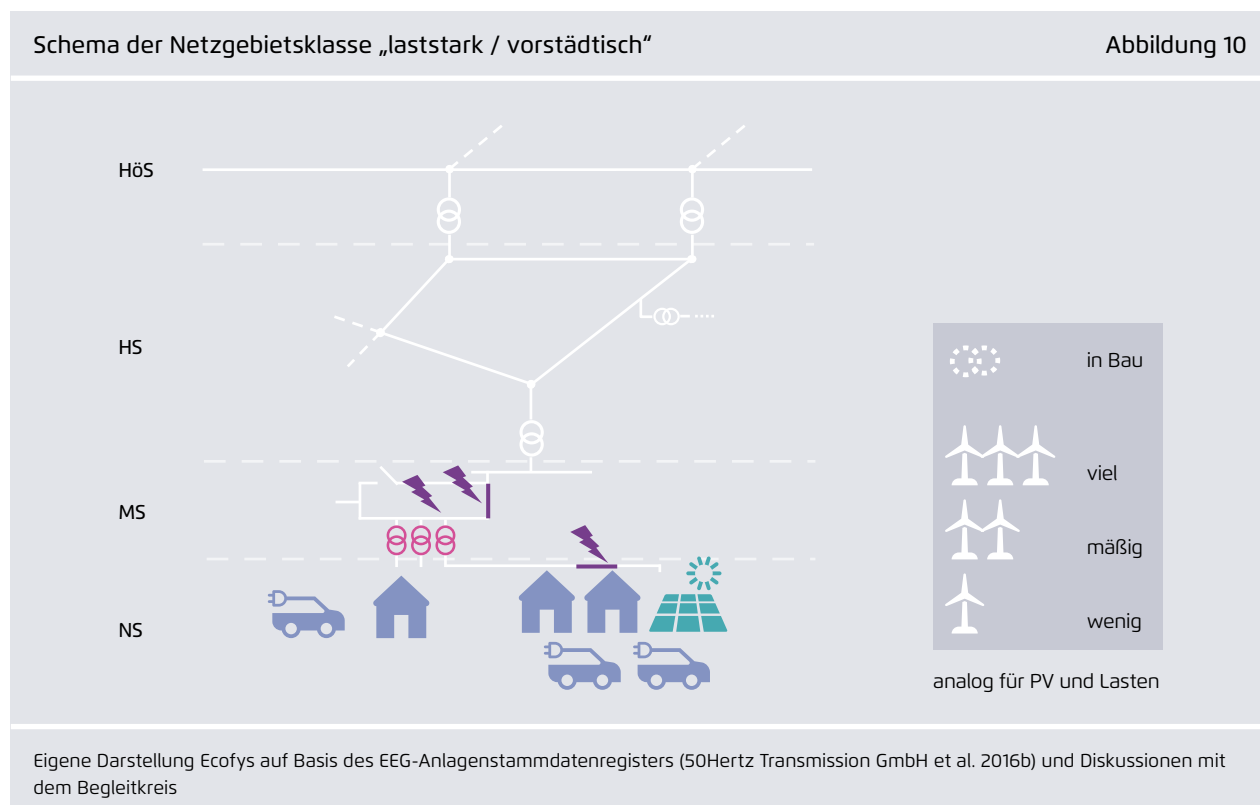
Charakterisierung der Netzgebietsklasse

Die **Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“** umfasst Gebiete mit geringer Einspeisung durch Photovoltaikanlagen und grundsätzlich geringer EE-Einspeisung bei gleichzeitig hoher Last pro Entnahmestelle. Dies entspricht dem Profil von Vorstädten. Im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Netzgebietsklassen ist hier die hohe (fluktuierende) Last engpassverursachend. Momentan tritt diese Situation zum Beispiel in Gebieten mit einer hohen Dichte an Nachtspeicherheizungen auf - in Zukunft kann dies allerdings großflächiger zum Problem werden, wenn die Anzahl zugelassener Elektrofahrzeuge steigt und

neue Gleichzeitigkeitseffekte zu beobachten sind. Das Netzschema ist in der nachfolgenden Abbildung 10 illustriert.

In der Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“ treten derzeit keine Engpässe auf. Zukünftig sind aber lastbedingte Engpässe voraussichtlich vor allem in der Umspannebene zwischen Mittel- und Niederspannung beziehungsweise unter Umständen zwischen Hoch- und Mittelspannung zu erwarten. Vorgaben zum Last- und Speichermanagement, insbesondere entlang eines Netzstranges und auf der Umspannebene zwischen Nieder- und Mittelspannung, werden große Auswirkungen auf die Engpassbehebung haben.

Im Vergleich zu den anderen Netzgebietsklassen stehen hier also das Abschalten von Verbrauchern und das Zuschalten von Erzeugern im Fokus.



Wirkung von Flexibilitätsoptionen in dieser Netzgebietsklasse (illustrativer Charakter)

Grundsätzlich **vorhandene technische Optionen** sind hier:

- Zuschalten von Erzeugern.
- Zukünftig Speicher in Photovoltaikerzeugung.
- Kleine KWK-Anlagen in Objektversorgung oder Nachtwärme in der Nieder- und Mittelspannungsebene (NS, MS) könnten mit Wärmespeichern flexibilisiert und zugeschaltet werden.
- Im Bereich der Last könnten bestehende Nachtspeicherheizungen (NS) abgeschaltet werden, aber mit rückläufigem Potenzial. Hier bestehen derzeit schon entsprechende Sperrzeiten für unterbrechbare Verbraucher (§ 14a EnWG).
- Derzeit bestehen bereits Wärmepumpenanlagen mit entsprechenden Sperrzeiten für unterbrechbare Verbraucher (§ 14a EnWG). Für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge (NS) ist ein deutlicher Zuwachs zu erwarten, diese könnten als flexible Last dienen. Im Fokus steht aber die E-Mobilität.
- Im Bereich Photovoltaik (NS) ist unter den gegenwärtigen Bedingungen für Neuinstallationen derzeit und mittelfristig keine oder nur eine begrenzte Wirtschaftlichkeit für Photovoltaik-Batteriesysteme zu erwarten (Pape 2016). Ein grundsätzlicher Unterschied ergibt sich stattdessen bei dem mittelfristigen Wegfall der EEG-Vergütung für eine größere Zahl von Anlagen, die älter als 20 Jahre sind. Hier ist mit einem deutlichen Zuwachs von Photovoltaik-Batteriesystemen und PtH-Heizstäben zu rechnen, die bei Lastspitzen eingesetzt werden können. Zusätzlich kann im Fall zu hoher Anteile von Photovoltaikerzeugung die Erzeugung reduziert werden (siehe KfW-Förderung für Batteriespeicher – Beschränkung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 Prozent der Nennleistung).

Es ergeben sich folgende Anforderungen an Flexibilitätsoptionen aus Netzsicht:

- Die Elektromobilität stellt sowohl Flexibilitätspotenzial als auch Verursacher von Netzbelastungen dar. Insbesondere die mögliche Gleichzeitigkeit des Ladevorgangs an spezifischen Netzknoten (Einkaufszentrum) oder in Niederspannungssträngen (Wohnregionen) ist im Bereich der Elektromobilität hervorzuheben. Dieser Effekt kann zu sehr hohen Lastspitzen führen, für die das Stromnetz derzeit nicht ausgelegt ist.
- Einerseits können sich Netzbelastungen aufgrund des ungesteuerten Ladens ergeben, welche insbesondere die Abendlastspitze erhöhen (siehe Anhang 8.1.2). Durch die Zufälligkeit an einem Netzstrang könnte es hier grundsätzlich auch zu Extremwerten kommen.
- Andererseits kann es aufgrund der Gleichzeitigkeit bei Optimierung auf Strompreissignale zu starken Lastspitzen kommen (insbesondere Werktagsnachts - siehe Anhang 8.1.2).

In wirtschaftlicher Hinsicht lassen sich daraus folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Da für Elektromobilität reduzierte Netzentgelte an die Unterbrechbarkeit des Strombezugs geknüpft sind (§ 14a EnWG), ist eine Reaktion auf Netzbelastungen grundsätzlich wirtschaftlich umsetzbar.
- Offen ist die Frage, inwiefern eine generelle Wirtschaftlichkeit in der Reaktion auf Strompreise gegeben ist und welche Relevanz damit umgekehrt die Netzbelastung durch strompreisverursachte Gleichzeitigkeit hat.
- Die Flexibilisierung von Klein-KWK ist eng an den Abbau von Hemmnissen (siehe Anhang) und an Anreize aus dem Strommarkt gebunden.
- Grundsätzlich gewinnen dezentrale Verbraucher (Wärmepumpen, noch bestehende Nachtspeicher) an Bedeutung.
- Photovoltaiksysteme mit Speichern werden erst relativ spät relevant – beschränken aber schon heute die Netzbelastungen von der Erzeugerseite.

Schlussfolgerungen: Aus den Analysen ergibt sich für die Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“ eine Fokussierung auf kleine KWK in Kombination mit Wärmespeichern. Des Weiteren ist die Einbindung dezentraler Verbraucher, kurzfristig Nachtspeicherheizungen und mittelfristig insbesondere Elektromobilität, hervorzuheben.

4.1.5 Weiterführende Diskussion zur grundsätzlichen Wirkung von Netzengpässen

Grundsätzlich bestehen noch weitere Wechselwirkungen zwischen den Netzregionen. Insbesondere durch einen immer mehr dominierenden Nord-Süd-Engpass auf Übertragungsnetzseite kann es auch prinzipiell möglich sein, einen Teil der temporären Überschüsse der Netzgebietsklasse „windenergiedominant“ in der Netzgebietsklasse und „laststark/vorstädtisch“ oder auch bezogen auf die Industrie der Netzgebietsklasse „photovoltaikdominiert“ zu nutzen. Ein Beispiel wäre die EE-Erzeugung in Schleswig-Holstein, welche aufgrund des Netzengpasses an der Elbe in Hamburg zu großen Teilen als Einspar-Strom genutzt werden könnte.

Weiterhin lässt sich im zeitlichen Verlauf beobachten, dass vor allem im Verteilnetz der Netzausbau aufgrund der einfacheren Planungsverfahren und der niedrigeren Kosten mit vergleichsweise hohem Tempo vorangeht und sich die Engpässe im Verteilnetz langsam auflösen beziehungsweise dadurch regional verschieben. Es ist zu erwarten, dass sich der Effekt der zeitlich räumlichen Verschiebung von Engpässen durch den Drei-Prozent-Ansatz tendenziell verstärkt. Es ist wichtig, sich dieser Dynamik bewusst zu sein, wenn man über Konzepte zur Behebung von Engpässen nachdenkt, da dies beeinflusst, ob lediglich bestehende Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen oder die Amortisationszeiten lang genug sind, um potenzielle neue Investitionen in Flexibilität anzureizen.

Ob ein *Smart Market* in den jeweiligen Netzgebietsklassen zu effizienten Ergebnissen führen kann, ist wesentlich von den regional und zeitlich zur Verfü-

gung stehenden Flexibilitätsoptionen abhängig. Dies wird im folgenden Kapitel diskutiert.

4.2 Einordnung bestehender und zukünftiger Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz

Grundsätzlich existieren zahlreiche Flexibilitätsoptionen im Stromsystem. In dieser Studie fokussieren wir uns auf technische Flexibilitäten im Verteilnetz, die strombedingte Netzengpässe (siehe Abschnitt 4.1) im Verteil- und Übertragungsnetz beheben können. In einem ersten Schritt kategorisieren wir diese. Anschließend quantifizieren wir vorhandene Optionen auf Basis bestehender Studien und Potenzialabschätzungen. In einem dritten Schritt zeigen wir wesentliche Treiber hinsichtlich der weiteren Entwicklung der Flexibilitätsoptionen auf. Abschließend ordnen wir die Potenziale den vier abgeleiteten Netzgebietsklassen zu.

Als Flexibilitätsoption kommen verschiedene Betriebsmittel oder Anlagen zum Einsatz. Diese gruppieren wir in **drei Kategorien**:

- erzeugungsseitige Flexibilitätsoptionen
- lastseitige Flexibilitätsoptionen
- Hybridsysteme als Flexibilitätsoptionen

Häufig bezieht sich der Anlagenbegriff nur auf Stromerzeugungsanlagen. In der vorliegenden Studie verwenden wir den Begriff „**Anlage**“ jedoch **übergeordnet für alle Arten von Betriebsmitteln, die Strom erzeugen oder verbrauchen**. Somit stellt eine Anlage eine Erzeugungsanlage, eine Verbrauchsanlage oder eine Speicheranlage dar.

Weiterhin ordnen wir den verschiedenen Optionen übergeordnete Funktionen zu. Diese leiten wir aus der Einteilung der Netzengpässe in erzeugungsgetriebene und lastgetriebene Engpässe ab:

- **Verminderung des Exportbedarfs:** Abschaltung von Erzeugung beziehungsweise Zuschaltung von

Last (vergleichbar mit negativer Regelleistung) in Regionen mit erzeugungsgetriebenen Engpässen
 → **Verminderung des Importbedarfs:** Zuschaltung von Erzeugung beziehungsweise Abschaltung von Last (vergleichbar mit positiver Regelleistung) in Regionen mit lastgetriebenen Engpässen

4.2.1 Abschätzung des aktuell verfügbaren technischen Potenzials

Nachfolgend fassen wir die wesentlichen Erkenntnisse zum aktuell verfügbaren technischen Potenzial für die drei Technologiekategorien zusammen. Die quantitative Abschätzung für Deutschland ist in einer tabellarischen Übersicht (Tabelle 2) am Ende dieses Abschnitts festgehalten. Die Analyse basiert auf einer Auswertung eigener Untersuchungen und öffentlich verfügbarer Potenzialabschätzungen (OFFIS und Ökoinstitut 2016; Fraunhofer IWES; DBFZ et al. 2015; VDE und ETG 2015; Braun 2015; ISEA RWTH Aachen 2016; Agentur für Erneuerbare Energien 2016a; 50Hertz Transmission GmbH et al. 2016a;

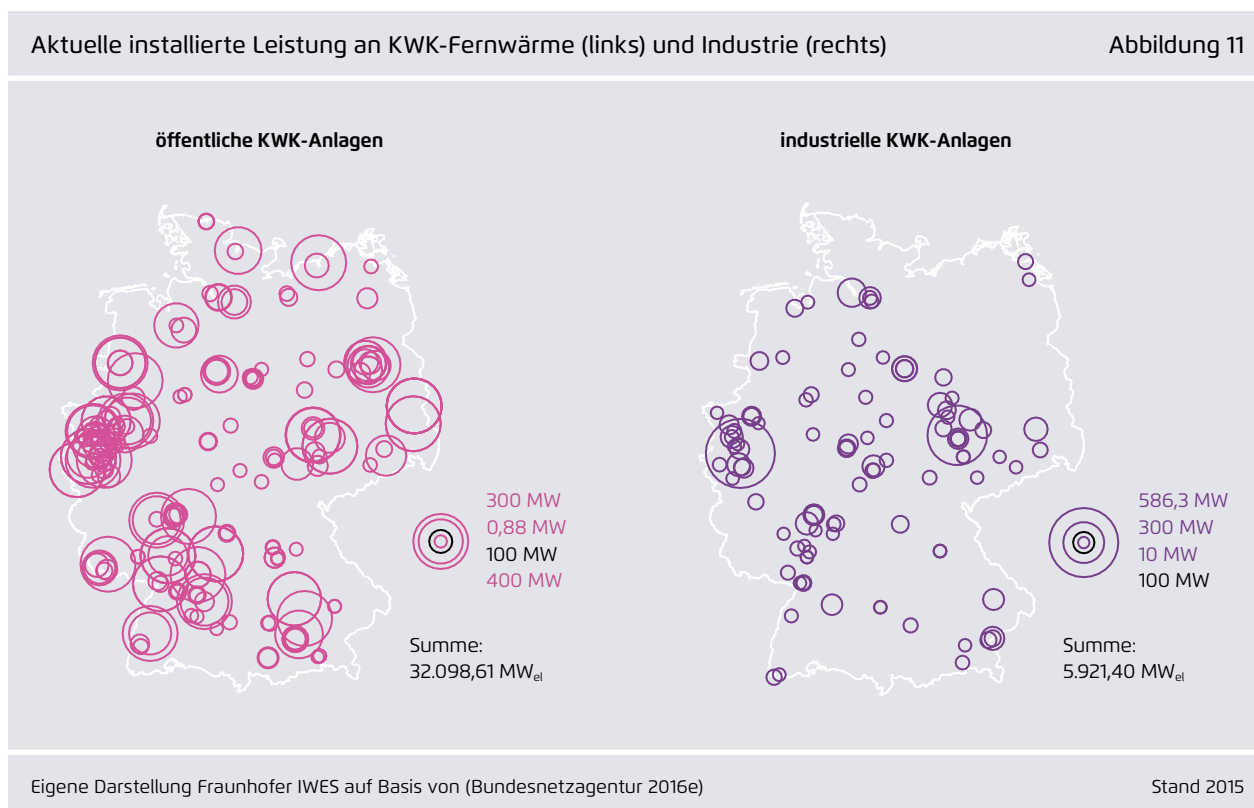
Ecofys 2014; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) 2014; Bundesnetzagentur 2016e; Agentur für Erneuerbare Energien 2016b). Detaillierte Ergebnisse und weitere Erläuterungen befinden sich in Anhang 8.2.

Erzeugungssseitige Flexibilitätspotenziale

Erzeugungsanlagen stellen derzeit den Großteil des verfügbaren Potenzials an installierter Leistung.

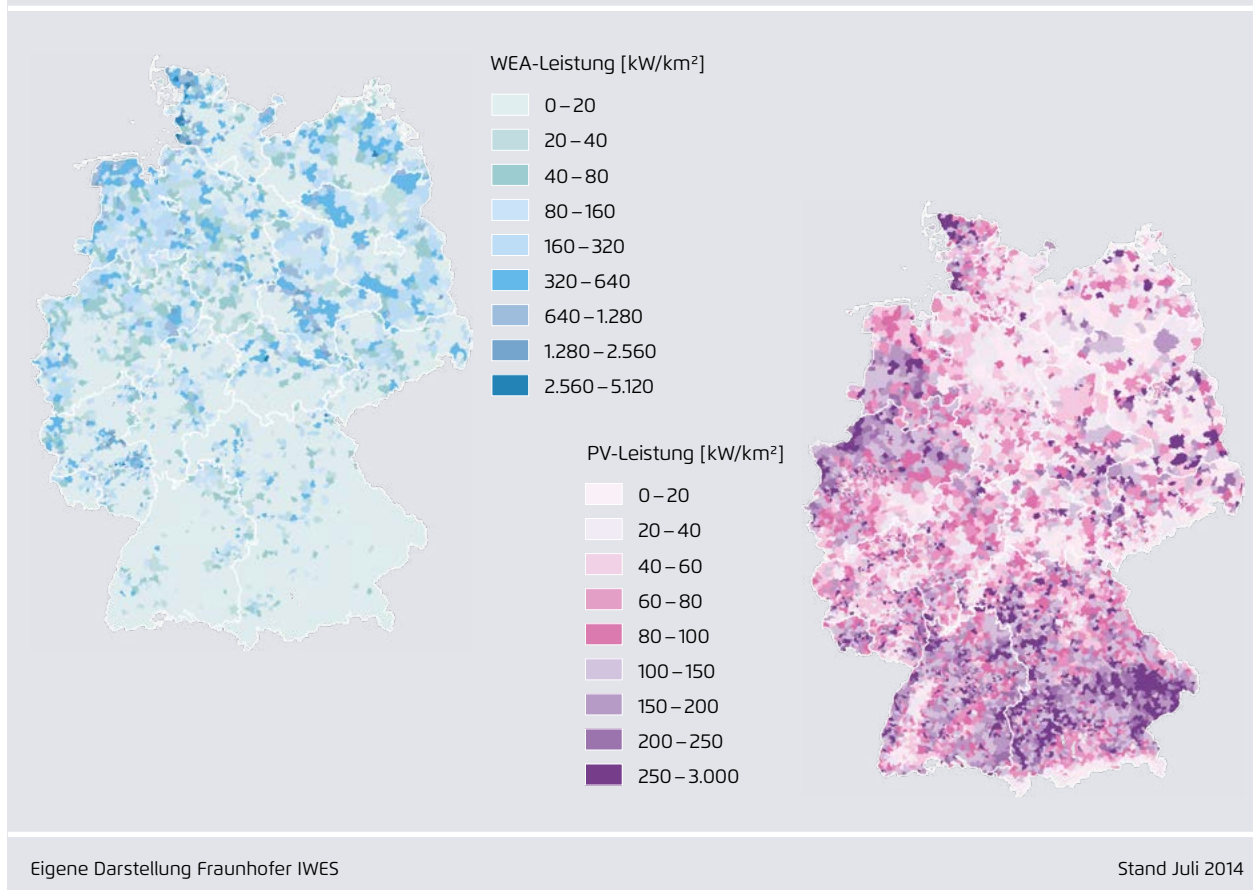
Im Bereich der Erzeugung sind relevante Optionen in Verteilnetzen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (an Fernwärmenetzen und Industrieanlagen) sowie Biomasseanlagen. Diese Technologien sind grundsätzlich gut für die Bereitstellung von negativer und teilweise auch positiver Regelleistung geeignet, da sie regelbar sind. Weiterhin besteht die Möglichkeit Windenergie- und Photovoltaikanlagen abzuregeln.

Hervorzuheben ist insbesondere das Flexibilitätspotenzial der Fernwärme-KWK im *Day-Ahead*- und



Leistungsdichte von Windenergieanlagen (links) und Photovoltaikanlagen (rechts)

Abbildung 12



Intraday-Markt. In Summe sind hier bis zu 14 Gigawatt elektrisch (GW_{el}) deutschlandweit zuschaltbar. Aufgrund der saisonalen Verteilung des Wärmebedarfs schwankt die potenzielle Abschaltleistung stark zwischen 5 bis 14 GW_{el}.⁸ Dagegen weist die dezentrale und industrielle fossile KWK mit einer installierten elektrischen Kapazität von rund 1 beziehungsweise 6 GW_{el} kaum Flexibilität im Strommarkt auf (Öko-Institut e. V. 2015).

Im Bereich Biomasse steht eine geringere Kapazität als Flexibilität zur Verfügung. Die zuschaltbare Leistung beträgt derzeit bis zu 6 GW_{el}. Saisonal abhängig liegt die abschaltbare Leistung zwischen 5 bis 6 GW_{el}.

⁸ Grundsätzliche Hemmnisse sind in Abschnitt 4.3. erläutert. Alle Flexibilitätsoptionen und deren regionale Verteilung sind im Anhang 8.2 erläutert.

In der regionalen Verteilung konzentrieren sich Biogasanlagen in Nord- und Süddeutschland sowie Holzheizkraftwerke in Mittel- und Süddeutschland (DBFZ et al. 2015). Bei Windenergie- und Photovoltaikanlagen besteht die Abregelbarkeit in Phasen mit sehr geringem residualen Strombedarf mit einem Potenzial von bis zu 37 beziehungsweise 28 Gigawatt (Agentur für Erneuerbare Energien 2016a). Nachfolgend ist die regionale Verteilung von KWK, Windenergie und Photovoltaik dargestellt (siehe Anhang 8.2). Für die weiteren Erzeugungstechnologien befinden sich die Abbildungen im Anhang 8.2.

Lastseitige Flexibilitätspotenziale

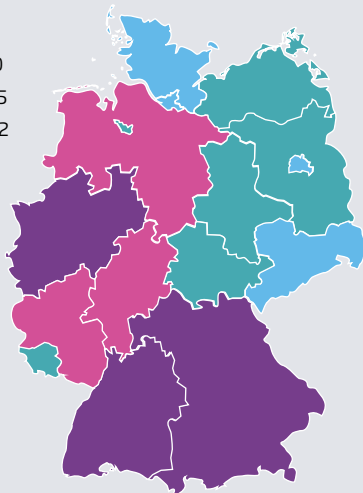
Für das Verteilnetz ist das installierte Gesamtpotenzial der Lasten im Vergleich zur Erzeugung geringer. Das größte theoretische Potenzial im Bereich der Lasten mit einer zuschaltbaren Last von bis zu 26 Giga-

Abschätzung des Stromverbrauchs von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen von Haushaltskunden, Stand 2015

Abbildung 13

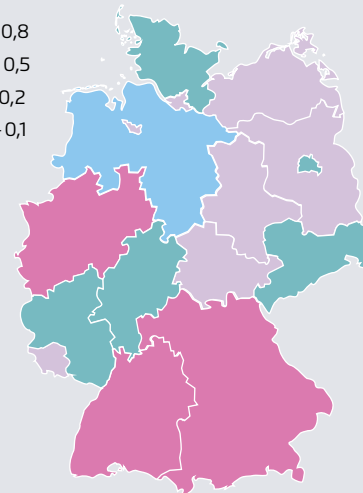
Abschätzung des Stromverbrauchs der Nachtspeicherheizungen von Haushaltskunden 2015 [TWh]

- 1,0 – 3,5
- 0,5 – 1,0
- 0,2 – 0,5
- 0,0 – 0,2



Abschätzung des Stromverbrauchs der Wärmepumpen von Haushaltskunden 2015 [TWh]

- 0,5 – 0,8
- 0,2 – 0,5
- 0,1 – 0,2
- 0,0 – 0,1



Eigene Darstellung Ecofys auf Basis von (Bundesnetzagentur 2016c; VDE und ETG 2015; Statistisches Bundesamt 2015; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) 2014)

watt stellen derzeit Nachtspeicher dar (VDE und ETG 2015; Bundesnetzagentur 2016c). Diese konzentrieren sich eher in ländlichen Regionen, insbesondere in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg. Dieses Potenzial der unterbrechbaren Stromverbraucher setzen Netzbetreiber derzeit gemäß § 14a EnWG mittels Sperrzeiten oder direkter Steuerung ein. Als weiteres Potenzial dienen derzeit Wärmepumpen. Deren aktuelle Anlagenpopulation stellt bis zu 2,5 Gigawatt an zuschaltbarer Last (Bundesverband Wärmepumpe e. V. 2015). Schließlich stehen im Bereich der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), in der Regelleistungsbereitstellung und dem *Redispatch* industrielle Großverbraucher mit derzeit bis zu 1,2 Gigawatt als abschaltbare Last zur Verfügung (50Hertz Transmission GmbH et al. 2016a). Der Bereich der E-Mobilität im Kraftfahrzeugbereich (Elektrofahrzeuge) ist derzeit als Flexibilitätsoption nicht relevant. Dies liegt an einer bislang sehr geringen Marktdurchdringung in Deutschland. Allerdings kann dies mit einer zunehmenden Diffusion zu einem *Game Changer* werden. Daher ist es

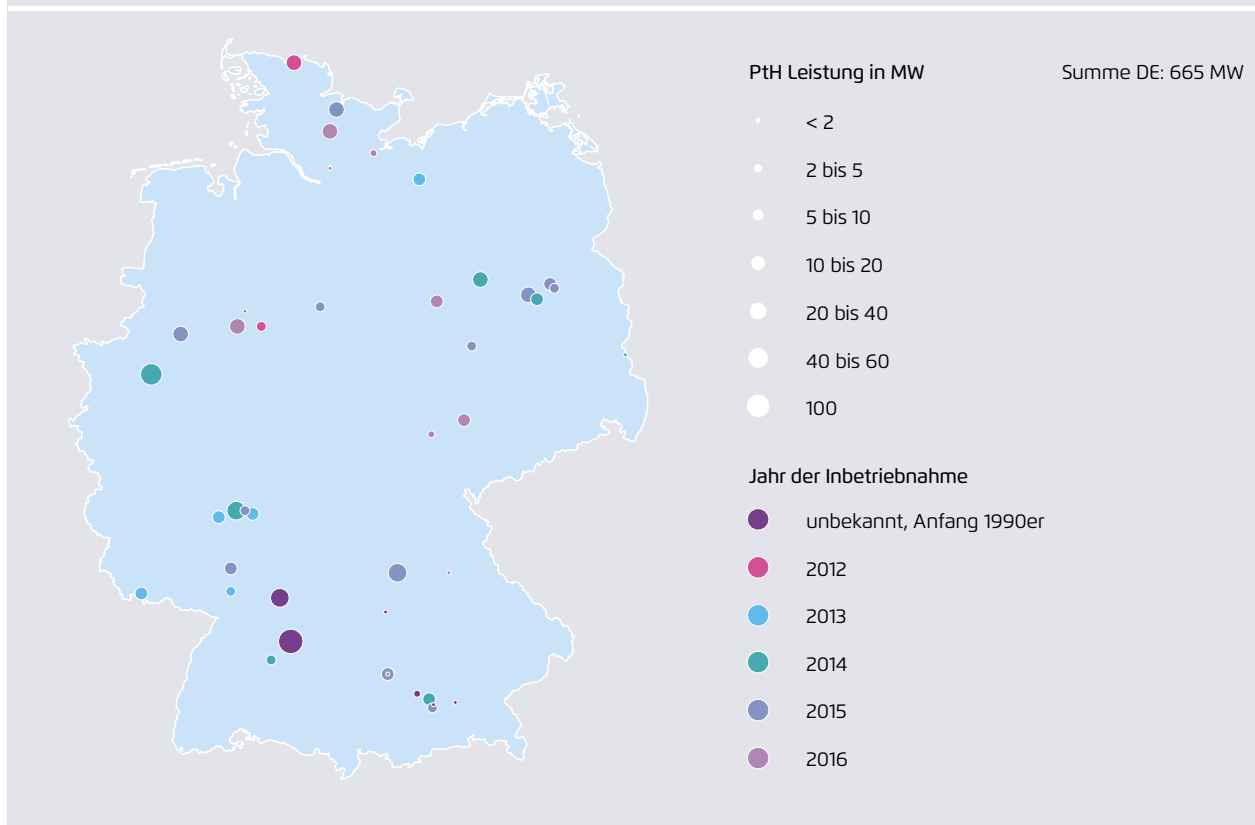
wichtig, diese Entwicklung vorzeitig zu antizipieren, um netzbelastende Gleichzeitigkeitseffekte durch intelligente Steuerung frühzeitig zu vermeiden (zum Beispiel *Managed Charging*). Die Preissignale an den Strombörsen führen bei rein betriebswirtschaftlicher Optimierung der Ladevorgänge nicht zu einem netzdienlichen Verhalten (zum Beispiel unmittelbare Lastspitze durch gleichzeitiges Laden bei niedrigem Börsenstrompreis). Unterschiedliche Ladeleistungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren spielen daher eine zentrale Rolle und können auch an den Bedürfnissen des Netzes orientiert werden (VDE und ETG 2015).

Hybridsysteme als Flexibilitätspotenzial

Im Vergleich zu den vorangegangenen Optionen sind derzeit nur wenige Hybridsysteme verbaut, die als Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen dienen können. In der Summe stellt die gesamte Anlagenpopulation von Hybridsystemen im Verteilnetz derzeit nur ein kumuliertes Leistungspotenzial von bis zu 1 Gigawatt elektrisch (ISEA RWTH Aachen 2016; VDE und ETG 2015). In der Regel bestehen die Systeme aus

Status quo Power-to-Heat, Stand 2015

Abbildung 14



Eigene Darstellung Fraunhofer IWES auf Basis von (AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. 2016; VDE und ETG 2015)

einer Erzeugungsanlage in Kombination mit einem *Power-to-Heat*- oder Speicherelement. Hervorzuheben sind KWK-Anlagen (bis zu 0,7 Gigawatt zuschaltbare Last) oder Biomasseanlagen mit elektrischen Heizkesseln (bis zu 0,2 Gigawatt zu-/abschaltbare Leistung) und Photovoltaikkleinanlagen mit Batteriespeichern (mehr als 0,1 Gigawatt zu-/abschaltbare Leistung). Schließlich kommt derzeit eine überschaubare Anzahl an Großbatterien im Bereich Primärregelleistung zum Einsatz (AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. 2016; VDE und ETG 2015; ISEA RWTH Aachen 2016).

Die nachfolgende tabellarische Übersicht (siehe nächste Seite) fasst die quantitativen Abschätzungen für alle untersuchten Flexibilitätspotenziale zusammen. Detailliertere Informationen befinden sich im Anhang.

4.2.2 Abschätzung der weiteren Entwicklung bis zum Jahr 2025

Auf Basis der Abschätzung des Status quo werden im Folgenden wesentliche Treiber für die weitere Entwicklung identifiziert. Darauf aufbauend schätzen wir das Potenzial für das Jahr 2025 ab (OFFIS und Ökoinstitut 2016; Fraunhofer IWES; DBFZ et al. 2015; VDE und ETG 2015; Braun 2015; ISEA RWTH Aachen 2016; Agentur für Erneuerbare Energien 2016a; 50Hertz Transmission GmbH et al. 2016a; Ecofys 2014; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) 2014; Heidrich et al. 2014; Agentur für Erneuerbare Energien 2016b). Die vollständige tabellarische Übersicht für das Jahr 2025 befindet sich in Anhang 8.2.

Für das zukünftige technische Gesamtpotenzial an Flexibilitätsoptionen gehen wir insbesondere für Erzeugungsanlagen und Hybridsysteme von einem

Abschätzung des verfügbaren technischen Potenzials der untersuchten Flexibilitätsoptionen, um export- oder importbeschränkte Netzengpässe zu beheben, Stand Ende 2015

Tabelle 2

Kategorie	Unterkategorie	Technologie	Verminderung des Importbedarfs (Zuschaltung Erzeugung/Abschaltung Last) [GW]	Verminderung des Exportbedarfs (Abschaltung Erzeugung/Zuschaltung Last) [GW]
Erzeugung	KWK in Nah- und Fernwärmeversorgung	KWK ($\leq 1 \text{ MW}_{\text{el}}$)	1,3	0,4 – 0,7
		KWK ($> 1 \text{ MW}_{\text{el}}$)	14,1	1,5 – 5,7
	KWK in Industrie und Gewerbe	KWK (Industrie)	5,7	5,7
	EE-Stromerzeugung	Biogas	4,1	4,1
		feste Biomasse	2,0	2,0
		Photovoltaik	–	27,8
	Windenergie	–	36,5	
Last	elektrische Großverbraucher	Last	1,2	–
	Wärmepumpe	dezentrale Wärmepumpen	0,1 – 1,7	2,5
	Nachtspeicher	Nachtspeicher	0,0 – 6,0	26,0
	Elektrofahrzeuge	Elektrofahrzeuge	0,0	0,1
	Power-to-Gas	Power-to-Gas	–	0,0
Hybrid	EE-Anlagen + Speicher	Photovoltaik-Batteriesysteme	0,1	0,1
		Photovoltaik-PtH-Systeme	–	–
		Biomasse (+ elektrischer Heizkessel)	0,2	0,2
	Batteriespeicher	Großbatterien	0,1	0,1
	Power-to-Heat	elektrischer Heizkessel	–	0,7

Eigene Darstellung IWES und Ecofys auf Basis von (OFFIS und Ökoinstitut 2016; Fraunhofer IWES; DBFZ et al. 2015; VDE und ETG 2015; Braun 2015; ISEA RWTH Aachen 2016; Agentur für Erneuerbare Energien 2016a; 50Hertz Transmission GmbH et al. 2016a; Ecofys 2014; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) 2014)

sehr starken relativen Anstieg aus. Im Gegensatz dazu ist die zukünftige Entwicklung des technischen Lastpotenzials unsicher, auch wenn das technische Potenzial zur Verminderung des Exportbedarfs (Abschaltung von Lasten) grundsätzlich zunimmt.

Erzeugungsseitige Flexibilitätspotenziale bis 2025

Deutschlandweit ist bis 2025 ein starker Anstieg der installierten Leistung von Windenergie und Photovoltaik um bis zu 65 Prozent zu erwarten. Insofern Engpässe exportbedingt infolge hoher EE-Einspei-

sungen auf Verteilnetzebene auftreten, kann deren Einsenkung Engpässe effektiv beheben.

Im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) 2016 gibt der Gesetzgeber für die KWK-Strommengen ein Ziel von 120 Terawattstunden⁹ im Jahr 2025 vor. Dies entspricht einem Anstieg von rund 20 Prozent. Für Neuanlagen sehen der aktuelle Rahmen und die Dis-

⁹ aktuell circa 96 Terawattstunden KWK-Strom an der Stromproduktion (KWKG 2016; Öko-Institut e. V. 2015)

kussion um das KWKG 2017 auch verstärkt Anreize vor, um die produzierten Strommengen flexibler bereitzustellen, beispielsweise gibt es eine Regelung zur ausbleibenden Vergütung bei negativen Spotmarktpreisen sowie die Begrenzung der Vergütung auf eine fixe Anzahl an Vollbenutzungsstunden in § 7 (8) und § 8 KWKG 2016 oder die Anforderung zur Flexibilisierung durch elektrische Wärmeerzeuger gemäß Entwurf § 33a (1) und § 33b KWKG 2017. Jedoch bestehen Unsicherheiten, inwiefern sich das tatsächliche Flexibilisierungspotenzial der KWK weiterentwickelt, sodass wir nur von einem moderaten Zuwachs ausgehen.

Der weitere Ausbau von Biomasseanlagen unterliegt zahlreichen Unsicherheiten, da Biomasseanlagen aufgrund relativ hoher Brennstoffkosten sehr sensitiv auf Anpassungen der Vergütung reagieren. Ein starker Anstieg der Strommengen aus Biomasse ist angesichts der aktuellen gesetzlichen und betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie des politischen Konsenses nicht zu erwarten (Öko-Institut e. V. 2015).

Lastseitige Flexibilitätspotenziale bis 2025

Bezüglich der weiteren Entwicklung der Population von Nachtspeicherheizungen bestehen derzeit große Unsicherheiten. Die aktuell betriebenen Anlagen weisen im Durchschnitt ein hohes Lebensalter auf. In Anbetracht der hohen EEG-Umlage sind Nachtspeicherheizungen aktuell betriebswirtschaftlich sehr unattraktiv (Heidrich et al. 2014). Obwohl aus betriebswirtschaftlichen Beweggründen somit ein Ersatz des Heizsystems sinnvoll erscheint, verbleiben die Rückbauraten bisher sehr moderat. Robuste Prognosen zur weiteren Entwicklung liegen nicht vor. Für diese Studie unterstellen wir die Annahme, dass Nachtspeicherheizungen bis zum Jahr 2025 noch eine relevante, aber deutlich reduzierte Rolle spielen werden.

Obwohl der Bereich der E-Mobilität im Kraftfahrzeugbereich (Elektrofahrzeuge) derzeit als Flexibilitätsoption nicht relevant ist und eine geringe Markt-

durchdringung aufzeigt, gehen wir bis 2025 von einem deutlichen Zubau aus. Aktuelle Trends in diesem Bereich - Preisreduktion von Batterien, vollelektrische Fahrzeuge mit großen Reichweiten, Schnellladung oder autonomes Fahren - lassen grundsätzlich eine dynamische Entwicklung erwarten. Das sich einstellende Flexibilisierungspotenzial ist aber durch Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Absatzmarktentwicklung und der Höhe der einzelnen Ladeleistung geprägt. Während in der Vergangenheit Hausanschlüsse für bis 22 Kilowatt (32 Ampere) als technisch notwendig erachtet wurden, scheint aktuell durch die größeren Batteriekapazitäten auch eine niedrigere Ladeleistung von bis 11 Kilowatt (16 Ampere) zu genügen. Unterstellt man in einer konservativen Abschätzung Hausanschlüsse von bis zu 11 Kilowatt und 1 Millionen Elektrofahrzeuge, die am Netz angeschlossen sind, ergibt sich für die Zukunft eine zuschaltbare Last von rund 11 Gigawatt. Eine hohe Relevanz sehen wir für Elektrofahrzeuge insbesondere in der Vorstadt und somit in der Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“.

Ein signifikanter Zubau an Wärmepumpen wird in vielen Studien als klimapolitisch notwendig beschrieben (Bundesverband Wärmepumpe e. V. 2015; VDE und ETG 2015; Fraunhofer IWES und IBP 2017). Ohne weitere regulatorische Eingriffe beschränkt sich der Absatzmarkt aber nur auf den Neubaubereich und den Bereich der Tiefensanierung. Entsprechend unterliegt die tatsächliche Entwicklung großen Unsicherheiten. Das Potenzial schätzen wir in Anlehnung an (Bundesverband Wärmepumpe e. V. 2015) bis zum Jahr 2025 mit bis zu fünf Gigawatt als zuschaltbaren Lasten ab.

Grundsätzlich weist die Industrie ein hohes Flexibilitätspotenzial auf, welches aber aufgrund der Anreizsystematik zum Beispiel von Netzentgeltleistungspreisen zur Eigenoptimierung genutzt wird. Unklar ist also, inwiefern diese technischen Potenziale für den allgemeinen Strommarkt erschlossen werden können. Grundsätzlich ist diese Option vor allem von abschaltbaren Lasten und nur in geringem Maße durch zuschaltbare Lasten geprägt.

Weitere Verbraucher wie *Power-to-Gas* (siehe Anhang 8.2) werden aufgrund der wirtschaftlichen Situation bis 2025 im Verteilernetz als untergeordnetes Flexibilitätspotenzial eingestuft.

Hybridsysteme als Flexibilitätspotenzial bis 2025

Aktuell werden Elektrokessel in Kombination mit KWK vorrangig in der Regelleistung eingesetzt. Aufgrund des aktuellen Preisverfalls und der zunehmenden Marktsättigung im Regelleistungsmarkt sehen wir diesen Anwendungsfall nicht als wesentlichen Treiber für einen weiteren Zubau. Als Treiber sehen wir vielmehr die Neuregelung gemäß § 13 (6) EnWG 2016, die eine Ausschreibung von zuschaltbaren Lasten in der Höhe von bis zu zwei Gigawatt vorsieht.

Trotz des Marktanzreizprogramms für Photovoltaik mit Batteriespeichern ist deren verbaute Leistung heute im Vergleich zu der installierten Photovoltaikleistung als Flexibilitätsoption kaum relevant. Auch für Neuanlagen stellen diese Hybridsysteme kurzfristig kaum oder nur eine sehr beschränkte wirtschaftlicher Option dar (Pape 2016). Aktuell umgesetzte Projekte sind vor allem vom subjektiven Autarkiebestreben geprägt und weniger vom reinen betriebswirtschaftlichen Handeln. Eine deutlich stärkere Dynamik ist zu erwarten, wenn die ersten Photovoltaikanlagen nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen. Diese Entwicklung erwarten wir um das Jahr 2025. Vergleichbar sehen wir die Entwicklung von Photovoltaiksystemen in Kombination mit Heizstäben, wo wir auf Basis der Auswertung der Entwicklung zwischen 1990 und 2015 bis 2025 einen Zubau von rund 1,1 Gigawatt elektrisch annehmen (VDE und ETG 2015; ISEA RWTH Aachen 2016; Agentur für Erneuerbare Energien 2016a).

Großbatterien beschränken sich im Einsatz auf den Bereich Primärregelleistung. In diesem kleinen Markt ist mit einer Sättigung und einem geringen Zubau zu rechnen und die Flexibilität für einen *Smart Market* ist durch den Regelleistungseinsatz stark eingeschränkt.

4.2.3 Einordnung des Flexibilitätsbedarfs- und -potenzials nach Netzgebietsklasse

Die nachfolgende Einordnung des aufgezeigten Flexibilitätsbedarfs- und potenzials in die abstrahierten Netzgebietsklassen verfolgt das Ziel, eine erste Übersicht zu ermöglichen. Mit den gewonnenen Erkenntnissen sind gezielte Untersuchungen durch den Netzbetreiber möglich, um den tatsächlichen Bedarf zur Netzengpassbehebung und das verfügbare Potenzial an Flexibilitätsoptionen in seiner konkreten Netzregion zu ermitteln.

In den vier Netzgebietsklassen unterscheidet sich der **Bedarf zur Flexibilisierung** der Stromnetze sehr deutlich.

- In der windenergiedominierten Klasse ist der Flexibilitätsbedarf aktuell sehr hoch. Dementgegen treten in der laststarken/vorstädtischen Klasse derzeit faktisch keine Netzengpässe auf.
- Zukünftig ist in allen Netzregionen mit einem steigenden Bedarf zur Behebung von Netzengpässen zu rechnen. Treiber für diese Entwicklung sind die Berücksichtigung der Spitzenkappung in der Netzplanung und der Anstieg von lastgetriebenen Engpässen durch Elektrofahrzeuge.

Für die Abschätzung des Flexibilitätspotenzials werden im Folgenden die technische Wirkung, das aktuell verfügbare Potenzial und die zukünftige Entwicklung bis zum Jahr 2025 (Trend) aller Flexibilitätsoptionen für die vier Netzgebietsklassen ausgewertet. Die technische Wirkung schätzen wir vereinfacht auf Basis eines qualitativen Vergleichs der Spannungsebene¹⁰ des Netzengpasses und der Flexibilitätsoption ab. Grundsätzlich verfügt eine Flexibilitätsop-

¹⁰ Konkret bewerten wir die Wirkung als hoch, wenn der Engpass und die Flexibilitätsoption in der gleichen Spannungsebene auftreten. Die Wirkung schätzen wir als sehr niedrig ein, wenn beispielsweise eine Flexibilitätsoption in der Niederspannung auf einen Engpass in der Hochspannung wirken soll. Den Umfang einer möglichen Rückspeisung beziehen wir in dieser Betrachtung nicht mit ein.

tion über eine sehr hohe technische Wirksamkeit, wenn sie netztechnisch nah am Engpass und somit in erster Näherung auf der gleichen Spannungsebene liegt. Dementgegen wirkt eine Flexibilitätsoption in der Niederspannung in der Regel nur sehr gering auf einen Engpass in der Hochspannung. Weiterhin berücksichtigen wir qualitativ, inwieweit die Flexibilitätsoption effektiv die Export- oder Importbeschränkung in einer Netzregion vermindern kann. Die tatsächliche technische Wirkung der Option auf den Engpass beziehungsweise eine Quantifizierung ist im Einzelfall von dem konkreten Netz und der Netzsituation abhängig. Auf Basis des Gesamtpotenzials der Flexibilitätsoption und der regionalen Verteilung in Deutschland haben wir eine Abschätzung für die vier Netzgebietsklassen vorgenommen. Das tatsächlich verfügbare Potenzial an Flexibilitätsoptionen ist sehr stark von der realen Netzregion abhängig.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Auswahl an relevanten Flexibilitätsoptionen für eine beispielhafte Netzgebietsklasse auf Basis der vorgenommenen Bewertung hinsichtlich Wirkung, Potenzial und Trend. Die detaillierte Übersicht zur Einordnung aller Flexibilitätsoptionen befindet sich im Anhang 8.2.

In Anlehnung an die Übersichtstabelle (Tabelle 4) lassen sich die wesentlichen **Ergebnisse zur Abschätzung des Flexibilitätspotenzials** in den vier Netzgebietsklassen wie folgt zusammenfassen.

- Die Klasse „windenergiedominiert“ zeichnet sich durch eine sehr hohe Wirkung und ein hohes Potenzial an Flexibilitätsoptionen aus. Primär besteht das derzeit verfügbare Potenzial aus Erzeugungsanlagen, insbesondere Windenergie und KWK-Anlagen, sowie *Power-to-Heat*-Systemen.
- Die Wirkung und das Potenzial der derzeit verfügbaren Flexibilitätsoptionen in den Klassen „lastschwach/EE-dominiert“ und „photovoltaikdominiert“ ordnen wir derzeit als mittel bis hoch ein. Im Vergleich zur windenergiedominierten Klasse können sich diese Klassen trotz einer teils geringeren Wirkung und eines geringen Potenzials durch eine höhere Vielfalt an relevanten Technologien auszeichnen. Neben Windenergie und KWK haben Photovoltaik- und Biomasseanlagen in der Mittelspannung eine hohe Relevanz. Weiterhin sind in der photovoltaikdominierten Netzgebietsklasse auch Nachtspeicherheizungen und regelbare Lasten von Bedeutung.

Beispiel relevanter Flexibilitätsoptionen in der Netzgebietsklasse windenergiedominiert nach Wirkung auf den Engpass, aktuell verfügbarem Potenzial und der zukünftigen Entwicklung (Trend) Tabelle 3

Kategorie	Technologie	Klasse: windenergiedominiert		
		Wirkung	Potenzial	Trend
Erzeugung	Windenergie	●	●	↑
	KWK	●	◐	→
	Biogas	●	●	→
	Photovoltaik	●	●	↑
Hybrid	elektrischer Heizkessel	●	◐	↑

Eigene Darstellung Fraunhofer IWES und Ecofys

- In der Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“ bewerten wir die Wirkung und das Potenzial in der Summe aktuell als niedrig bis mittel. Eine besondere Bedeutung haben die Flexibilitätsoptionen, Nachtspeicherheizungen und Erzeugungsanlagen in der Niederspannung, primär Photovoltaik.
- In der zukünftigen Entwicklung sehen wir in allen Klassen ein steigendes Flexibilitätspotenzial, dies schließt neu auch hinzukommende Flexibilitätsoptionen ein. In den Klassen „windenergiedominiert“ und „laststark/vorstädtisch“ unterstellen wir ein besonders starkes Wachstum. Treiber sind in diesen Klassen der Zubau an Erneuerbaren Energien und Elektrofahrzeuge.
- Aufgrund der sehr geringen Grenzkosten und der CO₂-freien Stromerzeugung von EE-Anlagen ist zu erwarten, dass auch zukünftig die Abregelung von EE unter den bestehenden Flexibilitätsoptionen als Ultima-Ratio-Maßnahme einzustufen ist.

4.3 Grundsätzlich bestehende Hemmnisse beim Einsatz von Flexibilitätsoptionen

Im Ergebnis der Potenzialabschätzung zeigt sich, dass grundsätzlich ein sehr hohes Potenzial an Flexibilitätsoptionen verfügbar ist. Aufgrund von bestehenden Umsetzungshemmnissen kommt dieses Potenzial derzeit aber nicht vollständig zum Einsatz. In einem ersten Schritt identifizieren und beschreiben wir die bestehenden Hemmnisse deshalb in diesem Abschnitt. Dabei diskutieren wir zuerst übergeordnete Hemmnisse für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz, um anschließend spezifische Hemmnisse für die als relevant identifizierten Optionen darzustellen. Als Grundlage ziehen wir eigene Untersuchungen und existierende Studien heran (Ecofys 2014; Fraunhofer IWES et al. 2014; BMWi 2015b; Heidrich et al. 2014). Im Rahmen der

Übersicht zur Einordnung des Flexibilitätsbedarfs und -potenzials nach vier Netzgebietsklassen Tabelle 4

Netzgebietsklasse		windenergiedominiert	lastschwach/EE-dominiert	photovoltaikdominiert	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)
Flexoptionen	heute	sehr hoch, z. B. - KWK, Windenergie und teilweise Biogas, Photovoltaik abregeln - KWK + PtH einsetzen	mittel, z. B. - Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und teilweise KWK-Fernwärme abregeln - im geringen Umfang KWK + PtH einsetzen	mittel bis hoch, z. B. - Photovoltaik, KWK, Bio abregeln - Last abregeln - Lastmanagement mit Nachtspeicherheizungen	niedrig bis mittel, z. B. - Lastmanagement mit Nachtspeicherheizungen - kleine KWK regeln
	Trend	stark steigend, zusätzliche Optionen: abschaltbare Lasten, Biogas + PtH	steigend, zusätzliche Optionen: Biogas + PtH	steigend, zusätzliche Optionen: E-Kfz, Wärmepumpen, Photovoltaik-Hybridsysteme	stark steigend, zusätzliche Optionen: E-Kfz, Wärmepumpen, Photovoltaik-Hybridsysteme

Eigene Darstellung Fraunhofer IWES und Ecofys

Regulatory Roadmap greifen wir die Hemmnisse wieder auf und adressieren diese durch geeignete Maßnahmen, um eine effektive Umsetzung der entwickelten *Smart-Market-Modelle* zu ermöglichen.

Im Allgemeinen lassen sich Hemmnisse auf Basis der folgenden Fragestellungen ableiten:

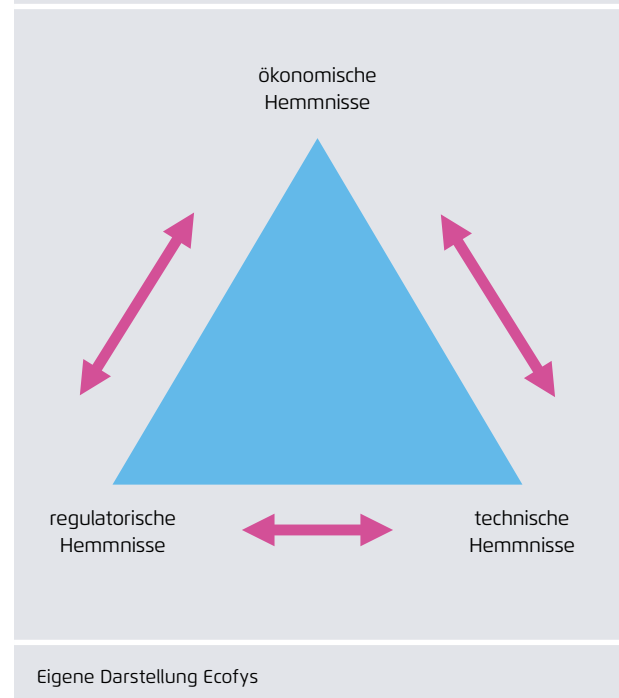
- Wo wird das technisch verfügbare Potenzial der Flexibilitätsoptionen nicht vollständig genutzt?
- Was sind die Ursachen dafür?

Dabei lassen sich Ursachen in drei Arten kategorisieren, wobei die einzelnen Dimensionen teilweise ineinander übergehen (in Abbildung 15 als Dreieck stilisiert).

- **Ökonomische Hemmnisse:** Unter diesen verstehen wir die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen für die effiziente Bewirtschaftung von Engpässen. Hierbei stehen insbesondere die geringe Anzahl von Stunden im Jahr von ökonomisch effizienten Netzengpässen und die Vereinbarkeit mit Erlösströmen aus weiteren Anwendungsfällen, zum Beispiel Regelleistung, im Vordergrund.
- **Regulatorische Hemmnisse:** Diese beziehen sich auf Barrieren im regulatorischen Rahmen, wie die Präqualifikation, *Unbundling*, Netzentgeltstruktur (zum Beispiel bei Speichern), Einspeisevorrang, Anreizregulierung, Informationsasymmetrien oder fehlende Anreize für die Innovationsfreude der Verteilnetzbetreiber. Insbesondere aufgrund der Netzentgeltstruktur ermöglichen die resultierenden Deckungsbeiträge bisher keinen wirtschaftlich sinnvollen Betrieb.
- **Technische Hemmnisse:** Abschließend gilt es auch technische Hemmnisse zu nennen, wenngleich diese immer eng mit den ökonomischen Hemmnissen (zum Beispiel aufgrund eines hohen technologiebedingten Fixkostenanteils) verbunden sind. Beispielsweise können momentan viele Akteure an *Smart Markets* nicht teilnehmen, weil sie nicht mit der entsprechenden Informations- und Kommuni-

Umsetzungshemmnisse für *Smart Markets*

Abbildung 15



kationstechnologie (IKT) ausgestattet sind, dementsprechend relevante Marktinformationen nicht erhalten und nicht individuell angesteuert werden können.

Ein zentrales übergeordnetes Hemmniss stellt die derzeit **begrenzte Wirtschaftlichkeit** von verfügbaren Optionen im Verteilnetz dar. Diese ist geprägt durch unzureichende Preissignale und eine starke Abhängigkeit von staatlich induzierten Kostenbestandteilen.

Aktuelle Erlösmöglichkeiten aus dem Flexibilitäts-einsatz sind stark begrenzt. Aufgrund von Überkapazitäten im Strommarkt und dem Verfall der CO₂-Zertifikatepreise sind die Strompreisunterschiede (Spread) im Spotmarkt derzeit sehr gering, um relevante Investitionen in Flexibilitätsoptionen oder zusätzliche Flexibilität zu realisieren. Die geringe Volatilität der Strompreise ist vielmehr sogar ein Zeichen für ausreichend Flexibilität im bestehenden Marktdesign und die gegenwärtig erzeugungssei-

tige Überkapazität in den Strommärkten. Neben dem sinkenden Preisspread am Spotmarkt sind auch die Preise am Regelleistungsmarkt in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken. Somit sinken grundsätzlich die möglichen Erlöse und Deckungsbeiträge für den Einsatz einer neuen Flexibilitätsoption wie *Power-to-Heat*.

Schließlich ist für einzelne Flexibilitätsoptionen zu erwarten, dass sich ein positiver Deckungsbeitrag nur durch eine Kombination mehrerer Anwendungsfälle erzielen lässt. So müssten viele Investitionen in Flexibilität notwendigerweise aus dem Strommarkt finanziert sein oder sowohl Deckungsbeiträge aus dem Strommarkt als auch aus der Engpassbehebung aufweisen. Dabei sind aber nicht alle Kombinationen aufgrund der zeitlichen Abfolge immer möglich. Beispielsweise lässt sich der Einsatz am Spotmarkt gut mit der Engpassbehebung kombinieren, wohingegen eine zeitlich vorgelagerte Regelleistungsvorhaltung einen nachgelagerten Einsatz für Engpassbehebung ausschließt oder im Fall von Regelleistungspools einschränkt (Fraunhofer IWES et al. 2014). Die Kombination von Regelleistung und Engpassbehebung wird insbesondere durch die aktuellen Eigenschaften der Regelleistungsprodukte erschwert. Die Produkte sehen einen hohen Ausschreibungsvorlauf, hohe Mindestgebotsgrößen und eine lange Vorhaltezeit vor.

Weiterhin ist der sich einstellende Deckungsbeitrag in jedem Anwendungsfall stark von den **regulatorischen Rahmenbedingungen** und somit den anfallenden Entgelten und Umlagen abhängig. So unterscheidet sich die Höhe je nach Flexibilitätsoption deutlich. Beispielsweise gelten für unterbrechbare Verbraucher in der Niederspannung gemäß § 14a EnWG reduzierte Netzentgelte, wohingegen diese Befreiung beispielsweise für Verbraucher in der Mittel- oder Hochspannung nicht gilt.

Die historisch gewachsenen Netzentgeltstrukturen (Leistungspreise, vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE), atypische Netznutzung) basieren auf der individuellen Jahreshöchstlast als eine stati-

sche Größe, die nicht den Strompreis und die von der Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien berücksichtigt. Hierbei ist zwischen den Fragen verursachergerechter Kostenallokation (bisheriger Fokus) und effizientem Anlageneinsatz in einem zukünftigen Strommarkt zu unterscheiden. Kritisch zu sehen ist der Aspekt, dass der aktuelle Rahmen die maximal abrufbare Leistung beschränkt, auch wenn das Netz eine höhere Auslastung ermöglichen würde. Zum anderen werden dynamische Preissignale des Strommarktes durch statische Anreize der Eigenstromoptimierung überlagert.

Schließlich hat der Netzbetreiber gemäß Anreizregulierungsverordnung (ARegV) derzeit keinen starken Anreiz, operative Kosten für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen den Kosten vom Netzausbau vorzuziehen.

Als weitere Faktoren müssen zudem berücksichtigt werden, dass die Zusammenhänge sehr komplex sind und sich erst Erkenntnisse im Markt einstellen müssen. Hierbei bestehen Fragen des Risikomanagements in Hinblick auf die Nutzung etablierter Prozesse gegenüber neuen sehr komplexen kostenintensiven Konzepten mit geringem wirtschaftlichen Anreiz und hohem Aufwand. Ein weiterer Faktor ist die Unsicherheit bezüglich politischer Änderungen und damit verbundenen relevanten Änderungen der aktuell gültigen Regelungen, was zu Investitionszurückhaltung führt.

Für die einzelnen Technologien sind die Hemmnisse im Anhang 8.3 im Detail dargestellt. Nachfolgend sind die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst.

Im Bereich der Erzeugung:

- Kleine KWK-Anlagen reagieren nicht auf Marktpreise aufgrund des Ausschlusskriteriums für virtuelle Kraftwerke im Rahmen der Stromsteuerbefreiung und des hohen Anreizes zur Eigenstromoptimierung.
- Um eine stärkere Flexibilisierung von KWK- und Biomasseanlagen zu ermöglichen, wären vorerst

zusätzliche Investitionen in eine Anlagenerweiterung (Wärme- und Gasspeicher) erforderlich.

- Große Fernwärme-KWK wird zwar grundsätzlich strommarktgeführt betrieben, die Flexibilität der Abschaltung ist aber eingeschränkt durch KWK-Boni, hohe Kosten für Spitzenlastkessel und die Gleichrangigkeit von EE-Anlagen und KWK bei EinsMan und *Redispatch*. So sind die KWK-Vergütung und der KWK-Boni unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung beziehungsweise der Netz-situation.
- Industriekraftwerke werden in Eigenerzeugung betrieben, aufgrund der Netzleistungspreise, der Anreize für Bandlastverbrauch (§ 19(2) StromNEV) und der Sondernetzentgelte für den Ausfall von Eigenstromerzeugern.
- Obwohl Biogasanlagen grundsätzlich eine strom-geführte Fahrweise ermöglichen, sind die vorhandenen Gasspeicher in der Regel nur für Wartungsarbeiten dimensioniert und für eine umfangreiche Flexibilisierung zu klein.
- Die feste EEG-Vergütung oder Direktvermarktung mit der Marktprämie bieten derzeit keine Anreize, Anlagen auf eine gleichmäßige netzdienliche Einspeisung (zum Beispiel Schwachwindanlagen), sondern auf eine möglichst hohe Stromerzeugung hin auszulegen.
- Der Großteil der kleinen Erzeugungsanlagen verfügt aktuell nicht über eine technische Einrichtung zur Ansteuerung durch den Netzbetreiber oder Dritte (Ecofys und Consentec 2013). Für Anlagen mit einer Leistung unter 30 Kilowatt ist diese nicht verpflichtend. Ein vollständige Abdeckung von Smart Metern mit Steuerungsfunktion ist erst mittelfristig zu erwarten.

Im Bereich der Last:

- Für dezentrale unterbrechbare Verbraucher (§ 14a EnWG) sieht der Gesetzgeber im Rahmen des Gesetzes der Digitalisierung die Ablösung der Standardlastprofile vor. Es ist unklar, wie dezentrale Verbraucher mit Smart Meter und Zählerstandsgangmessung zukünftig wirtschaftlich

flexibel in den Strommarkt eingebunden werden können und inwiefern für Bestandsanlagen ein höherer technischer Aufwand besteht.

- Für Industrieanlagen liegt ein sehr hohes technisches Flexibilisierungspotenzial brach, welches aufgrund der statischen Anreize nur zur Eigenoptimierung (Fokus auf Reduktion Jahreshöchstlast/Bandlastverbrauch) und zum Hochtarif/Niedertarif-Strombezug¹¹ (HT/NT-Bezug) eingesetzt wird. In der Regel optimieren Industrieanlagen aufgrund der starken Abhängigkeit von Leistungspreisen ihre Eigenerzeugung auf die lokale Jahreshöchstlast, selbst bei hoher EE-Einspeisung. Somit werden Lastspitzen zu eigentlich gewünschten Abnahmzeiten pönalisiert.

Im Bereich Hybridsysteme:

- Hohe staatlich induzierte Stromkostenbestandteile hemmen für Hybridanlagen die Substitution der Eigenversorgung durch Fremdstrombezug in Kombination mit *Power-to-Heat*. Im Rahmen der Ausschreibung von zuschaltbaren Lasten gemäß § 13 (6) EnWG sind hier gegebenenfalls Anpassungen für Anlagen in Norddeutschland zu erwarten.
- Im Bereich der KWK-PtH-Eigenstromerzeugung kann es durch Teillast zu Problemen mit den Anforderungen an Hocheffizienz für die KWK kommen. Zudem hindern Baukostenzuschüsse Investitionen beziehungsweise schränken das Potenzial ein und vNNE für KWK schränken die zeitliche Verfügbarkeit von PtH ein.

¹¹ Bei Kunden mit HT/NT-Bezug rechnet der Versorger tageszeitabhängig mit zwei verschiedenen Tarifen ab. Tagsüber erfolgt die Abrechnung zum Hochtarif und nachts beziehungsweise in der Schwachlastzeit zum Niedertarif, der in der Regel günstiger ist.

5 Entwicklung und Bewertung von Smart-Market-Modellen

In diesem Kapitel wird eine Systematik entwickelt, um Ausgestaltungsformen für *Smart-Market-Modelle* zu beschreiben. In diese Systematik werden die derzeit diskutierten Ansätze eingeordnet. Sie dient auch als Grundlage, um *Smart-Market-Modelle* weiterzuentwickeln und schließlich in Abhängigkeit der ausgewählten Netzgebietsklassen vergleichend zu bewerten.

5.1 Beschreibung von verschiedenen Smart-Market-Modellen mittels des morphologischen Kastens

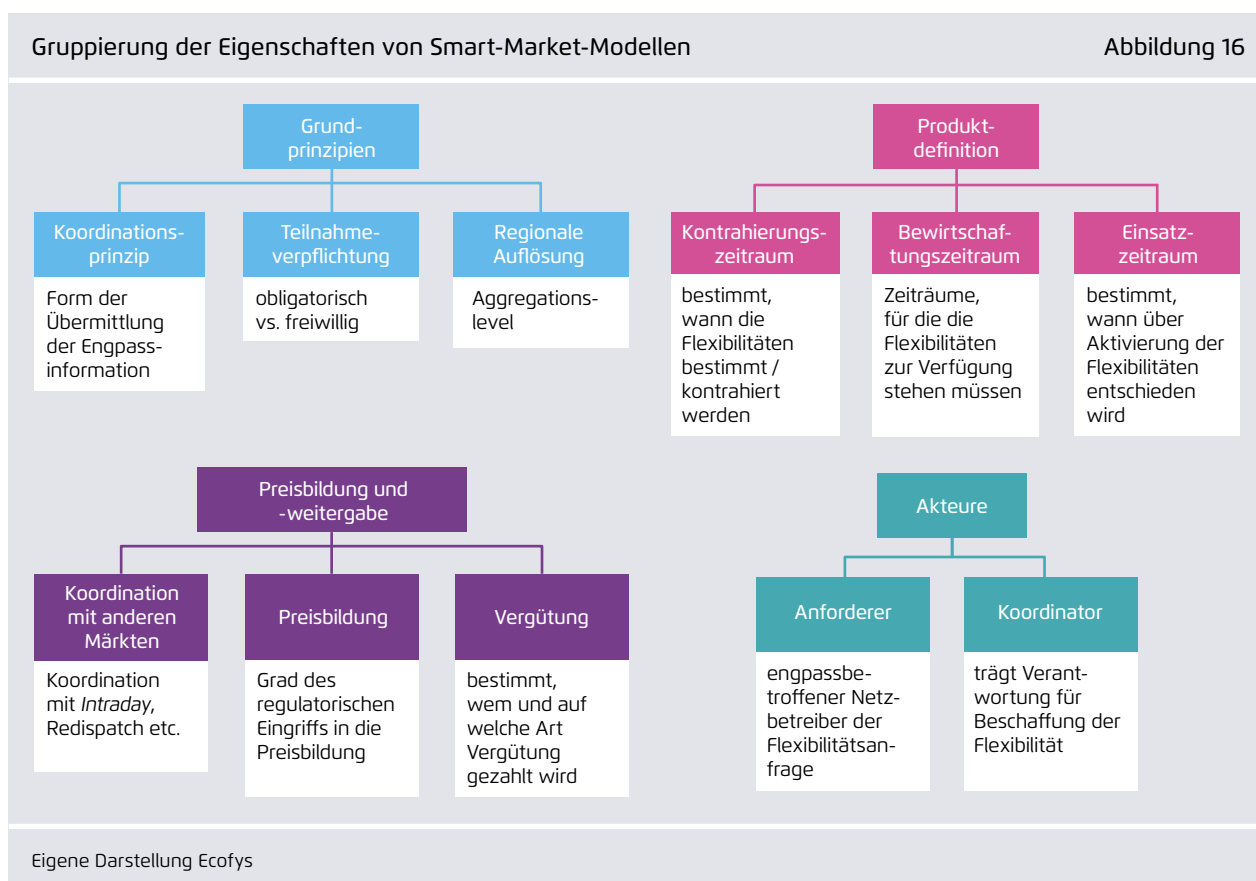
Um *Smart-Market-Modelle* zu systematisieren, werden sie anhand wesentlicher Eigenschaften beschrie-

ben. Diese lassen sich den folgenden **vier Gruppen** zuordnen (Abbildung 16):

- Grundprinzipien
- Produktdefinition
- Preisbildung und -weitergabe
- Akteure

Abbildung 16 fasst die Gruppen und mögliche Ausprägungen der Eigenschaften zusammen:

- Unter den Grundprinzipien subsumieren sich das Koordinationsprinzip, die Verpflichtung zur Teilnahme und die regionale Auflösung des Marktes.



- Die Gruppe der Produktdefinition umfasst die Spezifikation der Zeiträume zur Kontrahierung, Bewirtschaftung und zum Einsatz.
- In der Gruppe Preisbildung und -weitergabe werden die Koordination mit anderen Märkten, die Preisbildung und die Zahlung von Vergütungen betrachtet.
- Schlussendlich unterscheiden sich die Modelle je nach anforderndem und koordinierendem Akteur.

Die wesentlichen Eigenschaften werden in den nachfolgenden Abschnitten genauer beschrieben.

Beispielhaft ist der morphologische Kasten mit verschiedenen Modelleigenschaften in Anhang 8.4 dargestellt.

5.1.1 Das Koordinationsprinzip

Eine wesentliche Modelleigenschaft von *Smart Markets* ist das Koordinationsprinzip, das heißt die Form der Übermittlung der Engpassinformation vom Netzbetreiber in den Markt. Hierzu existieren zwei wesentliche Ausprägungen: Zum einen übermittelt der Netzbetreiber die Information über die Festlegung einer Quote, zum anderen durch einen Flexbezug.

Bei Anwendung einer **Quote** evaluiert der Netzbetreiber auf Basis der erwarteten Erzeugung und Last die potenziellen Lastflüsse und prüft, ob ein Engpass zu erwarten ist. Falls ja, quotiert er die verursachenden Erzeuger beziehungsweise Lasten (je nach Engpassituation) so weit, bis ein sicherer Zustand erreicht wird. Der Netzbetreiber tritt in dieser Situation nicht als aktiver Nachfrager von Flexibilität auf, sondern fordert diese von den angeschlossenen Verbrauchern oder Erzeugern über die Quotierung an. Die Netzengpassgröße wird daher direkt durch den Netzbetreiber ermittelt und auf die Teilnehmer angewendet. Beim **Flexbezug** tritt dagegen der Netzbetreiber als aktiver Nachfrager nach Flexibilität, beispielsweise als *Single Buyer*, auf. Die Information des Engpasses wird indirekt durch seine Nachfragefunktion in den Markt transportiert, auf die die Teil-

nehmer durch Einschränkung oder Ausweitung ihres Einspeise- oder Entnahmeverhaltens reagieren.

5.1.2 Preisbildung

Dem Koordinationsprinzip nachgeordnet ist die Kategorie der Preisbildung. Preisbildung kann grundsätzlich frei in einem Markt geschehen. Angebot und Nachfrage sind dann entscheidend für den Wert der lokalen Flexibilität. Ein Beispiel für freie Preisbildung im Strommarkt ist der Preis für die Regelleistung. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) schreiben auf www.regelleistung.net die benötigten Reserven für Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung aus. Je nach Höhe der Nachfrage und Verfügbarkeit bildet sich ein unterschiedlicher Preis aus.

Andererseits kann die Vergütung für die Bereitstellung von Flexibilität reguliert werden, beispielsweise über einen festen Vergütungssatz oder ein vermindertes Netzentgelt wie bei § 14a EnWG. Zwischen diesen Polen existiert eine Vielzahl von Schattierungen. Beispielsweise ist auch die Vergütung von *Redispatch* einer Regulierung unterworfen, andererseits orientiert sich diese an den entgangenen Gewinnen und damit auch am Marktpreis.

Die Art der Preisbildung hat auch einen Einfluss darauf, wie der lokale Flexibilitätsmarkt mit anderen Märkten wechselwirkt und ob sich gegebenenfalls ein Sekundärmarkt ausbildet, wie dies in einem Quotenmodell denkbar ist. Der Kategorie der Preisbildung schließt sich direkt in der Relevanz der Kategorie der Vergütung an, das heißt, wer wem welche Zahlung für die Flexibilitätsnutzung leistet.

5.1.3 Anforderer

Das heutige System in Deutschland basiert auf einem entflochtenen Netz- und Erzeugungsbetrieb. (Private) Erzeuger agieren unabhängig und anreizorientiert auf Basis der Preissignale, welche auf den relevanten Märkten gebildet werden. Sie bieten in den Strommarkt und assoziierte Märkte wie den Regelenergiemarkt. Stromlieferanten wiederum kontrahieren

diese Erzeugung zur Versorgung ihrer Konsumenten. Beiden stehen keine direkten Systeminformationen zur Verfügung, das heißt, ihnen sind der Zustand des Netzes und bestehende oder drohende Grenzwertverletzungen in der Regel nicht bekannt.

Diese Information steht nur den Netzbetreibern zur Verfügung, die die Verantwortung für einen stabilen Systembetrieb tragen. Diese Verantwortung nehmen in erster Linie die ÜNBs, mit Unterstützung der Verteilnetzbetreiber (VNBs) in deren jeweiligen Netzgebieten, wahr (CEER 2016). Teil dieser Verantwortung ist es, Engpässe zu identifizieren und deren Beseitigung anzuweisen. Die Netzbetreiber treten dann direkt oder indirekt als Anforderer von Flexibilität durch Erzeugungsanlagen und Lasten auf. Entscheidend für die Systemführung ist, auf welcher Netzebene der Engpass auftritt und ob dieser durch Flexibilitäten derselben Netzebene adressiert werden kann oder ob unter- oder nebengelagerte Netzgebiete eingebunden werden müssen. Dies charakterisiert die Rolle des Koordinators, wie im folgenden Abschnitt beschrieben.

5.1.4 Koordinator

Der Koordinator trägt die Verantwortung, dass ein auftretender Engpass tatsächlich beseitigt wird. Die Notwendigkeit dazu kann im eigenen Netzgebiet entstehen, aber auch im benachbarten. In letzterem Fall ist der überlagernde oder benachbarte Netzbetreiber der Anforderer der Flexibilität. So kann beispielsweise ein ÜNB zur Beseitigung eines Netzengpasses im Übertragungsnetz der Anforderer von Flexibilität sein, die sich im Verteilnetz befindet (zum Beispiel eine PtH-Anlage). In dieser Konstellation wirkt der ÜNB als Anforderer und der VNB als Koordinator der Flexibilität.

Der Koordinator setzt die ihm zur Verfügung stehenden Instrumente so ein, dass die vom Anforderer angefragte Entlastung auf den Engpass erzielt wird. Wichtige Instrumente sind, wie in Kapitel 2.1 beschrieben, *Redispatch* und *Einspeisemanagement*,

aber es existiert noch eine Vielzahl anderer Instrumente, die in Kapitel 7 beschrieben werden.

5.1.5 Abstimmung zwischen den Systemebenen: Anforderer und Koordinator

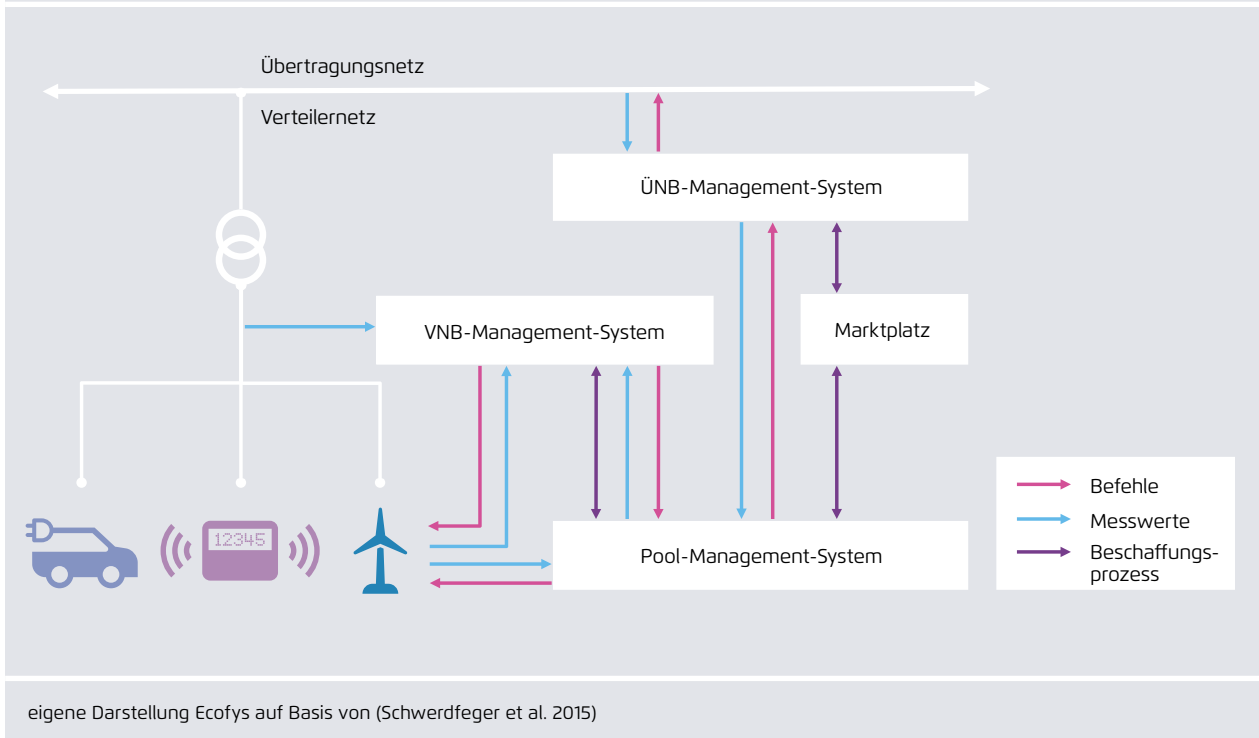
Durch die zunehmend verteilte und auf der Verteilnetzebene gelagerte Erzeugung – sowie zunehmend neue Verbraucher – entstehen neue und komplexe Herausforderungen für die Systemführung und die Abstimmung der Maßnahmen auf die Behebung des Engpasses. Da es sich um ein integriertes und vermaschtes System handelt, beeinflussen alle Maßnahmen zur Erreichung der Koordination auf der einen Ebene die Anforderungen zur Koordination auf der anderen Ebene. Beispielweise kann der Abruf von Regelleistung aus dem Verteilnetz durch den ÜNB zu neuen Engpässen auf der Verteilnetzebene führen oder aber diese entlasten. Dies erfordert eine Abstimmung der Maßnahmen zwischen den Netzbetreibern im Allgemeinen – und zwischen ÜNB und VNB im Besonderen.

Die folgende Abbildung 17 verdeutlicht die unterschiedlichen und zu koordinierenden Ebenen des Stromsystems.

Wichtig ist das Verständnis, dass Anlagen, die auf Systemebene Flexibilität bereitstellen können, gleichzeitig auch für die Engpassbereitstellung im Verteilnetz nutzbar sein können. Daraus ergibt sich eine *Merit Order* aus Flexibilitäten, die sowohl auf Verteil- als auch Übertragungsebene effektiv wirken können, und Flexibilitäten, die nur für die Gesamtsystemebene relevant sind. Eine solche *Merit Order* wird in der folgenden Abbildung 18 dargestellt, wo zentrale Flexibilitäten in Grau und auch lokal nutzbare Flexibilitäten je nach Netzgebiet in verschiedenen Farben dargestellt worden sind. Aus dieser gesamtheitlichen *Merit Order* lassen sich nun lokale *Merit Orders* ableiten, indem für das jeweilige Netzgebiet (zum Beispiel Blau) nur die entsprechenden Flexibilitäten betrachtet werden und die *Merit Order* entsprechend zusammenschrumpft.

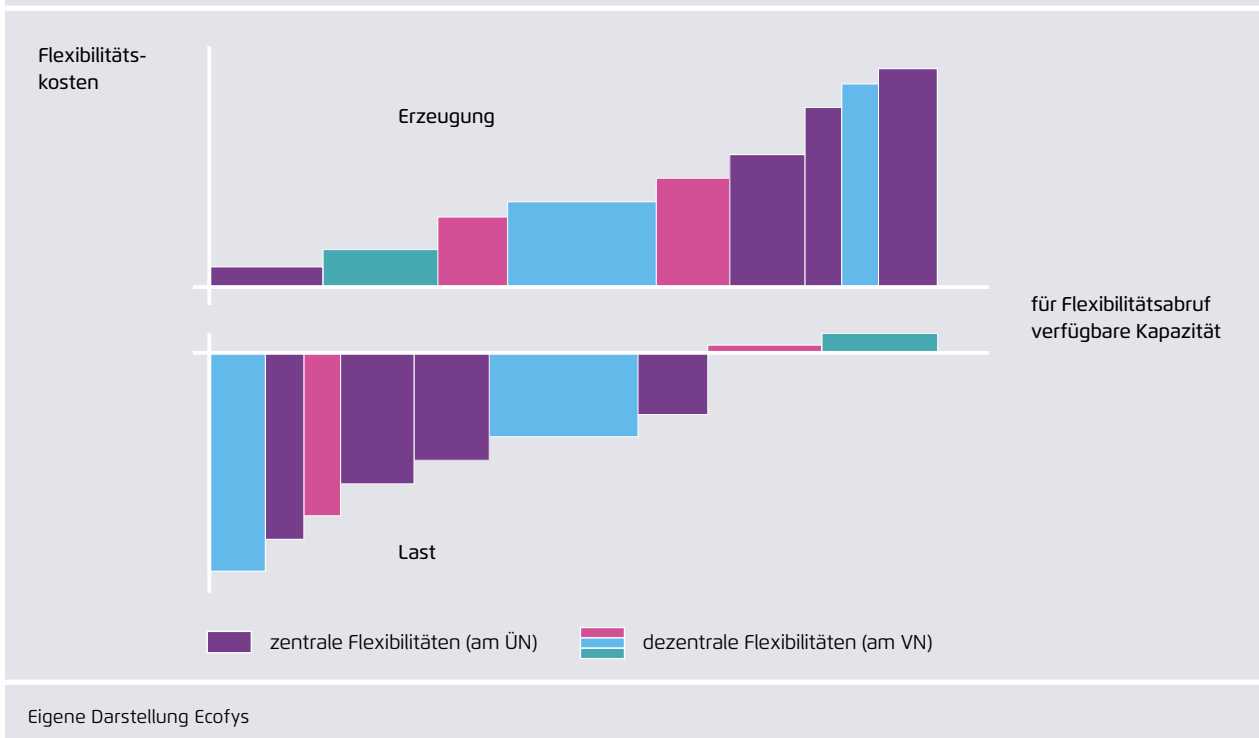
ÜNB-VNB-Schnittstelle: Koordinationsbedarf und Datenaustausch

Abbildung 17



Darstellung einer Merit Order von Flexibilitätsoptionen mit Lokalinformation

Abbildung 18



Die Koordination der Aktivierung von Flexibilitäten für die Nutzung auf Übertragungs- beziehungsweise Verteilnetzebene kann je nach Aufgabenteilung zwischen ÜNB und VNB verschiedentlich ausgestaltet sein. Ein Spektrum unterschiedlicher Rollenausgestaltung zwischen „Total TSO“¹² und „Total DSO“¹³ beschreiben (De Martini und Kristov 2015) für einen integrierten Netz- und Erzeugungsbetrieb nach kalifornischer oder New Yorker Ausgestaltung. In Anlehnung daran kann man für den europäischen entflochtenen institutionellen Rahmen folgende Ausgestaltungen entwerfen:

- In einem „Total TSO“-Modell ist der ÜNB in Besitz aller Informationen inklusive der Netztopologie, Erzeugung und Realdaten der Verteilnetzebenen. Bedenken betreffen vor allem die Fähigkeit des ÜNB, das System bis in die untersten Spannungsebenen hinein effizient und robust zu betreiben.
- Das Modell des „Minimal DSO“ sieht vor, dass der ÜNB zwar weiterhin die Informationen zu den unterliegenden Erzeugungseinheiten hat und deren Einsatz einplant, der VNB jedoch für die Ansteuerung und die physikalische Kontrolle verantwortlich ist. Dies erfordert einen Austausch über die geplante und tatsächliche Nettoeinspeisung an der ÜNB-VNB-Umspannebene.
- Ergänzend dazu erweitert das „Market DSO“-Modell den Aufgabenbereich des VNB, der zusätzlich den Einsatz der Erzeugungseinheiten plant.
- Im „Total DSO“-Modell schließlich liegen dem ÜNB keinerlei Informationen über das unterlagerte Verteilsystem vor. Der VNB ist komplett für die unterlagerte Systemplanung verantwortlich und setzt den ÜNB lediglich über den erwarteten Nettoaustausch an der Umspannebene in Kenntnis.

Je nach konkreter Organisationsstruktur ergibt sich, welche Informationen welcher Rolle (ÜNB oder

VNB) vorliegen und ausgetauscht werden müssen, um einen stabilen Systembetrieb zu gewährleisten. Wichtige Daten zur Systemführung sind Stammdaten der Anlagen, Planungsdaten zu den vorgesehenen Fahrplänen, Onlinedaten und Zählwerte (Consentec und FGH 2016). Wichtige Impulse zur Neugestaltung der Schnittstellen bilden hier der Aufbau und die Diskussion um das Energieinformationsnetz in Deutschland sowie die europäischen Netzkodizes.

5.2 Einordnung der Konzepte für die Ausgestaltung von Smart Markets und Entwicklung von sechs Modellen

Auf Basis der möglichen Ausprägungen von wesentlichen Modelleigenschaften wurden sechs Smart-Market-Modelle ausgewählt. Abbildung 19 zeigt überblicksartig, wie die Ausprägungen kombiniert wurden. Die sechs Modelle werden in diesem Kapitel näher beschrieben und anschließend in Kapitel 5.4 bewertet.

Für die Koordination an der Schnittstelle von Markt und Netz haben sich zwei wesentliche Koordinationsprinzipien herauskristallisiert, die Abbildung 19 in der ersten Spalte aufgreift: Das Prinzip einer Quotierung (Quote) und der aktive Flexibilitätsbezug (kurz Flexbezug). Dem Prinzip der Quote, dargestellt im blauen Strang, liegt die Annahme zugrunde, dass Netznutzer auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite nicht per se den Anspruch auf eine unbeschränkte Netznutzungskapazität haben. Insbesondere im Fall einer verpflichtenden Quote können Netznutzer – wie im Folgenden näher erläutert wird – eine Einschränkung ihrer Netznutzung durch den Netzbetreiber erhalten, wenn Engpässe antizipiert werden.¹⁴ Beim Flexbezug hingegen ist es Aufgabe des Netzbetreibers – beispielsweise durch den Einsatz von Flexibilitätsmärkten – den Netzengpass zu beheben. Die Modelle des Flexbezugs werden im oberen rosa Netzstrang weiter ausdifferenziert.

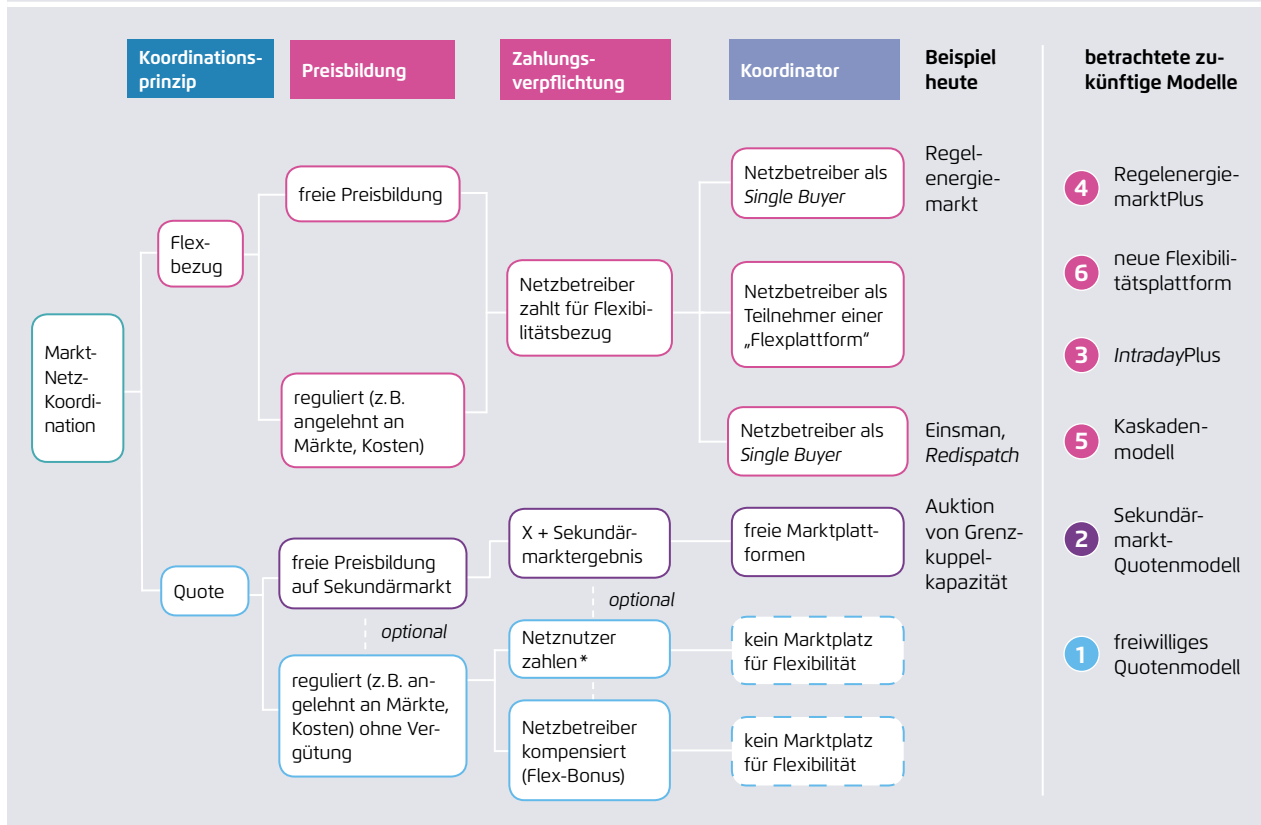
12 TSO = Transmission System Operator (englische Bezeichnung für Übertragungsnetzbetreiber)

13 DSO = Distribution System Operator (englische Bezeichnung für Verteilnetzbetreiber)

14 Im Falle einer verpflichtenden Quote würde diese Einschränkung für alle Netznutzer gelten, im Falle einer freiwilligen Quote nur für die Netznutzer, welche freiwillig am Quotenmodell – in dem Fall mit Vergütung – teilnehmen.

Die wichtigsten Koordinationsprinzipien und potentielle Ausprägungen

Abbildung 19



Ecofys

* beziehungsweise tragen Kosten für Einschränkung

Die folgenden Abschnitte erläutern die dargestellten und für die weitere Diskussion ausgewählten Modelle.

5.2.1 Freiwilliges Quotenmodell mit regulierter Preisbildung

Grundlegende Idee

Grundlegende Idee dieses Modells ist, dass der Netzbetreiber für Teilnehmer des Modells eine Quote festlegt, die eine maximale Einspeisung (zum Beispiel in Bezug auf Nennleistung) oder Last¹⁵ darstellt.

15 Auch wenn sich das hier beschriebene Modell auf die Einspeisung fokussiert, ist zu beachten, dass Erzeugungsanlagen und flexible Verbraucher prinzipiell den gleichen Einfluss auf das Netz haben können. Beispielsweise kann bei einer konstanten Einspeisung, eine Verringerung des Lastbezugs durch einen flexiblen Verbraucher, die Netzbelastung im gleichen Maße wie bei einer Erhöhung der Einspeisung aus EE-Anlagen zunehmen.

Anlagen – das heißt Erzeuger und Verbraucher – entscheiden selbst, ob sie an dem Quotenmodell teilnehmen und erhalten im Gegenzug eine regulierte Vergütung. Die Anlagen, die an dem Quotenmodell freiwillig teilnehmen, müssen über einen bestimmten, zuvor festgelegten Zeitraum (zum Beispiel auf Monats- oder Jahresbasis) für die Einschränkung ihrer Stromeinspeisung oder -entnahme gemäß der Quotierung bei Auftreten von Netzengpässen zur Verfügung stehen.

In einem ersten Schritt evaluiert der Netzbetreiber auf Basis der erwarteten Erzeugung und Last die potenziellen Lastflüsse und prüft, ob ein Engpass zu erwarten ist (wie in Kapitel 5.1.1 beschrieben). Ist kein Engpass zu erwarten, kann die Leistung frei eingespeist beziehungsweise die Last ungedrosselt versorgt werden. Der Netzbetreiber nimmt also keine Quotierung vor beziehungsweise setzt diese auf null.

Dies ändert sich, wenn die Lastflussberechnung das Risiko eines Engpasses anzeigt. Dann berechnet der Netzbetreiber auf Basis weiterer Simulationen, um wieviel Prozent die Nennleistung der Erzeugung oder der Last in einem bestimmten Netzstrang reduziert werden muss, bis ein sicherer Zustand erreicht wird. Kommt der Engpass zum Beispiel wegen zu hoher Rückspeisungen Erneuerbarer Energien in das überlagerte Netz auf, bestimmt er, um wieviel Prozent Erzeugungsanlagen des betroffenen Netzgebietes abgeregelt oder Lasten zugeschaltet werden müssen, um den Engpass sicher zu entlasten. Andererseits kann der Engpass auch aufgrund von erhöhten Lasten auftreten, zum Beispiel, wenn Nachtspeicherheizungen zu günstigen Zeiten Strom beziehen. Dann quotiert der Netzbetreiber die engpassstreibenden Lasten, bis ein sicherer Zustand hergestellt ist. Die Quote wird dabei im Verhältnis zur maximalen Kapazität bestimmt.

Wie die einzelnen Anlagen im Detail infolge eines zu erwartenden Netzengpasses quotiert werden, richtet sich nach einer Zuteilungsregel. Diese beschreibt, wie die notwendige Gesamteinschränkung verteilt wird. Denkbar ist prinzipiell ein Spektrum von einer Abregelung weniger Anlagen – mit hoher Sensitivität auf den Engpass – zu 100 Prozent bis hin zur Abregelung aller Anlagen um den gleichen Prozentsatz:

Der Netzbetreiber kann zum einen **identische Quoten** für alle Anlagen festlegen, die beschreiben, wie viel Strom die steuerbaren Verbraucher gleichzeitig aus dem Netz beziehen oder einspeisen dürfen. Dies ist die für den Netzbetreiber einfachste Variante, die die wenigsten Informationen für den Netzbetreiber erfordert, indem er die insgesamt zu erreichende Entlastung gleichmäßig auf alle relevanten Netznutzer umlegt.

Eine weitere Möglichkeit ist die **Anpassung der Quoten nach Sensitivität auf den Engpass**. Unterscheiden sich die Anlagen stark in ihrer Wirkung auf den Engpass, kann es sinnvoll sein, wenn der Netzbetreiber nicht gleichmäßig quotiert, sondern die unterschiedlichen Sensitivitäten der Anlagen berücksich-

tigt. Dies wäre insbesondere für vermaschte Netze relevant. Die Quoten sollten auf Basis von Lastflussberechnungen bestimmt werden. In Konsequenz können Anlagen nahe dem Engpass stark oder vollständig quotiert werden, während Anlagen mit geringer Entlastungswirkung weiterhin vollständig beziehen oder einspeisen.

Teilnahmeverpflichtung

Über die Teilnahme an der Quotierung müssen Anlagenbetreiber im Voraus entscheiden, denn sie ist freiwillig. Der Anlagenbetreiber wird sich aber nur dafür entscheiden, wenn ein entsprechender Anreiz besteht. Hierfür kann es verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten geben, zum Beispiel in Form eines reduzierten Netzentgeltes oder eines Bonus zur dauerhaften Bereitstellung der Flexibilität.

Regionale Auflösung

Prinzipiell ist das Modell auf beliebig große oder kleine Netzgebiete anwendbar. Entscheidend ist die Lage des Engpasses und in welchem Einzugsgebiet Anlagen effektiv auf einen Engpass wirken, also durch eine Quotierung diesen entlasten können.

Bei der Lage des Engpasses auf Nieder- oder Mittelspannungsebene umfasst das potenziell zu quotierende Gebiet gegebenenfalls nur einen einzelnen Netzstrang. Befindet sich der Engpass dagegen in der Umspannebene zwischen Hoch- oder Höchstspannung, kann die Quotierung prinzipiell das gesamte unterlagerte 110-Kilovolt-Netz betreffen.

Grundsätzlich ist es möglich, die Quotierung auf alle Anlagen, die direkt oder indirekt auf einen Engpass wirken, anzuwenden. Je nach Ausgestaltung der Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern ist es aber auch möglich, die Quotierung lediglich auf Anlagen im eigenen Netzgebiet und die Übergabeknoten zu den Nachbarnetzen zu erstrecken. Wie benachbarte Netzgebiete die Entlastung auf den Übergabeknoten wiederum erreichen, ist von der Entscheidung zur Quotierung im betrachteten Netzgebiet prinzipiell unabhängig.

Die regionale Auswirkung hat wichtige Auswirkungen auf die Effizienz des Modells (siehe Kapitel 5.4).

Preisbildung und Vergütung

Die Vergütung ist reguliert. Grundsätzlich sind bei einem Quotenmodell folgende Preisbestandteile einer Vergütung denkbar:

- **Kapazitätsvergütung:** Der Netzbetreiber zahlt für die zur Verfügungstellung der Kapazität. Dies kann in Form eines Bonus oder eines reduzierten Netzentgeltes erfolgen. Höhe und Umfang ist regulatorisch festzulegen und ist mit dem „Leistungspreis“ der Regelenenergie vergleichbar.
- **Einsatzvergütung:** Bei Einsatz einer Flexibilität kann eine Entschädigung für die Quotierung – beziehungsweise eine Zahlung – geleistet werden. Auch diese Höhe ist regulatorisch festzulegen und ist mit dem „Arbeitspreis“ der Regelenenergie vergleichbar.
- Ob alternativ auch die Höhe der zu leistenden Netzentgelte reduziert werden kann (wie es heute bereits im Rahmen des § 14a EnWG geschieht), ist abhängig von prinzipiellen Entscheidungen über die künftige Netzentgeltsystematik.

Für die konkrete Ausgestaltung ist die Interaktion mit anderen Regelungen zu berücksichtigen. Für EE-Anlagen (zum Beispiel Windenergieanlagen) besteht beispielsweise ein Anreiz zur freiwilligen Teilnahme nur dann, wenn die Vergütung höher ist als die zu erwartende Kompensation durch *Einspeisemanagement*. Allerdings würde dies dem Kostenbenchmark für den Netzbetreiber widersprechen: Es wäre volkswirtschaftlich weder effizient noch zielführend, wenn ein *Smart Market* höhere Kosten als klassisches *EinsMan* induziert. Daher dient dieser Mechanismus grundsätzlich vor allem als Anreiz für das Zuschalten von Lasten.

Anreizregulierung

Die ausgezahlten Vergütungen oder Entschädigungen stellen für den Netzbetreiber Kosten der Flexibilität, OPEX, dar. In der Gesamtoptimierung des Netzbetreibers

wägt er diese gegen die Kosten des Netzausbaus, CAPEX, ab. Die Kostenbestandteile der Quotierung sollten damit Anteil der Anreizregulierung werden

Prozessablauf

Der Netzbetreiber ist für das Engpassmanagement in seinem Netzgebiet verantwortlich. Er nimmt zunächst die freiwilligen Anmeldungen der Anlagenbetreiber entgegen und erhebt die notwendigen Stammdaten aller teilnehmenden Einheiten. Dazu zählen Leistungswerte, Standort (zum Beispiel Einspeiseknoten beziehungsweise Umspannwerk), Informationen zu Umspannebene/Netzstrang und maximale und minimale Kapazitäten. Der genaue Umfang der bereitzustellenden Daten muss zwischen Netz- und Anlagenbetreiber abgestimmt werden, gegebenenfalls im Rahmen des Energieinformationsnetzes.

Auf Basis der Netzinformation und einer Prognose der voraussichtlichen Einspeisung und Lasten berechnet der Netzbetreiber Lastflusssimulationen, um drohende Engpässe zu detektieren und, falls nötig, eine Quote zu ermitteln.

Im entsprechenden Zeitfenster sind die am Mechanismus teilnehmenden Anlagen verpflichtet, die Quotierung einzuhalten. Ist der Engpass rückspeisebedingt, werden Erzeugungsanlagen quotiert; ist der Engpass bezugsbedingt, werden Lasten quotiert. Prinzipiell ist eine gleichzeitige Steuerung durch Quotierung von Lasten und Erzeugern möglich, wenn dem Netzbetreiber ausreichend Informationen vorliegen. Dann können zum Beispiel bei einem rückspeisebedingten Engpass Lasten „positiv quotiert“ werden, das heißt zu einer Mindesteinspeisequote verpflichtet werden. Entscheidend ist in diesem Fall der Nettoaustausch mit dem überlagerten Netz, der zum Engpass auf der Umspannebene führt. Umgekehrt können bei Auftreten von Engpässen ebenso Lasten quotiert werden, beispielsweise um Lastspitzen durch Gleichzeitigkeitseffekte (zum Beispiel marktpreisgetriebenes Aufladen von Elektroautos) zu begrenzen oder zu vermeiden.

Der Netzbetreiber kontrolliert die Einhaltung der Beschränkung durch die Anlagen. Potenzielle Sanktionsmöglichkeiten bei Nichteinhaltung sind nicht Gegenstand dieser Studie. Allerdings ist es für die Effektivität des Quotenmodells wichtig, dass eine potenzielle Sanktionierung Anreiz genug ist, damit die Teilnehmer die Quotierung befolgen. Sollte die Quotierung den Engpass nicht ausreichend entlasten, kann der Netzbetreiber zusätzliche Notfallmaßnahmen ergreifen. Dies stellt dann den Übergang in die Eingriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers in der roten Phase der Netzampel dar (*Redispatch, Einspeisemanagement* etc.).

Produktdefinition

Da die Quotierung im Engpassfall vom Netzbetreiber vorgegeben wird, wird kein Produkt unmittelbar zwischen dem Netz- und dem Anlagenbetreiber gehandelt, sondern lediglich die Handelsmöglichkeit von existierenden Produkten (Teilnahme an den Strommärkten, Regulenergiemarkt) eingeschränkt. Dies geschieht mit entsprechender Vorankündigung. Eine mögliche Ausgestaltung ist, dass den Anlagenbetreibern einen definierten Zeitraum im Voraus entsprechende und viertelstündlich aufgelöste Quotenpläne zur Verfügung gestellt werden. In Hinblick auf die Prognosegüte ist es langfristig erstrebenswert,

diese Quotenpläne kurzfristiger an die Anlagenbetreiber zu übermitteln, beispielsweise zum Vortag, um von verbesserten Prognosen sowohl zu Netzengpässen als auch von Erzeugung und Verbrauch zu profitieren.

Eine mögliche Einschränkung für den Netzbetreiber kann darin bestehen, dass Anlagen nicht beliebig quotiert werden können, sondern lediglich für eine maximale Anzahl an Stunden oder um eine maximale quotierte Energiemenge. Die Grenzwerte müssen im Rahmen des konkreten Regulierungsdesigns festgelegt werden.

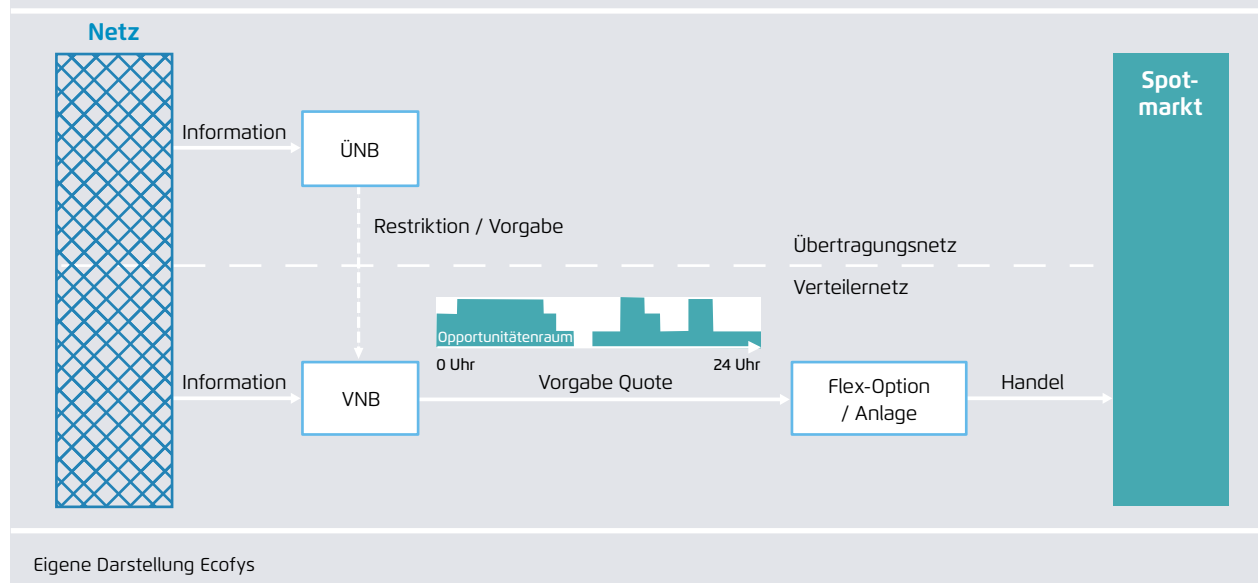
ÜNB-VNB-Koordination

Wie bereits in Kapitel 5.1.5 erläutert, beeinflussen alle Maßnahmen zur Erreichung der Koordination auf der einen Ebene die Anforderungen zur Koordination auf der anderen Ebene. Durch die zunehmend verteilte und auf der Verteilnetzebene gelagerte Erzeugung entstehen neue und komplexe Herausforderungen für die Systemführung und die Abstimmung zwischen Engpass (Anforderer) und Behebung (Kordinator) – und zwischen ÜNB und VNB.

Abbildung 20 verdeutlicht die grundlegenden Zusammenhänge. ÜNB und VNB sind in Kenntnis

Schematische Darstellung der Funktionsweise des freiwilligen Quotenmodells

Abbildung 20



des (erwarteten) Netzzustandes. Je nach konkretem Lastfluss fordert der ÜNB oder der VNB eine Einschränkung der engpassverursachenden Anlagen an („Anforderer“). Je nach Lage der relevanten Einheiten tritt dann der ÜNB oder der VNB als „Kordinator“ auf.

In dem Fall, dass ein Engpass im Übertragungsnetz auftritt und sich die wirksamen und quotierbaren Lasten im unterlagerten Netz befinden, muss eine entsprechende Anforderung des ÜNB an den VNB erfolgen. Diese umfasst mindestens den relevanten und potenziell engpassbelasteten Verbindungsknoten zwischen beiden Netzebenen sowie die zu erreichende Entlastung zu einem bestimmten Zeitpunkt in Megawatt.

Auf Basis dieser Information ermittelt der VNB über Lastflussberechnungen die notwendige Quotierung in seinem Netzgebiet und gegebenenfalls angrenzenden Netzgebieten. Im Einsatzfall misst der ÜNB, ob die notwendige Entlastung erreicht wird und fragt – wenn erforderlich – weitere Korrekturmaßnahmen durch den VNB an.

Koordination mit anderen Märkten

In den Quotenmodellen erfolgt keine explizite Koordination mit anderen Märkten. Die Anlagenbetreiber können im Rahmen der festgelegten Quoten beliebig an anderen Märkten agieren.

Die Quotierung erfolgt unter Annahme eines erfolgreichen und effektiven **Redispatches**. In der Regel der Fälle reduziert *Redispatch* die Notwendigkeit zur oder die Höhe der Quotierung. Der ÜNB kann die Information bei eigener Quotierung direkt berücksichtigen; für Engpässe, die nur durch Maßnahmen im Verteilnetz kuriert werden können, muss der ÜNB seine Anforderung an den VNB zur Entlastung eines Umspannknotens anpassen.

Quotierte Anlagen dürfen nur im Rahmen ihres vom Netzbetreiber vorgegebenen Stellbereiches am Regenergiemarkt teilnehmen. Bei Konflikten – zum

Beispiel durch kurzfristig erfolgte Quotierung – wird dieser gegenüber dem Regelleistungsbezug der Vorrang eingeräumt.

Varianten

Das Quotenmodell kann verschiedentlich ausgestaltet werden. Einige Optionen wie die Vergütung durch einen Bonus oder ein ermäßigtes Netzentgelt wurden bereits beschrieben. Eine weitere wichtige Ausgestaltungsmöglichkeit mit Konsequenzen für die Effizienz des Modells ist die Einführung eines sogenannten Sekundärmarktes, welcher im folgenden Kapitel 5.2.2 beschrieben wird.

Bereits existierende Vorschläge in dieser Kategorie

Eine konkrete Ausprägung dieses Modell ist in begrenzter Form bereits in Form der heutigen Ausgestaltung des § 14a EnWG umgesetzt. Der Paragraph verpflichtet Netzbetreiber dazu, denjenigen Netznutzern im Gegenzug für eine netzdienliche Steuerung durch den Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen. Dies wird heute insbesondere von Betreibern von Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen genutzt. Der Paragraph erteilt zusätzlich eine Verordnungsermächtigung zur weiteren Ausgestaltung dieses Verhältnisses.

Das Modell „Flexibler Wärmestrom“ (EnBW 2015) von EnBW konzentriert sich aufgrund der Charakteristika des Netzgebiets auf den Strombezug und wurde speziell für das Lastmanagement im Bereich Niederspannung entwickelt. Er greift auf Elemente des § 14a EnWG zurück und kann daher als Modernisierung des § 14a EnWG aufgefasst werden. Der Netzbetreiber legt für den gesamten unterlagerten Bereich eines engpassbelasteten Umspannwerks Gleichzeitigkeitsfaktoren fest, die die Anlagen gleichmäßig in Bezug auf ihre Nennleistung quotieren. Lieferanten haben die Möglichkeit, die Quotierung ihrer Anlagen innerhalb ihres Lieferkreises zu verschieben. Das Modell von EnBW sieht eine Teilnahmeverpflichtung vor und wurde bereits in einem Pilotprojekt erprobt. Durchgeführt wurde das Projekt von Netz BW und EnBW Vertrieb unter Einbeziehung von 150 Wärmestromanlagen in Baden-Württemberg.

Ein weiteres Konzept wurde vom Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (bne) im *Positionspapier Flexibilitätsverordnung* vorgestellt (BNE 2014). Der bne gestaltet diese Quotenregelung in seinem *Positionspapier Flexibilitätsverordnung* noch einmal stärker aus. So sieht er keine dauerhafte Lastreduzierung vor wie im Modell „Flexibler Wärmestrom“ über die Gleichzeitigkeitsfaktoren, sondern eine lastreduzierenden und zeitlich und zahlenmäßig begrenzten Quotierungseinsatz durch den Netzbetreiber. Die Teilnahme ist freiwillig und muss angereizt werden, zum Beispiel über reduzierte Netzentgelte. In diesem Sinne ist das bne-Modell ein Übergangsmodell zur Gruppe der Modelle des Flexbezugs.

5.2.2 Sekundärmarkt-Quotenmodell

Grundlegende Idee

Vergleichbar mit dem freiwilligen Quotenmodell ist die grundlegende Idee dieses Modells, dass der Netzbetreiber eine Quote festlegt, die eine maximale Einspeisung oder Erzeugung für Erzeugungsanlagen¹⁶ darstellt. Im Gegensatz zum ersten Quotenmodell ist die Teilnahme für alle engpassrelevanten Anlagen aber verpflichtend. Allerdings haben Anlagenbetreiber die Möglichkeit, ihre Nutzungsrechte für das Netz auf einem sogenannten Sekundärmarkt zu handeln. Ähnlich wie im vorhergehend beschriebenen Modell evaluiert der Netzbetreiber auf Basis der erwarteten Erzeugung und Last die potenziellen Lastflüsse und prüft, ob ein Engpass zu erwarten ist (wie in Kapitel 5.1.1 beschrieben). Ist kein Engpass zu erwarten, kann die Leistung frei eingespeist werden beziehungsweise die Last ungedrosselt versorgt werden. Der Netzbetreiber nimmt also keine Quotierung vor beziehungsweise setzt diese auf null.

¹⁶ Auch wenn sich das hier beschriebene Modell auf die Einspeisung fokussiert, ist zu beachten, dass Erzeugungsanlagen und flexible Verbraucher prinzipiell den gleichen Einfluss auf das Netz haben können. Beispielsweise kann bei einer konstanten Einspeisung, eine Verringerung des Lastbezugs durch einen flexiblen Verbraucher, die Netzbelastung im gleichen Maße wie bei einer Erhöhung der Einspeisung aus EE-Anlagen zunehmen.

Dies ändert sich, wenn die Lastflussberechnung das Risiko eines Engpasses anzeigt. Dann berechnet der Netzbetreiber auf Basis weiterer Simulationen, um wie viel Prozent die Nennleistung der Erzeugung oder der Last in einem bestimmten Netzstrang reduziert werden muss, bis ein sicherer Zustand erreicht wird. Die Quote wird dabei im Verhältnis zur maximalen Kapazität bestimmt. Wie die einzelnen Anlagen im Detail infolge eines zu erwartenden Netzengpasses quotiert werden, richtet sich auch hier nach einer Zuteilungsregel.

Entscheidend für das beschriebene Modell ist, dass der Netzbetreiber in dieser Situation nicht als aktiver Nachfrager von Flexibilität auftritt, sondern diese über die Quotierung direkt anfordert. Es besteht kein weiterer Mechanismus zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber zur Anpassung der Quotierung, sondern lediglich zwischen den verschiedenen betroffenen Anlagenbetreibern, die ihre Nutzungsrechte über den Sekundärmarkt handeln können.

Teilnahmeverpflichtung

Die Teilnahme ist verpflichtend. Der Netzbetreiber entscheidet über die für eine Quotierung heranzuziehenden Anlagen, die für eine effektive Engpassbehandlung herangezogen werden können. Der Anlagenbetreiber hat zunächst keine Möglichkeit, die Heranziehung seiner Anlage durch den Netzbetreiber zu beeinflussen. Ihm steht jedoch die Möglichkeit zum Handel seiner Nutzungsrechte auf dem Sekundärmarkt offen.

Regionale Auflösung

Prinzipiell ist die Quote auf beliebig große oder kleine Netzgebiete anwendbar. Entscheidend ist die Lage des Engpasses und in welchem Einzugsgebiet Anlagen effektiv auf einen Engpass wirken, also durch eine Quotierung diesen entlasten können.

Bei der Lage des Engpasses auf Nieder- oder Mittelspannungsebene umfasst das potenziell zu quotierende Gebiet gegebenenfalls nur einen einzelnen Netzstrang. Befindet sich der Engpass dagegen in der

Umspannebene zwischen Hoch- oder Höchstspannung, kann die Quotierung prinzipiell das gesamte unterlagerte 110-Kilovolt-Netz betreffen.

Grundsätzlich ist es möglich, die Quotierung auf alle Anlagen, die direkt oder indirekt auf einen Engpass wirken, anzuwenden. Je nach Ausgestaltung der Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern ist es aber auch möglich, die Quotierung lediglich auf Anlagen im eigenen Netzgebiet und die Übergabeknoten zu den Nachbarnetzen zu erstrecken. Wie benachbarte Netzgebiete die Entlastung auf den Übergabeknoten wiederum erreichen, ist von der Entscheidung zur Quotierung im betrachteten Netzgebiet prinzipiell unabhängig. Die regionale Auswirkung hat wichtige Auswirkungen auf die Effizienz des Modells (siehe Kapitel 5.4).

Preisbildung und Vergütung

Der Netzbetreiber trifft bei der Quotierung eine einseitige Entscheidung zum Einsatz von Flexibilitäten zur Engpassentlastung. Es ist denkbar, dass der Netzbetreiber den quotierten Anlagenbetreiber entschädigt, dies ist aber nicht zwingend der Fall. Im Falle einer Entschädigung muss der Gesetzgeber eine angemessene Höhe beziehungsweise deren Grundsätze festlegen. Ob der quotierte Anlagenbetreiber eine Entschädigung erhält oder nicht, ist wesentlich von der Frage abhängig, ob ein Anspruch auf ein engpassfreies Netz besteht oder nicht, siehe auch Kapitel 6. Für die konkrete Ausgestaltung ist die Interaktion mit anderen Regelungen zu berücksichtigen.

Anreizregulierung

Muss der Netzbetreiber die Anlagenbetreiber entschädigen (siehe vorangegangener Abschnitt), stellen die ausgezahlten Vergütungen oder Entschädigungen für den Netzbetreiber Kosten der Flexibilität, OPEX, dar. In der Gesamtoptimierung des Netzbetreibers wägt er diese gegen die Kosten des Netzausbaus, CAPEX, ab. Die Kostenbestandteile der Quotierung werden damit Anteil der Anreizregulierung. Festzulegen ist, inwiefern die Entschädigungen der quotierten

Anlagenbetreiber bei der Anreizregulierung in Ansatz gebracht werden können.

Wird keine Vergütung ausbezahlt, entfällt dieser Teil der Anreizregulierung. Es müssen andere Wege gefunden werden, die einen effizienten Netzausbau durch den quotierenden Netzbetreiber sicherstellen.

Prozessablauf

Auch hier berechnet der Netzbetreiber auf Basis der Netzinformation und einer Prognose der voraussichtlichen Einspeisung und Lasten, um drohende Engpässe zu detektieren und falls nötig eine Quote zu ermitteln. Die weitere Umsetzung sowie die Möglichkeiten der Sanktionierung entsprechen dem im vorangegangenen Modell beschriebenen Prozess.

Nach Festlegung der Quote durch den Netzbetreiber haben die quotierten Anlagenbetreiber anschließend die Möglichkeit, ihre Nutzungsrechte auf einem Sekundärmarkt zu tauschen. Ein Sekundärmarkt ist als eine Plattform zu verstehen, auf der quotierte Anlagenbetreiber (im weitesten Sinne, inklusive Verbraucher wie Nachtspeicherheizungen, PtH, Elektrofahrzeuge) die Möglichkeit haben, ihre Einspeisebeziehungsweise Bezugsrechte zu handeln. Unter Einspeisebeziehungsweise Bezugsrechten sind die Nutzungsrechte des Netzes zu verstehen, die einem Anlagenbetreiber nach Quotierung verbleiben.

Die Funktionsweise ist wie folgt: Ist ein Anlagenbetreiber weniger quotiert worden, als er für seine Tätigkeit bräuchte, kann er die verbleibenden Nutzungsrechte an einem **Sekundärmarkt** anbieten. Anlagenbetreiber mit hoher Netznutzungspräferenz können diese Nutzungsrechte kaufen und damit ihre Quotierung verringern oder sogar ganz aufheben. Beispielsweise könnte ein Elektromobilitätsnutzer Anteile zum Laden zugeteilt bekommen haben, diese aber nicht nutzen wollen, weil das Auto bereits geladen ist. Diese Bezugsrechte kann ihm ein weiterer Elektromobilitätsnutzer abkaufen, wenn er sein Auto schnell aufladen muss und dafür 100 Prozent der Kapazität benötigt. In Summe bleibt die Menge der Nutzungsrechte

vor und nach Sekundärmarkthandel gleich. Entscheidend ist, dass – sofern die Quoten nicht identisch, sondern nach der Sensitivität auf einen spezifischen Engpass allokiert werden – ausschließlich die relevanten Anlagenbetreiber miteinander handeln, um die Effektivität des Einsatzes zur Engpassbehebung zu wahren.

Die **Plattform** kann vom Netzbetreiber selbst, von einem Stromlieferanten oder von einem unabhängigen Dritten betrieben werden. Wichtig ist, dass die finale Allokation der Nutzungsrechte nachvollziehbar und für den Netzbetreiber überprüfbar ist. Dafür müssen entsprechende Schnittstellen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber implementiert sein, über die Informationen zu den verfügbaren Nutzungsrechten und die tatsächlich genutzten Netzkapazitäten ausgetauscht werden. Auf der Basis der so ausgetauschten Informationen kann der Netzbetreiber die Einhaltung der Quote auch nach Sekundärhandel kontrollieren und den engpassfreien Netzbetrieb garantieren.

Produktdefinition

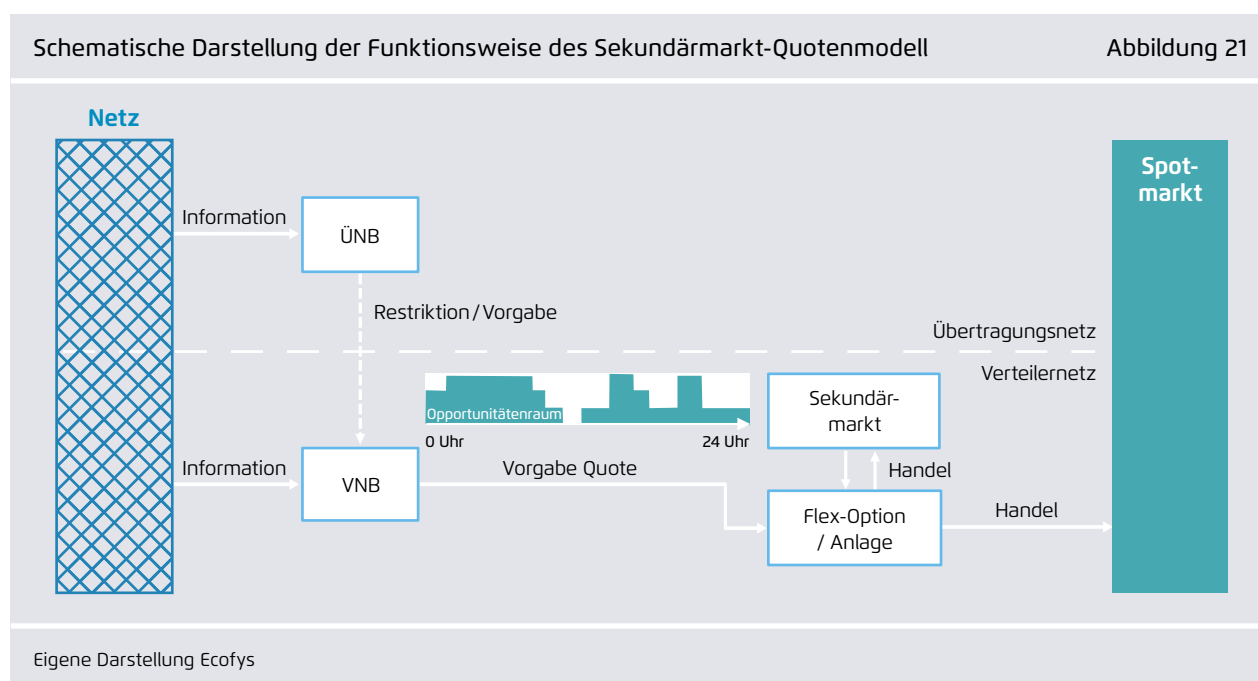
Aus der Quotierung der Anlagen im ersten Schritt ergibt sich das zwischen Anlagenbetreibern gehan-

deltete Produkt des Sekundärmarktes. Dieses umfasst eine Berechtigung zur Einspeisung beziehungsweise zum Bezug in einer festgelegten Höhe. Zu beachten ist, dass diese Nutzungsrechte aufgrund der verschiedenen Einspeiseknoten nicht beliebig substituierbar sind und daher das im Sekundärmarkt erzielte Allokationsergebnis schließlich auf seine physikalische Umsetzbarkeit überprüft werden muss.

ÜNB-VNB-Koordination

Wie bereits in Kapitel 5.1.5 erläutert, beeinflussen alle Maßnahmen zur Erreichung der Koordination auf der einen Ebene die Anforderungen zur Koordination auf der anderen Ebene. Durch die zunehmend verteilte und auf der Verteilnetzebene gelagerte Erzeugung entstehen neue und komplexe Herausforderungen für die Systemführung und die Abstimmung zwischen Engpass (Anforderer) und Behebung (Kordinator) – und zwischen ÜNB und VNB.

Abbildung 21 verdeutlicht die grundlegenden Zusammenhänge, die den im vorangegangenen Abschnitt vorgestellten Verhältnissen entsprechen.



Koordination mit anderen Märkten

In den Quotenmodellen erfolgt keine explizite Koordination mit anderen Märkten. Die Anlagenbetreiber können im Rahmen der festgelegten Quoten beliebig an anderen Märkten agieren, wie im vorangegangenen freiwilligen Quotenmodell dargestellt. Zusätzlich entsteht durch die Schaffung eines Sekundärmarktes eine neue Schnittstelle.

Varianten

Das Quotenmodell kann verschiedentlich ausgestaltet werden. Einige Optionen wie die freiwillige Teilnahme oder die Teilnahmeverpflichtung oder die **Vergütung** durch einen Bonus oder ein ermäßigtes Netzentgelt wurden bereits beschrieben.

Bereits existierende Vorschläge in dieser Kategorie

Das im vorangegangenen Abschnitt vorgestellte Modell von Energie Baden-Württemberg (EnBW) „Modellversuch Flexibler Wärmestrom“ könnte neben der Quotierung zusätzlich die Möglichkeit zur Eröffnung eines Sekundärmarktes eröffnen, der von einem unabhängigen Plattformbetreiber eingerichtet wird.

5.2.3 Kaskadenmodell

Hintergrund und grundlegende Idee

Zur Umsetzung des Kaskadenmodells wird eine lokale Flexibilitätsplattform eingerichtet, auf der teilnehmende Anlagen Informationen über ihre Fähigkeit zum flexiblen Einsatz zu verschiedenen Zeiten bereitstellen können. Der entsprechende VNB oder ein unabhängiger Dritter betreibt die Plattform, auf der der VNB als *Single Buyer* für Flexibilitäten auftritt.

Detektiert der VNB einen Engpass, kann er kurzfristig gezielt auf effizient entlastende Anlagen zugreifen. Diese werden dann für Leistungen auf der Gesamtsystemebene, zum Beispiel für die Bereitstellung von Regenergie, gesperrt und erhalten auf Basis ihres Einsatzes eine Vergütung. Aufgrund des Missbrauchsrisikos auf lokaler Ebene ist die Preisbildung

reguliert, das heißt zum Beispiel an Preise anderer Märkte wie den Regelleistungsmarkt gekoppelt.

Das Kaskadenmodell hat somit in einzelnen Eigenschaften Ähnlichkeiten zum freiwilligen Quotenmodell.

Teilnahmeverpflichtung

In diesem Modell ist keine Teilnahmeverpflichtung vorgesehen. Alle im Bereich des betreibenden VNB oder seiner Partner können teilnehmen, wenn sie das Präqualifikationsverfahren erfolgreich durchlaufen haben. Das Präqualifikationsverfahren kann dem der Regenergie angelehnt werden. Der Plattformbetreiber kann Gebote für Anlagen abweisen, die nicht engpassrelevant sind, auch wenn ihr Gebot unter dem des Leistungspreises des Regenergiemarktes liegt.

Regionale Auflösung

Aufgrund der gestärkten Rolle der VNBs ist die regionale Auflösung zunächst das Netzgebiet eines VNB. Bei zahlreichen kleineren, unterlagerten Netzbetreibern wie Stadtwerken bietet es sich jedoch an, dass sich kleinere VNBs zusammenschließen oder die Koordinierung an überlagerte Netzbetreiber delegieren, die den entsprechenden Marktplatz als Dienstleistung mit betreiben. Dies würde bedeuten, dass Netzeigentümer die Rolle des neutralen Maklers an einen gemeinsamen Betreiber (zum Beispiel übergeordneter VNB) abgeben, der die Koordination für das Engpassmanagement über den *Smart Market* übernimmt. Leitlinien dafür, welche Kriterien einen solchen VNB oder eine Aggregation von VNBs als neutralen Makler auf solch einer Plattform bestimmen, können von der Regulierungsbehörde erarbeitet werden. Kriterien könnten neben der Spannungsebene und die Anzahl der angeschlossenen Anlagen auch die auftretenden Engpassmengen sein.

Preisbildung und Vergütung

In diesem Modell wird von einer regulierten Vergütung ausgegangen. Dabei orientiert sich die Höhe der Leistungsvergütung und der Arbeitsvergütung an den Marktergebnissen des Regenergiemarktes.

Dies entspricht etwa der Systematik der kostenbasierten Regulierung analog der im *Redispatch*-Markt angewendeten Vergütung. Damit werden auch die Opportunitätskosten (aus dem Regelenergiemarkt) als Bestandteil der Vergütung mit einbezogen. Auf diese Weise wird eine konsistente Preisbildung über alle drei Märkte hinweg (Regelenergie, *Redispatch*, *Smart Market*) erreicht.

Anreizregulierung

Für die Aktivierung von Flexibilitäten zahlt der betroffene VNB Vergütungen, die als OPEX in dessen Anreizregulierung eingehen. Auf diese Weise wird, die richtige Bestimmung der Vergütungshöhe vorausgesetzt, eine Gesamtoptimierung des Netzbetreibers zwischen OPEX und CAPEX sichergestellt.

Eine Herausforderung entsteht, da der Netzbetreiber als zusätzlicher Nachfrager von Flexibilität auftritt und damit gegebenenfalls seine Rolle, die ihm im Rahmen des entflochtenen Strombetriebs zugeordnet ist, überschreitet. Allerdings tritt er durch die separate Plattform und die Unterscheidung von Kapazitätsbereitstellung und -aktivierung nicht als direkter Konkurrent zu anderen Nachfragern am Markt auf. Zudem dient die prokurierte Flexibilität ausschließlich der Vermeidung oder Behebung eines entstehenden Netzengpasses und darf nicht weiter gehandelt werden.

Prozessablauf

Die Koordination des Marktes erfolgt über größere VNBs, die eine entsprechende Plattform einrichten, um Informationen zu aggregieren. Der entsprechende Verteilnetzbetreiber ermittelt einen maximalen Entlastungsbedarf und fordert Anschlussnehmer zur freiwilligen Abgabe von Flexibilitätsgeboten auf. Es werden nur Flexibilitätsgebote angenommen, die potenziell zur Engpassentlastung beitragen können und lediglich in Höhe des maximalen Engpassbedarfs. Dies erfordert insbesondere in vermaschten Netzen teilweise komplexe Abschätzungen. Die Betreiber beziehungsweise Direktvermarkter der angenommenen Gebote erhalten den Leistungspreis des Regelenergiemarktes.

Auf der beschriebenen Plattform werden die Stamm- und Fahrplandaten sowie das zeitabhängige Flexibilitätspotenzial und die Gebote der teilnehmenden Anlagen gesammelt. Stellt ein VNB (nicht notwendigerweise der Plattformbetreiber) nun einen Engpass fest, kann er als Anforderer über die Plattform Flexibilitäten für die Engpassbehebung identifizieren. Dabei wählt er diejenigen aus, die den Engpass zu den geringsten Kosten entlasten. Liegt die Flexibilität in seinem Netzgebiet, ist der Netzbetreiber gleichzeitig Koordinator und kann die Anlage kurzfristig direkt über ein entsprechendes Signal anweisen. Wenn nicht, gibt er die Anforderung an den Anschlussnetzbetreiber weiter. Die Anlage wird eingesetzt und erhält den Arbeitspreis des Regelenergiemarktes.

Der Bilanzkreisverantwortliche wird im Anschluss nicht für die entstehende Abweichung pönalisiert. Die Kosten der Ausgleichsenergie werden über die Netzentgelte sozialisiert und nach einem festzulegenden Schlüssel auf die Netzbetreiber aufgeteilt.

Produktdefinition

Es handelt sich um ein zeitabhängiges Flexibilitätsprodukt, das sich in Kapazitätsbereitstellung und Einsatz gliedert mit einem entsprechenden Kapazitäts- und Arbeitspreis (siehe Absatz zur Preisbildung). Der zeitliche Einsatz wird an den tatsächlichen Bedarf angepasst.

Die Prinzipien für die Vergütung werden durch den Gesetzgeber beziehungsweise durch die Regulierungsbehörde festgelegt und schließlich ausgestaltet. Empfehlenswert ist ein harmonisiertes Vergütungsschema über alle Netzbetreiber hinweg und eine Anlehnung an bestehende Märkte wie zum Beispiel den Regelenergiemarkt. Denkbar wäre eine Anlehnung der Vergütung an den Regelenergiemarkt, um eine konsistente Regulierung der Preise zu vereinfachen.

ÜNB-VNB-Koordination

Der Anschlussnetzbetreiber, in dessen Netz sich für einen Flexibilitätseinsatz verfügbare Anlagen befinden, hat in dem skizzierten Modell das Vor-

griffsrecht gegenüber überlagerten Netzbetreibern inklusive der ÜNBs. Andere zentrale Märkte wie der *Intraday*-Markt oder der Regelenergiemarkt werden nachgeordnet bedient. Zieht der VNB eine Flexibilitätsoption in seinem Netzgebiet (oder in dem unterlagerten Netzgebiet), informiert er den ÜNB, der die Anlage damit für die Regelleistungsbedienung sperrt. Denkbar ist auch, dass der betroffene VNB gleichzeitig weitere Anlagen an den ÜNB übermittelt und sperrt, die den gleichen Engpass belasten.

In der folgenden Abbildung 22 sind die grundsätzlichen Zusammenhänge dargestellt.

Bei Engpässen im/ins Übertragungsnetz gibt der ÜNB den Anpassungsbedarf über die Kaskade an den VNB weiter, der anschließend auf Basis der Informationen der Plattform die notwendigen Flexibilitäten aktiviert.

Koordination mit anderen Märkten

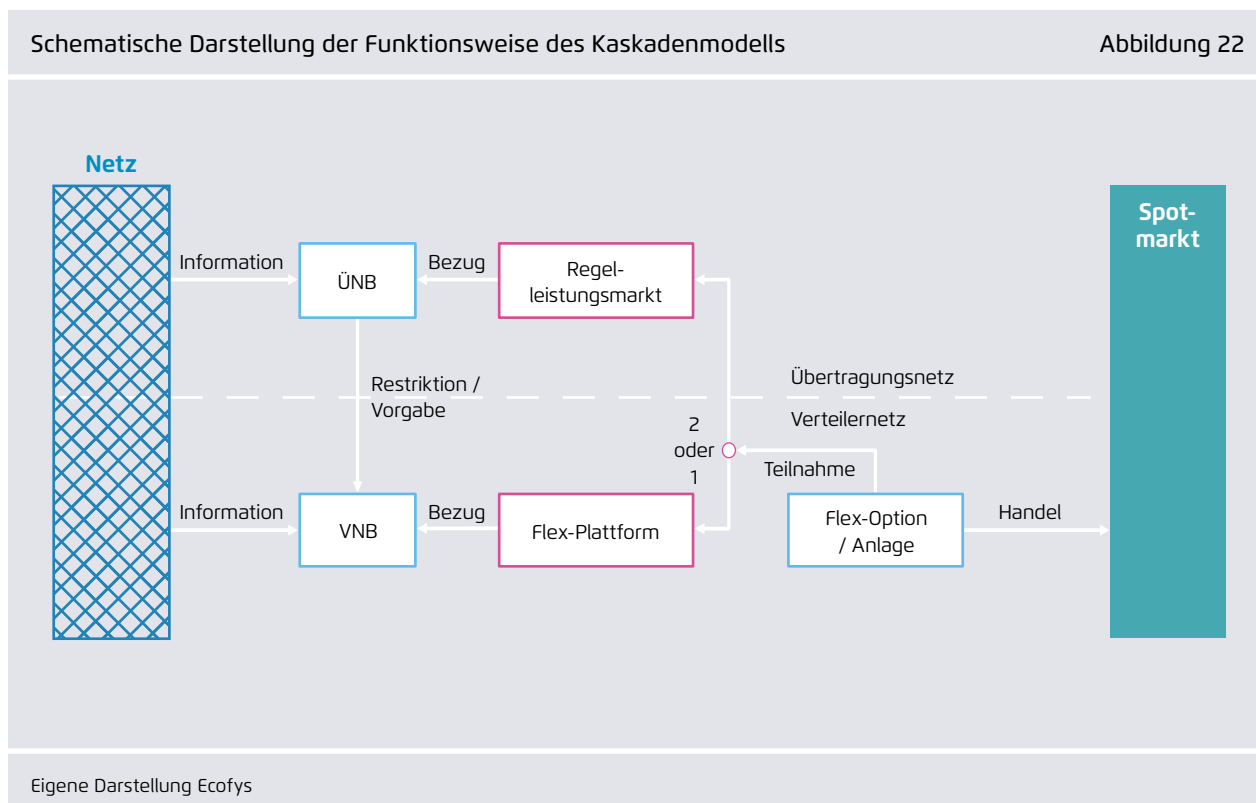
Die Anlagen der Verteilnetzebene können prinzipiell unbeschränkt als Anbieter auf dem Strommarkt oder

auf dem Regelenergiemarkt auftreten. Bei Auftreten eines Engpasses entnimmt der VNB der eingerichteten Plattform die Information, welche Anlagen für den Engpass relevant sind und aktiviert (beziehungsweise deaktiviert) diese für die Engpassbehebung. Diese Aktivierung hat allerdings stets Vorrang gegenüber anderen Prozessen wie beispielsweise der Regelleistung. Der VNB informiert dann den ÜNB darüber, dass die Anlage nicht mehr für die Regelleistung zur Verfügung steht.

Varianten

Varianten bestehen in der Ausgestaltung folgender Parameter:

Die Produktdefinition kann unterschiedlich ausgestaltet werden. Dies beinhaltet insbesondere maximale Einsatzhäufigkeiten und -mengen oder Sperrfristen, um einen Missbrauch durch den Netzbetreiber und eine Ungleichbehandlung von Anlagen möglichst zu vermeiden.



Zudem können die Anforderungen an einen VNB als Plattformbetreiber angepasst werden. Mögliche Kriterien sind die bediente Spannungsebene, die Anzahl der angeschlossenen Anlagen und die Anlagenleistung sowie die Engpassmenge. Weitere Bedingungen können bezüglich der Zusammenfassung von Flexibilitätsgebieten formuliert werden, insbesondere durch potenzielle horizontale und vertikale Aggregationen.

Schnittstellen müssen darüber hinaus je nach Struktur des Netzgebiets angepasst werden. Die Anzahl der Schnittstellen ist besonders groß, wenn mehrere große Netzbetreiber beziehungsweise Plattformbetreiber unterlagert sind im Gegensatz zu einem Zustand, in dem lediglich ein ÜNB und ein unterlagertes VNB vorliegen, wobei Letzterer die Aggregation für alle weiteren unterlagerten Netzbetreiber vornimmt.

Bereits existierende Vorschläge in dieser Kategorie

Eine praktische Umsetzung des Kaskadenmodells existiert in Deutschland nicht. Es orientiert sich vielmehr an dem Prinzip der Kaskade, welches im Rahmen vom *Einspeisemanagement* für die Netzbetreiber ein etabliertes und standardisiertes Verfahren ist.

5.2.4 Regionaler RegelenergiemarktPlus

Hintergrund und grundlegende Idee

Die Idee des regionalen RegelenergiemarktsPlus ist die Erweiterung der Regelleistungsprodukte um eine lokale Komponente. Auf diese Weise können die Netzbetreiber auf dem Regelenergiemarkt direkt ersehen, wo die entsprechenden Anlagen lokalisiert sind (zum Beispiel mit Auflösung auf Umspannungs- oder Netzstrangebene), und diese zielgerichtet für die lokale Engpassbehebung einsetzen.

Der RegelenergiemarktPlus wird durch die ÜNBs betrieben. Anlagenbetreiber, die das Präqualifikationsverfahren erfolgreich durchlaufen haben, bieten negative und positive Regelenergie an, wobei die Gebote jetzt um die entsprechende Lokalinformation erweitert werden. Wie auch heute erhalten sie dafür

eine Kompensation für die gesicherte Bereitstellung der Kapazität und eine Vergütung bei Flexibilitäts-einsatz. Die VNBs haben Zugriff auf die durch die ÜNBs betriebene Plattform für die eigene Engpassbehebung, unterliegen aber einer Informationspflicht an den ÜNB. Anlagen, die für die lokale Engpassbehebung eingesetzt werden, stehen nicht mehr für die Regelleistung zur Verfügung.

Teilnahmeverpflichtung

Wie auch beim heutigen Regelenergiemarkt ist die Teilnahme freiwillig. Die Bereitstellung der lokalen Information ist verpflichtend; eine Beschränkung auf die Teilnahme an der Regelenergie zum Ausgleich der Gesamtsystembilanz ist in diesem Modell nicht möglich. Als Anbieter auftreten können alle Anlagen, die das Präqualifikationsverfahren erfolgreich durchlaufen haben.

Regionale Auflösung

Die Lokalinformation kann prinzipiell beliebig aufgelöst werden. Gegebenenfalls reicht die Lokalisierung einer Anlage in einem bestimmten Netzgebiet (zum Beispiel zur Behebung horizontaler Engpässe), unter Umständen ist jedoch der Anschluss an einem bestimmten Netzstrang oder an eine bestimmte Umspannungsebene entscheidend. Daher kann es sinnvoll sein, eine relativ hohe Granularität zu wählen und je nach Lage des Engpasses effektive Anlagen zu einer lokalen *Merit Order* zu aggregieren. Dann kann der Netzbetreiber den Engpass möglichst zielgenau behandeln, und es sind keine Anpassungen der Lokalinformation nötig, wenn sich in Zukunft die Lage der Engpässe ändert.

Preisbildung und Vergütung

Die Preisbildung erfolgt prinzipiell frei wie auch heute am Regelenergiemarkt. Aufgrund der Integration mit dem heutigen Regelenergiemarkt ist eine Regulierung des Preises auch nicht realisierbar, da sonst Arbitragemöglichkeiten bestehen würden.

Die Anbieter erhalten, wie auch heute, in einem *Pay-as-bid*-Verfahren einen Leistungspreis für die

Bereitstellung der Kapazität und einen Arbeitspreis bei Abruf der Einheit.

Anreizregulierung

Ähnlich wie bei den anderen Modellen, wo der VNB für den Flexbezug zahlt, geht auch hier die Vergütung der Anlagen in die Gesamtoptimierung des Netzbetreibers zwischen OPEX und CAPEX ein.

Die Entflechtung ist gewährleistet. Wie auch beim heutigen Regelenenergiemarkt beschafft der Netzbetreiber auch hier lediglich eine Systemdienstleistung analog zu der heutigen Regelleistung.

Prozessablauf

Der allgemeine Prozessablauf folgt im Wesentlichen der heute bekannten Reihenfolge der Regelenenergiebeschaffung, das heißt Präqualifikation, Ausschreibung und Abruf.

Die Präqualifikationsbedingungen werden durch die ÜNBs festgelegt, wobei der Rahmen durch das EnWG festgelegt wird. In Zukunft werden die Bedingungen auch durch die *System Operation Guideline* (europäischer Netzkodex) mitbestimmt. Der Anlagenbetreiber muss nachweisen, dass er die dort gestellten Anforderungen erfüllen kann. Die Präqualifikation wird durch die ÜNBs überprüft. Erst dann erhält der Anlagenbetreiber die Berechtigung, am Regelenenergiemarkt zu bieten.

Die Anbieter von Regelenenergie können für die verschiedenen Produkte des Regelenenergiemarktes anbieten (siehe Abschnitt Produktdefinition), die von den ÜNBs regelmäßig auf www.regelleistung.net ausgeschrieben werden. Dem gehen eine Bedarfsanalyse durch den ÜNB und der VNBs voraus. Auf Basis der Angebote werden die Gebote je nach lokaler Nachfrage bezuschlagt und eine gemeinsame *Merit Order* erstellt. Diese beinhaltet im Gegensatz zum heutigen Regelleistungsmarkt auch die Lokalinformation, weshalb sich die Leistungs- und Arbeitspreise lokal unterscheiden können.

Detektieren die ÜNBs und VNBs im Einsatzzeitraum nun einen kurzfristigen Engpass, können sie auf die spezifischen Gebote der „lokalen“ Regelenenergie zurückgreifen. Dabei werden je nach Lage des Engpasses die effektiven Anlagen identifiziert und zu einer regionalisierten *Merit Order* zusammengefasst. Kriterium zur Ordnung der Anlagen sind die Kosten pro Engpassentlastung. Der betroffene Netzbetreiber (VNB oder ÜNB) aktiviert schließlich die günstigsten Anlagen zur Entlastung des Engpasses. Diese werden schließlich für ihren Einsatz vergütet.

Besteht der Engpass aufgrund von Rückspeisung durch Erneuerbare Energien, wird der Preis für die Rückspeisung verminderten flexiblen Lasten durch die Entschädigungshöhe für Windenergie- und Photovoltaikanlagen begrenzt, siehe § 15 EEG. Übersteigt deren Zahlungsforderung diese Entschädigungshöhe, verzichtet der Netzbetreiber auf diese Gebote und regelt die engpassverursachenden Anlagen ab. Dadurch wird eine Mehrbelastung der Endverbraucher vermieden.

Produktdefinition

Die Produkte entsprechen einer Erweiterung der heutigen Sekundärregelung oder Minutenreserve. Diese werden in Blöcken für Hoch- und Nebenzeiten für positiven und negativen Regelleistungsbedarf ausgeschrieben. Zusätzlich enthält jedes Gebot eine Lokalinformation.

Bei der Definition der Regelleistungsprodukte ist geplant – siehe beispielsweise auch das Weißbuch zum zukünftigen Strommarktdesign (BMW 2015a) –, die zeitliche Granularität der Produktdefinition auf eine Stunde zu verfeinern sowie auf kalendertägliche statt wöchentliche Ausschreibungen umzusteuern und damit der steigenden Variabilität des Regelenenergiebedarfs gerecht zu werden. Diese Entwicklung würde dementsprechend auch die Produkte eines lokalisierten Regelleistungsmarktes betreffen.

ÜNB-VNB-Koordination

Die Plattform wird grundsätzlich vom ÜNB betrieben, der auch weiterhin die Verantwortung zur Wahrung der gesamten Systembilanz trägt. Der ÜNB nimmt die Präqualifikation sowie die Ausschreibung auch für die VNB nach deren angemeldetem Bedarf vor.

Im Bedarfsfall eines lokalen Engpasses können sowohl ÜNB als auch VNB auf die Plattform zugreifen und lokale Regelernergie abfragen, wobei die effizientesten Anlagen (Kosten pro Engpassentlastung) zuerst abgefragt werden. Der VNB muss die herangezogenen Anlagen anschließend an den ÜNB melden, der diese Information für die Nutzung von Regelernergie zur Wahrung der Systembilanz berücksichtigt.

Die grundsätzlichen Zusammenhänge sind in der folgenden Abbildung 23 dargestellt. Die Netzbetreiber verfügen über Informationen des Netzzustandes. Anlagenbetreiber können sowohl am Spotmarkt als auch am RegelleistungsmarktPlus teilnehmen,

solange sie die Präqualifikationskriterien einhalten. Sowohl ÜNB als auch VNB haben die Möglichkeit, den RegelleistungsmarktPlus zu nutzen, wobei der VNB die ÜNBs über den Einsatz lokaler Regelleistung informieren muss.

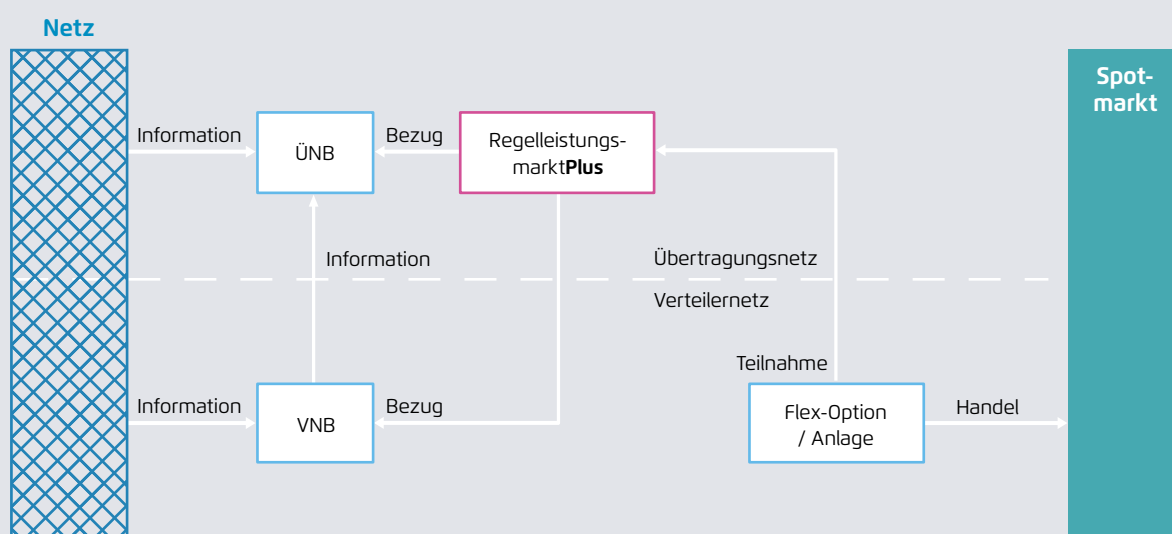
Der Bezug von *Redispatch*-Kapazitäten erfolgt weiterhin ausschließlich über den ÜNB (siehe auch nächster Abschnitt „Koordination mit anderen Märkten“).

Koordination mit anderen Märkten

Durch die Integration des lokalen Engpassmanagements mit der Regelernergie wird die Schnittstelle zwischen Regelernergie und dem lokalen Flexibilitätsprodukt im Gegensatz zu anderen skizzierten Modellen wesentlich vereinfacht und de facto eliminiert. Die Berücksichtigung beider Bedingungen, globale Systembilanz und lokaler Engpässe, findet simultan statt.

Schematische Darstellung der Funktionsweise des Modells „regionaler RegelergiemarktPlus“

Abbildung 23



Eigene Darstellung Ecofys

Der *Redispatch* bleibt vom RegelenergiePlus ausgeschlossen und folgt dem bisher bekannten Mechanismus. Die ÜNBs können dafür auf die Informationen der Plattform RegelenergiePlus zurückgreifen, die sie selbst betreiben. Lässt sich ein Engpass auf Übertragungsebene oder in der Umspannebene zur Hochspannung nicht mit den konventionellen Maßnahmen im Rahmen des *Redispatch* entlasten, kann der ÜNB als Anforderer an den unterlagerten Netzbetreiber herantreten, der die entsprechenden Flexibilität über die RegelenergiePlus-Plattform beschafft.

Varianten

Es existieren verschiedene mögliche Varianten bezüglich der Präqualifikationsbedingungen sowie der lokalen und zeitlichen Produktdefinition. Die Bedarfsanalyse des ÜNB vor Ausschreibung kann zudem um lokale Bedarfsanalysen der VNBs ergänzt werden.

Bereits existierende Vorschläge in dieser Kategorie

Die grundsätzliche Ausgestaltung entspricht dem heute bekannten Konzept des Regelenergiemarktes, der um eine lokale Komponente ergänzt wird.

5.2.5 Regionaler IntradayPlus

Hintergrund und grundlegende Idee

Beim Modell „regionaler *IntradayPlus*“ kann der Netzbetreiber am *Intraday*-Markt auftreten. Dem dort gehandelten Stromprodukt wird zusätzlich eine regionale Eigenschaft zugewiesen, sodass der Netzbetreiber dieses zur Engpassbehebung einsetzen kann.

Die Marktorganisation erfolgt durch ein unabhängiges Unternehmen, das eine geeignete Auktionsplattform anbietet. Praktisch bietet sich die Nutzung der bestehenden Plattformen des EPEX-Spotmarktes an. Das am *Intraday*-Markt verkaufte Stromprodukt erhält zusätzlich eine regionale Eigenschaft. Der Netzbetreiber, das heißt ÜNB und/oder VNB, tritt als zusätzlicher Nachfrager auf dieser Platt-

form auf, um lokale Engpässe in Übertragungs- und Verteilnetz zu entlasten. Aufgrund der zusätzlichen Nachfrage der Netzbetreiber kann es zu einer regionalen Preisdifferenzierung kommen, sobald Engpässe auftreten.

Das Modell ist kein *Single-Buyer*-Modell mit Ähnlichkeiten zu einem Systemdienstleistungsmarkt wie dem Regelenergiemarkt, da der Netzbetreiber neben anderen Nachfragern auftritt. Ein *Single-Buyer*-Modell wird im nachfolgenden Abschnitt als „neue Flexibilitätsplattform“ bezeichnet.

Eine regionalisierte Preisbildung von Stromprodukten in Deutschland würde eine Abkehr von dem bisher verfolgten Prinzip der einheitlichen Preiszone in Deutschland bedeuten. Dies stellt allerdings keine völlige Neuerung dar. In den früheren Handelsbedingungen der EPEX SPOT (ehemals EEX) war eine Regionalisierung der Gebote nach Regelzonen vorgesehen. Dies galt ebenso im Markt für Sekundärregelleistung. So war es zugelassen, dass die ÜNBs „Kernanteile“ der Sekundärregelleistung in der eigenen Regelzone definierten, die bevorzugt zugeschlagen wurden.

Teilnahmeverpflichtung

Unter Teilnahme wird in diesem Zusammenhang verstanden, dass die Anbieter auf dem *Intraday*-Markt eine Regionalinformation angeben und damit ihre Bereitschaft zur Teilnahme an einem Engpassmanagement signalisieren.

Es ist denkbar, dass die Anbieter ihr Gebot mit einer Regionalinformation versehen müssen oder dies freiwillig geschieht. Dies hat Einfluss auf die Effizienz des Modells. Die Angabe einer Regionalinformation ist mit Aufwand verbunden, insbesondere, wenn es sich bei den Anbietern um Direktvermarkter handelt, die auf Portfoliobasis anbieten.

Regionale Auflösung

Die regionale Auflösung der Produkte ist beliebig skalierbar. Wie diese aussieht, ist durch den Gesetz-

geber beziehungsweise die Regulierungsbehörde zu bestimmen (siehe Abschnitt „Regionale Auflösung“). Hier wäre es sinnvoll, eine Systematik zur Bezeichnung der Regionalität zu entwickeln, die es ermöglicht, im Matchingprozess eine Auflösung zu wählen, die so fein wie nötig ist, um den Netzengpass zu adressieren, und so grob wie möglich ist, um möglichst viel Liquidität zu bündeln. Denkbar ist prinzipiell eine Vorgabe von aggregierten Gebotszonen bis hin zu einzelnen Einspeiseknoten.

Preisbildung und Vergütung

Die Preisbildung erfolgt in diesem Modell gemäß den vorliegenden Angebots- und Nachfrageverhältnissen nicht reguliert und die Regulierung ist schon aufgrund der Integration in bestehende, nicht regulierte Märkte unmöglich.

Die regionalisierten Produkte sind wie die anderen Produkte des *Intraday*-Marktes an die technischen Preisobergrenzen der Märkte gebunden.¹⁷ Das Gebotslimit für den Netzbetreiber entspricht de facto der EinsMan-Vergütung. Die Zahlung durch den Netzbetreiber an den Flexibilitätsanbieter erfolgt nach Einsatz.

Anreizregulierung

Die vom Netzbetreiber getätigten Zahlungen an die Flexibilitätsanbieter gehen als OPEX-Kosten in dessen Bilanz und Anreizregulierung ein. Bei gegebener Anreizregulierung entscheidet der Netzbetreiber langfristig zwischen einer Engpassbehebung durch das Heranziehen von Flexibilitäten oder aber einem Ausbau des Netzes (CAPEX).

Prozessablauf

Anbieter und Nachfrager treten auf dem *Intraday*-Markt auf und geben Gebote beziehungsweise Angebote mit regionaler Information ab. Auf Basis des sich abzeichnenden Marktergebnisses berechnen die Netzbetreiber den lokalen Lastfluss. Zeich-

net sich ein Engpass ab, kann der Netzbetreiber anschließend auf dem *Intraday*-Markt als Nachfrager auftreten und die zur Engpassentlastung notwendige Energie aufkaufen und einsenken. Kriterium zur Auswahl der Anlagen sind die Kosten pro Engpassentlastung.

Aufgrund des Risikos, dass Anlagenbetreiber die Nachfrage des Netzbetreibers antizipieren und in ihre eigene Bietstrategie einbeziehen (siehe auch Bewertung in Abschnitt 5.4), ist gegebenenfalls erst ein Auftreten in der letzten Auktion sinnvoll, siehe auch Abschnitt 5.4.

Produktdefinition

Die Gebote entsprechen den Geboten des derzeitigen *Intraday*-Marktes inklusive einer Regionalinformation.

ÜNB-VNB-Koordination

Sowohl ÜNB als auch VNB haben bei einem regionalen *IntradayPlus* die Möglichkeit, auf Flexibilitäten zuzugreifen und damit Engpässe im Übertragungsnetz, die bisher durch das Instrument des konventionellen *Redispatch* behandelt worden sind, und im Verteilnetz zu entlasten.

Die Abstimmung zwischen den Netzbetreibern ist insbesondere nicht trivial, wenn diese einen signifikanten Anteil ihrer Flexibilitäten zur letzten Auktion oder danach kaufen sollten. Es ist denkbar, dass die ÜNBs nur auf Anlagen zugreifen können, die an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, und VNBs auf die des Verteilnetzes. Bedarf der ÜNB der Bereitstellung von Flexibilität aus dem Verteilnetz, muss er den betreffenden VNB als Koordinator dafür anfordern, der anschließend die Bereitstellung koordiniert.

¹⁷ Die technische Preisobergrenze im *Intraday*-Markt beträgt derzeit 9.999 Euro pro Megawattstunde.

Einen Überblick über die Prozesse und das Zusammenspiel von ÜNB und VNB im Besonderen bietet die folgende Abbildung 24.

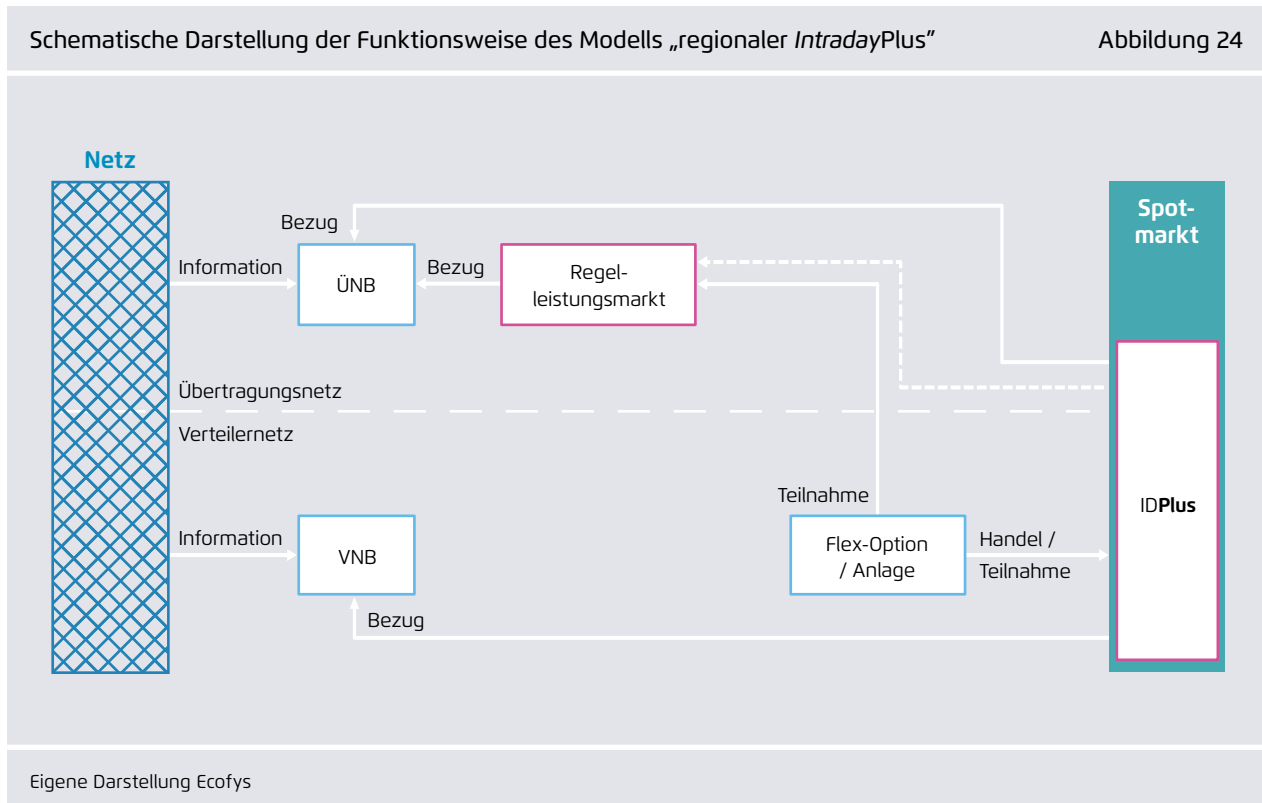
Koordination mit anderen Märkten

Das Konzept sieht eine Regionalisierung des *Intra-day*-Marktes vor und damit eine weitgehende Integration der Engpassbehebung inklusive des *Redispatches* in den *Intraday*-Markt. Die bestehende Koordination mit anderen Märkten und insbesondere dem Regelenergiemarkt bleibt grundsätzlich erhalten. Bezüglich des *Redispatch*-„Marktes“ ist jedoch anzumerken, dass es zwar grundsätzlich möglich erscheint, den Status quo beizubehalten und den regionalen *Intraday*-Markt parallel zum preisregulierten *Redispatch* zu betreiben. Dies führt jedoch zu der Situation, dass zwei Märkte mit unterschiedlichen regionalen Preisbildungsprinzipien parallel existieren.

Varianten

Derzeit wird eine Erweiterung des Regelenergiemarktes um einen sogenannten Regelenergiearbeitsmarkt diskutiert. Das Konzept beinhaltet, dass es ermöglicht werden soll, die *Day-Ahead*-erstellte *Merit Order* der Regelenergiemärkte am Erfüllungstag, kurzfristig vor Gate Closure, mit reinen Arbeitspreisgeboten zu ergänzen. Da dieser Markt zeitgleich mit dem *Intraday*-Markt stattfinden würde, könnte sich eine Reduzierung von Liquidität des *Intraday*-Marktes ergeben. Eine Möglichkeit, dies zu verhindern, wäre eine automatische Übernahme von Geboten aus dem *Intraday*-Markt in den Regelenergiearbeitsmarkt bei Gate Closure. Dadurch würde auch der regionalisierte *Intraday*-Markt an den Regelenergiemarkt gekoppelt.

Denkbar wäre weiterhin die Beibehaltung des konventionellen *Redispatches*, siehe Abschnitt zu Koordination mit anderen Märkten.



Bereits existierende Vorschläge in dieser Kategorie

Im heutigen Strommarkt wird eine solche Vorgehensweise in Form der sicherheitsbedingten regelzoneninternen Verkäufe (SiV) im Rahmen des § 13 (1) EnWG bereits genutzt. Auch hier erfolgt ein Ankauf über die Börse durch den ÜNB und eine abschließende Einsenkung der Energiemenge. Dies geschah bislang ohne lokale Information und kann im Rahmen des skizzierten Modells zielgerichteter und auch durch VNBs vorgenommen werden (50Hertz Transmission GmbH 2016).

Erweitert wird dieses Konzept im Rahmen des SINTEG-Projektes ENERA. Auch dort sollen die Produkte des *Intraday*-Marktes um regionale Informationen ergänzt werden und dadurch für regionalisierte Systemdienstleistungen (rSDL) herangezogen werden können. Diese sollen insbesondere dem Engpassmanagement im Verteilnetz sowie der Spannungshaltung dienen (EWE AG 2015).

5.2.6 Neue Flexibilitätsplattform**Hintergrund und grundlegende Idee**

Als weitere Ausgestaltungsmöglichkeit für das Modell mit Flexbezug ist eine neue Flexibilitätsplattform vorstellbar, die allen Netzbetreibern für Systemdienstleistungen zur Verfügung steht und von einem unabhängigen Plattformbetreiber organisiert wird. In Abgrenzung zur regionalen *Intraday*-Flexibilitätsplattform ist sie exklusiv als Systemdienstleistungsplattform definiert und von daher nicht dem reinen Marktbereich zugeordnet. Die Netzbetreiber treten als *Single Buyer* auf. Zur Definition des Modells dient daher der Regelenenergiemarkt als Vorlage.

Teilnahmeverpflichtung

Analog zum Regelenenergiemarkt ist für das Modell keine Teilnahmeverpflichtung vorgesehen. Es besteht ein Anreiz zur Teilnahme durch zusätzliche Einnahmen.

Regionale Auflösung

Das Modell ist auf keine regionale Auflösung festgelegt. Analog dem regionalen *Intraday*-Markt kann vorgesehen werden, eine fein aufgelöste Regionalinformation den Geboten bereitzustellen. Entsprechend dem Bedarf des Netzbetreibers wird eine regionalisierte *Merit Order* gebildet und es werden die günstigsten Angebote abgerufen.

Preisbildung und Vergütung

Analog dem Regelenenergiemarkt gilt auch im neuen Flexibilitätsmarkt das Grundprinzip der freien Preisbildung für die Bereitstellung der Flexibilität (Leistungspreis) sowie deren Abruf (Arbeitspreis). Die Preisbildung erfolgt analog zum regionalen Regelenenergiemarkt Plus. Die jeweils letztbezugschlagten Leistungs- und Arbeitspreise sind regional nicht einheitlich. Für den Netzbetreiber ist der maximale Gebotspreis auf die EinsMan-Vergütung (nach § 15 EEG Härtefallregelung) beschränkt.

Prozessablauf

Der Prozessablauf orientiert sich am Regelenenergiemarkt, das heißt der heute bekannten Abfolge von Präqualifikation, Ausschreibung und Abruf.

Die Netzbetreiber, das heißt ÜNB und VNB, führen dazu lokale Bedarfsanalysen durch. Den ermittelten lokalen Bedarf schreiben sie auf der neuen Flexibilitätsplattform aus, wo präqualifizierte Flexibilitätsanbieter ihre Angebote unter Angabe eines Leistungs- und Arbeitspreises einstellen können. Der jeweilige Netzbetreiber kontrahiert zum Ende der Ausschreibung die notwendigen Einheiten für die Flexibilitätsbereitstellung. Der Zeitpunkt dafür muss diskutiert werden, sollte aber spät genug sein, damit Einspeiseprognosen ausreichender Güte berücksichtigt werden können.

Tritt dann ein Engpass auf, kann der Netzbetreiber auf die von ihm kontrahierten Reserven zurückgreifen. Er übernimmt ebenso die Verantwortung für die Bilanzkreisabweichung.

Produktdefinition

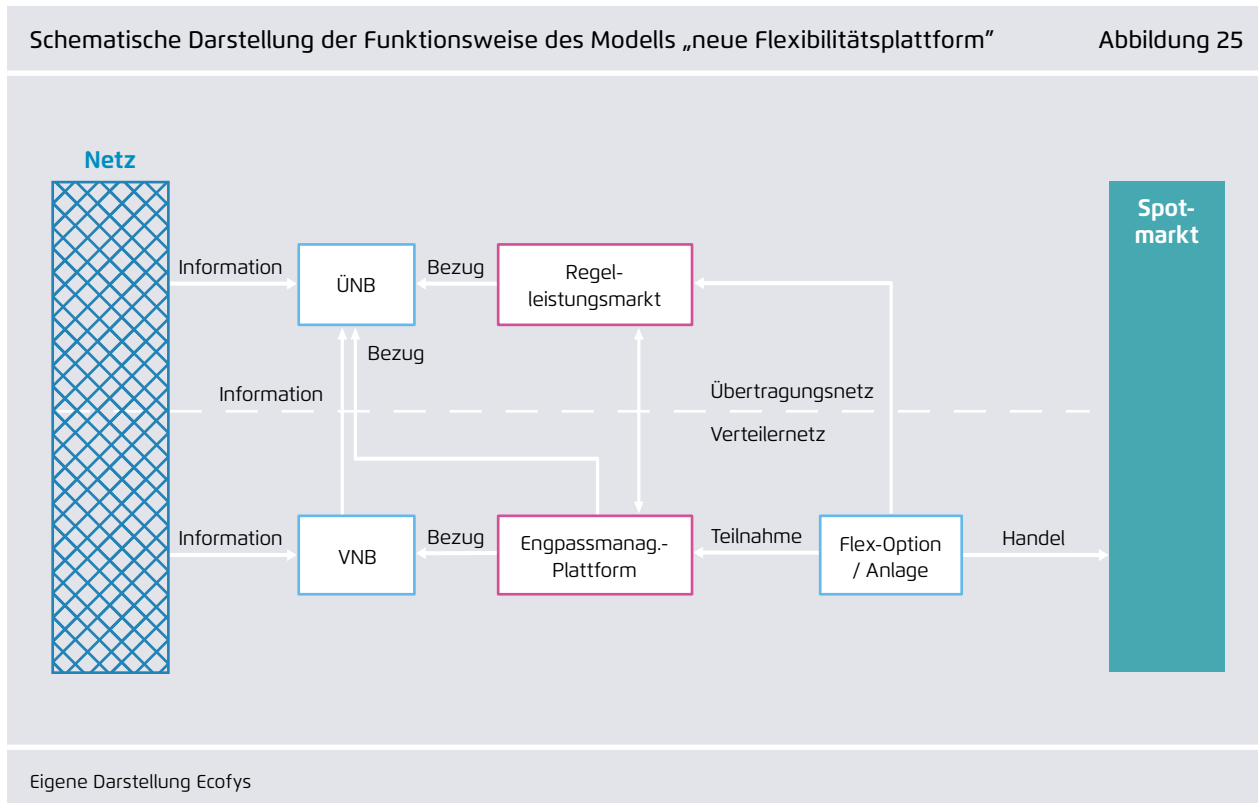
Die Definition von Flexibilitätsprodukten kann zunächst an die bestehenden Regelenergieprodukte Sekundärregelreserve und Minutenreserve angelehnt werden. Diese werden in Blöcken für Hoch- und Nebenzeiten für den positiven und negativen Regelleistungsbedarf ausgeschrieben. Zusätzlich enthält jedes Gebot eine Lokalinformation, aufgrund derer die Produkte beschränkt gegeneinander substituierbar sind.

Dabei ist noch zu prüfen, inwieweit die zeitliche Auflösung des Minutenreserveproduktes (vier Stunden) für die Nutzung zum regionalen Netzengpassmanagement geeignet ist oder ob eine feinere Auflösung des Produktes sinnvoll erscheint. Eine analoge Diskussion findet derzeit ebenfalls bei Regelenergieprodukten statt, siehe auch das Weißbuch zum zukünftigen Strommarktdesign (BMWi 2015a). Dabei wird erörtert, die zeitliche Granularität der Produktdefinition auf eine Stunde zu erhöhen sowie auf kalender-

tägliche statt wöchentliche Ausschreibungen umzu- steigen und damit der steigenden Variabilität des Regelenergiebedarfs gerecht zu werden. Diese Überlegungen können analog auf eine neue Flexibilitäts- plattform angewandt werden.

ÜNB-VNB-Koordination

In diesem Modell erfolgt der Marktbetrieb entspre- chend dem Regelenergiemarkt gemeinsam durch die ÜNBs. Gleichmaßen haben die VNBs die Möglich- keit, lokale Nachfrage einzustellen und Flexibilitä- ten bei Bedarf abzurufen. Darüber informieren sie die ÜNBs. Die folgende Abbildung 25 stellt die grund- legenden Zusammenhänge und Informationsflüsse dar. Durch die Zentralisierung der Information über alle Flexibilitäten auf einer einzigen Plattform ist es möglich, konkurrierende Abrufe für Regelenergie und *Redispatch* auszuschließen.



Koordination mit anderen Märkten

Da das Modell anlog dem Regelenergiemarkt aufgebaut ist, kann eine enge Kopplung der Märkte erfolgen. Daran ist die Überlegung gekoppelt, die bislang im deutschen Marktdesign strengen Grenzen zwischen Produkten für den Systembilanzausgleich (Regelenergie) und Produkten zum Netzengpassmanagement (bislang nur *Redispatch* auf der Übertragungsnetzebene) aufzuheben. In anderen europäischen Ländern ist diese Grenze bereits aufgehoben. Wird die Grenze zwischen den Produkten aufgehoben, erhöht dies die Liquidität auf beiden Märkten. Allerdings bedeutet dies auch hier, wie bereits beim regionalen Flexibilitätsmarkt, eine De-facto-Aufhebung der einheitlichen Preiszone in Deutschland, sofern eine freie Preisbildung erfolgt. Daneben gelten auch hier die oben dargestellten Überlegungen zum *Redispatch*-Markt.

Varianten

Es existieren verschiedene mögliche Varianten bezüglich der Präqualifikationsbedingungen sowie der lokalen und zeitlichen Produktdefinition.

Bereits existierende Vorschläge in dieser Kategorie

Das Modell fußt auf Überlegungen aus einer Studie von Gridlab (GridLab et al. 2015) und ist auch in der Projektskizze des SINTEG-Projektes WindNODE enthalten (50Hertz Transmission GmbH 2015). Eine weitere Fortentwicklung ist das von niederländischen Akteuren entwickelte Konzept „Universal Smart Energy Framework“ (USEF). In diesem Konzept wird eine Flexibilitätsplattform vorgeschlagen, auf die potenziell sowohl Aggregatoren als auch Netzbetreiber zugreifen können.

5.3 Beschreibung der Bewertungskriterien

Effektiv ausgestaltete *Smart-Market*-Modelle sind in der Lage, geeignete Flexibilitäten für die Engpassbehebung zu aktivieren, sodass Engpässe effektiv und kostengünstig adressiert werden. Dabei hängt die Adressierung des Engpasses sowohl von der Sensi-

vität der aktivierten Flexibilität auf den Netzengpass als auch von den Einsatzkosten der aktivierten Flexibilität ab.

Vier Kriterien sind für die Bewertung der Eignung der Konzepte für eine bessere Aktivierung von Flexibilitäten zur Engpassbehebung relevant. Diese vier Kriterien sind:

- Systemeffizienz
- Dynamische Effizienz
- Regulatorische Herausforderungen
- Umsetzbarkeit

Unter den Kriterien ist jeweils das Folgende zu verstehen:

Die **Systemeffizienz** eines *Smart Markets* ist seine Fähigkeit, den Einsatz bestehender flexibler Lasten und Erzeuger so zu koordinieren, dass der Engpass kostenoptimal entlastet wird. Ein guter Beschaffungsmechanismus macht geeignete Flexibilitäten sichtbar (Sensitivität auf den Engpass) und ermöglicht daher dem Systembetreiber den Zugang zu Flexibilitäten, die in Bezug auf die Wirkung auf die Auflösung des Engpasses und aus Systemsicht am kostengünstigsten sind. Im Ergebnis der Allokation werden dann diese effizienten Flexibilitäten dort, wo sie aus Systemsicht (lokal oder im Gesamtsystem) den größten Beitrag bieten, eingesetzt. Voraussetzung dafür ist, dass Grenzkosten und Grenznutzen ihres Einsatzes aufgedeckt werden und beispielsweise nicht durch strategisches Bieten infolge von Marktmacht verdeckt werden. Ein ineffizienter Mechanismus ist in diesem Sinne ein Flexibilitätsmechanismus, der bei freier Preisbildung zum Beispiel nur Biomasseanlagen adressiert. Dann ist zu vermuten, dass diese aufgrund hoher Marktmacht über ihren Grenzkosten bieten und ein zu hoher Flexibilitätspreis resultiert. Andererseits haben andere Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher keinen Anreiz, am Mechanismus teilzunehmen und werden nicht eingesetzt, obwohl sie ökonomisch sinnvoll wären.

Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die Aufwendungen für die Implementierung und Durchführung des Mechanismus in Form von **Transaktionskosten** den Effizienzgewinn im Vergleich zum Allokationsergebnis anderer Beschaffungsmechanismen nicht zu stark dezimieren. So könnte der Einbezug sämtlicher Verbraucher (und deren dafür notwendige Ausstattung mit Smart Metern und Steuerungstechnik) sämtliche Flexibilitätspotenziale heben, allerdings würden die Kosten für die technische Ausstattung und die Koordination der Anlagenmenge die Effizienzgewinne derzeit potenziell bei Weitem übersteigen.

Ein effizienter Einsatz beinhaltet auch, dass die durch die Vermaschung des Netzes bedingten unterschiedlichen Wirkungen verschiedener Maßnahmen berücksichtigt werden. Entscheidend sind die Kosten der letztlich erzielten Engpassentlastung, nicht die der einzelnen Flexibilitätsoption unabhängig von ihrer Position im Netz.

Dynamische Effizienz beschreibt die Fähigkeit eines Modells, Rahmenbedingungen zu schaffen, die langfristig effiziente Investitionsentscheidungen und eine wohlfahrtsmaximale Allokation von Betriebsmitteln ermöglichen. Dazu zählen auch Anreize zu Innovation. Ein einfaches *Einspeisemanagement* liefert im Prinzip keinerlei Anreiz, möglichst zu Zeiten mit geringen Engpässen einzuspeisen oder die abgeregelte Energie andersweitig zu nutzen, zum Beispiel durch den Bau einer *Power-to-Heat*-Anlage oder sonstiger Speicher. Dies wäre wünschenswert, um Nachfrage in Zeiten hoher Einspeisung und Engpässe zu verlagern.

Wesentlich ist darüber hinaus die Möglichkeit, den Mechanismus geeignet und kompatibel in die bestehende **Regulierungspraxis** einzugliedern. Dazu muss beurteilt werden, inwiefern das existierende Marktdesign beibehalten werden kann – dies umfasst die bestehende Rollenverteilung im Stromsystem zwischen Erzeugern und Netzbetreibern oder auch die Menge und Ausgestaltung der assoziierten Märkte.

Es muss geprüft werden, ob Schnittstellen zielführend ausgestaltet sind und keine ungewünschten Arbitrageeffekte zwischen den Märkten auftreten können. Aus Regulierungssicht muss zudem geprüft werden, ob eine (zusätzliche) Kostenregulierung der Akteure notwendig wird und inwiefern der Mechanismus mit der bestehenden Anreizregulierung erreichbar ist. Entscheidend ist außerdem, inwiefern sich das zu untersuchende Modell auf die Vorrangregelung für EE-Anlagen auswirkt und ob die Diskriminierungsfreiheit (in Bezug auf die Fähigkeit zur Bereitstellung lokaler Flexibilität) gewährleistet werden kann.

Schließlich muss der entsprechende Vorschlag auch **praktisch und politisch umsetzbar** sein. Grundlage dafür ist, dass der Netzbetreiber mit der existierenden installierten Technik die notwendigen Informationen bereitstellen und das erzielte Allokationsergebnis umsetzen und kontrollieren kann. Fraglich ist die Umsetzung beispielsweise zumindest derzeit, wenn für die Umsetzung des Konzeptes lokale Engpassprognosen und Smart Meter sowie Steuerungstechnik für alle Verbraucher und Erzeuger notwendig werden.

Es muss außerdem geprüft werden, ob das Konzept mit den politischen Prioritäten kongruent ist. Dazu zählen insbesondere ökologische, soziale und wirtschaftliche Aspekte.

5.4 Bewertung der *Smart-Market*-Modelle für vier verschiedene Netzgebietsklassen

In diesem Kapitel werden die Anwendungen der *Smart-Market*-Modelle in den Netzgebietsklassen anhand der beschriebenen Kriterien bewertet. Zunächst erfolgt die Diskussion der Anwendung in der windenergiedominierten Netzgebietsklasse. Anschließend folgt aufgrund zahlreicher Gemeinsamkeiten die Diskussion der Modelle für die lastdominiert/vorstädtische Netzgebietsklasse kombiniert mit der photovoltaikdominierten Netzgebietsklasse. Abschließend wird die Netzgebietsklasse „lastschwach“ diskutiert.

5.4.1 Bewertung der Effizienz der Modelle: Netzgebietsklasse „windenergiedominiert“

Grundsätzliche Koordinationsaufgabe

In der windenergiedominierten Netzgebietsklasse besteht die wesentliche Koordinationsaufgabe des *Smart Markets* in einer Vermeidung der Abregelung von Windenergie durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen, um die ansonsten auftretenden Netzengpässe zu vermeiden. Darunter zählt einerseits die Aufnahme des Stroms durch Lasterhöhung und Speicher, der aufgrund von Engpässen nicht exportiert werden kann, oder aber die Reduzierung der Einspeiseleistung von noch am Netz befindlichen Kraftwerken. Wie im Kapitel 4.2 erläutert, sind die Kombination Fernwärme-KWK mit PtH und die Flexibilisierung von Biogas in Kombination mit PtH und die Einbindung dezentraler Verbraucher besonders relevant.

Wie bei der Beschreibung der Netzgebietsklasse ebenfalls aufgeführt wurde, handelt es sich um Netzengpässe im vermaschten Hoch- und Höchstspannungsnetz. Effiziente *Smart-Market*-Modelle müssen daher die jeweiligen Sensitivitäten der Maßnahmen bezüglich des Netzengpasses berücksichtigen.

Schließlich ist zu bedenken, dass ein steigender Anteil des Flexibilitätsbedarfs dieser Netzgebietsklasse durch Netzengpässe auf der Höchstspannungs- oder Umspannebene zwischen Höchst- und Hochspannung getrieben werden, sodass die Koordination mit dem *Redispatch*-Prozess besonders bedeutend ist.

Bewertung der Koordination: Systemeffizienz

Freiwilliges Quotenmodell mit regulierter

Preisbildung

Statische Systemeffizienz

Im freiwilligen Quotenmodell ohne Berücksichtigung eines Sekundärmarktes ist die Systemeffizienz gering. Zum Management der Netzengpässe würde der VNB in der windenergiedominierten Netzgebietsklasse die Einspeiseleistung der Windenergieanlagen gemäß einem festgelegten Zuteilungs-

schlüssel beschränken. Aus mehreren Gründen ist diese Beschränkung ineffizienter als das bislang durchgeführte *Einspeisemanagement*: Erstens wird diese Beschränkung mit höherem zeitlichen Vorlauf erfolgen (mindestens *Day-Ahead*). Damit muss sie zwangsläufig höhere Sicherheitsmargen enthalten als das nahe Echtzeit durchgeführte *Einspeisemanagement*.

Zweitens ist bei einer Quotierung das Ziel, windenergiebedingte Engpässe über eine Erhöhung der Last zu managen, schwierig umzusetzen. Eine Quote zum Management von (wind)erzeugungsbedingten Engpässen müsste für Lasten minimale Einspeisungen definieren, um das Windenergieangebot aufzunehmen und eine übermäßige Quotierung des Windenergieangebots zu vermeiden. Dies erscheint praktisch schwierig umzusetzen, weil die Zuteilungsregel für eine Minimallast schwer effizient zu definieren ist, denn jede Last hat unterschiedliche Kosten der Erhöhung.

Drittens muss bei der Quotenzuteilung im vermaschten Netz auch die Sensitivität des Einsatzes der Flexibilitätsoption bezüglich des Netzengpasses berücksichtigt werden. Dies ist beim Vorliegen eines Engpasses und einer gegebenen Netztopologie möglich. Schwierigkeiten ergeben sich jedoch, sobald im vermaschten Netz mehrere, gleichzeitig auftretende Engpässe vorliegen, auf die die Flexibilitätsoptionen unterschiedliche Einflüsse haben. Die Quotierung müsste in diesem Fall die Überlagerung der Sensitivitäten berücksichtigen. Bei Änderung der Netztopologie durch Schalthandlungen müsste die Quotierung angepasst werden.

Auch die Regulierung der Preisbildung die in diesem Modell vorgesehen ist, hat eine Auswirkung auf die Systemeffizienz. Einerseits können regulierte Preise echte Grenzkosten kaum treffen, sodass der Effizienzverlust bei inhomogenen Flexibilitätsanbietern höher wird. Andererseits vermeidet Regulierung die Ausnutzung von Marktmacht und Preisbildung oberhalb der marginalen Kosten. In der windenergiedomi-

nierten Netzgebietsklasse kann demgegenüber davon ausgegangen werden, dass eine hinreichend große Anzahl von Akteuren bereitsteht, die eine wettbewerbliche Preisbildung ermöglichen würde. Schließlich bedeutet die Freiwilligkeit der Teilnahme eine besondere Herausforderung, denn Akteure sind nur dann bereit, an der Quotierung teilzunehmen, wenn ihre Erlöse höher sind als alternative Erlösmöglichkeiten für ihre Flexibilität. Dies schließt die Entschädigungsregeln des *Einspeisemanagements* mit ein.

Dynamische Effizienz

Das freiwillige Quotenmodell weist auch nur eingeschränkte dynamische Effizienz auf: Bezüglich des ersten Teilaspekts der dynamischen Effizienz – der langfristigen effizienten Investitionssignale – sind hier die Auswirkungen der regulatorischen Preisbildung entscheidend. Investoren müssen auf die langfristige Entwicklung der regulierten Preise spekulieren, das heißt letztlich auf die Stabilität der Regulierung. Hinsichtlich des zweiten Teilaspekts der dynamischen Effizienz ist ebenfalls die Regulierung der Preise ein Hindernis für die Entwicklung von Innovationen.

Sekundärmarkt-Quotenmodell

Statische Effizienz

Falls das Quotenmodell mit einem Sekundärmarkt ergänzt und teilnahmeverpflichtend ausgestaltet wird, lassen sich die Ineffizienzen zumindest hinsichtlich des zweiten Punktes – eine netzdienliche Erhöhung der Last – reduzieren. Lasten (wie zum Beispiel KWK in Kombination mit PtH) könnten ein Produkt anbieten, mit dem sich Windenergieanlagen aus der Quotierung „freikaufen“ könnten. Dies würde zumindest theoretisch ermöglichen, dass die gewünschte Koordinationsaufgabe effizienter gelöst wird. Wie bereits erwähnt, würde diese Konstruktion sich den Modellen mit Flexbezug annähern, denn es erfolgen die Definition und der Handel eines Flexibilitätsproduktes.

Da im Sekundärmarkt-Quotenmodell die Teilnahme nicht freiwillig ist, wird hier ein „Cherrypicking“ aus-

geschlossen und es ist von einer höheren Liquidität auszugehen.

Obwohl der Sekundärhandel eine Verbesserung der Systemeffizienz darstellt, weist er eine Reihe von Eigenschaften auf, die seine Effizienz einschränken.

Transaktionskosten entstehen, da der Netzbetreiber zunächst die Möglichkeiten des Sekundärhandels definieren muss. Insbesondere im vermaschten Netz wirkt das die Schwierigkeit auf, dass Akteure an unterschiedlichen Knotenpunkten des vermaschten Netzes unterschiedliche Sensitivitäten aufweisen. Wird beispielsweise die Quotierung von Windenergie durch Lasterhöhung abgelöst, so muss sichergestellt werden, dass die Lasterhöhung mindestens die gleiche Wirkung auf den Engpass hat wie die Quotierung. Außerdem muss der Netzbetreiber das Marktergebnis des Sekundärhandels in seinen Netzsicherheitsrechnungen berücksichtigen und die Einhaltung der Quote aus dem Marktergebnis prüfen.

Weiterhin ist auch hier nicht garantiert, dass Marktmacht entsteht und ausgenutzt wird. Wenn beispielsweise nur wenige Lasten hinreichend auf den Engpass wirken, wird es ihnen möglich sein, oberhalb ihrer Grenzkosten bis hin zur Zahlungsbereitschaft des Quotierten zu bieten. Damit wird keine Effizienzverbesserung erzielt.

Dynamische Effizienz

Das Quotenmodell mit Sekundärmarkt kann über die regulierte Vergütung hinaus Preisanreize generieren, die in Investitionen münden und neue Flexibilitäten erschließen können. Es bietet darüber hinaus einen Anwendungsbereich für neue Geschäftsmodelle, die sich auf den Handel mit Quoten beziehen. Daher ist diese Variante des Modells dynamisch effizienter als das freiwillige Quotenmodell mit regulierter Preisbildung.

Kaskadenmodell*Statische Systemeffizienz*

Im Kaskadenmodell kommt eine ebenfalls regulatorische Preissetzung für Flexibilitäten zur Anwendung. Die statische Effizienz der Lösung hängt davon ab, inwieweit die regulatorisch festgesetzten Preise die realen Grenzkosten der Flexibilitäten treffen.

Es wurde vorgeschlagen, die Preissetzung an den Regelenergiemarkt anzulehnen. Dies vereinfacht die regulatorische Festlegung der Preise. Wenn, wie in diesem Modell vorgesehen, der Regelenergiemarkt unverändert wie im Status quo ausgestaltet ist, reflektiert sein Marktergebnis den Wert der Flexibilitäten in der gesamten für den Regelenergiemarkt relevanten Preiszone (Deutschland mit Einflüssen der Marktkopplung mit den Niederlanden und der Schweiz). Aufgrund der Größe des Marktgebietes könnte dies dazu führen, dass der Wert der lokalen Flexibilität nicht angemessen vergütet wird, was zu Wohlfahrtsverlusten der Flexibilitätsanbieter führt.

Die Bündelung der Flexibilitäten beim VNB ist auch aus einer Transaktionskostenperspektive zu betrachten. Das Ergebnis ist jedoch nicht eindeutig. Auf der einen Seite führt die Bündelung zu einer größeren Autonomie des VNB, die Transaktionskosten reduziert, was das Management der Netzengpässe im eigenen Netzgebiet anbelangt. Andererseits führt dieser dezentrale Ansatz auch zu Effizienzverlusten beim Einsatz der Kaskadenregelung, wenn der ÜNB Flexibilitäten für den *Redispatch* anfordert.

Dynamische Effizienz

Hinsichtlich der dynamischen Effizienz sind aufgrund der Anbindung bei der in dieser Ausgestaltung gewählten Preiskopplung an den Regelenergiemarkt Effizienzverluste zu erwarten. Das Investitionsverhalten in Flexibilitäten wird ausschließlich aus den Marktergebnissen des Regelenergiemarktes getriggert und führt nicht dazu, dass im relevanten Engpassgebiet ein zusätzlicher Investitionsanreiz besteht. Ein solcher Anreiz geht nur von Modellen mit freier Preisbildung aus, die nachfolgend diskutiert werden.

Regionaler RegelenergiemarktPlus*Statische Systemeffizienz*

Für die Beurteilung der Effizienz dieses Modells ist die – gegenüber dem vorher diskutierten Kaskadenmodell veränderte – Preisbildung relevant. Statt eines einheitlichen am gesamten Regelenergiemarkt orientierten Preises entsteht hier im Fall der lokalen Nachfrage eine lokale *Merit Order*, die den lokalen Wert der Flexibilitäten widerspiegelt. Einerseits führt diese lokale Differenzierung zu einer höheren Effizienz, da sie die Angebots-/Nachfrageverhältnisse exakter widerspiegelt. Andererseits stellt sich die Frage, ob in der betrachteten Netzgebietsklasse Wettbewerbsbedingungen herrschen, die eine kompetitive Preisbildung ermöglichen. Die Antwort auf die Frage wird sich abhängig von der spezifischen Engpassituation unterscheiden. Auch im Zeitverlauf werden sich unterschiedliche Situationen einstellen, da angenommen werden kann, dass lokale Preisanreize zu Investitionen in Flexibilität führen, die wiederum die Liquidität des Marktes erhöhen.

Dynamische Effizienz

Damit ergibt sich auch die Antwort auf die Frage nach der dynamischen Effizienz des Modells. Sie ist höher als in den zuvor diskutierten Modellen, da die Preise Investitionsanreize setzen. Allerdings muss hier bedacht werden, dass Investitionen nur dann effizient getätigt werden können, wenn Investoren Vertrauen in die Stabilität der Rahmenbedingungen haben. Diese Rahmenbedingungen erstrecken sich einerseits auf der Dauerhaftigkeit des hier vorgestellten *Smart-Market-Modells*. Auf der anderen Seite ist die Stabilität der Nachfrage nach Flexibilität entscheidend, die wiederum durch den Bedarf der VNBs – auch auf Anforderung des ÜNB – beziehungsweise durch die bestehenden Netzengpässe getrieben wird. Wie eingangs ausgeführt, wird in dieser Studie die Annahme getroffen, dass langfristige Netzengpässe bestehen, da das Netz nicht „auf die letzte Kilowattstunde“ ausgebaut wird. Damit wäre langfristig auch eine stabile Nachfrage nach Flexibilität gesichert, und ein Mindestmaß an Investitionssicherheit gegeben.

Insgesamt ergibt sich hinsichtlich der Effizienz ein zwiespältiges Bild. Einerseits ist das Modell geeignet, geeignete Preisanreize zu setzen und Investitionen auszulösen. Auf der anderen Seite ist dies nur unter der Bedingung gültig, dass eine stabile Nachfrage und eine hinreichende Liquidität der Angebotsseite bestehen.

Regionaler IntradayPlus

Statische Systemeffizienz

Auch bei der Analyse der Effizienz dieses Modells ist auf die Auswirkungen der Unterschiede der Preisbildung einzugehen. Grundsätzlich hat die Preisbildung in diesem Modell starke Parallelen zum vorher diskutierten RegelenergiemarktPlus. Auch hier bildet sich eine regionale *Merit Order*, und die Preisbildung ist regulatorisch weitgehend unbeeinflusst. Allerdings besteht ein wichtiger Unterschied, der die Effizienz des Modells beeinflusst. Im Gegensatz zum zweistufig ausgelegten Regelenergiemarkt (bei dem *Day-Ahead* ein definiertes Volumen kontrahiert und quasi in Echtzeit eingesetzt wird) ist der *Intraday*-Marktvolumenmäßig nicht beschränkt. Vielmehr ist der *Intraday*-Markt als fortlaufender Handel ausgestaltet, wobei Angebot und Nachfrage derzeit in einer relativ frühen Auktion zusammengeführt werden. Die Einführung weiterer Auktionen wird derzeit zwar diskutiert, vor allem vor dem Hintergrund des grenzüberschreitenden *Intraday*-Handels, allerdings wird diese Variante hier nicht weiter betrachtet.

Ein zweites Argument spricht für die Einführung von weiteren Auktionen im *Intraday*-Markt: Bei der Abbildung von Flexibilität von Speichern oder Verbrauchern sind zahlreiche Nebenbedingungen (zum Beispiel Energiemengenrestriktionen, technische Randbedingungen) einzuhalten. Diese können durch Nebenbedingungen bei der Gebotsabgabe in Form von komplexen Geboten (*Multipart-Bids*, *Capability-based Bids*) berücksichtigt werden. Im Rahmen eines fortlaufenden Handels können diese komplexen Gebote jedoch schwer bezuschlagt werden, da ein Optimierungsalgorithmus eine Vielzahl von Geboten benötigt, um eine Lösung für das Matching von Geboten

zu finden (Nabe und Neuhoff 2015). Hier ergibt sich weiterer Forschungsbedarf.

Auf Basis der quasi unbegrenzt möglichen Handelsgeschäfte kann es leicht zum Ausnutzen von Marktmacht kommen. Sind sich Akteure ihrer Wirkung auf einen Netzengpass bewusst und setzen sie dieses Wissen gezielt ein, kann es zu einem Hochschaukeln von Angebot und Nachfrage auf regionaler Basis kommen. So können Akteure gleichzeitig Strommengen verkaufen, die den Netzengpass verstärken und dem Netzbetreiber Flexibilität zu ihrer Behebung anbieten. Dieses Verhalten wird auch als *inc(rea-sing)-dec(reasing)-game* bezeichnet. Da die zugeschlagenen Gebote für den betroffenen Engpassbereich preissetzende Wirkung haben, kann der Preis trotz Überschusssituation auf die Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers hochgetrieben werden, der entsprechende Mengen ankaufen muss, um den Netzengpass zu reduzieren. Da der *Intraday*-Markt über Arbitragerelationen mit anderen Märkten verbunden ist, könnte dies zu einer sehr ineffizienten Preissetzung führen. Vor dem Hintergrund erscheint dieses Modell mit der Gefahr erheblicher Effizienzeinbußen verbunden.

Wird unterstellt, dass ein solches Verhalten unterbunden werden kann, wird es trotzdem im Marktgebiet zu systematischen Preisreaktionen über alle Märkte kommen. De facto würde über den Weg des *Intraday*-Marktes Deutschland in Preiszonen zerfallen. Eine weitere Beurteilung dieser Situation wird weiter unten unter dem Bewertungskriterium Umsetzbarkeit weiter diskutiert.

Dynamische Effizienz

Auch hinsichtlich der dynamischen Effizienz gelten die Überlegungen, die bereits bei der Diskussion des RegelenergiemarktsPlus angestellt wurden. Theoretisch kann das Modell effiziente Investitionsanreize setzen, wenn die dort angesprochenen Rahmenbedingungen erfüllt sind. Allerdings scheint das Modell *IntradayPlus* noch anfälliger für die Ausübung von Marktmacht zu sein.

Neue Flexibilitätsplattform

Bei der Bewertung einer neuen Flexibilitätsplattform hinsichtlich der statischen und dynamischen Effizienz gelten die wesentlichen Argumente, die im vorherigen Abschnitt für den RegelenergiemarktPlus genannt wurden. Allerdings existiert die Plattform parallel zum Regelenergiemarkt, sodass eine zusätzliche Schnittstelle entsteht. Sie integriert auch die *Redispatch*-Abrufe der ÜNBs und vermeidet damit eine Schnittstelle zum *Redispatch*. Dadurch entsteht allerdings ein Unterschied zum bisherigen Status quo, weil der *Redispatch* der Marktsphäre zugerechnet wird.¹⁸ Allerdings ist die Vergütung der Kraftwerke im *Redispatch* nach jüngster Rechtsprechung nicht mehr kostenorientiert, sondern muss auch Opportunitätskosten (die aus dem Vergleich mit einer Vermarktung an den Strommärkten entstehen) mit einbeziehen. Damit entstehen auch auf der neuen Flexibilitätsplattform Marktpreise, die sich entsprechend regional ausprägen.

Die Effizienzbewertung wird sich danach bemessen, inwieweit bei der Ausgestaltung der Plattform Designelemente des Regelenergiemarktes oder des *Redispatches* Berücksichtigung finden. Dies betrifft vor allem die Präqualifikation von Teilnehmern und die *Day-Ahead*-Kontrahierung von Leistung, die im *Redispatch* keine Rolle spielt. Wenn keine Teilnahmeverpflichtung aller Kraftwerke Bestandteil des Konzeptes sein soll (was einem *Central-Dispatch*-System gleichkäme), muss zumindest noch eine Rückfalloption für die Netzbetreiber bestehen, falls nicht hinreichende Volumina auf der Plattform zur Verfügung stehen.

Insofern entsteht beim Design der detaillierten Ausgestaltung der Plattform eine Reihe von Herausforderungen. Sie steht damit in der Bewertung zwischen dem RegelenergiemarktPlus und dem Kaskadenmo-

dell, was letztendlich wesentliche Züge des heutigen *Redispatch*-Marktes enthält.

Ergebnis

Für die Netzgebietsklasse „windenergiedominiert“ im vermaschten Netz:

- ist das freiwillige Quotenmodell ohne Sekundärmarkt ineffizient, da eine Kompensation der Einspeisung durch Lasterhöhung nicht bei der Quotenzuteilung berücksichtigt werden kann;
- wird auch bei Berücksichtigung eines Sekundärmarktes keine effiziente Flexibilitätsallokation möglich, da im vermaschten Netz die Sensitivität auf den Engpass nur schwer im Sekundärmarkt berücksichtigt werden kann;
- erscheinen daher Modelle mit Flexbezug vorzugswürdig;
- sind unter den Modellen mit Flexbezug die Modelle mit freier Preisbildung dem Modell mit regulierter Preisbildung (Kaskade) vorzuziehen, da eine Regulierung der Preise für Lastzuschaltung schwierig erscheint;
- sind bei den verbleibenden Modellen mit freier Preisbildung die wesentlichen Kriterien die Koordination mit bestehenden Flexmärkten und die Umsetzbarkeit;
- sind bei der Entscheidung zwischen *IntradayPlus*, *RegelleistungsmarktPlus* und neuer Flexibilitätsplattform Umsetzungsaspekte entscheidend.

5.4.2 Bewertung der Effizienz der Modelle: Netzgebietsklassen „laststark/vorstädtisch“ sowie „photovoltaikdominiert“

Grundsätzliche Koordinationsaufgabe in der Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“

In der Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“ besteht die wesentliche Koordinationsaufgabe des *Smart Markets* darin, lastbedingte Engpässe (Gleichzeitigkeit der Stromentnahme aus dem Netz) in der Mittel- und Niederspannung zu entlasten. Treiber für diese Engpässe können zum Beispiel Nachtspeicherheizungen sein oder in Zukunft auch Elektromobilität

¹⁸ Dies steht in einem begrifflichen Widerspruch zum EnWG, in dem *Redispatch*-Maßnahmen als „marktbezogene“ Maßnahmen bezeichnet werden.

(*Game Changer*). Dies geschieht über die Reduzierung der gleichzeitigen Last oder aber durch die Erhöhung von Erzeugung innerhalb des importbeschränkten Netzgebiets.

Wie in Kapitel 4 beschrieben, können in dieser Netzgebietsklasse (Wärme-)Speicher eine Rolle spielen und in Hochzeiten kann auf Lastmanagementmaßnahmen für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen zurückgegriffen werden. In Zukunft können auch das Lastmanagement von Elektrofahrzeuge sowie von Photovoltaikhybridsystemen (Wärme- und Batteriespeicher) eine Rolle spielen.

Effiziente *Smart-Market*-Modelle müssen die jeweiligen Sensitivitäten der Maßnahmen bezüglich des Netzengpasses berücksichtigen, wobei diese Anforderung beim geringeren Vermaschungsgrad der Ringnetze der Mittelspannung und den Netzsträngen der Niederspannung wenig komplex sind.

Die Information, wie sich diese Maßnahmen auf das Hoch- und Höchstspannungsnetz auswirken könnten, muss vom Verteilnetzbetreiber an die überlagereten Netzbetreiber weitergegeben werden, um eine Koordination des Gesamtsystems zu gewährleisten.

Grundsätzliche Koordinationsaufgabe in der Netzgebietsklasse „photovoltaikdominiert“

Die wesentlichen Koordinationsaufgaben in der Netzgebietsklasse „photovoltaikdominiert“ ähneln denen in der lastdominierten Netzgebietsklasse. Hier sollte der *Smart Market* helfen, durch hohe Photovoltaikerzeugung bedingte Engpässe in der Mittel- und der Umspannebene zum Hochspannungsnetz zu vermeiden. Jedoch sind hier die Möglichkeiten beschränkt, dies zu tun. Soweit flexible Lasten vorhanden sind, sind Lasterhöhungen ein Mittel zur Vermeidung der Engpässe. Weiterhin ist die netzdienliche Nutzung von Batteriespeichern möglich. Schließlich verbleibt die Regelung der Photovoltaiksysteme. Zukünftig können Elektrofahrzeuge flexibel geladen oder es kann in PtH investiert werden.

Kleinteiligkeit der Akteure sowie fehlende Vermaschung der Strangnetze im Mittel- und Niederspannungsbereich sind weitere gemeinsame Eigenschaften der Netzgebietsklasse.

Bewertung der Koordination: Systemeffizienz Freiwilliges Quotenmodell mit regulierter Preisbildung

Statische Systemeffizienz

Im freiwilligen Quotenmodell wird in dieser Netzgebietsklasse aus mehreren Gründen eine deutlich höhere Systemeffizienz erreicht. Lasten sind mit einer höheren Genauigkeit prognostizierbar als Windenergieeinspeisung. Da die Sicherheitsmarge reduziert werden kann, ist der höhere zeitliche Vorlauf einer Quotierung nicht stark effizienzmindern. Weiterhin sind die den Engpass verursachenden Lasten beziehungsweise Photovoltaiksysteme homogener und sie sind gleichzeitig die einzigen Elemente, die für die Behebung des Engpasses infrage kommen. Damit kann eine Quotierung eben dieser Elemente mit festem Zuteilungsschlüssel eine effiziente Entlastung des Engpasses erbringen.

Schließlich liegt im Gegensatz zur windenergiedominierten Netzgebietsklasse keine Vermaschung des Netzes vor. Der Zuteilungsschlüssel des VNB muss Sensitivitäten nicht berücksichtigen.

Die Homogenität der zu regelnden Lasten der Photovoltaikanlagen führt dazu, dass auch die regulierte Preisbildung keine wesentlichen Ineffizienzen mit sich bringt. Wird diese Annahme der Homogenität jedoch fallengelassen und angenommen, dass unterschiedliche Verbraucher unterschiedliche Zahlungsbereitschaften für eine Abregelung haben, so führt dies wiederum zu Ineffizienzen. Dies gilt auch, wenn die Quotierung zu unterschiedlichen Zeitpunkten für die Lasten einen unterschiedlichen Wert hat. Beispielsweise könnten einige Inhaber von Elektrofahrzeugen eine Nachtladung bevorzugen, da sie das Fahrzeug morgens vollständig geladen brauchen. Für andere Inhaber ist die Ladung am Morgen weniger wichtig, da sie nur eine kurze Strecke zurückzulegen

haben und das Fahrzeug auch tagsüber laden können (beispielsweise am Arbeitsplatz). In diesen Fällen bringt die Quotierung mit festem Zuteilungsschlüssel Effizienz Nachteile mit sich.

Dynamische Effizienz

Die dynamische Effizienz im Quotenmodell ist eingeschränkt, da sie, wie bereits oben diskutiert, von der regulatorischen Preisbildung abhängt. Des Weiteren ist die dynamische Effizienz bezüglich des Netzausbaus stark von der gewählten Anreizregulierung abhängig.

Sekundärmarkt-Quotenmodell

Statische Systemeffizienz

Ähnlich wie beim oben beschriebenen freiwilligen Quotenmodell ist die statische Effizienz in der photovoltaikominierten Netzgebietsklasse beim Sekundärmarkt-Quotenmodell mit Teilnahmeverpflichtung als wesentlich besser zu bewerten. Darüber hinaus lassen sich die letztgenannten Ineffizienzen mithilfe eines Sekundärmarktes abmildern. Abnehmer mit hoher Zahlungsbereitschaft können die Quotierung von Abnehmern mit geringer Zahlungsbereitschaft abkaufen. Alternativ könnten die Abnehmer mit Präferenzen für die Ladung des Elektrofahrzeuges zu unterschiedlichen Zeitpunkten ihre Quotenbeschränkung stundenweise „tauschen“. Auch hier entstehen Transaktionskosten. Jedoch ist die Schwierigkeit unterschiedlicher Sensitivitäten in Bezug auf den Engpass, die bei der windenergiedominierten Netzgebietsklasse entsteht, nicht relevant.

In der photovoltaikdominierten Netzgebietsklasse könnten diejenigen Akteure profitieren, deren Speichereinsatz über die Optimierung des Eigenverbrauchs oder des Managements der Quotierung nutzbar eingesetzt werden kann. Insbesondere beim Vorliegen der Kombination von Photovoltaik und verschiebbarer Ladung von Elektrofahrzeugen kann der Sekundärhandel erhebliche Effizienzgewinne hervorbringen.

Außerdem muss der Netzbetreiber das Marktergebnis des Sekundärhandels in seinen Netzsicherheitsrechnungen berücksichtigen und die Einhaltung der Quote aus dem Marktergebnis prüfen.

Ein Marktmachtproblem kann jedoch auch hier entstehen. Lieferanten, die eine hohe Zahl von Abnehmern im gleichen Netzabschnitt unter Vertrag haben, können, um die Quotierung zu erfüllen (dies könnte zum Beispiel auf den ehemaligen Gebietsmonopolisten zutreffen), die Quoten ihrer Kunden einfacher optimieren, als dies ein Lieferant kann, der nur wenige Kunden im betroffenen Netzstrang versorgt. In diesem Falle wird die marktbeherrschende Stellung des jeweiligen Lieferanten missbraucht.

Angesichts der Kleinteiligkeit der Verbraucher in dieser Netzgebietsklasse ist es entscheidend, ob die Transaktionskosten des Sekundärmarktes im angemessenen Verhältnis zu seinen Effizienzgewinnen liegen.

Dynamische Effizienz

Treten neue Akteure auf, wie zum Beispiel Speicher oder sonstige verschiebbare Lasten, können sie ihren Nutzen für das System nur dann optimal erbringen, wenn sie von einem Sekundärmarkt Gebrauch machen können, der die strenge Quotierung aufhebt. Nur dann bestehen auch die richtigen Investitionsanreize für neue Flexibilitäten.

Daher ist auch in der lastdominierten Netzgebietsklasse diese Variante des Modells dynamisch effizienter als die Variante ohne Sekundärmarkt.

Eine wichtige Herausforderung ist bei verpflichtender Quotierung wie im Rahmen des hier beschriebenen Modells zudem, dass auch für Netzbetreiber die richtigen Anreize für effizienten Netzausbau bestehen. Es könnte das Risiko bestehen, dass der Netzbetreiber die Quotierung dem Netzausbau als „einfachere“ Lösung vorzieht.

Kaskadenmodell

Statische Systemeffizienz

Im Vergleich zur windenergiedominierten Netzgebietsklasse ist das Kaskadenmodell in der lastdominierten oder photovoltaikdominierten Netzgebietsklasse effizienter, da die regulatorische Preisbildung für die Flexibilität die Kosten der relativ homogenen Abnehmer gut abbilden kann.

Die Bündelung der Flexibilitäten beim VNB ist auch in diesem Fall vorteilhaft gegenüber den nachfolgend diskutierten zentraleren Lösungsansätzen, da die Kleinteiligkeit der Abnehmer bei einer zentralen Ansteuerung zu zusätzlichen Transaktionskosten führt – beispielsweise im Falle von Änderungen der Anzahl der Anschlussnehmer, ihrer Leistung etc. Ineffizienzen, die sich aus der Kaskadenregelung ergeben, scheinen in dieser Netzgebietsklasse auch weniger relevant, da in der Regel ein kaskadierender Systemeingriff des ÜNB auf Ressourcen im Netzgebiet des VNB für Überschussituationen erfolgt. Im lastdominierten Fall sind die lokalen Auswirkungen der Gleichzeitigkeiten der Last bedeutender als die Systemwirkungen.

Dynamische Effizienz

Die für den windenergiedominierten Fall aufgeführten Argumente, die ein ineffizientes Investitionsverhalten nach sich ziehen, sind hier auch weniger relevant, da zumindest aus heutiger Perspektive nicht zu erwarten ist, dass die lokalen Netzengpässe durch den Einsatz von neuen Erzeugern dauerhaft behoben werden können. Der Investitionsanreiz für dezentrale Erzeugung in der Mittel- und Niederspannung wird vielmehr von bestehenden Förderregelungen ausgelöst.

Regionaler IntradayPlus, lokaler RegelenergiemarktPlus, neue Flexibilitätsplattform

Statische Systemeffizienz und dynamische Effizienz

Die drei Modelle freier Preisbildung erscheinen für die Lösung des Koordinationsproblems in der lastdominierten beziehungsweise photovoltaikdominierten Netzgebietsklasse wenig geeignet. Diese Schlussfol-

gerung ergibt sich aus den bereits oben erwähnten spezifischen Eigenschaften: die starken Homogenität der den Engpass verursachenden Abnehmer oder Erzeuger, fehlende alternative Optionen, ihn aufzulösen, sowie die Kleinteiligkeit des Marktgebietes und der Akteure. Diese Eigenschaften führen dazu, dass Modelle mit freier Preisbildung keine effiziente Marktlösung hervorbringen können, die den beiden diskutierten, stärker regulatorisch geprägten Modellen überlegen ist. Dies gilt sowohl in der statischen, als auch in der dynamischen Sichtweise.

Ergebnis

Für die Netzgebietsklassen „laststark/vorstädtisch“ und „photovoltaikdominiert“:

- befinden sich Netzengpässe vorwiegend auf den niedrigen Spannungsebenen in Strangnetzen;
- sind die Verursacher der Netzengpässe gleichzeitig Flexibilitäten zu ihrer Behebung, das heißt, es sind nur wenige alternative Flexibilitäten vorhanden;
- könnte ein Sekundärmarkt helfen, Speicher etc. effizient zu nutzen; der Nutzen ist aber gegen erhebliche Transaktionskosten abzuwägen;
- ergeben sich Marktmachtprobleme und aufgrund der Kleinteiligkeit hohe Transaktionskosten für Modelle die auf Flexbezug beruhen;
- ist das Quotenmodell überlegen beziehungsweise mit Einschränkungen das Kaskadenmodell, das durch regulierte Preise das Marktmachtproblem löst.

5.4.3 Bewertung der Effizienz der Modelle: Netzgebietsklasse „lastschwach“

Grundsätzliche Koordinationsaufgabe

In der Netzgebietsklasse „lastschwach“ besteht die wesentliche Koordinationsaufgabe des *Smart Markets* darin, durch hohe Windenergie- und Photovoltaikerzeugung bedingte Engpässe in der Hoch- und Höchstspannungsebene zu vermeiden. Im Unterschied zur windenergiedominierten Netzgebietsklasse bestehen wenige Ausgleichsmöglichkeiten. Eine Lasterhöhung ist nicht möglich, wenn keine

flexiblen Lasten vorhanden sind. Die verbleibenden Möglichkeiten sind eine Aufnahme des Stroms durch neu zu errichtende Speicher oder aber die Reduzierung der Einspeiseleistung von noch am Netz befindlichen Kraftwerken, insbesondere Biomasseanlagen.

Wie in Kapitel 4 beschrieben, kann dies derzeit über die Regelung der Windenergieanlagen und der angeschlossenen Photovoltaiksysteme erzielt werden. Biomasse- und Biogasanlagen können durch die Vergrößerung der Wärme- und Gasspeicher flexibilisiert werden. Gegebenenfalls können Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen zugeschaltet werden. Zukünftig ist ein geringer, aber signifikanter Zuwachs von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zu erwarten, der für die Flexibilisierung eingesetzt werden kann.

Wie bei der Beschreibung der Netzgebietsklasse ebenfalls aufgeführt, handelt es sich um Netzengpässe im vermaschten Hoch- und Höchstspannungsnetz. Effiziente *Smart-Market*-Modelle müssen daher die jeweiligen Sensitivitäten der Maßnahmen bezüglich des Netzengpasses berücksichtigen.

Schließlich ist zu bedenken, dass ein steigender Anteil des Flexibilitätsbedarfs dieser Netzgebietsklasse durch Netzengpässe auf der Höchstspannungs- oder Umspannebene zwischen Höchst- und Hochspannung getrieben werden, sodass die Koordination mit dem *Redispatch*-Prozess besonders bedeutend ist.

Bewertung der Koordination: Systemeffizienz

Statische Systemeffizienz und dynamische Effizienz
Zur Bewertung von *Smart-Market*-Modellen in dieser Netzgebietsklasse können die bisher aufgeführten Argumentationen genutzt werden. Die grundsätzlichen Koordinationsprobleme, die ein *Smart Market* lösen könnte, sind ähnlich der windenergiedominierten Netzgebietsklasse. Der entscheidende Unterschied ist, dass weniger Optionen zur Verfügung stehen, um die Netzengpässe mit anderen Mitteln als durch die Abregelung von Windenergie aufzulö-

sen. Flexible Lasten sind derzeit nur unzureichend vorhanden. Dies führt dazu, dass alle Modelle, die auf einer freien Preisbildung beruhen und auf liquide Märkte angewiesen sind, eine geringere Effizienz aufweisen. Die Einführung von Quotenmodellen für diese Netzgebietsklasse ist aufgrund der diskutierten Probleme in höheren Spannungsebenen, insbesondere der Vermaschung und damit hoher notwendiger Sicherheitsabschläge, schwierig anwendbar beziehungsweise wenig effizient. Faktisch wäre zu erwarten, dass weiterhin *EinsMan* in der roten Phase durchgeführt werden muss. Für die Netzgebietsklasse „lastschwach“ ist kein Modell dominant, hier liegt die Herausforderung eher in einer Optimierung der bestehenden Regelungen.

Ergebnis

Für die Netzgebietsklasse „lastschwach“:

- erscheint eine Quotierung unter Berücksichtigung von Sensitivitäten möglich, dies ist jedoch kein wesentlicher Fortschritt gegenüber *EinsMan* und aufgrund unzureichender flexibler Lasten auch mit Sekundärmarkt dynamisch ineffizient;
- lassen die Modelle mit Flexbezug keine wesentliche Effizienzverbesserung erwarten, da kaum Lasten zur Energieaufnahme zur Verfügung stehen;
- beschränken sich die Vorteile von Modellen mit Flexbezug auf die bessere Koordination mit Regelenergie- und *Redispatch*;
- bietet sich aufgrund des eingeschränkten Angebotes an alternativen Flexibilitätsoptionen das Kaskadenmodell mit regulierter Preisbildung am ehesten an;
- ist das Kriterium der Umsetzbarkeit vermutlich auch hier entscheidend.

5.5 Bewertung der regulatorischen Herausforderung

Freiwilliges Quotenmodell mit regulierter Preisbildung

Die wesentliche regulatorische Herausforderung des freiwilligen Quotenmodells besteht in der regulatorischen Überwachung der Quotenfestlegung sowie in der Festlegung der regulierten Vergütung. Netzbetreiber haben einen systematischen Anreiz, ihr System mit hohen Sicherheitsmargen zu belegen, da ihnen erhebliche Konsequenzen im Falle eines Netzsicherheitsproblems drohen. Entschädigungszahlungen dürfen im Rahmen der Anreizregulierung nicht den „unbeeinflussbaren Kosten“ zugerechnet werden, da sie sonst keine Anreizwirkung entfachen. Die Höhe der Entschädigungszahlung beziehungsweise deren Berücksichtigung in der Anreizregulierung bezogen auf den Netzbetreiber muss so ausgestaltet werden, dass der Netzbetreiber einen Anreiz für eine effiziente Quotierung erhält und geeignet zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung abwägt. Im Rahmen einer Anpassung der Anreizregulierung sollte eine Optimierung zwischen Quotierungskosten (OPEX) und Netzausbaukosten (CAPEX) stattfinden. Diese regulatorische Herausforderung besteht in allen hier beschriebenen Modellen. Darüber hinaus ist es weiterhin möglich, dass der Netzbetreiber gemäß § 15 (2) EEG die Kosten für Entschädigungen bei den Netzentgelten in Ansatz bringen kann, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat.

Sekundärmarkt-Quotenmodell

Die wesentliche regulatorische Herausforderung des verpflichtenden Quotenmodells mit Sekundärmarkt besteht in der regulatorischen Überwachung der Quotenfestlegung sowie in der Festlegung der Entschädigung, so diese ausgezahlt werden soll. Netzbetreiber haben einen systematischen Anreiz, ihr System mit hohen Sicherheitsmargen zu belegen, da ihnen erhebliche Konsequenzen im Falle eines Netzsicherheitsproblems drohen. Hier gelten die gleichen

Ausführungen wie für das freiwillige Quotenmodell mit regulierter Preisbildung.

Die Gestaltung des Sekundärmarktes im Quotenmodell beinhaltet weitere Herausforderungen. Sollte er außerhalb des Regulierungsrahmens funktionieren, so müssen doch Schnittstellen zum Netzbetreiber definiert werden, die es ihm ermöglichen, die Einhaltung der Quoten zu überwachen und gegebenenfalls Pönalen zu berechnen.

Schlussendlich muss regulatorisch überwacht werden beziehungsweise müssen entsprechende Instrumente in der Anreizregulierung einbezogen werden, die sicherstellen, dass der Netzbetreiber trotz der Möglichkeit zur Quotierung weiterhin einen effizienten Netzausbau vorantreibt. Wird die Quotierung nicht entschädigt beziehungsweise sind diese Entschädigungskosten voll erstattungsfähig, besteht unter Umständen ein Anreiz, Engpassprobleme ausschließlich mittels Quotierung zu lindern.

Kaskadenmodell

Zunächst besteht im Kaskadenmodell die regulatorische Herausforderung darin, geeignete Kriterien zu entwickeln, nach denen benachbarte oder untergeordnete Netzgebiete einer Plattform zugeordnet werden und nach denen sich ein potenzieller Plattformbetreiber für diese Aufgabe qualifiziert.

Eine weitere Aufgabe besteht darin, geeignete Präqualifikationskriterien sowie Regeln für den Einsatz zu entwickeln. Es sollte eine einheitliche Systematik für das Vergütungsregime entwickelt werden, beispielsweise über eine geeignete Kopplung an den Regelleistungsmarkt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Vergütung so definiert wird, dass ein Anreiz für die effiziente Nutzung dieser Flexibilitäten durch den Netzbetreiber besteht, insbesondere auch gegenüber der Alternative des Netzausbaus.

Eine große Herausforderung besteht zudem darin, dass der lokale, unter Umständen nicht vollständig entflochtene Netzbetreiber als zusätzlicher Nachfra-

ger auftritt. Eine gute Regulierung muss die Möglichkeiten von Anlagen, Engpässe zu provozieren und als Flexibilitätsanbieter aufzutreten, reduzieren. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass der Netzbetreiber in seiner Nachfrage so beschränkt wird, dass die Entflechtung von Netzbetrieb und Handel nicht gefährdet wird.

Regionaler Regelleistungsplus, Regionaler IntradayPlus, neue Flexibilitätsplattform

Die größte Herausforderung bei Modellen mit freier Preisbildung ist, dass lokale Marktmacht missbraucht wird und ineffizient hohe Preise für Flexibilität auftreten. Dies führt zu Herausforderungen für den Regulierer, der unter Umständen eine Vielzahl von kleinen Märkten überwachen muss. Andererseits unterliegt auch der nachfragende Netzbetreiber der Regulierung, die hinsichtlich ihres Gebotsverhaltens überwacht werden, sodass sie keine ineffizient hohen Preise zahlen. Dies ist insbesondere herausfordernd, wenn Unternehmen aufgrund der De-minimis-Regelung nicht vollständig entflochten sind und die Gefahr der Bevorzugung des assoziierten Lieferanten besteht, wenn sie Lieferant und der Netzbetreiber Käufer von Flexibilitäten sind.

Dieses Risiko wird verstärkt, wenn der Netzbetreiber zusätzlich als Nachfrager auftritt, insbesondere beim *IntradayPlus*. In diesem Fall kann es dazu kommen, dass Anlagen bewusst Engpässe provozieren, um die Preise für Flexibilität, die sie selbst bereitstellen, in die Höhe zu treiben. Regulierung kann versuchen, diese Effekte durch geschickte Regelsetzung zu vermindern, zum Beispiel durch das Auftreten des Netzbetreibers als Nachfrager zu einem späteren Zeitpunkt. Ausdifferenziert werden muss auch die Definition der Bilanzkreisverantwortung, wenn der Netzbetreiber entsprechende Maßnahmen im Engpassfall ergreift.

Zusätzliche festzulegende Aspekte betreffen die Abstimmung zwischen *Redispatch* und Flexibilitätsmarkt, wenn sich ein Engpass durch beide Instrumente adressieren lässt, die Präqualifikati-

onsbedingungen für eine Teilnahme am RegelleistungsmarktPlus und an der neuen Flexibilitätsplattform sowie die Granularität der Lokalinformation.

5.6 Bewertung der Umsetzbarkeit der Modelle

Freiwilliges Quotenmodell mit regulierter Preisbildung

Quotenmodelle lassen sich in den infrage kommenden Netzgebieten am leichtesten umsetzen. Sie bauen von ihrer Grundlogik auf die bestehende Regelung des § 14a EnWG auf, in dem eine entsprechende Verordnungsermächtigung enthalten ist.

Sekundärmarkt-Quotenmodell

Im Gegensatz zum freiwilligen Quotenmodell ist ein Sekundärmarkt schwieriger umzusetzen. Hier muss die Grundsatzentscheidung getroffen werden, ob durch strenge regulatorische Vorgaben eine einheitliche Ausgestaltung des Sekundärmarktes in allen infrage kommenden Netzgebieten erzwungen oder ob es Marktakteuren überlassen werden sollte, innovative Ansätze zu entwickeln.

Kaskadenmodell

Auch das Kaskadenmodell baut stark auf vorhandenen Strukturen auf. Die Verantwortlichkeiten der VNBs werden kaum verändert, was eine hohe Akzeptanz beim VNB erwarten lässt. Auch die Kaskadenstruktur existiert in verschiedenen Formen, beispielsweise bei Anwendung von *Einspeisemanagement*, sodass auch hier wenige Widerstände zu erwarten sind. Aus Sicht des ÜNB ändert sich im Vergleich zum heutigen Vorgehen wenig, bei dem der ÜNB beim VNB eine notwendige Entlastung durch *EinsMan* anweist, ohne die konkreten Maßnahmen zu kennen.

Die Einrichtung einer Flexibilitätsplattform ist jedoch eine neue Aufgabe für VNBs. Insbesondere von kleineren VNBs ist nicht zu erwarten, dass sie diese Aufgabe leisten können. Von daher wurde die Ansiedlung dieser Plattform bei größeren Flächennetzbetreibern empfohlen. Dies bedeutet jedoch, dass VNBs ver-

schiedenen Gruppen zugerechnet werden können. Größere Netzbetreiber würden in ein Dienstleistungsverhältnis für kleinere VNBs eintreten. Diese neuartigen Vertragsverhältnisse könnten rechtliche Fragen nach sich ziehen, die die Umsetzung erschweren.

Regionaler RegelenenergiemarktPlus

Die Umsetzung dieses Modells bedeutet einen Zuwachs an Aufgaben der gemeinsamen Plattform der ÜNBs. Dies könnte als Aufgabenverlust der VNBs interpretiert werden und zu wenig Akzeptanz führen. Zwar hat es in einer früheren Ausgestaltung des Regelenenergiemarktes bereits regionale Zuordnungen gegeben (Kernanteile der Sekundärregelung), doch eine weitreichende Anpassung der Plattform und die Erweiterung der Aufgaben über den Systembilanzausgleich hinaus könnten auf Akzeptanzprobleme stoßen.

Regionaler IntradayPlus

Die Implementierung dieses Modells würde bedeuten, dass netzbetreibernahe Aufgaben an eine Plattform abgegeben werden, die sich relativ weit entfernt von der Zuständigkeit des Regulierers befindet. Diese Erweiterung des *Intraday*-Marktes des EPEX könnte zu wenig Akzeptanz bei konkurrierenden Plattformen für bilaterale Geschäfte (OTC) führen.

Die Einführung dieses Modells würde zu einer Regionalisierung des *Intraday*-Marktes führen, was wiederum die Regionalisierung des *Day-Ahead*-Marktes nach sich ziehen müsste: Andernfalls würden Akteure, die im *Intraday*-Markt höhere Preise erwarten, ihre Gebote im *Day-Ahead*-Markt zurückhalten. Die Umsetzung des *IntradayPlus*-Modells ist damit nur realistisch, wenn die Aufhebung der deutschlandweit einheitlichen Gebotszone aus grundsätzlicheren Überlegungen heraus anvisiert wird.

Neue Flexibilitätsplattform

Dieses *Smart-Market*-Modell knüpft nicht an bestehende Plattformen an. Die Interessenslage der Akteure ist daher schwierig zu beurteilen.

Als gemeinsame Plattform von ÜNB und VNB unterliegt sie dem Einfluss vieler Akteure, was zu schwierigen Entscheidungsprozessen führen kann.

5.7 Fazit

Smart Markets sollen eine effiziente Koordinierung zwischen Markt- und Netzinformationen ermöglichen und den Bedarf an Markteingriffen durch den Netzbetreiber (EinsMan, *Redispatch*) effektiv begrenzen. Um diese Aufgabe zu erledigen, sind sehr viele Ausgestaltungsmöglichkeiten denkbar. In diesem Kapitel wurden auf Basis der Kombination von Grundelementen sechs mögliche Modelle ausgewählt und ihre Anwendung für die Lösung der Koordinationsprobleme der definierten Netzgebietsklassen wurde geprüft. Die Modelle unterscheiden sich vor allem in der Art der Übermittlung der Engpassinformation, in ihrer Regulierungstiefe sowie in der Integration in bestehende Strukturen des Strommarktes.

Bei der Bewertung der Modelle hat sich gezeigt, dass es aufgrund der **Heterogenität der Netzregionen** kein Modell dominant vorteilhaft in allen Netzgebietsklassen ist.

Die wesentlichen Unterschiede der Bewertung rühren aus der Einschätzung, inwieweit das jeweilige Modell die Koordinationsaufgabe effizient lösen kann, die sich in den jeweiligen Netzgebietsklassen stellt. Das wesentliche Kriterium ist dabei, inwieweit es die Marktstruktur zulässt, freie Preisbildung auf dem lokalen Markt umzusetzen. Wesentliche Determinanten der Marktstruktur sind Größe, Anzahl und Homogenität der Akteure, die Einfluss auf den Engpass haben.

Freie Preisbildung, wie sie in den Modellen Sekundärmarkt-Quotenmodell, regionaler RegelenenergiemarktPlus, regionaler *IntradayPlus* sowie bei der neuen Flexibilitätsplattform vorgesehen ist, führt bei Vorliegen vollständigen Wettbewerbs zu effizienten Marktergebnissen. Besteht jedoch Marktmacht einzelner Akteure und nutzen sie diese aus, so kön-

nen diese Akteure im Sekundärmarkt-Quotenmodell kleine Verbraucher oder Vertriebe durch überhöhte Preise „aushungern“ beziehungsweise in den Flexibilitätsbezugsmodellen den Preis für die Flexibilität auf die maximale Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers treiben. Die natürliche Preisobergrenze wären demnach die ansonsten entstehenden Kosten für *Einspeisemanagement* oder *Redispatch*. Der *Smart Market* erfüllt dann seine Funktion, wenn er die Netz-Markt-Koordination günstiger erreicht als das aktuelle System. Hierbei ist zu erwähnen, dass der *Smart Market* in der „gelben Phase“ der Netzampel angesiedelt ist und *Einspeisemanagementeinsätze* idealerweise vermeidet oder deutlich reduziert. Als *Ultima Ratio* bleibt dieses Instrument in der „roten Phase“ des Netzbetriebs bei dem akuten Auftreten eines Netzengpasses bestehen.

Die genannten Voraussetzungen der Marktstruktur für eine freie Preisbildung sind voraussichtlich nur in der **windenergiedominierten Netzgebietenklasse** gegeben, wo der Netzengpass typischerweise durch ein regionales Überangebot an Strom definiert ist und eine hinreichende Anzahl von nachfrageerhöhenden beziehungsweise produktionsmindernden Flexibilitäten erwartet werden kann – unter anderem durch *Power-to-Heat*-Anlagen, Lastmanagement, Stromspeicher oder die Reduktion des *Must-runs* von KWK-Anlagen. Stellen sich in der Realität die genannten Voraussetzungen für das Funktionieren des Wettbewerbs nicht ein, sind Modelle mit regulierter Preisbildung zu bevorzugen.

Die drei Modelle mit freier Preisbildung können in zwei Gruppen weiter unterteilt werden. Das *IntradayPlus*-Modell mit reiner Energiepreisbildung regionalisiert den *Intraday*-Markt. Die andere Gruppe besteht aus dem RegelenergiemarktPlus-Modell sowie der neuen Flexibilitätsplattform, in der, analog dem bestehenden Regelenergiemarkt, eine zweistufige Preisbildung mit Leistungs- und Arbeitspreis erfolgt. Der fortlaufende Handel des *Intraday*-Marktes könnte sich in Kombination mit der Regionalisierung der Preise hier als problematisch erweisen.

Er eröffnet die Möglichkeit, dass Flexibilitätsanbieter durch laufende Handelsgeschäfte und Fahrplananpassungen die Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers maximal ausnutzen und Engpässe bewusst provozieren.

Diese Gefahr wird in den zweistufigen Märkten des RegelenergiemarktsPlus und der neuen Flexibilitätsplattform vermindert. Der relevante Unterschied zwischen den Modellen ist die Form der Eingliederung in andere Märkte, die hier nicht isoliert beantwortet werden kann, denn dies hängt auch von der Entwicklungsperspektive der angrenzenden Flexibilitätsmärkte ab. Die Fragen nach einer künftigen Integration von Regelenergiemarkt, *Redispatch*-„Markt“ und *Intraday*-Märkten sowie der Anzahl künftiger Preiszonen beziehungsweise Knotenpreise befinden sich derzeit in Diskussion. Die Diskussion um das Design von *Smart Markets* sollte hier eingebettet werden.

Wird eine freie Preisbildung als problematisch eingeschätzt, bietet sich in der windenergiedominierten Netzgebietenklasse das Kaskadenmodell an, bei dem die Preisbildung reguliert wird. Dadurch entstehen Effizienzverluste, auf der anderen Seite ist es aber nicht anfällig für die Ausübung von Marktmacht. Das Quotenmodell als alternatives Modell ist dagegen für die Lösung des Koordinationsproblems wenig geeignet, auch bei Existenz eines Sekundärmarktes. Die Vermaschung des Netzes und die Inhomogenität der Akteure lassen die starren Zuteilungsregeln einer Quotierung der Einspeisung sehr ineffizient erscheinen – eine Effizienzverbesserung gegenüber dem *Einspeisemanagement* ist nicht erkennbar. Selbst wenn ein Sekundärmarkt zugelassen ist, wäre es schwierig, die unterschiedlichen Wirkungen der Flexibilitäten auf den Engpass im vermaschten Netz beim Handel so zu berücksichtigen, dass die günstigsten Flexibilitäten eingesetzt würden.

In den **Netzgebietenklassen „laststark/vorstädtisch“** sowie **„photovoltaikdominiert“** liegen derzeit nicht die notwendigen Voraussetzungen für Wettbewerb

und freie Preisbildung vor, da die potenzielle Teilnehmerzahl eines solchen Flexibilitätsmarktes zu gering wäre und das Risiko lokaler Marktmacht hoch ist. Dies hängt in den unteren Spannungsebenen, insbesondere in der Niederspannung, mit der geringeren beziehungsweise fehlenden Vermaschung zusammen, woraus sich nur ein sehr kleiner *Smart Market* ergibt. Konkret können effektiv nur die Akteure an dem betroffenen Strang auf den Engpass wirken – im Gegensatz zu stark vermaschten Regionen, die ein großes Einzugsgebiet haben. Allerdings könnten sich zukünftig Voraussetzungen für Wettbewerb und freie Preisbildung in den niederen Spannungsebenen ergeben, wenn *Smart Markets* zukünftig statt nur der Engpassbehebung auch der Vermeidung von Gleichzeitigkeitseffekten (zum Beispiel Zuschaltung von Lasten bei hoher Diffusion von Elektromobilität) dienen.

Wenn die notwendigen Voraussetzungen für Wettbewerb und freie Preisbildung jedoch nicht gegeben sind, ist für die **Netzgebietenklassen „laststark/vorstädtisch“** und **„photovoltaikdominiert“** zwischen den beiden Modellen mit regulierter Preisbildung abzuwägen: Das freiwillige Quotenmodell bietet sich dort an, wo weitgehend homogene Erzeugungs- oder Lasteneinheiten in unvermaschten Nieder- beziehungsweise Mittelspannungssträngen Netzengpässe verursachen. In diesen Situationen stehen wenige alternative Möglichkeiten zur Reduzierung des Netzengpasses zur Verfügung. Zudem können Gleichzeitigkeitseffekte, die sonst bei marktgetriebener Stromeinspeisung und Strombezug von vielen kleinen Anlagen (zum Beispiel Einspeisespitze durch Photovoltaikanlagen, Lastspitze durch gleichzeitiges Aufladen von Elektrofahrzeugen) entstehen können, hierdurch ebenfalls begrenzt werden. Ein Sekundärmarkt könnte helfen, die Quotierung besser zu verteilen, wenn beispielsweise durch Speichermöglichkeiten oder gesteuertes Laden unterschiedliche Präferenzen vorliegen.

Auch das Kaskadenmodell wäre hier in diesem Fall anwendbar. Aufgrund der Kleinteiligkeit der Anlagen

ist jedoch abzuwägen, ob Transaktionskosten nicht mögliche Effizienzvorteile gegenüber einer Quotierung aufwiegen. Hier stellt sich insbesondere die Frage, wie hoch die Sicherheitsabschläge wären, die in der Regel in der Restriktion durch eine Quotierung beinhaltet sind. Die Flexbezugsmodelle sind auf solche Sicherheitsabschläge nicht angewiesen.

Für die **lastschwache Netzgebietenklasse** kann keine separate Empfehlung für ein präferiertes *Smart-Market*-Modell abgeleitet werden. Die wenigen Lasten, die voraussichtlich zur Vermeidung von windenergiebedingten Netzengpässen eingesetzt werden können, sind vermutlich in einem stärker regulierten Regime effizienter einsetzbar als in einem Markt, der keine hinreichende Liquidität erreichen wird.

Auch das Kaskadenmodell wäre hier in diesem Fall anwendbar. Aufgrund der Kleinteiligkeit der Anlagen ist jedoch abzuwägen, ob Transaktionskosten nicht mögliche Effizienzvorteile gegenüber einer Quotierung aufwiegen. Hier stellt sich insbesondere die Frage, wie hoch die Sicherheitsabschläge wären, die in der Regel in der Restriktion durch eine Quotierung beinhaltet sind. Die Flexbezugsmodelle sind auf solche Sicherheitsabschläge nicht angewiesen.

Zusammengefasst sind die Modellpräferenzen wesentlich von den Anforderungen der Netzgebietenklassen und den vorherrschenden Marktstrukturen abhängig. Deutschlandweit unterscheiden wir zwei Fälle:

1. Netzgebietenklassen mit dominierender Windstromeinspeisung („windenergie-dominiert“ und „lastschwach/EE-dominiert“, zum Beispiel Nord- und Ostdeutschland) kombiniert mit Engpässen im Übertragungsnetz und in höheren Spannungsebenen (Hochspannung) des Verteilnetzes
2. Netzgebietenklassen geprägt von Netzengpässen in den unteren Spannungsebenen des Verteilnetzes („laststark/vorstädtisch“ und „photovoltaikdominiert“, zum Beispiel Süddeutschland)

Für den ersten Fall, unter der Voraussetzung von ausreichend Liquidität und Wettbewerb, sind der RegulenergiemarktPlus oder die neue Flexibilitätsplattform vorteilhaft. Für den zweiten Fall ist bei ausreichend Wettbewerb (zum Beispiel zur Vermeidung von Gleichzeitigkeitseffekten) und bei einer Präferenz für freie Preisbildung das Sekundärmarkt-Quotenmodell zu bevorzugen. Bei einer Präferenz für regulierte Preisbildung, aufgrund von fehlender Liquidität und Wettbewerb, ist für beide Fälle das Kaskadenmodell und im zweiten Fall zusätzlich das freiwillige Quotenmodell geeignet.

Forschungsbedarf ergibt sich daher vor allem hinsichtlich der Weiterentwicklung dieser zentralen Flexibilitätsmärkte. Hier sind die Anforderungen der Europäischen Union („Winterpaket“) zu berücksichtigen. Weiterhin können die Projekte des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) darüber hinaus Erkenntnisse über praktische Herausforderungen der prozessualen Umsetzung liefern, die von dieser Analyse nicht erfasst sind, siehe (BMWi 2017).

6 Grundprinzipien der Kostenallokation

Neben den im Kapitel 5.1 diskutierten Mechanismen der Markt-Netz-Koordinierung stellt die Kostenallokation einen wesentlichen Bestandteil des Market-Designs dar. Es handelt sich zum einen um die durch Netzrestriktionen verursachten zusätzlichen Kosten der Netzengpassbehebung in Form von Betriebskosten (Anpassung des *Dispatches* durch Veränderung des Kraftwerkseinsatzes oder der Last), zum anderen um die Kosten der Netzinfrastruktur (Netzausbau). Die Herausforderung des *Smart-Market-Designs* besteht darin,

- die Höhe der Kosten der Netzengpassbehebung gegenüber dem Status quo zu senken,
- eine verursachungsgerechte Allokation der Kosten auf die Netznutzer zu erreichen und
- das Verhältnis zwischen Netzausbaukosten und Kosten der Netzengpassbehebung zu optimieren, wie in Kapitel 2.2 diskutiert.

Diese drei Aspekte werden unten weiter diskutiert. Neben den genannten beeinflussen weitere Kostenarten Betriebsentscheidungen im Stromversorgungssystem: Dabei handelt es sich um Abgaben (zum Beispiel Konzessionsabgabe), Umlagen (zum Beispiel EEG-Umlage, Offshore-Haftungsumlage) und Steuern (zum Beispiel Stromsteuer, Mehrwertsteuer). Da diese Kosten vorwiegend Verbrauchern zugeordnet werden, können sie ein Hemmnis für die Flexibilisierung von Lasten und ihren Einsatz für das Netzengpassmanagement darstellen. Diese Aspekte liegen im Fokus aktuell laufender und umfangreicher Untersuchungen; so wird hierzu eine separate Studie von Agora Energiewende (*Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft*) durchgeführt. Daher werden diese Aspekte an dieser Stelle von der Betrachtung ausgenommen.

Senkung der Kosten der Netzengpassbehebung

Die durch Netzrestriktionen verursachten Betriebskosten fallen im Status quo in unterschiedlichen

Formen an. Es handelt sich im Wesentlichen um die Kosten für *Redispatch*, *Einspeisemanagement* und die Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV). Kosten des *Redispatch* und der AbLaV fallen bei den ÜNBs an, während die Kosten des *Einspeisemanagements* von den jeweils betroffenen Netzbetreibern getragen werden. Letztlich gehen diese Kosten in die Netzentgelte ein und werden sozialisiert. Wie in Kapitel 2.1 dargestellt, beliefen sich diese Kosten im Jahr 2015 in Summe auf knapp 900 Millionen Euro.

Bei der Konzeption von *Smart Markets* muss es Ziel sein, diese Kosten zu reduzieren, indem günstigere Optionen zur Netzengpassbehebung und idealerweise -vermeidung eingesetzt werden, als dies im Status quo der Fall ist. Dies soll dadurch ermöglicht werden, dass insbesondere die Engpassbehebung auf Verteilnetzebene gegenüber dem *Einspeisemanagement* („rote Phase“ der Netzampel) zeitlich vorgezogen wird („gelbe Phase“) und dadurch eine größere Anzahl und kostengünstigere Optionen für eine Netzengpassbehebung genutzt werden können.

Dies bedeutet, dass die bisher anfallenden spezifischen Kosten der Netzengpassbehebungen einen Kostenbenchmark darstellen. Den Kosten der im *Smart Market* eingesetzten Flexibilitäten zur Netzengpassbehebung müssen mindestens gleich hohe Reduktionen von Kosten des *Einspeisemanagements* und des *Redispatches* gegenüberstehen. Dies muss auch die Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers für den Flexbezug im *Smart Market* determinieren.

Allokation der Kosten

Zur Allokation der engpassbedingten Kosten gibt es zwei grundlegend verschiedene Ansätze:

- A. Der Netzbetreiber trägt die volle Verantwortung und damit die Kosten für die Behebung der Netzengpässe (Paradigma der „Kupferplatte“).

B. Der betroffene Betreiber einer Erzeugungsanlage oder der Verbraucher muss explizit oder implizit die Kosten für Netzengpässe tragen, das heißt für die Nutzung zahlen beziehungsweise im Engpassfall auf eine Einspeisung/einen Bezug verzichten.

Folgt man dem **ersten Prinzip**, agieren die Netznutzer ohne Berücksichtigung von Restriktionen, als ob das Netz eine Kupferplatte wäre. Dementsprechend sind mögliche Einschränkungen durch Netzengpässe durch den Netzbetreiber zu entschädigen, der nicht genügend Kapazitäten vorhält. Aufwendungen des Netzbetreibers werden vollständig sozialisiert, und er kann operative und investive Kosten optimieren. Der aktuelle deutsche Rahmen orientiert sich stärker an diesem Prinzip.

Als Gegenposition zu diesem Grundsatz wird nach dem **zweiten Prinzip** die Verantwortung für Engpässe auf den Netznutzer übertragen. Der Netzbetreiber gewährleistet den freien Netzzugang nur bis zu einer (volkswirtschaftlich optimalen/sinnvollen) Grenze. Das Paradigma der Kupferplatte wird aufgehoben. Stehen keine ausreichenden Netzkapazitäten zur Verfügung, muss der betroffene Anlagenbetreiber auf eine Einspeisung oder auf einen Bezug entschädigungsfrei verzichten und trägt das Risiko für entgangene Gewinne. Prinzipiell besteht die Möglichkeit, anderen Netznutzern deren Nutzungsrechte abzukufen – der sich dadurch bildende Preis spiegelt die Knappheit der Netzkapazität wider. Engpässe werden hier demnach „privatisiert“. Hierbei ist zu beachten, dass – wie anhand der typischen Netzengpasssituationen in Kapitel 4 aufgezeigt – die Entstehungsursachen für Netzengpässe über die verschiedenen Spannungsebenen hinweg komplex und vielfältig sind. Dies bedeutet, dass der durch einen Netzengpass betroffene Anlagenbetreiber nicht per se der Verursacher sein muss. Daher ist eine verursachergerechte Allokation der Kosten beziehungsweise der Netznutzungseinschränkungen grundsätzlich nicht immer möglich.

Illustrieren lassen sich die beiden Prinzipien vereinfacht am Beispiel der Elektromobilität:

Ein potenzieller weiterer Kostentreiber des Netzausbaus könnte das zunehmende Aufkommen von Elektrofahrzeugen darstellen. Die Herausforderung wird sein, dass dezentrale Verbraucher mit großer Ladeleistung an die Niederspannungsnetze angeschlossen werden und es aufgrund des Nutzungsmusters (zum Beispiel Laden zum Feierabend) zu Gleichzeitigkeitseffekten kommt, die die Netze überlasten. Gleichzeitig besteht durch die den Elektrofahrzeugen eigenen Batteriespeicher die Möglichkeit, diese Lastspitze zu glätten, sofern die entsprechenden Koordinationsmechanismen zur Verfügung stehen. Gesucht wird ein solcher Mechanismus, der Lastspitzen zu glätten hilft und anzeigt, wie das optimale Verhältnis zwischen Netzausbau und Engpassbehebung gestaltet ist.

Geht man für diese Situation vom erstgenannten Prinzip der fiktiven „Kupferplatte“ aus, können die Verbraucher prinzipiell frei und ohne netzbedingte Restriktionen agieren. Der Netzbetreiber muss die Kosten sowohl für den notwendigen Netzausbau (CAPEX) als auch für die Beschaffung der Flexibilität zur Glättung der Lastspitze (OPEX) aufbringen. Diese Flexibilität wird durch Fahrzeughalter bereitgestellt, die die Ladung des Fahrzeugs freiwillig verschieben und sich diese Dienstleistung vergüten lassen. Die Kosten für die Flexibilitätsbeschaffung sind in den Modellen mit Flexbezug der entsprechend erzielte Preis und im freiwilligen Quotenmodell die Entschädigung.

Es ist wünschenswert, dass der Netzbetreiber zwischen diesen beiden Maßnahmen effizient abwägt und auf diese Weise die Kosten für die Endverbraucher, die letztlich die sozialisierten Kosten in Form von Netzentgelten tragen, minimiert. Wichtig ist dafür eine gut gestaltete Anreizregulierung, die die effiziente Entscheidung des Netzbetreibers durch eine entsprechende Berücksichtigung von CAPEX und OPEX ermöglicht.

Im zweiten Fall besteht kein Anrecht zur Netznutzung über die verfügbaren Kapazitäten hinaus. Die Nutzungsrechte sind private Güter, die zwischen den Fahrzeughaltern gehandelt werden können. Die Vergütung der Flexibilität erfolgt nicht über die Netznutzungsentgelte, sondern über einen „privat“ organisierten Mechanismus, beispielsweise einen Sekundärmarkt.

Für den Regulierer besteht die Herausforderung bei Anwendung dieses zweiten Prinzips darin, sicherzustellen, dass dennoch ein effizienter Netzausbau erfolgt. Damit trotzdem volkswirtschaftlich sinnvoller Netzausbau stattfindet, muss die Regulierung einen Indikator entwickeln, der signalisiert, ab wann (zum Beispiel abgeregelte Energiemengen oder Nutzungseinschränkungen) weiterer Netzausbau stattzufinden hat. Dies kann über die Kopplung der Einkünfte des Netzbetreibers an die transportierten Strommengen oder einen Engpassindikator geschehen. Der Engpassindikator kann sich beispielsweise an der Menge der Engpässe in einer Region oder an der Anzahl der Stunden mit Flexibilitätsvergütungen (die über den „privat“ organisierten Mechanismus unter den Anlagenbetreibern gezahlt werden, zum Beispiel Anzahl der Stunden mit regionalen Preisen, die sich um mehr als X EUR/MWh von den bundesweiten Preisen unterscheiden) orientieren.

Prinzipien im aktuellen Rechtsrahmen

Nachfolgend gehen wir auf die Umsetzung der zwei Prinzipien im aktuellen Rechtsrahmen ein.

In Deutschland sind Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet, Erzeugungsanlagen diskriminierungsfreien Zugang zur Netzinfrastruktur zu gewährleisten, siehe § 17 EnWG und § 8 EEG. Für EEG- und KWKG-geförderte Anlagen gilt zusätzlich der Vorrang der Netzeinspeisung. Nach § 20 EnWG gilt der Grundsatz des diskriminierungsfreien Zugangs auch für Letztverbraucher. Ist aufgrund eines Engpasses die Systemsicherheit gefährdet, kann und muss der betroffene Netzbetreiber nach § 13 EnWG Maßnahmen zur Sicherstel-

lung der Systemstabilität ergreifen. In diesen Fällen erfolgt eine Entschädigung gemäß § 13a EnWG oder § 15 EEG. Im Gegensatz dazu sind Maßnahmen nach § 13 (2) EnWG zur Einhaltung der Systembilanz explizit nicht zu entschädigen. Bei dem Aufkommen von Netzengpässen erhalten Teilnehmer des *Redispatches* zum Beispiel eine angemessene Vergütung, die nicht nur die durch den *Redispatch*-Einsatz entstandenen Aufwendungen, sondern auch dadurch entstehende Kosten und entgangene Gewinnmöglichkeit umfasst (§ 13a EnWG; Bundesnetzagentur 2016d).

Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen erhalten eine Entschädigung in Höhe von mindestens 95 Prozent der entgangenen Einnahmen (§ 15 EEG). Bei EinsMan darf der Netzbetreiber gemäß § 15 (2) EEG die Kosten bei den Netzentgelten in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Zu vertreten hat er sie insbesondere, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat. Mit der Sozialisierung der Kosten über die Netzentgelte wird der Annahme Rechnung getragen, dass der Netzbetreiber seiner Pflicht zum angemessenen Netzausbau nachgekommen ist. Zu klären ist, ob und inwieweit das Prinzip des diskriminierungsfreien Zugangs auch für neue Verbraucher (zum Beispiel Elektrofahrzeuge) mit lastgetriebenen Engpässen anzuwenden ist. Eine klare Regelung zur Entschädigung bei der Beschränkung der Netznutzung von Elektrofahrzeugen fehlt derzeit.

Die internationale Praxis zeigt, dass die Entschädigung von Anlagenbetreibern bei Engpässen nicht die einzige Herangehensweise ist, sondern dass auch Anlagenbetreiber am Risiko eines Engpasses beteiligt werden, insofern sie diesen mit verursachen. In Knotenpreissystemen wie zum Beispiel in Kalifornien tragen Anlagenbetreiber die Kosten für Engpässe über einen höheren Kaufpreis (bei Lasten in importbeschränkten Gebieten) oder einen niedrigeren Verkaufspreis (bei Erzeugung in exportbeschränkten Gebieten). Andere Länder wie Großbritannien

verteuern den Netzzugang für Anlagenbetreiber in engpassbelasteten Gebieten über lokal differenzierte Netzentgelte (Ofgem 2016).

Berücksichtigung der beiden Prinzipien bei der Konzipierung von Smart Markets

In Anlehnung an die zwei Prinzipien ist bei der Konzipierung der Modelle zu bestimmen, wer für die Entstehung von Engpässen verantwortlich ist und dementsprechend die damit verbundenen Kosten tragen sollte. Hier liegt eine enge Verzahnung von Netzplanung und Netzbetrieb vor. Als ein Extremum kann genannt werden, dass der Netzbetreiber die volle Verantwortung trägt und den Netzausbau nicht ausreichend vorangetrieben hat beziehungsweise sich im Rahmen seiner Gesamtoptimierung (siehe Abschnitt 2.2) für einen Rückgriff auf Flexibilitätsmechanismen zur Netzengpassbehebung entscheidet. Dann muss er auch die vollen Kosten zahlen. Als anderes Extremum kann identifiziert werden, dass der Netzbetreiber die Nutzung seiner Infrastruktur als Dienstleistung zur Verfügung stellt. Dann müssen Erzeuger und Lasten für die Inanspruchnahme dieser Dienstleistung zahlen.

Gleichzeitig sind mit jedem Prinzip spezifische Probleme verbunden. Trägt der Netzbetreiber die vollen Kosten von Engpässen, haben Netznutzer keinen Anreiz, sich netzdienlich zu verhalten. Die Investitionsentscheidungen des Netzbetreibers erfolgen dann immer nur reaktiv auf die der Netznutzer. Auch temporäre Netzengpässe werden bei den *Dispatch*-Entscheidungen nicht einbezogen oder können sogar vorsätzlich provoziert werden, um anschließend eine entsprechende Entschädigung oder Flexibilitätsentlohnung in Anspruch zu nehmen. Dies führt jeweils dazu, dass es zu keiner Optimierung des Gesamtsystems Netz und Erzeugung kommt. Weiterhin stellt sich in einem System mit stark volatiler Netznutzung die Frage, ob weiterhin das Recht auf vollständige Netznutzung für jeden Nutzer, also auch für viele neue volatile Verbraucher, volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

Tragen andererseits die Netznutzer das volle Risiko von Netzengpässen, hat der Netzbetreiber als natürliches Monopol keinen oder einen zu geringen Anreiz, sein Netz in einem effizienten Maße auszubauen. Liegt die Verantwortung beim Anlagenbetreiber, stellt die eindeutige Zuordnung der Verursachung und Wirkung auf den Engpass eine Herausforderung dar. Weiterhin ist – in stark vermaschten Netzen mit einer hohen Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen in verschiedenen Systemebenen – die physikalische Zuordnung von Ursache und Wirkung und damit die Zuordnung des Risikos nicht zweifelsfrei darzustellen.

Zur praktischen und zielführenden Lösung des Problems muss ein regulatorischer Mittelweg gefunden werden.

7 Regulatory Roadmap

Eine effektive und effiziente Koordinierung zwischen dem Strommarkt und dem Stromnetz ist die Voraussetzung für eine erfolgreiche Transformation unseres Stromsystems. Die wesentlichen Rahmenbedingungen dafür werden in einer Vielzahl von Regelwerken gesetzt, beginnend bei Gesetzen bis hin zu technischen Regelwerken.

Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen über einen *Smart Market* erfordert umfangreiche Regelanpassungen. Ziel der Anpassungen ist es, die in Kapitel 4.3 beschriebenen Umsetzungshemmnisse der Flexibilitätsoptionen abzubauen und die in Kapitel 5 ausgewählten *Smart-Market*-Modelle (freiwilliges Quotenmodell mit regulierter Preisbildung, Sekundärmarkt-Quotenmodell, Kaskadenmodell und Modelle mit Flexbezug) zu implementieren.

Eine Neuausrichtung des Systems der staatlich veranlassten beziehungsweise regulierten Energiepreisbestandteile in Form von Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen kann dabei den Einsatz (regionaler) Flexibilitätsoptionen für einen erfolgreichen Transformationsprozess unterstützen. Dabei sollen die staatlich veranlassten beziehungsweise regulierten Energiepreisbestandteile so ausbalanciert werden, dass Energiepreise insgesamt die richtigen Signale für Klimaschutz und die Energiewende geben. Diese Neuausrichtung wird jedoch im Folgenden nicht weiter untersucht, sondern in einer separaten Studie von Agora Energiewende (*Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft*).

In diesem Kapitel inventarisieren und kategorisieren wir zunächst relevante Regelwerke für die Ausgestaltung von *Smart Markets*. In einem zweiten Schritt beschreiben wir notwendige Anpassungen, um Hemmnisse für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen abzubauen und *Smart Markets* einzuführen. Dabei gehen wir auf die spezifischen Anpassungen der entwickelten Modelle ein. Anschließend vergleichen wir

den Umsetzungsaufwand hinsichtlich des regulatorischen Rahmens für die einzelnen Modelle. Abschließend entwickeln wir einen Entwicklungspfad (*Regulatory Roadmap*) für die erforderlichen Anpassungen.

7.1 Kategorisierung relevanter Regelwerke

Grundsätzlich unterscheiden wir fünf verschiedene Themenkomplexe, nach denen relevante Regelwerke und Paragraphen systematisiert werden können:

- Strommärkte
- Netzplanung und Anreizregulierung
- System- und Betriebsführung
- Datenerfassung, -austausch und Steuerung
- technische Anforderungen

Die einzelnen regulatorischen Vorgaben betreffen primär Betreiber von Flexibilitätsoptionen, Übertragungs- sowie Verteilnetzbetreiber und ergeben sich aus europäischen Richtlinien, nationalen Gesetzen, Verordnungen, Beschlüssen der Bundesnetzagentur oder technischen Regelwerke vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE e. V. (FNN).

Zum **Strommarkt** zählen insbesondere die Rahmenbedingungen zum Spotmarkt (*Day-Ahead* und *Intraday*), Regelleistungsmarkt und zur Bilanzkreisbewirtschaftung. Anzumerken ist, dass sich technische Detailregelungen zu den letzten beiden Aspekten auch in weiteren Themenkomplexen, wie der Systemführung oder Datenerfassung, wiederfinden und hier somit eine hohe Verzahnung gegeben ist.

Auf europäischer Ebene ist die neueste Überarbeitung (EU-Winterpaket) der zentralen Richtlinien und Regelungen zum Energiemarkt und zu den Erneuerbaren Energien relevant (European Commission 2016a; European Commission 2016b). Weiterhin sind Leitlinien und Anforderungen aus den europä-

ischen Netzkodizes *Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)* und *Electricity Balancing (EB)* zu berücksichtigen. Beim CACM sind Regelungen zur europäischen Harmonisierung von *Day-Ahead* und *Intraday*, zur Bestimmung der Preiszonen und zum Engpassmanagement für die Ausgestaltung von *Smart Markets* von Bedeutung (Europäische Kommission 2015). Beim EB betrifft dies Aspekte zur Harmonisierung der Regelleistungsprodukte, Ausgleichsenergiemechanismen und Bilanzkreisabrechnung (Europäische Union 2016).

Auf nationaler Ebene sind für Anpassungen des Strommarkts die Gesetze EnWG, EEG und KWKG von zentraler Bedeutung. Beim EnWG sind die Grundsätze zum Strommarkt und der Bilanzkreisbewirtschaftung zu betrachten, beim EEG und KWKG insbesondere die Vorschriften zur Einspeisevergütung und Marktintegration von geförderten Erzeugungsanlagen sowie die mögliche Vergütung von Flexibilität (§§ 19 bis 27a und § 50 EEG 2017, §§ 5 bis 6 und §§ 26 bis 29 KWKG 2017 Entwurf). Die Verordnungsermächtigung für die Ausgestaltung der Einbindung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (§ 14a EnWG) sehen wir ebenfalls als Teil dieses Themengebietes, wobei aufgrund der starken Wechselwirkung mit verschiedenen Themenkomplexen eine andere Zuordnung grundsätzlich denkbar wäre. Schließlich betreffen Vorgaben der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und Beschlüsse der Bundesnetzagentur Fragestellungen zur Regelleistungsbereitstellung und Bilanzkreisbewirtschaftung. Beispiele hierfür sind Grundsätze zur Beschaffung von Regelenergie in § 6 StromNZV, Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten zu Regelleistungsprodukten in den Beschlüssen BK6-10-097, BK6-10-098 und BK6-10-099, Vorgaben zur Bilanzkreisbewirtschaftung in §§ 4, 5 StromNZV, Positionspapiere zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung von Bilanzkreisen (BK6-13-104) oder das laufende Verfahren zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiesystems (BK6-15-012).

Aspekte der **Netzplanung und Anreizregulierung** betreffen insbesondere die Frage, in welchem Verhältnis Netzausbau und Flexibilitätsnutzung stehen (siehe auch Abschnitt 2.2). Diese Abwägung spiegelt sich in der Gestaltung der Anreizregulierung wider, das heißt insbesondere in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Darüber hinaus regelt das EnWG den Auftrag zum Netzausbau durch den Netzbetreiber sowie die Möglichkeit, vom vollständigen Ausbau im Sinne eines ökonomischen Optimums abzuweichen. Die Möglichkeit, bewusst vom vollständigen Ausbau abzuweichen, wird in § 11 (2) EnWG mit der sogenannten Spitzenkappung (Drei-Prozent-Ansatz) eröffnet. Bisherige Instrumente im Falle eines Engpasses sind bisher nur Maßnahmen, die aufgrund der gefährdeten Systemsicherheit ergriffen werden, nicht jedoch, um bewusst im Sinne eines ökonomischen Kalküls zwischen Ausbau und Flexibilitäts-einsatz abzuwägen. Kosten der Engpassbeseitigung durch *Einspeisemanagement* dürfen gemäß § 15 (2) EEG eigentlich nur in Ansatz gebracht werden, wenn die Maßnahme erforderlich ist und der Netzbetreiber alle Möglichkeiten zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

Die ÜNBs tragen die Verantwortung für die Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems und damit für die **System- und Betriebsführung** als Teil der durch die ÜNBs zu erbringenden Systemdienstleistungen (SDL), wie im *TransmissionCode 2007* beschrieben. Ist die Systemsicherheit gefährdet, stellt § 13 EnWG klar, dass die ÜNBs berechtigt und verpflichtet sind, Gefährdungen und Störungen zu beseitigen, und zählt eine Reihe von Maßnahmen auf (siehe auch Abschnitt 3.1). Die VNBs sind dazu verpflichtet, die ÜNBs bei dieser Aufgabe zu unterstützen. Zur Engpassbehebung steht insbesondere das Instrument des *Redispatches* zur Verfügung, siehe § 13 (1) EnWG, und mit dem neuen EnWG auch das der noch auszugsaltenden zuschaltbaren Lasten (§ 13 (6) EnWG). Sind die in § 13 EnWG genannten Maßnahmen erschöpft, können die Netzbetreiber im Ausnahmefall auch auf Erneuerbare Energien im Rahmen des *Einspeisemanagements* zurückgreifen, siehe auch § 14 EEG, wofür

diese entsprechend entschädigt werden (§ 15 EEG). Weitere Instrumente, die bei Gefährdung der Systemsicherheit aktiviert werden können, sind die abschaltbaren Lasten (AbLaV) oder die Netz- und Kapazitätsreserve (§§ 13d und 13e EnWG).

Aspekte der Systemführung werden zudem ab 2019 in dem europäischen Netzkodex *System Operations Guideline* geregelt, der unter anderem die Bedingungen für die Präqualifikation von Regelleistung oder die Kommunikation zwischen Netzbetreibern im Normalbetriebsfall regelt. Diese werden in den deutschen technischen Regelwerken des FNN, VDE-AR-N-4140 und 4141, konkretisiert.

Für **Datenerfassung und -austausch** sind Anlagenbetreiber nach EnWG verpflichtet, den Netzbetreibern die für die Systemsicherheit notwendigen Informationen zukommen zu lassen. Dies betrifft unter anderem die für den *Redispatch*-Einsatz notwendigen ERRP-Daten von Anlagen mit einer Leistung von mehr als zehn Megawatt. Das für das Jahr 2017 erwartete Marktstammdatenregister wird den Netzbetreibern weitere Informationen zu den angeschlossenen Erzeugungsanlagen zur Verfügung stellen (§§ 111e und 111f EnWG, MaStR-Gesamtkonzept 2016). Des Weiteren sind angesichts fluktuierender Einspeisungen Onlinedaten essenziell und eine Fernsteuerung von Anlagen ist notwendig. Der Informationsaustausch dazu wird in § 12 (4) EnWG formuliert und als Energieinformationsnetz bezeichnet. Die technischen Anforderungen zur Ermöglichung des Energieinformationsnetzes werden im folgenden Absatz formuliert.

Schließlich regeln verschiedene Dokumente die **technischen Anforderungen** an Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen und weitere Flexibilitätsoptionen. Auf europäischer Ebene ist der technische Rahmen für Anlagen primär über die zwei Netzkodizes zum Netzanschluss *Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators* (RfG) und *Demand Connection Code* (DCC) geregelt. In Deutschland erfolgt die Festlegung der technischen Anforderungen gemäß §§ 17, 19 und 49 EnWG primär im

Rahmen der Selbstverwaltung der Wirtschaft. Konkret sind dies die technischen Gremien des FNN, der technische Anschlussregeln (TAR) für Kundenanlagen (Erzeugung und Verbrauch) in allen Spannungsebenen entwickelt. Einzelne technische Anforderungen an geförderte Anlagen sind darüber hinaus zusätzlich im EEG und KWKG definiert. Hierzu zählt insbesondere die Anforderung an eine technische Einrichtung zur Wirkleistungsanpassung (§ 9 EEG 2017) an EE- und KWK-Anlagen.

7.2 Übergeordnete Anpassungen

Zuerst gehen wir in diesem Abschnitt auf den übergeordneten regulatorischen Anpassungsbedarf ein, der mit der Einführung von *Smart Markets* einhergeht. Im nachfolgenden Abschnitt stellen wir dann modellspezifische Anpassungen vor.

Für den **Strommarkt** sehen wir drei übergeordnete Hauptbereiche:

- die weitergehende Marktintegration von Flexibilitätsoptionen durch die Bereitstellung von regionalen Fahrplänen und Prognosen
- die Anpassung bestehender Regelleistungprodukte
- die Koordination der Anpassungen mit europäischen Aktivitäten

Damit Netzbetreiber marktbezogene Maßnahmen im Verteilnetz im Rahmen von *Smart Markets* effektiv umsetzen können, sind seitens der Flexibilitätsoptionen **Fahrpläne beziehungsweise Planungsdaten mit geeigneten regionalen Informationen** bereitzustellen (ausgehend von §§ 1, 4 und 5 StromNZV). Die Bereitstellung der regionalen Informationen könnte in Anlehnung an den Prozess der blockscharfen Planungsdaten im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung erfolgen. Hierbei ist die geeignete Granularität der Informationen für Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz zu bestimmen. Eine mögliche Auflösung wäre pro 110-Kilovolt-Knoten. Im Vergleich zu kon-

ventionellen Kraftwerken gehen regionale Fahrpläne bei dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen und flexiblen Verbrauchern auch mit der Notwendigkeit von regionalen Prognosen einher. Zu den Anforderungen an regionale Prognosen und zu deren Bewertung ist ein gemeinsames Branchenverständnis zu erarbeiten.

Weiterhin sind Anpassungen hinsichtlich der **Präqualifikation und Produkteigenschaften** im Regelleistungsmarkt erforderlich, um eine klare Abfolge zwischen verschiedenen Instrumenten und einen möglichst diskriminierungsfreien Zugang aller Marktakteure zu gewährleisten. Um einen möglichen Koordinierungskonflikt zwischen der Engpassbehebung und der Regelenergiebereitstellung zu vermeiden, sehen alle vorgeschlagenen Modelle einen Vorrang der Netzengpassbehebung gegenüber der Regelleistung vor. Dieser Grundsatz muss demnach auch im Rahmen der Präqualifikation (§ 6 (5) StromNZV) verankert werden. Rechtlich zu prüfen ist, inwieweit dieser Vorrang mit dem Grundsatz des diskriminierungsfreien Zugangs nach § 22 EnWG im Einklang steht. Im Allgemeinen empfehlen wir aber verschiedene Anpassungen der Produkteigenschaften im Regelleistungsmarkt, um mögliche Konflikte zwischen dem Flexbezug und dem Regelleistungsbezug zu adressieren. Hierzu zählen asymmetrische Produkte für alle Regelleistungsarten (§ 6 (3) Strom-NZV), kürze Vorhaltezeiten und Zeitblöcke. Ziel der Änderungen ist eine Verringerung der zeitlichen Überschneidung beim Abruf und eine Koordinierung der zeitlichen Planung beider Instrumente.

Bei der nationalen Implementierung von **europäischen Richtlinien und Vorgaben** (CACM, EB etc.) sollten anstehende Anpassungen für *Smart Markets* bereits mitgedacht werden. Beispielsweise betrifft dies die Harmonisierung der Produkteigenschaften im Spotmarkt (*Day-Ahead* und *Intraday*) und im Regelleistungsmarkt (EB). Aber auch aktuelle Vorgaben der EU (Winterpaket) zu sogenannten *Redispatch*-Märkten im Übertragungsnetz und der Rangfolge verschiedener Instrumente der ÜNBs sind bei der Einführung von *Smart Markets* in Verteilnet-

zen auf Konsistenz zu prüfen. Da *Redispatch*-Märkte im Übertragungsnetz in Deutschland derzeit als kritisch gesehen werden, könnten *Smart Markets* im Verteilnetz eine sinnvolle Ergänzung im Sinne der Vorgaben der Europäischen Kommission darstellen. Vor dem Hintergrund des freien Marktzugangs erscheint langfristig eine europäische Koordination von *Smart-Market*-Mechanismen sinnvoll. Eine zentrale Rolle als koordinierende Stelle kann hierbei die neu zu schaffende europäische Institution der VNBs einnehmen. Demnach fordert die Europäische Kommission im aktuellen Winterpaket, dass auf europäischer Ebene eine Institution der VNBs („EDSO-E“) geschaffen wird, die vergleichbar zu ENTSO-E ist.

Die Einführung von *Smart Markets* erfordert zuerst eine gesicherte Abschätzung der verfügbaren Flexibilitätsoptionen und des Engpassaufkommens durch den betroffenen Verteilnetzbetreiber im Rahmen der **Netzplanung**. Solch eine Abschätzung wäre im Rahmen der Erstellung von verpflichtenden regionalen Netzausbauplänen seitens der Verteilnetzbetreiber möglich. Diese wären beispielsweise im § 11 (1), (2) EnWG aufzunehmen. Sinnvoll erscheint es, diese Verpflichtung zu Beginn auf bestimmte Netzebenen (110 Kilovolt) zu beschränken. Als weitere Kriterien für die Verpflichtung und in Anlehnung an den aktuellen Rechtsrahmen zur Spitzenkappung wäre eine Verpflichtung für VNBs mit der Spitzenkappung in der Netzplanung oder einer anfallenden Ausfallarbeit an EE-Einspeisung von mehr als drei Prozent pro Jahr denkbar.

7.3 Modellspezifische Handlungsempfehlungen für Anpassungen des Regelwerks

7.3.1 Quotenmodelle: Freiwilliges Quotenmodell mit regulierter Preisbildung und Quotenmodell mit Sekundärmarkt

Kurze Modellbeschreibung: Werden Netzengpässe durch den Netzbetreiber prognostiziert, hat dieser die Möglichkeit, die engpassrelevanten Anlagen zu

quotieren und deren Netznutzung (Einspeisung oder Last) für ein gewisses Zeitfenster einzuschränken. Innerhalb dieses gesetzten Rahmens können Anlagenbetreiber an allen Märkten (insbesondere Spotmarkt und Regelleistungsmarkt) teilnehmen. Beim Sekundärmarkt-Quotenmodell ist die Teilnahme verpflichtend, aber Anlagenbetreiber haben die Möglichkeit, ihre Nutzungsrechte für das Netz zu handeln. Die Quotierung der Anlagen durch den Netzbetreiber wird durch eine Regulierung eingeschränkt, beispielsweise auf eine maximale Häufigkeit des Einsatzes oder der quotierten Nennleistung. Die Anlagenbetreiber können für die Bereitstellung ihrer Flexibilität entschädigt werden (insbesondere bei Quotenmodellen mit freiwilliger Teilnahme).

Folgende Anpassungen müssen in den benannten Themenfelder bedacht werden:

Strommarkt: Die Teilnahme der Akteure (Erzeuger, Lasten und Speicher) an den Strommärkten und deren Berechtigung zum Netzzugang muss um die vom Netzbetreiber setzbare Quote eingeschränkt werden. Dafür müssen insbesondere Änderungen am EnWG, an der StromNZV und den relevanten speziellen Gesetzen (EEG, KWKG etc.) geprüft werden. Es muss gesetzlich außerdem klargestellt werden, ob ein Anrecht auf Entschädigung besteht, wie dies auch für EinsMan-Maßnahmen im § 15 EEG 2014 geregelt wird. Die anstehende Ausgestaltung der Verordnung gemäß § 14a EnWG bietet eine ideale Möglichkeit, um ein Quotenmodell zu implementieren.

Netzplanung, Anreizregulierung: Werden quotierte Anlagen entschädigt oder deren Netzentgelt, muss deren Höhe beispielsweise in der Verordnung zum § 14a EnWG spezifiziert werden. Dabei muss sichergestellt werden, dass diese Vergütung beziehungsweise das reduzierte Netzentgelt und die Zahlung durch den Netzbetreiber auf ein effizientes Niveau festgelegt werden. Dies bedeutet, dass die so entstehenden OPEX-Kosten des Netzbetreibers zur Flexibilitätsbeschaffung so bestimmt werden, dass dieser effizient zwischen Netzausbau (CAPEX) und Netz-

engpassbehebung (OPEX) abwägt. Wird keine Entschädigung ausgezahlt, muss durch die Gestaltung der Anreizregulierung sichergestellt werden, dass der Netzbetreiber nicht häufiger, als es effizient der Fall sein müsste, auf eine Quotierung zurückgreift, sondern der Anreiz auszubauen bestehen bleibt. Um eine effektive Koordinierung zwischen der Netzplanung und der Betriebsführung zu gewährleisten, sind durch den Gesetzgeber verpflichtende Anforderungen/Kriterien an die Netzplanung zur Festlegung der Quote zu formulieren, insbesondere in welchem Umfang Quoten genutzt werden dürfen und wann stattdessen ein langfristiger Netzausbau nötig ist. Darauf aufbauend erarbeiten die Netzbetreiber während des Planungsprozesses, in welchen spezifischen Netzregionen Quoten sinnvoll sind und wo weiterhin ein (vollständiger) Netzausbau angestrebt wird. Für die Umsetzung müssen insbesondere Änderungen an der ARegV und gegebenenfalls dem EnWG (zum Beispiel § 11 zur Spitzenkappung) geprüft werden.

System- und Betriebsführung: Die Instrumente der Netzbetreiber, insbesondere der VNBS, müssen um das Instrument der Quotierung erweitert werden, insbesondere durch Ergänzung des EnWG (zum Beispiel § 13 EnWG). Es muss zweifelsfrei geklärt werden, dass steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG durch den Netzbetreiber einzusetzen sind und wann das Instrument im Vergleich zu anderen Möglichkeiten gezogen wird. Weiterhin ist der Rahmen für die Festlegung der Quote in Form einer Engpassprognose durch die Netzbetreiber im operativen Betrieb im EnWG zu regeln. Da die dafür notwendigen Engpassprognosen im operativen Betrieb der Verteilnetzbetreiber derzeit nicht Stand der Technik sind, ist für die Einführung vorerst eine umfangreiche Standardisierung von Prozessen und Schnittstellen der beteiligten Akteure erforderlich. Dies kann beispielsweise über das Forum für Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) erfolgen.

Datenerfassung, -austausch, Steuerung: Der Netzbetreiber kann eine Quotierung nur auf Basis umfangreicher Information zu den angeschlossenen Anlagen

(Stammdaten sowie Planungsdaten) durchführen. Zu diesem Zweck muss dieser berechtigt (und verpflichtet) werden, relevante Informationen von den angeschlossenen Anlagenbetreibern abzufragen, insbesondere deren maximale und minimale Kapazitäten sowie ihre Lage im Netz (zum Beispiel § 12 EnWG). Die Informationsanforderung ist weiterhin auf Konsistenz mit dem Energieinformationsnetz und Regelungen im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) zu prüfen. Der Netzbetreiber des betroffenen Netzgebiets muss außerdem auf die für die Lastflussberechnung relevanten Informationen, das heißt Prognosen für EE-Einspeisungen und lastflussbestimmende Daten aus benachbarten Netzgebieten, zugreifen. Gegebenenfalls kann dies auch über entsprechende technische Richtlinien innerhalb der Branche geregelt werden, siehe VDE-AR-N-4140 und VDE-AR-N-4141 des FNN zur Zusammenarbeit der Netzbetreiber in der Kaskade und zur Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB. Sind die Quoten ermittelt, kann der Netzbetreiber diese (kurzfristig) an die betroffenen Betreiber übermitteln und deren Einhaltung ex post kontrollieren. Sollte ein Sekundärmarkt für Netznutzungsrechte eingerichtet werden, muss eine entsprechende Meldung an den Netzbetreiber erfolgen, damit Kontrollrechnungen durchgeführt werden können, falls dadurch Lastflüsse durch den Handel modifiziert werden sollten. Eine solche Schnittstelle zwischen Anlagenbetreiber beziehungsweise Aggregator oder Direktvermarkter und Anschlussnetzbetreiber muss neu geregelt und implementiert werden.

Technische Anforderungen: Die Anlagen müssen mit einer entsprechenden IKT-Schnittstelle ausgestattet sein, die Quotierungen des Netzbetreibers empfangen und umsetzen kann und ihrerseits zur Kontrolle Daten an den Netzbetreiber bezüglich ihres Einsatzes sendet. Die Anlage muss technisch in der Lage sein, die Quotierung umzusetzen. Je feiner eine Regelung möglich ist, desto besser kann sie auf Vorgaben des Netzbetreibers reagieren. Entsprechende Vorgaben können beispielsweise über spezielle Gesetze erhoben werden (siehe auch Steuerungstechnik für EE-Anlagen, § 20 EEG).

7.3.2 Kaskadenmodell

Kurze Modellbeschreibung: Zur Umsetzung des Kaskadenmodells wird eine lokale Flexibilitätsplattform eingerichtet, auf der teilnehmende Anlagen Informationen über ihre Fähigkeit zum flexiblen Einsatz zu verschiedenen Zeiten bereitstellen können. Der entsprechende VNB oder ein unabhängiger Dritter betreibt die Plattform, auf der der VNB als *Single Buyer* für Flexibilitäten auftritt. Detektiert der ÜNB (als Anforderer) oder der VNB (als Anforderer und/oder Koordinator) einen Engpass, kann er kurzfristig gezielt auf effektiv entlastende Anlagen zugreifen. Diese werden dann für Leistungen auf der Gesamtsystemebene, zum Beispiel für die Bereitstellung von Regelenergie, gesperrt. Die angesteuerten Anlagen erhalten auf Basis ihres Einsatzes eine Vergütung. Aufgrund des Missbrauchsrisikos auf lokaler Ebene ist die Preisbildung reguliert und an Preise anderer Märkte gekoppelt.

Folgende Anpassungen müssen in den benannten Themenfelder bedacht werden:

Strommarkt: Zuvorderst muss im EnWG die Einrichtung einer entsprechenden Plattform vorgesehen werden, die gegebenenfalls eine Verordnung ausgestalten kann. Der Gesetzgeber muss dort festlegen, welchem Zweck die Plattform dient, wer Betreiber ist und wie diese ausgestaltet werden soll. Prinzipiell unterliegt die Teilnahme der Akteure (Erzeuger, Lasten und Speicher) an den Strommärkten und deren Berechtigung zum Netzzugang bereits Einschränkungen im Falle von Maßnahmen des Netzbetreibers bei Gefährdung der Systemsicherheit. Es sollte geprüft werden, ob dies im Gesetz ausreichend reflektiert ist. Die heutige Praxis zeigt auch, dass weitere Klarstellungen in Bezug auf die Erneuerbaren Energien notwendig sind, die heute de facto keinem Planungsprozess unterliegen. Hier sollten Konkretisierungen im EEG vorgenommen werden, um diese in den für den Betrieb einer VNB-Plattform notwendigen Planungsprozess rechtssicher integrieren zu können. Es muss gesetzlich außerdem klargestellt

werden, welchen Grundsätzen die Entschädigung bei Flexibilitätseinsatz durch den Netzbetreiber folgt, wie dies auch für EinsMan-Maßnahmen im § 15 EEG 2017 geregelt wird.

Netzplanung, Anreizregulierung: Um eine effektive Koordinierung zwischen der Netzplanung und der Betriebsführung in Bezug auf die Nutzung von Flexibilität über die Plattform zu gewährleisten, sind durch den Gesetzgeber verpflichtende Anforderungen an die Netzplanung zu formulieren, insbesondere in welchem Umfang die Plattform vertretbar genutzt werden kann. In der ARegV muss sich die Zielstellung einer wohlfahrtsoptimalen Abwägung zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung widerspiegeln. Es ist daher zu klären, inwiefern diese Kosten in Ansatz gebracht werden können. Dazu muss auch die aktive Nutzung der beschriebenen Plattform zur Bewirtschaftung von Engpässen gesetzlich als reguläre Maßnahme anerkannt und sichergestellt werden, dass der VNB die dabei entstehenden Kosten in Ansatz bringen kann, auch wenn er bewusst die Maßnahme zu vertreten hat.

System- und Betriebsführung: In § 13 EnWG müssen die Möglichkeiten der Netzbetreiber zur Durchführung von Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit ergänzt werden. Es muss zweifelsfrei geklärt werden, wann das Instrument im Vergleich zu anderen Möglichkeiten gezogen wird. Weiterhin ist der Rahmen für eine Engpassprognose durch die Netzbetreiber im operativen Betrieb im EnWG zu regeln. Da die dafür notwendigen Engpassprognosen im operativen Betrieb der Verteilnetzbetreiber derzeit nicht Stand der Technik sind, ist für die Einführung vorerst eine umfangreiche Standardisierung von Prozessen und Schnittstellen der beteiligten Akteure erforderlich. Dies kann beispielsweise über den FNN erfolgen.

Datenerfassung, -austausch, Steuerung: Der Netzbetreiber kann Maßnahmen im Rahmen des Kaskadenmodells nur auf Basis umfangreicher Information zu den angeschlossenen Anlagen (Stammdaten sowie

Planungsdaten) durchführen. Zu diesem Zweck muss dieser berechtigt (und verpflichtet) werden, relevante Informationen von den angeschlossenen Anlagenbetreibern abzufragen, insbesondere deren maximale und minimale Kapazitäten sowie ihre Lage im Netz (zum Beispiel § 12EnWG). Die Informationsanforderung ist weiterhin auf Konsistenz mit dem Energieinformationsnetz und Regelungen im MsbG zu prüfen. Der Netzbetreiber des betroffenen Netzgebiets muss außerdem auf die für die Lastflussberechnung relevanten Informationen, das heißt Prognosen für EE-Einspeisungen und lastflussbestimmende Daten aus benachbarten Netzgebieten, zugreifen. Gegebenenfalls kann dies auch über entsprechende technische Richtlinien innerhalb der Branche geregelt werden, siehe VDE-AR-N-4140 und VDE-AR-N-4141 des FNN zur Zusammenarbeit der Netzbetreiber in der Kaskade und zur Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB. Gleiches gilt für den Austausch zwischen VNB und ÜNB, wenn eine Anlage aus dem Regelleistungspool für die lokale Engpassbehebung herangezogen wird.

Technische Anforderungen: Bei Flexibilitätseinsatz weist der Netzbetreiber die betroffenen Anlagen über ein entsprechendes Signal an, ihre Einspeisung beziehungsweise Last anzupassen. Über das MsbG, EEG etc. und die technischen Anwendungsregeln muss sichergestellt werden, dass diese Schnittstelle existiert und für den beschriebenen Prozess verwendet werden kann.

7.3.3 RegelenenergiemarktPlus

Kurze Modellbeschreibung: Die Idee des regionalen RegelenenergiemarktsPlus ist die Erweiterung der Regelleistungsprodukte um eine lokale Komponente. Auf diese Weise können die Netzbetreiber auf dem Regelenenergiemarkt direkt ersehen, wo die entsprechenden Anlagen lokalisiert sind, und diese zielgerichtet für die lokale Engpassbehebung einsetzen. Der RegelenenergiemarktPlus wird durch die ÜNBs betrieben. Anlagenbetreiber, die das Präqualifikationsverfahren erfolgreich durchlaufen haben, bieten negative

und positive Regelenergie an, wobei diese jetzt um die entsprechende Lokalinformation erweitert werden. Die VNB haben ebenfalls Zugriff auf die Plattform für die eigene Engpassbehebung, unterliegen aber einer Informationspflicht an den ÜNB.

Folgende Anpassungen müssen in den benannten Themenfelder bedacht werden:

Strommarkt: Die bestehende Regelleistungsplattform ist in § 22 EnWG beschrieben und in den §§ 6 ff. StromNZV ausdifferenziert. Die dort beschriebenen Produkte müssen um die lokale Information ergänzt werden und die Beziehenden um die VNB erweitert werden.

Netzplanung, Anreizregulierung: Es ist eine Anpassung der ARegV notwendig, sodass VNBs Regelleistung zur lokalen Engpassbehebung in Anspruch nehmen und verrechnen können. Gleichzeitig muss der Gesetzgeber, um eine effektive Koordinierung zwischen der Netzplanung und der Betriebsführung in Bezug auf die Nutzung von Flexibilität über die Plattform zu gewährleisten, verpflichtende Anforderungen an die Netzplanung formulieren, insbesondere in welchem Umfang die Plattform vertretbar genutzt werden kann. In der ARegV muss sich die Zielstellung einer wohlfahrtsoptimalen Abwägung zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung widerspiegeln. Es ist daher zu klären, inwiefern diese Kosten durch VNBs in Ansatz gebracht werden können.

System- und Betriebsführung: Da VNBs mit dem Bezug von Regelenergie ebenso systemsichernde Maßnahmen ergreifen, muss der Gesetzgeber prüfen, inwiefern ihnen durch eine Veränderung des § 13 (1) EnWG ebenfalls Systemverantwortung übertragen werden sollte. Weiterhin ist der Rahmen für eine Engpassprognose durch die Netzbetreiber im operativen Betrieb im EnWG zu regeln. Da die dafür notwendigen Engpassprognosen im operativen Betrieb der Verteilnetzbetreiber derzeit nicht Stand der Technik sind, ist für die Einführung vorerst eine umfangreiche Standardisierung von Prozessen und

Schnittstellen der beteiligten Akteure erforderlich. Dies kann beispielsweise über den FNN erfolgen.

Datenerfassung, -austausch, Steuerung: Im Gegensatz zu den anderen betrachteten Modellen ist die Teilnahme am RegelleistungsmarktPlus freiwillig. Dadurch ist keine Verpflichtung aller Anlagen zur Informationsbereitstellung notwendig, sondern der Gesetzgeber muss an geeigneter Stelle die Informationen, die im Rahmen der Präqualifikation und für die Teilnahme bereitgestellt werden müssen, ergänzen. Der Netzbetreiber des betroffenen Netzgebiets muss außerdem auf die für die Lastflussberechnung relevanten Informationen, das heißt Prognosen für EE-Einspeisungen und lastflussbestimmende Daten aus benachbarten Netzgebieten, zugreifen. Gegebenenfalls kann dies auch über entsprechende technische Richtlinien innerhalb der Branche geregelt werden, siehe VDE-AR-N-4140 und VDE-AR-N-4141 des FNN zur Zusammenarbeit der Netzbetreiber in der Kaskade und zur Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB. Gleiches gilt für den Austausch zwischen VNB und ÜNB, wenn eine Anlage aus dem Regelleistungspool für die lokale Engpassbehebung herangezogen wird.

Technische Anforderungen: Prinzipiell kann die gleiche technische Schnittstelle für die Regelenergie auch für RegelenergiePlus genutzt werden. Zusätzlich muss geregelt werden, dass auch der VNB Zugriff darauf erhält und bei Aktivierung den ÜNB informiert. Details dazu können ebenfalls gegebenenfalls über den FNN geklärt werden.

Die nachfolgende Abbildung 26 bietet eine vergleichende Übersicht zur Abschätzung des Anpassungsbedarfs für die betrachteten Modelle. Grundsätzlich ergibt sich für alle Modelle ein hoher Umsetzungsbedarf. Insbesondere der Rahmen für den Strommarkt und die System- und Betriebsführung der Stromnetze erforderte umfangreiche Anpassungen.

Übersicht zur Abschätzung des Umsetzungsbedarfs für die einzelnen Smart-Market-Modelle Abbildung 26

Themenkomplex	freiwillige Quote	Quote-Sekundärmarkt	Kaskade	Regel-leistung Plus	Intraday Plus	Flex-plattform
Strommarkt	●	●	●	●	●	●
Netzplanung, Anreizregulierung	●	●	●	●	●	●
System- und Betriebsführung	●	●	●	●	●	●
Datenerfassung, -austausch, Steuerung	●	●	●	●	●	●
technische Anforderungen	●	●	●	●	●	●
Mittelwert	●	●	●	●	●	●

- wenige Anpassungen erforderlich
- einige Anpassungen erforderlich
- umfangreiche Anpassungen erforderlich

Eigene Darstellung Ecofys

7.4 Einordnung der Maßnahmen im Zeitverlauf (*Regulatory Roadmap*)

Aufgrund des umfangreichen Anpassungsbedarfs und der derzeit noch offenen Ausgestaltungsfragen empfehlen wir eine schrittweise Implementierung.

Hierzu haben wir die abgeleiteten Maßnahmen der vorangegangenen Abschnitte zusammengefasst und zeitlich priorisiert. Im Zeitverlauf unterscheiden wir nach kurzfristigen beziehungsweise No-Regret- (t + zwei Jahre), mittelfristigen (t + fünf Jahre) und langfristigen (t + zehn Jahre) Maßnahmen.

Vorschlag für Zeitplan zur Implementierung von Maßnahmen

Abbildung 27



Eigene Darstellung Ecofys

Kurzfristige/No-Regret-Maßnahmen

- Implementierung vom Quotenmodell in Koordination mit der Ausgestaltung der Verordnung gemäß § 14a EnWG (Einsatz von Nachtspeicherheizungen für die Netzengpassbehebung im Rahmen einer Verordnung gemäß § 14a EnWG)
- Einführung einer verpflichtenden Engpassprognose durch relevante Verteilnetzbetreiber im *Day-ahead* (verpflichtend für VNBs mit mindestens drei Prozent Ausfallarbeit an EE-Einspeisung und VNBs mit Spitzenkappung in der Netzplanung; Beschränkung auf die 110-Kilovolt-Ebene)
- Veröffentlichung der Netzengpassbehebungsmaßnahmen durch Verteilnetzbetreiber auf einer gemeinsamen Plattform (in Anlehnung an die Veröffentlichungen der *Redispatch*-Maßnahmen auf der Netztransparenzplattform der ÜNBs)
- verpflichtende regionale Netzausbauplanung für die 110-Kilovolt-Ebene durch Verteilnetzbetreiber (inklusive Abschätzung des zu erwartenden Umfangs an Netzengpässen und der tatsächlich verfügbaren Potenziale an Flexibilitätsoptionen)
- Einführung eines Vorrangs für Netzengpassbehebung gegenüber der Regelleistungsbereitstellung (entsprechende Anpassung der Präqualifikationsanforderungen für die Regelleistungsbereitstellung)
- Anpassung der Regelleistungsprodukte, um Barrieren für Anlagen aus Regionen mit hohem Netzengpassaufkommen zu adressieren (Verkürzung der Ausschreibungszeiträume, Produktzeitscheiben, asymmetrische Produkte)
- laufende Evaluierung der *Smart-Market*-Demonstrationsvorhaben im Rahmen von SINTEG (Prüfung der Wirkung der *Smart-Market*-Mechanismen)
- Evaluierung der Ausschreibungen von zuschaltbaren Lasten gemäß § 13 (6) EnWG (Inwieweit können zuschaltbare Lasten in ganz Deutschland durch den Netzbetreiber sinnvoll eingesetzt werden?)

Mittelfristige Maßnahmen

- Implementierung eines weiteren *Smart-Market*-Modells mit Flexbezug in Norddeutschland
- umfangreiche Berücksichtigung des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen in der Anreizregulierung

- Integration weiterer Lasten (Elektrofahrzeuge/Wärmepumpen) und Flexoptionen im Quotenmodell
- Einführung eines Sekundärmarkts für das Quotenmodell
- Koordinierung der verschiedenen *Smart Markets* mit dem *Redispatch*-Prozess der ÜNBs
- Ausweitung der Verpflichtung zur Engpassprognose für weitere Netzregionen/ -ebenen und im *Intraday*
- Bereitstellung von regionalen Fahrplänen für Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen (durch Direktvermarkter und Aggregatoren von Flexibilitätsoptionen)
- Weiterentwicklung der Regelleistungsprodukte (Regelleistungsintegration im *Intraday*)

Langfristige Maßnahmen

- Koordination von bestehenden *Smart-Market*-Modellen und Mechanismen auf europäischer Ebene
- Weiterentwicklung von *Smart-Market*-Modellen zur stärkeren Integration weiterer Sektoren (Wärmemarkt, Gasmarkt etc.)
- Entwicklung und Bewertung von integrierten Koordinationsmechanismen für *Smart-Market*-Modelle

Unterstützend zu diesen Maßnahmen sollte das System der staatlich veranlassten beziehungsweise regulierten Energiepreisbestandteile in Form von Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen neu ausbalanciert werden. Hierfür werden Vorschläge und Maßnahmen in einer separaten Studie bei Agora Energiewende ausgearbeitet.

8 Anhang

8.1 Illustrative Charakterisierung vorübergehender und dauerhafter Netzengpässe

Um das Potenzial von Flexibilitätsoptionen zur Entlastung von Netzen zu charakterisieren, sind im Folgenden illustrativ Beispiele für einzelne Netzregionen im Jahr 2025 dargestellt. Die Illustration von vorübergehenden Netzengpässen erfolgt am Beispiel der Entwicklung der Exportmöglichkeiten von Schleswig-Holstein (Nord-Süd-Lastfluss). Zur Illustration von dauerhaften Netzengpässen ordnen wir die Verwendung der Spitzenkappung von EE-Einspei-

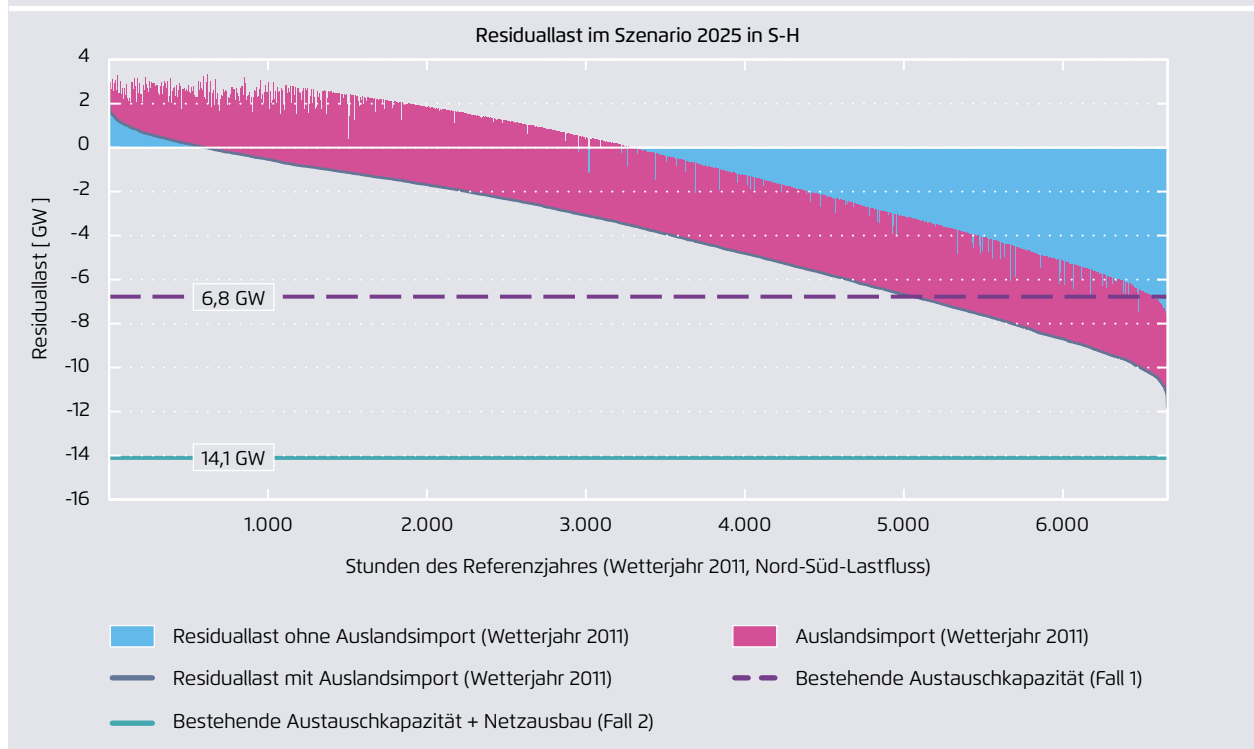
sespitzen in verschiedenen Netzgebietsklassen ein (Drei-Prozent-Ansatz).

8.1.1 Beispiel vorübergehender Netzengpässe im Nord-Süd-Lastfluss aufgrund eines zeitlich verzögerten Ausbaus des Übertragungsnetzes

Schleswig-Holstein weist bereits heute die höchste Abregelung von Erneuerbaren Energien auf und auch mit Ausbau der Netze innerhalb des Bundeslandes ist aufgrund der Verzögerungen beim Ausbau der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-trasse nach Süddeutschland mit relevanten Engpässen im Übertragungsnetz zu rechnen. Zur Illustration

Dauerkennlinie der Residuallast mit Auslandsimporte in Nord-Süd-Lastflusssituation (6.658 Stunden) im Szenario „Speicherbedarf S-H 2025“ (Wetterjahr 2011) und Austauschkapazität im bestehenden Übertragungsnetz

Abbildung 28



Härtel et al. 2016; Ecofys und Fraunhofer IWES 2014

greifen wir auf eine Lastflusssimulation aus einer aktuellen Untersuchung zurück (Ecofys und Fraunhofer IWES 2014). Auf Basis des EE-Ausbauszenarios des Netzentwicklungsplanes wurde vom Fraunhofer IWES mittels einer Jahressimulation in stündlicher Auflösung des europäischen Strommarktes und mittels eines Netzregionenmodells innerhalb Deutschlands die mögliche regionale Residualdauerkennlinie in Schleswig-Holstein inklusive der Lastsenke Hamburg im Jahr 2025 bestimmt. Hierbei werden auch die Lastflüsse aus Dänemark nach Deutschland berücksichtigt. Abbildung 28 veranschaulicht den möglichen physikalischen Exportbedarf der Region Schleswig-Holstein im Jahr 2025. Die Residualdauerkennlinie wird den aktuellen (gestrichelte blaue Linie, case 1) und den zukünftigen (grüne durchgezogene Linie, case 2) Exportkapazitäten gegenübergestellt. Im ersten Fall ist der Status quo der Transportkapazitäten des Übertragungsnetzes inklusive der Ringflüsse auf Basis des IWES-Netzregionenmodells berücksichtigt. Fall 2 berücksichtigt die Projekte des Netzentwicklungsplanes bis 2025 ohne Verzögerungen. Als maximale Auslastung für engpassbedingte Flexibilitätsoptionen für den ersten Fall würden sich circa 1.600 Stunden pro Jahr ergeben. Im zweiten Fall würden keine Übertragungsnetzbedingten Engpässe bestehen. Die Bandbreite zwischen diesen beiden Fällen illustriert somit mögliche Zustände bei einer Verzögerung des Netzausbaus.

8.1.2 Einordnung von dauerhaften Engpässen am Beispiel der Spitzenkappung in verschiedenen Netzgebietsklassen und lastbasierte Netzengpässe

Die spezifische Einspeisecharakteristik von EE-Anlagen ähnelt einer Hyperbel und weist sehr hohe Einspeisespitzen für sehr wenige Stunden im Jahr auf. Auf Grundlage aktueller Studien (dena 2012; E-Bridge et al. 2014; Energynautics GmbH et al. 2014) hat der Gesetzgeber in der letzten Novellierung vom EnWG die Möglichkeit zur Spitzenkappung im Rahmen der Netzplanung im Verteilnetz (Drei-Prozent-Ansatz) eingeführt. Die Abkehr vom vollständigen Netzausbau im Verteilnetz resultiert in dauerhaften Netz-

engpässen. Um die mögliche Auswirkung der Spitzenkappung in den verschiedenen Netzregionen besser einordnen zu können, haben wir illustrativ die spezifischen EE-Einspeisecharakteristika in einzelnen Netzregionen miteinander verglichen. Für die illustrative Abschätzung greifen wir auf eine Lastflusssimulation für das Jahr 2025 aus einer aktuellen Untersuchung zurück (Ecofys und Fraunhofer IWES 2014). Darauf aufbauend vergleichen wir illustrativ drei Netzgebietsklassen:

- „windenergiedominiert“ (zum Beispiel Schleswig-Holstein, Netzgebietsklasse A),
- „lastschwach“ (zum Beispiel Ostdeutschland, Netzgebietsklasse B) und
- „photovoltaikdominiert“ (zum Beispiel Bayern, Netzgebietsklasse D).

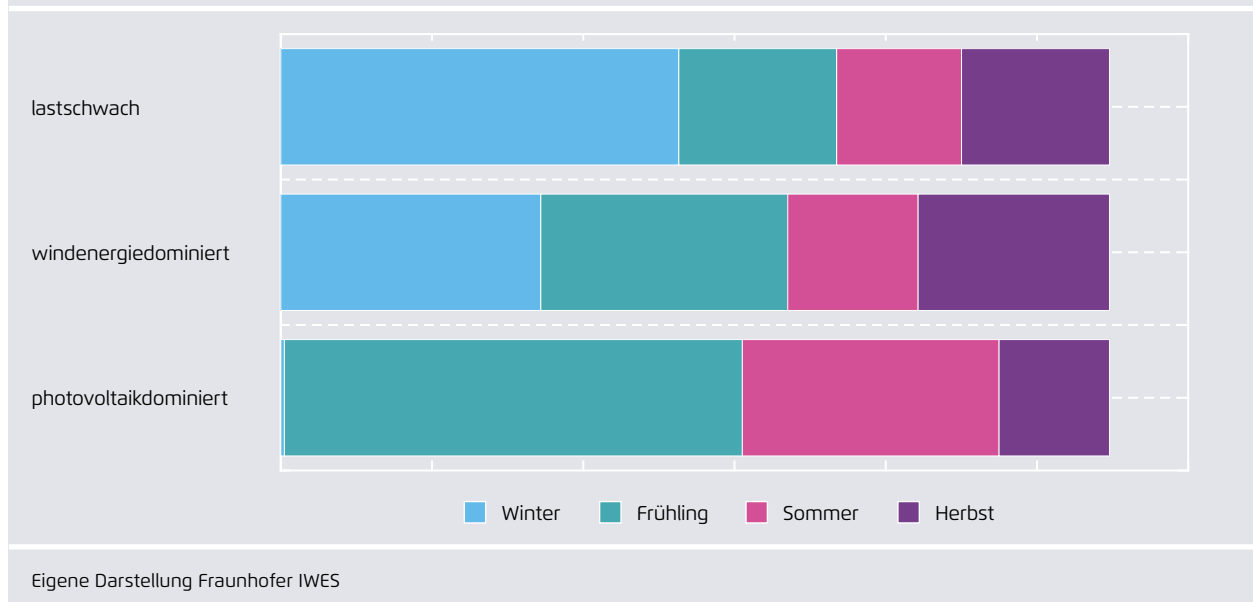
Für die Auswertung der Einspeisecharakteristik unterstellten wir vereinfacht die Anwendung der statischen Spitzenkappung der Residualkennlinie für eine abgegrenzte Netzregion (pro Übertragungsnetz-knoten). In Anlehnung an den aktuellen Rechtsrahmen unterstellen wir vereinfacht eine Spitzenkappung, die über das Jahr kumuliert genau drei Prozent der EE-Einspeisung beträgt. Die von der Spitzenkappung betroffenen Leistungsspitzen der regional spezifischen Residualkennlinien vergleichen wir anschließend. Eine Abschätzung von Netzrestriktionen ist nicht Gegenstand dieser Analyse.

Für die Einordnung möglicher Netzauswirkungen in der Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“ greifen wir auf eine separate Untersuchung zur Elektromobilität zurück (Rautiainen 2015).

Der Fokus liegt dabei auf einem Vergleich der spezifischen Einspeise- und Lastcharakteristik für die Netzgebietsklassen. Für eine Abschätzung der Engpässe sind Simulationen mit umfangreichen Informationen seitens der Netzbetreiber erforderlich. Im Folgenden (Abbildung 29) ist die Verteilung der von der Spitzenkappung betroffenen Energiemenge in den vier meteorologischen Jahreszeiten für die

Beispielhafte Saisonalität der möglichen zu vermeidenden Rückspeisung in von EE-dominierten Netzregionen gemäß eines abstrakten Drei-Prozent-Ansatzes

Abbildung 29



einzelnen Netzgebietsklassen dargestellt (Winter = Dezember bis Februar, Frühling = März bis Mai, Sommer = Juni bis August und Herbst = September bis November). Die Verteilung skizziert die saisonale Charakteristik eines möglichen Flexibilitätsbedarfs.

Im Folgenden (Abbildung 30) ist die Verteilung der zeitlichen Dauer der von der Spitzenkappung betroffenen Leistungsspitzen dargestellt, um die Charakteristik eines möglichen zeitlich begrenzten Flexibilitätsbedarfs zu skizzieren.

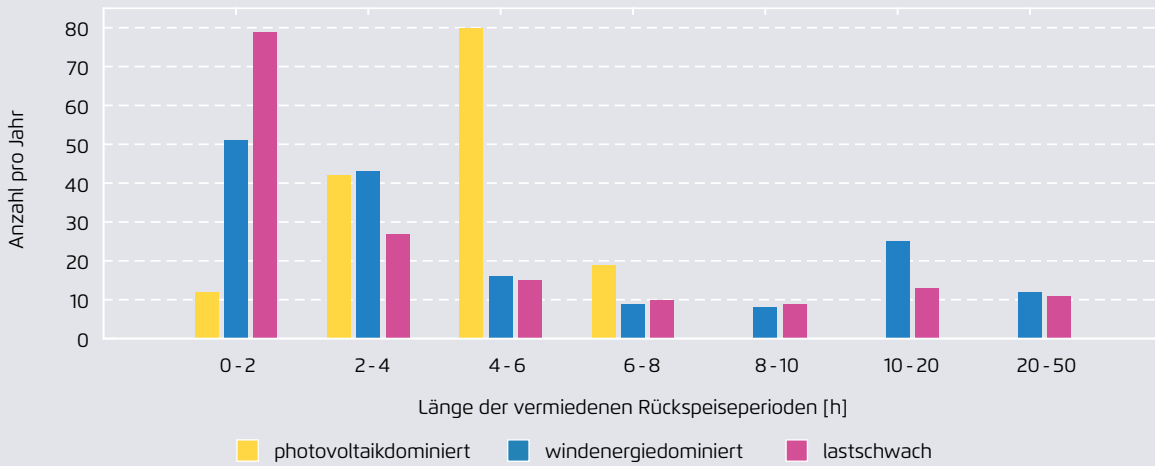
Für die Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“ steht dagegen nicht die durch EE-Erzeugung, sondern die durch neue Stromverbraucher insbesondere der Elektromobilität möglicherweise zu verursachende Netzbelastung im Vordergrund. Hierbei besteht eine große Abhängigkeit im Zusammenwirken von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Im Folgenden (Abbildung 31) ist das Ladeverhalten von Elektroautos illustrativ dargestellt. Netzbelastungen können einerseits im unregelmäßigen Fall entstehen, wenn am Abend viele Personen relativ zeitgleich das Fahrzeug anschließen und sofort laden (Referenz: lila Kurve). Netzbelastungen entstehen ebenfalls, wenn die Flexibilität der Fahr-

zeuge nur zur Minimierung der Kosten des Ladevorgangs eingesetzt wird (aggregatorbasierte Strategie, ABS: rote Kurve). Da in diesem Beispiel die Kosten für den Strombezug nachts sehr niedrig sind, kann es hier werktags zu noch höheren Lastspitzen kommen.¹⁹

¹⁹ In der wissenschaftlichen Untersuchung wurden auch Optionen zur Vermeidung der Netzbelastung untersucht, welche aber hier nicht im Fokus stehen. Diese sind: Gesamtoptimierungsstrategie, SBS: Minimierung der Kosten des Ladevorgangs unter Berücksichtigung vom Stromnetz-Restriktionen wie Leitungsbelastung und Spannungsgrenzen (also kennt der Flottenbetreiber in dieser Strategie auch das Stromnetz im Detail). Kommunikationsbasierte Strategie, CBS: umfasst „Flottenbetreiber“ und „VNB“, beziehungsweise entkoppelt die SBS in zwei Optimierungen. „VNB“ berechnet verfügbare Netzkapazität, hat aber keine Details zu den einzelnen Fahrzeugen. „Flottenbetreiber“ minimiert wiederum die Ladekosten und bekommt vom VNB eine Obergrenze für die maximale Ladeleistung der gesamten Fahrzeugflotte (der VNB berechnet diese aufgrund der maximalen Auslastung der Feeder beziehungsweise Stränge im Verteilnetz). DSO-basierte Strategie, DBS: Das Ziel dieser Strategie ist es, die Fahrzeuge so zu planen, dass die Lastspitzen im Netz geglättet werden. Die Zielfunktion besteht aus einer Minimierung des Leistungsbezuges von Haushalten im Netz mit einem Elektrofahrzeug.

Verteilung der Dauer der von der Spitzenkappung betroffenen Leistungsspitzen in drei Netzgebietsklassen in Stunden

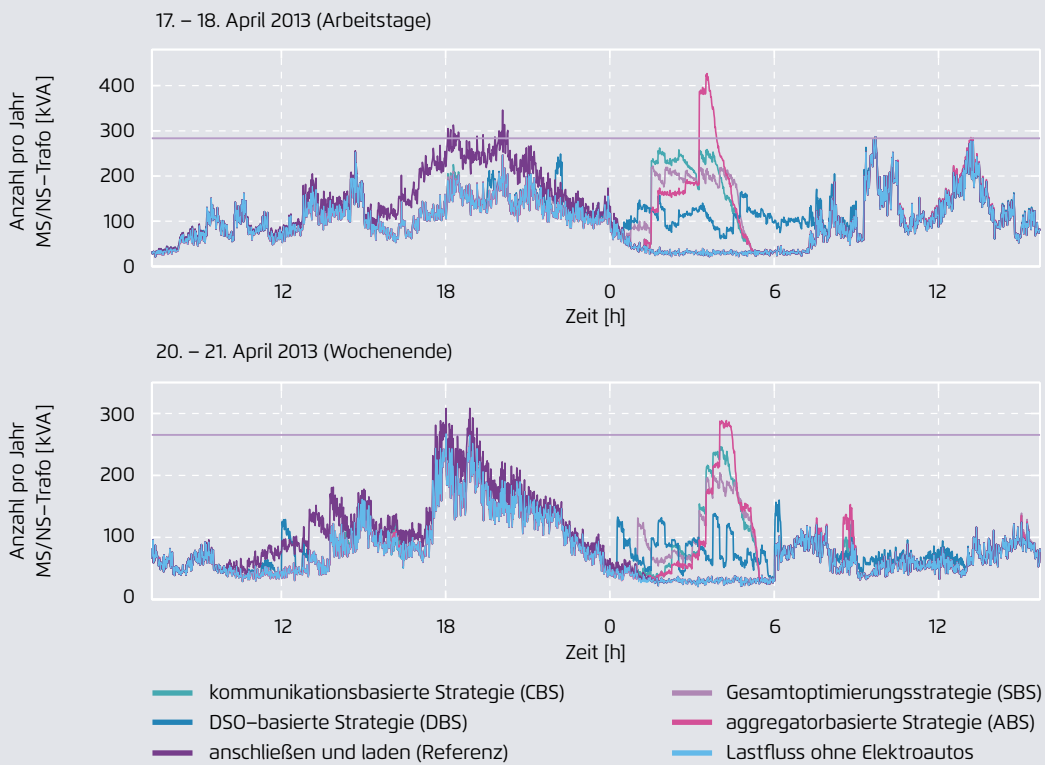
Abbildung 30



Eigene Darstellung Fraunhofer IWES

Netzauswirkung von Elektroautos an einem typischen Arbeitstag und Wochenende für verschiedene Ladestrategien

Abbildung 31



Rautiainen 2015

8.2 Flexibilitätsoptionen: Heute und Perspektive bis 2025

Im Folgenden sind die heutigen Flexibilitätsoptionen und deren Entwicklung bis 2025 im Überblick für ganz Deutschland dargestellt. Zum Status quo ist die regionale Verteilung in Form von Deutschlandkarten illustriert.

8.2.1 Datenbasis Deutschland

Die verfügbaren bundesweiten Flexibilitätspotenziale sind in ihrer Leistungshöhe in ihrer Wirkung auf Netzbelastungen aggregiert und grundsätzlich wie folgt strukturiert:

- zuschaltbare Erzeugung und abschaltbare Last
 - Erzeugung: installierte Leistung der Erzeugung abzüglich Verfügbarkeit von Kraftwerken

- Verbrauch: bundesweite Höchstlast (abgeleitet aus Jahresverbrauch und typischen Verbrauchsprofilen) einer Anwendungskategorie, die reduziert werden kann, in Bandbreiten des saisonalen Verbrauchs.
- abschaltbare Erzeugung und zuschaltbare Last
 - Erzeugung: bundesweite Erzeugung abgeleitet aus Jahresezeugung und Bandbreiten saisonaler Erzeugungsprofile bei Kraftwerken beziehungsweise installierte Leistung abzüglich meteorologisch bedingter Gleichzeitigkeit bei Windenergie und Photovoltaik
 - Verbrauch: installierte Leistung abzüglich Verfügbarkeit

Die bundesweit untersuchten heute technisch verfügbaren Flexibilitätsoptionen sind in den nachfolgenden zwei Tabellen als Übersicht zusammengefasst.

Übersicht aller Flexibilitätsoptionen in den ausgewählten Netzgebieten nach Wirkung auf den Engpass, aktuell verfügbarem Potenzial und der zukünftigen Entwicklung (Trend)

Tabelle 5

Technologie	windenergiedominiert			lastschwach			photovoltaikdominiert			laststark / vorstädtisch		
	Wirkung	Potenzial	Trend	Wirkung	Potenzial	Trend	Wirkung	Potenzial	Trend	Wirkung	Potenzial	Trend
KWK ($\leq 1 \text{ MW}_{el}$)	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
KWK ($> 1 \text{ MW}_{el}$)	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
KWK (Industrie)	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
Biogas	●	○	↑	●	○	↓	●	○	↑	●	○	↓
Feste Biomasse	●	○	↓	●	○	↓	●	○	↓	●	○	↓
Photovoltaik	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
Windenergie	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
Last	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
dezentrale Wärmepumpen	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
Nachtspeicher	●	○	↓	●	○	↓	●	○	↓	●	○	↓
E-Kfz	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
Power-to-Gas	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
PV-Batterie-Systeme	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
PV-PtH-Systeme	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
Biomasse (+ El. Heizkessel)	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
Großbatterien	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑
elektrischer Heizkessel	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑	●	○	↑

Symbol	Wirkung			Potenzial			Trend		
	niedrig	mittel	hoch	gering	mittel	groß	sinkend	gleichbleibend	ansteigend
●	●	○	○	○	○	○	↓	↑	↑
○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

Eigene Darstellung Ecofys und Fraunhofer IWES

Übersicht Flexibilitätsoptionen

Tabelle 6

Kategorie	Unterkategorie	Technologie	Aktuelles technisches Potenzial (in GW abzüglich bundesweiter Verfügbarkeit)		In welchen Bereichen wird die Flexibilität aktuell eingesetzt? (an den unterschiedlichen Teilbereichen des Flexibilitätsbedarfs) (x = eindeutig, (x) = teilweise)							Auf welcher Netzebene ist die Flexibilität angesprochen?		absolutes zukünftiges technisches Potential bis zum Jahr 2025 (in GW abzüglich Verfügbarkeit)		
			zuschaubare Erzeugung, ab-schaubare Last	abschaubare Erzeugung, zu-schaubare Last	Regelleistung	Spotmarkt	EinsMan	Redispatch	Ablay, unterb. Verbraucher §14a	zuschaubare Lasten (EEG 2017, §13 EnWG)	ÜN	VN	zuschaubare Erzeugung, ab-schaubare Last	abschaubare Erzeugung, zu-schaubare Last		
Erzeugung	KWK in Nah- und Fernwärmeversorgung	KWK ($\leq 1 \text{ MW}_{el}$)	1,3	0,4 – 0,7		(x)									1,5	0,4 – 0,8
	KWK in Nah- und Fernwärmeversorgung	KWK ($> 1 \text{ MW}_{el}$)	14,1	1,5 – 5,7	x			(x)				HöS			16,3	1,7 – 6,6
	KWK in Industrie und Gewerbe	KWK (Industrie)	5,7	5,7		(x)		(x)				HöS			5,7	5,7
	EE-Stromerzeugung	Biogas	4,1	4,1	x	(x)									5,3	2,9
	EE-Stromerzeugung	Feste Biomasse	2,0	2,0	x	(x)									1,9	1,2
	EE-Stromerzeugung	Photovoltaik	-	27,8		(x)									-	41,8
	EE-Stromerzeugung	Windenergie	-	36,5	(x)	(x)							HöS		-	64,1
	elektrische Großverbraucher	Last (Verschiebung, Abwurf, unterbrechbare Last)	1,2	-	(x)	(x)									6,8	1,2
Last	Wärmepumpe	dezentrale Wärmepumpen	0,1 – 1,7	2,5											0,3 – 3,7	5,6
	Nachtspeicher	Nachtspeicher (und Trinkwarmwasserspeicher)	0,0 – 6,0	26,0		(x)									0,0 – 3,0	13,0
	E-Kfz	E-Kfz	0,0	0,1											3,3	11,0
	Power-to-Gas	Power-to-Gas	-	0,0	x										-	0,1
Hybrid	EE-Anlagen + Speicher	PV-Batterie-Systeme	0,1	0,1											1,1	1,1
	EE-Anlagen + Speicher	PV-PTH-Systeme	-	-											-	1,1
	EE-Anlagen + Speicher	Biomasse (+ el. Heizkessel)	0,2	0,2	x	(x)									0,4	0,4
	Batteriespeicher	Großbatterien	0,1	0,1	x										0,2	0,2
	Power-to-Heat	el. Heizkessel	-	0,7	x									(x)	-	2,7

Eigene Darstellung Fraunhofer IWES und Ecofys

8.2.2 Regionale Differenzierung

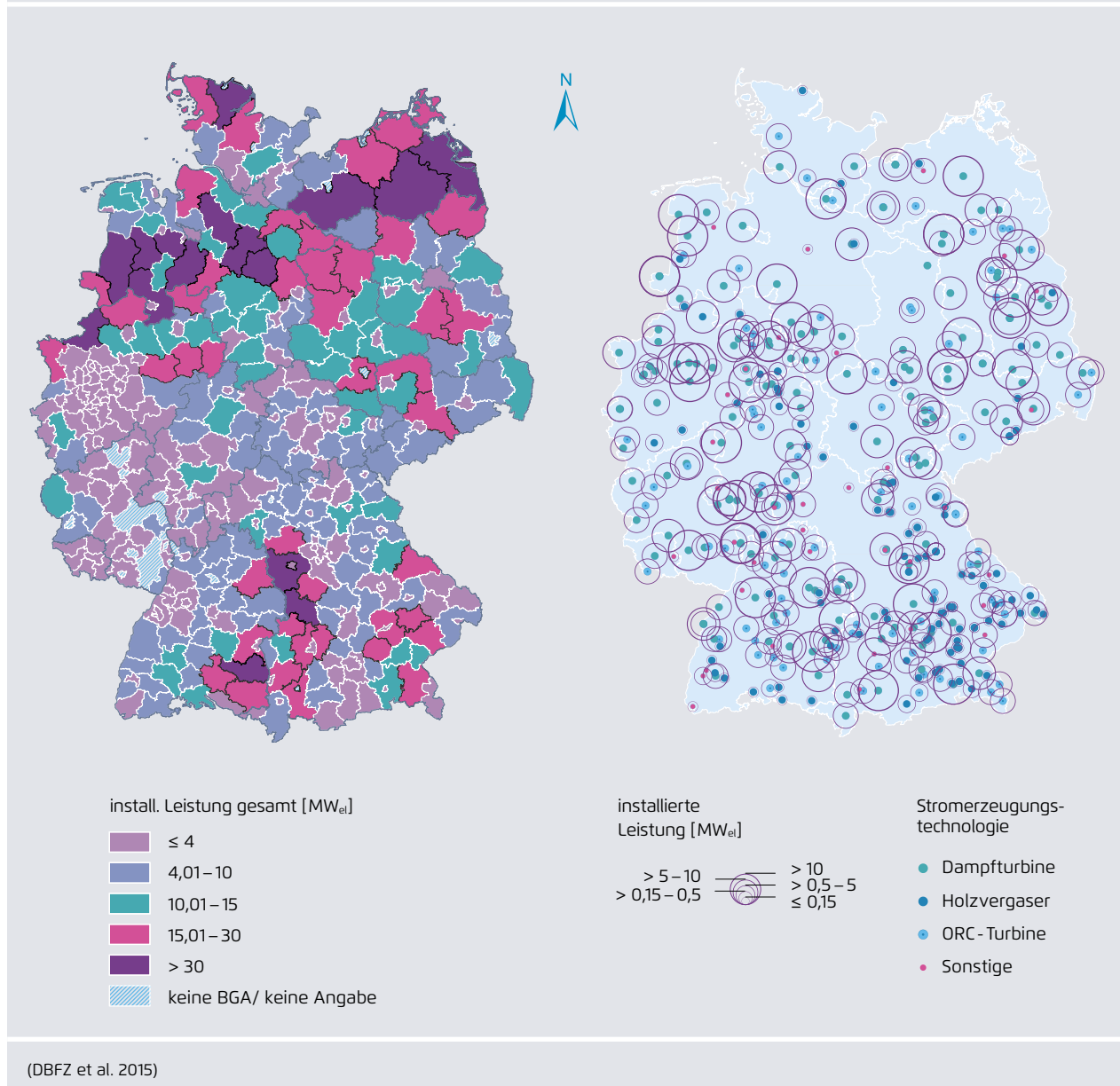
In Ergänzung den zu bereits in Kapitel 4.2 dargestellten Verteilungskarten, illustrieren die nachfolgenden Abbildungen die regionale Verteilung für weitere Technologien.

Im Folgenden sind die regionalen Verteilungen von Biogasanlagen und Feste-Biomasse-Anlagen darge-

stellt. Dabei sind Biogasanlagen eher im ländlichen Umfeld in Nord- und Süddeutschland und Feste-Bio-masse-Anlagen eher im kleinstädtischen Umfeld mit geringerer Präsenz in Norddeutschland vertreten. Dadurch, dass durch das EEG nur noch ein geringer Zubau angestrebt wird, ist von geringen Änderungen bis 2025 auszugehen.

Status quo Biogas (links) und feste Biomasse (rechts)

Abbildung 32



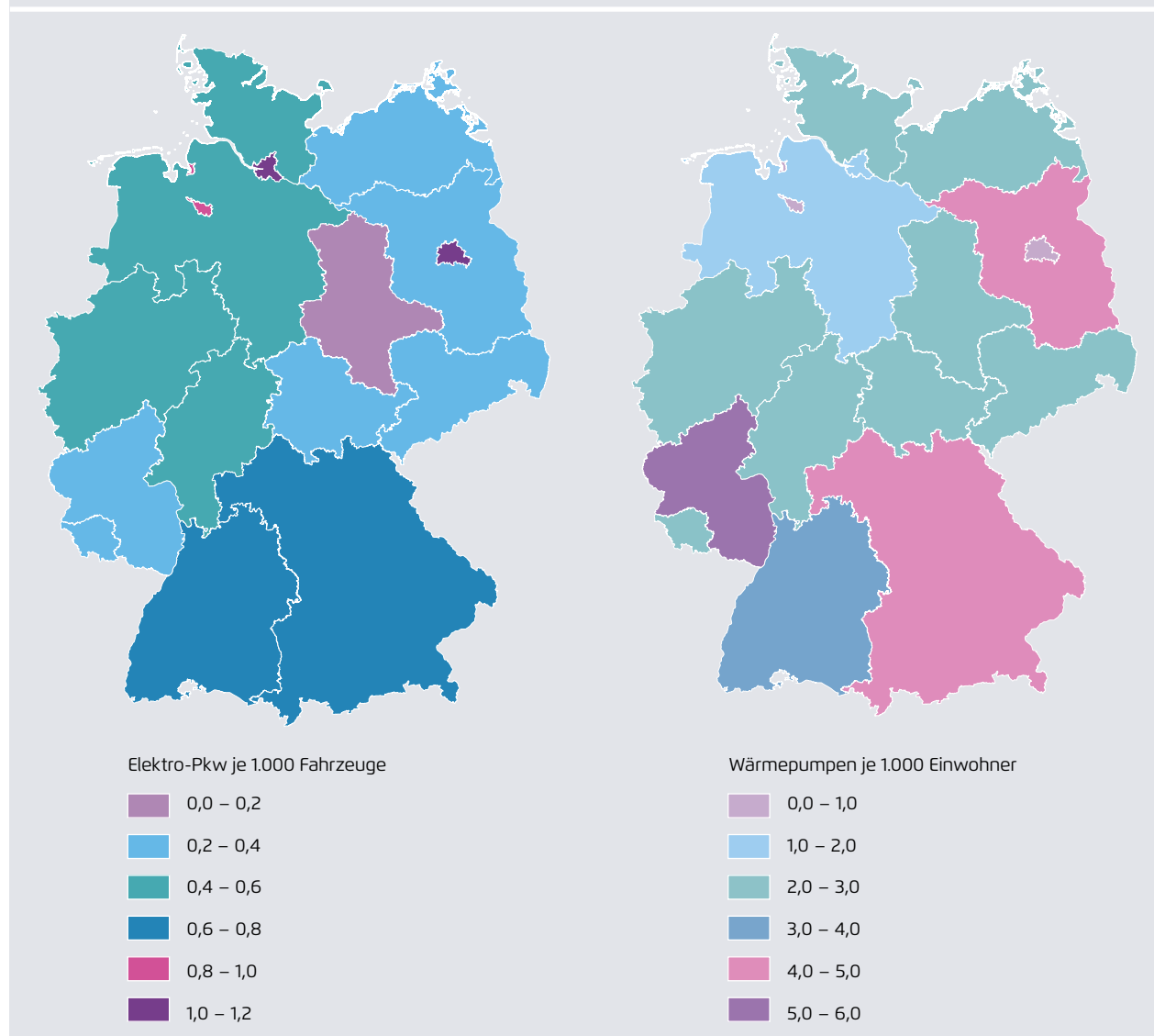
Im Folgenden ist die Verteilung von Elektrofahrzeugen (Gesamtbestand) und elektrischen Wärmepumpen (nur ab Inbetriebnahme im Jahr 2010) je Bundesland dargestellt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass beide Technologien derzeit nur eine geringe Durchdringung aufweisen und dass sich bis 2025 deutliche Änderungen ergeben können. Grundsätzliche Tendenzen sind aber erkennbar. So sind beide Technologien eher in Süddeutschland stärker vertre-

ten. E-Mobilität tritt zudem stärker in Städten (beziehungsweise hier nicht dargestellt im Speckgürtel von Städten auf). Hingegen finden sich Wärmepumpen relativ häufiger im ländlicheren Raum.

Im Bereich der Speichertechnologien *Power-to-Gas* und Batteriegroßspeicher existieren bislang nur wenige Einzel-Anlagen.

Status quo Elektrofahrzeuge (Gesamtbestand/1.000 Fahrzeuge, links) und Wärmepumpen (Absatzmarkt ab 01.01.2010/Einwohner, rechts)

Abbildung 33



Eigene Darstellung Fraunhofer IWES auf Basis von (Agentur für Erneuerbare Energien 2016a; Bundesverband Wärmepumpe e.V. 2015)

Status quo *Power-to-Gas* (links) und Großspeicher (rechts)

Abbildung 34



Eigene Darstellung auf Basis von Fraunhofer IWES und (Büro F 2016)

8.3 Hemmnisse für Flexibilitätsoptionen

Beschreibung bestehender Hemmnisse für Erzeuger		Tabelle 7	
Technologie	Problem	Art des Hemmnisses	Hemmnisse
		ökonomische	<ul style="list-style-type: none"> - „üblicher Preis“ als fixer Quartalspreis (bis 2 MW; bei Neuanlagen KWKG 2016 bis 100 kW) - hohe Komplexität des Themas Flexibilisierung, über Jahrzehnte etablierte unflexible Auslegung zeigt hohe Beharrungskräfte, bei aktuell geringem zusätzlichen Erlöspotenzial - eigene Entscheidung: Aufwendung für Flexibilisierung (Aufwand IKT und Abrechnung) vs. mögliche zusätzliche Erlöse durch Flexibilisierung → aktuelle niedrige Preisunterschiede, Trägheit im Markt → Grundlasterzeugung
	kleine KWK-Anlagen reagieren nicht auf Marktpreise	ökonomische	<ul style="list-style-type: none"> - Stromsteuerbefreiung (auch nach aktueller Änderung StromStV) bei räumlicher Nähe (4,5 km) im Fall von BHKW < 2 MW (Stadtwerke mit lokalen/regionalen Stromkunden) → geringerer Anreiz (2,05 ct/kWh), die Anlagen bei niedrigen Börsenpreisen abzuschalten → Grundlasterzeugung bei den Bestandsanlagen zu erwarten
		regulatorische	<ul style="list-style-type: none"> - Problem „virtuelle Kraftwerke“ § 12 StromStV zentrale Steuerung – bei mehr als 2 MW Summenleistung verfällt die Stromsteuerbefreiung → Probleme bei Bestands-EEG-Anlagen mit verpflichtender Fernsteuerbarkeit (< 100 kW) → Ausschlusskriterium für virtuelle Kraftwerke
		ökonomische	<ul style="list-style-type: none"> - hoher wirtschaftlicher Anreiz für Eigenstromversorgung – entweder im Fall vom Eigenheim (Anteile EEG-Umlage) oder als Mieterstrommodelle (EEG-Umlagepflichtig) → Grundlast bzw. Eigenerzeugung
			<ul style="list-style-type: none"> - KWK-Bonus wird in der Praxis auf alle Betriebsstunden umgelegt (obwohl 30.000 h Förderdauer theoretisch nicht grenzkostenwirksam wären). - hohe Kosten für Spitzenlastkessel im Vergleich zu KWK aufgrund Gasbezugsverträge und Gasnetzentgelte (Leistungspreis) und höhere Energiesteuern; Hier würde Änderungsbedarf in der Gasnetzentgeltregulierung und Energiebesteuerung bestehen. → Die technische Option, KWK abzuschalten und Wärmelieferverpflichtung mit Heizkessel zu erfüllen, wird nicht umgesetzt. - Alternativ wäre die KWK-PtH-Eigenstromerzeugung als virtueller Spitzenlastkessel denkbar, aber es sind zu wenige PtH-Anlagen verfügbar. → Auch teilflexible KWK schaltet nicht ab.
KWK	große Fernwärme-KWK wird zwar grundsätzlich strommarktgeführt betrieben, die Flexibilität der Abschaltung ist aber eingeschränkt	regulatorische	<ul style="list-style-type: none"> - Die VNNEs stellen eine wichtige Erlösquelle für die KWK dar (Vermeidung Leistungspreis der übergeordneten Spannungsebene). - Statische Netzregulierung (Bilanz Jahreshöchstlast) gibt in Tageszeiten/Monaten der Höchstlast feste Einsatzzeiten vor. → Auch teilflexible KWK schaltet nicht ab. → Ineffizienz von Subsystemen
		regulatorische	<ul style="list-style-type: none"> - Derzeit besteht eine Gleichrangigkeit von EE-Anlagen und KWK bei EinsMan (Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement v 2.1), obwohl KWK-Anlagen im Normalfall technisch in der Lage wären, die Wärmelieferverpflichtung mit dem Spitzenlastkessel zu erfüllen. - Zukünftig wird über zuschaltbare Lasten PtH in EinsMan-Regionen EE-Strom in KWK-Systemen nutzbar gemacht. → heutiges Problem unnötiger EE-Abregelung, das zumindest teilweise durch PtH kompensiert werden wird
			<ul style="list-style-type: none"> - Im Bereich der Industriekraftwerke (fast ausschließlich KWK) ist Eigenstromversorgung ein zentraler Bestandteil. Der All-gemeine Strombedarf spielt somit betriebswirtschaftlich keine Rolle (Bestandsschutz). Der Anreiz ist stark von den jeweiligen Ausnahmetatbeständen abhängig (geringer im Fall der stromintensiven Industrie im Vergleich zum Mittelstand).

	Industrie- kraftwerke in Eigen- erzeugung	regulatorische	<ul style="list-style-type: none"> - Ein Grund hierfür ist die Reduktion der Leistungspreise der Netzentgelte (statische Netzregulierung (Bilanz Jahreshöchstlast) gibt im Vergleich zu vNNEs bei Fernwärme ganzjährig die Einsatzzeiten vor). - Zudem wird durch den Einsatz von KWK-Anlagen der Fremdstrombezug auf eine Bandlast optimiert mit reduzierten Netzentgelte bei 6.000/7.000/8.000 h/a gemäß § 19(2) StromNEV. - Zudem bestehen Sondernetzentgelte für Ausfallzeiten bis 600 h/a für Netzersatzanlagen und Monatsnetzentgelte für Netzentgelte. Einen weiteren Anreiz stellt die atypische Netznutzung dar. → <i>Must-run</i>-Charakter für Strommarkt: Bestehende Industrie-KWK optimiert sowohl Fremdstrombezug als auch Eigenerzeugung und wird bei technischem Ausfall/Wartung durch Ausnahmen geschützt.
Biomasse	Biogas ist unflexibel	techno- ökonomische	<ul style="list-style-type: none"> - z. T. fehlende bzw. noch nicht angepasste technische Ausstattung der Biogasanlagen für den flexiblen Betrieb aufgrund von politischen Unsicherheiten (Bioenergieförderung ja/nein), geringe Preispreeds an der Börse - Z.T. werden installierte elektrische Kapazitäten nicht entsprechend den technischen Möglichkeiten genutzt. Grund: geringe Preisspread und somit geringe zusätzliche Stromerlösmöglichkeiten; höhere Erlöse durch den Wärmeverkauf. - Verpflichtung, bestimmten KWK-Anteil im Wärmenetz zu realisieren, veranlasst die Betreiber, die Anlage so lange wärmegeführt zu betreiben, bis diese Anforderungen im Jahresverlauf sicher nicht untererfüllt werden, ebenso können die Anforderungen an die max. Verlustenergie im Nahwärmenetz zu ähnlichen Ergebnissen führen. - Für die Flexibilisierung stehen z. T. nicht ausreichende Netzanschlusskapazitäten nach den aktuellen Verfahren zur Ermittlung des nächstliegenden Netzanschlusses bereit. Grund: Gleichzeitigkeitsfaktor bei flexiblen Anlagen wird nicht ausreichend berücksichtigt. - in der Vergangenheit hoher Anreiz Regelleistung (Leistungspreise), geringerer Anreiz Spotmarkt, Inflexibilität durch die Ausschreibungsmodalitäten am RL-Markt (ohne zusätzliche Erzeugungskapazitäten: Fokus negative Regelleistung (SRL, MRL) durch Abschaltung, sonst Grundlasterzeugung); Durch die gesunkenen Erlöspotenziale an RL-Markt sinkt dieser Einfluss. - relevante genehmigungsrechtliche Änderungen zu erwarten (Lagerdauer, Lagerkapazität): Landwirte warten ab, um genau zu wissen, welche Investitionen in Zukunft aufgrund dessen notwendig sind.
	feste Biomasse ist unflexibel	techno- ökonomische	<ul style="list-style-type: none"> - Die technischen Restriktionen, welche mit geringem Aufwand abgebaut werden können, sind noch nicht umgesetzt (IKT, Hydraulik, Gasqualität usw.). - Die Wärmelieferverpflichtung hat großen Einfluss auf die Betriebsweise, insbesondere wenn die Strompreise nicht sehr hoch sind. - Verpflichtungen aufgrund des Primärenergiefaktors können im Einzelfall dazu führen, dass die Wärmebereitstellung Vorrang hat, obwohl der Strompreis ein anderes Signal sendet. → die mögliche technische Flexibilität der BMHKW beschränkt sich regelmäßig, auch bei sehr niedrigen Strompreisen, darauf, die Stromproduktion nur kurzzeitig einzustellen. Es ist zukünftig denkbar, dass die Stromproduktion bei Phasen mit geringem Strombedarf zwar reduziert, aber i. d. R. nicht eingestellt wird (Teillast). Dies beschränkt entsprechend auch das betriebswirtschaftliche Potenzial der Flexibilität für die Anlagen und die Wirkung im Stromnetz. Kurzzeitiges Einstellen der Stromproduktion < 1 h ist darüber hinaus technisch machbar, wenngleich dies mit hohen Kosten verbunden ist, wenn diese Energiemengen gleichzeitig nicht genutzt werden können. - Bisher ist die Regelleistung durch Windenergie und Photovoltaik (negative Regelleistung durch Abschaltung) nicht möglich. Die Rahmenbedingungen für Windkraft (Präqualifikation, Nachweisverfahren möglicher Einspeisung) werden angepasst. Grundsätzlich ist der ökonomische Anreiz des Regelleistungsmarktes für Windenergie gering. → technisches Potenzial für Regelleistung bisher nicht nutzbar
Wind- energie/ Photo- voltaik	Potenzial EE-Abregelung nicht ausgeschöpft	regulatorische regulatorische	<ul style="list-style-type: none"> - Anreiz zur EE-Abregelung in Höhe der vermiedenen gleitenden Marktprämie, bzw. bei 6 h mit negativen Preisen hintereinander 0 ct (§ 24 bzw. § 51 EEG), uneinheitlich und anlagenspezifisch - § 24 bzw. § 51 EEG Verzerrung des Preissignals zwischen <i>Intraday</i>-Markt und <i>Day-ahead</i>-Markt

Eigene Darstellung Fraunhofer IWES

Beschreibung bestehender Hemmnisse für Lasten

Tabelle 8

Technologie	Problem	Art des Hemmnisses	Hemmnisse
industrielle Lasten	ein sehr hohes technisches Potenzial	regulatorische	- Statische Netzregulierung (Bilanz Jahreshöchstlast) setzt nur Anreiz zur Vermeidung von Spitzenlasten (Leistungspreis Netznutzungsentgelte). → unterbindet Abruf von Spitzenlasten, auch wenn es gesamtsystemisch sinnvoll wäre
		ökonomische	- bestehende Flexibilität für Regelleistungsmarkt und <i>Redispatch</i> , durch AbLaV subventioniert, eigene Anreize des Strommarktes gering
		techno-ökonomische	- Status quo: lokaler teils manueller Einsatz von Flexibilität zur Reduktion der Jahreshöchstlast - fehlende IKT - statische Optimierung (HT/NT) für den Strombezug (Terminmarkt) der Kunden mit registrierter Leistungsmessung (RLM) - fehlende finanzielle Anreize der Strommarktes → Bestehende Flexibilität wird ineffizient eingesetzt.
Wärmepumpe (WP), Nachtspeicherheizung (NSH), E-Kfz	dezentrale unterbrechbare Verbraucher schwer flexibel einbindbar	technische	- Unterbrechbare Verbraucher werden kaum zur Netzentlastung abgeschaltet. - bestehende WP: teilweise HT/NT-Zähler und entsprechende Regelung, teilweise nur Eintarifzähler – Abrechnung nach thermischem Standardlastprofil (SLP) - bestehende NSH: HT/NT-Zähler, statische Flexibilität – Abrechnung nach thermischem SLP - Elektrofahrzeuge weisen oft keinen separaten Zähler für unterbrechbare Verbraucher nach § 14a auf. - IKT nicht vorhanden, Zählerstandsgangmessung nicht vorhanden - Anlagentechnik z.T. nicht dafür technisch ausgelegt (insbesondere bei NSH) → höherer technischer Aufwand für Bestandsanlagen
		regulatorische	- für § 14a verpflichtende Smart Meter mit Zählerstandsgangmessung ab 01.08.2017 (Vorraussetzung: Feststellung der technischen Machbarkeit durch BSI) für Bestandsanlagen, Übergangszeit bis zu 8 Jahre. Ein Versorger kann den Einbau von Smart Metern mit Zählerstandsgangmessung (monatliches Auslesen der Zähler, keine Kommunikation) einfordern. Die Kosten trägt der Kunde. - Für Smart Meter, die nach dem 01.08.2017 eingebaut werden, besteht eine verpflichtende Auflösung thermischer Lastprofile (TLP) durch Auslesen der 15-Minuten-Profile. Nur wenn jetzt noch vorher Smart Meter eingebaut werden, dürfen die Kunden für Übergangszeit von 8 Jahren auch noch im TLP bleiben bzw. ist dies Entscheidung des Versorgers. → Unsicherheit darüber, wie schnell Bestandsanlagen aus TLP herausgelöst werden
		ökonomische	- Geschäftsmodell für hohen Kommunikationsaufwand fehlt (z. B. Regelleistung) - kostengünstige Modelle wie indirekte Spotmarktoptimierung oder Speerzeiten-Kommunikation (Versorger definiert zusätzliche Speerzeiten) kostengünstig möglich - Problem: relativ geringer Verbrauch effizienter neuer Anwendungen wie WP, E-Pkw; unsichere Sterbelinie bestehender ineffizienter Nachtspeicher mit hohem Stromverbrauch → Wirtschaftlichkeit eingeschränkt

Eigene Darstellung Fraunhofer IWES

Beschreibung bestehender Hemmnisse für Hybridsysteme

Tabelle 9

Technologie	Problem	Art des Hemmnis	Hemmnisse
PV-Batteriesystem	dezentrale Batterien werden nicht ins System eingebunden	ökonomische	- Eigenstromanreiz für Kleinanlagen insbesondere im Bereich Hauseigentümer mit Batteriespeicher (weniger relevant im Bereich Mieterstrommodelle) → Ineffizienz von Subsystemen
		regulatorische	- geringe Speichergröße von 1–2 h, die durch Eigenstromanreiz ausgeschöpft wird, Änderung nur bei Photovoltaikaltanlagen ohne EEG-Förderung zu erwarten - statische Leistungsreduktion (Höchstlast): von 70 % oder steuerbar (ohne Speicher) auf 50 % (mit Speicher bei KfW) - kein Smart Meter, IKT, Geschäftsmodelle für gesamten Haushalt → Dezentrale Verbraucher sind nicht in Strommarkt eingebunden.
PV-PtH-Systeme	keine Systemeinbindung	ökonomische	- Eigenstromanreiz bei Photovoltaikaltanlagen ohne EEG-Förderung
		regulatorische	- statische Leistungsreduktion (Höchstlast): von 70 % oder steuerbar (ohne Speicher) - kein Smart Meter, IKT, Geschäftsmodelle für gesamten Haushalt → Dezentrale Verbraucher sind nicht in Strommarkt eingebunden.
Biogas + PtH	Potenzial nicht ausgeschöpft	techno-ökonomische	- niedrige Erlöspotenziale, ungewisse Entwicklung der Erlöspotenziale, evtl. negativer Einfluss auf die Prämärfaktorbewertung der Wärmebereitstellung mittels Biogas und PtH bei zukünftiger relevanter Nutzung von niedrigen Strompreisen durch PtH, - PtH weist das größte Potenzial an flexiblen Anlagen auf, aber die Biogasanlagen sind nur z. T. flexibilisiert . - Die Strompreise müssen sehr niedrig sein bzw. negativ, damit die Wärmebereitstellung aufgrund der EEG-Umlage betriebswirtschaftlich interessant ist. Die Netzentgelte (insbesondere der Leistungsanteil) können ebenfalls eine Kostenposition darstellen, welche die Nutzung einschränken bzw. die Investition verhindern.
Großbatterien	Fokus Regelleistung	ökonomische	- hohe Kosten, die nur durch Erlöse am Primärregelleistungsmarkt erwirtschaftet werden, kein zusätzlicher Freiheitsgrad für Flexibilität → spezifische Flexibilität für eine Anwendung
Power-to-Heat (PtH)	Stromverwendung statt EE-Abregelung unterbunden	regulatorische	- hohe Kostenbestandteile für den Stromeinkauf einerseits: EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelte und damit verbundene Abgaben (Energie) - fehlende Energiebesteuerung, CO ₂ -Besteuerung (bzw. Zertifikatepreise) andererseits - Nur die KWK-PtH-Eigenstromerzeugung als virtueller Spitzenlastkessel ist davon ausgenommen . Dies vermeidet aber nur die Rückspeisung der KWK und ermöglicht nicht die Aufnahme von Fremdstrom. Aber der zeitgleiche Einsatz von PtH und KWK führt zu Teillastverlusten der KWK und damit ggf. zur Verletzung des Hocheffizienzkriteriums für die KWK. Hier gäbe es Änderungsbedarf beim Hocheffizienzkriterium. → PtH kann im Fall von negativen Preisen nicht eingesetzt werden. → PtH weist im Regelleistungsmarkt höhere Grenzkosten gegenüber konventionellen Kraftwerke auf, insbesondere auch in Stunden mit niedrigen/negativen Börsenpreisen.
		ökonomische	- Baukostenzuschüsse (BKZ) werden lokal individuell für Netzanschluss in Rechnung gestellt und verhindern Investitionen in „Überschussstrom“-Verbraucher. → Dadurch reduziert sich das wirtschaftliche Potenzial auf Anschlüsse, die noch über freie Leistungspuffer verfügen.
	regulatorische	- Der PtH-Abwurf zu schwer prognostizierbaren Höchstlastzeitfenstern kann zur Beeinträchtigung der Erlöse der vNNEs für KWK führen. → Einschränkung der zeitlichen Verfügbarkeit der PtH-Anlage	
	technische	- Im Fall von Bandlast-Industrieverbrauchern (reduzierte Netzentgelte) und KWK-Eigenerzeugung würde der PtH-Abwurf auf dem gleichen Betriebsgelände der Wärmesenke die Höchstlast erhöhen. → Potenzialeinschränkung	
	das Potenzial ist eingeschränkt	technische	- Der Regelleistungsabruf berührt grundsätzlich nicht den Geltungsbereich der atypischen Netznutzung . In der Praxis ist das Herausrechnen der verschiedenen Abrufe schwierig. → Einschränkung der zeitlichen Verfügbarkeit der PtH-Anlage

Eigene Darstellung Fraunhofer IWES

8.4 Illustration morphologischer Kasten: Kategorien und potenzielle Ausprägungen

Tabelle 10

Illustration eines exemplarischen morphologischen Kastens mit verschiedenen Modelleigenschaften

Grundprinzipien		Preisbildung und -weitergabe			Akteure		Produktdefinition				
		Regionale Auflösung	Koordination mit anderen Märkten	Preisbildung	Vergütung	Anforderer	Koordinator	Kontrahierungszeitraum	Bewirtschaftungszeitraum	Einsatzzeitraum	
Koordinationsprinzip	Teilnahmeverpflichtung	Bestimmt die Engpassinformation übermittelt wird	bestimmt die Größe der Marktgebiete (Aggregatzebene)	bestimmt die Koordination mit Intraday, Redispatch etc.	definiert den Grad des regulatorischen Eingriffs in die Preisbildung	Bestimmt, wem und auf welche Art Vergütung gezahlt wird	engpassbetroffener Netzbetreiber, der Flexibilität anfragt	trägt Verantwortung für Beschaffung der Flexibilität	bestimmt, wann die Flexibilität kontrahiert werden	bestimmt, für welche Zeiträume die Flexibilität zur Verfügung stehen müssen	bestimmt, wann über die Aktivitäten der Flexibilitätenschieden wird
Quotierung (Markteinschränkung)	„freie Marktteilnahme“	Netzstrang	Einschränkung des Marktvolumens	kein Eingriff	Vergütung an Flex-Anbieter	VNB	VNB	jährlich	> 1 Jahr	Day-ahead	Day-ahead
Flexbezug (Netzengpassbeseitigung, aktiver Bezug vom Markt)	„obligatorische Teilnahme“	Verteilnetz	Harmonisierung und Doppelnutzung von Produkten	Ober-/ Untergrenzen	Vergütung des Netzbetreibers	ÜNB	ÜNB	monatlich	1 Jahr	Intraday	Intraday
		netzbereit-berührende Gebiete	keine Koordination	an anderen Märkten angelehnt/ indexiert	Reduzierte Netzentgelte	Aggregator	Aggregator	Day-ahead	1 Monat	Month-ahead	Month-ahead
			regulatorische Festlegung	regulatorische Festlegung		Bilanzkreisverantwortlicher		4 h ahead	täglich		
usw.	usw.	usw.	usw.	usw.	usw.	usw.	usw.	usw.	usw.	usw.	usw.

Eigene Darstellung Ecofys

Glossar

Anforderer: Unter dem Anforderer wird derjenige Netzbetreiber verstanden, der in seinem Netzgebiet einen Engpass detektiert und zu dessen Behebung Flexibilität anfragt. Diese Anfrage kann innerhalb des eigenen Netzgebietes gestellt werden oder aber an einen unterlagerten oder benachbarten Netzbetreiber weitergegeben werden.

Day-Ahead-Auktion: Unter dem *Day-Ahead*-Handel versteht man die Menge der Handelsgeschäfte an den relevanten Börsen und bilaterale Geschäfte (OTC) für den Folgetag. Gebote müssen bis um 14 Uhr des Vortages abgegeben werden und werden bis 12.40 Uhr veröffentlicht. Gehandelt werden volle Stunden oder standardisierte Blockangebote zu Hoch- oder Nebenzeiten.

Drei-Prozent-Ansatz: Der Drei-Prozent-Ansatz bezeichnet die Berücksichtigung von Spitzenkappung bei der Netzplanung in Höhe von bis zu drei Prozent der jährlich durch Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen produzierten Energiemenge, der 2016 vom Gesetzgeber in § 11 (2) EnWG berücksichtigt wurde. Die zugrundeliegende Idee für den Drei-Prozent-Ansatz ist, dass das Netz nicht für den Extremfall von selten auftretenden Einspeisespitzen, die vor allem durch die Einspeisung wetterabhängiger fluktuierender EE-Anlagen bedingt sind, ausgelegt wird. Auf diese Weise können laut Gesetzesbegründung die volkswirtschaftlichen Kosten gesenkt werden (Strommarktgesetz 2015).

Elektrofahrzeuge (E-Kfz): Elektrofahrzeuge sind Fahrzeuge mit Elektromotoren, deren mobile Energiequelle ein Akkumulator ist. Dieser muss regelmäßig an Ladestationen aufgeladen werden. Bis zum Jahr 2020 sollen nach Plänen der Bundesregierung mindestens eine Million Elektrofahrzeuge fahren. Mit Elektrofahrzeugen tritt eine neue Kategorie flexibler Lasten auf, die als Speicher genutzt werden können und deren Laden in Zukunft koordiniert werden muss, um Gleichzeitigkeitseffekte und eine hohe Netzbelastung zu vermeiden. Mögliche Koordinationsmechanismen wären technische Richtlinien zum

Lademanagement oder auch entsprechende Flexibilitätsmärkte.

Freiwilliges Quotenmodell mit regulierter Preisbildung (Smart-Market-Modell): Das Modell ist eines der im Rahmen der vorliegenden Studie entwickelten Konzepte. Anlagenbetreiber können sich gegen einen zu definierenden Anreiz (zum Beispiel reduzierte Netzentgelte) für eine Quotierung durch den Netzbetreiber zur Verfügung stellen. Prognostiziert der Netzbetreiber einen Engpass, kann er diese Anlagen quotieren, das heißt deren Bezug beziehungsweise Einspeisung einschränken. Die genaue Ausgestaltung der Quoten für die einzelnen Anlagen ist von der gewählten Zuweisungsregel abhängig. Bei dem Modell handelt sich um eine Weiterentwicklung des § 14a EnWG.

Intraday-Auktion: Der *Intraday*-Handel umfasst kurzfristige bilaterale Handelsgeschäfte sowie an den relevanten Börsen, die zwischen 15 Uhr des Vortages und bis zu 30 Minuten vor Einsatz stattfinden. Grundlage sind Viertelstundenprodukte sowie minimale Einheiten von 0,1 Megawatt.

Kaskadenmodell (Smart-Market-Modell): Das Modell ist eines der im Rahmen der vorliegenden Studie entwickelten Konzepte. Es wird eine lokale Flexibilitätsplattform eingerichtet, auf der teilnehmende Anlagen Informationen über ihre Fähigkeit zum flexiblen Einsatz bereitstellen können und auf der der VNB als *Single Buyer* für Flexibilitäten auftritt. Detektiert der VNB einen Engpass, kann er kurzfristig gezielt auf effizient entlastende Anlagen zugreifen. Diese werden dann für Leistungen auf der Gesamtsystemebene gesperrt und erhalten auf Basis ihres Einsatzes eine Vergütung. Aufgrund des Missbrauchsrisikos auf lokaler Ebene ist die Preisbildung reguliert, das heißt, sie ist zum Beispiel an Preise anderer Märkte wie den Regelleistungsmarkt gekoppelt.

Koordinator: Der koordinierende Netzbetreiber (Koordinator) trägt die Verantwortung, dass ein auftretender Engpass tatsächlich beseitigt wird. Der

Koordinator setzt die ihm zur Verfügung stehenden Instrumente beziehungsweise Flexibilitätsoptionen auf dem *Smart Market* so ein, dass die vom anfordernden Netzbetreiber (Anforderer) angefragte Entlastung auf den Engpass erzielt wird. Wichtige Instrumente sind, wie in Kapitel 2.1 beschrieben, *Redispatch* und *Einspeisemanagement*, aber es existiert noch eine Vielzahl anderer Instrumente, die in Kapitel 7 beschrieben werden. Wird die Engpassbehebung im gleichen Netzgebiet durchgeführt, in dem der Engpass auftritt, sind Anforderer und Koordinator identisch.

Lastschwach (Netzgebietsklasse): Die Netzgebietsklasse „lastschwach“ wird zum Beispiel durch Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg repräsentiert. Die hohe Windenergieeinspeisung findet größtenteils auf der Hoch- und Mittelspannungsebene statt, gleichzeitig ist eine mäßige bis geringe Menge an Photovoltaik installiert. Die Last pro Entnahmestelle ist gering.

Laststark/vorstädtisch (Netzgebietsklasse): Die Netzgebietsklasse „laststark/vorstädtisch“ umfasst Gebiete mit geringer Einspeisung durch Photovoltaikanlagen und geringer Einspeisung bei gleichzeitig hoher Last pro Entnahmestelle. Dies entspricht dem Profil von Vorstädten. Die hohe (fluktuierende) Last ist engpassverursachend. Momentan tritt diese Situation zum Beispiel in Gebieten mit einer hohen Dichte an Nachtspeicherheizungen auf - in Zukunft kann dies allerdings großflächiger zum Problem werden, wenn die Anzahl zugelassener Elektrofahrzeuge steigt und neue Gleichzeitigkeitseffekte zu beobachten sind.

Netzengpass: Netzengpässe treten auf, wenn ein resultierender Lastfluss die festgelegten Grenzwerte der Leitungsbelastung oder des Transformators verletzt. Dies ist in der Regel der Fall bei der Überschreitung der Stromstärke (thermische Überlastung) oder der Verletzung des Spannungsbandes. Um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten, sind Netzengpässe zu beheben.

Netzengpassbehebung: Bei Auftreten von Netzengpässen müssen Maßnahmen zu deren Behebung getroffen werden. Im Falle thermischer Belastung müssen die Netztopologie oder das Last- und Einspeiseprofil beispielsweise verändert werden, sodass die korrigierten Lastflüsse die Grenzwerte nicht mehr verletzen. Als Instrumente stehen den Netzbetreibern dafür Schaltmaßnahmen oder Instrumente wie *Redispatch* und *Einspeisemanagement* zur Verfügung. Die vorliegende Studie schlägt weitere Instrumente im Rahmen von *Smart Markets* vor.

Netzgebietsklasse: Je nach vorliegender Netztopologie und Erzeugungs- und Laststruktur lassen sich wiederkehrende Engpassmuster feststellen. Charakteristisch sind die Laststruktur sowie Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung, weshalb diese Parameter für verschiedene regionale Verteilnetzstudien zur Untersuchung von Hypothesen oder zur Generierung von Netzgebieten verwendet werden.

Neue Flexibilitätsplattform (Smart-Market-Modell): Das Modell ist eines der im Rahmen der vorliegenden Studie entwickelten Konzepte. Die neue Flexibilitätsplattform wird von einem unabhängigen Plattformbetreiber organisiert und steht allen Netzbetreibern für Systemdienstleistungen zur Verfügung. Sie ist ähnlich dem heutigen Regelenergiemarkt exklusiv als Systemdienstleistungsplattform definiert und von daher nicht dem reinen Marktbereich zugeordnet. Die Netzbetreiber treten als *Single Buyer* auf.

Photovoltaikdominiert (Netzgebietsklasse): Die Netzgebietsklasse „photovoltaikdominiert“ wird zum Beispiel durch Bayern und Baden-Württemberg repräsentiert. Die hohe Photovoltaikeinspeisung findet größtenteils auf der Mittel- und insbesondere der Niederspannungsebene statt, gleichzeitig ist eine mäßige bis geringe Menge an Windkraft installiert. Die Last pro Entnahmestelle ist hoch und umfasst sowohl Industrielasten auf Hochspannungsebene als auch Haushaltslasten auf Niederspannungsebene.

Regionaler IntradayPlus (Smart-Market-Modell):

Das Modell ist eines der im Rahmen der vorliegenden Studie entwickelten Konzepte. Der Netzbetreiber tritt als zusätzlicher Nachfrager am *Intraday*-Markt auf. Das Modell ist daher kein *Single-Buyer*-Modell. Das am *Intraday*-Markt gehandelte Stromprodukt erhält zusätzlich eine regionale Eigenschaft, sodass der Netzbetreiber dieses zur Engpassbehebung einsetzen kann. Aufgrund der zusätzlichen Nachfrage der Netzbetreiber kann es zu einer regionalen Preisdifferenzierung kommen, sobald Engpässe auftreten.

Regionaler RegelenergiemarktPlus (Smart-Market-Modell):

Das Modell ist eines der im Rahmen der vorliegenden Studie entwickelten Konzepte. Regelenergieprodukte werden um eine lokale Komponente erweitert. Auf diese Weise können die Netzbetreiber direkt ersehen, wo die entsprechenden Anlagen lokalisiert sind und diese zielgerichtet für die lokale Engpassbehebung einsetzen. Der RegelenergiemarktPlus wird durch die ÜNBs betrieben. Wie auch heute erhalten Anlagenbetreiber eine Kompensation für die gesicherte Bereitstellung der Kapazität und eine Vergütung bei Flexibilitätseinsatz. Die ÜNBs haben Zugriff auf die durch die ÜNBs betriebene Plattform für die eigene Engpassbehebung.

Sekundärmarkt-Quotenmodell (Smart-Market-Modell):

Das Modell ist eines der im Rahmen der vorliegenden Studie entwickelten Konzepte. Prognostiziert der Netzbetreiber einen Engpass, kann er die engpassrelevanten Anlagen im Netzgebiet quotieren, das heißt, deren Bezug beziehungsweise Einspeisung einschränken. Die genaue Ausgestaltung der Quoten für die einzelnen Anlagen ist von der gewählten Zuweisungsregel abhängig. Die Anlagenbetreiber müssen an der Quotierung teilnehmen, haben allerdings die Möglichkeit, auf einem Sekundärmarkt aufzutreten, auf dem Netznutzungsrechte gehandelt werden können, sodass die vom Netzbetreiber zugewiesene Grundausstattung mit Nutzungsrechten dem tatsächlichen Nutzungsverhalten angepasst werden kann.

Smart Market: *Smart Markets* sind Koordinationsmechanismen, die zwischen Markt- und Netzsphäre vermitteln. In aktuell diskutierten Ampelkonzepten wird diese Sphäre als gelbe Phase bezeichnet. *Smart Markets* sind aufgrund ihrer Funktion charakterisiert durch eine zeitliche und räumliche Komponente, da sie regionale Netzengpässe bewirtschaften. Daher haben sie Monopolcharakter und sind regulierungsbedürftig.

Spotmarkt: Am Spotmarkt werden kurzfristige Stromlieferungen gehandelt, die Teil des *Day-Ahead*-beziehungsweise *Intraday*-Handels sind. Der für Deutschland relevante Spotmarkt ist die EPEX Spot in Paris. Davon unabhängig sind bilaterale Handelsgeschäfte, sogenannte *Over-the-Counter*-Geschäfte (OTC-Geschäfte).

Windenergiedominiert (Netzgebietsklasse): Die Netzgebietsklasse „windenergiedominiert“ spiegelt die Charakteristika Schleswig-Holsteins wieder, das heißt, bei hoher Windenergieeinspeisung ist ebenso eine hohe Photovoltaikeinspeisung zu verzeichnen bei mäßiger Last. Windenergieanlagen sind in großer Zahl an der Hoch- und Mittelspannungsebene angeschlossen, einige Photovoltaikanlagen in der Mittel- und Niederspannung. Eine mittlere Menge an Industrie- und Haushaltslasten ist vorhanden.

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH (2015): *WindNODE - Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands*. Berlin. Online verfügbar unter www.windnode.de/fileadmin/Dateien/Dokumente/WindNODE_Projektskizze_2015-05-31_ExecSum.pdf.

50Hertz Transmission GmbH (2016): *Sicherheitsbedingte Regelzoneninterne Verkäufe (SiV) für den Folgetag*. Online verfügbar unter www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Anpassungen-nach-13-EnWG/SIV-Beschaffung, zuletzt geprüft am 18.12.2016.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2015): *Netzentwicklungsplan Strom 2025, Offshore-Netzentwicklungsplan 2025*. Version 2015, 1. Entwurf. Zahlen - Daten - Fakten.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2016a): *Daten zu Abschaltbare Lasten*. Online verfügbar unter www.regelleistung.net/ext/static/abla, zuletzt aktualisiert am 01.07.2016, zuletzt geprüft am 01.07.2016.

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (2016b): *Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. EEG-Anlagenstammdaten. Online verfügbar unter www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten, zuletzt aktualisiert am 20.12.2016, zuletzt geprüft am 20.12.2016.

Agentur für Erneuerbare Energien (2016a): *Bundesländer-Übersicht zu Erneuerbaren Energien*. Online verfügbar unter www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|B|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/top+10, zuletzt geprüft am 01.07.2016.

Agentur für Erneuerbare Energien (2016b): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien 1990 bis 2015*. Online verfügbar unter www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, zuletzt aktualisiert am 20.12.2016, zuletzt geprüft am 20.12.2016.

AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2016): *Power-to-Heat*. Online verfügbar unter www.agfw.de/erzeugung/speicher/Power-to-Heat/, zuletzt aktualisiert am 20.12.2016, zuletzt geprüft am 20.12.2016.

Aichele, Christian; Doleski, Oliver D. (Hg.) (2014): *Smart Market*. Vom *Smart Grid* zum intelligenten Energiemarkt. Wiesbaden: Springer Vieweg. Online verfügbar unter search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=864759, zuletzt geprüft am 26.08.2015.

Appen, J. von; Gerhardt, N.; Pape, C.; Lehde, B.; Schmiesing, J. (2016): *PV-Eigenstromverbrauch: Treiber oder Bremse des PV-Zubaus? Wirtschaftlichkeitsanalyse*. In: *BWK - Das Energie-Fachmagazin* 68, 2016 (12/2016). Online verfügbar unter www.ingenieur.de/BWK/2016/Ausgabe-12/Erneuerbare-Energien/PV-Eigenstromverbrauch-Treiber-oder-Bremse-des-PV-Zubaus, zuletzt geprüft am 20.12.2016.

BDEW (2014): *Einführung des ERRP-Planungsprozesses zur Meldung von Kraftwerksdaten an die ÜNB. Implementation Guide für Deutschland*. Version 2.0. Berlin.

BDEW (2015): *Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. Berlin (Diskussionspapier), zuletzt geprüft am 26.08.2015.

- BMWi (2015a): *Ein Strommarkt für die Energiewende*. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), zuletzt geprüft am 28.08.2015.
- BMWi (2015b): *Potentiale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen*. Hg. v. Plattform Erneuerbare Energien. Online verfügbar unter www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/plattform-strommarkt-ag3-anhang-abschlussbericht, zuletzt geprüft am 16.12.2016.
- BMWi (2016): *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2015*.
- BMWi (2017): *Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG)*. Berlin. Online verfügbar unter www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/sinteg.html, zuletzt aktualisiert am 06.12.2016, zuletzt geprüft am 03.01.2017.
- BNE (2014): *Der Flexmarkt. Eckpunkte zur Ausgestaltung eines wettbewerblichen Rahmens für nachfrageseitige Flexibilität*. Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. Berlin, zuletzt geprüft am 28.08.2015.
- Braun, Uwe (Hg.) (2015): *Von Smart Grids zu Smart Markets 2015. Zur zukünftigen Wechselwirkung von elektrischem Netz und Energiemarktaktivitäten*; Beiträge der ETG-Fachtagung 25. – 26. März 2015 in Kassel. Energietechnische Gesellschaft. Berlin: VDE Verlag (ETG-Fachbericht, 145, CD-ROM).
- Bundeskabinett (2016): *Bericht nach § 3 des Energieleitungsausbaugesetzes*. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bericht-zum-stand-des-energieleitungsausbaus-2016.html>, zuletzt geprüft am 20.12.2016.
- Bundesnetzagentur (2011): *„Smart Grid“ und „Smart Market“*. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bundesnetzagentur. Bonn.
- Bundesnetzagentur (2013): *Regelenergie*. BNetzA. Bonn. Online verfügbar unter www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Regelenergie/regelenergie-node.html, zuletzt geprüft am 14.10.2016.
- Bundesnetzagentur (2014): *Monitoringbericht 2014*. Bonn.
- Bundesnetzagentur (2015): *Monitoringbericht 2015*. Bonn.
- Bundesnetzagentur (2016a): *3. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Viertes Quartal sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015*. Bonn.
- Bundesnetzagentur (2016b): *Installierte EE-Leistung zum 31.12.2015*.
- Bundesnetzagentur (2016c): *Monitoringbericht 2016*. Bonn.
- Bundesnetzagentur (2016d): *BK8-12-019-A. Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei strombedingten Redispatch-Maßnahmen und spannungsbedingten Anpassungen der wirkleistungseinspeisung*. Hg. v. BK8. Online verfügbar unter www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8-GZ/2012/2012_0001bis0999/2012_001bis099/BK8-12-0019/BK8-12-019_A_Aufhebung_Beschluss_BF.pdf;jsessionid=E18FD04AD240CF9B4864951A-92C86AF6?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt aktualisiert am 18.12.2016, zuletzt geprüft am 18.12.2016.
- Bundesnetzagentur (2016e): *Kraftwerksliste*. Online verfügbar unter www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elek

[trizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html](#), zuletzt aktualisiert am 20.12.2016, zuletzt geprüft am 20.12.2016.

Bundesnetzagentur (2016f): *Redispatch*. Bonn. Online verfügbar unter www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/Redispatch-node.html, zuletzt geprüft am 14.10.2016.

Bundesverband Wärmepumpe e. V. (2015): *BWP-Branchenstudie 2015. Szenarien und politische Handlungsempfehlungen*.

Büro F (2016): *Batteriespeicherprojekte für Primärregelleistung*. Online verfügbar unter www.burof.de/, zuletzt aktualisiert am 20.12.2016, zuletzt geprüft am 20.12.2016.

CEER (2016): *CEER Position Paper on the Future DSO and TSO Relationship (C16-DS-26-04)*.

Consentec; FGH (2016): *Notwendiger Daten- und Informationsbedarf zur Gewährleistung einer sicheren Netz- und Systemführung im Übertragungsnetz*. Gutachten im Auftrag von 50Hertz Transmission GmbH (Auftraggeber), Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH.

Consentec GmbH (2015): *Koordination von Markt und Netz. Ausgestaltung der Schnittstelle*. Unter Mitarbeit von Wolfgang Fritz und Andreas Cronenberg. Hg. v. BFE.

DBFZ; UFZ; IWES (2015): *Stromerzeugung aus Biomasse*. (Vorhaben IIa) Zwischenbericht.
De Martini, Paul; Kristov, Lorenzo (2015): *Distribution systems in a high distributed energy resources future. Planning, Market Design, Operation and Oversight*.

Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley, zuletzt geprüft am 13.04.2016.

dena (2012): *dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, zuletzt geprüft am 11.12.2012.

E-Bridge; IAEW; OFFIS (2014): *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Forschungsprojekt Nr. 44/12). Online verfügbar unter www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 07.11.2014.

Ecofys (2012): *Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG. Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2010 und 2011*. Berlin.

Ecofys (2013): *Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG. Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2011 und 2012*. VERTRAULICH. BWE. Berlin.

Ecofys (2014): *Flexibility options in electricity systems*. Online verfügbar unter www.ecofys.com/files/files/ecofys-eci-2014-flexibility-options-in-electricity-systems.pdf, zuletzt aktualisiert am 16.12.2016, zuletzt geprüft am 16.12.2016.

Ecofys (2015): *Weiterentwicklung des Einspeisemanagements. Bewertung von Ansätzen*. Hg. v. BWE.

Ecofys; Consentec (2013): *Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz*. Online verfügbar unter www.ecofys.com/files/files/consentec-ecofys-2014-systemsteuerung-einhal

[tung-systembilanz.pdf](#), zuletzt aktualisiert am 16.12.2016, zuletzt geprüft am 16.12.2016.

Ecofys; Fraunhofer IWES (2014): *Untersuchung Energiespeicher in Schleswig-Holstein. Kurzfassung*. Unter Mitarbeit von Karsten Burges, Michael Döring, Christian Nabe, Phillip Härtel, Mareike Jentsch und Carsten Pape. Ecofys; Fraunhofer IWES. Berlin. Online verfügbar unter www.ecofys.com/files/files/ecofys-fraunhofer-iwes-2014-energiespeicher-schleswig-holstein-kurz.pdf, zuletzt geprüft am 27.02.2015.

EnBW (2015): *Ergebnisbericht. Modellversuch „Flexibler Wärmestrom“*. Karlsruhe.

Energynautics GmbH; Öko-Institut e. V.; Bird & Bird LLP (2014): *Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Endbericht*. Energynautics GmbH; Öko-Institut e. V.; Bird & Bird LLP. Online verfügbar unter www.mwkel.rlp.de/File/Verteilnetzstudie-Rheinland-Pfalz-Endbericht-pdf/, zuletzt geprüft am 06.10.2014.

EnWG (2016): *EnWG 2016*.

EEG 2017 (2017): *Erneuerbare-Energien-Gesetz*.

Europäische Kommission (2015): *VERORDNUNG (EU) 2015/1222*. CACM.

Europäische Union (2016): *Draft on establishing a guideline on electricity balancing*. EB.

European Commission (2016a): *Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition*. Online verfügbar unter ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition, zuletzt geprüft am 16.12.2016.

European Commission (2016b): *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss*

der Regionen und die Europäische Investitionsbank. Online verfügbar unter eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fa6e-a15b-b7b0-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0003.02/DOC_1&format=PDF, zuletzt geprüft am 16.12.2016.

EWE AG (2015): *Verbundprojekt enera*. Online verfügbar unter www.energie-vernetzen.de/files/enera_Projektskizze.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2016.

FNN (2016): *Allgemeines und Übersicht zu technischen Anschlussregeln*. Berlin. Online verfügbar unter www.vde.com/de/fnn/themen/tar/uebersicht, zuletzt geprüft am 14.10.2016.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) (2014): *Strom im Wärmemarkt*. Online verfügbar unter www.ffegmbh.de/images/stories/veroeffentlichungen/453_strom-im-waermemarkt/FfE_Strom-im-W%C3%A4rmemarkt_Life-needs-Power_20140407.pdf, zuletzt geprüft am 20.12.2016.

Fraunhofer IWES: *Roadmap Speicher. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung*. Online verfügbar unter www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Forschung/Roadmap_Speicher_Kurzzusammenfassung_2014-06.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2014.

Fraunhofer IWES/IBP (2017): *Wärmewende 2030*. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Fraunhofer IWES; Stiftung Umweltenergierecht; Fraunhofer IFAM (2014): *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien*. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirt-

schaftlichen Effekten. Hg. v. Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter www.agora-Energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Power_to_Heat/PtH_Kurzfassung_web.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2015.

Götz, Philipp; Henkel, Johannes; Lenck, Thorsten; Lenz, Konstantin (2014): *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen*. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz. Agora Energiewende. Berlin, zuletzt geprüft am 12.06.2014.

GridLab; B.A.U.M. Consult; NEW ENERGY Capital Invest (Hg.) (2015): *Fachstudie zur Umsetzung der Energiewende in der 50Hertz-Regelzone mit Fokus auf Berlin und Brandenburg*.

Härtel, Phillip; Döring, Michael; Jentsch, Mareike; Pape, Carsten; Burges, Karsten; Kuwahata, Rena (2016): *Cost assessment of storage options in a region with a high share of network congestions*. Online verfügbar unter www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X16300792, zuletzt geprüft am 14.11.2016.

Heidrich, T.; Gerhardt, N.; Schumacher, P. (2014): *Hemmnisse für die Energiewende im Wärmemarkt*. Auswirkungen von steigenden Strombezugskosten. In: *EnergieForum* 66 (7/8), S. 51–55.

ISEA RWTH Aachen (2016): *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher*. Jahresbericht 2016. Aachen.

MELUR (2015): *Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2014*.

Nabe, Christian; Bons, Marian; Trinkner, Urs (2015): *Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber*. Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (Bern). Ecofys, Swiss Economics. Bern. Online verfügbar unter ecofys.sharepoint.com/sites/SO30/POWDE14850/

[WorkEnvironment/Reports/Report_Zukuenftige_Energiemaerkte_final.pdf](#), zuletzt geprüft am 26.08.2015.

Nabe, Christian; Neuhoff, Karsten (2015): *Intraday- and real time activity of TSOs: Germany (111265)*. Online verfügbar unter ideas.repec.org/p/zbw/esrepo/111265.html.

Neuhoff, Karsten (2011): *Europe's Challenge: A Smart Power Market at the Centre of a Smart Grid*. Climate Policy Initiative, zuletzt geprüft am 03.06.2016.

OFFIS; Ökoinstitut (2016): *Dezentral und zentral gesteuertes Energiemanagement auf Verteilnetzebene zur Systemintegration erneuerbarer Energien*.

Ofgem (2016): *Transmission Network Use of System Charges*. Online verfügbar unter www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Transmission-network-use-of-system-charges/, zuletzt aktualisiert am 18.12.2016.

Öko-Institut e. V. (2015): *Aktueller Stand der KWK-Erzeugung*. Online verfügbar unter www.oeko.de/oekodoc/2450/2015-607-de.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2016.

Rautiainen, Erkki Juha Matti (2015): *Optimization Strategies for Electric Vehicle Charging Schedules*. Universität Kassel.

Schleswig-Holstein Netz AG (2017): *EEG-Kataster*. Planung in den Netzgebieten, zuletzt geprüft am 02.01.2017.

Schwerdfeger, R.; Schlegel, S.; Jiang, T.; Westermann, D. (Hg.) (2015): *Approach for load frequency control participation by decentralized energy devices*. IEEE Power & Energy Society General Meeting.

Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH (2016): *Gabler Wirtschaftslexikon. Die ganze Welt der Wirtschaft*.

Online verfügbar unter wirtschaftslexikon.gabler.de/, zuletzt aktualisiert am 20.12.2016, zuletzt geprüft am 20.12.2016.

Statistisches Bundesamt (2015): *Bundesländer mit Hauptstädten nach Fläche, Bevölkerung und Bevölkerungsdichte am 31.12.2015*. Online verfügbar unter www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/Aktuell/02Bundeslaender.html, zuletzt aktualisiert am 20.12.2016, zuletzt geprüft am 20.12.2016.

Strommarktgesetz (2015): *Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes*. Online verfügbar unter bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf.

USEF (2015): USEF: *The Framework specifications 2015*, zuletzt geprüft am 31.10.2016.

VDE; ETG (2015): *Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050. Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien*.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

FAQ EEG – Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze?

Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz

Eigenversorgung aus Solaranlagen

Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel

Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors
(Lang- und Kurzfassung)

Energiewende und Dezentralität

Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich

Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen

Der Klimaschutzbeitrag der Stromsektors bis 2040

Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017

Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?

Energiepolitische Zielszenarien 2050 - Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik

Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

Transparenzdefizite der Netzregulierung

Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

Publikationen von Agora Energiewende

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Stromspeicher in der Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Wärmewende 2030

Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt, (Lang- und Kurzfassung)

AUF ENGLISCH

FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?

Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

Reducing the cost of financing renewables in Europe

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility

Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentilateral Energy Forum Region

Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016

Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017

A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition

The Power Market Pentagon

Eleven Principles for a Consensus on Coal

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

The Integration Costs of Wind and Solar Power

An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

