



Netzstabilität im Stromsystem aus institutionenökonomischer und rechtlicher Perspektive – Einführung in die Problemstellung und systematischer Überblick

Autoren: Johannes Antoni, Fanny Knoll, Nils Bieschke, Michael Rodi*

Universität Greifswald
Lehrstuhl für Öffentliches Recht, Finanzrecht, Umwelt- und
Energerecht

URN: urn:nbn:de:gbv:9-0a-000007-3

<https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:gbv:9-0a-000007-3>



Erstellt im Rahmen des Projekts „Netz-Stabil - Netzstabilität mit Wind- und Bioenergie, Speichern und Lasten“ (Netz-Stabil), Teilprojekt P2-Ökonomischer, rechtlicher und institutioneller Rahmen (Universität Greifswald, Lehrstuhl für Öffentliches Recht, Finanzrecht, Umwelt- und Energerecht) gefördert durch die Europäische Union – Europäischer Sozialfonds (ESF), (Förderkennzeichen ESF/14-BM-A55-0016/16).

Greifswald, Dezember 2020



Europäische Fonds EFRE, ESF und ELER
in Mecklenburg-Vorpommern 2014-2020



EUROPÄISCHE UNION
Europäischer Sozialfonds

* Unter Mitwirkung von Christina Wilkens.



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Überblick Status quo	4
	2.1 Systematisierung und Vorgehen bei der Darstellung	4
	2.2 Technische Elemente sowie Aufgaben und Ansätze im aktuellen Rechtsrahmen ..	9
	<i>SYSTEMBILANZ</i>	9
	<i>NETZKAPAZITÄT</i>	11
3	Vertiefte Betrachtung ausgewählter Aspekte des aktuellen Rechtsrahmens	13
	3.1 Netzbetrieb und Engpassmanagement: Zu- und Abschaltbare Lasten nach §§ 13 Abs. 6, Abs. 6a EnWG	14
	<i>STATUS QUO</i>	15
	<i>RECHTSRAHMEN UND SEINE LÜCKEN</i>	16
	<i>AUSBLICK</i>	18
	3.2 Netzbetrieb und Netzkapazität: Flexibilitäten von Letztverbrauchern – Fokus auf § 14a EnWG	20
	<i>STATUS QUO: IDEE DES SMART GRID</i>	20
	<i>RECHTSRAHMEN UND SEINE LÜCKEN</i>	21
	<i>AUSBLICK</i>	22
	3.3 Frequenzhaltung: Zukünftige Herausforderungen für die Bereitstellung von Momentanreserve	23
	<i>STATUS QUO</i>	23
	<i>RECHTSRAHMEN UND SEINE LÜCKEN</i>	24
	<i>AUSBLICK</i>	27
	3.4 Neue Lösungsoptionen durch virtuelle Kraftwerke	28
	<i>STATUS QUO: VIRTUELLE KRAFTWERKE ALS AUSLEGUNGSBEDÜRFTIGER BEGRIFF</i> ..	28
	<i>RECHTSRAHMEN UND SEINE LÜCKEN</i>	31
	<i>AUSBLICK</i>	33
	3.5 Exkurs: Digitalisierung und Datenrechtliche Lage	35
4	Fazit	37



Netzstabilität im Stromsystem aus institutionenökonomischer und rechtlicher Perspektive – Einführung in die Problemstellung und systematischer Überblick

Greifswald, Dezember 2020

Autoren: Johannes Antoni; Fanny Knoll; Nils Bieschke; Prof. Dr. Michael Rodi*

URN: urn:nbn:de:gbv:9-0a-000007-3, <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:gbv:9-0a-000007-3>

CC BY 4.0

1 Einleitung

Die Energiewende als disruptive Entwicklung stellt den Stromsektor in technischer, wirtschaftlicher und rechtlicher Hinsicht vor neue Aufgaben und Herausforderungen, insbesondere auch im Bereich der Netzstabilität. Ziel der hier folgenden Darstellung ist es, den Status quo zu veranschaulichen und systematisieren.

Das Stromsystem in Deutschland war in der Vergangenheit und ist auch bis zum heutigen Zeitpunkt durch geringe Ausfallzeiten und eine hohe Verfügbarkeit gekennzeichnet, was auf ein gut funktionierendes technisches System hindeutet.¹ Die bereits begonnene und zukünftige Transformation des Energiesystem (Energiewende), die für die Erreichung der Klimaziele bis 2050 notwendig ist, jedoch mit einem grundlegenden Umbau verschiedener Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr etc.) einhergeht, stellt insbesondere das Stromsystem vor

* Alle Universität Greifswald, Lehrstuhl für Öffentliches Recht, Finanzrecht, Umwelt- und Energierecht. In diese interdisziplinäre Veröffentlichung sind (institutionen-)ökonomische Erkenntnisse durch Nils Bieschke eingeflossen. Die juristischen Darstellungen wurden von Johannes Antoni, Fanny Knoll und Prof. Dr. Michael Rodi, unter Mitwirkung von stud. jur. Christina Wilkens, erstellt. Diese Veröffentlichung ist im Rahmen des Exzellenzforschungsprogramms „Netz-Stabil“ des Landes Mecklenburg-Vorpommern mit finanziellen Mitteln des Europäischen Sozialfonds (ESF) erstellt worden (Förderkennzeichen ESF/14-BM-A55- 0016/16).

¹ Die Angebotsqualität eines Infrastruktursystems ist zumindest bei kurzfristigem Betrachtungshorizont kein adäquater Indikator für den Zustand des Systems, was jedoch im Folgenden nicht vertieft betrachtet wird. Für eine Definition der Substanzqualität und die Abgrenzung zwischen Angebots- und Substanzqualität (mit Bezug zu Stromübertragungsnetzen) vgl. *Beckers et al.*, Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland – Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Expertise, 2014, Gutachten im Rahmen des vom Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (MFW) des Landes Baden-Württemberg, vom Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk (MWEIMH) des Landes Nordrhein-Westfalen und vom Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (TMWAT) beauftragten Projektes „Alternativen zur Finanzierung des Ausbaus der Übertragungsnetze in Deutschland“, Online-Veröffentlichung, www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2014/tuberlin-wip_et_al_2014-afuen_gutachten-v50.pdf, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

umfassende Herausforderungen. So ist zu erwarten, dass die zukünftige Stromerzeugung nahezu ausschließlich aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen – vor allem aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen – stammen wird, die fluktuierend und dargebotsabhängig sind.² Ferner werden auf der Lastseite neue Verbraucher über die unteren Spannungsebenen im Stromverteilnetz an das Stromsystem angeschlossen, die eine hohe Last aufweisen, aber gleichzeitig Flexibilität bereitstellen können.³ Diese beiden exemplarisch genannten technisch-systemischen Veränderungen dürften – gerade auch in Kombination mit weiteren zu erwartenden Veränderungen – zu neuen Herausforderungen für die System- und Netzstabilität führen. Damit einhergehend stellt sich die Frage, welche konkreten Herausforderungen und welchen Bedarf für Anpassungen des institutionellen und rechtlichen Rahmens es gibt.

Für ein funktionierendes Stromsystem sind zunächst unterschiedliche technische Elemente wie bspw. Stromerzeugungsanlagen oder Stromnetze notwendig. Ferner sind verschiedene Aufgaben zu erfüllen, damit das Zusammenspiel der technischen Elemente ermöglicht und somit eine unterbrechungsfreie Versorgung mit Strom gewährleistet werden kann.⁴ Dabei hat der institutionelle Rahmen für das Stromsystem grundsätzlich sicherzustellen, dass die gewünschten Ziele im Stromsektor erreicht werden können. Hierzu gehört an erster Stelle die Versorgungssicherheit – welche hier im Fokus steht – daneben werden im aktuellen Rechtsrahmen (konkret im § 1 EnWG)⁵ noch weitere Ziele genannt (u. a. Effizienz und Umweltverträglichkeit).⁶ Um das Ziel der Versorgungssicherheit erreichen zu können, ist letztendlich über den Rechtsrahmen auch zu gewährleisten, dass eine adäquate System- und Netzstabilität vorliegt.

Der Diskussion von Weiterentwicklungsoptionen des Rechtsrahmens vorgelagert ist die Darstellung und Einordnung der bestehenden Regelungen. An dieser Stelle soll auch dieser Beitrag ansetzen und einen groben Überblick über die bestehenden Regelungen bieten. Bei der Aufarbeitung des Status quo werden jedoch nicht nur einzelne Regelungen benannt und

² Vgl. exemplarisch: Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, Langfrist- und Klimaszenarien, 2017, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Online Veröffentlichung, www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

³ Vgl. *Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project (RAP)*, Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus, 2019, Online-Veröffentlichung, www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

⁴ Aus diesem Grund kann das Gut Strom auch als Systemgut bezeichnet werden. Vgl. für die Definition des Begriffs „Systemgut“: *Gizzi*, Implementierung komplexer Systemgüter – Ein methodischer Ansatz für ökonomische Untersuchungen und seine Anwendung auf Verkehrstelematiksysteme für die Straße, 2016, Dissertationsschrift.

⁵ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621) zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818).

⁶ Die neben der Versorgungssicherheit im § 1 EnWG genannten Ziele stehen im Folgenden nicht im Fokus und werden deshalb weiter nicht weiter explizit benannt. Grundsätzlich wird allerdings davon ausgegangen, dass Mechanismen zur System- und Netzstabilität auch stets die weiteren Ziele im EnWG zu erfüllen haben (z. B. Effizienz und Preisgünstigkeit).

deren Wirkungsweise beschrieben, vielmehr soll eine systematische Darstellung gegeben werden. Auf diese Weise kann die Übersicht auch Ansatzpunkte für zukünftige Reformoptionen liefern.

Die Darstellung ist wie folgt aufgebaut: Im Abschnitt 2 wird ein grundlegender Überblick über den Rechtsrahmen im Status quo gegeben. Dafür werden im Abschnitt 2.1 die gewählte Systematisierung und das Vorgehen kurz dargestellt. Im Abschnitt 2.2 wird in groben Zügen auf das technische System eingegangen, ehe dann ein knapper Überblick über den aktuellen Rechtsrahmen gegeben wird.⁷ Eine detailliertere Darstellung ausgewählter Aspekte des Rechtsrahmens im Status quo erfolgt im Abschnitt 3 und anschließend wird im Abschnitt 4 ein Fazit gezogen.

⁷ Die Darstellung soll dabei nur als grobe Orientierung dienen. Aufgrund der Anzahl und Komplexität der Regelungen des Rechtsrahmens im Status quo besteht kein Anspruch auf Vollständigkeit der Ausführungen.

2 Überblick Status quo

2.1 Systematisierung und Vorgehen bei der Darstellung

In diesem Abschnitt werden das Vorgehen und die Systematisierung bei der Darstellung der institutionellen Regelungen im Status quo vorgestellt. Wie bereits im vorherigen Abschnitt kurz beschrieben, ist ein Zusammenspiel der technischen Elemente mit unterschiedlichen Aufgaben, die häufig auch als Systemdienstleistungen bezeichnet werden, notwendig, um die System- und Netzstabilität zu gewährleisten. Bei der Wahrnehmung dieser Aufgaben sind die grundlegenden Eigenschaften des Gutes Strom zu beachten. Hierzu zählt insbesondere dessen fehlende Speicherbarkeit. Aus diesem Grund ist im Stromsystem zu gewährleisten, dass die Stromproduktion (Angebot an Strom) zu jedem Zeitpunkt der Entnahme (Nachfrage nach Strom) entspricht. Diese Aufgabe wird häufig auch als Ausgleich der Systembilanz bezeichnet.⁸ Der Indikator für das (Un-)Gleichgewicht von Stromangebot und -nachfrage im Stromsystem ist die Netzfrequenz, welche nur in geringem Umfang um die angestrebte Nennfrequenz (50 Hertz) schwanken sollte.⁹ Neben der Frequenzhaltung sind für ein stabiles Stromsystem und einen sicheren Netzbetrieb noch weitere Aufgaben essentiell. Hervorgehoben werden soll an dieser Stelle insbesondere die Verfügbarkeit von Kapazitäten in den Stromnetzen für den Transport sowie die Verteilung des erzeugten Stroms zu den Nachfragern. Dabei wird in dieser Analyse stets nur allgemein von Kapazitätsengpässen bei Stromnetzen gesprochen – ohne weiter auf technische Details eingegangen – und daher auch nicht differenziert, aus welchen Gründen ein Engpass im Stromnetz vorliegt. Weitere Systemdienstleistungen wie bspw. der Versorgungswiederaufbau werden in dieser Analyse nur am Rande betrachtet.

Die beschriebene Fokussierung spiegelt sich auch in der grafischen Aufarbeitung des Status quo in dieser Analyse wider. In der folgenden grafischen Darstellung (Abbildung 1) ist im oberen Teil die Notwendigkeit des Ausgleichs von Stromangebot und -nachfrage zu jedem Zeitpunkt, d. h. dem sogenannten Ausgleich der Systembilanz abgebildet. Gleichzeitig wird dabei von weiteren Aspekten der System- und Netzstabilität, wie bspw. möglichen Kapazitätsproblemen bei den Stromnetzen, abstrahiert. Im unteren Bereich der Abbildung steht dann die notwendige Netzkapazität und der Umgang mit möglichen Engpässen bei Stromnetzen im Vordergrund. Mit diesem Vorgehen und der analytischen Trennung in die

⁸ Vgl. *Consentec*, Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, 2014, S. 8, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Auftraggeber: 50Hertz Transmission GmbH), www.regelleistung.net/ext/download/marktbeschreibung, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

⁹ Siehe www.netzfrequenz.info/aktuelle-netzfrequenz-full, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

beiden Bereiche soll eine übersichtlichere Zuordnung einzelner Maßnahmen nach deren Zweck bzw. adressiertem Ziel ermöglicht werden.

Ferner wird bei der Systematisierung von System- und Netzstabilisierungsmaßnahmen danach unterschieden, an welchem Punkt diese ansetzen. So können Maßnahmen einerseits grundsätzlich kurzfristig die System- und Netzstabilität adressieren. Hierzu werden Anreize und Vorgaben gerechnet, die vorwiegend im Betrieb anknüpfen. Exemplarisch kann auf das System der Bilanzkreise verwiesen werden, welches über monetäre Anreize sicherstellen soll, dass Vertriebe stets und in jeder Zeiteinheit ausreichend Strommengen für die von ihren Kunden gewünschte Nachfrage kontrahiert haben. Es sei an dieser Stelle noch angemerkt, dass Anreize und Vorgaben, die im Betrieb ansetzen und damit primär kurzfristig wirken, auch Einfluss auf Investitionsentscheidungen haben und somit auch Bereitstellungsentscheidungen beeinflussen können. So setzt bspw. der „Energy-Only-Markt“ (EOM) im Status quo primär Anreize für die kurzfristige Kraftwerkeinsatzplanung. Gleichzeitig wirken sich die Anreize des EOM auch auf Bereitstellungsentscheidungen für Erzeugungskapazitäten aus (sofern keine gesonderten Regelungen für diesen Bereich vorliegen).

Neben Anreizen und Vorgaben für den Betrieb existieren andererseits Regeln für Bereitstellungsentscheidungen. So ist über einen adäquaten Rechtsrahmen sicherzustellen, dass eine ausreichende Auslegung von notwendigen Kapazitäten bei den einzelnen (technischen) Systemelementen erfolgt und damit auch im mittel- und längerfristigen zeitlichen Horizont die System- und Netzstabilität erreicht werden kann. Beispiele für solche Mechanismen, die primär Investitionsentscheidungen beeinflussen, sind das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches die Bereitstellung von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten adressiert oder der Netzentwicklungsplan auf Ebene der Stromübertragungsnetze, der eine adäquate Auslegung von Übertragungsnetzkapazitäten sicherstellen soll.

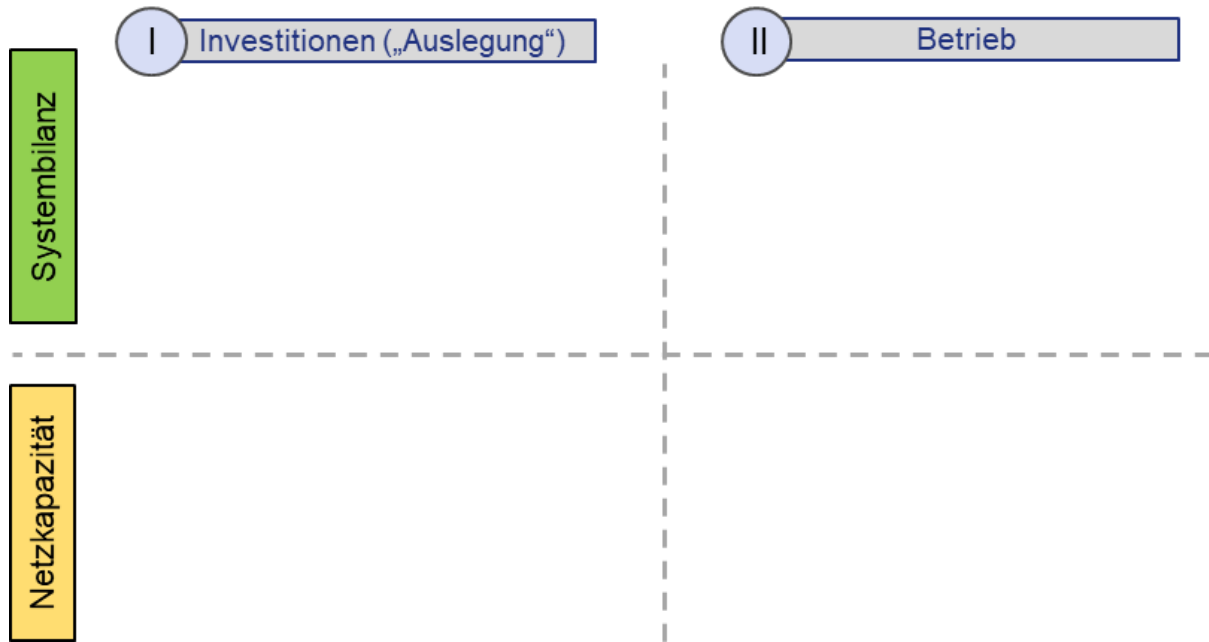


Abbildung 1: Systematisierungsansatz (Quelle: Eigene Darstellung)

In der **Abbildung 1** wird in den Spalten nach den beiden unterschiedlichen grundsätzlichen Ansatzpunkten der Maßnahmen („Betrieb“ und „Investitionen“) unterschieden. In den folgenden Abbildungen (**Abbildung 2** und **Abbildung 3**) wird außerdem über ein Farbschema dargestellt, welcher Akteur bzw. welche Akteure im Status quo im Rahmen der einzelnen Regelungen angesprochen ist bzw. sind. Die Farbpunkte (**Abbildung 3**) auf der linken Seite der jeweiligen Normen stellt grundsätzlich dar, welche Akteure von der Regel adressiert werden und direkt von der entsprechenden Regelung betroffen sind. Die Farbpunkte auf der rechten Seite der einzelnen Normen zeigen dabei an, welche Akteure im Status quo im Rahmen der Regelung Entscheidungskompetenzen zugewiesen bekommen.

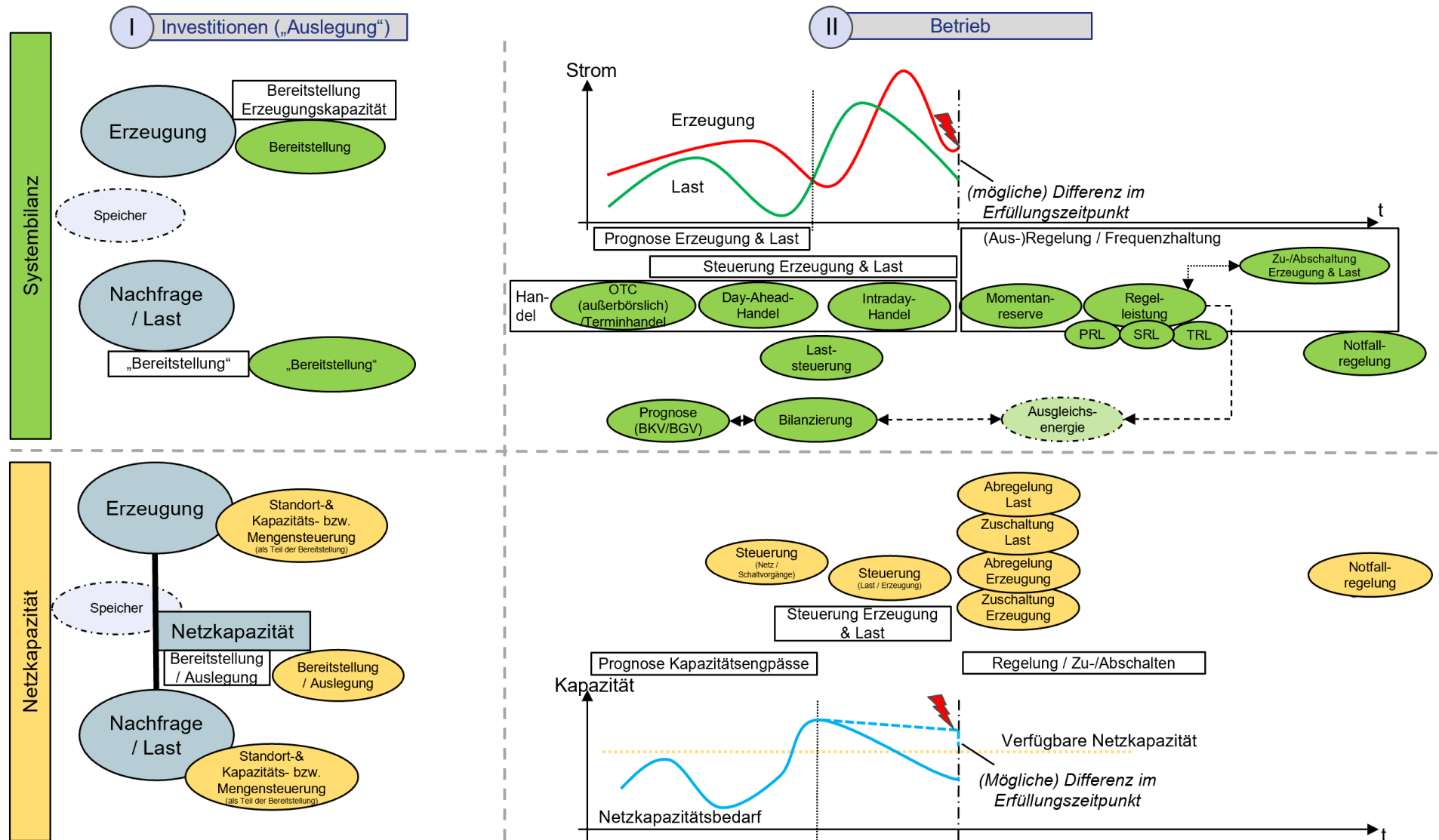


Abbildung 2: Technische Elemente und Aufgaben (Quelle: Eigene Darstellung)

Netzstabilität im Stromsystem aus institutionsökonomischer und rechtlicher Perspektive –
Einführung in die Problemstellung und systematischer Überblick (Antoni/Knoll/Bieschke/Rodi)

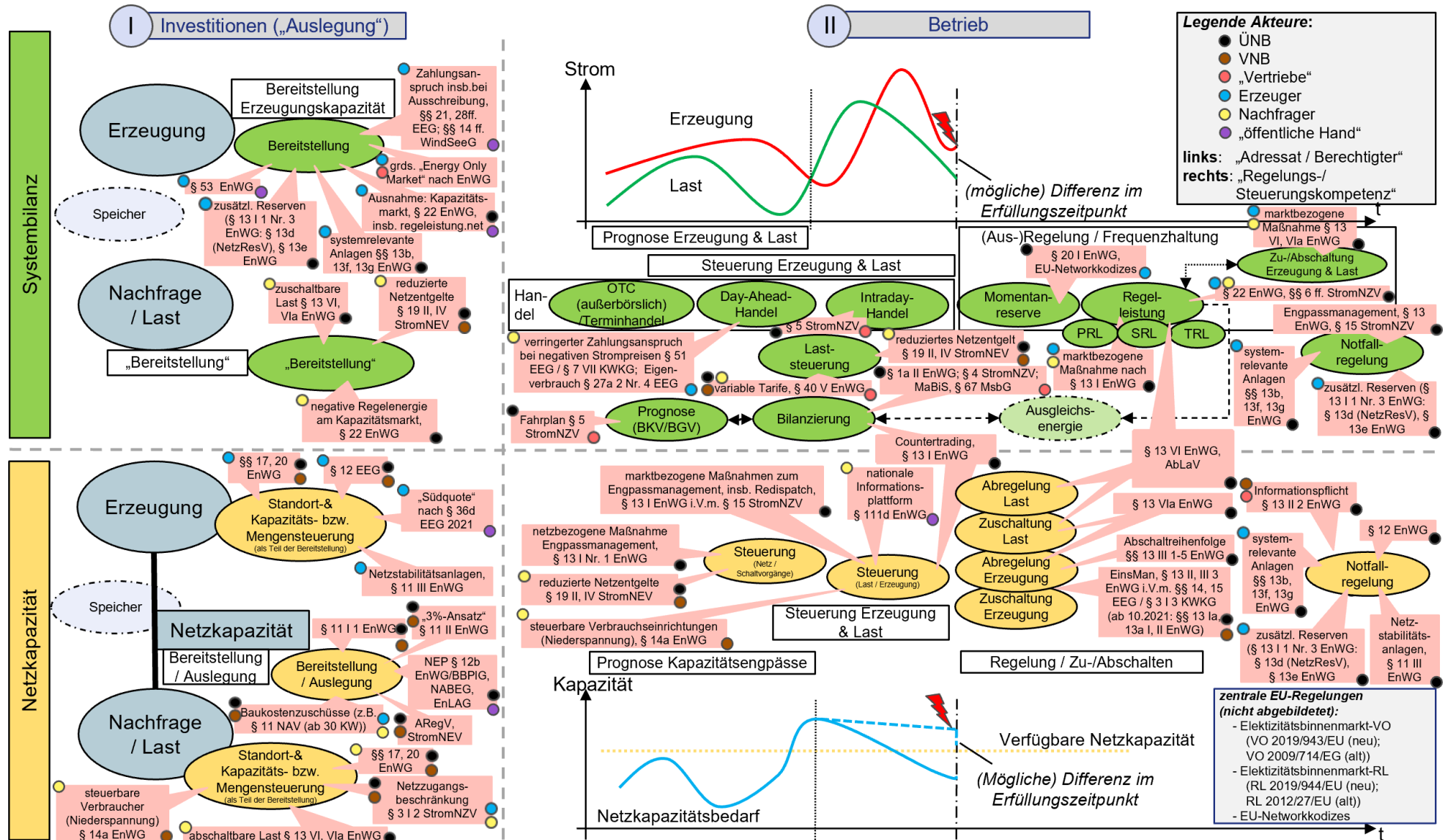
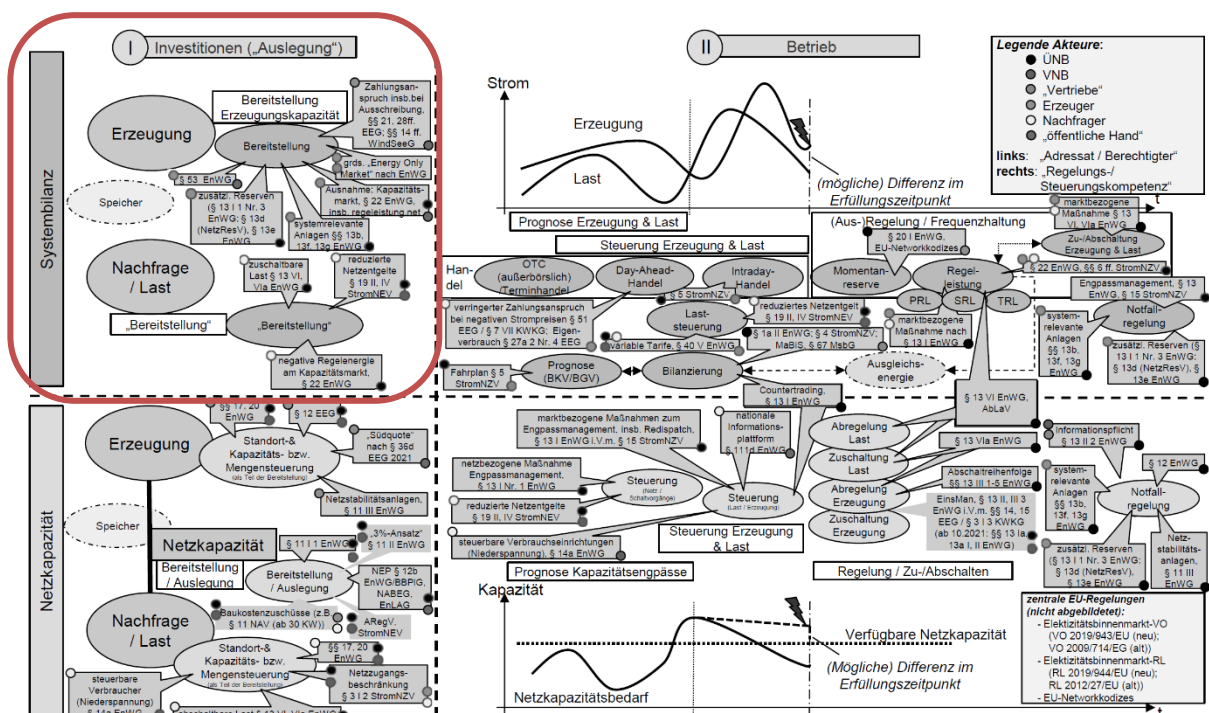


Abbildung 3: Überblick über den aktuellen Rechtsrahmen (Quelle: Eigene Darstellung)

2.2 Technische Elemente sowie Aufgaben und Ansätze im aktuellen Rechtsrahmen

Nachfolgend wird eine kurze Übersicht über wesentliche Elemente und zugehörige Aufgaben zur Sicherstellung der System- und Netzstabilisierung gegeben. Gleichzeitig wird exemplarisch auf ausgewählte Aspekte des aktuellen Rechtsrahmens eingegangen. Die Darstellung erfolgt anhand der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Systematisierung.

SYSTEMBILANZ



Zur Sicherstellung der Systembilanz sind einerseits Investitionen in entsprechende technische Elemente und andererseits Regeln für den Betrieb notwendig (Bereich links oben in der **Abbildung 3**). Relevante technische Elemente sind hierbei die Stromerzeugungsanlagen, -speicher und -wandler. Die Bereitstellung ausreichender Kapazität für diese technischen Elemente muss über den Rechtsrahmen sichergestellt werden. Als Beispiel für ein solches Element des Rechtsrahmens kann auf das EEG verwiesen werden, welches die Bereitstellung von Erzeugungsanlagen im Bereich der Erneuerbaren Energien gewährleisten soll. Für den

Bereich der Residuallast¹⁰ kann auf den „Energy-Only-Markt“¹¹ sowie Regelungen wie bspw. die Kapazitätsreserve (§ 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG, § 13e EnWG) verwiesen werden.

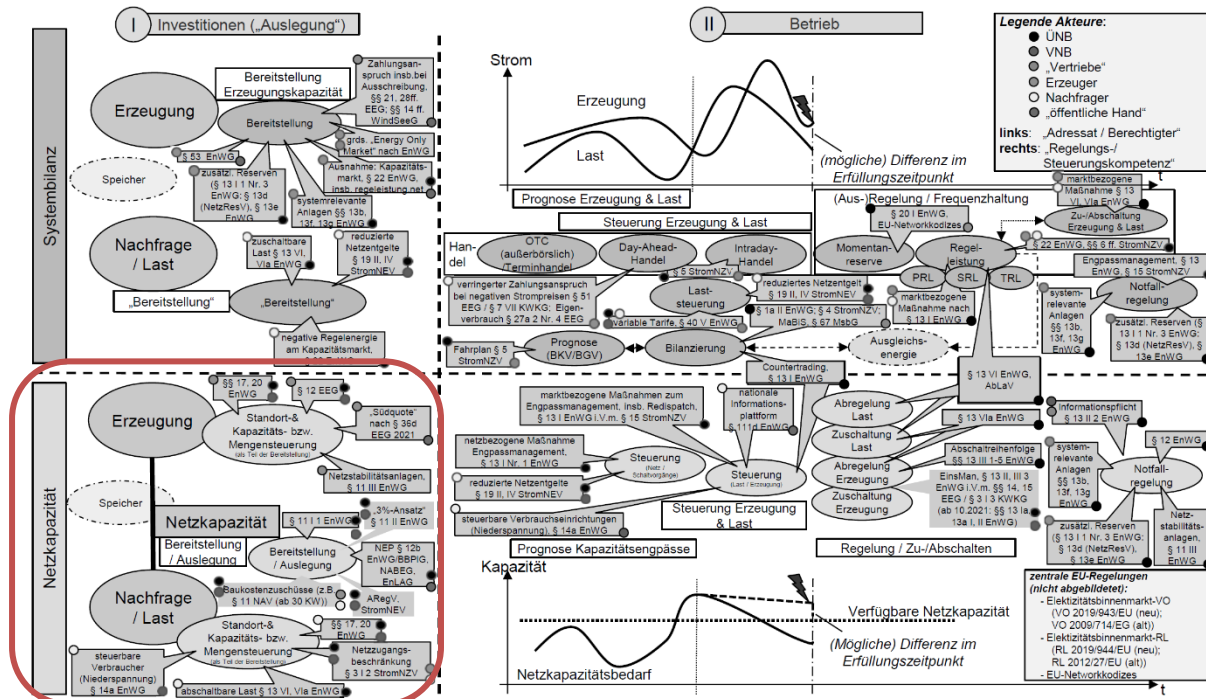
Um die Systembilanz auszugleichen, liegt die wesentliche Herausforderung im Betrieb darin, Stromangebot und -nachfrage zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen zu halten (Bereich rechts oben in der **Abbildung 3**). Der Bereich der Momentanreserve (Abschnitt 3.3) wird derzeit noch durch die sogenannten Schwungmassen der Großkraftwerke abgedeckt. Die dazugehörigen Regelungen sind im Wesentlichen in technischen Anschlussbedingungen¹² geregelt. Ferner soll an dieser Stelle noch auf das bestehende Bilanzkreissystem (vgl. § 3 Nr. 10a EnWG) verwiesen werden, welches sicherstellen soll, dass Stromvertriebe in ihrer Rolle als Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ihren Bilanzkreis und damit die Summe von Einspeisung und Entnahme stets ausgeglichen halten. Damit die BKV dieser Aufgabe auch nachkommen können, haben sie für einen bestimmten „Erfüllungszeitpunkt“, d. h. eine Viertelstunde als Zeiteinheit des Bilanzkreissystems, die Stromerzeugung und -nachfrage in ihrem Bilanzkreis zu prognostizieren. Um auf Abweichungen reagieren zu können, sind verschiedene Strommärkte etabliert worden, auf denen mit unterschiedlichen Vorlaufzeiten bis zum „Erfüllungszeitpunkt“ Strommengen gehandelt werden können. Sollte sich trotz der Möglichkeit zum Stromhandel ein Ungleichgewicht in einem Bilanzkreis des BKV im „Erfüllungszeitpunkt“ einstellen, wird der BKV über die Zahlung für sogenannte bereitgestellte Ausgleichsenergie pönalisiert. Kommt es auch in der Summe aller Bilanzkreise zu einem Ungleichgewicht, liegt also neben Abweichungen in der Bilanzkreiswelt auch in der physischen Welt ein Ungleichgewicht zwischen (Gesamt-) Angebot und (Gesamt-) Nachfrage vor, so setzt der regelzonenverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Regelleistung ein (§ 13 Abs. 1 EnWG), die vorab ihm Rahmen einer Ausschreibung kontrahiert wurde.

¹⁰ Residuallast ist der Anteil des gesamtdeutschen Stromverbrauchs, der unabhängig von volatilen erneuerbaren Energieträgern, wie Wind und Sonne, ist. Letztlich handelt es sich somit um den Restbedarf an Strom, der mehrheitlich noch aus konventionellen Quellen gedeckt wird.

¹¹ Die Anreize des EOM setzen primär „im Betrieb“ an, haben jedoch auch Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen.

¹² VDE, Allgemeines und Übersicht zu Technischen Anschlussregeln: www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/uebersicht, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

NETZKAPAZITÄT



Neben der Systembilanz sind im Stromsystem auch mögliche Restriktionen beim Transport und der Verteilung des Stroms zu den Nachfragern sowie sich daraus ergebende Probleme für die System- und Netzstabilität zu beachten.

Dieser Bereich lässt sich ebenfalls einerseits in Investitions- / Bereitstellungsentscheidungen und damit die Auslegung der Netzkapazität (Bereich unten links in der **Abbildung 3**) und andererseits die Organisation des Betriebs, d. h. vor allem die Allokation bestehender Netzkapazität und dem Umgang mit Netzengpässen (Bereich unten rechts in der **Abbildung 3**), unterscheiden. Die Auslegung von Stromnetzkapazitäten bei Übertragungsnetzen erfolgt im Status quo über den Prozess des Netzentwicklungsplans (NEP) (§ 12b EnWG) und führt schlussendlich zur Überführung von Maßnahmen in das Gesetz über den Bundesbedarfsplan (§ 12a bis 12e EnWG). Bei den Stromverteilnetzen erfolgt die Auslegung primär aus den (finanziellen) Anreizen, die sich aus der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)¹³ und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)¹⁴ ergeben. Ferner existieren auch weitere Vorgaben und „Planungsgrundsätze“ wie z. B. die sogenannte 3 %-Regel oder Spitzenkappung (§ 11 Abs. 2 EnWG).¹⁵ Zum Bereich der Auslegung von Kapazitäten kann bei einer

¹³ Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

¹⁴ Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

¹⁵ Auf Grundlage dieser Regelung dürfen die Netzbetreiber bei der Netzplanung die prognostizierte jährliche Stromerzeugung der an ihr Netz angeschlossene Windenergieanlagen an Land oder Photovoltaik-Anlagen bis zu 3% reduzieren. Die Regelung soll einen unverhältnismäßigen Netzbau verhindern.

weitergefassten Betrachtung auch die Schnittstelle zum Erzeugungsbereich und hier bspw. die Koordination zwischen der Standortplanung von Erzeugungseinheiten und der Auslegung von Stromnetzkapazitäten gezählt werden. Dieser Aspekt soll im aktuellen Rechtsrahmen u. a. über die sogenannte „Südquote“¹⁶ (§ 36d EEG 2021) zur Gewährleistung einer regionalen Verteilung des Anlagenzubaus ab 2022 adressiert werden. Auch die Koordination der Bereitstellung von Stromnetzkapazität mit der Nachfrageseite, z. B. über die Bedingungen für den grundsätzlichen Zugang zu Stromnetzen, kann in den Bereich der Auslegung von Stromnetzkapazitäten eingeordnet werden.

Neben dem Aspekt der Auslegung von Netzkapazität bestehen auch Fragen zum Umgang mit Netzkapazitäten im Betrieb der Stromnetze. Der Fokus liegt dabei auf dem Umgang mit möglichen Kapazitätsknappheiten bei der Annahme, dass Netzkapazitäten nicht kurzfristig erweitert werden können, d. h. der Allokation von Netzkapazitäten in Engpassituationen. Mit dem sogenannten Redispatch (als netzbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 EnWG) ist ein prominentes Beispiel im aktuellen Rechtsrahmen für die Ebene der Übertragungsnetze etabliert, bei dem durch die ÜNB bei einem prognostizierten Engpass Erzeugung- und Nachfrage vor bzw. hinter dem Engpass entsprechend geregelt werden können. Auf Ebene der Verteilnetze lässt sich beispielhaft auf die Regelung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (§ 14a EnWG) verweisen, die eine Steuerung flexibler neuer Lasten vorsieht, jedoch bisher nicht durch eine – notwendige – Verordnung konkretisiert wurde.¹⁷

¹⁶ Abweichend von § 32 Abs. 1 EEG 2021 führt die Bundesnetzagentur ab dem Jahr 2022 ein leicht verändertes Zuschlagsverfahren in den Ausschreibungen nach dem EEG durch. So werden die zugelassenen Gebote, die für Projekte in der Südregion abgegeben wurden, separiert, um sicherstellen zu können, dass mindestens 15 Prozent dieser Projekte bezuschlagt werden.

¹⁷ BET, Gutachten Digitalisierung der Energiewende - Thema 2, im Auftrag des BMWi, 28. August 2019, S. 121, www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.html, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

3 Vertiefte Betrachtung ausgewählter Aspekte des aktuellen Rechtsrahmens

Die Netzstabilität stellt eine, wenn nicht die zentrale Herausforderung in einem zunehmend dezentralen, bidirektionalen als auch volatilen Stromsystem dar.

Die Gewährleistung der Netzstabilität ist eine der Kernthematiken des EnWG. In § 1 EnWG stehen vorangestellt die Zwecke und Ziele dieses Gesetzes. Zum einen findet sich in Absatz 1 der Zweck, die Allgemeinheit möglichst sicher mit Elektrizität zu versorgen, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Zum anderen wird in Absatz 2 das Ziel der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen statuiert. Im Folgenden soll auf vier wesentliche Herausforderungen eingegangen werden, um einen Einblick in die Problematik der Netzstabilität zu geben.

Zunächst wird exemplarisch auf eine Problematik im Rahmen des Netzbetriebes auf Übertragungsnetzebene unter 3.1 eingegangen. Aufgrund des stockenden Ausbaus von Stromtrassen im Süden Deutschlands werden große Mengen von Strom aus Gründen der Netzstabilität ungenutzt abgeregelt (Einspeisemanagement). Hier stellt sich insbesondere die Frage, warum dieser Strom nicht genutzt werden kann.

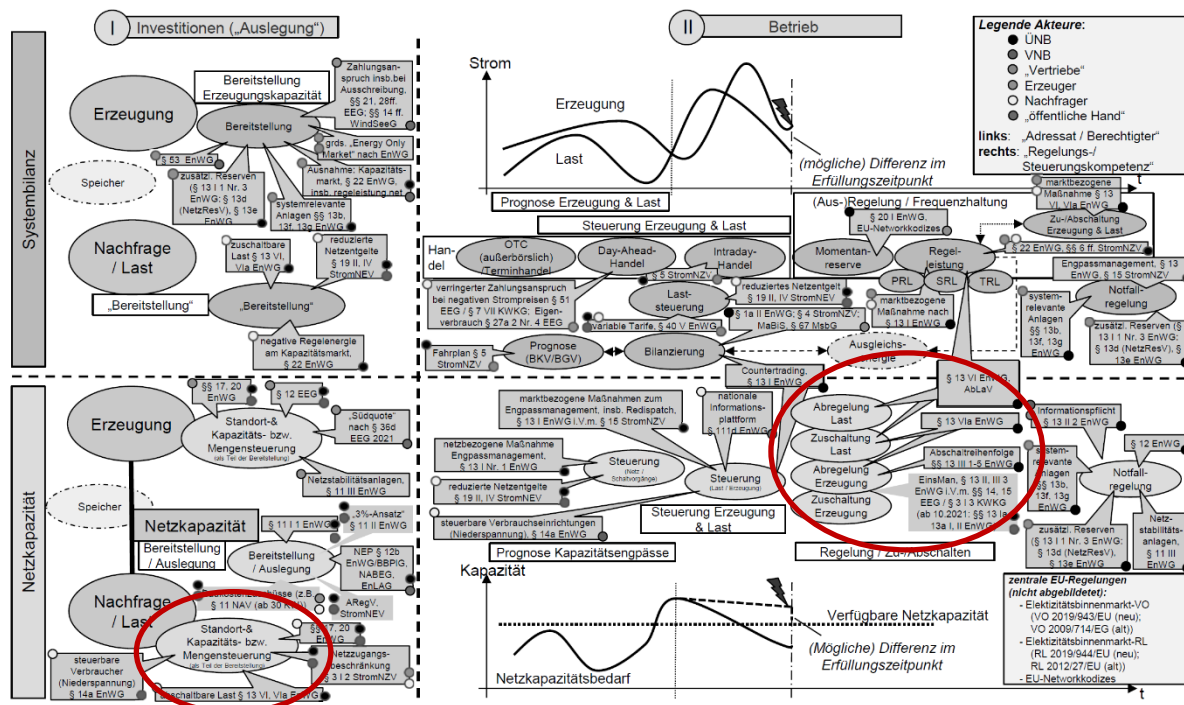
Auch auf Verteilnetzebene gibt es Herausforderungen für einen stabilen Netzbetrieb. Zukünftig drohen hier Kapazitätsengpässe durch neue Verbraucher wie Ladestationen für Elektroautos und Wärmepumpen. Hierauf wird unter dem Punkt 3.2 Flexibilitätsbereitstellung von Letztverbrauchern eingegangen.

Als dritte exemplarische Herausforderung wird die sich durch die Abschaltung konventioneller Kraftwerke ergebende Frage der zukünftigen Beschaffung von Momentanreserve für die Frequenzhaltung unter 3.3 beleuchtet.

Als vierter Punkt sollen neuere Entwicklungen hinsichtlich der dezentralen, heterogenen Erzeugerlandschaft unter 3.4 behandelt werden. Derzeit werden virtuelle Kraftwerke als eine (neue) dezentrale, aber gebündelte, Kraftwerksform ins Spiel gebracht, deren Rechtsrahmen im Status quo untersucht wird.

Um die Darstellung abzurunden, wird vor dem Fazit unter 3.5 noch in einem Exkurs überblicksartig auf die Herausforderungen hinsichtlich der notwendigen Datenflüsse eingegangen.

3.1 Netzbetrieb und Engpassmanagement: Zu- und Abschaltbare Lasten nach §§ 13 Abs. 6, Abs. 6a EnWG



Die Regulierung des Netzbetriebs ist in Teil 3 des EnWG (§§ 11 bis 35 EnWG) verortet. An dieser Stelle ist der erste Abschnitt „Aufgaben der Netzbetreiber“ (§§ 11 bis 16a EnWG) relevant. Hier finden sich die Regelungen, welche den Netzbetreibern die Verantwortung – und somit die Pflicht – zur Sicherung eines leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs der Netze, mithin der Netzstabilität, auferlegen.¹⁸ Nach § 13 Abs. 1 und Abs. 2 EnWG sind die Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet, Gefährdungen oder Störungen im Netzbetrieb, insbesondere Netzengpässe,¹⁹ zu beseitigen. Dazu können sie in einem Stufenverhältnis²⁰ zunächst nach Absatz 1 Nummer 1 auf netzbezogene Maßnahmen, nach Nummer 2 auf marktbezogene Maßnahmen und nach Nummer 3 auf zusätzliche Reserven zurückgreifen. Die Nachrangigkeit der marktbezogenen gegenüber netzbezogenen Maßnahmen ergibt sich letztlich aus den Zielvorgaben des § 1 EnWG.²¹ Erst, wenn Maßnahmen nach Absatz 1 ausgeschöpft wurden, darf der ÜNB auch zu den Notfallmaßnahmen nach Absatz 2 greifen und die Anpassung von Stromeinspeisungen und Stromentnahmen verlangen.

¹⁸ *Tüngler* in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Aufl. 2019, Vorbemerkungen, Rn. 2.

¹⁹ Ein Netzengpass liegt vor, wenn die Spannungsbänder nicht eingehalten werden können oder die Strombelastbarkeit der jeweiligen Leitung überschritten wird.

²⁰ Vertiefend: *König* in Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 13 EnWG, Rn. 17.

²¹ *Tüngler* in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Aufl. 2019, Vorbemerkungen, Rn. 33.

STATUS QUO

Netzbezogene Maßnahmen nach Absatz 1 Nummer 1 sind lediglich solche Maßnahmen, die den technischen Netzbetrieb allein durch den ÜNB ohne Beteiligung der Netznutzer betreffen.²² Diese allein reichen regelmäßig nicht aus, um Störungen bzw. Gefährdungen zu begegnen und können sich unter Umständen sogar negativ auf benachbarte Netze auswirken. In solchen Fällen muss der ÜNB gegebenenfalls sogar auf netzbezogene Maßnahmen verzichten und auf marktbezogene Maßnahmen zurückgreifen.²³ Marktbezogene Maßnahmen werden auf Grundlage vertraglicher Vereinbarungen des Netzbetreibers mit Netznutzern oder Dritten bezogen,²⁴ z. B. Regelenergie und vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten. An dieser Stelle hat sich die Anpassung von Erzeugung (Redispatch von Erzeugungsanlagen) oder Last als am wirkungsvollsten erwiesen, um kritischen Netzzuständen zu begegnen. Dabei kommt der netzdienlichen Flexibilität auf der Lastseite (Lastmanagement) als notwendiges Gegenstück zum energiewendebedingten Wechsel von der (starr, durchgehenden) Energieerzeugung mit konventionellen Energieträgern hin zur Energieversorgung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien eine besondere Bedeutung zu, um Netzengpässen zu begegnen. Voraussetzung für ein flexibles Verhalten ist, dass es auf ein Signal hin verändert werden kann.

Die §§ 13 Abs. 6 und Abs. 6a EnWG konkretisieren § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG, indem eine marktbezogene Maßnahme zum Lastmanagement vorgesehen wird. Die Abschaltung von Lasten (§ 13 Abs. 6 EnWG, AbLaV) bei Überlastung des Netzes ermöglicht das Verhindern und Beheben von Netzengpässen und den Erhalt der Netzstabilität. Die Zuschaltung von Lasten (§§ 13 Abs. 6 und 6a EnWG) ermöglicht im gegenteiligen Fall der zu geringen Auslastung des Netzes eine ausreichende Nutzung einer Überkapazität an eingespeistem Strom und stabilisiert so das Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch. Zu- und Abschaltleistung stellen eine vorrangige Alternative zu Redispatch-Maßnahmen nach § 13a EnWG dar.²⁵ Auf bilanzieller Ebene können die zuvor kontrahierten Lasten von den ÜNB in ihre Bilanz eingerechnet werden und somit als (zeitlich) flexibles Instrument für einen Ausgleich der Systembilanz eingesetzt werden.²⁶

Hinsichtlich der abschaltbaren Lasten hat die Bundesregierung von ihrer Ermächtigung zum Erlass einer konkretisierenden Verordnung zum 16.08.2016 mit der Abschaltverordnung

²² *König* in Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 13 EnWG, Rn. 19 m.w.N.

²³ *Tüngler* in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Aufl. 2019, Vorbemerkungen, Rn. 35; *König*, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 427.

²⁴ *Altrock/Vollprecht*, ZNER 2011, S. 231 (232).

²⁵ Eingriff in den Stromverbrauch statt in die Stromerzeugung, *König*, EnWZ 2013, 201.

²⁶ Für weitere Handlungsmöglichkeiten, insbesondere im Rahmen der Sektorkopplung, s. *Weiser/Schäfer-Stradowsky*, NUR 2018, S. 13 ff.

(AbLaV)²⁷ Gebrauch gemacht. Danach hat der Netzbetreiber abschaltbare Lasten vertraglich in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren zu beschaffen. Zudem sind die ÜNB verpflichtet, eine gemeinsame Plattform (www.regelleistung.net)²⁸ zu unterhalten, § 13 Abs. 6 S. 2 EnWG.

RECHTSRAHMEN UND SEINE LÜCKEN

Für **zuschaltbare Lasten nach § 13 Abs. 6 EnWG** besteht **keine der AbLaV entsprechende Regelung**, da die Bundesregierung als zuständiger Verordnungsgeber dies bisher für entbehrlich hielt. Jedoch verursacht die andauernde Netzsituation mit großen Überkapazitäten vor allem in Norddeutschland vermehrt Maßnahmen des Einspeisemanagements (EinsMan) – als eigentliche Notfallmaßnahme – nach § 13 Abs. 2, Abs. 3 S. 3 EnWG i. V. m. §§ 14, 15 EEG 2017,²⁹ für KWK-Anlagen i. V. m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG. Allein im Jahr 2019 mussten in Deutschland 6.482 GWh und bis zum Ende 2. Quartal 2020 3.309 GWh möglicher Stromerzeugung abgeregelt und entsprechend in 2019 mit 709,5 Mio. Euro und bis zum Ende 2. Quartal 2020 mit 457 Mio. Euro nach § 15 EEG 2017 entschädigt werden.³⁰ Die Abschaltung derartig großer Strommengen erscheint auch nicht als ein nur vorübergehendes Problem, welches sich mit Fertigstellung der geplanten Nord-Süd-Stromtrassen erledigen würde. Tatsächlich gehen die Untersuchungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans davon aus, dass **auch im Jahr 2030 noch Einspeisemanagement auftreten wird** und darüber hinaus auf Grund der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG **mindestens 1.900 GWh möglicher Stromerzeugung abgeschaltet** werden muss.³¹ Daraus ergibt sich für Deutschland ein grundsätzlicher Bedarf an zusätzlichen Lasten von ca. 2.000 GWh jährlich.

Eine Untersuchung im Auftrag des Landes Schleswig-Holstein geht dabei davon aus, dass Lasten mit einem Leistungsvolumen von insgesamt ca. 1 GW als sinnvoll erscheinen, um diese zwischen 500 und 1.000 Stunden pro Jahr zuzuschalten, und nicht wie bis dato Energieerzeugungsanlagen mehrere hundert bis 1.000 Stunden pro Jahr ungenutzt

²⁷ Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

²⁸ Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber, www.regelleistung.net, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

²⁹ Ab dem 1.10.2021 wird § 15 EEG 2017 in § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5, S. 4, 5 EnWG – neu – überführt und die Regelung des § 14 EEG 2017 in neuer Form in § 13 Abs. 1a und § 13a Abs. 1 EnWG – neu – in die Regelung zum Redispatch integriert: Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.5.2019, BGBl. I 2019 S. 706. Die Neuregelung stellt eine Anpassung nach Art. 62 VO 943/2019/EU, als zulässige Detailregelung zu Art. 13 VO 943/2019/EU, dar.

³⁰ Bundesnetzagentur, Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit - Zweites Quartal 2020, Tabelle 2, S. 9, www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Q2_2020.pdf, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

³¹ *Stiftung Umweltenergierecht/Fraunhofer ISI*, Gutachten zu zuschaltbaren Lasten, Juni 2016, S. 16, www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/V/Presse/PI/PDF/2016/gutachtenZuschaltbare_Lasten.pdf, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

abschalten zu müssen.³² Eine genauere Regelung zur Beschaffung von zuschaltbaren Lasten fehlt insoweit. Die Regelung einer ZuLaV (Verordnung für zuschaltbare Lasten) könnte zudem sicherstellen, dass eine Entlastung des Netzes tatsächlich stattfindet und es nicht bloß zu einer Verschiebung des Verbrauchs käme. Anderenfalls wäre kein positiver Effekt für das Netz, auf das Einspeisemanagement und die damit verbundenen Kosten zu erwarten. Insoweit wäre auch eine ausdrückliche Verpflichtung zum vorrangigen Einsatz zuschaltbarer Lasten vor dem Einspeisemanagement nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 (ab 01.10.2021: § 13 Abs. 1a und § 13a Abs. 1 EnWG –neu–)³³ zu prüfen, damit EE-Anlagen nur nachrangig abgeregelt werden.

Eine weitere Lücke im Rechtsrahmen zeigt sich bei einem genaueren Blick auf § 13 Abs. 6a EnWG. Danach soll, anstatt die EE-Erzeugungsanlagen abzuregeln, der Überschussstrom genutzt werden. **§ 13 Abs. 6a EnWG ist als enge und befristete Regelung zur Sektorenkopplung**³⁴ und damit als ein kleiner Schritt hin zur effektiveren Nutzung und der optimierten Systemintegration von erneuerbaren Energien anzusehen. Die Norm schafft zudem einen, wenn auch auf **KWK-Anlagen beschränkten** (vgl. § 13 Abs. 6a S. 1 EnWG), konkreteren Rechtsrahmen für zuschaltbare Lasten. Die Lücke besteht insoweit, als dass potenzielle, ebenfalls denkbare, zuschaltbare Lasten wie bspw. Ladestationen aus dem Verkehrssektor oder Power-to-Gas-Anlagen zur grünen Wasserstoffproduktion von der Norm vornherein ausgeschlossen werden. Die Regelung ist zudem auf Anlagen im sogenannten **Netzausbauggebiet beschränkt**, § 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 2 EnWG und ab dem 01.01.2021 de facto abgeschafft. Das Netzausbauggebiet wurde durch die Bundesnetzagentur mittels Rechtsverordnung festgelegt (§ 36c EEG 2017 i. V. m. §§ 88b, 13 Nr. 7 EEG) und begrenzte die Bezuschlagung von Ausschreibungsmengen in diesem Gebiet, bis durch den bevorstehenden Netzausbau weniger Engpässe im Übertragungsnetz erreicht werden.³⁵ Mit dem Inkrafttreten des EEG 2021 zum 01.01.2021 wurde das abgeschafft, da die Regelung nicht den gewünschten Entlastungseffekt bewirkt hat.³⁶

Eine weitere Voraussetzung, um als KWK-Anlage eine zuschaltbare Last anbieten zu können, statuiert § 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 3 EnWG. Hiernach muss die Anlage vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sein. **Neuere Anlagen können auf Grund des gesetzlichen Ausschlusses mithin nicht partizipieren**, was bei einer erwarteten Zunahme von Netzengpässen nicht nachvollziehbar erscheint. Darüber hinaus wird gem.

³² Bundesnetzagentur, Bedarfsermittlung 2019-2030 -Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom, S. 51, https://data.netzausbau.de/2030-2019/NEP/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf, zuletzt angerufen am 16.12.2020.

³³ Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.5.2019, BGBl. I 2019 S. 706.

³⁴ Tüngler in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Aufl. 2019, § 13, Rn. 62.

³⁵ Vertiefend: Bundesnetzagentur, Netzausbaugebiet, www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html, zuletzt angerufen am 16.12.2020.

³⁶ Vgl. BT-Drs. 19/23482, S. 111.

§ 13 Abs. 6a S. 1 Nr. 4 EnWG vorausgesetzt, dass die Anlage eine Leistung von mehr als 500 Kilowatt aufweist. **Verteilnetzbetreiber** (VNB) sind von der vertraglichen Beschaffung zuschaltbarer Lasten derzeit **ausgeschlossen**, vgl. § 13 Abs. 6a S. 5 EnWG.

AUSBLICK

Die Schaffung einer Norm wie § 13 Abs. 6a EnWG zur Regelung der lastseitigen Behebung von Netzengpässen ist als Schritt in die richtige Richtung grundsätzlich positiv zu bewerten. Jedoch beschränken die restriktiven und im Übrigen nur rudimentären Regelungen zu zuschaltbaren Lasten die Möglichkeit, einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten und gleichzeitig der Sektorenkopplung Vorschub zu leisten. Gerade VNB könnten durch die Nutzung zuschaltbarer Lasten nach dem Grundsatz „Nutzen statt Abregeln“ einen Beitrag zur Energiewende und Sektorenkopplung leisten. Des Weiteren würde so die Möglichkeit geschaffen, zu- und abschaltbare Lasten dort zur Verfügung zu stellen, wo die Engpässe auftreten und somit Redispatch-Maßnahmen notwendig werden. Dies entspricht auch der Forderung u. a. vom VKU, der eine Ausweitung der Möglichkeiten auf Verteilnetzebene fordert, um den künftigen Herausforderungen zu begegnen.³⁷ Streng genommen kann die Norm mit der Abschaffung des Netzausbaugebiets zum 01.01.2021 zudem keine Rechtswirkung mehr entfalten.

Mit einer Umsetzung des **Prinzips „Nutzen statt Abregeln“** von EE-Erzeugungsanlagen könnte die Anwendung von Power-to-heat-Anlagen (PtH), z.B. wie Windwärmespeicher, angereizt werden, die den CO₂-Ausstoß im Wärmesektor reduzieren können, ohne sich negativ auf den Anteil Erneuerbarer Energien am Strommarkt auszuwirken. Insoweit müsste eine solche Regelung einen recht eng umgrenzten Regelungsbereich vorsehen, da der ansonsten abgeregelte Strom nur außerhalb des Netzes und auch nur zur Wärmeerzeugung genutzt werden darf. Beispielsweise kann hier der Vorschlag aus dem Bundesrat im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum EEG 2021 angeführt werden, auch wenn diese Regelung mangels Zustimmung der Bundesregierung letztlich nicht umgesetzt wurde.³⁸ Der Vorschlag sah nach dem Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ eine Neuregelung des § 13a Abs. 6 EnWG vor.³⁹ Danach sollten die Netzbetreiber EE-Anlagen anstelle einer nach § 13a Abs. 1 EnWG zulässigen Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugungreduzierung einer EE-Anlage, mittels einer **zusätzlichen Last zur Erzeugung von Wärme** für die Raumheizung, die

³⁷ VKU – Verband kommunaler Unternehmen e. V., Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zum Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0) vom 12. Dezember 2018, Stellungnahme vom 15. Februar 2019, S. 2 (7), www.bundestag.de/resource/blob/593604/e6ea15fab64bccaffe82174bc71b013d/sv-wuebbels-data.pdf, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

³⁸ Die Begründung war, dass eine entsprechende Regelung u.a. zu eng (Beschränkung auf Windenergieanlagen) und nicht ausreichend effektiv sei, da kein vergleichbarer zusätzlicher Entlastungseffekt auf den jeweiligen Netzengpass erfolgt würde: BT-Drs. 19/24234, S. 107 f.

³⁹ BT-Drs. 19/24234, S. 53 (Nr. 54 b).

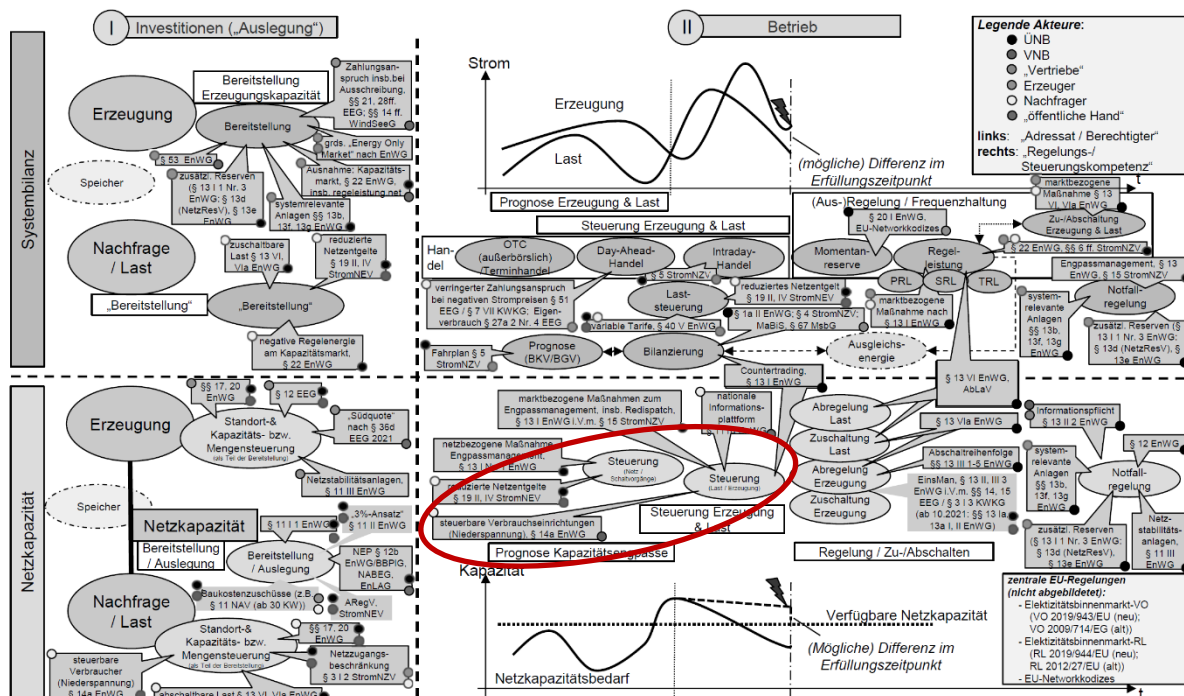
Warmwasserbereitung, die Kälteerzeugung oder von Prozesswärme, die Einspeiseleistung der Anlage reduzieren dürfen. Die Regelung wäre jedoch nur für solche Lasten anwendbar gewesen, die über eine Direktleitung außerhalb des Netzes der allgemeinen Versorgung mit der Erzeugungsanlage verbunden gewesen wäre.⁴⁰

Es erscheint daher weiterhin notwendig, den Rechtsrahmen für zuschaltbare Lasten, sei es nun in Form einer Verordnung oder einer neuen gesetzlichen Regelung weiter zu entwickeln, um Netzstabilität zu gewährleisten und die Sektorenkopplung voranzubringen. Dabei sollte die Ausgestaltung technologieoffen erfolgen, um insbesondere Power-to-X-Anwendungen zu ermöglichen. Der Anwendungsbereich bestehender Regelungen sollte weitergefasst und entfristet werden, da andernfalls durch die Spitzenkappung bundesweit erhebliche Strommengen langfristig ungenutzt blieben.⁴¹

⁴⁰ BT-Drs. 19/24234, S. 54.

⁴¹ Vertiefend: *Weiser/Schäfer-Stradowsky*, NUR 2018, S. 13 ff.

3.2 Netzbetrieb und Netzkapazität: Flexibilitäten von Letztverbrauchern – Fokus auf § 14a EnWG



Im EnWG ist in § 14a S. 1 EnWG die Möglichkeit der netzdienlichen Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Gegenzug für reduzierte Netzentgelte für Lieferanten und Letztverbraucher im Bereich der Niederspannung (= Ebene der Verteilnetze) vorgesehen. Nach § 14a S. 1 EnWG soll es den VNB erlaubt sein, im Sinne der Netzstabilität im laufenden Betrieb steuernd einzugreifen und entsprechende Anpassungen je nach Netzsituation vorzunehmen.

STATUS QUO: IDEE DES SMART GRID

Bereits im Jahr 2011 wurde § 14a EnWG eingeführt, um flexible Lasten für den netzdienlichen Betrieb zu erschließen und den ersten Schritt in Richtung intelligenter Netze (Smart Grids) zu gehen. Die fortschreitende Integration erneuerbarer Energien sowie die Klimaziele und die voranschreitende Elektrifizierung des Verkehrs- und Gebäudesektors, lassen flexiblen Lasten eine immer größere Rolle zukommen (vgl. oben 3.1). Dies hat der Bundesgesetzgeber bereits 2011 erkannt und mit § 14a EnWG einen ersten Anknüpfungspunkt geschaffen. Ein weiterer Schritt zum Aufbau von intelligenten Netzen (Smart Grids) und deren nötigen Rahmenbedingungen wurde mit dem Messstellenbetriebsgesetz⁴² 2016 getan. Ziel ist es,

⁴² Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 90 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1626) geändert worden ist.

mittels sog. „Smart-Meter-Gateways“ den Stromverbrauch in Echtzeit bzw. kurzen Intervallen zu messen und nach Bedarf intelligent zu steuern.⁴³ Begrifflich sind unter „steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“ klassisch Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und zunehmend auch Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie Stromspeicher, die in der Niederspannung angeschlossen sind, zu verstehen.⁴⁴ Diese müssen über einen separaten Zähler erfasst werden und fernsteuerbar, z. B. über das Smart-Meter-Gateway, sein.

In der Branche werden eine Vielzahl von Umsetzungsideen⁴⁵ und nur wenige konkrete Ausgestaltungsvorschläge zu § 14a EnWG diskutiert. Alle Vorschläge zu § 14a EnWG haben, trotz der Vielzahl an Ideen zur Ausgestaltung des § 14a EnWG, zum Ziel, den konventionellen Netzausbau durch die bereitgestellte, netzorientierte Flexibilität teilweise zu substituieren. Allen Vorschlägen gemein ist, dass sie über den Rechtsrahmen des § 14a EnWG hinausreichen. Aus systemisch-ökonomischer Sicht ist jedoch noch vieles ungeklärt.

Der VNB ist nach § 14a EnWG gesetzlich verpflichtet, den Stromlieferanten bzw. Letztverbrauchern in der Niederspannung (je nachdem, mit wem der Netznutzungsvertrag besteht) ein reduziertes Netzentgelt anzubieten, wenn diese eine netzdienliche Steuerung ermöglichen. Die Ausgestaltung hat zwingend vertraglich zu erfolgen; der Vertragsschluss ist nach der derzeitigen Rechtslage jedoch freiwillig. Anderes gilt bei Notmaßnahmen nach § 17 NAV⁴⁶, bei denen eine einseitige Steuerung zulässig ist. Dabei sind eine Vielzahl relevanter Akteure und Vertragsbeziehungen zu beachten.⁴⁷

RECHTSRAHMEN UND SEINE LÜCKEN

Abgesehen vom Gesetzeswortlaut des § 14a EnWG fehlen konkrete Regelungen darüber, wie und unter welchen Voraussetzungen bzw. nach welchen Regelungen eine Steuerung stattfinden soll. Denn die nach § 14a S. 3 EnWG vorgesehene konkretisierende Verordnung wurde durch die Bundesregierung bis dato nicht erlassen. Der bestehende Rechtsrahmen hemmt die Erschließung netzdienlicher Flexibilitätspotenziale. Es bedarf daher dringend einer konkretisierenden Verordnung zu § 14a EnWG bzw. bestenfalls einer Weiterentwicklung des

⁴³ Ausf. Knoll/Witting/Antoni, Das Smart Grid – Eine neue Infrastruktur und deren Beitrag zur stabilen Stromversorgung, REthinking Law 5/2020, S. 47 ff.

⁴⁴ Vgl. IKT für Elektromobilität, Anregungen zur Ausgestaltung von § 14a EnWG, im Auftrag des BMWi, S. 4, www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt3-Anregungen%20zur%20Ausgestaltung%20von%20%C2%A7%2014a%20EnWG.pdf, zuletzt angerufen am 16.12.2020.

⁴⁵ Vgl. Überblick in: *BET*, Gutachten Digitalisierung der Energiewende - Thema 2, im Auftrag des BMWi, 28.08.2019, S. 39 ff.

⁴⁶ Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 14. März 2019 (BGBl. I S. 333) geändert worden ist.

⁴⁷ Eine entsprechende überblickartige Darstellung findet sich in: *Antoni*, Rechtsfragen zu Zugang und Nutzung von Stromverteilnetzen im Kontext der Energie- und Verkehrswende, IR 2020, S. 5 und *Antoni/Selinger*, Bereitstellung von Flexibilität in der Niederspannung -Status Quo, Wechselwirkungen und Ausblick, Dezember 2019, S. 11, www.ikem.de/wp-content/uploads/2020/02/20200129_ENavi_14a_EnWG.pdf, zuletzt angerufen am 16.12.2020.

Rechtsrahmens über § 14a EnWG hinaus, die eine grundsätzliche Entscheidung über Nutzung und Zugang zum Verteilnetz im Verhältnis zum Netzausbau trifft. Zudem sind die Schnittstellen und Steuermöglichkeiten für Letztverbraucher und VNB klar zu definieren, um Planungssicherheit zu schaffen.

Unklar ist zudem, ob § 14a EnWG als dauerhaftes Instrument zu dienen bestimmt ist oder ob die Norm vielmehr nur kurzzeitig Engpässe bei der Netzkapazität bzw. beim Netzausbau im Verteilnetz überbrücken soll.

AUSBLICK

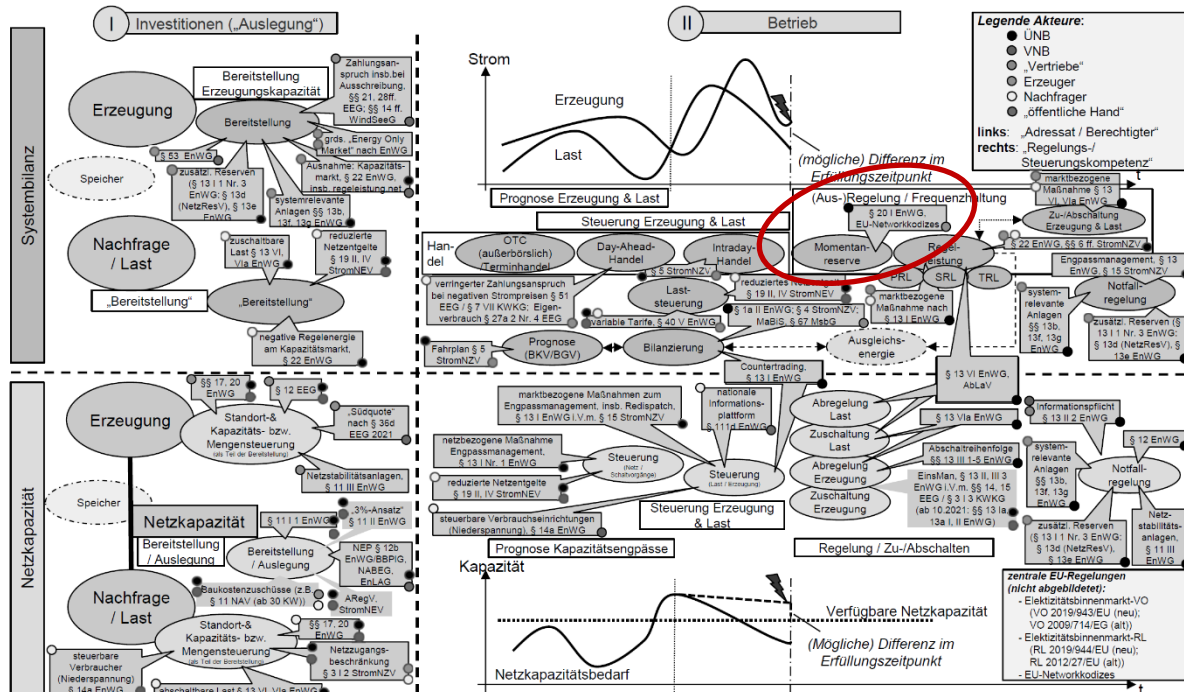
Langfristig erscheint eine über die Idee des § 14a EnWG hinausgehende Regelung im Sinne der Netzdienlichkeit sinnvoll. Es wäre zu untersuchen, wie entsprechendes Potenzial an netzdienlichen Flexibilitäten auch auf weiteren Netzebenen⁴⁸ genutzt bzw. wie die Flexibilität von Erzeugungsanlagen erhöht werden könnte.⁴⁹ Insoweit ist zukünftig auch ein intelligentes bidirektionales Laden (Vehicle-to-Grid) denkbar bzw. könnten Haushalte als sog. „Prosumer“ z. B. durch Kombination eines Elektrofahrzeugs und/oder Wärmepumpe mit einer eigenen PV-Anlage aktiv das Netz entlasten.⁵⁰

⁴⁸ Vgl. o. 3.1. zu- und abschaltbaren Lasten auf Übertragungsnetzebene,

⁴⁹ Vertiefend: *Antoni*, IR 2020, S. 2 ff.; *Antoni/Selinger*, Bereitstellung von Flexibilität in der Niederspannung - Status Quo, Wechselwirkungen und Ausblick, Dezember 2019, www.ikem.de/wp-content/uploads/2020/02/20200129_ENavi_14a_EnWG.pdf, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

⁵⁰ DIW, „Eigenversorgung mit Solarstrom“ – ein Treiber der Energiewende?, www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.523544.de, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

3.3 Frequenzhaltung: Zukünftige Herausforderungen für die Bereitstellung von Momentanreserve



Die Frequenzhaltung im Stromsystem ist stufenartig aufgebaut. Der jeweilige ÜNB nutzt hierfür aktiv Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve (Tertiärregelung). Die Momentanreserve, die der Primärregelleistung zeitlich vorangestellt ist, stellt Regelenergie instantan – d.h. unverzögert – zur Verfügung, noch bevor eine aktive Steuerung durch den ÜNB erfolgen kann. Die Momentanreserve wird derzeit systeminhärent durch träge, rotierende Massen in den konventionellen Kraftwerken bereitgestellt, ohne dass der ÜNB aktiv regeln muss. Die übrigen Formen der Regelleistung werden in Deutschland bzw. der EU derzeit grundsätzlich in einem Ausschreibungsverfahren beschafft.

STATUS QUO

Grundsätzlich besteht nach den Szenarios, die Prognosen bis in das Jahr 2050 anstellen, kaum Bedarf für eine zusätzliche Momentanreserve, allenfalls sei danach ein sukzessiver, leicht zunehmender Zubau nötig. Bei einem potenziellen Kraftwerksausfall im europäischen Verbundnetz in Höhe von 3 GW seien keine wesentlichen Problemfälle absehbar. Einzig im Zusammenhang mit der Beherrschung eines System Splits – wie er im Jahr 2006 aufgetreten ist – sei ein erhöhter, zusätzlicher Bedarf von Momentanreserve zu erkennen.⁵¹ Die Situation

⁵¹ Dena, Systemsicherheit 2050, S. 8, www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena_Systemsicherheit_2050_LANG_WEB.pdf, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

im Stromsystem ist zunehmend komplex, da die großen konventionellen (fossilen) Kraftwerke, die derzeit noch systeminhärent Momentanreserve bereitstellen, sukzessive vom Netz genommen werden. Dabei bestehen neben dem Redispatch konventioneller, nicht klimaneutraler Kraftwerke, wie er heutzutage in Großbritannien Praxis ist, auch klimaneutrale Varianten.⁵² Grundsätzlich können auch die neuen, dezentralen erneuerbaren Energieanlagen sowie Lasten und Batteriespeicher Momentanreserve bereitstellen. Dies ist Stand der Technik und wird teilweise schon praktiziert. Aus technischer Sicht bestehen im Wesentlichen zwei Lösungsansätze: rotierende Phasenschieber (reale Schwungmassen) und netzbildende Umrichter. Auf die Vor- und Nachteile konkreter technischer Möglichkeiten der Bereitstellung von Momentanreserve wird im Rahmen dieser Darstellung nicht weiter eingegangen.⁵³

Der Rechtsrahmen sieht bisher jedoch keine konkrete Festlegung auf bestimmte technische Möglichkeiten, geschweige der Beschaffung von Momentanreserve, vor.⁵⁴ Grund hierfür ist die (noch) bestehende systemimmanente Bereitstellung von Momentanreserve, für die auf absehbare Zeit für Kontinentaleuropa auch keine Knappheit prognostiziert wird.⁵⁵ Angemerkt werden kann, dass auf Grund der Größe des synchronen Bereiches in Kontinentaleuropa, die Abnahme an Trägheit (systemimmanente Momentanreserve) weniger schnell signifikant werden wird, als eine Trägheitsverringering in kleinen synchronen Bereichen wie Irland (Republik Irland und Nordirland) und Großbritannien.⁵⁶ Entsprechend ist im Rechtsrahmen auch noch nicht vorgegeben, ob die Bereitstellung von Momentanreserve künftig per gesetzlicher Vorgabe als Anschlussvoraussetzung (letztlich ordnungsrechtlich) oder durch marktliche Beschaffung erfolgen soll.

RECHTSRAHMEN UND SEINE LÜCKEN

Derzeit gibt es für die Momentanreserve auf **europäischer Ebene** kaum Regelungen, wie diese als derzeit noch immanente Systemdienstleistung zukünftig erbracht werden soll. Wesentliche bestehende Regelungen lassen sich in den **Anforderungen an den**

⁵² *National Grid ESO*, Obligatory reactive power service (ORPS), www.nationalgrideso.com/balancing-services/reactive-power-services/obligatory-reactive-power-service-orps?technical-requirements, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

⁵³ Zur Momentanreserve erscheint voraussichtlich im 1. Quartal 2021 eine vertiefte interdisziplinäre Darstellung der Autoren in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern aus „Netz-Stabil“.

⁵⁴ *Dena*, Dena-Studie – Systemsicherheit 2050 – Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im künftigen Stromsystem, April 2020, S. 8, [www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/Systemsicherheit_2050 - Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilitaet im zukuenftigen Stromsystem Gutachten ef.Ruhr.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/Systemsicherheit_2050_-_Systemdienstleistungen_und_Aspekte_der_Stabilitaet_im_zukuenftigen_Stromsystem_Gutachten_ef.Ruhr.pdf), zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

⁵⁵ *Dena*, Systemsicherheit 2050, S. 8, www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena_Systemsicherheit_2050_LANG_WEB.pdf, zuletzt abgerufen am 16.12.2020; *Dena*, Studie – Systemdienstleistungen 2030, S. 8 f., www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

⁵⁶ Vgl. ENTSO-E, European Power System 2040, S. 30 (System inertia trends), https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/european_power_system_2040.pdf, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

Netzanschluss und den -betrieb, die ebenso eine wichtige Funktion für die **Wahrung der Systemsicherheit** haben, finden. Dabei kommt es vor allem auf die Einhaltung der europäischen Regelwerke, insbesondere der **Netzkodizes**⁵⁷ und einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SOGL)⁵⁸ sowie den **ENTSO-E**,⁵⁹ den europäischen Verband der ÜNB, an. Die für die Bereitstellung von Momentanreserve besonders relevanten Netzkodizes sind die Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG-VO),⁶⁰ der Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (NC Emergency and Restoration)⁶¹ und die Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SOGL). Daneben kann auch der ENTSO-E⁶², als der europäische Verband der ÜNB, ergänzende Festlegungen treffen.

In der RfG-VO wird bereits in Erwägungsgrund Nr. 25 davon ausgegangen, dass der weitere Ausbau von erneuerbaren Energien aufgrund fehlender Schwungmassen⁶³ keinen natürlichen Beitrag zur Momentanreserve leisten könne. In Art. 15 Abs. 2 lit. d Ulit. iv) RfG-VO wird im Hinblick auf die Momentanreserve vorgegeben, dass die anfängliche Aktivierung der frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistungsabgabe nicht unangemessen verzögert werden darf. Zulässig ist danach eine maximale Verzögerung von zwei Sekunden. Für Stromerzeugungsanlagen ohne Schwungmasse kann der jeweilige ÜNB einen kürzeren Zeitraum als zwei Sekunden festlegen. Die Festlegung dieses Reaktionsverhaltens ist notwendig, wenn ein der Primärregelleistung zeitlich vorgelagertes „Momentanreserveprodukt“ nachgebildet werden soll.

Neben den Ansätzen der RfG-VO ist auf europäischer Ebene auch die Regelung in Art. 39 SOGL, die Vorgaben für das Management von dynamischer Stabilität macht, zu nennen. Diese Norm verpflichtet die ÜNB der einzelnen Mitgliedstaaten, alle zwei Jahre eine Studie zu erstellen, um zu eruieren, wieviel Mindestschwungmasse – und somit Momentanreserve – künftig in ihrem Netzgebiet benötigt werde. Auf Nachfrage vom 9.7.2020 teilte die Bundesnetzagentur (BNetzA) mit, dass die entsprechende Studie „Requirement for minimum inertia as per Article 39 of SOGL – Dynamic Stability Management Version 1.1“ der deutschen

⁵⁷ Die Europäischen Netzkodizes, die unter Beteiligung von ACER (europäische Energieregulierungsbehörde), ENTSO-E und der EU-Kommission erstellt worden, sind als Verordnungen nach Art. 288 Abs. 2 AEUV rechtlich unmittelbar verbindlich.

⁵⁸ Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, (SOGL - System Operation Guideline), ABl. L 220/1.

⁵⁹ European Network of Transmission System Operators for Electricity.

⁶⁰ Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. EU Nr. L 112/1.

⁶¹ Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes, ABl. L 312/54.

⁶² European Network of Transmission System Operators for Electricity.

⁶³ Art. 2 Nr. 34 RfG-VO: synthetische Schwungmasse „die Fähigkeit einer nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage oder eines HGÜ-Systems, die Wirkung der Schwungmasse einer synchronen Stromerzeugungsanlage in vorgegebenem Umfang zu ersetzen“; Art. 2 Nr. 33 RfG-VO: Schwungmasse „die Eigenschaft eines sich drehenden starren Körpers, wie des Rotors eines Generators, eine gleichförmige Drehbewegung und den Drehimpuls aufrechtzuerhalten, wenn auf ihn kein externes Drehmoment wirkt“.

ÜNB seit September 2019 vorliegt, aber nicht veröffentlicht wird.⁶⁴ Nach Auskunft der BNetzA gehe aus ihr inhaltlich hervor, dass für Kontinentaleuropa (derzeit) keine Notwendigkeit zur Festlegung einer Mindestschwungmasse für den Normal- und Alarmzustand vorhanden sei.

Auch der **deutsche Rechtsrahmen** sieht nur im Ansatz Regelungen für die Momentanreserve vor. Nach § 13 EnWG tragen die ÜNB die Systemverantwortung (§§ 12, 13 EnWG), was die Frequenzhaltung mitumfasst. Sie müssen für die jeweilige Regelzone die Frequenz stabil halten (ein Leistungsgleichgewicht sicherstellen), wenn es zu Abweichungen bei der Summe aller Bilanzkreise in einem Zeitpunkt kommt. Das Bilanzkreismanagement ist eine marktbezogene Tätigkeit. Es liegt in der Verantwortung der Netzbetreiber, ein Gleichgewicht zwischen vorhergesagter und realer Last herzustellen. Einzelheiten des Bilanzkreissystems sind in §§ 4, 5 StromNZV geregelt.

Eine besonders relevante Regelung im Zusammenhang mit der Momentanreserve ist in § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 (ab 1. Oktober 2021: § 13a Abs. 1 EnWG –neu–) enthalten,⁶⁵ der den Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien regelt. Demnach genießt Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung grundsätzlich Einspeisevorrang. Dieser Vorrang greift nicht, wenn der Netzbetreiber seine Versorgungspflicht – wie z. B. ausreichend Momentanreserve bereitzustellen – sonst nicht erfüllen kann. In diesem Fall kann auf sonstige (konventionelle) Stromerzeuger zurückgegriffen werden.⁶⁶

Im derzeitigen Rechtsrahmen spiegelt sich wider, dass derzeit kein akuter Bedarf für eine zusätzliche Bereitstellung von Momentanreserve besteht, da im System ausreichend Momentanreserve vorhanden ist. Dementsprechend besteht in Deutschland auch noch kein System zur Beschaffung von Momentanreserve. Aus rechtlicher Perspektive stellt sich die Situation so dar, dass der jeweilige ÜNB die Systemverantwortung, insbes. auch bezüglich der Frequenzabweichung im kürzesten Zeitfenster, trägt, jedoch noch keine marktliche oder anderweitige Beschaffung vorgegeben ist.

⁶⁴ Der letzte online verfügbare Bericht ist von 2016: ENTSO-E, Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe –Requirements and impacting factors (Inertia Report - Continental Europe), März 2016, <https://docs.entsoe.eu/dataset/inertia-report-continental-europe>, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

⁶⁵ Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.5.2019, BGBl. I 2019 S. 706.

⁶⁶ BT-Drs. 17/6071, S. 64; *Lülsdorf*, in Danner/Theobald, Energierecht, 97. EL April 2018 Rn. 25, 26; *Salje*, EEG 2014, § 14 Rn. 3.

AUSBLICK

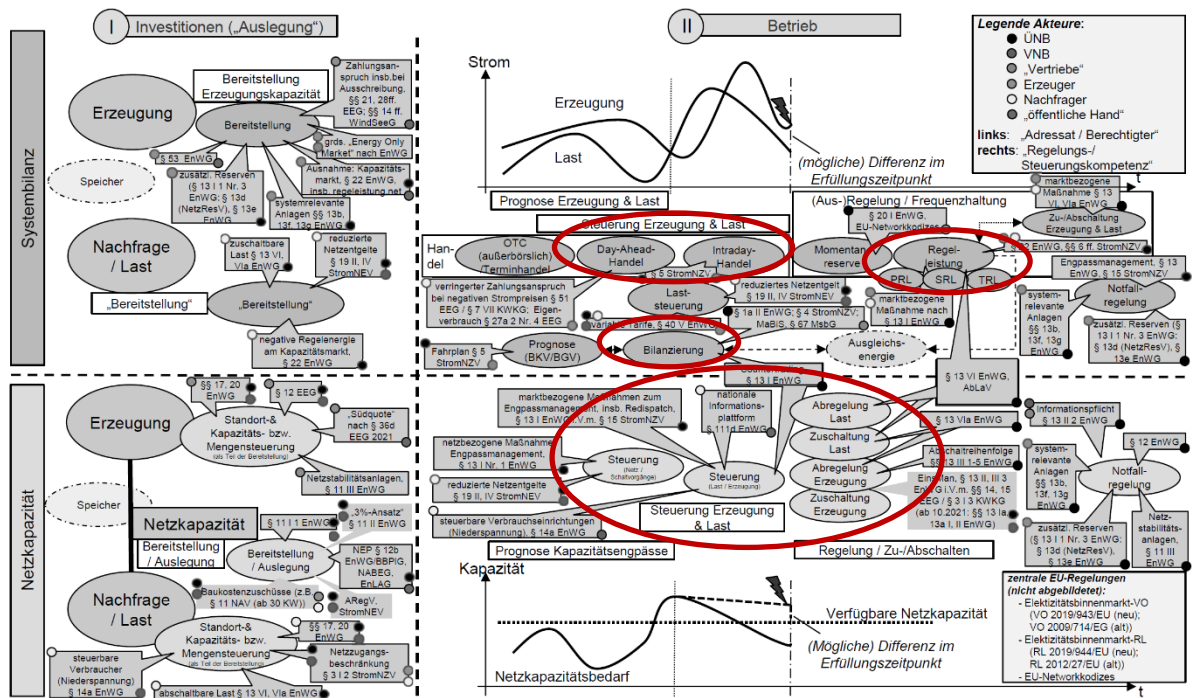
Zu den Versorgerpflichten gehört auch eine ausreichende Momentanreserve.⁶⁷ Im Status quo besteht mit dem bisher nicht vorhandenen Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve keine Regelungslücke. Insoweit könnte man allenfalls diskutieren, ob die derzeitige „Beschaffung“ von Momentanreserve effizient erfolgt.

Die technischen Änderungen in unserem Stromsystem, die mit der Umstellung auf erneuerbare Energien einhergeht, werden aller Voraussicht nach in Zukunft zu einem Regelungsbedarf führen. Daher sollte schon jetzt über Alternativen zur Sicherstellung von Momentanreserve nachgedacht werden. Im Gegensatz zum europäischen Rahmen fehlt es im nationalen Rahmen noch an langfristigen Überlegungen zur künftigen Sicherstellung von Momentanreserve. Im schlechtesten Fall müssten konventionelle Kraftwerke zur Sicherstellung der Netzstabilität länger am Netz bleiben, wenn anderweitig keine Momentanreserve zur Verfügung gestellt werden kann. In der Konsequenz könnte sich dies als erheblicher Stolperstein für das Voranbringen der Energiewende und der Klimaziele erweisen.⁶⁸

⁶⁷ BT-Drs. 17/6071, S. 64; *Lülsdorf*, in Danner/Theobald, *Energierrecht*, 97. EL April 2018 Rn. 25, 26; *Salje*, EEG 2014, § 14 Rn. 3.

⁶⁸ Zur Momentanreserve erscheint voraussichtlich im 1. Quartal 2021 eine vertiefte interdisziplinäre Darstellung der Autoren in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern aus „Netz-Stabil“.

3.4 Neue Lösungsoptionen durch virtuelle Kraftwerke



Eine durch die Energiewende hervorgerufene, neuere Erscheinung, die künftig für die Netzstabilität eine wichtige Rolle einnehmen kann, sind die virtuellen Kraftwerke. Oft werden virtuelle Kraftwerke als Lösungsoption für verschiedene Problemstellungen, die mit der Energiewende einhergehen, bspw. als Hilfsmittel zur Auflösung von Netzengpässen (Bereich Netzkapazität), genannt. Bisher gibt es jedoch nur vereinzelt Vorstellungen davon, welche Rolle oder Rollen virtuelle Kraftwerke – im Sinne der Energiewende und eines zukunftsfähigen Stromnetzes – einnehmen könnten.

In einschlägigen Fachkreisen ein geläufiger Begriff, sind virtuelle Kraftwerke bei näherer Betrachtung in ihrer Vielgestaltigkeit noch nicht ausdrücklich definiert worden. Um einen Beitrag zur Definition zu leisten, muss zunächst erläutert werden, was unter dem Begriff eines virtuellen Kraftwerks zu verstehen und wie die Rechtslage im Status quo ausgestaltet ist. Daran anknüpfend kann untersucht werden, welche Einsatzoptionen für virtuelle Kraftwerke denkbar sind, ob und inwiefern sie Problemlösungen anbieten können und inwieweit dies ökonomisch in einem gesamtgesellschaftlich vorteilhaften Sinne umsetzbar ist.

STATUS QUO: VIRTUELLE KRAFTWERKE ALS AUSLEGUNGSBEDÜRFTIGER BEGRIFF

Die Entwicklung zur Bildung eines gemeinsamen Begriffsverständnisses bzw. einer Systematik für virtuelle Kraftwerke ist vorangeschritten, jedoch immer noch recht konturenlos. In den einschlägigen Gesetzestexten findet sich bisher keine Legaldefinition zu virtuellen Kraftwerken, sondern verschiedene Umschreibungen, die in sich nicht konsistent sind. Andere

Bezeichnungen, die jedoch weder eine Systematisierung erkennen lassen, noch gänzlich die inhaltliche Variantenvielfalt von virtuellen Kraftwerken abbilden, sind: Aggregator, Kombikraftwerk, Schwarmkraftwerk, Pooling, Plattform oder DEA-Cluster (Cluster aus Dezentralen Erzeugungsanlagen).

Das allgemeine Grundverständnis von einem virtuellen Kraftwerk geht von einem weiten Ansatzpunkt aus, der das „Miteinander-Verbinden“ verschiedener Anlagen fokussiert. Das durch die Energiewende bedingte, grundsätzliche Abschalten großer, konventioneller Kraftwerke, die Strom traditionell v.a. in die Übertragungsnetzebene einspeisen, bringt mit sich, dass vermehrt auch kleinere, dezentrale Erneuerbare-Energien-Anlagen auf Verteilnetzebene die Aufgabe der stabilen Stromversorgung übernehmen müssen. Um diese Anlagen wie die größeren, konventionellen Kraftwerke „fahren“ zu können, ist das „virtuelle Verbinden“ dieser Anlagen vonnöten, was u.a. zur Begrifflichkeit des virtuellen Kraftwerks geführt hat.

Um eine Grundlage für eine Systematisierung und Beantwortung der aufgeworfenen Frage zu schaffen, muss sich dem Begriff in seiner Gesamtheit genähert werden. Zu betrachten sind dabei grundsätzlich die folgenden Kriterien, die in einem virtuellen Kraftwerk von Bedeutung sein können: Anlagen, Betreiber, Lokalität, Nutzen/Geschäftsmodell. Diese Kriterien zeigen im weitesten Sinne die verschiedenen Aspekte eines virtuellen Kraftwerkes auf und können zudem als Anhaltspunkte für die Untersuchung der Netz- bzw. Systemdienlichkeit dienen. Im Folgenden werden die einzelnen Kriterien genauer untersucht.

In den vielen denkbaren Formen von virtuellen Kraftwerken ist die Zusammenschaltung diverser, dezentraler **Anlagen** sowohl in homogenen als auch heterogenen Varianten denkbar. Es sind beispielsweise stromerzeugende Anlagen wie Photovoltaik-, Windenergieanlagen, Wasserkraftwerke, Biogas-Anlagen und BHKW einzubeziehen. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, nicht nur stromerzeugende Anlagen einbinden zu können, sondern auch Lasten, wie bspw. Kühlhäuser, etc. oder Maßnahmen der Stromumwandlung, bspw. in Form von Technologien zur Wasserstoffspeicherung. Diese Anlagen haben bei entsprechender Vernetzung das Potenzial für das zukünftige Stromsystem eine netzstabilisierende Rolle einzunehmen, indem sie bspw. Flexibilität/Regelleistung anbieten.

Eine weitere relevante Rolle bei der Ausgestaltung eines virtuellen Kraftwerks können die **Betreiber** der jeweiligen Anlagen einnehmen. Betreiber können Unternehmen sein, die größere Anlagen (bspw. Windparks), oder mittelgroße Anlagen (bspw. große, mit Photovoltaik-Anlagen ausgestattete Dachflächen) besitzen. Auch Energiegemeinschaften bis hin zu

einzelnen Haushalten als sogenannte „Prosumer“,⁶⁹ die unter anderem Lasten in Form von Wärmepumpen oder Stromeinspeisung z. B. durch PV-Anlagen oder zwischengespeicherte Energie aus Elektrofahrzeugen zur Verfügung stellen können, können Betreiber sein. Mitzudenken ist an dieser Stelle die Frage, ob und auf welche Weise sich die jeweiligen Betreiber einbringen und welche Rolle sie innerhalb eines virtuellen Kraftwerks einnehmen können.⁷⁰

Ein essenzielles Kriterium des virtuellen Kraftwerks ist die **Dezentralität**. Wie oben beschrieben, werden verschiedene, oft kleinere Anlagen dezentral aufgestellt und miteinander verbunden.

Für den Betrieb der Netze der Zukunft erlangt der Aspekt der **Lokalität** als ein örtlich begrenztes Gebiet für virtuelle Kraftwerke vermehrt an Bedeutung. Denn durch die zunehmende Dezentralität der Erzeugung durch die EE-Anlagen im Allgemeinen sowie durch die Elektrifizierung der Sektoren Mobilität und Wärme steigt die Volatilität in den Netzen an. Dem muss durch entsprechende Steuerung begegnet werden, um die sichere Stromversorgung künftig zu gewährleisten. Hier können virtuelle Kraftwerke – je nach Ausformung – einen wertvollen Beitrag leisten. Dabei sind u.a. folgende, untereinander kombinierbare Ausformungsmöglichkeiten denkbar: Zum einen könnte ein virtuelles Kraftwerk als Plattform im Bereich eines **Quartiers**, eines **Verteilnetzes** oder auf der Ebene des **Übertragungsnetzes** als „lokale Flexibilitätsplattform“ fungieren. Interessant sind insbesondere die Bereiche der Verteilnetze, denn die dezentrale Einspeisung erfolgt künftig vorwiegend auf Verteilnetzebene statt auf Übertragungsnetzebene.⁷¹ Im größeren Rahmen, wobei an dieser Stelle der Aspekt von Lokalität stark an Bedeutung verliert, ist ebenfalls die **nationale oder europaweite Etablierung** eines virtuellen Kraftwerks mitzudenken. Daran schließt sich insgesamt auch direkt die Frage an, wer künftig der Betreiber des jeweiligen virtuellen Kraftwerks sein soll.

In der Konsequenz stellt sich ferner die Frage nach der Ausrichtung des virtuellen Kraftwerks. Dabei ist der Fokus des **Geschäftsmodells** – und der somit inhärente **mögliche Nutzen** – für das Stromsystem entscheidend: So kann danach gefragt werden, ob das Geschäftsmodell auf die Bündelung von Einspeisung oder Last oder sogar auf beides abzielt. Dabei kann der Aspekt der marktlichen Ausrichtung oder der Netzdienlichkeit im Vordergrund stehen.⁷²

⁶⁹ BMWi, Was ist ein „Prosumer“?, www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2016/06/Meldung/direkt-erklart.html, zuletzt angerufen am 16.12.2020.

⁷⁰ Vertiefend: Schäfer-Stradowsky/Timmermann, Verschiebung von Kompetenzen zwischen ÜNB und VNB durch die Digitalisierung der Energiewende – Bedarf einer Mittelebene, EnWZ 2018, S. 199 ff.

⁷¹ Vertiefend: Schäfer-Stradowsky/Timmermann, Verschiebung von Kompetenzen zwischen ÜNB und VNB durch die Digitalisierung der Energiewende – Bedarf einer Mittelebene, EnWZ 2018, S. 199 ff.

⁷² Eine Übersicht über mögliche Geschäftsmodelle vom EU-Projekt BestRES im Paper „Existing business models for renewable energy aggregators“ abrufbar unter: http://bestres.eu/wp-content/uploads/2016/08/BestRES_Existing-business-models-for-RE-aggregators.pdf, zuletzt abgerufen am 16.12.2020.

Zusammengenommen stellen sich hier somit die folgenden **drei zentralen Fragen**: **1.** Ob und inwiefern werden kleinteilige, lokale virtuelle Kraftwerke für die Netzstabilität in der Zukunft vonnöten sein? **2.** Bestehen diesbezüglich regionale Unterschiede, die einen individuellen Anpassungsbedarf nach sich ziehen? **3.** Wie könnten sich virtuelle Kraftwerke auch als Geschäftsmodell vorteilhaft darstellen? Diese Fragen bedürfen einer umfassenden Untersuchung unter einer systemischen Fragestellung, die an dieser Stelle nicht abgebildet werden kann.

RECHTSRAHMEN UND SEINE LÜCKEN

Auch wenn virtuelle Kraftwerke in der Gesetzgebung bisher keine direkte rechtlich Erwähnung gefunden haben, so sind doch bereits auf europäischer und nationaler Ebene regulatorische Punkte vorhanden, die einen Anknüpfungspunkt für die Etablierung virtueller Kraftwerke bieten können.

Auf der **europäischen Ebene** findet sich durchgängig der Begriff des Aggregators, der an dieser Stelle am ehesten mit dem Begriff des virtuellen Kraftwerks verglichen werden kann. Erstmalige Erwähnung findet der **Aggregator** in der Richtlinie 2012/27/EU.⁷³ Gemäß Art. 2 Nr. 45 der Richtlinie ist der Aggregator demnach ein *Lastmanagement-Dienstleister, der verschiedene kurzfristige Verbraucherlasten zwecks Verkaufs oder Auktion in organisierten Energiemärkten bündelt.*

Eine inhaltliche Weiterentwicklung erfuhr der Begriff mit der Verabschiedung des Winterpakets im Jahr 2019, insbesondere mit Erlass der **Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie** (Elektrizitätsbinnenmarkt-RL).⁷⁴ Hier wird deutlich, dass der europäische Gesetzgeber verstärkt auch die Beteiligung sämtlicher Kundengruppen (Industrie, Gewerbe, Haushalt) beim Zugang zu Elektrizitätsmärkten fokussiert, um deren flexible Kapazität sowie selbst erzeugte Elektrizität zu vermarkten. Eine wichtige Rolle soll dabei dem „**unabhängigen Aggregator**“ zukommen. Der unabhängige Aggregator ist danach ein *Marktteilnehmer, der im Bereich der Aggregation tätig und nicht mit dem Versorger des Kunden verbunden ist,* Art. 2 Nr. 19 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL. Aggregation meint hier eine von einer natürlichen oder juristischen Person ausgeübte Tätigkeit, bei der mehrere Kundenlasten oder erzeugte Elektrizität zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem Elektrizitätsmarkt gebündelt werden, Art. 2 Nr. 18 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL. Er aggregiert somit mehrere Marktteilnehmer und fungiert dann als **Vermittler** zwischen den Kundengruppen und dem

⁷³ Richtlinie 2012/27/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG ABI. L 315/1.

⁷⁴ Richtlinie (EU) 2019/944 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABI. L 158/125.

Markt. Dabei sollen nach den Wünschen des EU-Gesetzgebers die angebotenen Produkte auch für Märkte von Systemdienstleistungen und Kapazitäten definiert werden, um nach Möglichkeit eine Teilnahme an der Laststeuerung zu fördern, vgl. Erwägungsgrund Nr. 39 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL. Demnach sind u. a. **netzdienliche Angebote** möglich, die zugleich einen finanziellen Vorteil bringen und somit Anreize für eine Partizipation schaffen. Durch die Aggregatoren sollen insbesondere aktive Kunden und die Bürgerenergiegemeinschaften partizipieren, Art. 15 Abs. 2 lit. a) und Art. 16 Abs. 3 lit. a), b) Elektrizitätsbinnenmarkt-RL. Eine Herausforderung besteht in der entsprechenden nationalen Umsetzung und Festsetzung der Definitionen.

Daran anschließend finden sich auch in der **Elektrizitätsbinnenmarktverordnung**⁷⁵ (Elektrizitätsbinnenmarkt-VO) Regelungen, die einen Hinweis auf die Vorstellung des europäischen Gesetzgebers von der Rolle der Aggregatoren geben. In Art. 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO sind Grundsätze für den Betrieb der Elektrizitätsmärkte festgelegt. Demnach sollen Kunden die Möglichkeit erhalten, als Marktteilnehmer am Energiemarkt und an der Energiewende zu partizipieren, Art. 3 lit. d) Elektrizitätsbinnenmarkt-VO. Daran anschließend soll die Marktbeteiligung von Endkunden und Kleinunternehmen durch die Aggregation von Stromerzeugung oder Last gewährleistet werden, die dann gemeinsam im Elektrizitätsmarkt angeboten werden kann, Art. 3 lit. e) Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.

Konkret werden in der Verordnung auch Einsatzmöglichkeiten für die Aggregatoren genannt. Möglich ist demnach eine Teilnahme am **Regelreservemarkt**, vgl. Art. 6 Abs. 1 lit. c) Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, insbesondere mit Bezug zur Beschaffung von **Regelleistung**, Art. 6 Abs. 8 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO. Ebenso ist eine Teilnahme auf den **Day-Ahead- und Intraday-Märkten** denkbar, Art. 7 Abs. 2 lit. h) Elektrizitätsbinnenmarkt-VO. Da die Aggregatoren ebenfalls Marktteilnehmer sind, tragen sie auch **Bilanzkreisverantwortung**. Sie sind somit verantwortlich für die durch sie im System verursachten Bilanzkreisabweichungen, wobei die Möglichkeit besteht, diese Verantwortung vertraglich zu übertragen, Art. 5 Abs. 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO. Die Übernahme der Bilanzkreisverantwortung als Geschäftsmodell ist für einen Aggregator ebenfalls denkbar.⁷⁶

Im **nationalen Recht** hingegen sind die Begrifflichkeiten des virtuellen Kraftwerks oder des Aggregators bisher nicht im Gesetz zu finden. Im EnWG findet sich zur Thematik nur die Definition einer „**dezentralen Erzeugungsanlage**“ als eine an das Verteilernetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage, § 3 Nr. 11 EnWG. Diese

⁷⁵ Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. L 158/54.

⁷⁶ Genauer *Wimmer*, Aggregatoren als „Enabler“ dezentraler Akteure im Strommarkt der Zukunft – Neue Impulse des „Saubere Energie“-Pakets der EU, ER 01/20, S. 18, 21 f.

dezentralen Erzeugungsanlagen können die VNB beim Ausbau ihres Netzes gemäß § 14 Abs. 2 S. 1 EnWG berücksichtigen. Des Weiteren gibt es spezielle Regelungen für dezentrale Anlagen im Bereich der Netzentgelte bzw. Abrechnung, vgl. §§ 24, 120 EnWG und § 67 Abs. 1 Nr. 1 MsbG.

Ein virtuelles Kraftwerk kann, wenn es eine „**Anlage oder System zu Steuerung/Bündelung elektrischer Leistung**“ ist und insgesamt den Schwellenwert von 420 MW installierter Leistung erreicht, auch als „Kritische Infrastruktur“ klassifiziert werden, Anhang 1 der BSI-Kritisverordnung Teil 3, Nr. 1.1.5, und somit besonderen Regelungen, bspw. in Bezug auf IT-Sicherheit, unterfallen.

AUSBLICK

Erkennbar ist, dass im Status quo noch keine einheitliche Verwendung bzw. Vorstellung bezüglich des Begriffes vom virtuellen Kraftwerk etabliert ist. Auf **europäischer Ebene** wird eher auf den Begriff des Aggregators abgestellt, der nach den vorliegenden Regelungen vornehmlich eine marktliche Rolle, insbesondere die eines Vermittlers, einnehmen soll. Fraglich ist, inwiefern hierunter auch netzdienliche Varianten fallen. Konkretere Ausführungen diesbezüglich fehlen noch. Ein konsistenter Rechtsrahmen ist auf **nationaler Ebene** nur ansatzweise vorhanden. Die europäischen Vorgaben sind z. T. noch in das nationale Recht umzusetzen, wobei hierzu zunächst eine wissenschaftliche Untersuchung, die die systemischen Zielvorstellungen von virtuellen Kraftwerken für das gesamte Stromsystem näher betrachtet, zielführend wäre.

Es ist durchaus denkbar, dass die Begriffe Aggregator und virtuelles Kraftwerk künftig synonym füreinander verwendet werden können. Derzeit der **Begriff** des virtuellen Kraftwerks jedoch **weitergehender** als der des Aggregators. Zudem spiegelt sich der Begriff auf der Ebene der nationalen Gesetzgebung noch nicht wider.

Weiter stellt sich für das Stromsystem der Zukunft die wichtige Frage, inwiefern eine (inter-)nationale, regionale oder lokale **Begrenzung** von virtuellen Kraftwerken bzw. Aggregatoren denkbar bzw. von Nutzen sein kann. Mit anderen Worten: Es wird derzeit weiterhin auf eine „Kupferplatte“ abgestellt, obwohl es durch die Energiewende zunehmend zu lokalen Herausforderungen im Stromnetz kommen wird. Im Sinne der **Netzdienlichkeit** ist dabei auch die Stellung der Netzbetreiber und deren Einbindungsmöglichkeiten bzw. -notwendigkeiten vor dem Hintergrund der zunehmenden Verlagerung der Erzeugung in die unteren Netzebenen zu hinterfragen.

Insgesamt ist bereits erkennbar, dass virtuelle Kraftwerke oder Aggregatoren im Stromsystem der Zukunft eine Rolle spielen werden. Es besteht an dieser Stelle die Möglichkeit, die

vorhandenen Gestaltungsoptionen zu nutzen und virtuelle Kraftwerke/Aggregatoren für die Zukunft tragfähig zu machen. Grundlage dafür müssen die noch zu erschließenden systemischen Zielvorstellungen sein, an die sich sodann regulatorische Vorgaben anschließen können. Bis dahin sind auch experimentelle Ansätze möglich, bspw. durch sog. Experimentierklauseln.

3.5 Exkurs: Digitalisierung und Datenrechtliche Lage

Die zunehmende Digitalisierung stellt einen weiteren wichtigen Aspekt im Stromsystem dar. Diese ist zur besseren Übersichtlichkeit auf der Landkarte nicht abgebildet.

Prinzipiell kann die Digitalisierung als ein Vorgang umschrieben werden, der physische Gegenstände und Prozesse zunehmend miteinander vernetzt, virtuell darstellbar und steuerbar macht. Die Digitalisierung nimmt eine essenzielle Rolle bei der Ermöglichung der Energiewende ein. Zusätzlich birgt sie weite Möglichkeiten im Rahmen der Effizienzsteigerung.

Als wichtiges Beispiel sei das sog. Smart Grid genannt. Durch den flächendeckenden Einbau von intelligenten Messzählern mit Kommunikationsmodulen (Smart Meter mit Smart Meter Gateways), dem sog. Smart Meter Rollout, soll das intelligente Netz der Zukunft besser vorhersehbar und steuerbar werden. Das gilt für den einzelnen Haushalt, der seinen Stromverbrauch genauer ablesen kann sowie für die potenzielle Nutzung von variablen Tarifen bei der Nutzung von bestimmten Zeitfenstern zum Laden des Elektroautos. Sowohl die Netzbetreiber als auch die Erzeuger profitieren ebenfalls von einer verbesserten Datenlage und Steuerbarkeit.

Die konkreten Datenflüsse sind im Rahmen der hier vorliegenden Landkarte besonders interessant. Für die Netzstabilität, die im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber liegt, ist hier insbesondere der Datenfluss zu den Netzbetreibern von Bedeutung. Zum sicheren und zuverlässigen Betrieb und im Rahmen von Wartung und Ausbau haben die Netzbetreiber einen Informationsanspruch gegen die Betreiber von Erzeugungsanlagen, von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie, von Elektrizitätsverteilernetzen, industriellen und gewerblichen Letztverbrauchern sowie gegen Anbieter von Lastmanagement und Großhändler oder Lieferanten von Elektrizität gemäß § 12 Abs. 4 S. 1 EnWG, dem sog. Energieinformationsnetz. Die Daten sind demnach unverzüglich zur Verfügung zu stellen. Die umfassten Datenkategorien, respektive Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeitdaten, können auch sensible Daten wie Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse miteinschließen.

Erwähnenswert ist hier noch das Kommunikationsmodell nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG).⁷⁷ Dieses Gesetz enthält die wesentlichen Regelungen im Zusammenhang mit dem Smart Meter Rollout. Das künftige Ziel-Kommunikationsmodell ist das sternförmige Modell. Das Smart Meter Gateway ist dann der zentrale Bestandteil und zugleich Kommunikationsmodul, das die Daten an die berechtigten Empfänger weiterleitet. Dazu gehören auch die Netzbetreiber, § 49 Abs. 1 MsbG. Diese Daten können von den

⁷⁷ Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen vom 29. August 2016, BGBl. I S. 2034.

Netzbetreibern insbesondere zum Zwecke der Pflichterfüllung für einen ordnungsgemäßen, sicheren und effizienten Netzbetrieb genutzt werden, § 50 Abs. 1 Nr. 4, Abs. 2 Nr. 2 MsbG. Weitere mögliche Zwecke sind sowohl die Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung i.S.v. § 14a EnWG (§ 50 Abs. 2 Nr. 9 MsbG) als auch die Umsetzung variabler Tarife (§ 50 Abs. 2 Nr. 10 MsbG) oder die Ermittlung des Netzzustands in begründeten Fällen (§ 50 Abs. 2 Nr. 11 MsbG).

Damit ist grundsätzlich sichergestellt, dass die Netzbetreiber die Daten, die sie für ihre Pflichterfüllung im Rahmen der Netzstabilität benötigen, erhalten. Bei einer darüberhinausgehenden Nutzung ist insbesondere an die informatorische Entflechtung nach § 6a EnWG zu denken, die der Weiterverwendung erhebliche Grenzen setzt. In Fällen, die über die Netzstabilität hinausgehen, bestehen noch Lücken, bspw. zur Bilanzierung und Abrechnung.⁷⁸

⁷⁸ Ausführliche Aufstellung der Lücken: *BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., BDEW-Branchenlösung Redispath 2.0, Datenaustausch-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse, Mai 2020, S.154 ff.*

4 Fazit

Die eingeführte Systematisierung erlaubt eine Darstellung der institutionellen Regelungen im Status quo und vermag so einen strukturierten Überblick über das bestehende System zu geben. Auf diese Weise lassen sich rechtliche Ansatzpunkte bzw. eventuelle Regelungslücken hinsichtlich bestehender und zukünftiger Herausforderungen für das Ziel einer stabilen Stromversorgung identifizieren. Die Landkarte verdeutlicht die Komplexität des Systems, welche durch das Ineinandergreifen gesetzlicher Regelungen aus diversen Rechtsquellen, zwecks regulierter Vernetzung unterschiedlicher netzbezogener Akteure bedingt ist.

Speziell zu den exemplarisch betrachteten Beispielen lässt sich folgendes Fazit ziehen:

Die genauere Betrachtung des Rechtsrahmens von marktbezogenen Maßnahmen und Notfallmaßnahmen nach § 13 EnWG zeigt auf, dass die bestehenden Regelungen unzureichend sind. Obwohl zuschaltbare Lasten nach §§ 13 Abs 6, 6a EnWG im Verhältnis zu Notfallmaßnahmen wie EinsMan (Abschaltung von Stromerzeugung) als grundsätzlich vorrangige Maßnahme vorgesehen sind, erfolgt die Anwendung in der Praxis doch häufig genau gegenteilig. Der Gesetzgeber sollte sich in der Pflicht sehen, den Rechtsrahmen, insbesondere in Hinblick auf zuschaltbaren Lasten, nachzujustieren. Sofern der Anwendungsbereich beispielsweise weitergefasst und entfristet würde, sollte dies zu einer begrüßenswerten, besseren Aus- und Mehrnutzung des erzeugten, erneuerbaren Stroms im Sinne der Energiewende führen.

Die Erschließung netzdienlicher Flexibilität auf Verteilnetzebene, anknüpfend an § 14a EnWG, ist im bestehenden Rechtsrahmen noch unzureichend adressiert bzw. konkretisiert. Hier besteht dringender Handlungsbedarf. Der Schwerpunkt liegt in der notwendigen und grundsätzlichen Entscheidung über Nutzung und Zugang zum Verteilnetz im Verhältnis zum Netzausbau. Auch ist Rechts- und Planungssicherheit für den Letztverbraucher und VNB zu gewährleisten.

Die Herausforderungen, die sich auf Grund der Energiewende durch die Abschaltung von konventionellen Kraftwerken für die Momentanreserve als Vorstufe der Regelleistung ergeben, sind im europäischen Rechtsrahmen bereits adressiert. Dagegen sind im nationalen Rechtsrahmen noch keine konkreten Regeln zur Bereitstellung von Momentanreserve zu finden. Dies dürfte damit zu erklären sein, dass aktuelle Studien und Prognosen (noch) keinen zusätzlichen Bedarf an Regelleistung für die vorgelagerte Momentanreserve sehen. Dieser Aspekt wurde in einem weiteren Beitrag vertiefend untersucht.⁷⁹

⁷⁹ Zur Momentanreserve erscheint voraussichtlich im 1. Quartal 2021 eine vertiefte interdisziplinäre Darstellung der Autoren in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern aus „Netz-Stabil“.

Auch neue Entwicklungen auf Seiten der Erzeugung bildet der Rechtsrahmen noch unzureichend ab. So wird in der Branche seit einer Weile die Zusammenfassung dezentraler Erzeugung zu sogenannten virtuellen Kraftwerken diskutiert. Ein einheitlicher Begriff bzw. ein einheitliches Verständnis dessen hat sich jedoch nicht herausgebildet. Es fehlt ein konsistentes Begriffsverständnis, um die verschiedenen Variationen/Erscheinungsformen – auch im rechtlichen Sinne – unterscheiden zu können. Auch hier sollte der Gesetzgeber, beispielsweise durch festgeschriebene Definitionen, Rechtssicherheit schaffen.

Hinsichtlich der datenrechtlichen Lage, die als zusätzliche Ebene von der zweidimensionalen Landkarte nicht abgebildet werden kann, zeigt der Exkurs, dass der für eine sichere Betriebsführung des Netzes nötige Datenfluss vom Rechtsrahmen geregelt wird, auch wenn es hier noch Lücken gibt.

Insgesamt zeigt sich, dass das Stromsystem, insbesondere die Sicherstellung einer stabilen Stromversorgung, ein komplexes System ist, dass sich mit der Energiewende in einer disruptiven Umbauphase befindet. Die aufgezeigten Punkte verdeutlichen den Forschungs- als auch Regulierungsbedarf im Status quo.