



SYNTHESEBERICHT

FLEXIBILITÄT, MARKT UND REGULIERUNG



Über WindNODE

WindNODE ist Teil des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Es umfasst die sechs ostdeutschen Bundesländer inklusive Berlin und steht unter der Schirmherrschaft der Regierungschefs der teilnehmenden Bundesländer. In WindNODE arbeiten über 70 Partner vier Jahre lang, von 2017 bis 2020, gemeinsam an übertragbaren Musterlösungen für das intelligente Energiesystem der Zukunft. WindNODE zeigt ein Netzwerk flexibler Energienutzer, die ihren Stromverbrauch nach dem schwankenden Angebot von Wind- und Sonnenkraftwerken ausrichten können. Ziel ist es, große Mengen erneuerbaren Stroms ins Energiesystem zu integrieren und zugleich die Stromnetze stabil zu halten.

🔗 Weitere Informationen unter:
www.windnode.de

Über SINTEG

Mit dem Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) will das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zeigen, wie die Zukunft der Energieversorgung aussehen kann. Die Idee von SINTEG besteht darin, übertragbare Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei veränderlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu entwickeln und zu demonstrieren. Geeignete Lösungen aus den Modellregionen sollen als Vorbild für eine breite Umsetzung in ganz Deutschland und darüber hinaus dienen. In den fünf Schaufensterregionen kooperieren Partner aus der Energiewirtschaft sowie der Informations- und Kommunikationsbranche. Seit 2017 arbeiten mehr als 300 Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Kommunen, Landkreise und Bundesländer gemeinsam an der Umsetzung der Zukunftsvision Energiewende.

🔗 Weitere Informationen unter:
www.sinteg.de

Die Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH (PtJ) betreut die SINTEG-Schaufenster bei der Durchführung des Förderprojekts.

🔗 Weitere Informationen unter:
www.ptj.de/projektfoerderung/sinteg

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	06
Vorwort	08
1. Flexibilität im Stromsystem	10
1.1 Definition Flexibilität.....	11
1.2 Flexibilität im Strommarkt.....	11
1.3 Flexibilität zur Erbringung von Systemdienstleistungen.....	14
1.4 Flexibilität zur Netzengpassbewirtschaftung.....	16
1.5 Flexibilität im Niederspannungsnetz.....	18
2. Theoretisches technisches Flexibilitätspotenzial (Status quo)	19
2.1 Einleitung.....	20
2.2 Detailanalyse und regionale Verteilung der Potenziale.....	21
3. Neue Marktlösung zur Netzengpassbewirtschaftung	24
3.1 Nutzung von Flexibilität zur Bewirtschaftung von Netzengpässen.....	25
3.2 Konzept und Funktionsweise.....	26
3.3 Erfahrungen, geänderte Gesetzeslage und Ausblick.....	28
4. Anbieterperspektive: Neue Formen der Flexibilitätsbereitstellung	31
4.1 Anbieterperspektive Siemens AG: Industrielles Lastmanagement.....	32
4.2 Anbieterperspektive BMW AG: Kombinierte Anwendung einer Batteriefarm.....	35
4.3 Anbieterperspektive GASAG Solution Plus GmbH: Erste kombinierte PtH- und PtC-Anlage Deutschlands.....	39
4.4 Anbieterperspektive Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH: Intelligente Stadtquartiere.....	42

5.	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung – Flexibilitätpotenziale im Verteilungsnetz nutzen	46
5.1	Rahmenbedingungen in der Niederspannung	47
5.2	Praxisbeispiel WindNODE: Weiterentwicklung des E-Pager in WindNODE.....	48
6.	Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens	52
6.1	Flexibilitätshemmende Aspekte im derzeitigen Rechtsrahmen	53
6.2	Erkenntnisse aus der Anwendung der SINTEG-V	55
6.3	Ableitung von Empfehlungen für evolutionäre Anpassungen des regulatorischen Rahmens	59
6.4	Zwischenfazit	62
6.5	Ausblick: Grundlegende Anpassung des regulatorischen Rahmens	62
7.	Ausblick	65
	Anhang	67
	Abkürzungen	68
	Literaturverzeichnis	69
	Abbildungsverzeichnis	72
	Tabellenverzeichnis	72
	Bildnachweise	72
	Impressum	73

Executive Summary

WindNODE ist als pluralistisches Konsortium gestartet, um Ideen und Blaupausen für das Energiesystem 2.0 zu entwickeln.

Um diese Ergebnisse zusammenzuführen, sind innerhalb von WindNODE zwei Koordinierungskomitees zum Thema Flexibilität eingeführt worden, in denen Expertinnen und Experten mitgewirkt und jeweils ein eigenständiges Produkt entwickelt haben. Das „Best-Practice-Manual“ des Koordinierungskomitees „Flexibilitäten identifizieren!“ legt den Fokus auf die individuellen Identifikations- und Nutzungsmöglichkeiten von Flexibilität. Den Synthesebericht des zweiten Komitees – „Flexibilität, Markt und Regulierung“ – halten Sie in den Händen. In diesem Bericht stehen in erster Linie die Erfahrungen von Netzbetreibern und Marktteilnehmern bei der Aktivierung neuer Flexibilitätsoptionen für verschiedene Einsatzzwecke im Mittelpunkt. Darüber hinaus wird der zugrundeliegende rechtliche Rahmen analysiert und das technische Flexibilitätspotenzial in der WindNODE-Region bestimmt.

Die marktliche Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch über den Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Markt funktioniert bereits effizient. Anbieter von Flexibilität können durch besonders hohe oder negative Strompreise profitieren, wobei Extrempreise in den letzten Jahren eher rückläufig waren. Die Preise für das Anbieten von Regelleistung sind ebenfalls gefallen. Neben Anpassungen des Marktdesigns ist eine mögliche Ursache für den geringen Wert der Flexibilität, dass momentan bereits ein großes Flexibilitätspotenzial vorhanden ist, wie die Analysen in diesem Bericht zeigen. In den kommenden Jahren wird die erzeugungsseitige Flexibilität durch den doppelten Ausstieg aus der Kernkraft und der Kohleverstromung sinken.

Flexibilitätsoptionen werden auch zur Bewirtschaftung von Netzengpässen benötigt, wobei das lokale Flexibilitätspotenzial stark begrenzt sein kann. Aktuell werden Anlagen dazu regulatorisch verpflichtet und den Betreibern die entstandenen Kosten erstattet. Durch die enge Zusammenarbeit von Übertragungsnetzbetreibern, Verteilungsnetzbetreibern und diversen Flexibilität anbietern konnte in Form einer Flexibilitätsplattform in WindNODE eine technische Lösung mit marktlichen Charakteristika entwickelt und im realen Test erprobt werden. So hat sich gezeigt, dass die ausgearbeiteten Abläufe zum koordinierten Abruf gut in die bestehenden Prozesse von Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern zur Netzengpassbewirtschaftung integrierbar sind. Es können dadurch zusätzliche, technologieoffene Flexibilitätsoptionen und Synergien zwischen den Netzbetreibern erschlossen werden, wodurch die Systemsicherheit erhöht wird. Die Ausgestaltung der Prozesse passt ebenfalls zu den operativen und technischen Voraussetzungen der Anbieter und das Konzept lässt sich problemlos um weitere Produktvarianten erweitern. Insbesondere die implementierten API-Schnittstellen¹ eignen sich für eine komfortable Automatisierung der Prozesse.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist die Berücksichtigung weiterer Flexibilitätsoptionen im Prozess der Netzengpassbewirtschaftung insbesondere dann interessant, wenn dadurch teurere Flexibilitätsoptionen substituiert werden können bzw. mehr erneuerbarer Strom genutzt werden kann. In der jetzigen Netzsituation wird jedoch das Risiko durch Gaming² als hoch erachtet, weswegen die unmittelbare Einführung von marktlichen Mechanismen zur Netzengpassbewirtschaftung unwahrscheinlich erscheint.³ Mit dem NABEG 2.0 wurden große Flexibilitätspotenziale nun dem regulierten Redispatch auf Kostenbasis zugeführt. Die marktliche Perspektive ist aber mittel- bis langfristig weiterhin relevant, sofern Lösungen zur Verhinderung von Gaming, beispielsweise als Hybrid-Modell, gefunden werden.

¹ Application Programming Interface steht für „Schnittstelle zur Programmierung von Anwendungen“.

² Unter „INC-DEC Gaming“ wird strategisches Bieten im marktbasieren Ansatz der Netzengpassbewirtschaftung verstanden. Dabei erzeugen oder verstärken Marktteilnehmer einen Engpass, um diesen mit eigenen Mitteln unter Erwirtschaftung von Profiten zu beseitigen.

³ Vgl. Studien von Neon und Consentec im Auftrag des BMWi: „Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland“ (2019) und „Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem“ (2018).

Innerhalb von WindNODE konnten dank Automatisierung und Digitalisierung bereits heute neue Optionen für Flexibilität in verschiedenen Anforderungsbereichen bereitgestellt werden. Einige Beispiele: Durch die Implementierung eines geeigneten Messsystems und die detaillierte Auswertung einzelner Prozesse konnten neue Vermarktungsoptionen für den Industriestandort von Siemens erschlossen werden. Die BMW Group errichtete aus gebrauchten und neuen Fahrzeugbatterien eine Second-Life-Speicherfarm, die am Strommarkt aktiv ist und perspektivisch zur Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch der Werksinfrastruktur genutzt werden kann. Die von der GASAG-Gruppe entwickelten Algorithmen für eine intelligente und prognosebasierte Steuerung von Energieanlagen profitieren vom neuen Power-to-Heat- / Power-to-Cold-Speichersystem, wodurch die Optimierungsmöglichkeiten deutlich ausgeweitet werden. Die Arbeiten des Borderstep Instituts haben gezeigt, dass sich Gebäude und Quartiere netz- und marktdienlich verhalten können und gleichzeitig der hohe Komfort für die Bewohner erhalten bleibt. Für eine erweiterte Nutzung dieses Potenzials ist es jedoch wichtig, dass der Wert von Flexibilität steigt, damit die identifizierten Geschäftsmodelle bei einer Vielzahl von Anbietern realisiert werden können.

Der regulatorische Rahmen unterstützt die Bereitstellung von Flexibilität bislang nicht ausreichend. Ein Grund dafür ist, dass das Energierecht ein historisch gewachsenes Regelungsgeflecht ist. Es wurde in einer Zeit konzipiert, in der die Stromerzeugung dem Verbrauch folgen konnte. Es braucht eine Überarbeitung des fixen und unflexiblen Umlagen- und Entgeltsystems, um die Flexibilitätspotenziale von Speicher-

systemen, flexiblen Verbrauchern und den verschiedenen Power-to-X-Technologien heben zu können. Ziel sollte es sein, in Zeiten von Stromüberschüssen und niedrigen Börsenstrompreisen ein netz- und systemdienliches Nachfrageverhalten zu fördern. Dabei sollten Anreize für die Flexibilitätsbereitstellung grundsätzlich technologieneutral ausgestaltet, aber auch mit ökologischen Kriterien flankiert werden, damit echter Umweltschutz unter Wettbewerb erzeugt werden kann. Die Ausgestaltung des § 14a EnWG und die Einführung einer CO₂-Bepreisung im Mobilitäts- und Wärmesektor sind wichtige Schritte, um Geschäftsmodelle zur Bereitstellung von Flexibilität zu ermöglichen. Insbesondere der Sektorkopplung kommt eine Schlüsselrolle zu, denn nur durch die grünen Eigenschaften des erneuerbaren Stroms kann den Sektoren Mobilität und Wärme effizient CO₂-arme Energie zugeführt und gegebenenfalls die saisonale Speicherung ermöglicht werden.

Vorwort

Flexibilitätsnutzung als Beitrag auf dem Weg zu 100 % Erneuerbaren

WindNODE wurde als eines von fünf Schaufenstern im Rahmen des SINTEG-Programms des BMWi (Schaufenster für intelligente Energie) ins Leben gerufen, um Blaupausen zu entwickeln und die Frage zu beantworten: „Welche Technologien und Innovationen sind notwendig, um ein Energiesystem basierend auf erneuerbaren Energien sicher und effizient zu betreiben?“ Diese Frage stellt sich umso mehr, denn die gleichzeitige Reduzierung der konventionellen Stromerzeugung durch den Kernenergieausstieg und den Prozess des Kohleausstiegs führen perspektivisch in Zeiten der geringen Verfügbarkeit von Wind und Sonne zu einem großen Delta zwischen Angebot (Erzeugung) und Nachfrage (Last). Um diese potenzielle Versorgungslücke zu schließen, müssen grundsätzliche ökonomische Überlegungen zum Einsatz von flexiblen Anlagen angestellt werden. Damit dem Kerngedanken der Energiewende – Begrenzung der globalen durchschnittlichen Erderwärmung auf 1,5 °C – Rechnung getragen wird, muss dabei ebenfalls die ökologische Auswirkung der genutzten Flexibilität berücksichtigt werden. Um der Problematik der „Dunkelflaute“ zu begegnen, wird man in Zukunft nicht um die saisonale Speicherung von grünem Strom in Form von beispielsweise Gas umhinkommen. Dieser Bericht fokussiert jedoch auf die Nutzungs- und Vermarktungsoptionen zum Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen in der Erzeugung und der Nachfrage.

Um den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien effizient vorantreiben zu können, muss dafür Sorge getragen werden, dass das elektrische Energieangebot zur rechten Zeit am rechten Ort nutzbar gemacht werden kann. Dafür spielen Netzausbau und -ertüchtigung eine zentrale Rolle, aber bei weitem nicht die einzige. So genannte „Flexibilitätsoptionen“ werden immer wichtiger. Unter Flexibilität werden in diesem Bericht Elemente verstanden, die aktiv auf ein externes Signal, das die Variabilität von Stromerzeugung und Stromverbrauch widerspiegelt, mit einer Leistungsänderung reagieren können. Diese Flexibilität bzw. Leistungsänderung hilft zum einen bei kurzfristigen Abweichungen, das notwendige Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch wiederherzustellen. Zum anderen kann sie zur Entlastung kritisch

beanspruchter Netzbetriebsmittel beitragen, um den Stromtransport sicherzustellen. Langfristig stellt die Bereitstellung von Flexibilität auch eine notwendige Bedingung für das Erreichen von Klimaschutzziele dar, weil die Integration von erneuerbaren Energien, aufgrund der geringeren variablen Kosten, fossile Kraftwerke aus dem Markt drängt. Ohne, oder nur mit einer geringen Menge an konventioneller installierter Kraftwerksleistung im Energiesystem, kann die Versorgungssicherheit nur mit ausreichenden Flexibilitätsoptionen gewahrt werden.

Im Vorfeld des SINTEG-Programms wurden in der Branche verstärkt Ansätze diskutiert, die eine marktbasierende Nutzung von Flexibilität zur Netzengpassbewirtschaftung zum Gegenstand hatten.⁴ Diese Diskussion wurde nicht zuletzt durch den Umstand befeuert, dass bedingt durch mittelfristig absehbare Zeitverzögerungen beim Netzausbau der Kostenblock für die Förderung erneuerbar erzeugten Stroms einem perspektivisch ebenfalls aufwachsenden Kostenblock für die Abregelung von Grünstrom gegenüberstand. So prognostizierte die Bundesnetzagentur im Jahr 2016 unter Zugrundelegung der damaligen Kostenstruktur für das Jahr 2023 Gesamtkosten für das Engpassmanagement (Redispatch, Einspeisemanagement und Vorhaltung der Netzreservekraftwerke) in Höhe von 4 Mrd. Euro.⁵ Im Vergleich zu 2018 haben sich 2019 die Kosten für die Netzengpassbewirtschaftung in Deutschland von 1,4 Mrd. Euro auf 1,2 Mrd. Euro und in der 50Hertz-Regelzone von 153 Millionen⁶ auf 85 Millionen Euro⁷ verringert. Die Kosten für das Einspeisemanagement sind im selben Zeitraum sowohl in Deutschland von 635 Millionen auf 710 Millionen Euro als auch in der 50Hertz-Regelzone von 71 Millionen auf 91 Millionen Euro gestiegen.⁸

Vor dem Hintergrund dieser nationalen Entwicklung und den beginnenden Vorarbeiten für das EU Clean Energy Package auf europäischer Ebene, in denen die Möglichkeit eines marktbasierenden Redispatch deutlich adressiert und angestrebt wurde, rückten entsprechende Konzepte in das Zentrum der SINTEG-Schaufenster.⁹ Folglich wurden in vier der fünf Schaufensterprojekte unterschiedlich gestaltete Flexibilitätsplattformen als marktbasierende Mechanismen zur Netzengpassbewirtschaftung konzeptioniert und pilotiert.

⁴ Diese Diskussionen fanden mit einigem Zeitversatz Niederschlag in einschlägigen Gutachten und Positionspapieren. Stellvertretend seien hier herausgegriffen: *Ecofys und Fraunhofer IWES (2017) und Bundesnetzagentur (2017)*.

⁵ Vgl. Zypries (2016).

⁶ Vgl. 50Hertz (2019).

⁷ Vgl. 50Hertz (2020).

⁸ Vgl. BNetzA (2020).

⁹ Vgl. Europäische Kommission (2017).

Dieser Bericht eröffnet unterschiedliche Perspektiven auf das Thema Flexibilität: Zu Beginn wird aus systemischer Sicht betrachtet, in welchen Bereichen Flexibilität im Stromsystem eingesetzt wird und welchen Wert sie in den letzten Jahren an bestehenden Märkten hatte. Es werden die Kosten für Redispatch, Netzreserve und Einspeisemanagement für diesen Zeitraum beziffert und die Grundzüge der geplanten Veränderungen im Redispatch erläutert. Anschließend wird analysiert, wie hoch das technische Potenzial ist, das bereits heute im WindNODE-Gebiet besteht. Systematische Untersuchungen zum vorhandenen Flexibilitätspotenzial für dieses geographische Gebiet lagen zu Beginn des Verbundprojekts nicht vor. Gleichwohl liegt die Frage nach dem vorhandenen Potenzial mit Blick auf eine erweiterte Nutzbarmachung nahe, um zusätzliche Beiträge jeglicher Art für das Gelingen der Energiewende zu identifizieren. Der Hauptfokus des Berichts liegt jedoch auf den Anstrengungen, die verschiedene Akteure in WindNODE unternommen haben, um Flexibilität effizient im System zu nutzen und wirtschaftlich zu verwerten. Dabei werden die praktischen Erfahrungen mit der WindNODE-Flexibilitätsplattform aus Perspektive der Netzbetreiber und Anbieter dargelegt. Durch die Absenkung der Teilnahmeschwelle am verpflichtenden Redispatch auf 100 kW infolge der NABEG-Novelle werden dem regulierten Redispatch erhebliche neue Potenziale zugeführt. Erzeugungsanlagen unter 100 kW, die nicht von den Netzbetreibern angesteuert werden können, und Lasten unterschiedlicher Größenordnungen bilden ab Oktober 2021 das nicht regulierte Flexibilitätspotenzial des Engpassmanagements. Die Anbieter stellen außerdem ihre Erkenntnisse bezüglich der Vermarktung neuer Flexibilitätsoptionen im bestehenden regulatorischen Regime vor. Ergänzend dazu erfolgt eine Betrachtung der Flexibilitätsnutzung in der Niederspannung aus der Perspektive eines Verteilungsnetzbetreibers. Vor dem Hintergrund der Erfahrungsberichte wird der aktuelle regulatorische Rahmen eingeordnet und es werden mögliche evolutionäre Anpassungen diskutiert. Schließlich erfolgt zum Abschluss ein Ausblick auf die Perspektiven der Flexibilitätsnutzung in Deutschland. Für eilige Leserinnen und Leser steht am Ende eines jeden Abschnitts eine Zusammenfassung mit den so genannten „take aways“.

Die an diesem Synthesebericht beteiligten Autorinnen und Autoren haben über die durch Förderbescheide mandatierten

Teilvorhabenbeschreibungen des Verbundprojekts hinaus wesentliche Erkenntnisse aus WindNODE zusammengetragen. Festzuhalten ist aus unserer Sicht, dass eine Beschäftigung mit dem Thema Flexibilität aus ökologischer und volkswirtschaftlicher Perspektive vor dem Hintergrund der Herausforderungen einer Dekarbonisierung unserer Gesellschaft zwingend geboten erscheint. Dabei ist uns durchaus bewusst, dass diese Sichtweise aktuell mit der nüchternen betriebswirtschaftlichen Perspektive auf das Thema kontrastiert. Denn bisher fehlen den Unternehmen technologieunabhängige, umfassende Anreize zur systemstabilisierenden bzw. -entlastenden Flexibilitätsvermarktung. Eine der großen Herausforderungen in den kommenden Jahren wird es daher sein, die Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass die marktliche und netzdienliche Perspektive in Einklang gebracht werden können.

Abschließend noch eine Bemerkung aus aktuellem Anlass: 2019 hat die junge Generation mit der Fridays-for-Future-Bewegung den Fokus der Öffentlichkeit maßgeblich auf die Klimakrise gelenkt. Während der Genese dieses Berichts breitete sich mit der Corona-Virus-Pandemie die nächste gesellschaftlich umfassende Krise aus. Wer nun meint, die Coronakrise marginalisiere etwa die Debatte um den CO₂-Ausstoß und wichtige Entscheidungen der Energiewende, hat verkannt, dass beherzte Energie- und Klimapolitik in unserem Land zugleich handfeste Industriepolitik ist. Die Branchen und Technologien, die uns eine nachhaltige Erreichung unserer Paris-Ziele ermöglichen, schaffen und sichern neue Arbeitsplätze und stärken Deutschland als Innovationsstandort. Das Durchstarten in der Energiewende ist keine Last, die man einer durch Covid-19 ohnehin am Boden liegenden Wirtschaft oben draufgibt, sondern mehr denn je ein Lichtblick für unsere ökonomische und ökologische Zukunft.

Wir hoffen, Sie gewinnen zu können: Als Innovatoren bei der Identifikation und Nutzbarmachung von Flexibilitätsoptionen und als Mitstreiter in der regulatorischen Debatte zugunsten ihrer erfolgreichen Systemintegration.

Zunächst wünschen wir Ihnen jedoch eine anregende Lektüre.

Berlin im Herbst 2020,
die Autorinnen und Autoren

1

Flexibilität im Stromsystem

Für eine kosteneffiziente und flächendeckende Versorgung mit elektrischer Energie sind Anlagen, die ihre Stromproduktion oder ihren Strombedarf flexibel anpassen können, essenziell.

Zum einen können sie bei kurzfristigen Abweichungen das notwendige Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch wiederherstellen. Zum anderen können sie zur Entlastung kritisch beanspruchter Netzbetriebsmittel beitragen, um den Stromtransport sicherzustellen. Langfristig stellt die Bereitstellung von Flexibilität auch eine notwendige Bedingung für das Erreichen von Klimaschutzzielen dar. Für die Dekarbonisierung von Energiesystemen bedarf es eines Ausbaus erneuerbarer Energien (EE), insbesondere auf Basis von Windkraft und Photovoltaik. Diese stellen aufgrund ihrer dargebotsabhängigen Energiebereitstellung erhöhte Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems.¹⁰ Flexibilitätsoptionen adressieren also die drei energiewirtschaftlichen Ziele einer sicheren, umweltverträglichen und bezahlbaren Energieversorgung und sind damit ein substantieller Bestandteil des Energiesystems.

In diesem Kapitel werden Grundlagen zum Thema Flexibilitätsbereitstellung vermittelt. Abschnitt 1.1 liefert eine Definition des Flexibilitätsbegriffs. In den Abschnitten 1.2 bis 1.4 werden die Anwendungsbereiche Strommarkt, Systemdienstleistungen und Netzengpassbewirtschaftung näher beschrieben.

¹⁰ Vgl. IEA (2014).

1.1 Definition Flexibilität

Eine zielführende Ermittlung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem setzt zunächst ein allgemeines Verständnis des Flexibilitätsbegriffs voraus. Die folgende Definition von Flexibilität wurde in einem Diskussionsprozess in WindNODE erarbeitet und bildet die Grundlage unserer Ergebniszusammenführung.

Flexibilität bezeichnet die Fähigkeit von Elementen im Energiesystem, aktiv auf ein externes Signal, das die Variabilität von Stromerzeugung und Stromverbrauch widerspiegelt, mit einer Leistungsänderung zu reagieren. Elemente, die diese Fähigkeit besitzen, werden auch als Flexibilitätsoptionen bezeichnet. Die Nachfrage nach Flexibilität im Energiesystem kann zum einen aus den Großhandelsmärkten (Day-Ahead, Intraday) resultieren. Zum anderen kann die Nachfrage nach Flexibilität unter der Zielstellung der Behebung von Netzengpässen entstehen. Zusätzlich können Flexibilitätsoptionen auf den Regelenenergiemärkten nachgefragt oder zur Erbringung weiterer Systemdienstleistungen benötigt werden.

Um eine Flexibilitätsoption im Energiesystem technisch zu quantifizieren, sind mindestens folgende Parameter zu bestimmen:

- ▶ Wertebereich der Leistungsänderung positiv / negativ
- ▶ Zeitdauer der Leistungsänderung
- ▶ Vorlaufzeit bis zur Leistungsänderung

Die Angebots- und Nachfrageseite determinieren die Höhe des technischen Flexibilitätspotenzials in einem Energiesystem. Bei der Bestimmung des wirtschaftlichen Flexibilitätspotenzials sind darüber hinaus – in Abhängigkeit des regulatorischen Rahmens – die Kosten und der durch die Bereitstellung der Flexibilität erzielte Nutzen zu berücksichtigen.

Aus der Definition leiten sich als Anwendungsbereiche von Flexibilität im Stromsystem der Ausgleich kurzfristiger Änderungen der Residuallast an den Großhandelsmärkten, die Erbringung von Systemdienstleistungen und die Behebung von Netzengpässen ab. Die teilweise parallel ablaufenden Prozesse und Maßnahmen in den genannten Bereichen werden in Abbildung 1 visualisiert und in den nachfolgenden Abschnitten näher erläutert.

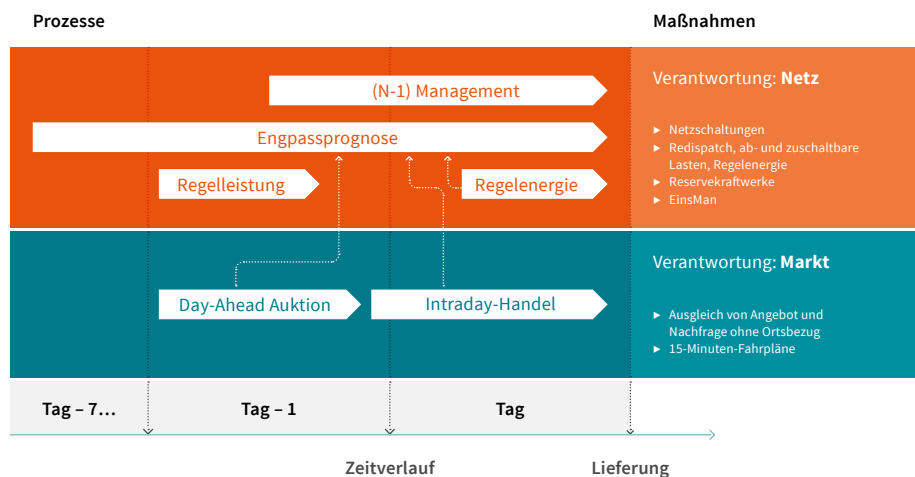


Abbildung 1: Übersicht zu Prozessen und Maßnahmen für marktliche und netzbezogene Flexibilitätsoptionen.¹¹

1.2 Flexibilität im Strommarkt

Das oberste Ziel der Strommärkte ist der jederzeitige Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Gesamtsystem, unter Gewährleistung der Systemstabilität. Zu diesem Zweck werden Angebot und Nachfrage für einen jeweiligen Zeitbereich aggregiert. Anschließend wird die Nachfrage durch das Angebot in kostengünstigster Form gedeckt. Voraussetzung für die Teilnahme am Markt, unabhängig von der Art

der Vermarktung oder der Erbringung, ist die Zuordnung zu einem Bilanzkreis. Jeder Bilanzkreis muss in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten bestmöglich ausgeglichen sein. Das heißt, die insgesamt im Bilanzkreis erzeugten und gekauften Strommengen müssen mit den insgesamt verbrauchten oder verkauften Mengen übereinstimmen. Der für einen Bilanzkreis zuständige Bilanzkreisverantwortliche (BKV) muss im Voraus

¹¹ Eigene Darstellung.

für jedes viertelstündige Abrechnungsintervall einen Fahrplan mit den Informationen über erzeugte und verbrauchte sowie erworbene und veräußerte Mengen an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in seiner Funktion als Bilanzkreis Koordinator übermitteln.

Der Stromhandel kann auf verschiedene Weisen vollzogen werden. Bilaterale Verträge zwischen einzelnen Akteuren, Over-the-Counter-Geschäfte (OtC-Geschäfte) genannt, sind ebenso möglich wie der Handel an einer Strombörse. Während der langfristige Handel auf dem Terminmarkt stattfindet, wird der kurzfristige Handel über den Spotmarkt abgewickelt.¹² Letzterer stellt durch die zeitlich höher aufgelösten Preisstrukturen einen Gradmesser für den Flexibilitätsbedarf des Stromsystems dar. Für das deutsche Marktgebiet wird der Kurzfristhandel zunächst im Rahmen einer **Day-Ahead-Auktion** abgewickelt. Haupthandelsplatz ist die Strombörse der EPEX SPOT. Hier können bis spätestens 12:00 Uhr am Tag vor der physischen Lieferung für jede Stunde Gebote abgegeben werden.¹³ Das jährliche Handelsvolumen betrug in den letzten Jahren ca. 250 TWh (vgl. Abbildung 2). Mit der Information über die Bezuschlagung ihrer Gebote planen die Anbieter von Strom ihren jeweiligen Kraftwerkseinsatz und geben diesen bis 14:30 Uhr in Form von Fahrplänen an den zuständigen ÜNB weiter.¹⁴ Prognostizierte Abweichungen vom Day-Ahead-Ergebnis können zeitlich nachgelagert auf dem **Intraday-Markt** ausgeglichen werden.¹⁵ Der Intraday-Markt

gliedert sich in eine Auktion und den kontinuierlichen Handel. Ergänzend zur Day-Ahead-Auktion bietet die **Intraday-Auktion** den Handel von Produkten in viertelstündlicher Auflösung, deren Gebotsabgabe bis 15:00 Uhr am Vortag erfolgt. Damit wird die Möglichkeit geschaffen, die Viertelstundenbasierten Fahrpläne im Rahmen des Bilanzkreismanagements marktseitig abzubilden. Zwischen den beiden Auktionen und dem tatsächlichen Lieferzeitpunkt liegen je nach Auktion und Handelsprodukt zwischen neun und 36 Stunden. In dieser Zeit erhalten Marktteilnehmer aktualisierte Prognosen der Last und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und es können Kraftwerksausfälle auftreten. Die daraus resultierenden Abweichungen können durch den **kontinuierlichen Intraday-Handel** ausgeglichen werden. Im Gegensatz zu den oben dargestellten Auktionen erfolgt die Bezuschlagung der Gebote nach dem Orderbuch-Prinzip. Das heißt, dass für eine bestimmte Stunde, halbe Stunde oder Viertelstunde kein einheitlicher Preis, sondern für jeden erfolgreichen Handelsabschluss ein gesonderter Preis ermittelt wird. Der Handelsabschluss liegt bei 30 Minuten vor dem Erfüllungszeitpunkt. Anschließend bietet sich die Möglichkeit, bis fünf Minuten vor dem Lieferzeitpunkt Gebote aus derselben Regelzone zu kontrahieren. Das stetige Wachstum des kumulierten Handelsvolumens zeigt, dass die Liquidität bei der Intraday-Auktion und dem kontinuierlichen Intraday-Handel in den letzten Jahren gestiegen ist (vgl. Abbildung 2).

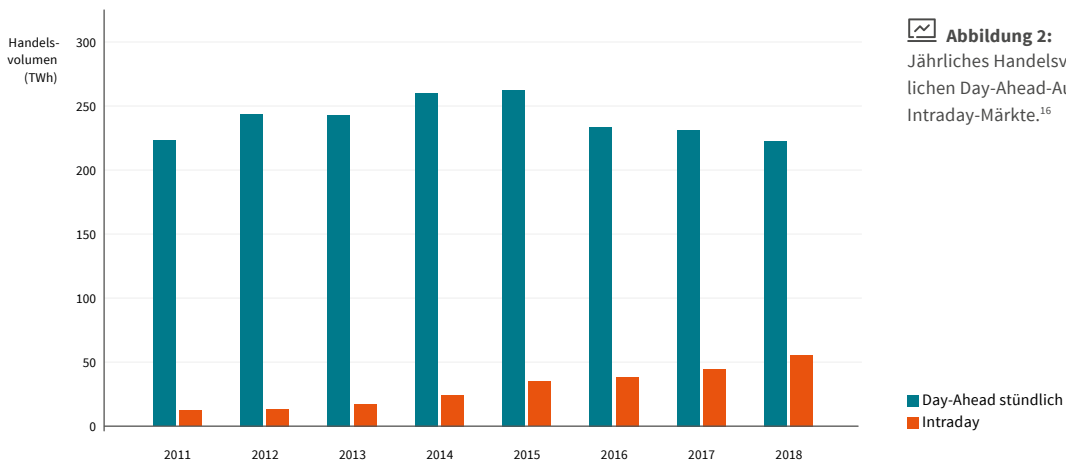


Abbildung 2: Jährliches Handelsvolumen der stündlichen Day-Ahead-Auktion und der drei Intraday-Märkte.¹⁶

Durch den oben beschriebenen Marktaufbau ergeben sich in beiden Phasen des Kurzfristhandels sowohl angebots- als auch nachfrageseitig Bedarfe für Flexibilität. Bei der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage am stündlichen Day-Ahead-Markt sorgt Flexibilität dafür, die Differenz zwischen dem nichtverschiebbaren Anteil der Last und dem Dargebot aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und Must-run-Kraftwerken auszugleichen. Hohe Marktpreise spiegeln eine Angebotsknappheit und niedrige oder gar negative

Preise einen Überschuss wider, wodurch die Bereitstellung der Flexibilität angereizt wird. Nachdem Stunden mit hohen Marktpreisen zwischen 2011 und 2015 rückläufig waren, stieg deren Anzahl seit 2016 wieder an. Die Anzahl an Stunden mit negativen Preisen stieg über den gesamten Zeitraum an (vgl. Abbildung 3). Aufgrund der Vorlaufzeit von mehreren Stunden sind potenziell viele Kraftwerke, Speicher und zuschaltbare oder verschiebbare Lasten geeignet, Flexibilität am Day-Ahead-Markt anzubieten. Voraussetzung ist jedoch,

¹² Vgl. EEX (2019).

¹⁵ Vgl. EPEX (2019a).

¹³ Vgl. EPEX (2019a).

¹⁶ Eigene Darstellung auf Basis der Daten von EPEX (2019b).

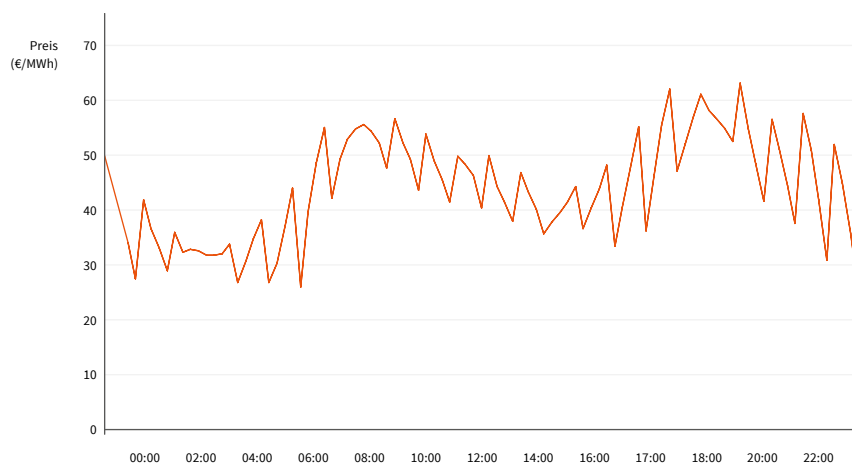
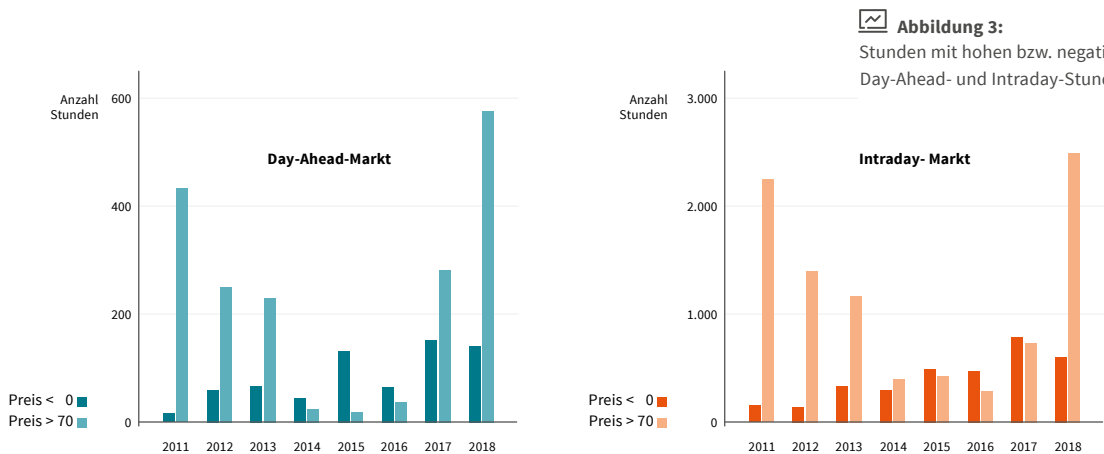
¹⁴ Vgl. BNetzA (2011).

dass eine Veränderung von Erzeugung oder Verbrauch trotz der An- und Abfahrkosten bzw. der Aufwendungen bei der Verschiebung der Nachfrage auch für wenige Stunden wirtschaftlich sinnvoll ist.

Bei der Intraday-Auktion werden durch die Viertelstundenprodukte Abweichungen zum Stundenmittelwert ausgeglichen. Diese können wie bei der Last und der Stromerzeugung aus Photovoltaik systematisch sein oder wie bei der Stromerzeugung aus Windkraft stochastisch auftreten. Dadurch entstehen Preisabweichungen zu den stündlichen Mittelwerten (vgl. Abbildung 4), von denen flexible Anlagen insbesondere dann profitieren können, wenn sie in den teuren Viertelstunden mehr erzeugen (bzw. weniger verbrauchen) und in den günstigen Viertelstunden weniger erzeugen (bzw. mehr verbrauchen).

Am kontinuierlichen Intraday-Markt erfolgt der Ausgleich der prognostizierten Abweichungen des Fahrplans im Vergleich zur Day-Ahead-Vorhersage. Der Anreiz für die BKV, dies auch

zu tun, liegt zum einen in der vertraglichen Verpflichtung zur jederzeitigen Einhaltung der Fahrpläne, der sogenannten Bilanzkreistreue, und zum anderen in der Zahlung von Ausgleichsenergiepreisen für den jeweils entstehenden Fehlbetrag des Bilanzkreises¹⁷. Durch die kürzere Dauer zwischen einer Gebotsbezugung und der Erbringung steigen die technischen Anforderungen an die Flexibilitätsoption. Auch können Restriktionen bei der Produktionsplanung dazu führen, dass die Teilnahme am Intraday-Markt für einige Flexibilitätsoptionen, insbesondere für flexible Verbrauchsanlagen, nicht abbildbar ist. Zusätzlich ist der kontinuierliche Handel im Vergleich zu einer Auktion mit einem größeren Aufwand für die Marktteilnehmer verbunden. Durch diese Aspekte reduziert sich das Flexibilitätsangebot mit kürzer werdender Vorlaufzeit. Dies führt dazu, dass die Intraday-Preise im Vergleich zum Day-Ahead-Markt stärker schwanken. Zwischen 2011 und 2018 gab es im Vergleich zu den Day-Ahead-Preisen etwa fünfmal so viele Stunden, in denen zumindest einzelne Transaktionen einen negativen Preis bzw. einen Preis größer als 70 €/MWh hatten (vgl. Abbildung 3).



¹⁷ Vgl. BNetzA (2013).

¹⁸ Eigene Darstellung auf Basis der Daten von EPEX (2019b).

¹⁹ Eigene Darstellung auf Basis der Daten von EPEX (2019b).

1.3 Flexibilität zur Erbringung von Systemdienstleistungen

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 07.07.2005 (§§ 11 ff.) verpflichtet die Netzbetreiber, „... ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren“. Zu den Aufgaben gehören die Betriebsführung (vgl. Abschnitt 1.4), die Frequenz- und Spannungshaltung und der Versorgungswiederaufbau. Für die Spannungshaltung müssen das zulässige Spannungsbereich während des Normalbetriebs eingehalten (z. B. durch Blindleistungsbereitstellung) und allzu große Betriebsmittelbelastungen im Störfall verhindert werden können (durch die Begrenzung von Kurzschlussleistung). Für den Versorgungswiederaufbau müssen genügend Kraftwerke vorgehalten werden, die unabhängig von einer bestehenden Stromversorgung anfahren können (Schwarzstartfähigkeit).



Tabelle 1:
Eigenschaften der Regelleistungsprodukte.²²

	PRL	SRL	MRL
Aktivierungszeit	30 Sekunden	5 Minuten	15 Minuten
Mindestangebotsgröße	± 1 MW (pos. und neg.)	1 MW ²¹ (pos. oder neg.)	1 MW ²¹ (pos. oder neg.)
Ausschreibungszeitraum	Täglich (für den nächsten Tag)	Täglich (für den nächsten Tag)	Täglich (für den nächsten Tag)
Tageszeitunterteilung	6 Zeitscheiben mit einer Dauer von jeweils 4 Stunden	6 Zeitscheiben mit einer Dauer von jeweils 4 Stunden	6 Zeitscheiben mit einer Dauer von jeweils 4 Stunden
Vergütung	Leistungspreis (Einheitspreisverfahren)	Leistungspreis und Arbeitspreis (Pay-as-bid-Verfahren)	Leistungspreis und Arbeitspreis (Pay-as-bid-Verfahren)
Mehrfachvermarktung	Möglich, sofern technische Anforderungen auch bei gleichzeitiger Erbringung eingehalten werden können.		

Aufgrund der marktlichen Struktur der Beschaffung von Regelleistungsprodukten stellen diese Systemdienstleistungen eine zentrale Vermarktungsform für Flexibilität dar. Die ausgeschriebene PRL ist für Kontinentaleuropa auf insgesamt 3.000 MW festgelegt und wird prozentual anhand der Last auf die einzelnen Netzbetreiber verteilt. Deutschland partizipiert seit 2012 an einer internationalen PRL-Kooperation, bei der nach und nach eine gemeinsame Ausschreibung mit der Schweiz, den Niederlanden, Österreich, Belgien und Frankreich etabliert wurde. Insofern ist der in Abbildung 5 dargestellte Anstieg der ausgeschriebenen PRL auf den

Die Frequenzhaltung wird in erster Linie durch den Einsatz von **Regelleistung** erreicht.²⁰ Dabei wird zwischen den drei Produkten Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL oder Tertiärregelleistung) unterschieden, die unterschiedliche Aktivierungszeiten von 30 Sekunden bis hin zu 15 Minuten aufweisen (vgl. Tabelle 1). Die Ausschreibung von PRL erfolgt werktäglich für den übernächsten Tag. Die Mindestangebotsgröße liegt bei einem Regelband von ± 1 MW und die Vorhaltung wird mit einem Leistungspreis vergütet. SRL und MRL werden im Gegensatz zur PRL getrennt für positive und negative Gradienten mit einer Mindestangebotsgröße von je 5 MW²¹ ausgeschrieben. Die Ausschreibung erfolgt täglich in 6 Zeitscheiben à 4 Stunden. Die Vorhaltung von SRL und MRL wird mit einem Leistungspreis und der tatsächliche Abruf mit einem Arbeitspreis vergütet.

größer werdenden Zusammenschluss der Netzbetreiber und nicht auf einen steigenden Bedarf innerhalb Deutschlands zurückzuführen. Der größte Sprung ist Anfang 2017 zu verzeichnen, als Frankreich dem Verbund beiträgt.²³ Dementsprechend sind aufgrund des Wettbewerbs mit den ausländischen Kraftwerken und der Präqualifikation neuer Anbieter (insbesondere Batterien) die Leistungspreise seit 2015 gesunken (vgl. Abbildung 6).

Obwohl fluktuierend einspeisende erneuerbare Energien in den letzten Jahren in Deutschland weiter ausgebaut wurden,

²⁰ Zusätzlich können auch abschaltbare Lasten genutzt werden. Dabei handelt es sich um Verbrauchseinheiten, die ihre Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber um eine bestimmte Leistung reduzieren können. Es wird zwischen schnell und sofort abschaltbaren Lasten (SNL und SOL) unterschieden, wobei nur 12 bzw. 4 Anbieter präqualifiziert sind (50Hertz et al., 2019 a). Da beide Produkte auch nur selten abgerufen werden, werden sie im weiteren Verlauf nicht weiter thematisiert.

²¹ Ab 1 MW möglich, wenn nur ein Angebot je Produkt und Regelzone abgegeben wird.

²² Eigene Darstellung nach 50Hertz et al. (2019b), VDN (2003), VDN (2007) und VDN (2009).

²³ Vgl. 50Hertz et al. (2019b).

konnte die ausgeschriebene Leistung für SRL und MRL reduziert werden (vgl. Abbildung 5). Ursache dieses widersprüchlich erscheinenden Zusammenhangs sind gehobene Effizienzpotenziale auf Seiten der Bilanzkreisverantwortlichen und der Netzbetreiber. Dazu zählen neben der Verbesserung von Wetterprognosen insbesondere der Zusammenschluss zur International Grid Control Cooperation (IGCC) zur Vermeidung gegenläufiger Regelleistungsabrufe und die gesteigerte Nutzung des Intraday-Marktes zum Bilanzkreisausgleich.²⁴ Gleichzeitig ist die Anzahl der Anbieter stark gestiegen.²⁵ Beides zusammen führte zu einem höheren Wettbewerb und einem starken Rückgang der Leistungspreise. Im Gegensatz dazu sind die Arbeitspreise im selben Zeitraum stark angestiegen (vgl. Abbildung 6). Dies hängt unter anderem mit der

Berücksichtigung neuer Technologien, wie Power-to-Heat- und Biogasanlagen, in der Regelleistungsbereitstellung zusammen, die zu niedrigen Leistungspreisen anbieten können, aber aufgrund der zu zahlenden Strompreise bzw. entgangenen EEG-Vergütung hohe Arbeitspreise bieten müssen. Dieser Trend kehrte sich erst mit der Einführung des Mischpreisverfahrens im Oktober 2018 um, bei dem der Zuschlag anhand des Leistungspreises und des mit einem Gewichtungsfaktor einbezogenen Arbeitspreises erteilt wurde.²⁶ Ende Juli 2019 hat das Oberlandesgericht Düsseldorf dieses Verfahren rückgängig gemacht und die Bundesnetzagentur eine Rückkehr zum vormals geltenden Mechanismus angeordnet.²⁷ Mittelfristig sind durch die bevorstehende Einführung eines Regelarbeitsmarktes ein höherer Wettbewerb und damit niedrigere Arbeitspreise zu erwarten.²⁸

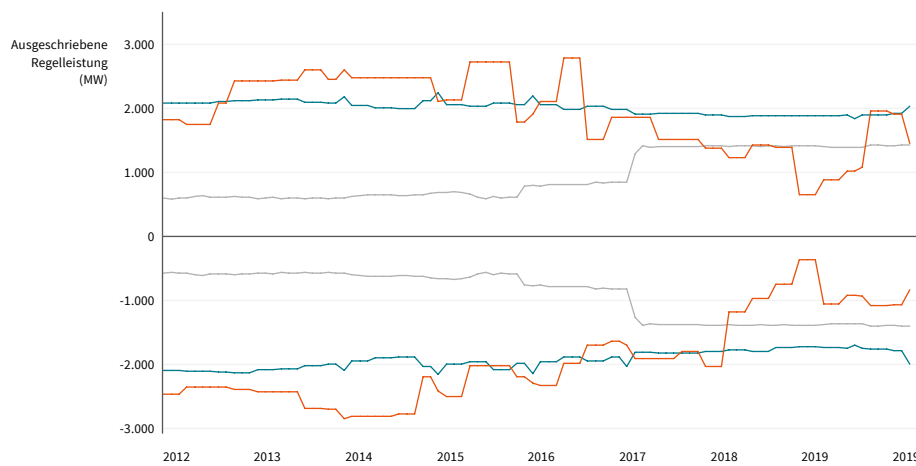


Abbildung 5:
Ausgeschriebene Leistung für PRL, SRL und MRL.²⁹

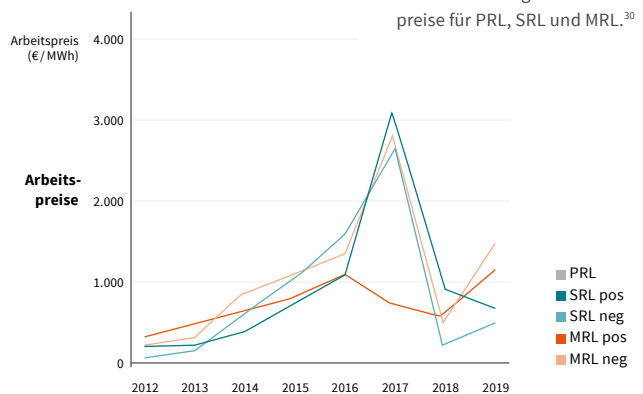
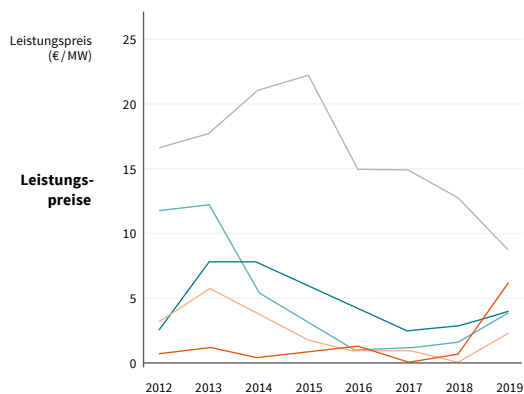


Abbildung 6:
Mittlere Leistungs- und Arbeitspreise für PRL, SRL und MRL.³⁰

²⁴ Vgl. Ocker und Ehrhardt (2017); Koch und Hirth (2019).

²⁵ Vgl. BNetzA (2018b).

²⁶ Vgl. BNetzA (2018c).

²⁷ Vgl. 50Hertz et. al. (2019c).

²⁸ Vgl. BNetzA (2019).

²⁹ Eigene Darstellung auf Basis der Daten von 50Hertz et al. (2019d) und 50Hertz et al. (2020).

³⁰ Eigene Darstellung auf Basis der Daten von 50Hertz et al. (2019d) und 50Hertz et al. (2020).

1.4 Flexibilität zur Netzengpassbewirtschaftung

Zur Betriebsführung und Aufrechterhaltung der Systemicherheit gibt § 13 EnWG eine Kaskade der Maßnahmen vor, die vom ÜNB ergriffen werden können. Dabei muss grundsätzlich die vom Gesetzgeber vorgeschriebene Reihenfolge eingehalten werden. Zunächst kommen nach § 13 Abs. 1 und § 13a Abs. 1 EnWG netzbezogene Maßnahmen zum Einsatz, zu denen insbesondere Netzschaltungen gehören, um stark belastete Betriebsmittel zu entlasten. Sollten weiterhin Netzengpässe bestehen, darf der ÜNB in einem zweiten Schritt marktbezogene Maßnahmen – insbesondere den **Redispatch** – anordnen, sodass Kraftwerksleistung an einem Standort reduziert und an einem anderen Standort entsprechend erhöht wird. Dafür stehen den ÜNB auch eigens vorgehaltene Kraftwerksreservekapazitäten zur Verfügung, die sogenannte Netzreserve, deren Höhe jährlich durch eine Systemanalyse bestimmt wird. Reichen die Redispatchmaßnahmen nicht aus, darf der ÜNB nach § 13 Abs. 2 EnWG weitere Anpassungen von Stromeinspeisungen und -abnahmen verlangen. In Verbindung mit § 14 Abs. 1 EEG sind davon explizit auch Anlagen der erneuerbaren Energien, KWK- und Grubengasanlagen betroffen. Die vom Netzbetreiber veranlasste Reduzierung der Netzeinspeisung dieser Anlagen wird als **Einspeisemanagement** (EisMan oder EinsMan)

bezeichnet. Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG werden zudem von Verteilungsnetzbetreibern für Engpässe in den Verteilungsnetzen genutzt.

Aufgrund der bestehenden Netztopologie sowie des Ausbaus dargebotsabhängiger erneuerbarer Erzeugungsleistung ergeben sich zunehmend häufiger Netzengpässe entlang der Transportstrecken von den Windparks im Norden zu südlicher gelegenen Lastzentren. Die Entwicklung der Energiemengen zur Auflösung von Netzengpässen für den deutschen Netzregelverbund ist in Abbildung 7 dargestellt. Sie haben sich von 2012 bis 2019 von 5 auf 20 TWh erhöht, wobei seit 2017 eine leicht rückläufige Tendenz zu erkennen ist. Bisher greifen die ÜNB für die Beseitigung von Engpässen vorwiegend auf Großkraftwerke und Einspeisemanagement zurück. Ein großer Teil des Potenzials kleinerer und mittlerer flexibler Anlagen ist noch nicht für diesen Anwendungsfall erschlossen. Allerdings ist im Rahmen der Novellierung des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus (NABEG) bis zum 1. Oktober 2021 eine Neuordnung des Redispatch-Prozesses vorgesehen (vgl. Exkurs: Anpassungen des Netzengpassmanagements im Rahmen der NABEG-Novellierung).

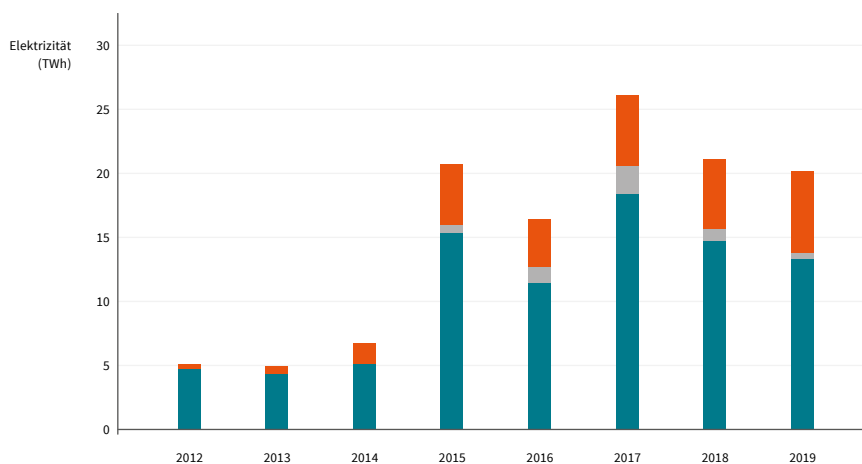


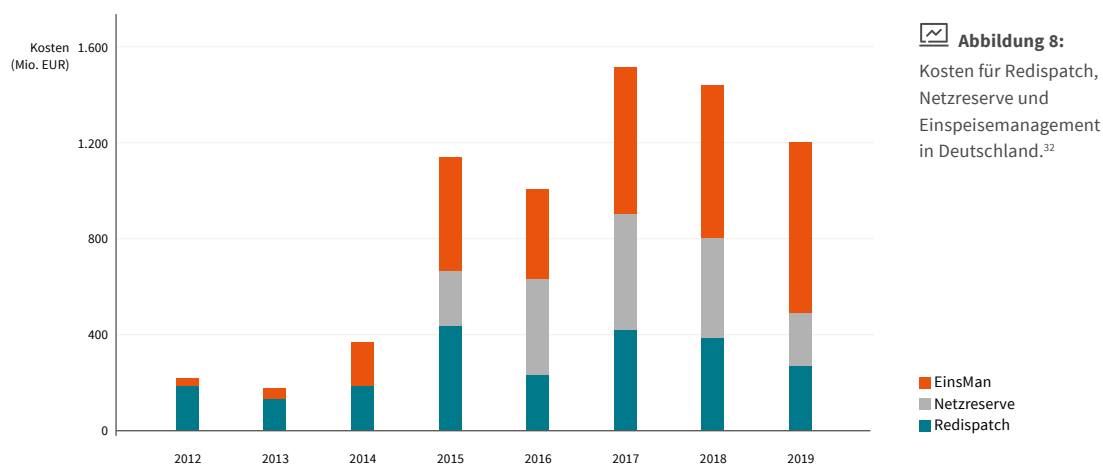
Abbildung 7: Energiemengen für Redispatch, Netzreserve und Einspeisemanagement in Deutschland.³¹

■ EinsMan
■ Netzreserve
■ Redispatch

Die Gesamtkosten für Redispatch, Einspeisemanagement und Netzreserve fließen in die Netzentgelte ein und werden somit von den Endverbrauchern getragen. Die Ausgaben haben sich zwischen 2012 und 2017 von 220 auf 1.500 Mio. EUR erhöht. In den letzten beiden Jahren sind die Kosten wieder gesunken (vgl. Abbildung 8). Im Gegensatz zu den in Abschnitt 1.2 und 1.3 beschriebenen Großhandels- und Regelleistungsmärkten werden bei der Netzengpassbewirtschaftung den am Prozess beteiligten Anlagen lediglich die zusätzlich entstandenen

Kosten erstattet. Dies liegt auch in der geografischen Voraussetzung begründet, die eine Anlage erfüllen muss, um für den Einsatz in Frage zu kommen. Bei der Wirksamkeit von Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen ist der Standort der Anlage von entscheidender Bedeutung. Anliegende Akteure besitzen somit einen Vorteil gegenüber ortsfernen Teilnehmern ebenso wie gegenüber dem nachfragenden ÜNB, welcher auf die Anpassung der Leistung angewiesen ist.

³¹ Eigene Darstellung auf Basis der Daten von BNetzA (2014), BNetzA (2015), BNetzA (2018b) und BNetzA (2020).



Exkurs:

Anpassungen des Netzengpassmanagements im Rahmen der NABEG-Novellierung

Im Rahmen der NABEG-Novellierung sind Maßnahmen zur Reformierung des Netzengpassmanagements beschlossen worden, die bis zum 1. Oktober 2021 umgesetzt werden müssen. Zum einen wird die Leistungsgrenze für Erzeugungsanlagen, die am Redispatch teilnehmen müssen, von 10 MW auf 100 kW gesenkt. Das bedeutet, dass zusätzliche konventionelle Anlagen und Speicher für den regulierten Redispatch zur Verfügung stehen. Weiterhin sollen erneuerbare Erzeuger und KWK-Anlagen ab 100 kW in das kosten-/ planwertbasierte Verfahren überführt werden. Diese dürfen für die Auflösung von Netzengpässen genutzt werden, wenn dadurch deutlich geringere Kosten gegenüber der Aktivierung konventioneller Anlagen entstehen (Faktor 5 für KWK- und Faktor 10 für EE-Anlagen). Die kalkulatorischen Kosten, die bei einem Abruf gelten sollen, werden derzeit von der BNetzA ermittelt und sollen deutschlandweit einheitlich sein. Der bilanzielle Ausgleich der reduzierten Einspeisung erfolgt mit der Novellierung auch für EE- und KWK-Anlagen durch den anweisenden Netzbetreiber. Durch die Überführung der Prozesse entfällt das Einspeisemanagement in seiner heutigen Form und durch die regulatorische Gleichstellung bei der Netzengpassbewirtschaftung wird der Einspeisevorrang für erneuerbare

Energien und KWK-Anlagen relativiert. Mit der Ausweitung des Potenzials des regulierten Redispatch hat sich der Gesetzgeber gegen die Stärkung marktbasierter Maßnahmen entschieden. Allerdings sind flexible Verbraucher auch nach der NABEG-Novellierung nicht für die Netzengpassbewirtschaftung vorgesehen.

Im Rahmen der geplanten Änderungen sind auch Anpassungen der Zusammenarbeit und der Aufgaben der Netzbetreiber in Deutschland beschlossen worden. Verteilungsnetzbetreiber müssen ihre Engpässe ab Oktober 2021 nach den Regeln des neuen Redispatches bewirtschaften. Ferner müssen Redispatchmaßnahmen zukünftig über die betreffenden Netzebenen koordiniert durchgeführt werden. Durch die Abstimmung zwischen den Netzbetreibern soll die Effizienz des Netzengpassmanagements und damit die Versorgungssicherheit erhöht werden. Gleichzeitig steigen die Anforderungen bei der Ermittlung einer kostenoptimalen Netzengpassbewirtschaftung und bei der Abwicklung der administrativen Prozesse beim Abruf der Anlagen. Erste Erfahrungen hierzu werden in Kapitel 3 vorgestellt.

³² Eigene Darstellung auf Basis der Daten von BNetzA (2014), BNetzA (2015), BNetzA (2018b) und BNetzA (2020).

1.5 Flexibilität im Niederspannungsnetz

Die vorgenannten Anwendungsbereiche für die Nutzung flexibler Anlagen beziehen sich auf eine ÜNB-Ebene des Energiesystems. Die kurzfristigen Handelsmärkte und die Regelleistungsmärkte sollen den Ausgleich der deutschlandweiten Systembilanz sicherstellen. Die beschriebenen Instrumente zur Netzengpassbewirtschaftung (Redispatch und Einspeisemanagement) dienen in erster Linie der Behebung von Engpässen auf der Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsebene. Doch auch im Niederspannungsnetz kann eine zunehmende Anzahl an Elektroautos und Wärmepumpen perspektivisch zu problematischen Situationen führen. Bei der Auslegung von Stromnetzen wird netzplanerisch über den Gleichzeitigkeitsfaktor einbezogen, wie viel Leistung Verbraucher maximal gleichzeitig anfordern. Wenn der Verbrauch synchronisiert wird (entweder aufgrund eines typischen Verhaltens von neuen Verbrauchern oder durch Anreize von neuen Stromprodukten), spricht man im Stromnetz von einer steigenden Gleichzeitigkeit. Dies kann dazu führen, dass eine höhere Leistung entnommen werden soll, als statistisch zu erwarten wäre und netzplanerisch vorgesehen wurde.

Zum aktuellen Zeitpunkt sind dies nur potenzielle Herausforderungen und es bestehen noch keine akuten Probleme im Niederspannungsnetz. Das bietet die Chance für alle Beteiligten, sich technologisch und regulatorisch auf neue Entwicklungen einzustellen, um problematische Situationen von vornherein zu vermeiden. Die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen bietet ein zusätzliches Instrument, falls der Netzausbau temporär mit den Entwicklungen nicht Schritt halten kann. Aus diesem Grund wird derzeit eine Anpassung von

§ 14a EnWG diskutiert. Damit soll die regulatorische Grundlage für netzdienliches Verhalten von flexiblen Verbrauchern in der Niederspannung angepasst und erweitert werden. Die Diskussion zielt auf eine Untergliederung der Netznutzung in einen bedingten und unbedingten Anteil. Klassische Verbraucher würden ihren Strom auch in diesem Regime jederzeit uneingeschränkt, also unbedingt, erhalten. Definierte neue Verbraucher hätten jedoch einen Anteil an bedingter Netznutzung. In einem für Verbraucher akzeptablen Rahmen könnte der Netzbetreiber die Leistung, beispielsweise den Ladestrom für das Elektroauto, entsprechend reduzieren, um zu hohe Gleichzeitigkeit zu vermeiden und einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Bei der Entwicklung von Lösungen ist dabei zu beachten, dass für Engpässe in der Niederspannung in der Regel nicht von liquiden Märkten ausgegangen werden kann. Die Anzahl an Verbrauchern, die netztechnisch auf einen Engpass wirken können, ist dafür zu begrenzt. Außerdem muss beachtet werden, dass in dieser Spannungsebene nur kleinteilige Flexibilitätspotenziale gehoben werden können. Sollen diese Verbraucher z. B. für Engpässe auf höheren Ebenen herangezogen werden, kann eine ausreichende Systemwirkung also nur erzielt werden, wenn vergleichsweise viele Anlagen einbezogen werden. Technische und regulatorische Instrumente müssen demnach eine möglichst geringe Komplexität aufweisen, um eine breite Umsetzbarkeit zu ermöglichen. Ein Praxisbeispiel für eine technische Lösung, die im Rahmen von WindNODE erarbeitet und getestet wurde, wird in Kapitel 5 vorgestellt.



Take-Away-Kasten Kapitel 1

Flexibilität bezeichnet die Fähigkeit von Elementen im Energiesystem, aktiv auf ein externes Signal mit einer Leistungsänderung zu reagieren. Sie wird im Stromsystem zum Ausgleich von Portfolioabweichungen und der Systembilanz benötigt und dafür an den Großhandels- und Regelleistungsmärkten verkauft. Während die Anzahl an Stunden mit besonders hohen oder niedrigen Preisen am Day-ahead- und Intraday-Markt in den letzten Jahren gestiegen ist, sind die Leistungspreise an den Regelleistungsmärkten gesunken. Darüber hinaus wird Flexibilität zur Behebung von Netzengpässen genutzt, und zwar bislang ausschließlich im regulier-

ten Redispatch. Durch den stetigen Umbau des deutschen Kraftwerksparks sind die dafür notwendigen Energiemengen und Kosten zwischen 2012 und 2018 stark gestiegen. Es war ein wesentliches Ziel von SINTEG und WindNODE, effizientere marktliche Mechanismen für die Erbringung der erforderlichen Flexibilität zu entwickeln und zu testen. Im Niederspannungsnetz können durch neue Verbraucher zukünftig auch Netzengpässe relevant werden, weshalb derzeit technische Lösungsmöglichkeiten und regulatorische Instrumente erarbeitet werden.

2

Theoretisches technisches Flexibilitätspotenzial (Status quo)

Im zweiten Kapitel wird die Frage untersucht, wie viel Flexibilität theoretisch maximal in der WindNODE-Region zur Verfügung steht. Leitgedanke ist die Hypothese, dass das Angebot an Flexibilität die Nachfrage aus den in Kapitel 1 skizzierten Bereichen schon heute deutlich übersteigt.³³ Als Datenbasis wurden von der Universität Leipzig öffentliche Datenbanken herangezogen und mit Hilfe eigener Recherchen ergänzt. Die Auswertung erfolgte mit besonderem Fokus auf die WindNODE-Region.³⁴

³³ Vgl. WindNODE (2019).

³⁴ Eine erweiterte Darstellung der Methodik erfolgt in einem separaten Bericht.

2.1 Einleitung

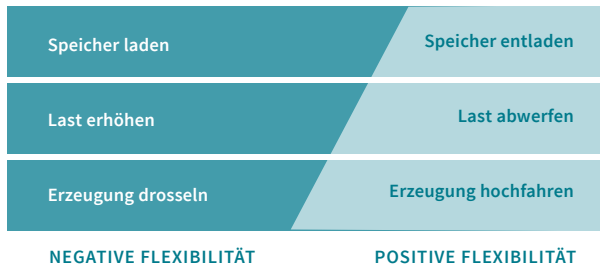
Die Kategorisierung der Rechercheergebnisse wird anhand von Flex-Typen vorgenommen.³⁵ In einem Flex-Typ können mehrere Flexibilitätsoptionen zusammengefasst werden, die in der Realität wiederum eine bestimmte Anzahl von technischen Einheiten (TE) repräsentieren. Eine technische Einheit muss dabei nicht eindeutig einem einzigen Flex-Typ zugeordnet sein. So könnte die Batterie eines Elektrofahrzeugs sowohl dem Flex-Typ „Speicher“ als auch den neuen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zugehörig sein.³⁶ Für die Datenaggregation werden die folgenden Flex-Typen verwendet:

- ▶ Erzeugungsseite (Erzeugungsanlagen auf Basis fossiler und erneuerbarer Primärenergieträger),
- ▶ Nachfrageseite (flexible Lasten der Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie Haushalte)
- ▶ Speicher (Stationäre Batterien und Pumpspeicher) sowie
- ▶ Sektorkopplung (Elektrolyseure, Power-to-Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen, Elektrofahrzeuge).

Bei der Bewertung des technischen Flexibilitätspotenzials eines Datenpunktes wird zudem die Fähigkeit der technischen Anlage aus qualitativer Sicht eingeordnet, auf Regelsignale zu reagieren. Dabei kann es erforderlich sein, die eingespeiste oder bezogene elektrische Leistung zu erhöhen bzw. zu vermindern. In Abhängigkeit der gewünschten Wirkung auf den Stromfluss im Netz wird eine Unterscheidung in positive und negative Flexibilität vorgenommen. Denkbare Anwendungsfälle dieses Konzepts sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

Abbildung 9:

Qualitative Einordnung des technischen Flexibilitätspotenzials hinsichtlich der gewünschten Wirkung auf den Lastfluss im Stromnetz.³⁷



Die zusammenfassende Darstellung der Ergebnisse zeigt, dass zurzeit das höchste (theoretische) technische Potenzial auf der *Erzeugungsseite* zu finden ist, die durch das Herunterregeln etwa 54 GW negative Flexibilität bereitstellen könnte. Aber auch auf der *Nachfrageseite* und beim Flex-Typ *Speicher* könnten signifikante Potenziale identifiziert werden.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Potenzialuntersuchung für die einzelnen Flex-Typen näher betrachtet und ebenfalls hinsichtlich ihrer regionalen Verteilung ausgewertet.

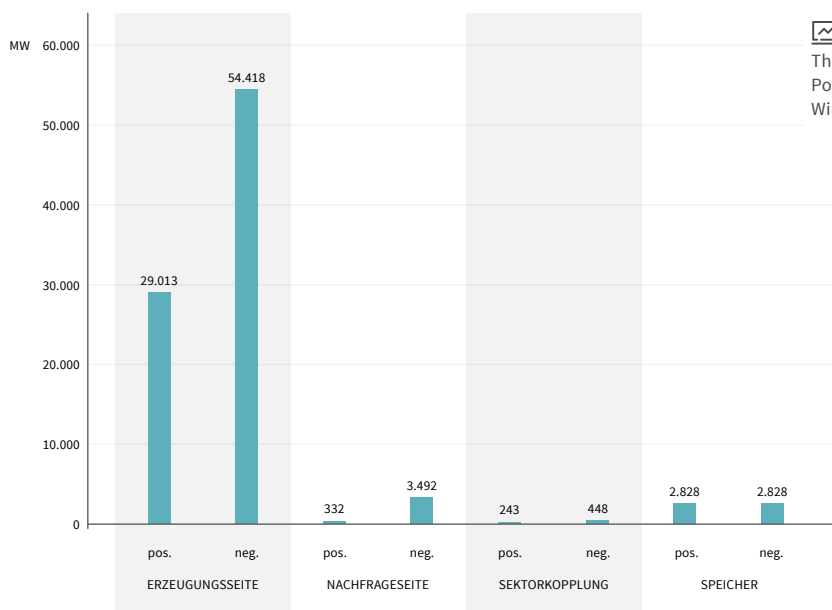


Abbildung 10: Theoretisches technisches Potenzial nach Flex-Typ in der WindNODE-Region.³⁸

³⁵ Vgl. Müller (2017).

³⁶ Für diesen Bericht nehmen wir eine Trennung von stationären und mobilen Batterien vor und ordnen die Elektrofahrzeuge dem Flex-Typ „Sektorkopplung“ zu.

³⁷ Quelle: IIRM, Universität Leipzig.

³⁸ Datenerhebung der Universität Leipzig auf Basis von Marktstammdatenregister, Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sowie eigenen Marktrecherchen.

2.2 Detailanalyse und regionale Verteilung der Potenziale

Nachfrageseite

Für diesen Flex-Typ wurden die Standorte größerer Stromverbraucher aus den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie die Anzahl der Haushalte in einem Postleitzahlgebiet ausgewertet. Insgesamt wurden im Rahmen der Recherche der Universität Leipzig für den Flex-Typ Nachfrageseite 2.689 Datenpunkte erfasst. Davon wurden 32 Industriestandorte der Branchen Zement, Papier, Eisen sowie Chlor mit insgesamt 3,16 GW für die Bereitstellung von negativer Flexibilität identifiziert (Lasterhöhung). Im Bereich Einzelhandel wurden die Anzahl der Filialen der großen Discounter abgeschätzt und auf Basis der Erkenntnisse aus der Schwarz-Gruppe ein Potenzial für die

Flexibilisierung von 40 kW je Filiale angenommen. Für die WindNODE-Region trägt diese Flex-Option mit 79 MW zum Gesamtpotenzial bei. Als größere Verbraucher wurden im Rahmen der Datenerhebung der Universität Leipzig für den Sektor GHD ebenfalls Flughäfen und Messestandorte mit zusammen 14 MW erfasst. Die privaten Haushalte tragen mit 239 MW zum theoretischen technischen Flexibilitätspotenzial bei.

Die größten technischen Potenziale sind in den Bundesländern mit vergleichsweise hohem Industrieanteil am gesamten Stromverbrauch zu finden:

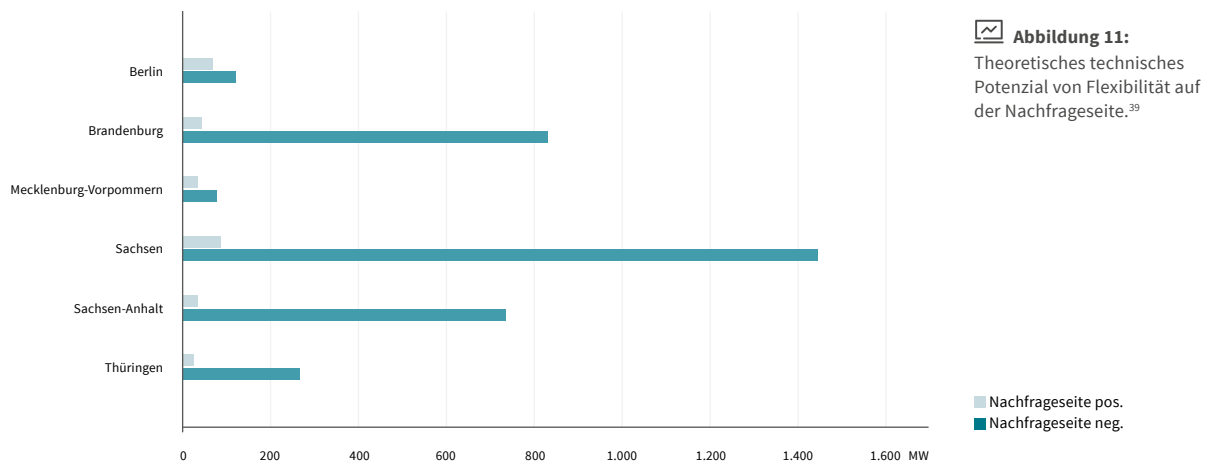


Abbildung 11:
Theoretisches technisches Potenzial von Flexibilität auf der Nachfrageseite.³⁹

Erzeugungsanlagen

Unter den erzeugungsseitigen Flex-Optionen werden technische Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Biomasseverstromung, das Erzeugungsmanagement volatiler erneuerbarer Energien (EE) sowie die Flexibilität von konventionellen Kraftwerken betrachtet. Hierfür wurden die Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur sowie das Marktstammdatenregister ausgewertet. Der größte Teil der heutigen Flexibilität wird erwartungsgemäß durch konventionelle Kraftwerke erbracht.

Das technische Potenzial für negative Flexibilität aus EE-Anlagen liegt annahmegemäß bei 100 % ihrer installierten Leistung. Dies ist u. a. darin begründet, dass der Bedarf an Flexibilität vornehmlich in Zeiten auftritt, in denen EE-Anlagen mit dem Großteil ihrer verfügbaren Leistung einspeisen. Die Bereitstellung von positiver Flexibilität erfolgt, indem die Anlagen normalerweise nur bis zu 70 % ihrer installierten

Leistung betrieben und die verbleibenden 30 % bei Bedarf zugeschaltet werden (Mackensen et al. 2017). Dabei handelt es sich jedoch lediglich um einen technisch möglichen Richtwert und nicht um ein garantiert zur Verfügung stehendes Potenzial im Sinne eines Leistungskredits.

Insgesamt speisen Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von rund 54 GW in der WindNODE-Region ins Netz. Für positive Flexibilität stehen gemäß der o. g. Annahmen rund 29 GW zur Verfügung. Im Vergleich der Bundesländer belegt Brandenburg die Spitzenposition. Von den rund 20 GW Erzeugerleistung entstammen rund 75 % aus den erneuerbaren Energiequellen Wind und PV. Einzig in Sachsen dominiert der Anteil fossiler Energieträger das Gesamtpotenzial an technischer Flexibilität.

³⁹ Quelle: Universität Leipzig, IIRM.

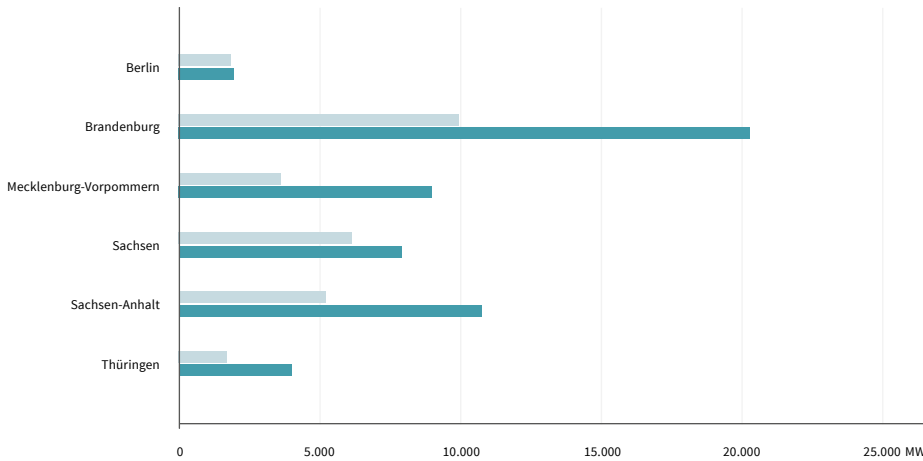


Abbildung 12: Theoretisches technisches Potenzial auf der Erzeugerseite in der WindNODE-Region. Annahmegemäß tragen Wind- und PV-Anlagen nur mit 70 % ihrer installierten Leistung zum positiven Flexibilitätspotenzial bei.⁴⁰

Speicheranlagen

Im Rahmen der Datenerhebung der Universität Leipzig wurden stationäre Speicher (Pumpspeicherwerk (PSW), Batteriespeicher) über die Kraftwerksliste der BNetzA, das Marktstammdatenregister sowie eigene Marktrecherchen erhoben. Insgesamt wurden 6.411 Datenpunkte ermittelt. Davon befinden sich PSW im Umfang von 2,68 GW in der WindNODE-Region. Die elektrochemischen Speicher werden durch Blei-

Säure-, Lithium-Ionen- sowie Redox-Flow-Batterien repräsentiert. Die durchschnittliche Ladeleistung der Batterien beträgt rund 24 kW. Insgesamt konnte ein technisches Potenzial der Batterien in der WindNODE-Region von 154 MW identifiziert werden. Davon entfallen auf die 10 größten Anlagen etwa 100 MW.

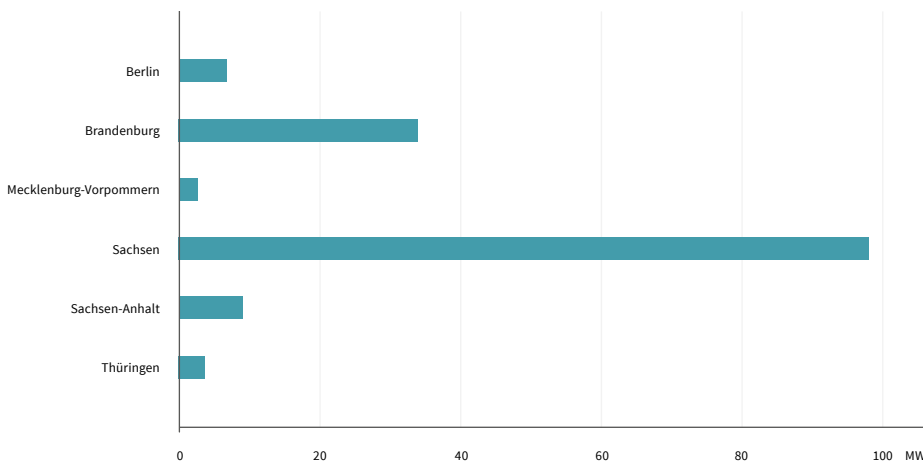


Abbildung 13: Technisches Potenzial von stationären Batteriespeichern in der WindNODE-Region.⁴¹

Sektorkopplungsanlagen

Zusätzliches Flexibilitätspotenzial kann bei der künftigen Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr erschlossen werden. Ziel der Sektorkopplung ist es, durch Zuschaltung von neuen Stromverbrauchern das Netz lokal zu entlasten und somit die Abschaltung von EE-Anlagen zu verhindern. Wesentliche Typen dieser Form der Sektorkopplung sind Power-to-Heat (PtH)-Anlagen in Fernwärmesystemen, Power-to-Gas-Elektrolyseanlagen sowie mobile Batteriespeicher. Die Gesamtzahl der erhobenen Datenpunkte beträgt 1.425 und basiert auf eigenen Marktrecherchen sowie der Zulassungs-

statistik des Kraftfahrtbundesamts. Der Fokus bei der Berechnung des technischen Potenzials liegt bei reinen E-Autos und Hybridfahrzeugen auf der Bereitstellung von negativer Flexibilität. Die Berechnung erfolgt auf Grundlage der zugelassenen Fahrzeuge und deren durchschnittlich verbauter Batteriekapazität (Netto-Nennkapazität). Das Gesamtpotenzial (negative Flexibilität) beträgt 448 MW. Davon entfallen 238 MW auf Power-to-Heat-Anlagen und 205 MW auf die mobilen Batteriespeicher.

⁴⁰ Quelle: Universität Leipzig, IIRM.

⁴¹ Quelle: Datenerhebung der Universität Leipzig, IIRM.

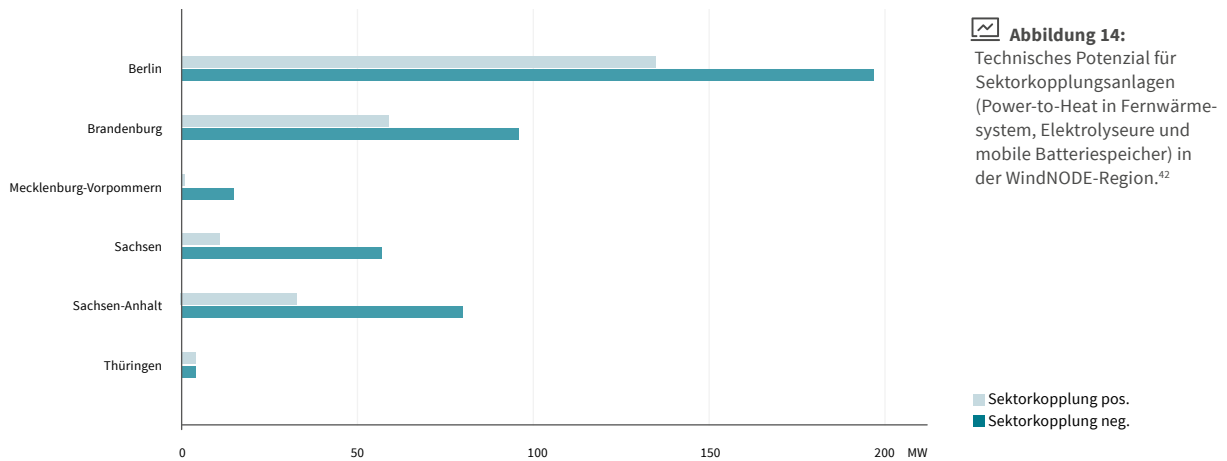


Abbildung 14: Technisches Potenzial für Sektorkopplungsanlagen (Power-to-Heat in Fernwärmesystem, Elektrolyseure und mobile Batteriespeicher) in der WindNODE-Region.⁴²



Take-Away-Kasten Kapitel 2

Mit diesem Abschnitt soll ein Überblick zum theoretischen technischen Potenzial von Flexibilität in der WindNODE-Region gegeben werden. Das tatsächlich nutzbare technische Potenzial wird stets deutlich geringer ausfallen. Bei der von der Universität Leipzig durchgeführten Inventur wurden verfügbare Datenbanken und eigene Marktrecherchen ausgewertet und räumlich hochaufgelöste Datenpunkte auf Postleitzahlenebene aggregiert. Die technischen Anlagen wurde hinsichtlich der Kategorien Erzeugung, Nachfrage, Speicher sowie Sektorkopplung zugeordnet. Das theoretische technische Potenzial in der WindNODE-Region beträgt derzeit insgesamt rund 61 GW negative Flexibilität (Stromaufnahme bzw. Abregelung). Demgegenüber könnte technisch eine positive Flexibilität (Lastabwurf bzw. Einspeisung) von etwa 32 GW nutzbar gemacht werden. Zum Vergleich: Der Fokus bei WindNODE lag auf der nachfrageseitigen Flexibilität, von der

wir im Rahmen unseres Projekts über 200 MW Flex-Optionen identifizieren konnten. Den größten Beitrag zum theoretischen technischen Flexibilitätspotenzial leisten zurzeit die erzeugungsseitigen Flex-Optionen. Mit Blick auf den Bedarf an negativer Flexibilität, insbesondere für das Netzengpassmanagement, ist der Einsatz von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen unter klimapolitischen Gesichtspunkten nicht geeignet. Unter Aussparung dieser Erneuerbaren-Anlagen steht derzeit ein Mix von Flex-Optionen aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Pumpspeicherkraftwerken (PSW), Power-to-Heat (PtH), Biomasse und Demand Side Management (DSM) zur Verfügung, deren theoretisches technisches Potenzial in der WindNODE-Region etwa 12 GW beträgt. Mit Hilfe von Netzsimulation muss jedoch weiter untersucht werden, ob und inwieweit dieses Flex-Potenzial zur Behebung kritischer Netzsituation im Stande ist.

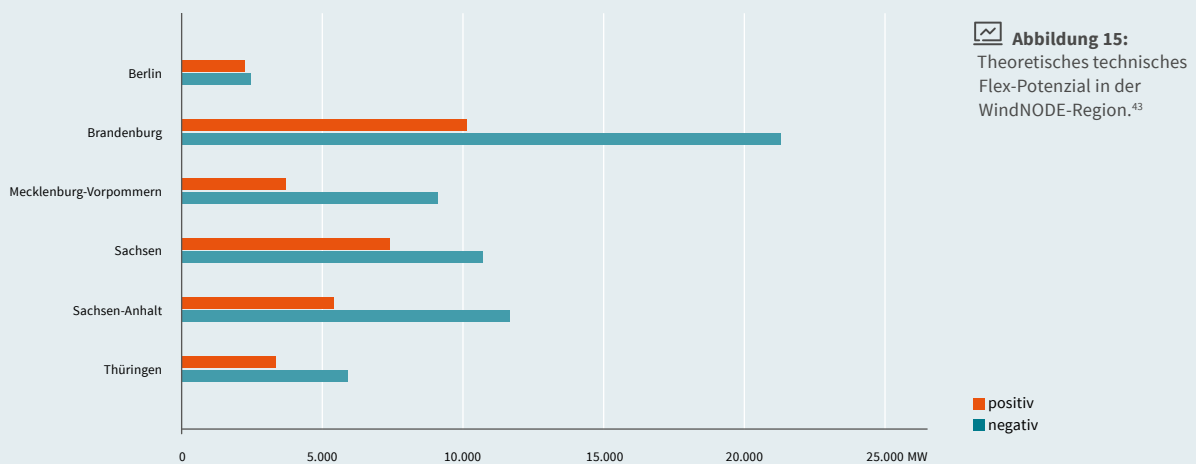


Abbildung 15: Theoretisches technisches Flex-Potenzial in der WindNODE-Region.⁴³

⁴² Quelle: Universität Leipzig, IIRM.

⁴³ Quelle: Universität Leipzig, IIRM.

3

Neue Marktlösung zur Netzengpassbewirtschaftung

In den vorangehenden Kapiteln wurde das Thema Flexibilität und Flexibilitätsoptionen eingeführt, die Vermarktungsoptionen dargelegt und das theoretische technische Potenzial im WindNODE-Gebiet abgeschätzt. Dieses Kapitel beschreibt das neue Konzept, Netzengpässe durch das Instrument der Flexibilitätsplattform kosteneffizient zu bewirtschaften. Dabei wird zuerst auf die Ausgangssituation der Nutzung von Flexibilität zur Bewirtschaftung von Netzengpässen eingegangen, dann das Konzept und die Funktionsweise der Plattform erklärt, um anschließend die Erfahrungen im Betrieb und mit der geänderten Gesetzeslage darzulegen.

3.1 Nutzung von Flexibilität zur Bewirtschaftung von Netzengpässen


Ausgangssituation

Im Stromgroßhandelsmarkt erfolgt heute keine Berücksichtigung der innerdeutschen Transportkapazitäten des Stromnetzes. Da eine große Preiszone Vorteile bei Liquidität, Wettbewerb und Planbarkeit gegenüber anderen Modellen aufweist, ist diese Annahme auch sinnvoll und richtig. Derzeit können bei der physischen Erfüllung des Marktergebnisses jedoch Engpässe im Stromnetz auftreten. Auch wenn es zur Beseitigung von Netzengpässen volkswirtschaftlich sinnvoll ist, die Stromnetze entsprechend auszubauen, müssen in der Übergangszeit die bestehenden Engpässe bewirtschaftet werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. So werden die prognostizierten Engpässe im Vorfeld durch sogenannte Redispatch-Maßnahmen (nach § 13 Abs. 1 EnWG) be-

hoben. Für den Redispatch werden heute nur konventionelle Erzeugungsanlagen bzw. Stromspeicher ab einer Größe von 10 MW eingesetzt.⁴⁴ Wenn dieses Potenzial ausgeschöpft ist, müssen zusätzlich Einspeisemanagement-Maßnahmen (nach § 13 Abs. 2 EnWG) ergriffen werden, wozu auch die Abregelung von EE-Anlagen gehört.

Für eine möglichst effiziente Bewirtschaftung von Engpässen im Verteilungs- und Übertragungsnetz werden die dafür notwendigen Prozesse weiterentwickelt. Dabei bleibt Flexibilitätspotenzial aus kleinen konventionellen Erzeugungsanlagen und zuschaltbaren bzw. verschiebbaren Lasten ungenutzt.

	Konventionelle Erzeugungsanlagen	EE- und KWK-Erzeugungsanlagen	Stromspeicher	Flexible und zuschaltbare Lasten
≥ 10 MW	Bereits Teil des Redispatch-Prozesses			Bleiben ungenutzt
≥ 100 kW	Ab 1.10.2021 Teil des Redispatch-Prozesses			
< 100 kW	(Wenn durch den Netzbetreiber fernsteuerbar)			

 **Abbildung 16:** Aufteilung der Flexibilitätspotenziale nach Redispatch 2.0.⁴⁵

Zielstellung

Bei WindNODE wird die Möglichkeit zur Nutzbarmachung weiterer Flexibilitätspotenziale für den Prozess der Netzengpassbewirtschaftung entwickelt und getestet. Anbieter sollen freiwillig und technologieoffen ihre Flexibilität bereitstellen können. Die Nutzung der Flexibilität soll durch alle beteiligten Netzbetreiber möglich sein. Dabei soll eine Koordinierung über unterschiedliche Spannungsebenen erfolgen. Der Einsatz dieser zusätzlichen Potenziale soll in Netzengpassfällen eine höhere Nutzung der EE-Erzeugung ermöglichen („Nutzen statt Abregeln“). Der Ansatz soll soweit wie möglich marktlichen Grundsätzen folgen und sich an der volkswirtschaftlich kosteneffizienten Lösung orientieren.

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist die Berücksichtigung weiterer Flexibilität im Prozess der Netzengpassbewirtschaftung insbesondere dann interessant, wenn dadurch teurere Flexibilitätsoptionen substituiert bzw. die Nutzung von erneuerbarem Strom vergrößert werden können. Dazu müssen die eingesparten Kosten mindestens die Kosten der Weiterentwicklung und des Betriebs der Flexibilitätsplattform kompensieren. Die Häufigkeit des Einsatzes der Flexibilität und die benötigte Leistung können dabei je nach Standort der Anlage und der lokalen Situation im Stromnetz sehr unterschiedlich sein und müssen individuell bewertet werden.

⁴⁴ Im Projektverlauf haben sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Netzengpassbewirtschaftung maßgeblich verändert. In Kapitel 3.3 wird auf die Veränderungen eingegangen.

⁴⁵ Eigene Darstellung des Autors.

3.2 Konzept und Funktionsweise

Die Konzeptentwicklung umfasst die Ausgestaltung der Webplattform, die Entwicklung eines Zertifizierungsverfahrens, die Definition von Produkten, die Bestimmung des Ablaufs des Gebotsprozesses, die Kommunikation des Flexibilitätspotenzials inklusive einer Abstimmung zwischen den Netzebenen, den Abrufprozess sowie Fragen der Abrechnung.

Die Kommunikation zwischen Netzbetreibern und Flexibilitätsanbietern wird über eine Webplattform, die von 50Hertz gemeinsam mit mehreren VNB entwickelte Flexibilitätsplattform, abgewickelt. Diese Plattform ist notwendig, um die Transaktionskosten bei der Teilnahme einer Vielzahl von Anbietern gering zu halten. Über die Plattform sollen freiwillige, standardisierte und diskriminierungsfreie Verträge zwischen Anbietern und Netzbetreibern geschlossen werden können. Dazu erfolgen zunächst eine Registrierung der Anbieter und eine Präqualifizierung der Anlagen in einem gemeinsamen Verfahren durch 50Hertz und die beteiligten Verteilungsnetzbetreiber. Anbieter auf dieser Plattform können Betreiber oder Vermarkter von Anlagen sein, die derzeit nicht gesetzlich zur Teilnahme am Redispatch-Prozess verpflichtet sind. Als Anbieter können auch Aggregatoren auftreten.

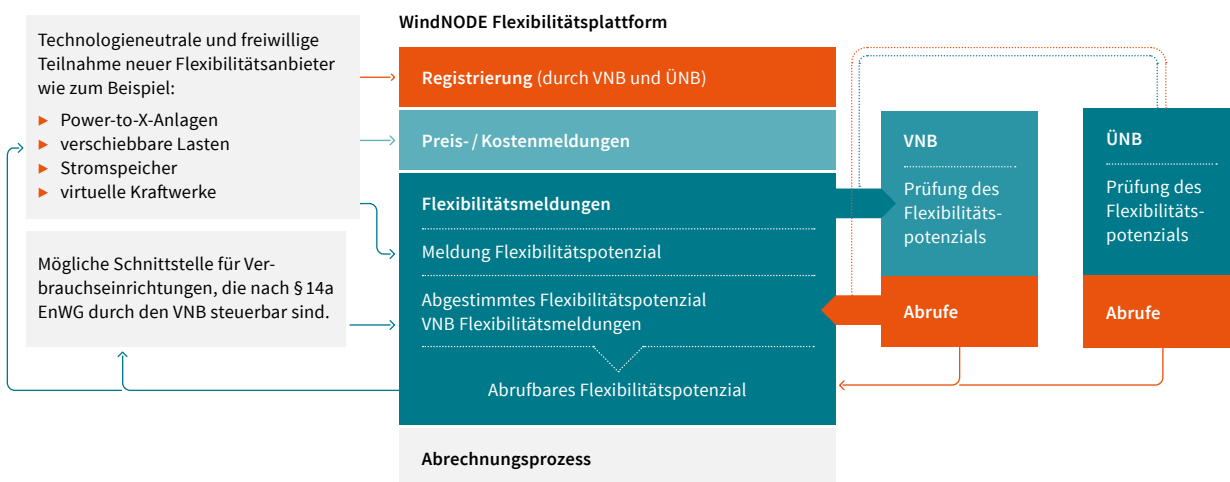
Die Definition der Flexibilitätsprodukte erfolgt auf Basis der Anforderungen der Netzbetreiber und den Möglichkeiten der

Anbieter. Für den Redispatch ist eine Kenntnis der Standorte oder eine Zugehörigkeit zu einem zu definierenden Gebiet, in dem die Anlagen eine vergleichbare netztechnische Wirksamkeit auf definierte Engpässe besitzen, erforderlich. Die Gebote müssen entsprechend standort- oder gebietsscharf abgegeben werden. Über die Webplattform können die Anbieter anlagenspezifisch Abrufpreise festlegen.

Die zur Verfügung stehende Flexibilität soll kurzfristig anpassbar sein. In den dafür erforderlichen Prozess soll auch eine Abstimmung zwischen den Netzbetreibern integriert werden, um kritische Zustände in anderen Netzebenen im Anforderungsfall zu vermeiden.

Der Anforderungsfall tritt ein, wenn durch einen Netzbetreiber ein Engpass identifiziert wird und eine Anlage eines Anbieters zur kostenminimalen Beseitigung dieses Engpasses beiträgt. Dafür werden ex ante die Abrufkosten, geplanten Verfügbarkeiten und Standorte der Anlagen verarbeitet. Als Ergebnis werden den Anbietern Anforderungsmeldungen übersandt. Weiterhin muss bei einer tatsächlichen Anpassung des Betriebszustandes der Anlagen eine energetische Kompensation der entstehenden Bilanzkreisungleichgewichte durch den anfordernden Netzbetreiber stattfinden.

Abbildung 17:
Übersicht über Funktionsweise der Flexibilitätsplattform.⁴⁶



⁴⁶ Eigene Darstellung des Autors.

Teilnahmemöglichkeit für Anbieter

- ▶ Im Projekt: Freiwillig, technologieoffen, keine Beschränkung der Größe oder Spannungsebene (für die Niederspannung werden auch alternative Lösungen diskutiert).
- ▶ Auch Aggregatoren können teilnehmen und Anlagen Dritter vermarkten.
- ▶ Perspektivisch ist eine Mindestgröße von 100 kW für einzelne Gebote denkbar.
- ▶ Anbieter müssen die Anlagenfahrweise planen können.
- ▶ Prozess erfolgt auf 15-Minuten-Basis. Die Flexibilitätsbereitstellung muss durch ein entsprechendes Messkonzept überprüfbar sein.
- ▶ Anbieter müssen sich und die von ihnen vermarkteten Anlagen auf der Plattform registrieren.

Definition von Produkten

Grundsätze:

- ▶ Die Verwendung der Gebote erfolgt ausschließlich zur Bewirtschaftung von Netzengpässen.
- ▶ Es muss eine Verbindlichkeit bzw. Planbarkeit für Anbieter und Netzbetreiber geben.
- ▶ Es müssen die Möglichkeiten der Anbieter z. B. zur Prognosefähigkeit berücksichtigt werden.
- ▶ Es müssen die Notwendigkeiten der Netzbetreiber z. B. aus bestehenden Prozessen berücksichtigt werden.

	Zeit	Name	Beschreibung
Durchführung täglich	Vortag 13 Uhr	Gate Open	Der Anbieter kann Gebote abgeben
	Vortag 16 Uhr	Gate Closure	Die Gebote können nicht mehr verändert werden
	Vortag 16 – 18 Uhr	VNB Prozesse	Sensitivitätsinformationen, Einschränkungen von Geboten, Abrufinformationen
	Vortag 18 – 22 Uhr	ÜNB Prozesse	Abrufinformationen
	Vortag 22 Uhr	Abrufübermittlung	Um 22 Uhr wird den Anbietern die Bezuschlagung ihrer Gebote mitgeteilt
	Erbringungstag	Keine Interaktion mit der Plattform	
	Ab 0 Uhr am Folgetag	Übermittlung Zeitreihe Ist-Erbringung	Der Anbieter kann die Ist-Erbringung eintragen



Abbildung 18: Folgetagsprodukt auf der Flexibilitätsplattform.⁴⁷

	Zeit	Name	Beschreibung
Durchführung stündlich rollierend	16 Uhr am Vortag	Gate Open	Der Anbieter kann Gebote abgeben
	t-2 h	Gate Closure	Die Gebote können nicht mehr verändert werden
	t-2 h bis t-1,5 h	VNB Prozesse	Sensitivitätsinformationen, Einschränkungen von Geboten, Abrufinformationen
	t-1,5 h bis t-1 h	ÜNB Prozesse	Abrufinformationen
	t-1 h	Abrufübermittlung	Eine Stunde vor der Erbringung wird den Anbietern die Bezuschlagung ihrer Gebote mitgeteilt
	Erbringungsstunde	Keine Interaktion mit der Plattform	
	Ab 0 Uhr am Folgetag	Übermittlung Zeitreihe Ist-Erbringung	Der Anbieter kann die Ist-Erbringung eintragen



Abbildung 19: Intraday-Produkt auf der Flexibilitätsplattform.⁴⁸

⁴⁷ Eigene Darstellung des Autors.

⁴⁸ Eigene Darstellung des Autors.

Durch die enge Zusammenarbeit des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz, der beteiligten Verteilungsnetzbetreiber und diverser Flexibilitätsanbieter konnten Prozesse, Plattformfunktionen, Schnittstellen und Produkte so ausgestaltet werden, dass eine technologieoffene Teilnahme an der Flexibilitätsplattform mit möglichst geringen Eintrittsbarrieren

realisiert werden konnte. Durch die Definition der Produkte und Prozesse konnten die Anforderungen der unterschiedlichen Netzbetreiber mit den Möglichkeiten der Anbieter in Einklang gebracht werden. Das Konzept lässt sich zudem problemlos um weitere Produktvarianten erweitern.

3.3 Erfahrungen, geänderte Gesetzeslage und Ausblick

Erfahrungen aus dem Testbetrieb

Der Einsatz der Flexibilitätsplattform mit Geboten, Koordination und Abrufen wurde in der Projektlaufzeit ausgiebig praktisch getestet. Die Erfahrungen daraus waren durchweg positiv. Eine Evaluierung der Produkte und Prozesse durch die Anbieter hat ergeben, dass die bisherige Ausgestaltung der Prozesse zu den operativen und technischen Voraussetzungen der Anbieter passt. Entsprechende Gebote wurden erfolgreich abgegeben und die Anlagen technisch zur Engpassbeseitigung eingesetzt. Die Evaluierung hat zudem ergeben, dass insbesondere für Speicher bzw. generell für Anlagen mit begrenzter Erbringungszeit komplexere Produkte sinnvoll sein können. Solche komplexeren Produkte könnten statt eines festen Flexibilitätspotenzials für die jeweiligen Zeitscheiben auf der Angabe einer Energiemenge basieren, die innerhalb eines bestimmten Zeitraums und innerhalb eines gegebenen Leistungsbandes frei bewegt werden kann. Die Plattform könnte aus technischer Sicht solche komplexen Produkte abbilden, jedoch besteht hier umfassender Anpassungsbedarf bei den Optimierungsrechnungen zur Netzengpassbewirtschaftung. Ein weiterer Freiheitsgrad in der Optimierung würde neue Algorithmen erfordern und zu deutlich größeren Rechenzeiten führen.

Eine Evaluierung der umgesetzten IT-Schnittstellen durch die Anbieter hat ein klares Bild ergeben, dass mehrheitlich API⁴⁹-Schnittstellen gewünscht sind, da auf diese Weise eine Automatisierung der Prozesse recht komfortabel umgesetzt werden kann. Bezüglich der IT-Sicherheit dieser Schnittstelle gibt es eher Vorteile, da auch entsprechende Sicherheitskonzepte einfacher implementierbar sind.

Die Prozesse, Schnittstellen und Produkte wurden zunächst innerhalb des WindNODE-Konsortiums entwickelt. Da bei diesem Thema mindestens deutschlandweiter Bedarf einer Harmonisierung besteht, haben wir aus dem Konsortium heraus mit dem WindNODE-Partner DIN in der DIN SPEC 91410-1 „Energieflexibilität – Teil 1, Flexibilitätsbereitstellung für die

Engpassbewirtschaftung von Stromnetzen – Anforderungen an die freiwillige Teilnahme von Anbietern an einer Flexibilitätsplattform“ ein Standardisierungsvorhaben gestartet. Diese Gruppe stand allen energiewirtschaftlichen Akteuren offen, und es haben sich schließlich alle SINTEG-Schaufenster beteiligt, in denen Flexibilitätsplattformen entwickelt wurden. So konnte mit der Veröffentlichung der DIN SPEC 91410-1 zusätzlich eine Darstellung der verschiedenen Lösungsansätze erfolgen.

Besonders positiv hervorzuheben ist zudem die erfolgreiche Zusammenarbeit von Netzbetreibern unterschiedlicher Spannungsebenen. Sowohl Engpässe als auch die Flexibilitätspotenziale zur Engpassbehebung, können sich auf unterschiedlichen Spannungsebenen befinden. Hierfür sind koordinierte Prozesse notwendig. Im WindNODE-Konsortium konnte durch die Zusammenarbeit von 50Hertz, Stromnetz Berlin, E.DIS Netz, ENSO Netz und WEMAG Netz eine Lösung für die Testphase der Flexibilitätsplattform entwickelt, implementiert und getestet werden. Ein solcher Koordinationsmechanismus wird auch für zukünftige Prozesse, wie z. B. im NABEG 2.0 für den Redispatch ab Oktober 2021 vorgesehen, immer wichtiger.



enso NETZ

e.dis

Stromnetz Berlin 

WEMAG NETZ GmbH

⁴⁹ Programmierschnittstelle, englisch für application programming interface.



Testimonials

Dr. Georg Meyer-Braune (50Hertz)

Mit der pluralistischen Zusammensetzung des WindNODE-Konsortium wurde der Grundstein für die erfolgreiche Entwicklung und Testphase der Flexibilitätsplattform gelegt. In dem Projekt war neben Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern eine heterogene Gruppe von Flexibilitätsanbietern aktiv an der Entwicklung beteiligt. So konnten die speziellen Voraussetzungen von flexiblen Lasten, Speichern, virtuellen Kraftwerken usw. bei der Ausgestaltung von Prozessen und Produkten in gemeinsamen Workshops diskutiert und umgesetzt werden. Die Entwicklung zielte dabei darauf ab, die Anforderungen der Netzbetreiber mit den Möglichkeiten der Flexibilitätsanbieter so in Einklang zu bringen, dass die Eintrittsbarrieren zur Teilnahme möglichst gering sind.

In den Tests haben sich dann auch diverse Anlagen auf der Plattform registriert und eine technische Schnittstelle für den Informationsaustausch aufgebaut. An Tagen mit Engpässen im Stromnetz konnten somit zusätzliche Flexibilitätspotenziale angeboten werden, also Flexibilitätsgebote eingestellt werden, die dann auch real eingesetzt wurden und somit dazu beigetragen haben, die Abregelung von EE-Anlagen zu reduzieren.

Dr. Sandra Maeding (Stromnetz Berlin)

Das Ergebnis der gemeinsamen Entwicklung konnte durch die praktischen Einsatztests gut sichtbar gemacht werden. Für den Einsatz von Flexibilität zur Behebung von Netzengpässen müssen die Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreiber eng zusammenarbeiten. In der Entwicklungsphase konnten so gemeinsame Prozesse aufgebaut werden, die während der praktischen Einsatztests erfolgreich erprobt werden konnten.

Sind in der Pilotphase Gebote auf der Plattform eingegangen, sind diese zunächst bei uns als Verteilungsnetzbetreiber angekommen. Dann wurde geprüft, ob diese Flexibilität zur Behebungen von Engpässen im Verteilungsnetz sinnvoll eingesetzt werden kann und es wurden gegebenenfalls Abrufe der Gebote erzeugt. Weiterhin wurden die Flexibilitätsgebote auf ihre Wirkung auf das Übertragungsnetz geprüft bzw. Informationen dazu auf der Plattform bereitgestellt. So konnte die notwendige Koordination zwischen den Netzebenen sichergestellt werden und die Flexibilität zur Behebung von Engpässen statt der Abregelung von EE-Anlagen eingesetzt werden.

Einfluss der Gesetzgebung seit Projektstart

Während der WindNODE-Laufzeit haben sich sowohl durch die NABEG-Novelle⁵⁰, als auch durch die Verabschiedung des Clean Energy Packages (CEP) relevante Änderungen der politischen und marktlichen Rahmenbedingungen für die Flexibilitätsplattform ergeben.

Mit der NABEG-Novelle wurden umfassende Anpassungen im Energiewirtschaftsgesetz umgesetzt und der Redispatch ab Oktober 2021 neu geordnet. Besonders relevant ist dabei zum einen die Berücksichtigung von KWK- und EE-Anlagen im Redispatch-Prozess, der zudem auch von den Verteilungsnetzbetreibern zur Engpassbeseitigung zu nutzen ist, und zum anderen die Absenkung der Mindestleistung für eine verpflichtende Teilnahme am Redispatch auf 100 kW von ursprünglich 10 MW für alle Erzeugungsanlagen. Vor der NABEG-Novelle waren somit recht umfangreiche Potenziale nicht verpflichtet, am Redispatch-Prozess teilzunehmen. Die Flexibilitätsplattform zielte auf genau diese nicht-verpflichteten Anlagen ab und sollte diesen einen gewissen Anreiz für eine freiwillige Teilnahme eröffnen. Mit der NABEG-Novelle ist ein Großteil dieser Potenziale ohnehin verpflichtet und erhält für seine Teilnahme eine Kostenerstattung. Weiterhin

nicht verpflichtet sind Kleinanlagen < 100 kW (sofern sie nicht bereits durch den Netzbetreiber fernsteuerbar sind) bzw. zuschaltbare oder verschiebbare Lasten. Jedoch ist in der NABEG-Novelle auch eine verpflichtende Koordination der Netzbetreiber festgehalten, wofür wir innerhalb des WindNODE-Konsortiums wichtige Vorarbeit geleistet haben.

Im Rahmen des Clean Energy Packages ist als Mechanismus zur Beschaffung von Redispatch-Potenzial als Standardlösung eine Beschaffung über einen marktlichen Ansatz vorgesehen. Von dieser Regelung können jedoch national Ausnahmen vereinbart werden, wenn bestimmte Voraussetzungen gegeben sind. Als einer dieser Gründe wird eine Situation angeführt, in der „durch die aktuelle Netzsituation derart regelmäßig und vorhersehbar Engpässe verursacht werden, dass ein marktbasierter Redispatch ein regelmäßiges strategisches Bietverhalten herbeiführen würde, was die interne Engpasslage weiter verschlechtern würde, und der betroffene Mitgliedstaat hat entweder einen Aktionsplan zum Angehen dieses Engpasses erlassen, oder er stellt sicher, dass die verfügbare Mindestkapazität für zonen-übergreifenden Handel Artikel 16 Absatz 8 entspricht.“⁵¹ Nach aktueller

⁵⁰ Siehe dazu Exkurskasten NABEG-Novelle im ersten Kapitel unter 1.5.

⁵¹ Vgl. Europäische Union (2019).

Einschätzung auf Basis der vom BMWi in Auftrag gegebenen Studien⁵² trifft diese Bedingung in Deutschland zu. Vor diesem Hintergrund sprechen die Autoren der vorgenannten Studien auch die Empfehlung aus, in Deutschland keine marktliche Beschaffung von Flexibilität zur Netzengpassbewirtschaftung zu implementieren, weder im Übertragungs- noch im Verteilungsnetz. Gegen die Einführung eines solchen Mechanismus spricht laut dieser Studie vor allem der Anreiz für ein engpassverstärkendes Verhalten der Marktakteure, die ihren Anlagenfahrplan in Erwartung an die Erlöse aus dem Einsatz für die Netzengpassbewirtschaftung im Vorfeld verändern. Für ein solches Verhalten, das auch als „Increase-Decrease-Gaming (INC-DEC-Gaming)“ bezeichnet wird, ist gemäß Studie keine Marktmacht notwendig, und nach aktueller Gesetzeslage ist ein solches Verhalten auch nicht verboten. Dieses Problem kann durch eine Regulierung der Erlösmöglichkeiten grundsätzlich eingedämmt oder verhindert werden. Da für eine wirksame Regulierung jedoch immer eine gewisse Kenntnis über die Kostenstrukturen der Anbieter notwendig ist, erschiene ein solches Verfahren bei vielen Klein- und Kleinstanlagen nur geeignet, wenn es in einem sinnvollen Aufwand-Nutzen-Verhältnis stünde. Dazu trägt auch bei, dass mit der NABEG-Novelle alle Erzeugungsanlagen und Speicher ab 100 kW ohnehin schon zu einer kostenbasierten Teilnahme verpflichtet sind.

Ausblick für die Zeit nach 2030

Das Konzept „Nutzen statt Abregeln“ ist grundsätzlich sinnvoll – aus volkswirtschaftlicher und aus ökologischer Sicht. Im Zeitverlauf müssen die Rahmenbedingungen zur Einführung marktlicher Mechanismen vermutlich auch immer wieder neu bewertet werden. Der Umfang an installierter Leistung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren, der Stand des Netzausbaus und die Transaktionskosten bei der Bereitstellung von Flexibilität auch aus Kleinstanlagen stellen relevante Einflussgrößen dar.

Ab einer bestimmten installierten Leistung wird es nicht nur Zeiten geben, in denen das Stromnetz temporär restriktiv bezüglich der Erzeugung wirkt, sondern auch zunehmend Zeiten, in denen ohne Netzengpässe eine marktliche Abregelung von EE-Anlagen erfolgt. In solchen Situationen werden ggf. neue Mechanismen benötigt, um dann ungenutzte EE-Potenziale einer sinnvollen Verwendung zuzuführen.

Bis auf weiteres ist der Ausbau der Stromnetze die volkswirtschaftlich gebotene Maßnahme, um die Abregelung von EE-Anlagen zu verringern. Diese Einschätzung kann sich mit einer Reduktion der Kosten der Flexibilität oder mit der Abnahme des Grenznutzens des Netzausbaus in der Zukunft verändern.

Das Angebot an Flexibilität ist heute noch vor allem auf größere Anlagen beschränkt. Dies ist auch deshalb der Fall, da der Anteil der Transaktionskosten an den Gesamtkosten steigt, je kleiner die Anlagen sind. Die Transaktionskosten insbesondere zur Messung und Steuerung von Anlagen könnten jedoch in Zukunft mit dem Vorhandensein von intelligenten Messsystemen und korrespondierender Steuertechnologie sehr stark reduziert werden, wenn notwendige Infrastruktur ohnehin auch bei kleineren Erzeugern ab 7 kW bzw. Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch von über 6.000 kWh vorhanden sein wird.

Unter solch veränderten Rahmenbedingungen könnte eine marktliche Beschaffung von Flexibilität zur Netzengpassbewirtschaftung sinnvoll sein. Bei der WindNODE-Flexibilitätsplattform wurde eine technische Umsetzung realisiert und erfolgreich getestet, wozu auch die Ausgestaltung von Produkten, Verträgen und einer Governance für einen Betrieb einer solchen Plattform gehört.



Take-Away-Kasten Kapitel 3

Die prozessuale und technische Umsetzbarkeit der Flexibilitätsplattform konnte durch reale Tests erfolgreich bestätigt werden. Mit der NABEG-Novelle ist jedoch ein Großteil des Flexibilitätspotenzials bereits zu einer Teilnahme am regulierten Redispatch verpflichtet, wodurch der Zusatznutzen der Plattform sinkt. Als ungenutztes Potenzial verbleiben nun fast ausschließlich flexible Lasten, bei denen jedoch die Problematik des INC-DEC-Gaming besteht. Eine regulatorische Lösung dieser Problematik erscheint aktuell als zwingende

Voraussetzung für die Einbindung dieses ungenutzten Flexibilitätspotenzials im Rahmen eines marktbasierenden Mechanismus zur Netzengpassbewirtschaftung. Insbesondere bei in Zukunft steigenden Redispatch-Mengen und zeitweise negativer Residuallast ist das Konzept der Flexibilitätsplattform jedoch grundsätzlich sehr gut geeignet, um räumlich differenzierte Anreize zur Nutzung von Flexibilität zu realisieren.

⁵² Vgl. Studien von Neon und Consentec im Auftrag des BMWi: „Kosten- oder Marktbasierter? Zukünftige Redispatch Beschaffung in Deutschland“ (2019) und „Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem“ (2018).

4

Anbieterperspektive: Neue Formen der Flexibilitätsbereit- stellung

Die hier vorgestellten Projekt- und Erfahrungsberichte sind eine exemplarische Auswahl von WindNODE-Projektpartnern, die am Testbetrieb der Flexibilitätsplattform teilgenommen haben und somit ihre Flexibilitätsoptionen erfolgreich zum Engpassmanagement einsetzen konnten. Außerdem berichten die Akteure von ihren Erfahrungen bei der Vermarktung flexibler Anlagen an den etablierten Märkten. Die einzelnen Use Cases unterscheiden sich stark und bieten somit einen hohen Mehrwert sowohl für interessierte potenzielle Flexibilitätsanbieter, die Geschäftsmodelle zur Flexibilitätsbereitstellung erproben und in Zukunft etablieren, als auch für bereits am Strom- und Regelenergiemarkt teilnehmende Akteure, die in Zukunft Engpassbewirtschaftung in den Fokus rücken möchten.



Lastmanagement als Serious Game „Energie Tetris“ im ZUKUNFTSRAUMENERGIE

4.1 Anbieterperspektive Siemens AG: Industrielles Lastmanagement

Ausgangslage

Im WindNODE-Arbeitspaket „Intelligentes industrielles Lastmanagement in Berlin“ verfolgt Siemens eine energiemarkt- und netzdienliche Steuerung flexibler Produktionsprozesse in vier Berliner Werken. In WindNODE wurde eine Verbindung zwischen intelligentem Energiemanagement und Produktions- und Prozesssteuerung in Ergänzung mit Informations- und Kommunikationstechnologie demonstriert, um zukünftig mehr erneuerbare Energieerzeugung zu integrieren und Energiekosten zu senken. Bisher begrenzte sich die Nutzung von Flexibilität auf die Reduzierung von Leistungsspitzen. In WindNODE wurde weiteres wirtschaftliches Potenzial für flexible industrielle Lasten durch die Installation eines Messsystems und Auswertungen identifiziert und im Unternehmen bekannt gemacht. Es wurden konkrete Day-Ahead-Vermarktungsoptionen, aber auch statische Anwendungsfälle zur Lastprofiloptimierung geprüft und getestet.

Charakterisierung flexibler industrieller Lasten

Bei einer Untersuchung von flexiblen Lasten am Standort Siemensstadt wurden über 20 potenziell geeignete Lasten mit insgesamt über 20 MW elektrischer Leistung ermittelt. Dazu zählen vorrangig thermische und mechanische Produktions- und Prüfprozesse. Die größte Herausforderung bei der Flexibilisierung dieser Prozesse ist die auftragsbedingte geringe Planbarkeit und die geringe zeitliche Flexibilität aufgrund der eng getakteten Produktion. Es gibt aber dennoch Möglichkeiten, den Strombezug flexibel zu gestalten. Die Unterteilung in verschiedene „Flexibilitätsebenen“, angefangen von einer statischen, fixen Zeitpunktverschiebung bis zur vollautomatisierten Optimierung, ermöglicht eine Hebung von Flexibilitätspotenzialen gemäß den Möglichkeiten des zugrundeliegenden Produktionsprozesses.

Vermarktungsoptionen für flexible Lasten

Industrielle Lasten können mehr Flexibilität bereitstellen, wenn der Einsatz planbar ist und eine Vorlaufzeit von mehr als einer Stunde, besser von mehr als 24 Stunden existiert. Unter diesen Umständen muss nicht in den Produktionsprozess eingegriffen werden. Vielmehr kann eine Produktionsplanung unter Berücksichtigung von energiemarkt- und netzdienlichen Anreizen erfolgen (vgl. Abbildung 20). Flexible industrielle Lasten können nicht nur für eine netzdienliche Betriebsweise (z. B. Spitzenlastbegrenzung oder atypische

Netznutzung) genutzt werden, sondern auch um Kostensenkungen beim klassischen Strombezug mit festen Strompreisen durch Glättung oder Anpassung des Lastprofils an Base- oder Peak-Produkte zu erreichen. Jedoch sind die Kosteneinsparpotenziale bei statischen Anwendungsfällen häufig größer als bei der Teilnahme an den kurzfristigen Strommärkten. Auch sind die technischen Anforderungen bei statischen Anwendungsfällen geringer.

	Eignung für Produktionsplanung	Technische Anforderungen	Vergütung / Einsparung
Regelleistungsmarkt Kurzfristig (Aktivierungszeit 5 s – 60 min)	●	●●●●●	●●●●●
Intraday Stromhandel Mittelfristig (Aktivierungszeit 45 min – 24 h)	●●	●●●●	●●
Day-Ahead Stromhandel Längerfristig (Aktivierungszeit 12 h – 36 h)	●●●●	●●	●
Statische Anwendungsfelder Spitzenlastreduktion, intensive und atypische Netznutzung, sowie Lastprofiloptimierung für die Strombeschaffung	●●●●●	●	●●●●●



Abbildung 20: Unterteilung der Vermarktungsoptionen für flexible Lasten nach Aktivierungszeit

Flexibilitätsplattform

Für den Erfolg des industriellen Lastmanagements ist wichtig, dass weitere innovative Anwendungsoptionen genutzt werden können, wie z. B. die in WindNODE erprobte Teilnahme an Maßnahmen zur Minderung von Einspeisemanagement-Ereignissen. Ein marktlicher Mechanismus zur Nutzung von industriellen Flexibilitätsoptionen zur Netzengpassbewirt-

schaffung ist ein sinnvolles Instrument zur Integration von erneuerbaren Energien und kann eine weitere Erlösquelle darstellen. Wichtig dabei ist, dass das von der Plattform angebotene Produktdesign für eine Produktionsplanung geeignet ist.



Testimonial

Jörn Hartung (Siemens AG)

Eine Senkung der Strombezugskosten, z. B. durch eine Lastprofiloptimierung, ist in nahezu jedem mittleren oder größeren Betrieb möglich. Jedoch bekommen Unternehmen ihren Strom bisher häufig zu einem fixen Strompreis geliefert und haben dann keine Möglichkeiten mehr zur kurz- und mittelfristigen Optimierung z. B. am Day-Ahead-Handel. So können vorhandene Flexibilitätsoptionen ihre wirtschaftlichen Einsparpotenziale nicht ausspielen. Dagegen bietet ein direkter oder über einen Händler abgebildeter Spotmarkthandel genau diese Möglichkeit. Mit Hilfe von Automatisierung und Digitalisierung lassen sich immer mehr Prozesse immer einfacher für eine Flexibilitätsbereitstellung nutzbar machen.

Teilweise schränken regulatorische Hürden die Flexibilisierung von Prozessen ein, wie z. B. die hohen fixen Strompreisanbestandteile oder der Anreiz zur Spitzenlastreduktion, der auch bei einem großen Angebot von erneuerbarem Strom bestehen bleibt. Eine weitere Herausforderung für einen marktdienlichen Einsatz der flexiblen Lasten liegt auch in den derzeit geringen Preisschwankungen am Strommarkt. Maßnahmen wie die Spitzenlastreduktion oder die Nutzung der atypischen Netznutzung erzielen deshalb derzeit deutlich größere finanzielle Einsparungen. So können durch die Absenkung von 1 MW Spitzenlast je nach Netzebene ca. 30.000 – 90.000 € pro Jahr eingespart werden. Um die gleiche

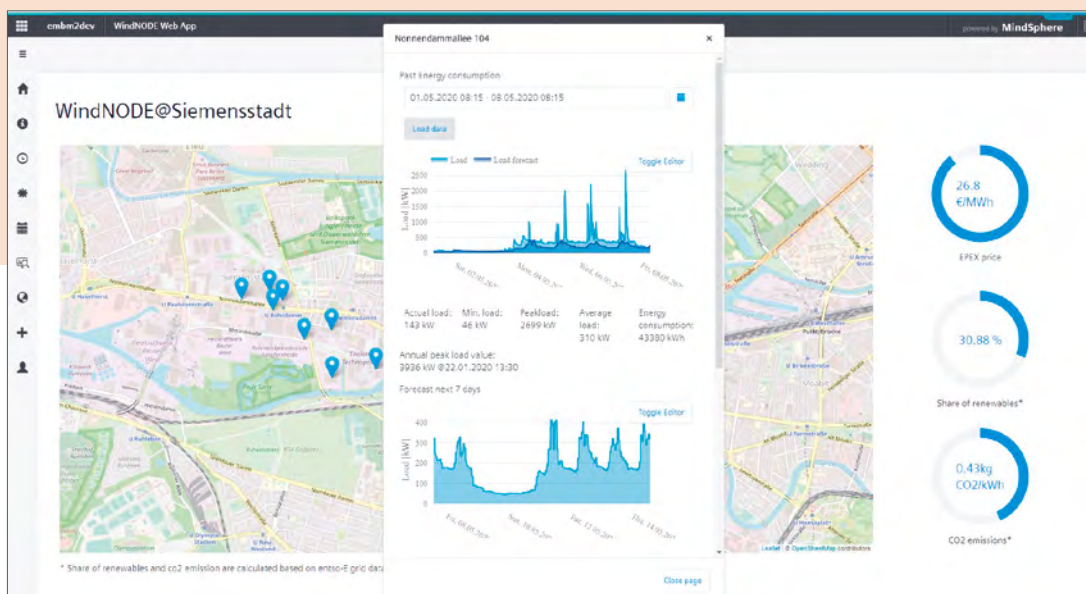
Einsparung am Strommarkt zu realisieren, müssten 1.500 – 4.500 MWh/Jahr bei einem angenommenen Preis-Spread von 20 €/MWh verschoben werden.

Spannend wird die zukünftige Entwicklung der Strompreisschwankungen. Der Ausstieg aus der steuerbaren Erzeugung von Strom aus Kernkraft- und Kohlekraftwerken sowie der Zubau von volatiler erneuerbarer Stromerzeugung kann die Preisschwankungen am Markt deutlich erhöhen. Neue Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite, aber auch neue flexible Gaskraftwerke sowie ein gesteigerter Stromaustausch mit den Nachbarländern können die Preisschwankungen wiederum dämpfen.

Die größte Motivation für ein industrielles Lastmanagement liefert die fortschreitende Automatisierung und Digitalisierung der Produktion, die die Umsetzung deutlich erleichtert und teilweise auch erst ermöglicht. Zudem schafft die mitgelieferte Energietransparenz des Lastmanagements weitere vielseitige Nutzungsmöglichkeiten, wie z. B. die

Integration von Eigenstromerzeugung aus beispielsweise Photovoltaik, die Prozessüberwachung, die Verbesserung von Anlageneinstellungen, eine vorausschauende Wartung, einer verbrauchsgerechten Abrechnung und die Aufdeckung von Energieeffizienzpotenzialen. Da insbesondere im industriellen Bereich regelmäßig Verbraucher mit hoher Leistung und großer jährlicher Arbeit zu finden sind, kann eine Flexibilisierung hier lukrativer sein als z. B. im häuslichen Bereich.

Eine weitere Motivation für Lastmanagement allgemein liegt in der Tatsache, dass eine Lastverschiebung volatile Erneuerbare integrieren kann, ohne dabei signifikante Energie- und Exergieverluste oder zusätzlichen Bedarf an wertvollen Materialien zu verursachen, wie dies z. B. bei der Wasserstofftechnologie, Power-to-Heat oder Batterien der Fall ist. Anders als der Ausschluss von flexiblen Lasten vom Nachteilsausgleich in § 9 Abs. 1 Nr. 2 SINTEG-V sollte die zukünftige Gesetzgebung besonders umweltfreundliche Flexibilitätstechnologien beispielsweise über das Abgaben- und Umlagensystem für Strom fördern.



Die in WindNODE entwickelte „Industrial Energy Transparency and Flexibility App“ ist in vielen Siemens Produktionsbereichen im Einsatz.



Take-Away-Kasten Kapitel 4 Siemens

Die in WindNODE betrachteten industriellen Lasten eignen sich vorwiegend zur optimierten Netznutzung sowie für eine günstigere Day-Ahead-Beschaffung. Mit letzterer kann auf vorhergesehene besonders günstige oder besonders teure Strompreise aufgrund von Wetterereignissen sowie hohen oder niedrigen Strombedarf reagiert werden. Von zentraler

Bedeutung für das industrielle Lastmanagement ist die Mehrfachnutzung der benötigten Infrastruktur sowie ein höherer ökonomischer Wert von Flexibilität. Dieser kann sowohl durch ein flexibilitätsanreizendes Abgaben- und Umlagesystem als auch durch einen signifikant steigenden Anteil volatiler erneuerbarer Energien im Stromnetz möglich werden.

4.2 Anbieterperspektive BMW AG: Kombinierte Anwendung einer Batteriefarm

Ausgangslage

Die Speicherfarm im BMW Group Werk Leipzig beherbergt bis zu 700 neue und gebrauchte BMW i3-Batteriespeicher, aktuell mit je 60 Ah und 94 Ah Kapazität und einer Gesamtleistung von bis zu 13,6 MW. Die BMW Group entnimmt die gebrauchten Speicher mittels „Plug and Play“ aus den Fahrzeugen und setzt diese dann in der Speicherfarm ein – ohne technische Anpassungen bei der Hardware. Zusätzlich kommen auch neue Batterien in der Speicherfarm zum Einsatz, die ohnehin als Ersatzteile vorgehalten werden müssen, wobei auch künftige Speichergenerationen sich in die Speicherfarm integrieren lassen.

Der Standort der Speicherfarm auf dem Werksgelände hat den Vorteil, dass der Nutzen der Flexibilität nicht nur dem öffentlichen Strommarkt zur Verfügung gestellt, sondern die Speicherfarm perspektivisch auch in das komplexe Zusammenspiel zwischen Erzeugung und Verbrauch der Werksinfrastruktur eingebunden werden kann. Der Aufbau der Speicherfarm wurde modular umgesetzt, wobei jeder der vier Transformatoren einer Partition entspricht. Dieser Aufbau hat

den Vorteil, dass jede der vier Partitionen separat gesteuert und damit in unterschiedlichen Use-Cases eingesetzt werden kann. Die Energiemengen zwischen den Partitionen können klar abgegrenzt werden, hierfür hat jeder Transformator beispielsweise einen eigenen Zählpunkt mit geeichter Messung.

Erfahrungen mit Vermarktungsoptionen

Bezüglich der Vermarktungsoptionen sind sowohl die Teilnahme an marktlich organisierten Use Cases als auch der Einsatz in der lokalen Optimierung denkbar. Die Speicherfarm im BMW Group Werk Leipzig ist mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden und stellt aktuell ihre Flexibilität in Form von Primärregelleistung zur Verfügung. Darüber hinaus ist sie technisch in der Lage, vor Ort durch das Vermeiden von Lastspitzen dazu beizutragen, die Energiekosten (Netzentgelte, Eigenstrommaximierung hinter dem Netzknoten sowie gegenüber dem Bilanzkreis) des Werks zu senken und dessen CO₂-Fußabdruck im Zusammenspiel mit vor Ort erzeugten erneuerbaren Energien zu optimieren. Die Standortgegebenheiten würden eine flexible Nutzung der Speicherfarm im jeweils idealen Use Case ermöglichen.

Die BMW Speicherfarm Leipzig besteht aus alten und neuen i3-Batteriespeichern und führt diese einem neuen Nutzen zu.



BMW SPEICHERFARM LEIPZIG.

 100.000 KM ELEKTRISCHE REICHWEITE.

Flexibilitätsbereitstellung im Strommarkt

Für die Teilnahme am Strommarkt ist es elementar, dass das Speichersystem von Netzentgelten und Umlagen befreit ist. Ist dies nicht der Fall, würden die zu zahlenden Umlagen und Netzentgelte den Use Case derart belasten, dass ein Einsatz unter aktuellen Rahmenbedingungen nicht rentabel gestaltet werden könnte.

Grundsätzlich sind die regulatorischen Voraussetzungen für die weitgehende Befreiung zwar gegeben, jedoch sind hinsichtlich der Einbindung von Speichersystemen, welche innerhalb eines Werksstandorts aufgebaut sind, Restriktionen zu berücksichtigen. Eine nähere Beschreibung dieser Restriktionen ist unter dem Punkt „Regulatorische Problembeschreibung“ ausgeführt.

Speziell der Intraday-Markt bietet in diesem Segment ideale Voraussetzungen, Flexibilität kurzfristig über einen organisierten und kontinuierlichen Markt zu handeln. Die Liquidität am Intraday-Markt kann für die Umsetzung des Geschäftsmodells als ausreichend eingestuft werden. Der Wert der Flexibilitätsoption wird maßgeblich von der Volatilität sowohl des jeweiligen Produkts (beispielsweise eine Viertelstunde) während der Handelszeiten als auch von den benachbarten Produkten zueinander terminiert.

Die Herausforderungen bei der Teilnahme am Strommarkt liegen im Wesentlichen in der idealerweise automatisch umzusetzenden Handelsstrategie, was über verfügbare Systeme gewährleistet werden kann. Die Entscheidung zwischen den Vermarktungsoptionen wird im wirtschaftlichen Betrieb maßgeblich auf Grundlage der Einschätzung der zu erwartenden Gewinne getroffen. Erste Erprobungen in diesem Marktsegment wurden bereits erfolgreich durchgeführt.

Flexibilitätsbereitstellung zur Erbringung von Systemdienstleistungen

Um die Speicherfarm für den Regelleistungsmarkt zu präqualifizieren, muss ein Erbringungskonzept bei dem zuständigen ÜNB eingereicht und durch diesen abgenommen werden. In diesem Erbringungskonzept müssen im Wesentlichen folgende Themen ausgearbeitet werden:

- ▶ Beschreibung der ÜNB-Anbindung
 - ▷ Leittechnische Anbindung / Steuerungskonzept
- ▶ Beschreibung der Anlage
 - ▷ Technische Spezifikationen
- ▶ Nachweis über die Erfüllung regulatorischer Anforderungen
 - ▷ Steuerungskonzept

- ▷ Umsetzung des Security-Operations-Center-Managements (SOC)
- ▷ Betriebssimulation
- ▷ Kenngrößen

Die Speicherfarm Leipzig wird in der Primärregelleistung (PRL) vermarktet und hat den o. g. Präqualifikationsprozess im Jahr 2017 erfolgreich durchlaufen.

Um den regulatorischen Anforderungen gerecht zu werden, muss neben der konformen Anbindung und technischen Eignung sichergestellt werden, dass während der laufenden PRL-Vermarktung die technische Einheit stets das sogenannte 30-Minuten-Kriterium bzw. neuerdings das 15-Minuten-Kriterium einhält. Diese Regelung legt fest, dass aus dem Speicher zu jedem Zeitpunkt der Leistungsvorhaltungspflicht mindestens 15 Minuten die maximal vermarktbar Leistung sowohl in positiver als auch negativer Richtung erbracht werden kann. Um diesen Verpflichtungen gerecht zu werden, muss die Speicherfarm über ein Lademanagement die Möglichkeit haben, Strom ein- bzw. auszuspeisen. Dieser Forderung wird mittels Nachlademanagement nachgekommen. Die Umsetzung erfolgt über eine automatisch generierte Leistungsanforderung aus der Anlagensteuerung durch den Regelleistungsvermarkter am Intraday-Markt.

Flexibilitätsbereitstellung zur Netzengpassbewirtschaftung

Derzeit ist die Netzengpassbewirtschaftung überwiegend auf konventionelle Kraftwerke, Pumpspeicher und Windkraftanlagen ausgelegt. Der Ansatz der WindNODE-Flexibilitätsplattform kann hier eine gute Brücke für neue Flexibilitätsanbieter und Technologien schlagen, um diese Kapazitäten auch für die Netzengpassbewirtschaftung anzubieten.

Regulatorische Problembeschreibung

Um den zunehmenden Flexibilitätsbedarf im Stromnetz abzudecken, bringen Stromspeicher beste Voraussetzungen mit. Der Einsatz von Speichersystemen kann über den Strommarkt (beispielsweise Intraday), am Markt für Systemdienstleistungen (beispielsweise Regelleistungsmarkt) oder auch in der lokalen Optimierung (beispielsweise Glättung von Lastspitzen, Erzeugung eines atypischen Lastgangs am Netzknoten oder eventuell die Maximierung der Eigenstromnutzung) eingesetzt werden. Ob alle drei Optionen zur Wahl stehen, hängt dabei vom Standort des Speichersystems ab. Für Speichersysteme, die direkt mit dem Verteilungsnetz verbunden sind (Grüne-Wiese-Speicher) stehen der Strommarkt und der Einsatz in der Systemdienstleistung zur Wahl. Für Speichersysteme, welche in einem Werksverbund eingebettet sind, kommt noch die dritte Option, der Einsatz in der lokalen Optimierung, hinzu.

Grundsätzlich stehen der hier betrachteten Speicherfarm alle drei Vermarktungsoptionen zur Verfügung. Unter Berücksichtigung der regulatorischen Rahmenbedingungen unterliegt ein flexibler Einsatz von Speichersystemen in den jeweiligen Einsatzfeldern jedoch erheblichen Einschränkungen. Die derzeit geltende Regulatorik kann in der Form ausgelegt werden, dass für sämtliche Speichersysteme eine Befreiung von Netzentgelten erwirkt werden kann. Dies ist insbesondere für den Einsatz von Speichersystemen am Strommarkt und in der Systemdienstleistung relevant. Hierbei sind fallweise spezielle Anforderungen beispielsweise im Mess- und Abrechnungskonzept zu berücksichtigen, um die Netzentgelt- und Umlagebefreiung sicherzustellen.

Bei der Umsetzung in der Praxis kann festgestellt werden, dass einzelne Umlagebestandteile (beispielsweise § 19 StromNEV-Umlage, Konzessionsabgabe und Offshore-Netzumlage) nicht in den Regelungen berücksichtigt wurden, sprich: diese Umlagen fallen für den Netzbezug an. Dies ist insbesondere der fallweisen Einstufung von Stromspeichern als Letztverbraucher geschuldet (siehe dazu auch Kapitel 6). Für den speziellen Fall, dass ein Speichersystem hinter dem Werksknoten steht und die Einbindung des Speichers mit dem Ziel, am Strommarkt und / oder an der Systemdienstleistung teilzunehmen, umgesetzt wurde, wird die Zugänglichkeit der dritten Option, der lokalen Optimierung, erheblich erschwert. Hauptunterscheidungsmerkmal liegt bei diesem Geschäftsmodell darin, dass der Speicher die Netzentgelt- und Umlagebefreiung temporär aufgibt, um durch Gegensteuerung bei Lastspitzen für eine Glättung des Werkbezugs zu sorgen, um damit einen positiven Einfluss auf die Leistungspreiskomponente am Netzknoten zu erwirken.

Bei einer wirtschaftlichen Gesamtoptimierung der drei Einsatzbereiche kommt es darauf an, die in dem jeweiligen Betrachtungszeitraum wirksamste Alternative zu wählen. Wird der Speicher hinter dem Werksknoten aufgebaut, sind ggf. die Wechselprozesse zwischen den Bilanzkreisen zu berücksichtigen. Dies ist der Fall, wenn das Werk im Bilanzkreis des Energielieferanten verortet ist, die Primärregelleistung jedoch über einen Vermarkter durchgeführt wird und damit das Speichersystem in dessen Bilanzkreis liegt. Durch die aktuellen Fristigkeiten der Wechselprozesse wird damit die zeitliche Flexibilität massiv eingeschränkt, da eine Wechselfrist von einem Monat in dem jeweiligen Bilanzkreis gemäß den aktuell gültigen „Marktprozessen für erzeugende Marktlokationen (Strom)“ (MPES) vorgesehen ist. Selbst wenn das Speichersystem in demselben Bilanzkreis liegt, müsste das Mess- und Abrechnungskonzept dynamisch ausgelegt werden, um die netzentgeltrelevanten Mengen abzugrenzen, was nach aktuellen Erkenntnissen erhebliche Rechtsunsicherheiten birgt (siehe dazu auch Kapitel 6).

Zu den vorgenannten Punkten kommen bei einer Flexibilisierung von Speichersystemen in bestehenden Infrastrukturen Fragestellungen zu Rückwirkungen auf das Marktstammdatenregister, Saldierungsvorschriften im Falle, dass KWK- und EEG-Anlagen involviert sind, und Rückwirkungen auf die Netzentgeltbefreiungstatbestände hinzu.

Die Speicherfarm wird kombiniert zur Werkenergiebezugsoptimierung und am Strom- und Regelleistungsmarkt angeboten.





Testimonial

Alexander Funke (BMW)

Vor dem Hintergrund der weitreichenden rechtlichen Fragestellungen bei der dynamischen Einbindung von Speichersystemen stellt sich die Frage, ob der aktuelle Rechtsrahmen geeignet ist, diesen wesentlichen Baustein der Energiewende zu ertüchtigen, seine Flexibilität dort einzusetzen, wo er in Anbetracht seines Nutzens und der Rentabilität, auch zeitlich gesehen am wirksamsten ist.

Zur Förderung der dynamischen Einbindung und Nutzung der Flexibilität aus Speichern müssen die Regelungen zur Netzentgelt- und Umlagebefreiung auch für stationäre Speicher gelten, die in Werksnetzen oder Haushalten, also hinter dem Hauptzähler stehen. Hier gilt es, die flexible Einbindung von Speichern in Versorgungsstrukturen zu fördern und gleichzeitig Marktchancen (z. B. Regelleistung) offen zu halten. Eine Grundlage zu schaffen, um Wechselprozesse sowie Mess- und Abrechnungskonzepte zu dynamisieren, wird hierbei aus meiner Sicht ein entscheidender Erfolgsfaktor.

Es gilt zu bedenken, dass Nachweispflichten bei einer solchen Nutzungsänderung nicht klar verortet sind. Das führt bei den Marktteilnehmern zu erheblicher Verunsicherung, wenn es um die Einordnung der Netzentgelt- und Umlagebefreiung geht. In der Umsetzung können Nachweispflichten in Form von Saldierungsvorschriften bzw. Zählern umgesetzt werden. Eine leistungsfähige IT-Infrastruktur bei den betroffenen Partnern, wie dem Anlagenbetreiber und Verteilungsnetzbetreiber, ist hierbei sicherlich eine wesentliche Voraussetzung, die aktuell nicht immer gegeben ist.

In diesem Zusammenhang kann es durchaus hilfreich sein, eine eigene Legaldefinition für Speicher zu etablieren. Dies

kann zu einer Erleichterung bei der Anpassung von regulatorischen Bestimmungen für Batteriespeicher beitragen. Das derzeitige Vorgehen, Speicher fallweise als Erzeuger und / oder Letztverbraucher zu behandeln, ist für die Einordnung in die komplexen energiewirtschaftlichen Regelungen als eher hinderlich einzustufen.

Dominik Becks (BMW)

Als Ausblick möchte ich zu bedenken geben, dass nahezu alles, was Herr Funke zu einem Stationärspeicher ausgeführt hat, grundsätzlich auch für einen fahrbaren Speicher gilt, also für ein mittels Batterie betriebenes Elektrofahrzeug.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Rahmenbedingungen ist es nur schwer vorstellbar, diesen als direkt mit dem Netz verbunden und damit netzentgeltbefreit darzustellen. Ebenso hindern auch unterschiedliche Definitionen des Letztverbrauchers, EnWG vs. EEG, eine einfache derartige Zuordnung. Darüber hinaus tragen zusätzliche Definitionen von Ladestrom wie beispielsweise im StromStG weiter zur Komplexität bei.

Die Vorstellung, dass die Elektromobilität einen wesentlichen Beitrag zur Netzstabilisierung und zum Ausgleich von Lasten aus der erneuerbaren Erzeugung, vor allem dynamisch und marktgetrieben erbringen soll, ist hochattraktiv. Unter den gegebenen oben beschriebenen Rahmenbedingungen existieren jedoch eine ganze Reihe regulatorischer Hindernisse, die die Umsetzung erschweren. Ohne entsprechende Anpassung besteht hier also die Gefahr, dass das erhebliche Flexibilitätspotenzial der E-Fahrzeug-Speicher nicht adäquat genutzt werden kann.



Take-Away-Kasten Kapitel 4 BMW

Bei der dynamischen Einbindung von Speichersystemen gibt es derzeit noch zahlreiche Hürden und offene Fragestellungen. Energiespeicher, als wesentlicher Baustein der Energiewende, müssen ihre Flexibilität dort einsetzen können, wo es in Anbetracht des Nutzens und der Rentabilität, auch zeitlich gesehen, am wirksamsten ist. Vor dem Hintergrund der komplexen Regulatorik ist dies sicherlich eine Herausforderung, jedoch sollte dies eine wesentliche Zielsetzung bei der Weiterentwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sein. Regelungen zur Netzentgelt- und Umlage-

befreiung sollten daher auch die dynamische Einbindung und eine ganzheitliche Nutzung von Speichern berücksichtigen. Speziell für den Fall, dass Speicher innerhalb von Werksnetzen oder in Haushalten, also hinter dem Hauptzähler, stehen. Hier gilt es, die flexible Einbindung von Speichern in Versorgungsstrukturen zu fördern und gleichzeitig Marktchancen (beispielsweise Regelleistung) offen zu halten. Eine Grundlage zu schaffen, um Wechselprozesse sowie Mess- und Abrechnungskonzepte zu dynamisieren, wird hierbei ein entscheidender Erfolgsfaktor.



Die EUREF-Energiewerkstatt by GASAG Solution Plus ist ein besuchbarer Ort der Energiewende und kann im laufenden Betrieb besichtigt werden.

4.3 Anbieterperspektive GASAG Solution Plus GmbH: Erste kombinierte PtH- und PtC-Anlage Deutschlands

Ausgangslage

Die EUREF-Energiewerkstatt⁵³ by GASAG Solution Plus versorgt den EUREF-Campus in Berlin-Schöneberg bilanziell CO₂-neutral mit Wärme und Kälte. Neben der Leuchtturmfunktion als besuchbarer Ort von WindNODE wird erprobt, wie Quartiere durch ein effizientes Zusammenspiel verschiedener Energiewandler und prognosebasierter Fahrweisen klimaschonend und zu Preisen konventioneller Energiekonzepte mit Energie versorgt werden können.

Für die Wärmeerzeugung stehen dafür ein großes Biomethan-Blockheizkraftwerk (BHKW), zwei weitere Blockheizkraftwerke, zwei Niedertemperaturgaskessel für die Spitzenlast und ein Elektrokessel bereit, der die Möglichkeit bietet, bei der Wärmeerzeugung verschiedene Anlagenzustände zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch zu wählen. Die Kälteversorgung des EUREF-Campus erfolgt durch zwei mit Ökostrom betriebene Kältekompressionsmaschinen mit der Möglichkeit der Freikühlung, also der Einbindung kalter Außenluft zur effizienteren Kältebereitstellung.

Die übergeordnete intelligente Steuerung der Energieanlage wurde innerhalb eines weiteren Forschungsprojekts von Geo-En Energy Technologies GmbH entwickelt, welche auch ein Unternehmen der GASAG Gruppe ist. Im Rahmen des Vorhabens „Entwicklung und Test einer Leitstandtechnologie zum zentralen Monitoring und zur effizienten und vorausschauenden Lenkung hybrider Energieanlagen innerstädti-

scher Gebäude“ (Förderkennzeichen 1137-B5-0), gefördert vom Berliner Programm für nachhaltige Entwicklung (BENE), wurde innerhalb der Betriebsführungs-IT-Lösung Geo-En | EnergyNode ein im Prinzip dreistufiges Verfahren implementiert. Im ersten Schritt wird mit einem selbstlernenden Verfahren ein digitaler Fingerabdruck aller Energieverbraucher basierend auf historischen Mess- und Wetterdaten gebildet. Im zweiten Schritt wird mithilfe dieses Fingerabdrucks und aktuellen Wetterdaten eine Bedarfsprognose erstellt. Für diese Bedarfsprognose wird im dritten Schritt unter Berücksichtigung der aktuellen Marktprognosen mit einem stochastischen Optimierungsalgorithmus ein möglichst idealer Fahrplan errechnet und auf die Steuerung übertragen.

Die Flexibilität der Anlage

Eine Besonderheit der Anlage ist das im Rahmen von WindNODE geförderte Power-to-Heat-/Power-to-Cold-Speichersystem aus zwei Speichern je 22 m³, die hydraulisch so konzipiert sind, dass für jeden Speicher einzeln festgelegt werden kann, ob er mit Wärme oder mit Kälte beladen werden soll. Die Menge an Energiewandlern bietet zusätzlich die Möglichkeit, für jede Viertelstunde des Tages immer wieder neu auf Basis von Markt- und Wetterprognosen die optimale Einsatzreihenfolge der Energiewandler festzulegen.

⁵³ EUREF steht für Europäisches Energieforum, der Campus wird von der EUREF AG betrieben.

Marktbedingungen

Die GASAG Bio-Erdgas Schwedt GmbH erzeugt seit 2010 Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen, welches in Schwedt ins Gasnetz eingespeist und von der EUREF-Energiewerkstatt by GASAG Solution Plus bilanziell wieder entnommen wird. Für das Biomethan-BHKW in der Energiewerkstatt wird mit dem Schwedter Biomethan eine Teilnahme an der fixen EEG-Vergütung ermöglicht, welche mit einer Volleinspeisung einhergeht. Bei der Wärmeerzeugung bestehen aufgrund der großen Anzahl an Energiewandlern viele Priorisierungsmöglichkeiten. Immer dann, wenn der Strom am Intraday-Markt günstig genug und der Grenzpreis für die Wärmeerzeugung mit dem Elektrokessel unter die Wärmegestehungskosten eines anderen, laufenden Aggregates fällt, ist eine Ansteuerung des Elektrokessels sinnvoll. Allerdings ist diese Vorgehensweise im Vergleich zu dem Biomethan-BHKW in seinen Wärmegestehungskosten gar nicht bzw. selten günstiger. Aus diesem Grund ist es die meiste Zeit des Jahres von Vorteil, beide Speicher mit den Kältekompressionsanlagen mit Kälte zu beladen, zumal es aufgrund eines Rechenzentrums auf dem EUREF-Campus fast einen ständigen Kältebedarf über das Jahr gibt. Die Strommengen für den Betrieb der Kältekompressionsmaschinen können im Voraus am Day-Ahead-Markt beschafft werden.

Die Vermarktungsaussichten im Regenergiemarkt erschienen vor einigen Jahren, bei der Konzeptionierung des WindNODE-Beitrags, noch wesentlich attraktiver. Die Energiewerkstatt fokussiert nun auf den Intraday-Markt. Ziemlich

wahrscheinlich ist, dass die Spotmarktpreise und auch die Preisvolatilität aufgrund von mehr erneuerbaren Energien im Energienetz weiter steigen werden, was zu einer weiteren Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von flexiblen Anlagen dieser Art führen wird. Im Rahmen der Projektzeit hat sich die GASAG Solution Plus auch an der Erprobung der Vermarktung von Flexibilität zur Netzengpassbewirtschaftung über die WindNODE-Flexibilitätsplattform beteiligt. Unter Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit ist das eine sehr interessante Marktmöglichkeit, die zum Beispiel auch Flexibilität von komplexeren thermohydraulischen Anlagen mit Kopplung an Umweltenergie, wie Wärmepumpen oder Kältemaschinen, nutzbar machen kann. Der technisch relativ einfachen Power-to-Heat-Anlage (PtH) kann beispielsweise sehr einfach eine Leistungsvorgabe gemacht werden, womit auf jedem Markt ein gut definiertes negatives Flexibilitätspotenzial angeboten werden kann. Bei der Power-to-Cold-Anlage (PtC) bzw. den beiden Kompressionskältemaschinen ist das schwieriger, da diese aus technischen bzw. lebensdauerbedingten Gründen nur auf die vorgegebene Vorlauftemperatur regeln können, was bei fluktuierendem Rücklauf zu fluktuierender elektrischer Leistungsaufnahme führen kann. Ein Grund dieser typischen Regelung ist die Möglichkeit des Einfrierens der Wärmetauscher, was irreparable Schäden verursachen kann. Als Teilnahmebedingung für bestimmte Märkte ist zum Beispiel das präzise Abfahren von Lastrampen mit solchen Anlagen mindestens eine Herausforderung.



Testimonial

Dr. Michael Rath (GASAG Solution Plus)

Sektorkopplung und Digitalisierung ermöglichen die dezentrale Energiewende erst. Intelligente, prognosebasiert gesteuerte Energieanlagen, wie die EUREF-Energiewerkstatt by GASAG Solution Plus, werden in der Energiewirtschaft der Zukunft helfen, Flexibilitätspotenziale zu heben und zur Dekarbonisierung beizutragen. Wir gehen davon aus, dass die Strommarktpreise und auch die Preisvolatilität aufgrund von mehr erneuerbaren Energien im Energienetz steigen und zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von flexiblen Anlagen dieser Art führen wird. Was bleibt nach Abschluss

Die Power-to-Heat / Power-to-Cold Anlage reagiert mittels intelligenter Steuerung auf die aktuelle Marktsituation.



des Projekts? Neben der Konzeptionierung, dem Bau und der Inbetriebnahme der ersten kombinierten Power-to-Heat-/Power-to-Cold-Anlage Deutschlands stellte sich als besondere Herausforderung und Schlüssel für das Projekt die Beherrschung von Automatisierungstechnik über die gesamte Prozesskette heraus. Diese reicht von der Datenentstehung am Sensor und dem Steuersignal bis hin zur automatisierten Kombination verschiedener Techniken des maschinellen Lernens für die Vorhersage von Wärme- und Kältelasten und darauffolgende Fahrplanoptimierung. Um erneuerbare Energien und Flexibilität flächendeckender einzubinden, fehlen allerdings auch noch weitere ökonomische Anreize. Die Grundvoraussetzung dabei ist die Orientierung an Strommarktpreisen, welche beim typischen, nicht von Steuern und Umlagen befreiten Endkunden bisher nicht ankommen. Sie sind überlagert mit staatlich veranlassten, starren und regulierten Strompreisbestandteilen. Für den einfachen Verbraucher machen diese staatlich veranlassten und regulierten Bestandteile wie Steuern, Netzentgelte und Umlagen mehr als 75% des Strompreises aus. Der Einsatz von Speichern und Lastmanagement wird dadurch nicht

ausreichend angereizt, da auch bei niedrigen und selbst negativen Großhandelspreisen hohe Steuern, Umlagen und Entgelte bei den Verbrauchern anfallen. Die Anreize zur technischen Ermöglichung einer flexiblen Strompreisorientierung haben aus Verbrauchersicht definitiv noch Ausbaupotenzial.

Die Energiegestehungskosten hängen zusätzlich dazu zu einem großen Teil von den politischen Rahmenbedingungen ab und fossile Energieträger sind strukturell und politisch weiterhin begünstigt. Das gilt beispielsweise auch dann, wenn ein Großkraftwerk zwar mit einer hohen Effizienz und auf den bundesweiten Strompreis bezogen ökonomisch optimal Strom liefert, aber die Situation im Netz regional ganz anders aussieht. Die Wirtschaftlichkeit von Projekten wie der EUREF-Energiewerkstatt by GASAG Solution Plus und damit auch indirekt eine CO₂-Minderung würden jedenfalls durch eine Senkung der hohen Letztverbraucherabgaben weiter Fahrt aufnehmen. Wir erwarten, dass die politischen Verantwortungsträger die Rahmenbedingungen für den flächendeckenden Einsatz von Flexibilität weiter verbessern.

Zwischenfazit

Die Idee hinter einem solchen Forschungsprojekt ist aus Sicht der GASAG Solution Plus primär die Erprobung von Produkten für die Energieversorgung der Zukunft. Die EUREF-Energiewerkstatt by GASAG Solution Plus wird nach Ablauf der Projektlaufzeit weiter ein besuchbarer Ort der Energiewende bleiben und den EUREF-Campus CO₂-neutral versorgen. Die Übertragung der gesammelten Erkenntnisse auf andere Projekte und Anwendungsfelder hat bereits begonnen. Für die flächendeckende Einbindung von mehr erneuerbaren Energien und Flexibilität fehlen jedoch noch weitere ökonomische Anreize. Grundvoraussetzung für die Intensivierung von nachfrageseitiger Flexibilität durch Verbraucher im Energiesystem ist die Orientierung an Strommarktpreisen. Dementsprechend notwendige Preissignale im Strommarkt kommen bei den einfachen, nicht energieintensiven Verbrauchern allerdings bisher nicht an, da diese durch staatlich veranlasste, starre und regulierte Strompreisbestandteile überlagert werden.

Der Einsatz von Speichern und Lastmanagement wird bisher noch nicht ausreichend angereizt. Für die flexible Orientierung am Strompreis fehlen dem Verbraucher somit noch die hinreichenden Anreize. Daneben hängen die Energiegestehungskosten nach wie vor zu einem großen Teil von den politischen Rahmenbedingungen ab, und fossile Energie-

träger sind strukturell und politisch weiterhin begünstigt. Der Börsenstrompreis verursacht bundesweit an Angebot und Nachfrage ausgerichtete Handlungsmuster, die dann beispielsweise von einem Großkraftwerk bedient werden, obwohl die regionale Situation des Stromnetzes durchaus anders aussehen kann.



Take-Away-Kasten Kapitel 4 GASAG Solution Plus

Für die flächendeckende Einbindung von mehr erneuerbaren Energien in Zusammenhang mit Flexibilität fehlen weitere ökonomische Anreize. Für eine Aktivierung dieser Flexibilitätspotenziale ist eine Überarbeitung des fixen und inflexiblen Umlagen- und Entgeltsystems notwendig. Ziel muss es sein, in Zeiten von Stromüberschuss und niedrigem Börsenstrompreis auch den starren Kostenbestandteil im Verbraucherstrompreis abzusenken, um so ein systemdienliches Nachfrageverhalten des Stromverbrauchers anzureizen.



Schema des Energiemanagements im Modellquartier Berlin-Prenzlauer Berg.

4.4 Anbieterperspektive Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH: Intelligente Stadtquartiere

Ausgangslage

Im WindNODE Arbeitspaket 8 wird untersucht, welchen Beitrag Wohngebäude zur Flexibilität im Energiesystem liefern können. Ziel dabei ist, intelligente Vernetzungstechnik in Quartieren zu nutzen, um Anlagen für eine flexible Betriebsweise zu erschließen. Mit Wärmepumpen, Blockheizkraftwerken und elektrischer Direktheizung gibt es verschiedene Optionen zur Sektorkopplung von Strom und Wärme. Auch die Elektromobilität bietet perspektivisch große Potenziale, den Verkehrssektor als flexible Last zu erschließen. Daneben existieren in Quartieren weitere Anlagen, wie Speicher oder Photovoltaikanlagen, die über ein Energiemanagement intelligent in die Optimierung eingebunden werden können. Für die Anbindung der Quartiere an Flexibilitätsmärkte wurden verschiedene Modelle entwickelt und zum Teil prototypisch umgesetzt. Bei WindNODE fanden hierzu Untersuchungen in Stadtquartieren von Berlin, Zwickau und Dresden statt.

Charakterisierung von Flexibilitätsoptionen in Stadtquartieren

Stadtquartiere sind in ihren energetischen Eigenschaften sehr heterogen. Entsprechend können sich auch die vorhandenen Flexibilitätsoptionen fundamental in Art und Zusammensetzung unterscheiden, es existieren flexible elektrische Verbraucher, Erzeuger und Speicher. Als mögliche Flexibilitätsoptionen für das Energiesystem konnten Blockheizkraftwerke, Ladeinfrastruktur für E-Mobilität, Stromspeicher sowie Elektro-Heizstäbe in Warmwasserspeichern identifiziert werden. Der Leistungsbereich hängt stark von der Größe des Quartiers sowie seinen Anlagen ab.

Da diese Anlagen jeweils primär einen Versorgungszweck erfüllen, ist die Verfügbarkeit als elektrische Flexibilität an Restriktionen geknüpft. Ein dezentrales intelligentes Energie-

management, das die verschiedenen Anlagen im Quartier vernetzt, kann dabei eine aggregierende Funktion einnehmen. Es kann den Anlagenbetrieb prognostizieren und, im Falle eines Flexibilitätsabrufes, die Verfügbarkeit der Anlagen zusammen mit anderen Quartiersparametern optimieren, sodass die Versorgung der Gebäude nicht beeinträchtigt wird.

Vermarktungsoptionen für Flexibilitäts- optionen in Stadtquartieren

Flexibilitätsoptionen in Stadtquartieren variieren in ihrer Leistung. Üblicherweise liegen sie jedoch im zwei- bis dreistelligen Kilowattbereich. Dieser in Bezug auf die Struktur der Energieerzeugung eher kleine Leistungsbereich erschwert die Vermarktung unter heutigen Rahmenbedingungen, da diese mit verhältnismäßig hohen Anbindungs- und Transaktionskosten verbunden ist. Zusätzlich stellen die existierenden Förder- / Vergütungsmechanismen keine ausreichenden

monetären Anreize für die Vermarktung von Flexibilität dar oder stehen dieser sogar im Wege.

Perspektivisch ist eine Vermarktung von Flexibilität über einen Aggregator denkbar. Dies kann einerseits am Elektrizitäts-Spotmarkt oder auch als Regelleistung für die Frequenzhaltung erfolgen. Auch zur Behebung kurzzeitiger lokaler Engpässe aufgrund von hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren bei Photovoltaik oder Elektromobilität können Flexibilitätsoptionen in Quartieren einen Beitrag leisten. Die dafür notwendigen Vergütungsmechanismen, beispielsweise die Ausgestaltung einer Verordnung nach § 14a des EnWG, stehen allerdings noch aus.

Eine ökonomische Optimierung bzw. Einsatzplanung für die verschiedenen Anwendungsfelder von Flexibilität kann aufgrund des hohen Verhältnis von Aufwand zu Erlösen nicht auf Quartiersebene stattfinden. Hierfür können Aggregatoren oder Flexibilitätsplattformen eine Schlüsselrolle einnehmen (s. Abbildung 21 und Abbildung 22).



Blockheizkraftwerk im Heizkeller



Warmwasserspeicher

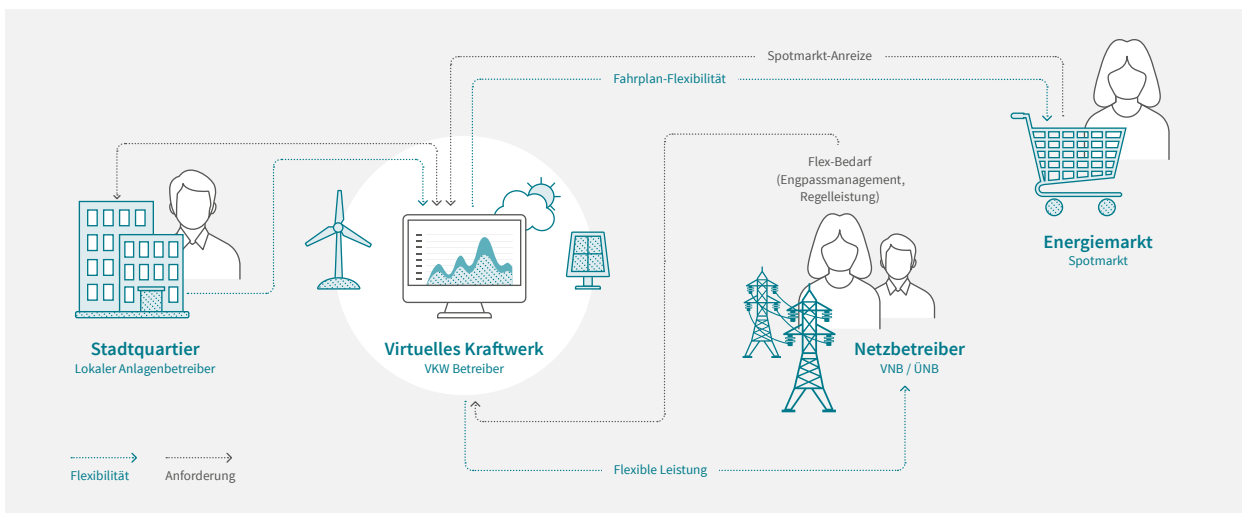


Nahwärmenetz

Das Blockheizkraftwerk, der Warmwasserspeicher und die Anbindung ans Nahwärmenetz ermöglichen zusammen mit dem Energiemanagement eine automatisierte Steuerung und damit Versorgung des Quartiers mit Wärme und Strom.



Abbildung 21:
Vermarktung über virtuelle Kraftwerke (VKW).



Neben den externen Anwendungsfeldern für Flexibilität gewinnt auch die lokale Nutzung von Flexibilität an Bedeutung. Beispielsweise um Eigenversorgungsanteile bei lokalen Erzeugern wie Photovoltaik/BHKW und Mieterstromprojekte zu erhöhen, oder eine Begrenzung der Leitungsbelastung bei E-Mobilitäts-Ladeinfrastruktur vorzunehmen.

Das im Dezember 2019 beschlossene Bundesemissions-handelsgesetz (BEHG) kann für die Flexibilisierung im

Quartier Vorteile bedeuten. Hierdurch steigt der Anreiz, Energieverbräuche in die Sektoren mit geringeren spezifischen Treibhausgasemissionen zu verlagern. Außerdem unterstützt ein CO₂-Preis den Betrieb von CO₂-armen Flexibilisierungsoptionen gegenüber solchen, die ihre Flexibilitätsbereitstellung nur durch zusätzliche Emissionen ermöglichen können.

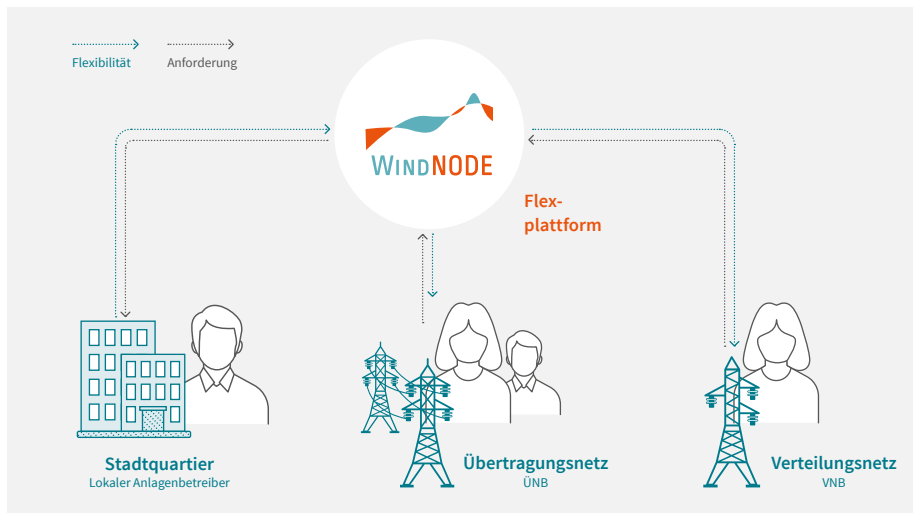


Abbildung 22:
Vermarktung über
Flexibilitätsplattform



Testimonial

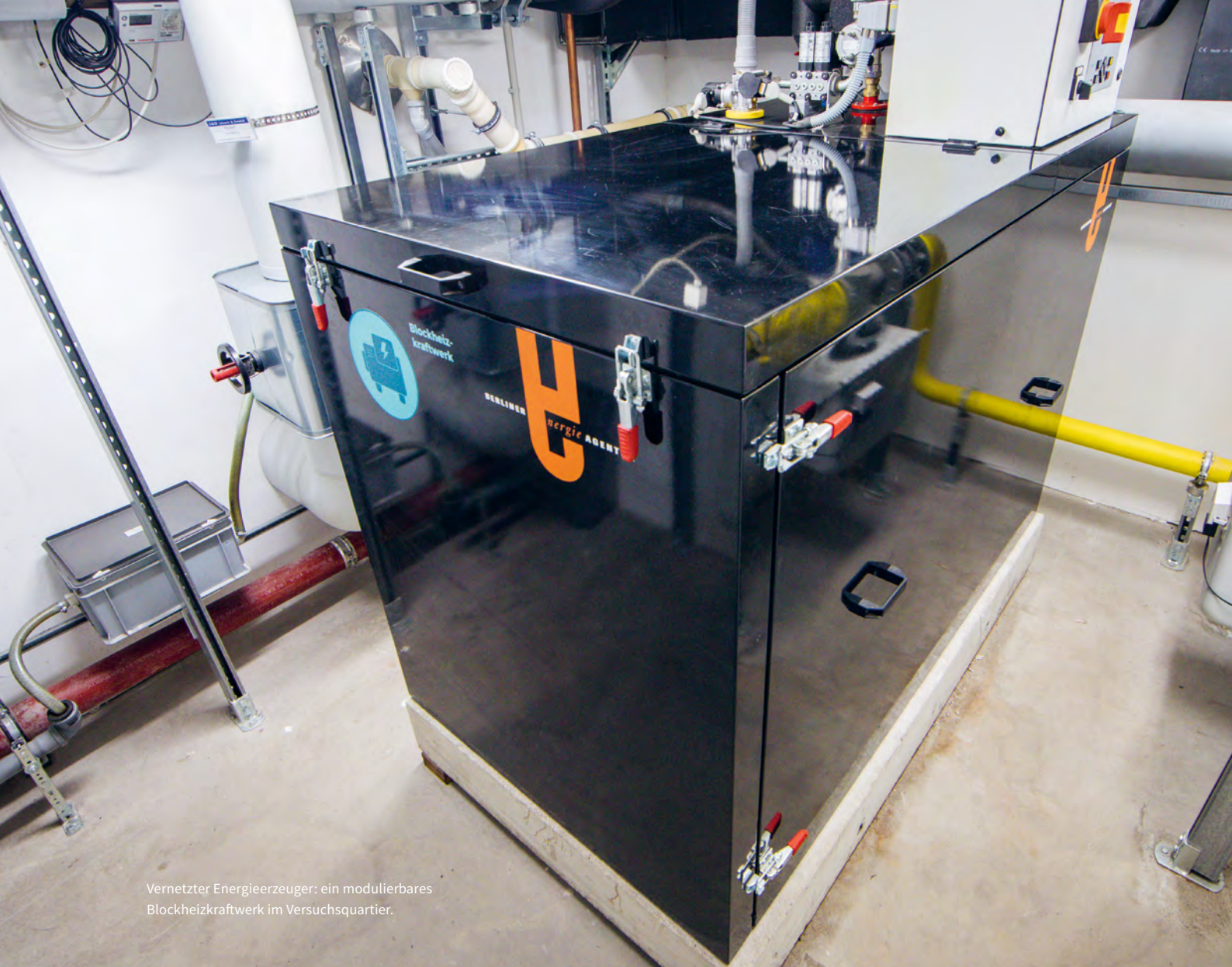
Dr. Severin Beucker (Borderstep Institut)

Wohnquartiere vereinen alle Chancen und Herausforderungen der Energiewende unter einem Dach. Im Quartier treffen die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität aufeinander und müssen effizient bewirtschaftet werden. Die umweltpolitischen Ziele für den Gebäudebereich sind zudem sehr ambitioniert. Bis zum Jahr 2030 sollen die Emissionen um mehr als 40% gesenkt werden, ohne den Wohnkomfort einzuschränken und die Bürger durch die Nebenkosten zu stark zu belasten. Dies kann nur durch eine Vielzahl von Maßnahmen gelingen.

Gleichzeitig verändern sich die Bedürfnisse der Bewohner und Vermieter und zahlreiche neue Technologien halten Einzug. Die Digitalisierung erfasst nicht nur die Energieversorgung, sondern auch Wohnungen und Gebäude. Daraus entstehen ungeahnte Möglichkeiten die Energiewende zu unterstützen. Die Umwandlung und Speicherung von überschüssigen erneuerbaren Energien in Gebäuden oder die gezielte Ausspeisung von Wärme und Strom aus der Eigenzeugung in die öffentlichen Netze sind heute mit Hilfe von intelligenter Technik machbar. Gebäude und Quartiere können sich netzdienlich verhalten und auf marktliche Anreizsignale für Flexibilität reagieren, ohne dass die Be-

wohner Einschränkungen spüren. Dies konnten wir mit den Modellquartieren in WindNODE zeigen. Damit können große Mengen an Emissionen eingespart oder der Energieverbrauch zeitlich und örtlich verlagert werden. Das Potenzial hierfür wird sehr bald durch die Förderung von eigenerzeugter Energie in Gebäuden und Elektromobilität weiter ansteigen. Eine Energiewende ohne die Nutzung dieser Flexibilitätsoptionen ist dann nicht mehr vorstellbar.

Durch die Erprobung ist aber auch klar geworden, dass wir zusätzliche Anreize für ein netz- oder marktdienliches Verhalten benötigen, wenn wir diese Potenziale nutzen wollen. Mit der Einführung der CO₂-Abgabe in Deutschland ist ein erster Schritt für ein emissionsfreundlicheres Verhalten gegangen worden. Wir können noch nicht absehen, ob und welche Lenkungswirkung die Abgabe im Gebäudesektor haben wird. Wir gehen aber davon aus, dass es stärkere Signale braucht und stellen uns daher folgende Fragen: Ist es sinnvoll ein netz- oder systemdienliches Verhalten von Energieverbrauchern oder -erzeugern in Quartieren zu belohnen? Wie können die wirtschaftlichen, rechtlichen und organisatorischen Eintrittsbarrieren für die Teilnahme von Quartieren am Energiehandel gesenkt werden? Welche Rolle können Aggregatoren und Dienstleister bei der Verwertung von Flexibilität aus Quartieren spielen?



Vernetzter Energieerzeuger: ein modulierbares Blockheizkraftwerk im Versuchsquartier.



Take-Away-Kasten Kapitel 4

Borderstep Institut

Gebäude und Quartiere können sich prinzipiell netzdienlich verhalten und auf marktliche Anreizsignale reagieren. Die Erschließung von Flexibilitätsoptionen in Quartieren ist aufgrund hoher Transaktionskosten und fehlender monetärer Anreize erschwert. Durch einen Aggregator können viele kleine Einheiten zu einer großen gebündelt werden, wodurch auch die Vermarktung am Spot- oder Regelleistungsmarkt attraktiv wird.

Derzeit bestehen mit Betreibern virtueller Kraftwerke oder der Flexibilitätsplattform Möglichkeiten, an netz- oder marktlichen Flexibilitätsmechanismen teilzunehmen. Damit Quartiere in Zukunft eine verlässliche Quelle für Regelleistung darstellen, sollte der § 14a des EnWG weiter ausgestaltet werden. Die Einführung einer CO₂-Bepreisung im Gebäudesektor kommt der marktdienlichen Flexibilität entgegen und reizt insbesondere emissionsfreundliches Verhalten an.

5

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung – Flexibilitätspotenziale im Verteilungsnetz nutzen

Nachdem in Kapitel 3 durch das Konzept der Flexibilitätsplattform netzebenenübergreifende Flexibilisierungsoptionen durch VNB und ÜNB besprochen und in Kapitel 4 die praktischen Nutzungsmöglichkeiten dieses Konzepts und anderer system- und netzdienlicher Maßnahmen behandelt wurden, soll sich dieses Kapitel insbesondere mit der Situation in der Niederspannung befassen.

Netzengpässe in Deutschland sind derzeit in der Regel durch die sich verändernde Erzeugungsstruktur bedingt. Auf Ebene der Niederspannung gewinnen zusätzlich neue Verbraucher an Relevanz. Ein prominentes Beispiel ist die Elektromobilität, die perspektivisch einen wichtigen Beitrag zur Erreichung unserer Klimaschutzziele leisten soll. Bei bekannten Verbrauchern wie Wärmepumpen und Speicherheizungen wird ebenfalls ein Anstieg erwartet. Darüber hinaus können neue Produkte das Verbrauchsverhalten beeinflussen. Soll beispielsweise bei einem hohen Angebot von Windenergie möglichst viel erneuerbarer Strom genutzt werden? Das kann für das Gesamtsystem einen positiven Beitrag leisten und gleichzeitig vor Ort zu einer problematischen Netzsituation führen.

Aus diesem Grund wird derzeit eine Anpassung von § 14a EnWG diskutiert. Ziel ist es, die regulatorische Grundlage für netzdienliches Verhalten von flexiblen Verbrauchern bzw. flexiblen Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung anzupassen und zu erweitern. Im Rahmen von WindNODE wurde eine Steuertechnologie für die Niederspannung weiterentwickelt und im Reallabor getestet – der „Pager DX“. Zukunftsfähigkeit und Skalierbarkeit richten sich dabei an den Zielen und Rahmenbedingungen für die Flexibilitätsnutzung in der Niederspannung aus.

5.1 Rahmenbedingungen in der Niederspannung

Die Ebene der Höchst- und Hochspannung kennen die Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber aufgrund der vorhandenen Aktorik und Sensorik schon sehr lange. Diese Ebene ist daher bereits von einer hohen Transparenz geprägt. Die Netzbetreiber können Netzzustände sehr gut einschätzen und auch statistische Elemente wie beispielsweise Lastprofile oder individuelle Fahrpläne größerer Anlagen sind einfach anwendbar. Da der Strom im bisherigen System aus den hohen Spannungsebenen in die darunterliegenden geflossen ist, bestand nie die betriebliche Notwendigkeit, andere Spannungsebenen in dieser Weise zu überwachen. Dieser Punkt kann sich in Zukunft verändern.

Grundsätzlich unterscheiden sich die Spannungsebenen durch die Anzahl ihrer Netzpunkte. Das Berliner Verteilungsnetz hat beispielsweise 106 Netzpunkte auf Ebene der Hochspannung- (HS), ca. 11.000 Netzpunkte auf der Mittelspannungs- (MS) und 1,3 Millionen auf der Niederspannungsebene (NS). Hier liegt also der Faktor von HS auf MS bei ca. 100 und von MS auf NS bei ca. 1.000. Hinzu kommt, dass Standardlastprofile, die auf der Ebene der Mittelspannung noch größtenteils anwendbar sind, auf der Ebene der Niederspannung nicht mehr passen. Pro Netzstrang an einer Ortsnetzstation befinden sich meist weit weniger als die 400 mindestens benötigten Hausanschlüsse, die zur Anwendung der Standardlastprofile notwendig sind. Weiterhin reagiert die Niederspannung sehr viel sensitiver auf Veränderungen der menschlichen Gewohnheiten und der Geräteausrüstung in den Haushalten. Zudem gibt es heute keinen Netzbetreiber, der auf der Ebene der Niederspannung eine Netzüberwachung implementiert hat. Allgemein werden dort Schleppzeiger abgelesen, die die Maximalleistung auf dem Strang seit der letzten Ablesung festhalten.

Historisch sind die Niederspannungsnetze mit einer statistischen Gleichzeitigkeit ausgelegt, die davon ausgeht, dass die Nutzung der angeschlossenen Endgeräte gestreut und nicht synchron stattfindet. Hinzu kommt ein Aufschlag für den potenziellen, zu erwartenden Leistungszuwachs, sowie ausreichend Reserve, um im Falle einer Wartung auch Umschaltungen von umliegenden Stationen vornehmen zu können. Da bisher die Netzstationen in der Niederspannung für die Netzüberwachung nicht relevant waren, sind bis auf diese Ebene meist keine Datenkabel eingezogen worden. Nur wenige Netzbetreiber verfügen über ein eigenes Kommunikationsnetz, das bis in die Ortsnetzstationen reicht.

Viele Anwendungen, die z. B. im Zuge von WindNODE erschlossen werden sollen, befinden sich jedoch innerhalb eines Niederspannungsstrangs. In diesem Bereich des Stromnetzes gibt es keinerlei private Datennetze der Netzbetreiber, so dass die kommunikative Erschließung der Anlagen eine Herausforderung darstellt. Hinzu kommt, dass die Haus-

anschlussräume sehr unterschiedlich in den Gebäuden integriert sind. Aufgrund dieser heterogenen Struktur ist die Erschließung der relevanten Anlagen über nur eine Anbindungstechnik kaum möglich. So werden beispielsweise über ein intelligentes Messsystem datenschutzrelevante Informationen gesichert übertragen. Diese sind meist abrechnungsrelevant, aber nicht zeitkritisch. Da aufgrund der Sicherheitsanforderungen durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) nur breitbandige Technologien geeignet sind, diese Daten zu übertragen, müssen Abstriche bei der Erreichbarkeit der einzelnen Anlagen gemacht werden. Hintergrund ist, dass breitbandige Übertragungstechnologien oft keine idealen Eigenschaften zur Gebäudedurchdringung besitzen.

Aufgrund der geringen Einzelleistung von Anlagen in der Niederspannung werden diese in netzrelevante Gruppen summiert. Diese Gruppenschaltung ist aus Sicht des Datenschutzes nicht mehr kritisch. Allerdings muss sichergestellt werden, dass diese Summenleistung in einem möglichst hohen Anteil erreichbar und diese nur durch berechnete Marktpartner schaltbar ist.

Da die Nachfrage des Verteilungsnetzbetreibers nach Flexibilität für einen bestimmten Engpass in der Niederspannung sehr stark ortsabhängig ist, muss die vorhandene Flexibilität technisch und regulatorisch ausreichend sicher für den Netzbetreiber verfügbar sein, um ausreichend sichere Planbarkeit für den Netzbetrieb zu erreichen. Insofern die Nachfrage nach Flexibilität aus der Niederspannung von einer höheren Spannungsebene ausgeht, kann sich ein anderes Bild ergeben – denn sowohl vertikal als auch horizontal besteht ein potenziell größeres Angebot an Flexibilität, das hier netztechnische Wirkung entfalten kann. Aus netztechnischer Sicht stellt sich für diesen Fall jedoch eine andere Herausforderung. Angenommen, Flexibilität aus der Niederspannung wird abgerufen, um die Höchstspannung zu entlasten. Hierzu müsste eine Vielzahl an Verbrauchern abgerufen werden. Jeder einzelne Verbraucher für sich würde z. B. bei einer Zuschaltung in der Niederspannung keine technischen Probleme verursachen. Eine ganze Gruppe, die sich synchron verhält, kann aber sehr wohl zu netztechnischen Problemen führen. Erst wenn die Gruppe insgesamt gesehen und bewertet wird, werden Konsequenzen erkennbar. Deshalb ist für die Niederspannung die Betrachtung von Gruppen von Verbrauchern notwendig.

Schlussendlich handelt es sich um relativ kleine Anlagen und damit um kleinteilige Flexibilitätspotenziale. Jedoch sind es vergleichsweise viele Anlagen, ein Massenmarkt. Deshalb sind massentaugliche, sehr gut skalierbare Technologien erforderlich.

Zusammenfassung von Herausforderungen und Erfolgsfaktoren

Zusammenfassend ergeben sich also folgende Erfolgsfaktoren, die bei der technologischen Entwicklung berücksichtigt werden müssen:

- ▶ Regulatorische Instrumente müssen gut in der Masse umsetzbar sein und eine ausreichende Planungssicherheit bieten. Es empfiehlt sich eine möglichst geringe Komplexität.
- ▶ Prozessual müssen Gruppen- und Einzelschaltungen berücksichtigt werden.
- ▶ Niederspannungsnetze sind derzeit nicht beobachtbar. Zudem müssen Steuertechnologien für eine Vielzahl an kleinen Verbrauchern geeignet sein.
- ▶ Informationstechnisch muss ein hohes Maß an Sicherheit gemäß den Regeln des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) gewährleistet sein.

5.2 Praxisbeispiel WindNODE: Weiterentwicklung des E-Pager in WindNODE

Stromnetz Berlin setzt als technische Lösung zur Steuerung Strompager ein. Das bestehende Pager-Funkrundsteuerungssystem (PFR) ist seit 2014 in Berlin als Ersatztechnologie für die Tonfrequenzrundsteuerung (TFR) in Betrieb. Die Pager werden über ein hochverfügbares Sendernetz angesteuert, wobei die übertragenen Daten per Signaturverfahren des BSI geschützt sind. Da es sich um eine unidirektionale Technologie handelt, sind die Angriffsmöglichkeiten sehr viel kleiner als bei Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Über diese Technologie können Gruppen in beliebiger Größe geschaltet werden. Für Einzelbefehle kann aber der Weg über das intelligente Messsystem effizienter sein.

Seit 2018 ist im Stadtgebiet Berlins die TFR-Technik komplett durch die PFR ersetzt. Seit der Produktivsetzung des Systems ergaben sich immer wieder Anfragen verschiedener Marktpartner, die diese Technologie mitnutzen wollten. Aus

diesem Grund wurden die Strompager in WindNODE weiterentwickelt. Das bestehende Steuerungssystem nutzt ein sogenanntes Broadcastsignal, welches einen Steuerbefehl im gesamten Sendernetz verschickt. Die Empfänger authentifizieren das Signal und führen es aus, wenn sie der angesprochenen Gruppe angehören. Der Vorteil dieser Technik ist zum einen die sehr hohe Sendeleistung und die damit verbundene hohe Eindringtiefe des Signals in Kellergewölbe oder Anschlusskästen. Zudem sind die Empfänger für Angreifer nicht ortbar, da sie selbst nicht senden. Damit kann ein „Man-in-the-middle“-Angriff nicht durchgeführt werden. Zudem sind alle Steuerbefehle signiert und nur eine kurze Zeit gültig. Dies gilt auch für die im Netz befindliche Systemzeit. Schließlich sind die Gruppen so im Netzgebiet verstreut, dass selbst bei einem „gekaperten“ Steuersignal keine kritischen Netzzustände erzeugt werden können.

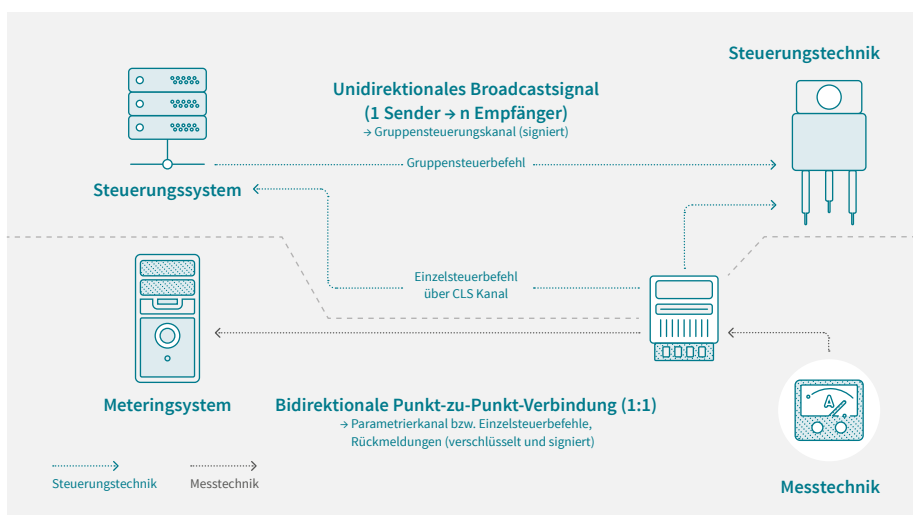


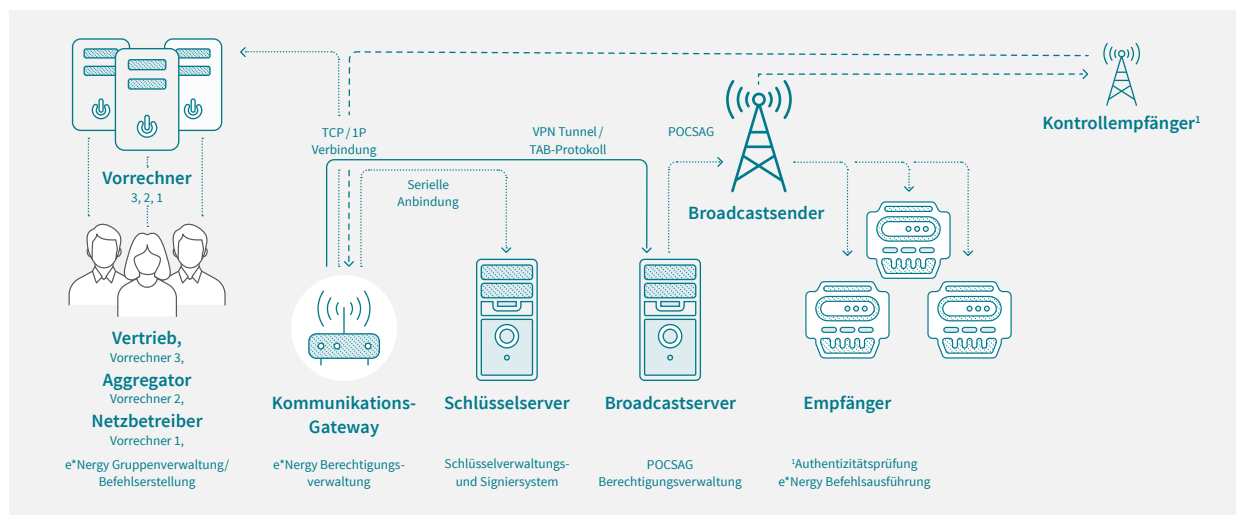
Abbildung 23: Steuerungssystem in vereinfachter Ansicht.

Physikalisch handelt es sich bei den Strompagern um eine unidirektionale Schmalbandtechnik, die über eine sehr geringe Bandbreite verfügt. Derzeit werden auch die Einzelbefehle im gesamten Sendernetz verteilt. Aus technischer Sicht ist das äußerst ineffizient, zumal eine Parametrierung aufgrund der hohen Latenz des Systems recht aufwendig ist. Diese Funktion wäre bei einer breitbandigen Punkt-zu-Punkt-Verbindung effizienter. Das zukünftige Smart Meter Gateway kann eine solche Verbindung über eine gesicherte Infrastruktur bereitstellen. Wenn der Strompager über diesen Kanal angeschlossen werden kann, wären die Vorteile beider Technologien nutzbar. So wären Anlagengruppen sinnvoll

ansteuerbar und diese Ansteuerung schwer anzugreifen. Parametrierungen wie beispielsweise ein „Zertifikatstausch“ im Feld könnten über die Verbindung via Smart Meter Gateway schneller umgesetzt werden als über Einzeltelegramme im Broadcast-Sendernetz. Doch nicht nur die Feldebene musste den neuen Anforderungen angepasst werden. Auch die Bereitstellung der Verbindungen für andere berechtigte Marktpartner waren zu entwickeln. Dabei musste berücksichtigt werden, dass Gruppenschaltungen vor der Ausführung durch den Anschlussnetzbetreiber zu prüfen sind. Damit soll verhindert werden, dass durch eine solche Schaltung lokale Engpässe hervorgerufen werden.



Abbildung 24:
Bisherige Funktionsstufen des Pager-Funkrundsteuerungssystems.



Im Bestandssystem der PFR war eine physische Teilung der Vorrechnersysteme vorgesehen, um ggf. die Steuerung zu teilen. Dies hätte jedoch die Konsequenz, dass Marktpartner über ein entsprechendes System hätten verfügen müssen. Daher wurde im Zuge von WindNODE das Backendsystem der PFR dahingehend verändert, dass externe Marktteilnehmer über ein abgesichertes Frontend auf die für sie berechtigten Steuereinheiten zugreifen können. Diese können sie nach eigenen Kriterien in Gruppen organisieren. Die Parametrierung erfolgt nach Freigabe durch den Netzbetreiber, so dass gewährleistet ist, dass keine netzkritischen Konzentrationen von gruppierten Anlagen im System vorliegen.

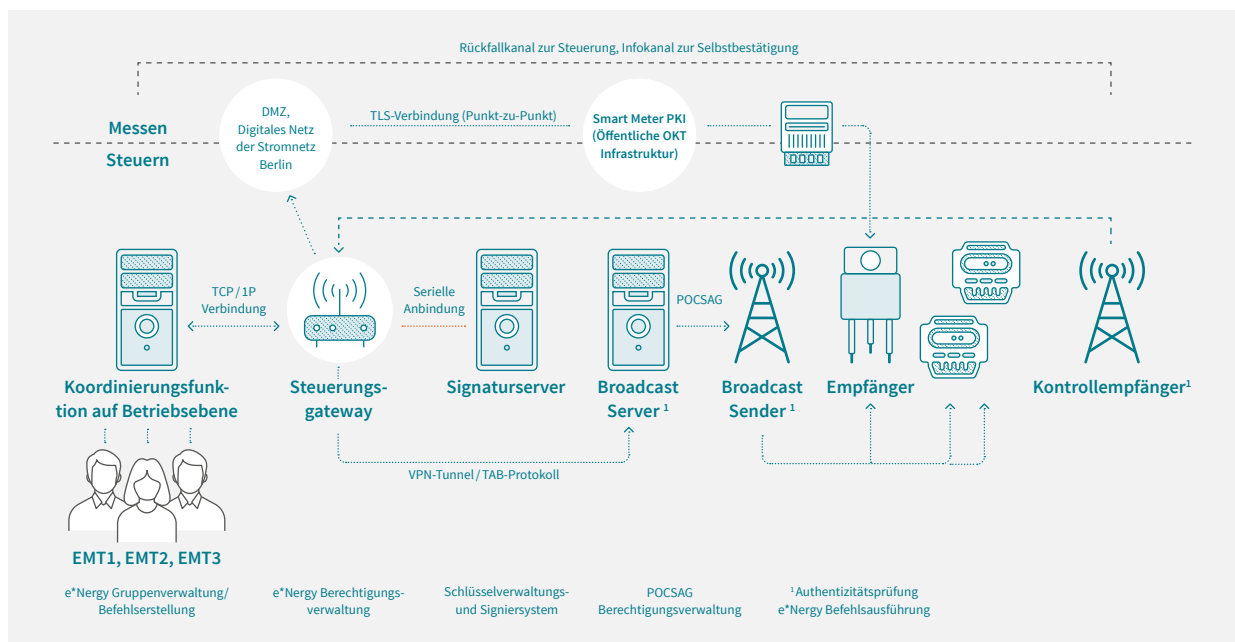
Auf diese Weise ist parallel zu den Diskussionen in den unterschiedlichsten Verbänden eine erste Stufe der Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene entstanden. Diese ermöglicht jedem berechtigten Marktpartner die Aussendung von Steuerungsbefehlen bis auf die Niederspannung, ohne dabei selbst ein zertifiziertes Leitsystem als aktiver Marktteilnehmer (EMT) gemäß BSI TR-03109 zu betreiben. Auf diese Weise teilen sich die Marktpartner ein Gerät im Feld, wobei

diese die Technologie des Feldgerätes nicht kennen müssen. Sie vereinbaren lediglich ein Service Level mit dem entsprechenden Betreiber der Koordinierungsfunktion. Eine andere Variante des Systemaufbaus unter der Prämisse der geteilten Feldgeräte ist aufgrund der privaten Schlüssel zur Signierung der Steuerungspakete nicht möglich. Der Vertrauensanker liegt hier beim Anschlussnetzbetreiber, da dieser auch die Verantwortung für den sicheren Netzbetrieb trägt.

Im Reallabor WindNODE werden die Strompager DX gemeinsam mit mehreren Verbundpartnern getestet. Die neuen Geräte sollen in verschiedenen Quartieren zum Einsatz kommen, um die entsprechenden Anwendungsfälle der Partner umsetzen. Ein Anwendungsbeispiel ist die Vorgabe einer Schaltrichtung per Relais, nach der sich das Energiemanagement vor Ort richten kann. Auf diese Weise wäre es möglich, Anlagen einem übergeordneten Einfluss wie der EE-Prognoseabweichung auf der ÜNB-Ebene nach auszurichten. So könnten Verbrauchsanlagen bei höherer Einspeisung (positive Abweichung) zu- oder bei geringerer Einspeisung als erwartet (negative Abweichung) abgeschaltet werden.



Abbildung 25:
Systemaufbau nach WindNODE.



Ausblick

Um die genannten Chancen durch die zunehmende Integration flexibler Verbraucher im Niederspannungsnetz zu nutzen und gleichzeitig die beschriebenen Herausforderungen meistern zu können, ist eine wirksame rechtliche Grundlage zur netzdienlichen Nutzung von flexiblen Verbrauchseinrichtungen notwendig. Aus diesem Grund diskutieren derzeit alle betroffenen Stakeholder gemeinsam mit der Politik neue rechtliche Rahmenbedingungen zur netzdienlichen Nutzung von flexiblen Verbrauchseinrichtungen. Hierbei sollte aus den

Erfahrungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien gelernt werden und die neue Regelung rechtzeitig vor der starken Ausgestaltung der Elektromobilität etabliert werden, sodass die technischen und prozessualen Voraussetzungen von Beginn an implementiert werden können. Technologisch können die Strompager einen Beitrag leisten, um Flexibilität in der Niederspannung sicher und effizient nutzbar zu machen.



Testimonial

Oliver Schaloske (Stromnetz Berlin)

Die Weiterentwicklung des Strompagers in WindNODE ermöglicht die gemeinsame Nutzung einer Steuerungstechnologie im Feld durch alle Marktpartner. Die vorgelagerte Prüfung von Einzel- und Gruppenschaltungen (erste Stufe der Koordinierungsfunktion) verhindert netzkritische Schaltungen und schafft gleichzeitig eine sichere und niedrigschwellige Möglichkeit für Schaltungen durch Dritte. Die Hybrid-Lösung aus intelligentem Messsystem und dem gesicherten Broadcastsystem erfüllt so zum einen alle netzbetrieblichen Anforderungen an eine Steuerung in der Niederspannung und öffnet zum anderen die Tür für Mehrwertdienste über die zukünftige Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur.

Lisa Hankel (Stromnetz Berlin)

Die Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens soll dazu beitragen, neue flexible Verbraucher wie zum Beispiel Ladeinfrastruktur für Elektromobilität schnell und effizient in die Stromnetze zu integrieren und hierfür die bestehende Netzkapazität optimal auszunutzen sowie den notwendigen Netzausbau zu optimieren. Aus Netzsicht ist hierbei die Sicherheit der Stromversorgung zu jedem Zeitpunkt natürlich besonders entscheidend. Wird bereits bei der Netzplanung berücksichtigt, dass der Strombezug von neuen, flexiblen Verbrauchern im Notfall reduziert werden kann, muss dies in der Praxis auch sicher und zuverlässig funktionieren.



Take-Away-Kasten Kapitel 5

Für die Niederspannungsebene ergeben sich potenziell Herausforderungen durch neue Verbraucher, beispielsweise aus der Elektromobilität. Technisch sind Betriebszustände in Niederspannungsnetzen derzeit jedoch nicht beobachtbar. Zudem müssen Steuertechnologien für eine Vielzahl an kleinen Verbrauchern geeignet sein. Deshalb ist es wichtig, dass regulatorische Instrumente gut in der Masse umsetzbar sind und eine ausreichende Planungssicherheit bieten. Es empfiehlt sich eine möglichst geringe Komplexität. Prozessual

müssen nicht nur Einzelschaltungen, sondern auch Gruppenschaltungen berücksichtigt werden. Erst eine Vielzahl an kleinen Verbrauchern würde einen relevanten Beitrag für das System bieten können. Informationstechnisch muss ein hohes Maß an Sicherheit gemäß den Regeln des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) gewährleistet sein. Technologisch können die Strompager („Pager DX“) einen Beitrag leisten, um Flexibilität in der Niederspannung sicher und effizient nutzbar zu machen.

6

Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens

Die vorherigen Kapitel beschäftigten sich mit der Definition, dem Potenzial und der praktischen Nutzung der in den WindNODE-Teilarbeitspaketen identifizierten Flexibilitätsoptionen. Kapitel 6 richtet nun den Blick auf die erforderliche Weiterentwicklung des Rechtsrahmens, um zukünftig eine Vermarktung von Flexibilität zu ermöglichen oder zu vereinfachen.

Um dieses Ziel zu erreichen, werden zunächst in Teil 6.1 die flexibilitätshemmenden Aspekte der derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen aufgezeigt. Mit der SINTEG-V hat der Ordnungsgeber Teilaspekte der Flexibilitätshemmnisse adressiert und den Rechtsrahmen im Rahmen eines Experiments modifiziert. Entsprechend werden in Teil 6.2 die Erkenntnisse aus der Anwendung der SINTEG-V aus verschiedenen Blickwinkeln betrachtet. Aus den Teilen 6.1 und 6.2 werden Handlungsempfehlungen für eine evolutionäre, also auf dem bestehenden Rechtsrahmen aufbauende, Anpassung des flexibilitätsbezogenen Rechtsrahmens ermittelt (Teil 6.3), und Teil 6.4 hat in Form eines Ausblicks grundlegende Anpassungen der Regulatorik, beispielsweise in Bezug auf die Netzentgeltssystematik und die Bepreisung von CO₂-Emissionen, zum Gegenstand.

6.1 Flexibilitätshemmende Aspekte im derzeitigen Rechtsrahmen⁵⁴

Die energierechtlichen Rahmenbedingungen hemmen den Flexibilitätseinsatz und die Sektorkopplung unter mehreren Gesichtspunkten. Stromseitig kann dabei zwischen verbrauchs- und erzeugungsseitigen Hemmnissen unterschieden werden, wobei verbrauchsseitige Hemmnisse aufgrund der staatlich regulierten Letztverbraucherabgaben auf den Strombezug stärker ins Gewicht fallen als erzeugungsseitige. Weiterhin sind im Bereich der Sektorkopplung Hemmnisse auf Produktseite dergestalt zu verzeichnen, dass eine Deklaration der erzeugten Produkte (beispielsweise Wasserstoff oder Wärme) als „grün“ bei Strombezug aus dem Netz kaum möglich ist.

Auch im Gasbereich finden sich infrastrukturbezogene Hemmnisse, insbesondere da Rechtsunsicherheiten bestehen, ob Wasserstoff aus erneuerbaren Energien uneingeschränkt behandelt wird wie Biogas, beispielsweise im Hinblick auf einen vorrangigen Netzzugang. Auch hinkt der rechtliche Rahmen bei der Höhe der Wasserstoff-Einspeisequoten ins Erdgasnetz im Rahmen der „allgemein anerkannten Regeln der Technik“ nach § 49 EnWG in Verbindung mit den technischen Regeln des Deutschen Vereines des Gas- und Wasserfaches (DVGW) dem Stand der Technik hinterher.

Strombezogene Hemmnisse

Festzuhalten ist, dass sich der Anlagenbetrieb von Erzeugern eher nach den Strommarktsignalen richtet als Verbrauchsanlagen, da hier weniger signalüberlagernde Effekte durch Letztverbraucherabgaben gegeben sind, obgleich bei der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung und der Marktprämie, die sich nach den durchschnittlichen Börsenstrompreisen richten, reale Marktsignale nicht gesendet werden. Bei fluktuierenden EE-Erzeugungsanlagen verlagert der Einspeisevorrang die Flexibilitätsfrage im Wesentlichen auf die Stromverbraucher, obgleich mit dem NABEG 2.0 und der darin geregelten Einbeziehung von EE- und kleinen KWK-Anlagen in das Redispatch-Regime auch diese zunehmend Beiträge zur erzeugungsseitigen Flexibilität zu leisten haben, auch wenn diese Beiträge nicht marktlich organisiert sind. Sektorkopplungshemmnisse finden sich bei auf Eigenversorgung basierenden Geschäftsmodellen für Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt wurde. Wollen Betreiber solcher Anlagen eine Förderung nach dem EEG in Anspruch nehmen, darf der Strom nach § 27a EEG 2017 über den gesamten Förderzeitraum nicht zur Eigenversorgung genutzt werden. Ausnahmemöglichkeiten von dieser

geschäftsmodellhemmenden Norm sind für marktorientierte Zwecke gegeben, beispielsweise bei negativen Börsenstrompreisen nach § 27a Nr. 4 EEG 2017 oder bei Redispatch-Situationen nach § 13 EnWG (neu).

Trotz Anpassungen im Regime des Einspeisemanagements durch das NABEG 2.0 ist weiterhin unklar, ob eine Anlagenregelung auch am Netzverknüpfungspunkt zulässig ist und die Anlage, statt abgeregelt zu werden, ihren Strom beispielsweise für die Sektorkopplung verwenden kann („Nutzen statt Abregeln“). In diesem Zusammenhang sind auch Flexibilitäts-hemmnisse bei den Regelungen zur Veräußerungsform des Stroms nach § 21b EEG 2017 zu nennen. Danach müssen Anlagen einer klaren EEG-Veräußerungsform zugeordnet werden oder jedenfalls die Veräußerungsformen prozentual aufteilen. Ein Wechsel der Veräußerungsform ist nur monatlich zulässig und die prozentuale Aufteilung ist einzuhalten. Dies verhindert Geschäftsmodelle, bei denen EE-Anlagenbetreiber bedarfsgerecht beispielsweise zwischen geförderter Direktvermarktung und sonstiger Direktvermarktung wechseln möchten.

Für Anlagen, die bedarfsgerecht Strom erzeugen können, wird marktorientierte Flexibilität im Rahmen des KWKG durch Förderung nur für eine bestimmte Anzahl an Insgesamt-Vollbenutzungsstunden angereizt⁵⁵ und im EEG dadurch, dass Höchstbemessungsleistungen für Biomasseanlagen festgelegt⁵⁶ und durch Instrumente wie die Flexibilitätsprämie und den Flexibilitätszuschlag⁵⁷ flankiert werden. Der verhältnismäßig geringe Flexibilitätsanreiz, den diese Instrumente setzen, ist dabei auf Biomasseanlagen begrenzt. Erdgas-BHKW, die unter das Regelungsregime des KWKG fallen, werden nicht umfasst.

Auf Verbraucherseite hemmt der Rechtsrahmen Flexibilitätsoptionen und die Sektorkopplung insbesondere durch die hohen Letztverbraucherabgaben, die beim Strombezug zu entrichten sind. Signale vom Strommarkt werden durch diese Letztverbraucherabgaben stark überlagert. So reizt die derzeitige Ausgestaltung der Strompreisbestandteile eine netz- oder systemdienliche sowie marktorientierte Fahrweise von Stromverbrauchsanlagen kaum bis gar nicht an. Durch das bestehende Regelungsregime wird der Einsatz von Flexibilität auf Verbraucherseite sogar verhindert, indem beispielsweise im Rahmen des § 19 Abs. 2 S. 1 Strom-NEV auf starre Zeitfenster abgestellt wird und nicht der jeweilige reale Netzzustand zur Voraussetzung für Privilegierungen gemacht wird. Auch die Netzentgeltermittlung vermag die Flexibilitätsbereitstellung zu hemmen, jedenfalls soweit damit eine Erhöhung der

⁵⁴ Vergleiche für eine umfassendere Darstellung der regulatorischen Flexibilitätshemmnisse das im Rahmen von WindNODE entstandene Papier: Doderer, H.; Schäfer-Stradowsky, S. (2019).

⁵⁵ Vgl. § 8 KWKG.

⁵⁶ Vgl. § 39h Abs. 2 EEG 2017.

⁵⁷ Vgl. §§ 50 ff. EEG 2017.

Jahreshöchstleistung einhergeht. So besteht das Netzentgelt gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV aus einem Jahresleistungspreis und einem Arbeitspreis. Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr. Wird die Jahreshöchstleistung durch einen netzdienlichen Strombezug erhöht, erhöht sich entsprechend auch der Jahresleistungspreis und damit das zu entrichtende Netzentgelt, was die Flexibilitätsbereitstellung hemmen kann.

Die wenigen bestehenden Flexibilitätsanreize im regulatorischen Rahmen sind auf ausgewählte Flexibilitäts- bzw. Sektorkopplungstechnologien fokussiert und verhindern so ein technologieneutrales „level playing field“ bei der verbrauchsseitigen Flexibilität. Beispielsweise können Power-to-Gas-Anlagen auch ohne Rückverstromung nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG von einer Netzentgeltbefreiung profitieren, Betreiber rückspeisender Stromspeicher nach § 19 Abs. 4 StromNEV können mit den Netzbetreibern individuelle Netzentgelte aushandeln sowie Power-to-Heat-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 6a EnWG oder § 9b StromStG unter bestimmten Voraussetzungen punktuell oder branchenbezogen unterstützt werden. § 14a EnWG, der Sondernetzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen vorsieht, ist lediglich auf die Niederspannungsebene beschränkt und eine Verordnung, die diese Privilegierungsoptionen konkretisieren soll, steht noch aus. Neben den Netzentgelten haben auch die sogenannten netzentgeltgewälzten Abgaben und Umlagen⁵⁸ Einfluss auf die Strombezugskosten und damit den Anreiz zu flexiblem Verbrauchsverhalten. Individuelle Privilegierungen für flexiblen Stromverbrauch bezüglich einzelner Abgaben und Umlagen sind im Rechtsbestand kaum gegeben. Dem Gedanken, dass mit dem Entfallen der Netzentgeltzahlungspflicht (beispielsweise aus § 118 Abs. 6 EnWG) automatisch übergreifend auch die Umlagen und Abgaben entfallen, die über die Netzentgelte gewälzt werden, hat der Bundesgerichtshof (BHG) Mitte 2017⁵⁹ eine Absage erteilt. Entsprechend sind bezüglich der netzentgeltgewälzten Abgaben und Umlagen keine Flexibilitätsanreize gegeben.

Auch werden einzelne Letztverbrauchergruppen im aktuellen Rechtsrahmen privilegiert, ohne deren Flexibilitätspotenziale zur Voraussetzung der Privilegierung zu machen, so beispielsweise im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 63 ff. EEG 2017 für strom(kosten)intensive Unternehmen. Abgaben- bzw. umlagebezogene Anreizpotenziale zur Flexibilitätsbereitstellung sind für diese Verbrauchergruppen folglich kaum mehr vorhanden, obwohl hier ein bedeutendes Flexibilitätspotenzial verborgen liegt.

Im Rahmen von WindNODE haben sich auch regulatorische Herausforderungen in Bezug auf den netzdienlichen oder marktorientierten Einsatz von Stromspeichern in Gewerbe- und Industriegebieten gezeigt. Wirtschaftlich betreiben

lassen sich Stromspeicher insbesondere, wenn sie ihre Flexibilität auf verschiedenen Märkten bzw. zu verschiedenen Zwecken bereitstellen können und ein Betriebsmodell die individuelle und (kosten-)optimale Verwendung der Speicherkapazität festlegt. Beispielsweise lassen sich Stromspeicher auf dem Spotmarkt, dem Regelenergiemarkt und zur Optimierung der lokalen Lastsituation (beispielsweise durch Peak-Shaving) einsetzen. Im Vergleich zu Stromspeichern, die direkt mit dem Stromnetz verbunden sind, zeichnen sich Stromspeicher in Gewerbe- und Industriegebieten regelmäßig dadurch aus, dass sie hinter dem Werksknotenpunkt verortet sind und sich so – in Abhängigkeit finanzieller Anreize – auch zur lokalen Lastoptimierung einsetzen lassen.

Sind das Werk bzw. das Gewerbe- oder Industriegebiet im Ganzen und der Stromspeicher, beispielsweise im Rahmen der Regelenergieerbringung über einen speziellen Vermarkter, unterschiedlichen Lieferanten und damit auch unterschiedlichen Bilanzkreisen zugeordnet, bedarf es zur Gesamtoptimierung der Speicherkapazität regelmäßig eines Lieferanten- und Bilanzkreiswechsels. Für den flexiblen Einsatz eines solchen Speichers wäre ein einfacher und schneller Bilanzkreiswechsel vorteilhaft. Derzeit hemmen jedoch die „Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom)“ (MPES) den für die Geschäftsmodelle erforderlichen dynamischen Lieferanten- bzw. Bilanzkreiswechsel, da für eine solche Marktlokation gilt, dass das Anmeldedatum für den Wechsel nur ein Monatster sein darf und das Eingangsdatum mindestens einen Monat vor dem Anmeldedatum liegen muss.⁶⁰

Produktbezogene Hemmnisse (Sektorkopplung)

Betrachtet man Flexibilitätspotenziale fokussiert auf Sektorkopplungstechnologien, so werden diese nicht nur durch die hohen Letztverbraucherabgaben auf den Strombezug beschränkt, sondern auch auf Produktseite (bei beispielsweise Wasserstoff, Wärme, Mobilität) fehlen Anreize, die einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb gewährleisten können. Der Rechtsrahmen sieht eine Weitergabe der grünen Eigenschaft des Stroms in die anderen Sektoren und eine diesbezüglich wertsteigernde Deklarationsmöglichkeit nur sehr partiell vor. So ist dies grundsätzlich nur möglich, wenn der Strom über eine Direktleitung von einer EE-Erzeugungsanlage bezogen wird. Wird der Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen, verliert er die grüne Eigenschaft und wird zu grauem Strom, genau wie auch die daraus erzeugten Produkte. Einzelne Ansatzpunkte im Rechtsrahmen sind zwar erkennbar, wie beispielsweise die Anrechnungsmöglichkeiten von strombasierten Kraftstoffen auf die Treibhausgas-minderungsquote im Rahmen der 37. BImSchV. Umfassende Anerkennungsmöglichkeiten existieren bislang jedoch nicht.

⁵⁸ Hierzu zählen: Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage und Abschaltbare-Lasten-Umlage

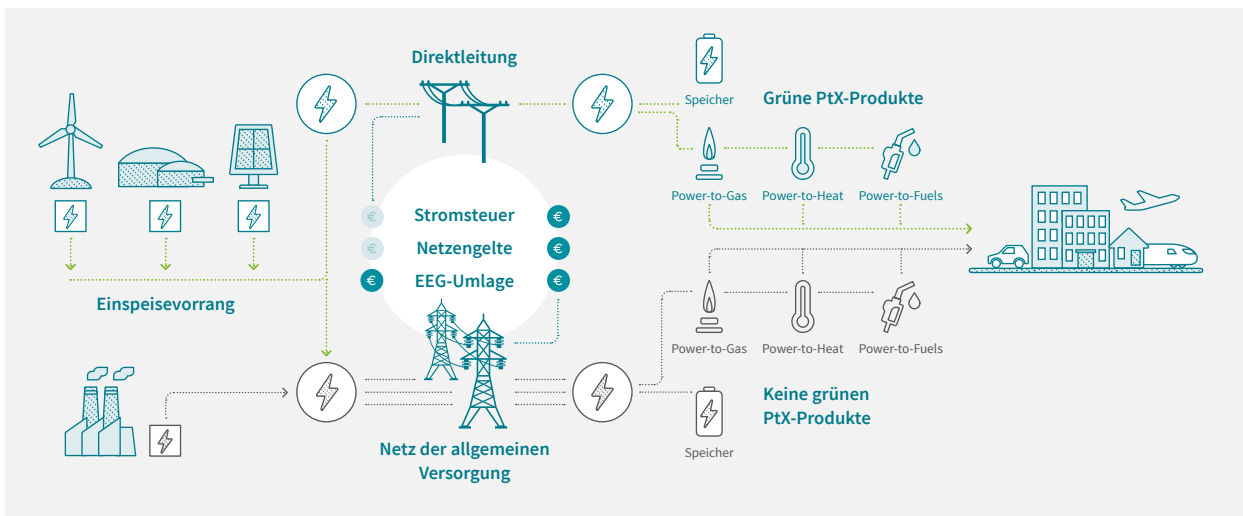
⁵⁹ Bundesgerichtshof, Beschl. V. 20.06.2017, EnVR 24/26.

⁶⁰ BNetzA (2018a).



Abbildung 26:

Letztverbraucherabgaben und Deklarationsmöglichkeiten von Sektorkopplungsprodukten – nach derzeitiger Rechtslage.



Dieser Umstand, gepaart mit den hohen Letztverbraucherabgaben auf den Strombezug sowie die Konkurrenzsituation zu günstigen, weil teilweise subventionierten konventionellen sektorenspezifischen Technologien (beispielsweise Wärme aus Erdgas oder fossile Treibstoffe), ermöglicht für die Sektorkopplung bislang keinen wirtschaftlichen Betrieb.

Einen Überblick über die Letztverbraucherabgaben bei nachfrageseitiger Flexibilität sowie die Deklarationsmöglichkeiten der Sektorkopplungsprodukte gibt die Abbildung 26.⁶¹

Von links nach rechts zeigt die Abbildung die Stromerzeugung, die Stromlieferung und die Umwandlung des Stroms in den anderen Sektoren. Differenziert danach, ob der Strom über das Netz der allgemeinen Versorgung oder über eine Direktleitung geliefert wird, fallen die Letztverbraucherabgaben (in der Abbildungsmitte) in unterschiedlichem Maße an, wobei ein ausgefülltes Eurosymbol für vollständig anfallende Kosten und ein leeres für nicht anfallende Kosten steht. Auch für die Frage, ob die aus Strom erzeugten Produkte als „grün“ oder „grau“ gelten, ist entscheidend, ob der Strom aus dem Netz oder über eine EE-Direktleitung bezogen wird.

6.2 Erkenntnisse aus der Anwendung der SINTEG-V⁶²

Der geltende regulatorische Rahmen kann zum Hindernis systemisch sinnvoller und technisch verfügbarer Lösungen für das Energiesystem der Zukunft werden. Und obwohl die skizzierten Probleme in Fachkreisen seit Langem bekannt und tatsächlich auch in der politischen Diskussion sind, kann die Modernisierung des energierechtlichen Rahmens langwierig und mühsam sein.

Das hat unmittelbare Auswirkungen auch auf ein F&E-Projekt wie SINTEG. Denn regulatorische Hemmnisse können so schwer wiegen, dass bestimmte Innovationen noch nicht einmal als Modellprojekte umgesetzt werden. Das kann beispielsweise für die netz- und systemdienliche Flexibilisierung industrieller Lasten oder für die Sektorkopplung (Power-to-Heat, Power-to-Gas, Power-to-X) gelten: technisch mach-

bar, systemisch sinnvoll, in der Errichtung sogar finanziell förderfähig – aber im Betrieb eine regulatorische Last. Ein Dilemma. Einen Ausweg hat der Deutsche Bundestag Ende 2016 mit dem § 119 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) geschaffen. Auf Basis dieser Verordnungsermächtigung konnte das BMWi Anfang 2017 die „Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (kurz SINTEG-V) erlassen. Sie wird auch als „regulatorische Experimentierklausel“ (englisch: „regulatory sandbox“) bezeichnet, weil sie Projektbeteiligten der SINTEG-Schaufenster das Testen von Anwendungsfällen erlaubt, die im bestehenden Rechtsrahmen sonst nicht möglich wären.

⁶¹ Grafik und Idee entstammen der IKEM-Studie: *Experimentierklauseln für verbesserte Rahmenbedingungen bei der Sektorkopplung* (2018). Abrufbar unter <https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/03/Experimentierklausel-f%C3%BCr-verbesserte-Rahmenbedingungen-bei-der-Sektorkopplung.pdf>.

⁶² Vergleiche ausführlich zur SINTEG-V die im Rahmen von WindNODE entstandenen Papiere: Doderer/Medert: *Merkblatt zur SINTEG-Verordnung, 2017* (WindNODE intern); Doderer/Schäfer-Stradowsky: *SINTEG-WindNODE – Bestandsaufnahme der rechtlichen Hemmnisse und Anreize für die umfassende Flexibilisierung des Energiesystems*, Juli 2018 Kapitel E.

Regulatorische Experimentierklausel schafft Freiraum für Energiesystem-Innovation

Im Kern schafft die SINTEG-V einen Nachteilsausgleich. Unternehmen und Organisationen, die Flexibilität bereitstellen und sich dadurch system- und netzdienlich verhalten, nehmen dafür zunächst einmal monetäre Nachteile in Form der EEG-Umlage oder durch den Verlust von Netzentgeltprivilegien in Kauf. Die SINTEG-V garantiert den SINTEG-Teilnehmern dann eine nachträgliche Kompensation für die erlittenen monetären Nachteile, welche nach Antrag bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) durch den zuständigen Netzbetreiber am Ende eines Jahres ausgezahlt wird.

Durch die SINTEG-V sollen Betreiber von Anlagen also effektiv so verfahren, als ob flexibilitätsbedingte Erhöhungen bei den Netzentgelten und der EEG-Umlage durch die Flexibilitätsbereitstellung nicht eintreten. Um die finanziellen Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen abzubauen, werden Anlagenbetreiber also so gestellt, als ob keine Flexibilität bereitgestellt wurde. Die gegenüber dem Referenzzustand mehr gezahlten Netzentgelte sind dabei zunächst vollständig zu entrichten, im nachfolgenden Verfahren jedoch voll erstattungsfähig. Gleiches gilt im Fall von Sektorkopplungsanlagen oder Speichern im Hinblick auf die EEG-Umlage, die zu 60 % erstattet wird. Wirtschaftliche Vorteile erlaubt die SINTEG-V explizit nicht, das heißt eventuell erzielte zusätzliche Gewinne aufgrund der Nutzung der SINTEG-V sind grundsätzlich ausgeschlossen, vgl. § 10 SINTEG-V.

Im Fokus stehen dabei die besonders flexibilitätshemmenden Letztverbraucherabgaben. Produktseitige Aspekte mit Bezug zur Sektorkopplung werden von der SINTEG-V nicht adressiert. Mit den nachfolgenden Absätzen wird die SINTEG-V aus verschiedenen Perspektiven analysiert. Ziel dieser Analyse ist es, die Erfahrungen der praktischen Anwendung der SINTEG-V aus WindNODE für Politik, Gesetzgeber und Gesellschaft zugänglich zu machen, damit aufgeworfene Aspekte bei zukünftigen Reallaboren und Experimentierklauseln bedacht werden können.

Akzeptanz/Nutzung der SINTEG-V in WindNODE

Innerhalb von WindNODE haben fünf Anlagenbetreiber eine Teilnahme bei der BNetzA gemäß § 3 Abs. 3 SINTEG-V angezeigt. Stand August 2020 wird einer der Partner einen wirtschaftlichen Nachteilsausgleichsantrag stellen. Ein weiterer Partner befindet sich in der Prüfung der Nachteilsausgleichsfeststellungsansprüche nach § 12 SINTEG-V. Die verhältnismäßig geringe Anzahl an Nutzern der Experimentierklausel erlaubt aber kein Urteil über ihre Nützlichkeit. Denn die konkrete Nutzung der SINTEG-V innerhalb von WindNODE entfaltet durchaus ihre ursprünglich zgedachte Funktion – das

Ausprobieren regulatorischer Neuerungen und das Beurteilen des Effekts auf damit verbundene Geschäftsmodelle zur Flexibilitätsbereitstellung und zur Integration von erneuerbaren Energien. In diesem Fall heißt das, dass überschüssiger Windstrom zur Nahwärmeversorgung genutzt werden kann, welcher ansonsten abgeregelt werden müsste – eine sinnvolle Einsatzweise, die Primärenergie spart und zur Akzeptanz der Energiewende und der Windenergie in den lokalen Kommunen beiträgt. Dieses Demonstrationsprojekt liefert wertvolle Erkenntnisse zur Gestaltung des Abgaben- und Umlagensystems. Daher lässt sich bei der Nutzung der SINTEG-V der Leitgedanke „nicht Masse, sondern Klasse“ ableiten.

Bewertung der inhaltlichen Reichweite der SINTEG-V

Die Schaffung der SINTEG-V ist ein begrüßenswerter Impuls seitens Gesetz- und Ordnungsgeber. Insbesondere ist positiv hervorzuheben, dass bei der Definition der Zeiträume nach § 6 Abs. 2 SINTEG-V, in denen ein wirtschaftlicher Nachteilsausgleich möglich ist, die Netzdienlichkeit und die Marktorientierung die Grundlage bilden und damit Flexibilitätsanreize in der richtigen Richtung gesetzt werden.

Mit der Adressierung von Netzentgelten und der EEG-Umlage werden zudem die kostenmäßig am stärksten ins Gewicht fallenden Letztverbraucherabgaben beim Nachteilsausgleich adressiert. Stärkere Anreize zu einem netzdienlichen oder marktorientierten Anlagenbetrieb wären gegeben, wenn neben den Letztverbraucherabgaben aus dem Zuständigkeitsbereich des BMWi auch die Stromsteuer, deren Modifizierungskompetenz dem Bundesministerium der Finanzen (BMF) obliegt, von der SINTEG-V adressiert würde.

Im Hinblick auf die EEG-Umlage, bei der nach § 8 S. 2 Nr. 2 SINTEG-V nur 60 % der EEG-Umlage als wirtschaftlicher Nachteil erstattungsfähig ist, gab es nach Inkrafttreten der SINTEG-V eine wichtige Entscheidung des EuGH⁶³, nach der die EEG-Umlage und diesbezügliche Begrenzungen keine staatliche Beihilfe i. S. d. Art. 107 AEUV darstellen. Entsprechend wäre unter dem Gesichtspunkt des europäischen Beihilferechts eine Begrenzung der Erstattungsfähigkeit der EEG-Umlage auf nur 60 % nicht erforderlich gewesen und es hätte im Rahmen der SINTEG-V auch eine weitergehende Erstattung der EEG-Umlage für die entsprechende Projekt-tätigkeit normiert werden können. Diese Rechtsprechung gilt es bei zukünftigen Experimentierklauseln zu berücksichtigen.

Weiterhin ist zu verzeichnen, dass die SINTEG-V – bewusst – darauf angelegt ist, wirtschaftliche Nachteile, die durch die Projekt-tätigkeit entstehen, nur auszugleichen. Positive wirtschaftliche Anreize werden durch SINTEG-V nicht geschaffen, sondern vielmehr im Rahmen der wirtschaftlichen Nachteilsersatzung gemäß § 10 SINTEG-V sogar angerechnet.

⁶³ Vgl. EuGH, Urt. v. 28.03.2019, Az. C-405/16 P.

Dies führt dazu, dass eine Teilnahme am SINTEG-V-Verfahren – unter Berücksichtigung forschungsbezogener Zuwendungen – insbesondere auf ideellen Motiven basieren dürfte.

In inhaltlicher Sicht werden erhebliche Flexibilitätspotenziale, insbesondere im Hinblick auf industrielle zuschaltbare Lasten, die mitunter die beste Umweltwirkung⁶⁴ verschiedener Flexibilitätsoptionen haben, nicht gehoben, da solche Lasten ihren Strombezug regelmäßig zeitlich nur verschieben, § 9 Abs. 1 Nr. 2 SINTEG-V.

Die mit fünf Jahren nur relativ kurze Laufzeit der SINTEG-V hemmt zudem Investitionen in innovative Anlagentechnik, da nach Auslaufen der SINTEG-V wirtschaftliche Nachteile durch eine netzdienliche oder marktorientierte Anlagenfahrweise vollständig beim Anlagenbetreiber verbleiben.

Bewertung aus prozessualer und administrativer Perspektive

Aus prozessualer Perspektive ist zu verzeichnen, dass das Begehren des Ausgleichs wirtschaftlicher Nachteile eines Projektteilnehmers mit erheblichem administrativen Aufwand einhergeht. Zunächst ist nach § 3 SINTEG-V der BNetzA die Projektstätigkeit anzuzeigen, der Anzeigeeingang muss sodann von der BNetzA bestätigt werden.

Um beim Erstattungsverfahren der wirtschaftlichen Nachteile berücksichtigt zu werden, ist gegenüber der BNetzA gemäß § 12 Abs. 1 SINTEG-V ein Anspruchsfeststellungsantrag einzureichen, der nur in dem Kalenderjahr gestellt werden kann, das auf das Kalenderjahr folgt, in dem die Projektstätigkeit stattgefunden hat. Der Antragsteller ist gemäß § 12 Abs. 2 SINTEG-V für das Vorliegen der Anspruchsvoraussetzung nachweislich und muss sämtliche anrechenbare Vorteile nach § 10 SINTEG-V anführen. Die Richtigkeit dieser Angaben hat der Antragsteller zusätzlich durch einen Wirtschaftsprüfer bestätigen zu lassen, für dessen Kosten der Antragsteller in Vorleistung zu gehen hat.

Die durch die BNetzA festgestellten Ansprüche hat der Antragsteller sodann dem zuständigen Netzbetreiber vorzulegen, der – nach Anrechnung der wirtschaftlichen Vorteile – verbleibende wirtschaftliche Nachteile ausgleicht.

Bei der Anrechnung wirtschaftlicher Vorteile können Aufwendungen, die durch das Anzeige- oder Anspruchsfeststellungsverfahren entstanden sind, gemäß § 10 Abs. 2 SINTEG-V nur zu 50 % bei einem Abzug berücksichtigt werden. Wirtschaftsprüferkosten, die für die notwendige Testierung anfallen,

können vollständig von den wirtschaftlichen Vorteilen abgezogen werden. Rechtsberatungskosten für die Antragstellung selbst sind jedoch nach Aussage der BNetzA nicht abzugsfähig. Da die Wirtschaftsprüferkosten nur von den wirtschaftlichen Vorteilen abgezogen werden können und nicht zu den wirtschaftlichen Nachteilen selbst zählen, kommt insoweit eine Erstattung dieser Kosten auch nur zum Tragen, wenn anrechenbare wirtschaftliche Vorteile auch tatsächlich generiert werden.

Neben diesem komplexen Erstattungsverfahren wird die Nutzung der SINTEG-V insbesondere durch die Rechtsunsicherheit dahingehend gehemmt, dass der Antragsteller die Beweislast für die Erstattungszeiträume nach § 6 SINTEG-V sowie die weitere Anspruchsvoraussetzung nach den §§ 7–9 SINTEG-V zu tragen hat. Auch ist unklar, wie der Nachweis durch den Antragssteller geführt wird, dass der Anlageneinsatz netzdienlich i. S. d. § 6 Abs. 2 Nr. 1 SINTEG-V war. Über den Nachteilsausgleichsmechanismus, der eine Kostenerstattung ex post vorsieht, haben die Antragsteller über die bestehende Rechtsunsicherheit hinaus zusätzlich noch in finanzielle Vorleistung zu gehen und ggf. erhebliche Liquidität bereitzustellen, zumal im Rahmen der Kostenerstattung durch den Netzbetreiber nach § 12 Abs. 4 SINTEG-V kein zeitliches Zahlungsziel normiert ist.

Bewertung im Hinblick auf (rechtliche) Innovation

In Anlehnung an Schäfer-Stradowsky / Kalis⁶⁵ wird im Folgenden der Innovationsgrad der SINTEG-V bewertet. Als Bewertungsmaßstäbe bieten sich die Kriterien der Effektivität und der Effizienz an. Effektivität aus rechtlicher Perspektive bedeutet demnach die Förderlichkeit für das Ziel. Effizienz – ebenfalls unter rechtlichen Gesichtspunkten – bedeutet das Bestehen oder Nichtbestehen alternativer Instrumente, die weniger eingriffsintensiv sind oder aus sonstigen Gründen auf einfacherem Wege zielführend sind bzw. stärker förderlich wirken. Ergebniskategorien für die Innovationsbewertung sind „innovationshemmend“, „innovationsoffen“ und „innovationsfördernd“.⁶⁶

Bei der Bewertung der SINTEG-V lässt sich differenzieren. Zum einen kann der Innovationsgrad der *SINTEG-V als Experimentierklausel* bewertet werden und zum anderen können die eher technisch-wirtschaftlichen *Rechtsfolgen der SINTEG-V* bewertet werden, die sich aus den inhaltlichen Tatbeständen der SINTEG-V ergeben.

⁶⁴ Vgl. IKEM, Universität Leipzig, TU Berlin, Siemens (2019).

⁶⁵ Vgl. Schäfer-Stradowsky, S.; Kalis, M. (2019), *Innovationsgrad des Energiewenderechts*, EnWZ 2019, 104.

⁶⁶ Die Auswahl der Kategorien geht auf Schäfer-Stradowsky, S.; Kalis, M., *Innovationsgrad des Energiewenderechts*, EnWZ 2019, 104, 106 zurück. Sie werden auch von Hoffmann-Riem, in: Sauer/Lang, *Paradoxien der Innovation: Perspektiven sozialwissenschaftlicher Innovationsforschung*, 1999, S. 13 ff. verwendet.

Bewertung der SINTEG-V als Experimentierklausel

Betrachtet man das SINTEG-Programm, für das die SINTEG-V auf Basis von § 119 EnWG geschaffen wurde, die wettbewerbliche Ausschreibung für das SINTEG-Programm und die Tatsache, dass mit der SINTEG-V erstmals im deutschen Energierecht ein regulatorisches Experiment gewagt wurde, kann die SINTEG-V bei der Innovationsphase der Invention durchaus als effektiv und auch effizient bezeichnet werden. So werden die Ziele von SINTEG, insbesondere die Erprobung neuer Verfahren für eine sichere und stabile Stromversorgung bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien, durch die SINTEG-V gestützt und für eine Erprobung sind jedenfalls keine alternativen Instrumente ersichtlich als eine Experimentierklausel, die auf einfacherem Wege zum Ziel führen.

Unter dem Gesichtspunkt der Innovation im engeren Sinne, also der Durchsetzung des Neuen, kann statuiert werden, dass zunächst durch Inkrafttreten der SINTEG-V selbst eine Einführung der Experimentierklausel in den Rechtsbestand erfolgt ist und sich damit „Neues“ auch tatsächlich durchgesetzt hat. Die Diffusion, also die Verbreitung des Neuen, ist derzeit im Gange, und der Diffusionsgrad kann noch nicht vorhergesehen werden. Auf eine durchaus innovationsoffene Behandlung von regulatorischen Experimentierklauseln deutet aber beispielsweise die Reallaborstrategie des BMWi hin, durch die (weitere) Testräume für Innovation und Regulierung geschaffen werden sollen, auch wenn diese voraussichtlich nicht die Experimentierqualität von SINTEG erreichen.⁶⁷

Die *SINTEG-V als Experimentierklausel* kann daher insgesamt durchaus als innovationsoffen, sogar innovationsfördernd bezeichnet werden.

Auch für das Förderprogramm SINTEG war die SINTEG-V als Experimentierklausel ein wichtiger Treiber. Erst die Möglichkeit, im geschützten Raum regulatorische Experimente zu wagen, hat bei vielen WindNODE-Partnern den Ausschlag gegeben, bei SINTEG teilzunehmen. Dies hat SINTEG im Vergleich zu früheren Forschungsprogrammen im Energiebereich einen nicht zu unterschätzenden Schub verschafft und so maßgeblich geholfen, das hochqualifizierte und hochmotivierte WindNODE-Konsortium ins Leben zu rufen.

Bewertung der technisch-wirtschaftlichen Rechtsfolgen der SINTEG-V

Bewertet man die technisch-wirtschaftlichen Rechtsfolgen, die aus der rechtlich-inhaltlichen Ausgestaltung der SINTEG-V resultieren, ergibt sich ein anderes Bild.

Bezogen auf die Innovationsphase der Invention kann der Regelungsgehalt der SINTEG-V als jedenfalls moderat effektiv und effizient bewertet werden. So werden Letztverbraucherabgaben beim Strombezug durch die SINTEG-V modifiziert, was grundsätzlich eine Abweichung vom bestehenden

Regulierungsrahmen darstellt. Auch die Definition der netzdienlichen und marktorientierten Zeiträume im Rahmen des § 6 Abs. 2 SINTEG-V kann durchaus als neu bezeichnet werden. Der allerdings nur partielle Nachteilsausgleich bei der SINTEG-V (Begrenzung der EEG-Umlagereduzierung auf 60 %, keine Adressierung der Stromsteuer) schmälert die Effektivität der SINTEG-V. Im Hinblick auf die Innovationsphase der Invention kann die SINTEG-V daher nur als moderat innovationsoffen bewertet werden.

Eine weniger innovationsoffene Bewertung ergibt sich im Hinblick auf die Innovation im engeren Sinne, also die Durchsetzung bzw. Markteinführung des Neuen. Diesbezüglich liegt der Zweck der SINTEG-V zwar unter anderem darin, Wettbewerbsnachteile von Sektorkopplungsanlagen gegenüber konventionellen Energieträgern (beispielsweise Wärme aus Erdgas oder Wasserstoff aus Dampfreaktion) abzubauen. Die Begrenzung auf einen wirtschaftlichen Nachteilsausgleich unter Anrechnung wirtschaftlicher Vorteile sowie die engen rechtlichen Grenzen der SINTEG-V lassen das Ziel der Markteinführung neuer Technologien und Flexibilitätsoptionen allerdings auf halber Strecke liegen. Diese reduzierte Effektivität wird aufgrund der prozessualen, administrativen und bürokratischen Hürden der SINTEG-V (s. o.) auch nicht durch eine hohe Effizienz bei der Markteinführung kompensiert.

Hinsichtlich der Phase der Diffusion, also der Verbreitung des Neuen, wirkt die begrenzte Laufzeit der SINTEG-V zunächst wenig innovationsoffen. Bei der Phase der Diffusion ist jedoch der Experimentiercharakter der SINTEG-V zu berücksichtigen, der natürlich auch ein Scheitern des Experimentes zulassen muss. Entsprechend liegt es nahe, dass jedenfalls für Experimente die Phase der Diffusion nur eine sehr eingeschränkte Aussagekraft hat. Die Phasen der Invention und der Durchsetzung sind bei der *inhaltlich-juristischen Bewertung* dennoch insgesamt weniger innovationsoffen als bei der *SINTEG-V als Experimentierklausel*.

Eine stärkere Innovationsoffenheit beispielsweise durch Gewährung wirtschaftlicher Vorteile dürfte dabei aber aus juristischer Perspektive keineswegs ausgeschlossen sein, sondern hängt vielmehr vom auszuwählenden Teilnehmerkreis ab.

Denn Experimente zeichnen sich regelmäßig durch einen begrenzten Teilnehmerkreis aus, und je realitätsnäher ein Experiment ausgestaltet ist (beispielsweise indem wirtschaftliche Vorteile nicht angerechnet werden müssen), desto aussagekräftiger dürfte es sein. Wichtigstes Merkmal dürfte sein, dass grundsätzlich jeder potenziell vom Experiment profitieren kann, beispielsweise über Ausschreibungsverfahren. Entscheidend für die Rechtskonformität könnte weiterhin die Auswahl der Vergleichsgruppe sein. So ist denkbar, als Vergleichsgruppe nicht die gesamte deutsche Energiewirtschaft heranzuziehen, sondern beispielsweise eine schlechter gestellte Vergleichsgruppe (ebenfalls) im Rahmen eines Forschungsprojekts zu suchen.

⁶⁷ Vgl. BMWi (o. J.).

6.3 Ableitung von Empfehlungen für evolutionäre Anpassungen des regulatorischen Rahmens⁶⁸

Nachfolgend widmet sich der Bericht den Weiterentwicklungsmöglichkeiten der regulatorischen Rahmenbedingungen für Flexibilität und der Sektorkopplung. Dabei konzentriert sich die Darstellung auf solche Vorschläge, die an bestehende rechtliche Normen anknüpfen und diese fortentwickeln (evolutionärer Ansatz). Inhaltlich bauen die Weiterentwicklungsmöglichkeiten auf den ermittelten Hemmnissen sowie den Erkenntnissen im Zusammenhang mit der SINTEG-V auf. Entsprechend gliedert sich auch der vorliegende Abschnitt in stromseitige und produktseitige Weiterentwicklungsmöglichkeiten.

Strombezogene Weiterentwicklungsmöglichkeiten

Da auch andere Flexibilitäts- und Sektorkopplungstechnologien als die PtG-Technologie geeignet sind, das Stromnetz durch ihren Strombezug zu stützen, wird vorgeschlagen, die Netzentgeltprivilegierung im Rahmen des § 118 Abs. 6 EnWG auf sämtliche Flexibilitäts- und Sektorkopplungstechnologien auszuweiten und so einen technologieoffenen Flexibilitätswettbewerb anzureizen („level playing field“).

Soweit einzelne Technologien, wie beispielsweise PtG, mit politischem Willen gestärkt werden sollen, weil diese Technologien (bislang) kostenaufwändig sind, aber beispielsweise in Energieszenarien dennoch als Langfristspeicher zur Verfügung stehen sollen, wäre es unter dem Gesichtspunkt der Schaffung von Wettbewerb bei der Flexibilität sinnvoller, dies über Förderprogramme zu unterstützen und nicht über Privilegien beim Einsatzstoff (Strom). Dies ermöglicht auch eine reale Kostenevaluation und stärkt die Transparenz bei den Kosten.

Um dem Hemmnis bei der Netzentgeltermittlung im Rahmen des § 17 StromNEV zu begegnen, könnte die Norm um eine Ausnahmeregelung ergänzt werden, nach der diejenigen Leistungsspitzen, die die Stromnetze entlasten, bei der Ermittlung der Jahreshöchstleistung unberücksichtigt bleiben. Ein ähnlicher Mechanismus ist auch § 15 Abs. 4 AbLaV zu entnehmen, der vorsieht, dass individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (Netzentgeltprivileg für gleichmäßig hohen Stromverbrauch) nicht aufgrund von Abrufen der Abschaltleistung im Rahmen der Abschaltbare-Lasten-Verordnung versagt werden dürfen.

Auch die hemmende Berechnungssystematik im Rahmen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) könnte durch Nichtberücksichtigung netzdienlicher Strommen gen bei der Berechnung des Höchstlastbetrages adressiert werden, damit diese nicht zum Entfall des Privilegs nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV führen können. Dieser Vorschlag knüpft an die gängige Praxis an. So hat die BNetzA bereits 2013 beschlossen, dass Leistungsspitzen, die nachweislich durch kurativen Redispatch, aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers oder durch die Erbringung negativer Regelenergie induziert wurden, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast nicht zu berücksichtigen sind.⁶⁹

Die mangelnden Flexibilitätspotenziale im Rahmen der netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben (Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzzulage und Abschaltbare-Lasten-Umlage) könnten entweder durch gesetzliche Kopplung an die Privilegierungstatbestände für Netzentgeltbefreiung (beispielsweise § 118 Abs. 6 EnWG) oder durch jeweilige individuelle Privilegierung anhand von Netzdienlichkeitskriterien gehoben werden.

Die EEG-Umlage stellt mit 6,756 ct/kWh (2020) einen großen potenziellen Flexibilitätshebel dar. So könnte die Bereitstellung von mehr Flexibilität angereizt werden, wenn EEG-Umlageprivilegierungen weniger vom Merkmal der Rückverstromung abhängig gemacht würden, sondern vielmehr die Netzdienlichkeit und die Marktorientierung entscheidende Kriterien bei der entsprechenden Privilegierung wären. So könnte im EEG, beispielsweise nachfolgend zu § 61l EEG 2017 in Anlehnung an § 6 Abs. 2 SINTEG-V normiert werden, dass eine EEG-Umlagereduzierung gewährt wird, wenn Strom in Zeiten bezogen wird, in denen der Netzbetreiber Maßnahmen zur Vermeidung eines Netzengpasses oder einer sonstigen Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ergreifen müsste oder der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse null oder negativ ist.

Weitere Flexibilitätspotenziale im Zusammenhang mit der EEG-Umlage könnten bei der Besonderen Ausgleichsregelung gehoben werden. Von dieser können nach §§ 63 ff. EEG 2017 grundsätzlich nur Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 1 GWh profitieren. Entsprechend sind die stromkostenintensiven Unternehmen auch regelmäßig strombezugsintensive Unternehmen, die ein erhebliches Flexibilitätspotenzial bergen. Die Begrenzung der EEG-Umlagezahlungspflicht orientiert sich aus wett-

⁶⁸ S. IKEM (2020), Veröffentlichung im Rahmen von WindNODE: Denkbare Weiterentwicklungsoptionen für die umfassende Flexibilisierung des Energiesystems und die Sektorenkopplung.

⁶⁹ BNetzA, Festlegung BK4-13-739 vom 11.12.2013, S. 3.

bewerbspolitischen Gründen nahezu ausschließlich an der Stromkostenintensität der Unternehmen. Die Flexibilitätsbereitstellung ist kein Kriterium für die EEG-Umlagebegrenzung. Lediglich ein zertifiziertes Energie- und Umweltmanagementsystem wird nach § 63 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 verlangt, mittels dessen Energieeinsparungs- und Effizienzpotenziale gehoben werden sollen. Zur Hebung der Flexibilitätspotenziale bei strom(kosten)intensiven Unternehmen könnte angedacht werden, Flexibilität in die Besondere Ausgleichsregelung zu integrieren bzw. zur Voraussetzung für deren Inanspruchnahme zu machen.

Zu berücksichtigen sind neben den wirtschaftlichen Auswirkungen der Integration von Flexibilität in die Besondere Ausgleichsregelung die Wechselwirkungen mit den Vorgaben zur Energieeffizienzverbesserung nach § 64 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 (Energiemanagementsystem). Denn gegebenenfalls gehen aufgrund technischer Restriktion und solcher im Betriebsablauf die Energieeffizienz und die Bereitstellung von Flexibilität nicht Hand in Hand, sondern widersprechen sich unter Umständen sogar.

Bei der steuerlichen Behandlung des Strombezugs (Stromsteuer) wurde ermittelt, dass Stromsteuerprivilegierungen für bestimmte Branchen, Technologien oder Prozesse gewährt werden, die originäre Flexibilitätsbereitstellung jedoch nicht durch das Stromsteuerrecht angereizt wird.

Flexibilitätsanreizend wäre ein stromsteuerlicher Rechtsrahmen, der technologieoffen diejenigen Letztverbraucher privilegiert, deren Strombezug sich an den Netz- und Marktzuständen orientiert. Entsprechend könnte – ähnlich dem Vorschlag bei der EEG-Umlage – in Anlehnung an § 6 Abs. 2 SINTEG-V eine Stromsteuerreduzierung im StromStG aufgenommen werden, die in solchen Zeiten greift, bei denen der Netzbetreiber Maßnahmen zur Vermeidung eines Netzengpasses oder einer sonstigen Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ergreifen müsste oder der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse null oder negativ ist. Eine gewisse Dynamisierung der Stromsteuer ist dem StromStG dabei nicht fremd. So galt gemäß § 9 Abs. 2a StromStG a. F. für Strom, der zum Betrieb einer Nachtspeicherheizung aus dem Stromnetz entnommen wurde, bis zum 31. Dezember 2006 ein ermäßigter Stromsteuersatz. Dabei war Ziel dieser Regelung, die Stromnachfrage in Zeiten geringen Verbrauchs (vor allem nachts) anzureizen. Eine entsprechende Neuregelung könnte in Zeiten von Netzengpässen oder negativen Strompreisen ebenfalls geeignete Lenkungswirkung entfalten.

Bei der Ausgestaltung wäre darauf zu achten, dass die jeweiligen Signale (Netzzustands- und Marktsignal) nicht zu einer unerwünschten Wechselwirkung führen, indem beispielsweise die Stromentnahme bei negativen Strompreisen zu lokalen Netzengpässen führt.

Weiterhin könnten Flexibilitätspotenziale gehoben werden, wenn die Ermittlungsgrundlage für den Stromsteuerbetrag von einer Mengen- hin zu einer Wertsteuer geändert würde. Die Stromsteuer würde dann nicht statisch nach § 3 StromStG auf 20,5 €/MWh, sondern in Abhängigkeit des Strompreises festgelegt, ähnlich der Umsatzsteuer (19% des Verkaufspreises). Bei geringen Strompreisen fiel die Stromsteuer entsprechend auch in geringerer Höhe an. Der geringere (bereits versteuerte) Strompreis würde entsprechend die Nachfrage erhöhen und so wiederum zu einer Stabilisierung der Börsenstrompreise führen. Ob bei negativen Strompreisen sogar eine Stromsteuergutschrift in Betracht kommt oder ob eine Deckelung der Stromsteuer in diesen Fällen auf null oder einen anderen Betrag geeigneter wäre, bedarf einer näheren (volkswirtschaftlichen) Untersuchung.

Auch gilt es weiterhin zu berücksichtigen, dass bei einer solchen Reform der Strombesteuerung etwaige Wechselwirkungen mit der Netzsituation zu beleuchten sind, damit nicht der marktorientierte Anlagenbetrieb zu (lokalen) Netzengpässen führt.

Für eine Änderung der Stromsteuer im genannten Sinne bedürfte es aufgrund der europarechtlichen Bezüge auch Anpassungen im europäischen Recht, insbesondere einer Änderung des Art. 4 RL 2003/96/EG dahingehend, dass der Steuerbetrag auch anhand des Wertes des elektrischen Stroms berechnet werden kann und nicht nur anhand der Menge.

Für flexibel einsetzbare Stromspeicher, die in Gewerbe- und Industriegebieten hinter Werksknotenpunkten betrieben werden (vgl. zur Problembeschreibung Kap. 6.1 Strombezogene Hemmnisse a. E.) gilt es, die Wechselprozesse sowie Mess- und Abrechnungskonzepte zu dynamisieren, um eine wirtschaftliche Gesamtoptimierung solcher Stromspeicher zu ermöglichen.

Produktbezogene Weiterentwicklungsmöglichkeiten (Sektorkopplung)

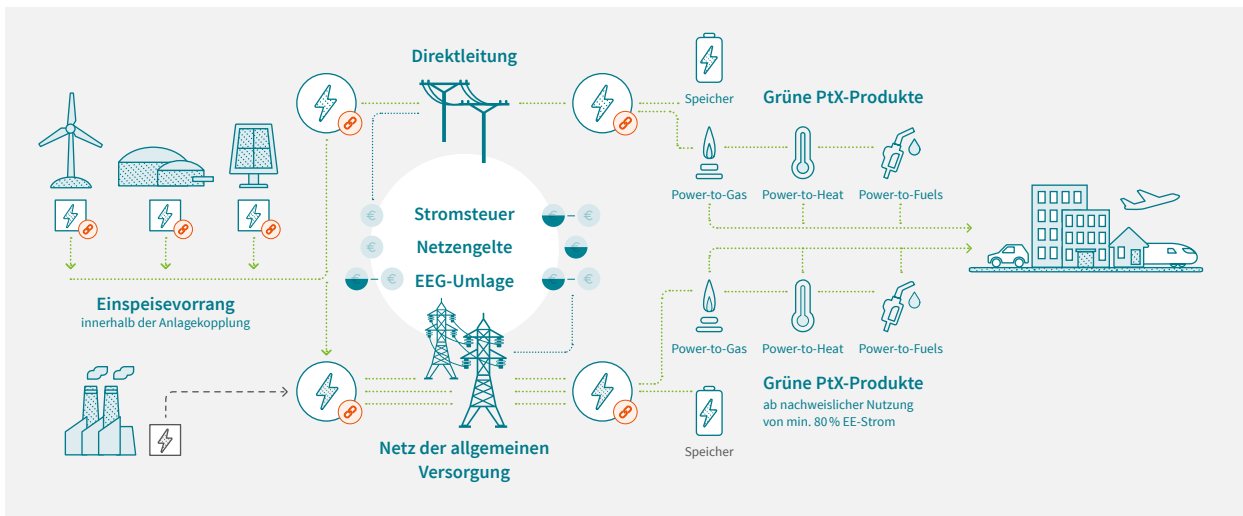
Neben den hohen Letztverbraucherabgaben auf den Strombezug steht den Sektorkopplungstechnologien produktseitig insbesondere die fehlende Möglichkeit der Weitergabe der grünen Eigenschaften des Stroms entgegen.

Dabei hemmt insbesondere, dass im Hinblick auf die Letztverbraucherabgaben die EE-Stromerzeugungsanlage und die Sektorkopplungsanlagen vom Rechtsrahmen als eigenständige und nicht als verbundene Anlagen, quasi als Einheit angesehen werden. Bei einem Strombezug über eine EE-Direktleitung ist die Deklaration von Sektorkopplungsprodukten als „grün“ grundsätzlich möglich, wohingegen sie bei Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung aufgrund des Ausschließlichkeitsgrundsatzes grundsätzlich ausgeschlossen ist.



Abbildung 27:

Letztverbraucherabgaben und Deklarationsmöglichkeiten von Sektorkopplungsprodukten – nach Vorschlag zur Weiterentwicklung.



Die nachfolgenden Vorschläge entstammen dem IKEM-Gutachten „Experimentierklauseln für verbesserte Rahmenbedingungen bei der Sektorkopplung“.⁷⁰ Darin wird neben den inhaltlich-juristischen Aspekten, die für dieses Papier von Relevanz sind, auch eine (ökonomische) Überprüfung der Ansätze im Rahmen einer Experimentierklausel vorgeschlagen.

Die Vorschläge adressieren weiterhin nicht nur das Hemmnis der fehlenden Möglichkeiten der Übertragung der „grünen“ Eigenschaft von EE-Strom in die anderen Sektoren, sondern auch die stromseitigen Hemmnisse, die aus den hohen Letztverbraucherabgaben auf Strom zur Sektorkopplung resultieren.

Im Einzelnen: Zunächst könnte ein neuer Anlagentypus in das Energierecht eingeführt werden, bei welchem eine oder mehrere Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit einer oder mehreren Anlagen zur Umwandlung des EE-Stroms in andere Energieträger (hierzu könnten auch Speichertechnologien gehören) zu einer Anlage verbunden, also gekoppelt, werden („Anlagenkopplung“). Diese Kopplung kann dabei grundsätzlich unabhängig von einer rechtlichen Trennung der einzelnen Anlagenbetreiber (kein Zwang zur Personenidentität, wie beispielsweise bei der Eigenversorgung), der Form der Stromlieferung (kein Zwang zur Direktleitung) sowie grundsätzlich unabhängig von einem unmittelbaren räumlichen Zusammenhang gewährt werden.

Damit wäre sowohl eine Kopplung über eine physische Direktleitung als auch die virtuelle Kopplung der Anlagen über das Netz der allgemeinen Versorgung möglich. Trotz

räumlicher Trennung und möglicher Personenverschiedenheit können die gekoppelten Anlagen als eine rechtliche Einheit fungieren und durch abgestimmtes Erzeugungs- und Entnahmemanagement system- und netzdienlich betrieben werden. Zudem würde durch die Kopplung von Erzeugungs-, Entnahme- und dazwischenstehenden Speicheranlagen die Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energien planbar. Entsprechend wird die Energiebereitstellung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien bedarfsgerecht ausgestaltet und vom Einspeisevorrang für EE-Anlagen, der seine Rechtfertigung in dieser fluktuierenden Eigenschaft findet, könnte abgerückt werden, was die Marktintegration erneuerbarer Energien genauso befördern würde wie der Verzicht auf eine EEG-Verfügung für die im Rahmen der Kopplung erzeugten Strommengen.

Um über die virtuelle Kopplung das tatsächliche Erreichen lokaler Netzdienlichkeit zu gewährleisten, könnte es sachgerecht sein, räumliche Einschränkungen für die zu koppelnden Anlagen zu definieren. Zweckmäßig könnte so beispielsweise die Kopplung im selben Landkreis bzw. in angrenzenden Landkreisen sein (in Anlehnung an die GemAV⁷¹ und Verteilungsnetzausbaubereiche). Denkbar ist auch eine Kopplung vor demselben Netzverknüpfungspunkt oder die Anlehnung an den 50 km-Radius im Rahmen der Regionalnachweise. Bezogen auf die Strommengen zwischen den beiden gekoppelten Anlagen könnten die belastenden Letztverbraucherabgaben reduziert werden bzw. gar vollständig entfallen. Hierfür wäre ein technologieoffenes Ausschreibungssystem geeignet, in welchem die Anlagenkopplungen auf die Höhe der notwendigen Reduzierungen und Befreiungen bieten. In

⁷⁰ Vgl. Kalis, M.; Yilmaz, Y., Schäfer-Stradowsky, S. (2019).

⁷¹ Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen – GemAV).

einem solchen Ausschreibungsverfahren könnten die Bieter angeben, wie viel Energie sie unter welchen Reduzierungen umwandeln und damit den anderen Sektoren zur Verfügung stellen.

Abbildung 27 folgt dem Muster der Abbildung 26. Die gekoppelten Anlagen werden durch ein Linksymbol dargestellt. Im Unterschied zur aktuell gültigen Rechtslage kann auch der Netzstrom als „grün“ gekennzeichnet werden und auch die Sektorkopplungsprodukte können eine Wertsteigerung gegenüber konventionellen Produkten durch die Kennzeichnungsmöglichkeit als „grün“ erfahren. Die (reduzierten) Letztverbraucherabgaben werden durch ein halbvolles Eurosymbol gekennzeichnet.

Um zu gewährleisten, dass die Deklaration der Sektorkopplungsprodukte als „grün“ auch gerechtfertigt ist, sollte sichergestellt sein, dass die Sektorkopplungsanlagen weit überwiegend Strom aus erneuerbaren Energien beziehen. Unter Einschränkung des Ausschließlichkeitsgrundsatzes kann so eine schrittweise Integration der Sektorkopplung gelingen.

6.4 Zwischenfazit

Zusammenfassend kann aus regulatorischer Sicht festgehalten werden, dass insbesondere die derzeitige Ausgestaltung der Strompreisbestandteile eine netzdienliche Fahrweise von Verbrauchern kaum bis gar nicht anreizt, sondern der bestehende Rechtsrahmen solche Flexibilität sogar teilweise behindert.

Um Geschäftsmodelle zu ermöglichen, welche Flexibilität im Energieversorgungssystem anreizen, ist eine Anpassung des regulatorischen Rahmens unerlässlich. Insbesondere gilt es, die Höhe der Letztverbraucherabgaben für den Strom auf regulatorischer Ebene ebenfalls flexibel auszugestalten. Dazu sollten in jedem Fall Vorgaben, die einen konstanten Strom-

Als Anknüpfungspunkt für die Anforderung des „weit überwiegenden EE-Stroms“ kann die Begriffsbestimmung für Biogas in § 3 Nr. 10c EnWG herangezogen werden, nach der Wasserstoff als Biogas gilt, wenn für den Elektrolyseprozess 80% EE-Strom Verwendung findet. Als Nachweis dieser Quote könnten sortenreine Bilanzkreise dienen, die bereits in § 20 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017 angelegt sind.

Um zu verhindern, dass über den vorgeschlagenen Ansatz der Anlagenkopplung nur Strommengen aus bestehenden EE-Anlagen in Sektorkopplungsanlagen umgeleitet werden, sondern stattdessen ein weiterer EE-Ausbau, der insbesondere vor dem Hintergrund der Sektorkopplung erforderlich ist, forciert wird, kann angedacht werden, bestimmte Leistungsquoten für die Sektorkopplungsanlagen festzulegen. Beispielsweise könnte der Leistungsanteil der Sektorkopplung auf 30–50% der EE-Erzeugungsleistung festgelegt werden. Dadurch kann gewährleistet werden, dass der EE-Erzeugungsausbau stets stärker voranschreitet als der sektorengekoppelte Verbrauch.

bezug unabhängig der konkreten Netzsituation belohnen, abgeschafft werden. Gestärkt werden können flexibilitätsbasierte Geschäftsmodelle, wenn netzdienlich bezogene Strommengen sich nicht negativ auf die Höhe der Letztverbraucherabgaben und -umlagen auswirken, sondern vielmehr unberücksichtigt bleiben.

Um die Sektorkopplung anzureizen, gilt es Regelungen zu schaffen, die die Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des Stroms in die anderen Sektoren ermöglichen. Hierzu kann die Schaffung eines neuen Anlagentyps im EnWG, die „Anlagenkopplung“, beitragen.

6.5 Ausblick: Grundlegende Anpassung des regulatorischen Rahmens

Teil 6.3 dieses Berichts hat sich den evolutionären Weiterentwicklungsoptionen der rechtlichen Rahmenbedingungen gewidmet, die sich insbesondere durch Anpassung einzelner Paragraphen, Gesetze oder untergesetzlicher Normen auszeichnen und dadurch verhältnismäßig einfach durch Gesetz- und Verordnungsgeber umgesetzt werden können.

Die Energiewende und die damit einhergehenden Herausforderungen, insbesondere der Umbau des Energieversorgungssystems auf fluktuierende erneuerbare Energien und das damit im Zusammenhang stehende Erfordernis an Flexibilität, sind jedoch durch grundlegende Systemveränderungen gekennzeichnet.

Gegebenenfalls genügen einzelne evolutionäre Anpassungen des rechtlichen Normgefüges nicht, um diesen Systemwechsel adäquat auf rechtlicher Ebene abzubilden, sondern bergen möglicherweise sogar die Gefahr, dass die energierechtlichen Rahmenbedingungen an Komplexität zunehmen und zu einer weiteren Zerstückelung der Regulierungslandschaft führen.

Entsprechend ist eine (rechtliche) Auseinandersetzung mit grundlegenden Eingriffen in die energiebezogene Regulierungsarchitektur erforderlich. Insbesondere die Netzentgeltsystematik und die CO₂-Bepreisung sind Gegenstand

aktueller Debatten, die auch in WindNODE zur Diskussion stehen und mit Expertenansichten aus dem Konsortium aus verschiedenen Perspektiven flankiert werden sollen. Diesen Diskussionen vorweggenommen sei, dass das Instrument der Bepreisung von CO₂-Emissionen zwar zu einer stärkeren Dekarbonisierung führen kann, erhebliche weitere Herausforderungen der Energiewende, wie beispielsweise die Flexibilisierung des Gesamtenergiesystems oder die Anpassung der Netzentgeltsystematik, hiervon jedoch weniger oder gar nicht betroffen sind. Die CO₂-Bepreisung muss daher ein Instrument eines ganzen Maßnahmenbündels sein, um das Ziel der Energiewende zu erreichen.



Testimonial

Hannes Doderer (IKEM)

Mit dem SINTEG-Programm wurde seitens des BMWi ein umfassendes Förderprogramm ins Leben gerufen, das die Erprobung der Energiewende in der Praxis ermöglicht. Aus regulatorischer Perspektive bildet die SINTEG-Verordnung, basierend auf der Verordnungsmächtigung des § 119 EnWG, die wichtigste Grundlage für regulatorisches Lernen mit dem Ziel, die Integration großer Strommengen aus erneuerbaren Energien in das Gesamtenergiesystem zu ermöglichen.

Diese Form des regulatorischen Lernens auf Basis von Experimentierklauseln ist bislang einzigartig in Deutschland und positiv hervorzuheben. Die Erfahrungen mit der SINTEG-V sind entsprechend wertvoll für die Energiewende und den Umgang mit Innovationen und Recht.

Wichtig ist jedoch, dass die SINTEG-V als Startschuss für das regulatorische Lernen verstanden wird. Die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, dass Experimentierklauseln, Reallabore sowie ganze Sonderförderregionen als regulatorische Maßnahmen in den Blick zu nehmen sind, sind ernst zu nehmen und in den relevanten Gesetzen umzusetzen.

Die Energiewende und Begleitthemen wie der Strukturwandel adressieren nämlich nicht nur technische und ökonomische Fragestellungen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen können Anreize oder Hemmnisse für die Energiewende setzen und unterliegen somit gleichermaßen einem notwendigen und zu begleitenden Transformationsprozess. Das regulatorische Lernen und die Reallabore dürfen sich vor diesem Hintergrund nicht auf ein bloß retrospektives Auswerten der Erfahrungen im Anschluss an die Laborzeit beschränken. Regulatorisches Lernen und regulatorische Innovationen sollten bereits von Beginn an Teil der Reallabore und der Ideenwettbewerbe sein.

Experimentierklauseln wie die SINTEG-V bilden die Grundlage für Energiewende-Innovationen und ein neues Energiewendesign. Sie gehen weiter als bloße Ausnahmegesetze und Privilegierungen in einzelnen Gesetzen, die letztlich zu einer zunehmenden Komplexität des Energierechts beitragen. Zugleich unterliegen auch Experimentierklauseln räumlichen, zeitlichen und vor allem inhaltlichen Grenzen. Ein größerer Rahmen für Innovationen kann jedoch über technologie- und themenoffene Sonderförderregionen erreicht werden, bei denen begrenzte Ausnahmen und Deregulierung in allen Wirtschaftsbereichen getestet werden können. Fachgesetzliche Experimentierklauseln sind dabei möglich, aber nicht zwingend notwendige Instrumente für die Schaffung solcher Sonderförderregionen auf Basis allgemeiner Gesetze.

Sonderförderregionen bieten die Chance, die Energiewende und auch den damit einhergehenden Innovationsbedarf in anderen Wirtschaftsbereichen im geschützten Raum technisch, ökonomisch und regulatorisch zu testen, zu bewerten und daraus die erforderlichen Anpassungen für die entscheidende 2. Phase der Energiewende abzuleiten.

Diese Chance dürfen wir nicht ungenutzt lassen!



Take-Away-Kasten Kapitel 6

Der flexible Einsatz von Stromverbrauchern wird durch die derzeitige Umlagen- und Abgabensystematik stark gehemmt, da Privilegierungen bezüglich der Letztverbraucherabgaben einzelnen Technologien oder Branchen gewährt werden und Flexibilitätsbeiträge kaum angereizt, teilweise sogar gehemmt werden. Den SINTEG-Schaufenster ist gemein, dass speziell und ausschließlich für den Teilnehmerkreis mit der SINTEG-V eine Modifikation des sonst gültigen Rechtsrahmens geschaffen wurde. Wirtschaftliche Nachteile, die aufgrund einer netzdienlichen oder marktorientierten Projektstätigkeit bzw. Anlagenfahrweise entstehen, werden durch die SINTEG-V erstattet. Dies betrifft insbesondere die EEG-Umlage und die Netzentgelte, die bei Strombezug grundsätzlich zu entrichten sind, durch die SINTEG-V aber reduziert oder gar nicht anfallen. Wichtige Einschränkung ist jedoch, dass lediglich ein Nachteilsausgleich stattfindet, wirtschaft-

liche Vorteile abgeschöpft und echte Anreize so nicht gesetzt werden. Dieser Umstand führt neben hohen bürokratischen, prozessualen und administrativen Hürden dazu, dass nur wenige Teilnehmer von der SINTEG-V Gebrauch gemacht haben. Trotzdem ist die SINTEG-V als Erfolg zu werten, da allein ihre Existenz für viele Partner entscheidend für die Beteiligung bei WindNODE war. Zukünftig sollte der Rechtsrahmen mit Bezug zu den Letztverbraucherabgaben so modifiziert werden, dass technologieneutrale Anreize für die Flexibilitätsbereitstellung gesetzt werden, um ein „level playing field“ zwischen den verschiedenen Technologien zu schaffen und damit Wettbewerb zu erzeugen. Zusätzlich gilt es, die Übertragungsmöglichkeiten der grünen Eigenschaft des Stroms in die anderen Sektoren zu stärken, um so den wirtschaftlichen Einsatz der Sektorkopplung zu ermöglichen.

7

Ausblick

Die Vision der umweltfreundlichen, nachhaltigen Energieversorgung, die zu 100 % auf erneuerbaren Energien basiert, kann nur durch viele Puzzle-Stücke Realität werden. Flexibilität und Speicherung spielen dabei eine wichtige Rolle, sind aber neben dem Ausbau der Erneuerbaren, der damit einhergehenden Partizipation und Akzeptanz, der Energieeffizienz und dem Netzausbau nur eine von mehreren wichtigen Säulen, die gemeinsam vor dem Hintergrund der Ökologie zum Erfolg der Energiewende beitragen müssen. Durch Flexibilität kann die Abfederung der Volatilität der Erneuerbaren im Sinne eines system- und netzdienlichen Verhaltens gelingen. Sie gehört zusammen mit Netzengpassmanagement dem Instrumentenmix der Transformation des Energiesystems an.

Prinzipiell ist jedoch zu erwarten, dass mit dem Rückgang der konventionellen Erzeugungstechnologien das Flexibilitätsangebot sinken wird und im Kontrast dazu durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien mehr Flexibilität benötigt wird. Die Nutzung und Vermarktung von Flexibilitätsoptionen wird dementsprechend zukünftig an Relevanz gewinnen und neben dem Ausbau der Netze und der Speicher einen weiteren Grundpfeiler des Energiesystems 2.0 bilden. Daraus ließe sich schließen, dass die Preise für die Bereitstellung von Flexibilität mittel- und langfristig steigen werden. Dennoch wird eine der zentralen politischen und regulatorischen Herausforderungen der nächsten Phase der Energiewende darin bestehen, geeignete Spielregeln für neue Flexibilitätsoptionen wie flexible Lasten, Speicher und Power-to-X-Technologien zu implementieren, sodass Anbieter gewinnbringende Geschäftsmodelle mit angemessenem Aufwand realisieren können. Die schrittweise Einführung der CO₂-Bepreisung wird dazu beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit und damit die Rentabilität gegenüber Technologien auf Basis fossiler Energieträger zu erhöhen. Zukünftig sind Regelungen insbesondere zu den Letztverbraucherabgaben wünschenswert, die technologieneutrale, aber auch mit ökologischen Kriterien flankierte Anreize für die Flexibilitätsbereitstellung setzen, um ein ökologisch vorteilhaftes „level playing field“ zwischen den verschiedenen Flexibilitätstechnologien zu schaffen. Experimentierklauseln wie die SINTEG-V stellen dabei hervorragende Möglichkeiten dar, Innovationen im Recht auszuprobieren und anschließend schrittweise in den geltenden Rechtsrahmen zu integrieren. Neben materiellen Modifikationen des Energierechts sollten bei zukünftigen Experimentierklauseln aber auch prozessuale und administrative Aspekte mitbedacht werden. Wichtig ist jedoch, dass die SINTEG-V als Startschuss für das regulatorische Lernen verstanden wird. Die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, dass Experimentierklauseln, Reallabore sowie ganze Sonderförderregionen als regulatorische Maßnahmen in den Blick zu nehmen sind, sind ernst zu nehmen und in Gesetzen umzusetzen.

In den letzten Jahren ist die Anzahl der Eingriffe in das Stromnetz aufgrund der zunehmenden räumlichen Entkopplung von Erzeugung und Last stark gestiegen. Kurzfristig ist der Ausbau der Stromnetze die volkswirtschaftlich gebotene Maßnahme, um Netzengpässe und insbesondere die Abregelung von EE-Anlagen zu verringern. Langfristig muss die Lösung jedoch auch darin bestehen, einerseits Anreize zu einer gleichmäßigen Verteilung von Erzeugungsanlagen zu schaffen und andererseits weitere Anlagentypen, z. B. Power-to-X-Anwendungen und flexible Verbraucher, bei der Netzengpassbewirtschaftung nutzbar zu machen.

Insbesondere flexible Lasten können nur schwer in das bestehende regulatorisch-kostenbasierte Redispatch-System integriert werden. Dies wäre nur dann möglich, wenn Netzbetreiber für eine adäquate Entschädigung die subjektive

Zahlungsbereitschaft von Stromverbrauchern abschätzen könnten. Dies dürfte aufgrund der individuellen Charakteristika der Betreiber und Anlagentypen in der Regel äußerst kompliziert und somit nicht praktikabel sein. Dieses Problem besteht bei einem auf Marktmechanismen beruhenden Redispatch nicht, weil die Marktteilnehmer ihre gewünschte Vergütung in Form von Geboten selbst bestimmen können. Damit ein Markt für Flexibilität zur Netzengpassbewirtschaftung effizient funktionieren kann, wird eine regulatorische Lösung für das INC-DEC-Gaming⁷² zwingend erforderlich sein. Aktuell werden verschiedene Lösungen diskutiert, wie z. B. ein Hybrid-Modell, bei dem Flexibilität auf einer Plattform angeboten wird und der Netzbetreiber entscheidet, ob er den Engpass mit klassischem Redispatch oder durch das Aktivieren der Flexibilitätsoption behebt. Eine andere diskutierte Lösung ist die statistische Nicht-Bezuschlagung, bei der ein Anbieter nicht sicher sein kann, ob sein Gebot zur Behebung des Engpasses angenommen wird und sich sein strategisches Fehlverhalten auszahlt. Mithilfe dieser Maßnahmen kann das Risiko des INC-DEC-Gamings gemindert werden und die Erschließung des noch ungenutzten Flexibilitätspotenzials zu einer volkswirtschaftlich effizienteren Behebung von Netzengpässen führen.

Im zukünftigen Energiesystem wird auch der Koordination der Netzbetreiber über alle Spannungsebenen eine maßgebliche Rolle zukommen. Um Flexibilitätsoptionen aus niedrigeren Spannungsebenen sinnvoll zu erschließen, bedarf es einer Abstimmung zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern, damit Lösungen auf der einen Spannungsebene nicht zu größeren Problemen auf anderen Ebenen führen. Dabei ist zu beachten, dass insbesondere in der Niederspannung die Einbindung der Elektromobilität und der zahlreichen Prosumer für neue Herausforderungen sorgen wird. Durch sie wird sich das Verbraucherverhalten stark ändern und Netze werden vermehrt einem bidirektionalen Stromfluss ausgesetzt sein. Historisch gesehen war es nicht notwendig, Datenkabel in der Niederspannung zu verlegen. Dies hat dazu geführt, dass der Betriebszustand dieser Spannungsebene aktuell nicht beobachtbar ist. Einer Netzüberwachung wird aber in Zukunft eine höhere Bedeutung zukommen, weil beispielsweise das Laden von Elektroautos zu höheren Gleichzeitigkeitswirkungen führen und damit die Höchstlast ansteigen würde, wenn keine übergeordnete Steuerung erfolgte. Um diese Herausforderungen bewältigen zu können, werden neue Lösungen wie die „Pager DX“ und andere Aktorik- und Sensorik-Systeme zum Einsatz kommen. Für die Niederspannung ist es von besonderem Interesse, eine regulatorisch einfache Lösung mit niedriger Komplexität für den Einsatz von flexiblen Verbrauchern zu finden, damit die schnelle Umsetzbarkeit in der breiten Masse möglich ist.

⁷² INC-DEC-Gaming wird in Kapitel 3 näher erläutert (siehe 3.3. Einfluss der Gesetzgebung seit Projektstart).

Anhang

Abkürzungen

Literaturverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Bildnachweise

Impressum

Abkürzungen

AbLaV	Abschaltbare-Lasten-Verordnung	OtC	Over the Counter (Direkthandel)
Ah	Amperestunden		
API	Application Programming Interface		
		PFR	Pager-Funkrundsteuerungssystem
BEHG	Bundesemissionshandelsgesetz	PKI	Public-Key-Infrastruktur
BENE	Berliner Programm für nachhaltige Entwicklung	POCSAG-Protokoll	Post-Office-Code-Standard-Advisory-Group-Protokoll
BGH	Bundesgerichtshof	PRL	Primärregelleistung
BHKW	Blockheizkraftwerk	PSW	Pumpspeicherwerk
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher	PtC	Power-to-Cold
BMF	Bundesministerium der Finanzen	PtH	Power-to-Heat
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	PtX	Power-to-X
BNetzA	Bundesnetzagentur		
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik	SDL	Systemdienstleistungen
		SINTEG	Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“
CEP	Clean Energy Package	SINTEG-V	Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm SINTEG („Experimentierklausel“, engl. „regulatory sandbox“)
Ct	Cent		
		SMGW	Smart Meter Gateway
DMZ	Demilitarisierte Zone	SNL	Schnell abschaltbare Lasten
DSM	Demand Side Management	SOC	Security Operations Center
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.	SOL	Sofort abschaltbare Lasten
		SRL	Sekundärregelleistung
EE	Erneuerbare Energien	StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz		
EEX	European Energy Exchange	TAB-Protokoll	Telocator-Alphanumeric-Protokoll
EisMan / EinsMan	Einspeisemanagement	TCP / IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol
EMT	aktiver Marktteilnehmer	TE	Technische Einheiten
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	TFR	Tonfrequenzrundsteuerung
EPEX	European Power Exchange	TRL	Tertiärregelleistung
EuGH	Europäischer Gerichtshof	TWh	Terrawattstunde
EUREF-Campus	Europäisches-Energieforum-Campus		
		ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
GemAV	Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen	VKW	Virtuelles Kraftwerk
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	VNB	Verteilungsnetzbetreiber
GW	Gigawatt	VPN	Virtual Private Network
GWh	Gigawattstunde		
HS	Hochspannungsebene		
IGCC	International Grid Control Cooperation		
IKEM	Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V.		
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie		
INC-DEC-Gaming	Increase-Decrease-Gaming		
kW	Kilowatt		
kWh	Kilowattstunde		
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung		
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz		
MPES	Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom)		
MRL	Minutenreserveleistung		
MS	Mittelspannungsebene		
MW	Megawatt		
MWh	Megawattstunde		
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz		
NS	Niederspannungsebene		

Literaturverzeichnis

50Hertz (2019): Jahresbericht 2018.

- ▶ Abrufbar unter: <https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Medien/50Hertz%20Jahresbericht%202018.pdf?ver=2019-06-17-113106-780>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

50Hertz (2020): Jahresbericht 2019.

- ▶ Abrufbar unter: <https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Medien/Publikationen/50Hertz-Jahresbericht-2019.pdf?ver=2020-04-21-135549-533>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2019a): Ausschreibungsübersicht.

- ▶ Abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2019b): Gemeinsame Ausschreibung Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Minutenreserveleistung.

- ▶ Abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>, <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>, <https://www.regelleistung.net/ext/static/mrl>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2019c): MR/SRL: Aussetzung Vergabe nach Mischpreisverfahren, Wiedereinführung des Leistungspreisverfahrens.

- ▶ Abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2019d): Ausschreibungsübersicht.

- ▶ Abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/tender/>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

BMWi (o. J.): Reallabore – Testräume für Innovation und Regulierung.

- ▶ Abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/reallabore-testraeume-fuer-innovation-und-regulierung.html>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

BNetzA (2011) Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zur Vereinheitlichung der Bilanzkreisverträge (BK6-06-013). Bonn, 2011.

Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

BNetzA (2013) Bundesnetzagentur: Bilanzkreisvertrag.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/838_bilanzkreisvertrag/bk_vertrag_node.html.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

BNetzA (2014) Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2014.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

BNetzA (2015) Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2015.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

BNetzA (2017) Bundesnetzagentur: Flexibilität im Stromversorgungssystem. Diskussionspapier.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

BNetzA (2018a) Bundesnetzagentur:

Anlage 3 zum Beschluss BK6-18-032 Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen (Strom) (MPES) S. 18f.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-032/BK6-18-032_anlage_3_mpes.pdf;jsessionid=B35C989FEE6219786837F5163D58F5D2?__blob=publicationFile&v=3.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

BNetzA (2018b) Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2018.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=7.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

BNetzA (2018c) Bundesnetzagentur:

Pressemitteilung – Bundesnetzagentur ändert Zuschlagsmechanismus bei Ausschreibung von Regellenergie.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2018/20180516_Regellenergie.pdf;jsessionid=6D04AD4E91F720D712FC9BD742E893F7?__blob=publicationFile&v=2.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

BNetzA (2019) Bundesnetzagentur:

BK6-18-004 – Vorschlag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gemäß Art. 18 Abs. 1 lit. a der Verordnung (EU) 2017 / 2195 (EB-Verordnung) für die Modalitäten für Regelreserveanbieter – Einführung eines Regelarbeitsmarktes.

- ▶ Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-004/BK6-18-004-RAM_Beschluss_vom_02_10_2019.html.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

BNetzA (2020) Bundesnetzagentur:

Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2019.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=5.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

Dena (2018):

Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte – Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik.

Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH.

Doderer, H.; Schäfer-Stradowsky, S. (2019):

Bestandsaufnahme der rechtlichen Hemmnisse und Anreize für die umfassende Flexibilisierung des Energiesystems, Juli 2018.

Entstanden im Zuge von WindNODE.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2020/03/WindNODE_Bestandsaufnahme-regulatorische-FlexHemmnisse.pdf.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

Ecofys und Fraunhofer IWES (2017):

Smart-Market-Design in deutschen Verteilungsnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

EEX (2019): Börsenordnung der EEX. Version 0040g.

- ▶ Abrufbar unter: <https://www.eex.com/de/handel/verordnungen-und-regelwerke/regulierter-markt>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

EPEX (2019a): EPEX SPOT Operational Rules.

- ▶ Abrufbar unter: <https://www.epexspot.com/de/extras/download-center/dokumentation>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

EPEX (2019b): Marktdaten Day-Ahead-Auktion, Intraday-Auktion, Kontinuierlicher Intraday-Handel.

- ▶ Abrufbar unter: <https://www.epexspot.com/de/marktdaten>, <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/intradayauktion>, <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/intradaycontinuous>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

Europäische Kommission (2017):

Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung) vom 23.02.2017, COM (2016) 861 final. Siehe insbesondere Art. 12.

- ▶ Abrufbar unter: <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/DE/COM-2016-861-F1-DE-MAIN-PART-1.PDF>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

Europäische Union (2019): Verordnung (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt. Artikel 13 Abs. 3d.

- ▶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN>.
Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

ewi ER&S, Fraunhofer FIT und FIM (2017):

Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität – Status-Quo-Analyse und Metastudie.

Förderer: Bundesministerium für Bildung und Forschung.

IEA (2014): The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems.

Paris.

IKEM, Universität Leipzig, TU Berlin, Siemens (2019): Technologieneutralität und ökologische Wirkung als Maßstab der Regulierung von Flexibilitätsoptionen im Energiesystem.

Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1 – 2/19.

IKEM (2020): Denkbare Weiterentwicklungsoptionen für die umfassende Flexibilisierung des Energiesystems und die Sektorenkopplung.

Veröffentlichung im Rahmen von WindNODE.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2020/04/20201_IKEM_WindNODE_Gutachten_Weiterentwicklungsoptionen_Flexibilisierung_Sektorenkopplung.pdf.

Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

Kalis, M.; Yilmaz, Y., Schäfer-Stradowsky, S. (2019): Experimentierklauseln für verbesserte Rahmenbedingungen bei der Sektorenkopplung im Auftrag des Ministeriums für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern, November 2019.

- ▶ Abrufbar unter: <https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/03/Experimentierklausel-f%C3%BCr-verbesserte-Rahmenbedingungen-bei-der-Sektorenkopplung.pdf>.

Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

Koch, C. und Hirth, L. (2019): Short-Term Electricity Trading for System Balancing – An Empirical Analysis of the Role of Intraday Trading in Balancing Germany’s Electricity System. Renewable and Sustainable Energy Reviews.

Neon und Consentec (2018): Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem.

Studie im Auftrag des BMWi.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

Neon und Consentec (2019): Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland.

Studie im Auftrag des BMWi.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

Ocker, F. und Ehrhart, K.-M. (2017):

The “German Paradox” in the balancing power markets, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 67, S. 892 – 898.

Schäfer-Stradowsky, S.; Kalis, M. (2019): Innovationsgrad des Energiewenderechts, EnWZ 2019, 104, 106 zurück.

Sie werden auch von Hoffmann-Riem, in: Sauer/Lang, Paradoxien der Innovation: Perspektiven sozialwissenschaftlicher Innovationsforschung, 1999, S. 13 ff.

VDN (2003) Verband der Netzbetreiber – VDN – e. V. beim VDEW:

TransmissionCode 2007 – Anhang D 1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB (Stand August 2003).

VDN (2007) Verband der Netzbetreiber – VDN – e. V. beim VDEW:

TransmissionCode 2007 – Anhang D 3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung (Stand 24.08.2007).

VDN (2009) Verband der Netzbetreiber – VDN – e. V. beim VDEW:

TransmissionCode 2007 – Anhang D 2: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB.

WindNODE (2019): Thesenpapier „Flexibilität“.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Publikationen/190226_WindNODE_Signature_Paper_Thesenpapier_Flexibilitaet_web.pdf.

Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

Zypries, B. (2016): Antwort auf die schriftliche Frage an die Bundesregierung von Oliver Krischer.

- ▶ Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2016/5-288.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Zuletzt aufgerufen am 12.08.2020.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht zu Prozessen und Maßnahmen für marktliche und netzbezogene Flexibilitätsoptionen.	11
Abbildung 2:	Jährliches Handelsvolumen der stündlichen Day-Ahead-Auktion und der drei Intraday-Märkte.	12
Abbildung 3:	Stunden mit hohen bzw. negativen Preisen am Day-Ahead- und Intraday-Stundenmarkt.	13
Abbildung 4:	Durchschnittlicher Verlauf der Preise der Intraday-Viertelstundenauktion im Jahr 2018.	13
Abbildung 5:	Ausgeschriebene Leistung für PRL, SRL und MRL.	15
Abbildung 6:	Mittlere Leistungs- und Arbeitspreise für PRL, SRL und MRL.	15
Abbildung 7:	Energiemengen für Redispatch, Netzreserve und Einspeisemanagement in Deutschland.	16
Abbildung 8:	Kosten für Redispatch, Netzreserve und Einspeisemanagement in Deutschland.	17
Abbildung 9:	Qualitative Einordnung des technischen Flexibilitätspotenzials hinsichtlich der gewünschten Wirkung auf den Lastfluss im Stromnetz.	20
Abbildung 10:	Theoretisches technisches Potenzial nach Flex-Typ in der WindNODE-Region.	20
Abbildung 11:	Theoretisches technisches Potenzial von Flexibilität auf der Nachfrageseite.	21
Abbildung 12:	Theoretisches technisches Potenzial auf der Erzeugerseite in der WindNODE-Region. Annahmegemäß tragen Wind- und PV-Anlagen nur mit 70 % ihrer installierten Leistung zum positiven Flexibilitätspotenzial bei.	22
Abbildung 13:	Technisches Potenzial von stationären Batteriespeichern in der WindNODE-Region.	22
Abbildung 14:	Technisches Potenzial für Sektorkopplungsanlagen (Power-to-Heat in Fernwärmesystem, Elektrolyseure und mobile Batteriespeicher) in der WindNODE-Region.	23
Abbildung 15:	Theoretisches technisches Flex-Potenzial in der WindNODE-Region.	23
Abbildung 16:	Aufteilung der Flexibilitätsnutzung nach Redispatch 2.0.	25
Abbildung 17:	Übersicht über Funktionsweise der Flexibilitätsplattform.	26
Abbildung 18:	Folgetagsprodukt auf der Flexibilitätsplattform.	27
Abbildung 19:	Intraday-Produkt auf der Flexibilitätsplattform.	27
Abbildung 20:	Unterteilung der Vermarktungsoptionen für flexible Lasten nach Aktivierungszeit.	33
Abbildung 21:	Vermarktung über virtuelle Kraftwerke (VKW).	43
Abbildung 22:	Vermarktung über Flexibilitätsplattform.	44
Abbildung 23:	Steuerungssystem in vereinfachter Ansicht.	48
Abbildung 24:	Bisherige Funktionsstufen des Pager-Funkrundsteuerungssystems.	49
Abbildung 25:	Systemaufbau nach WindNODE.	50
Abbildung 26:	Letztverbraucherabgaben und Deklarationsmöglichkeiten von Sektorkopplungsprodukten – nach derzeitiger Rechtslage.	55
Abbildung 27:	Letztverbraucherabgaben und Deklarationsmöglichkeiten von Sektorkopplungsprodukten – nach Vorschlag zur Weiterentwicklung.	61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Eigenschaften der Regelleistungsprodukte.	14
------------	---	----

Bildnachweise

Siemens AG: Seite 32, 34
 BMW AG: Seite 35, 37
 GASAG Solution Plus GmbH: Seite 39, 40
 ahnenenkel.com / Silke Reents: Seite 42, 43, 45

Impressum

HERAUSGEBER

WindNODE-Verbundkoordination

c/o 50Hertz Transmission GmbH
Projektleitung: Markus Graebig (V.i.S.d.P.)
Heidestraße 2 | 10557 Berlin
T +49 30 5150 2805
F +49 30 5150 2877
info@windnode.de
www.windnode.de

► *WindNODE ist Teil des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Verbundkoordinator von WindNODE ist die 50Hertz Transmission GmbH.*

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2 | 10557 Berlin
T +49 30 5150 0
F +49 30 5150 2199
info@50hertz.com
www.50hertz.com

Vorsitzender des Aufsichtsrats

Christiaan Peeters

Geschäftsführer

Stefan Kapferer (Vorsitz), Sylvia Borchering,
Dr. Frank Golletz, Dr. Dirk Biermann, Marco Nix

Sitz der Gesellschaft

Berlin

Handelsregister

Amtsgericht Charlottenburg, HRB 84446

AUTOREN

Dr. Severin Beucker, Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH
Hannes Doderer, IKEM e. V.
Alexander Funke, BMW AG
Dr. Christopher Koch, vorm. TU Berlin
Dr. Hendrik Kondziella, Universität Leipzig
Jörn Hartung, Siemens AG
Dr. Sandra Maeding, Stromnetz Berlin GmbH
Dr. Henning Medert, vorm. WindNODE-Verbundkoordination, 50Hertz Transmission GmbH
Dr. Georg Meyer-Braune, 50Hertz Transmission GmbH
Dr. Michael Rath, GASAG Solution Plus GmbH
Niko Rogler, WindNODE-Verbundkoordination, 50Hertz Transmission GmbH

KONZEPT UND GESTALTUNG

Heimrich & Hannot GmbH

REDAKTION

Niko Rogler, WindNODE-Verbundkoordination, 50Hertz Transmission GmbH

DISCLAIMER

Alle in der vorliegenden Publikation enthaltenen Angaben und Informationen wurden, soweit nichts Anderweitiges vermerkt ist, von der WindNODE-Verbundkoordination, von der 50Hertz Transmission GmbH oder Dritten im Rahmen des Zumutbaren sorgfältig recherchiert und geprüft. Für Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität übernehmen jedoch weder die WindNODE-Verbundkoordination noch die 50Hertz Transmission GmbH noch Dritte eine Haftung oder Garantie. Die WindNODE-Verbundkoordination und die 50Hertz Transmission GmbH haften nicht für direkte oder indirekte Schäden, einschließlich entgangener Gewinne, die aufgrund von oder in Verbindung mit Informationen entstehen, die in dieser Publikation enthalten sind.

WindNODE ist ein pluralistisches Projekt – auch und gerade mit Blick auf die mitwirkenden und angesprochenen Personen. Für uns zählen Menschen, unabhängig von ihrem Geschlecht. Den Autorinnen und Autoren des WindNODE-Syntheseberichts Flexibilität, Regulierung und Markt liegt daher eine durchgehend geschlechterneutrale Sprache am Herzen, um die wir uns nach bestem Vermögen bemüht haben.



WINDNODE