

Durch Sektorenkopplung zu einer ökonomischen und intelligenten Energieversorgung

Perspektive eines Übertragungsnetzbetreibers

Sebastian Schleich, Bastiaan Milatz, Christoph Kohler und Andreas Langer

Die deutsche Energiewirtschaft befindet sich inmitten eines Paradigmenwechsels und die Übertragungsnetze sind zu einem Schlüsselement dieses Wandels geworden. Der Erfolg der zweiten Phase der Energiewende hängt, wie hier gezeigt wird, wesentlich davon ab, wie die Potenziale der Kopplung verschiedener Sektoren erfolgreich zur Flexibilisierung des Energiesystems genutzt werden können.

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien, dem Kernenergieausstieg sowie dem gesetzlich verankerten Ausstieg aus der Kohleverstromung ist die erste Phase der Energiewende geprägt durch eine grundlegende Veränderung der Stromerzeugung. Auf dem eingeschlagenen Dekarbonisierungspfad mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 wird sich dieser Wandel fortsetzen – begleitet durch eine zunehmend sektorenübergreifende Transformation [1].

Die Volatilität der Stromerzeugung und die Veränderung ihrer geografischen Verteilung führen dazu, dass die Netzbetreiber in das System eingreifen müssen, um die Systemicherheit zu gewährleisten. Eine Anpassung der historisch auf kurze Transportdistanzen ausgerichteten Infrastruktur durch Optimierung, Verstärkung und Ausbau der Netze ist zur Bewältigung der energiepolitischen Ziele von essenzieller Bedeutung.

Auch die Sektoren Mobilität, Industrie und Wärme sind im Zuge der Dekarbonisierung einem grundlegenden Systemwandel unterworfen und befinden sich auf dem Pfad zunehmender Elektrifizierung. Diese Entwicklungen führen dazu, dass sich neben der Erzeugungs- auch die Nachfragestruktur grundlegend ändert. Beide Entwicklungen zusammen erfordern eine Flexibilisierung und Kopplung des Gesamtsystems, welche mit umfassenden Herausforderungen auf technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Ebene verbunden ist.

Die in Frage kommenden Kopplungstechnologien (z.B. Power-to-Gas, Power-to-Mobility, Power-to-Industry) ermöglichen, dass sowohl die Speicherpotenziale der Elektromobilität



Im Rahmen der Sektorenkopplung und der Koordinierung einer Vielzahl unterschiedlicher Industrien und Akteure nehmen Netzbetreiber eine Schlüsselrolle ein
Bild: Adobe Stock

als auch die der Industrie für die Stromversorgung nutzbar gemacht werden können. Durch Lastverschiebung oder Rückeinspeisung kann die zusätzliche Systemflexibilität einen erheblichen Beitrag sowohl zur temporären Deckung einer kurzfristig gestiegenen Stromnachfrage als auch zur Systemstabilisierung leisten. Dieser systemische Beitrag der Sektorenkopplung soll hier beispielhaft für das Betrachtungsjahr 2035 aufgezeigt werden.

Marktwirtschaftliche Prinzipien bilden den Grundstein für die Sektorenkopplung

Die zielkonforme Umsetzung der Sektorenkopplung bedingt eine enge Abstimmung der technischen Entwicklungen zwischen den verschiedenen Akteuren der jeweiligen Branchen. Ein abgestimmtes Voranschreiten der Entwicklungen im Energie- bzw. Infrastruk-

turbereich und den Sektoren Mobilität, Industrie und Wärme ist daher ein unverzichtbarer Baustein einer effizienten Umsetzung der Sektorenkopplung. Regulatorische Impulse – basierend auf marktwirtschaftlichen Prinzipien – sollten daher einen geeigneten Rahmen geben und den Aufbau fördern.

Zur Ableitung wesentlicher Etappen auf dem Weg der Realisierung der Sektorenkopplung – und damit auch der Energiewende – ist zunächst die Formulierung eines Zielbildes erforderlich. Darauf basierend können die fundamentalen Phasen für den Erfolg der Sektorenkopplung abgebildet werden.

Doch wie sieht die Sektorenkopplung im Jahr 2035 aus? Basierend auf dem Netzentwicklungsplan (2021; Szenario B2035) ist ein realistisches Szenario in Abb. 1 und 2 dargestellt [2], [3].

Auch wenn es unterschiedliche Expertenmeinungen zur Ausprägung einzelner Energieträger und zur Höhe des Nettostromverbrauchs gibt, so sind die Entwicklungen für das bestehende Energiesystem herausfordernd. Der Wegfall von konventioneller Leistung – bei steigendem Strombedarf – wird durch die Leistungszunahme aus erneuerbaren Energien überkompensiert. Hieraus resultiert eine zunehmende Volatilität der Energieerzeugung, welche zu einem steigenden Bedarf an Flexibilitätsleistungen führt, die aus verschiedenen Sektoren bereitgestellt werden können.

Systemdienstleistungen: Auch in 2035 erforderlich für eine jederzeit sichere Stromversorgung

Auch im Jahr 2035 setzen Übertragungsnetzbetreiber Systemdienstleistungen ein, um Frequenz, Spannung und Leistungsbelastung innerhalb der Grenzwerte zu halten und so die Stromversorgung jederzeit sicherzustellen. Wie heute sind dabei zur Frequenzhaltung der Einsatz von Regelreserve sowie Redispatch-Maßnahmen zur Vermeidung von lokalen oder überregionalen Netzeinsparungen und zur Spannungshaltung erforderlich. Zwar ist der Ausbau der Stromnetze nach den Netzentwicklungsplänen im Jahr 2035 bereits weit vorangeschritten, gleichzeitig sind die Stromnetze

der Zukunft nicht für Transport der „letzten Kilowattstunde“ in selten auftretenden Einspeisespitzen dimensioniert.

Also alles wie heute? – Keineswegs!

Die veränderte Erzeugungsstruktur und der technologische Fortschritt im Zuge der Energiewende bringen auch für Systemdienstleistungen einen tiefgreifenden Wandel mit sich. Werden diese heute im Wesentlichen aus konventionellen Kraftwerken, Pumpspeichern und zunehmend Batteriespeichern erbracht, so rücken mit fortschreitender Reduktion des konventionellen Kraftwerksparks Technologien verschiedener Sektoren wie die Elektromobilität, flexible industrielle Lasten und Elektrolyseure als Anbieter von Systemdienstleistungen in den Fokus. Hinzu kommen innovative Systeme wie z. B. Netzbooster zur kurzfristigen Netzstabilisierung bei Leitungsausfällen oder sog. STATCOM-Anlagen (engl. Static Synchronous Compensator) zur Blindleistungskompensation und zur Spannungshaltung.

Beispiel: Sektorenübergreifender Redispatch im Jahr 2035

Wie im Zielbild einer sektorenübergreifenden Flexibilisierung die verschiedenen Akteure konkret einen Beitrag für die Systemstabilität leisten können, soll an

einem Beispiel dargestellt werden. Es ist Freitag der 15.06.2035 – 12:53 Uhr in der von Industrie- und Technologiekonzernen geprägten Metropolregion Rhein-Neckar. Schon den ganzen Vormittag über ist der Himmel nahezu wolkenlos und die Photovoltaikanlagen in der Region speisen Strom auf Ebene der Verteilnetze ein, während die Last im Verteilnetz in diesem Zeitraum relativ gering ist.

Auf einem Industriegelände eines Chemieunternehmens geht ein externes, verschlüsseltes Signal ein und eine große, moderne Anlage zur Chlor-Alkali-Elektrolyse geht in den Teillastbetrieb über. Zum selben Zeitpunkt erhalten tausende Elektrofahrzeuge in der Region gleichzeitig ein Steuerungssignal zum Aufladen der verfügbaren Batteriekapazitäten. Diese Ereignisse geschehen nur scheinbar unabhängig voneinander. Tatsächlich bedingen sie einander und laufen in der Systemführung in der TransnetBW-Hauptschaltleitung in Wendlingen bei Stuttgart zusammen.

Bereits in den Vorplanungsprozessen der Netzbetreiber hat sich gezeigt, dass an diesem Tag mit einer ungewöhnlichen Last-Erzeugungssituation zu rechnen ist. In der Spitze wird eine Photovoltaikeinspeisung von knapp 10 GW allein in Baden-Württemberg prognostiziert, sodass die volatil eingespeiste Energie die Netzbetriebsmittel im Verteilnetz zu überlasten droht.

Dies antizipierend haben die Prognoseprozesse der Netzbetreiber ergeben, dass ab dem Mittag Redispatch-Maßnahmen erforderlich werden – also die örtliche Verschiebung von Einspeisung bzw. Last, um Netzeinsparungen zu verhindern und das Stromsystem stabil zu halten. Über mehrere Stunden müssen mehrere hundert MW Leistung innerhalb der TransnetBW-Regelzone örtlich verschoben werden.

Auf Basis einer netzebenenübergreifenden Optimierung unter Berücksichtigung der Kosten und der netztechnischen Wirksamkeit geht ein automatisiertes Signal aus der TransnetBW-Leitwarte an die Chlor-Alkali-Anlage, die ihren Strombezug aus dem Höchstspannungsnetz von 400 MW auf 200 MW durch Zuschaltung eines standortbezogenen Batteriespeichers verringert.

Entwicklung Erzeugungsstruktur

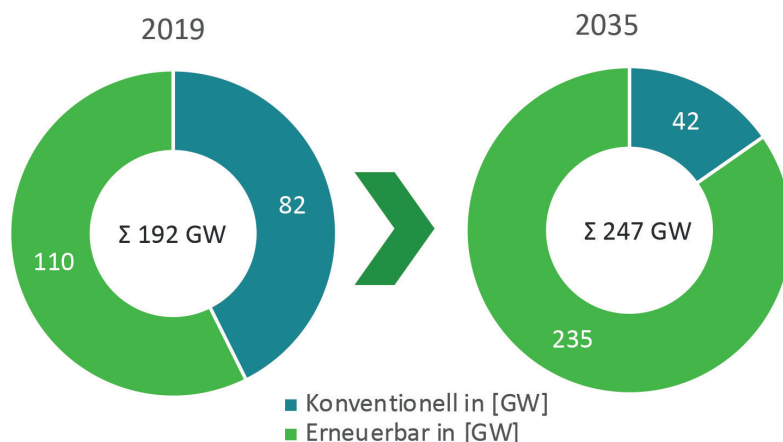
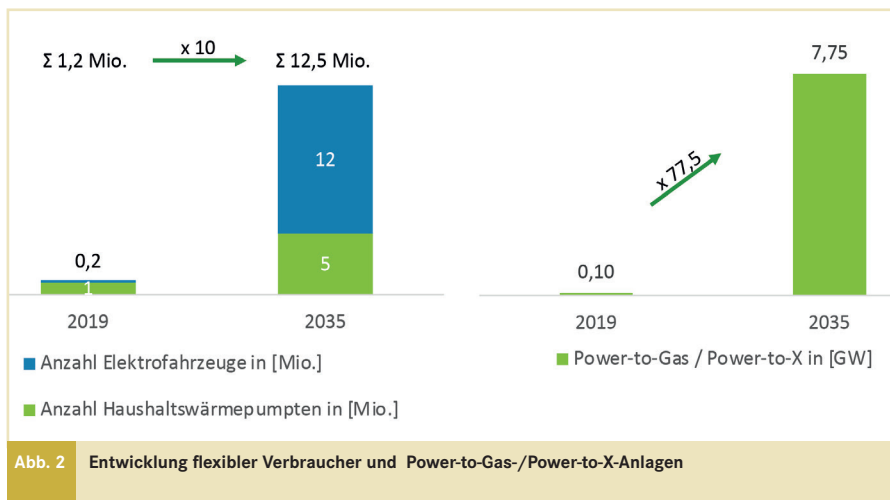


Abb. 1 Gegenüberstellung: Installierte Leistung 2019/2035 (NEP 2035 (2021), Szenario B2035)



Ergänzend wird – wiederum als Ergebnis der Optimierung – ein Pool von rund 10.000 Elektrofahrzeugen im Verteilnetz angesteuert (Annahme: ca. 9.000 Fahrzeuge an Wallbox mit Ladeleistung 11 kW und 1.000 Fahrzeuge an Schnellladesäule mit 100 kW, Annahmen abgeleitet aus [10]). Insgesamt werden somit 200 MW an Redispatch-Leistung als Gegenmaßnahme aktiviert. Ein Aggregator hat das netzdienliche Potenzial seines Fahrzeugpools über eine Flexibilitätsplattform angeboten, welche in den Optimierungsprozess der Netzbetreiber eingebunden ist. Das intelligente Lademanagement der Fahrzeuge erlaubt eine Steuerung ihrer Ladevorgänge.

Durch die Erhöhung des Strombezugs der Elektrofahrzeuge vor dem potenziellen Engpass sowie der Reduktion des Strombezugs

der Chlor-Alkali-Anlage dahinter kann der Netzengpass vermieden werden, indem der Strombezug verschoben wird. Das Zusammenspiel der Sektoren Industrie, Mobilität und Energiewirtschaft gewährleistet die Systemstabilität.

Plattformlösungen ebnen der Weg

Das Beispiel verdeutlicht die wesentlichen Entwicklungen beim Einsatz der Systemdienstleistungen in den kommenden Jahren. Werden z. B. im Zuge von Redispatch-Maßnahmen heute noch oft CO₂-intensive Kohlekraftwerke durch den Übertragungsnetzbetreiber zum Hochfahren angewiesen, so tragen im Jahr 2035 eine Vielzahl von Technologien verschiedener Sektoren zur Stabilisierung des Gesamtsystems bei. Neben u. a. Erneuer-

bare-Energien-Anlagen, Gaskraftwerken und Speichern stellen auch industrielle Lasten, Elektrolyseure und Pools von Elektrofahrzeugen ihre Flexibilität über Aggregatoren zur Verfügung.

Die sektorenübergreifende Koordination der Redispatch-Maßnahmen erfolgt aufgrund des hohen Datenaufkommens über automatisierte Plattformlösungen, welche den Flexibilitätsbedarf der Netzbetreiber und das Flexibilitätsangebot vieler oft dezentraler Akteure effizient zusammenführen.

Ein erster Schritt in diese Richtung erfolgt zum 01.10.2021 mit der Umsetzung der NABEG 2.0-Vorgaben für ein neues Redispatch Regime („Redispatch 2.0“). Erstmals müssen damit alle Erzeugungs- und Speichereinrichtungen mit einer Kapazität von mehr als 100 kW (bisher 10 MW), inklusive Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen, in den Redispatch einbezogen werden. Um Redispatch 2.0 zu ermöglichen, haben TransnetBW und Netze BW daher die Plattformlösung „DA/RE“ initiiert. DA/RE (Datenaustausch/Redispatch) organisiert die Abstimmung und den Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern verschiedener Netzebenen sowie mit den Flexibilitätsanbietern. Ein Algorithmus wählt dabei die effizientesten Anlagen zur Behebung der prognostizierten Netzengpässe aus. Effizient bedeutet in diesem Fall die Auswahl der kostengünstigsten Maßnahmen unter Berücksichtigung netztechnischer Wirksamkeiten. In der netzübergreifenden Optimierung werden dabei auch bestehende Netzrestriktionen berücksichtigt, sodass die Entstehung neuer Engpässe durch Redispatch-Abrufe vermieden wird [4].

Doch bereits heute ist absehbar, dass das Stromsystem zukünftig auf deutlich kleinteiligere Flexibilitätspotenziale – insbesondere der Nachfrageseite – aus verschiedenen Sektoren nicht verzichten sollte. Elektroautos, Wärmepumpen, Speicher und Elektrolyseure werden im Zuge eines „Redispatch 3.0“ in die Prognose und Netzoptimierungsprozesse integriert werden müssen. Hierzu ist eine Weiterentwicklung der Plattformlösungen erforderlich, um zukünftig eine Integration dieser Kleinstflexibilität zu ermöglichen und über neu zu entwickelnde Marktmechanismen anzureizen.

Skizze: Roadmap zur Sektorenkopplung

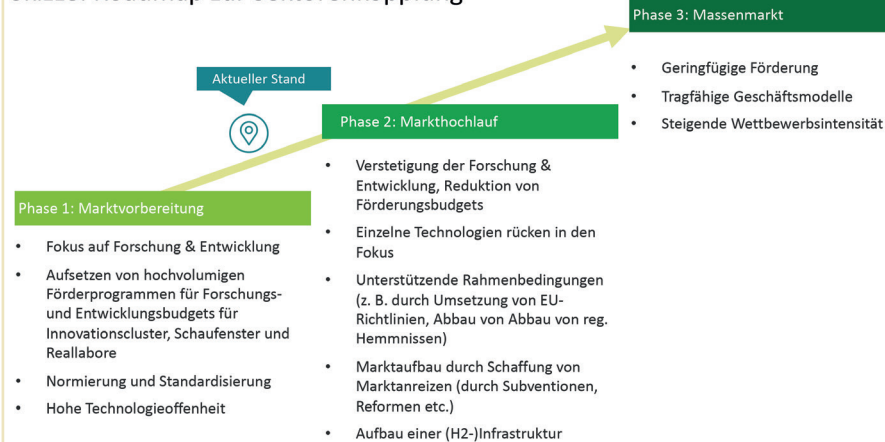


Abb. 3 Phasenmodell zur Entwicklung eines funktionsfähigen Marktes (für Flexibilitätsleistungen) (Schema)

Drei (Markt-)Phasen der Sektorenkopplung

Damit im Jahr 2035 Systemdienstleistungen sektorenübergreifend über Plattform-Lösungen bereitgestellt werden können, muss die Sektorenkopplung – übergeordnet – drei verschiedene Phasen durchlaufen (s. Abb. 3). Grundlage für das Durchlaufen dieser Phasen sind eine entsprechende Zielformulierung (mit dem damit verbundenen politischen und gesellschaftlichen Willen) und europarechtliche Rahmenbedingungen.

Jede der drei Phasen ist von unterschiedlichen technologischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Herausforderungen geprägt, welche für eine erfolgreiche Etablierung abgebaut werden müssen.

Die **Phase 1 („Marktvorbereitung“)** ist gekennzeichnet von Forschungsprojekten und Förderprogrammen [5], um die grundlegende technologische Machbarkeit zu sondieren. Die Technologieoffenheit bildet einen wesentlichen Baustein, um den potenziellen Lösungsraum für den Aufbau eines Marktes nicht frühzeitig einzuschränken [6], [7]. Die Aufgabe der Politik ist somit nicht die Festlegung technischer Vorgaben, sondern die Formulierung des Zieles. Durch den stärkeren Forschungscharakter der Pilotvorhaben werden Hürden identifiziert, welche in Bezug auf die **Phase 2 („Markthochlauf“)** abzubauen sind.

In Abhängigkeit der Technologie unterscheiden sich die Hemmnisse und Herausforderungen, sodass die Erfolgsaussichten der verschiedenen Technologien durch Branche und Politik iterativ konsultiert und bewertet werden müssen. Für die Phase 2 sind diese regulatorischen Hemmnisse durch Reformen entsprechend abzubauen, um die fundamentalen Weichen für die Weiterentwicklung des Marktes zu stellen. Durch Subventionen können Impulse gesetzt werden, um den Markthochlauf zu beschleunigen.

Wurden die ersten beiden Phasen erfolgreich durchlaufen und die richtigen politischen Maßnahmen für die Entwicklung eines Massenmarktes getroffen, so erfolgt in **Phase 3 der nahezu vollständige Rück-**

zug von staatlichen Eingriffen. Die einzige verbleibende Aufgabe ist das Monitoring der Marktentwicklung und ggf. korrektive Eingriffe bei Fehlentwicklungen bzw. -anreizen, welche für die Festigung des Marktes und seiner Teilnehmer relevant sind.

Die technologischen Herausforderungen der Sektorenkopplung spiegeln sich u. a. im fehlenden Ausbau der Infrastruktur in den verschiedenen Sektoren wider. Daraus ergeben sich Lücken in der Kopplung der Sektoren. Beispiele hierfür sind die geringe Geschwindigkeit beim Ausbau der Ladesäuleninfrastruktur, von Wasserstoff- und Kommunikationsnetzen. Darüber hinaus gilt es, Technologien mit aussichtsreichen Entwicklungspotenzialen durch weitere Forschung zur Marktnähe zu bringen (z. B. Speichertechnologien) [8].

Aus Perspektive der Übertragungsnetzbetreiber (als Nachfrager von Leistungen zur Wahrung der Systemstabilität) betrifft dies u.a. den Aufbau geeigneter Plattformen (wie z. B. DA/RE) als zentralisierte Anlaufstelle für Flexibilitätsanbieter. Hierbei sind nicht nur die geltenden gesetzlichen Anforderungen, z. B. bezüglich IT-Sicherheit, sondern auch darüber hinausgehende Anforderungen (Qualifizierung der Teilnehmer durch Anforderungsprofile, Prozessautomatisierung etc.) zu berücksichtigen. Aus Sicht der Industrie gilt es zu prüfen, inwiefern eine Flexibilisierung der Produktionsprozesse und Partizipation am Markt für Systemdienstleistungen machbar und rentabel ist.

Eine Vielzahl regulatorischer Hürden stehen aktuell dem Aufbau marktbasierter Flexibilitätsbereitstellung durch Sektorenkopplung im Wege und sollten daher abgebaut werden, um Anreize für Marktakteure zu setzen. Dazu gehören z. B. [9]:

- rentable Flexibilitätsbereitstellung durch Anpassung der Netzentgeltverordnung;
- Erweiterung der Möglichkeiten der Flexibilitätsbereitstellung für Unternehmen durch Abbau von Marktzugangsbedingungen;
- diskriminierungsfreien Zugang herstellen, überprüfen und anpassen, um auch kleineren Anbietern einen Zugang zu Flexibilitätsmärkten zu ermöglichen;

- Stärkung der Preissignale und Befähigung der Unternehmen auf breiter Basis durch Dynamisierung von Abgaben und Umlagen.

Dem zugrunde liegt der Gedanke des sog. „Level Playing Field“, welches allen existierenden und potenziellen Marktteilnehmern die gleichen Chancen zur Partizipation ermöglicht. Durch den Abbau der technischen und regulatorischen Hürden kann ein ausreichend wirtschaftlicher, liquider und effizienter Flexibilitätsmarkt entstehen, an dem sowohl große als auch kleine Marktteilnehmer partizipieren können. Aus Sicht eines potenziellen Anbieters von Systemdienstleistungen kann sich eine Teilnahme nur rentieren, wenn die Erlöse die anfallenden individuellen Kosten (z. B. Transaktionskosten, Umstellung der Produktionsprozesse, Vorhaltung der Flexibilität, Produktionsverluste durch Bereitstellung, Kosten für Aggregatoren) – angemessen – übersteigen.

Für Unternehmen liegen die Herausforderungen insbesondere in den beiden Phasen der Marktvorbereitung und des Markthochlaufs. Die technologischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Unabwägbarkeiten, welche sich bei dem Aufbau eines Marktes ergeben, sind frühzeitig im Rahmen des eigenen Entwicklungspfad des funktionsübergreifend zu erarbeiten und fortlaufend zu prüfen. Nur wenn die Auswirkungen der unterschiedlichen Entwicklungen kontinuierlich evaluiert und bewertet werden, können frühzeitig korrektive Maßnahmen ergriffen werden. Die bestehende Planungsunsicherheit ist Bestandteil in einem volatilen Marktumfeld wie der Energiewirtschaft und der Sektorenkopplung.

Das bedeutet für Unternehmen: Sie müssen Chancen und Risiken der Sektorenkopplung fortlaufend für sich selbst bewerten und unter Berücksichtigung des eigenen Entwicklungspfad entsprechende Organisationsstrukturen und Kompetenzen aufbauen. Nur so kann die Basis für Investitionsentscheidungen geschaffen und durch das Anbieten von Systemdienstleistungen ein nachhaltiger Beitrag für die Systemstabilität gewährleistet werden.

Mit innovativen und ganz-einheitlichen Ansätzen zum Erfolg

Die zentralen Herausforderungen, die mit einer erfolgreichen Transformation des Energiesystems verbunden sind, können nur durch die sektorenübergreifende Einbindung vieler Akteure bewältigt werden. Im Rahmen der Sektorenkopplung und der Koordinierung einer Vielzahl unterschiedlicher Industrien und Akteure nehmen Netzbetreiber eine Schlüsselrolle ein.

Als Systemverantwortliche sind die Übertragungsnetzbetreiber die zentrale Anlaufstelle, um die Stabilität des Energiesystems – trotz zunehmender Dezentralität von Erzeugung und Nachfrage – jederzeit sicherzustellen. Die hierbei heute einge-

setzten Instrumente, z. B. Regelleistung zur Frequenzhaltung und Redispatch zur Vermeidung von Netzengpässen und zur Spannungshaltung, werden auch in Zukunft gebraucht. Durch Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen wie beispielsweise dem NABEG 2.0 wurde der regulatorische Grundstein gelegt, um mit der zukünftigen Kleinteiligkeit von Erzeugungsanlagen umzugehen. Für die Integration von kleineren Flexibilitätspotenzialen auf Nachfrageseite müssen hingegen die Instrumente sowie die Marktmechanismen weiterentwickelt werden, damit auch diese zukünftig einen Beitrag für die Systemstabilität leisten können.

Durch geeignete Plattformlösungen wie z. B. DA/RE werden skalierbare Grundlagen geschaffen, um die zunehmende Komplexi-

tät für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu beherrschen. Das volle Potenzial kann jedoch erst ausgeschöpft werden, wenn ausreichend viele Akteure aus verschiedenen Sektoren ihre Flexibilitätspotenziale zur Verfügung stellen.

Die Partizipation an Märkten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen wird allerdings im Wesentlichen von der Machbarkeit, der Umsetzungscomplexität und der Wirtschaftlichkeit der Teilnahme bestimmt. Die grundlegende konzeptionelle Machbarkeit und Umsetzungscomplexität ist bereits heute Untersuchungsgegenstand bei Unternehmen. Die Hürden der Umsetzung sind jedoch aufgrund der fehlenden Wirtschaftlichkeit durch fehlende Reformierung der Abgaben- und Umlagensystematik entsprechend hoch.



**ENERGIEWENDE MACHEN,
WÄHREND ANDERE NOCH
DARÜBER REDEN?
Sie können das.**

Bei TransnetBW haben wir ein Ziel:
die Herausforderungen der Energiewende
meistern – zum Wohle des Landes und der Region.

www.transnetbw.de/karriere

TRANSNET BW

kununu
TOP COMPANY
VON MITARBEITERN EMPFOHLEN!

Ungeachtet dieser Hemmnisse sind Unternehmen gut beraten, die (wirtschaftlichen) Potenziale, die durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen gehoben werden können, fortlaufend bereichsübergreifend zu prüfen. Durch frühzeitige Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern, z. B. im Rahmen von gemeinsamen Pilotprojekten, ergeben sich gegenseitige Chancen zum Aufbau von Know-how sowie zur Mitgestaltung von Marktprozessen. Sofern sich aus den veränderlichen Rahmenbedingungen verlässliche Erfolgsaussichten abzeichnen, gilt es, die entsprechend vorbereitete Sektorkopplungsstrategie in die Tat umzusetzen.

Literatur

- [1] BMWi, „https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=4“, [Online].
- [2] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, „https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_1_Entwurf_Kap.2.pdf“, 2021. [Online].
- [3] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, „https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2035_V2021_1_Entwurf_Zahlen-Daten-Fakten.pdf“, 2021. [Online].
- [4] Netze BW GmbH, TransnetBW GmbH, „<https://www.dare-plattform.de/>“, 2021. [Online].
- [5] Tagesspiegel, „<https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/saebel-oder-florett-wie-wasserstoff-gefordert-werden-sollt>“, November 2020. [Online].
- [6] Tagesspiegel, „<https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/wasserstoff-strategie-technologieoffenstatt-ideologisch>“, April 2020. [Online].
- [7] Handelsblatt, „<https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energie-der-zukunft-deutschland-investiert-700-millionen-euro-in-wasserstoff-projekte-/26789866.html>“, Januar 2021. [Online].
- [8] acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., „https://www.leopoldina.org/uploads/tx_leopublication/2017_11_14_ESYS_Sektorkopplung.pdf“, November 2017. [Online].
- [9] Kopernikus-Projekt SynErgie, „<https://www.ffegmbh.de/attachments/article/869/SynErgie%20Positionspapier%20Regulatorische%20Rahmenbedingungen.pdf>“, [Online].
- [10] VDE, „<https://www.vde.com/resource/blob/988408/ca81c83d2549a5e89a4f63bbd29e80c6/technischer-leitfaden-ladeinfrastruktur-elektromobilitaet-version-3-1-data.pdf>“, Januar 2020. [Online].

S. Schleich, C. Kohler, Referenten Sonderaufgaben Produkte & Nichtstandardisierte Märkte, TransnetBW GmbH, Stuttgart; B. Milatz, Manager, A. Langer, Partner, Energy, Resources & Industrials (RA), Deloitte GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Stuttgart
s.schleich@transnetbw.de
c.kohler@transnetbw.de
b.milatz@deloitte.de
anlanger@deloitte.de

NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE

www.energie.de

Das Portal der Energiewirtschaft

energie.de

Aktuell und spartenübergreifend