



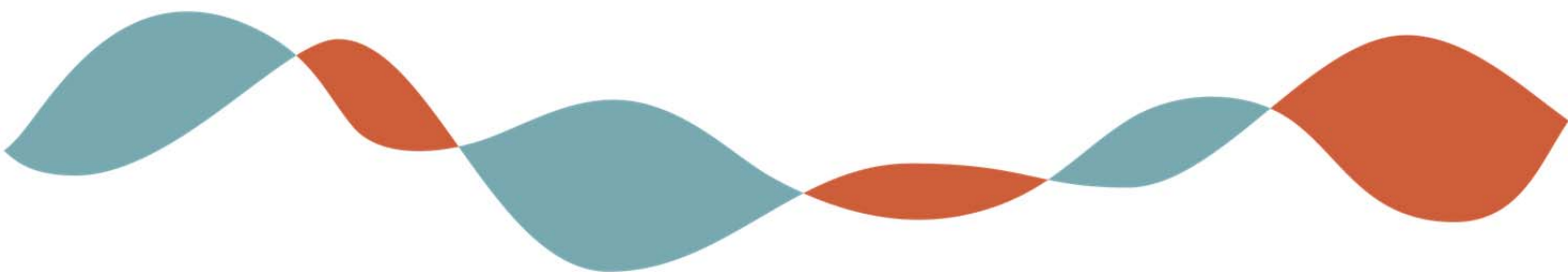
Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem – Bestandsaufnahme und Herausforderungen



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Publikationen bei WindNODE Die Publikation von Ergebnissen der WindNODE-Projektarbeit durch Verbundpartner, assoziierte Partner und Unterauftragnehmer erfolgt in drei Kategorien, die sich insbesondere in der Abstimmung unter den Partnern, dem Layout und der begleitenden Kommunikation über WindNODE-Kanäle unterscheiden.

Partner-Papers werden innerhalb einer Institution geschrieben, das heißt unilateral erarbeitet. Die entsprechenden Texte sind vor einer Veröffentlichung nicht notwendigerweise mit weiteren WindNODE-Partnern abgestimmt worden. Die Qualitätssicherung erfolgt durch die Autoren/Institution bzw. gegebenenfalls durch ein externes Lektorat. *Partner-Papers* werden im Layout der jeweiligen Institution veröffentlicht.

Peer-Review-Papers sind unilateral erarbeitete Dokumente, die einen WindNODE-internen Qualitätssicherungsprozess in Form eines „Peer Review“ durch andere WindNODE-Partner durchlaufen haben. Die Partner haben fachliches Feedback zum Dokument gegeben, das berücksichtigt wurde. *Peer-Review-Papers* werden im ursprünglichen Layout der Institution veröffentlicht und mit einem einheitlichen (türkisen) WindNODE-Schutzumschlag versehen, veröffentlicht.

Signature-Papers werden im Rahmen der WindNODE-Koordinierungskomitees erarbeitet und dienen der übergeordneten Ergebniszusammenführung des Verbundprojekts. In den Koordinierungskomitees findet eine fortlaufende Qualitätssicherung und Abstimmung der Dokumente statt. *Signature-Papers* werden in einem einheitlichen (weißen) WindNODE-Schutzumschlag veröffentlicht.

Vorgelegt von WindNODE-Arbeitspaket 5 „Marktdesign und Regulierung – neue Spielregeln und Rollen im Energiesystem“.

Autoren Dr. Hendrik Kondziella, Sören Graupner, Prof. Dr. Thomas Bruckner (alle Uni Leipzig), Hannes Doderer, Simon Schäfer-Stradowsky (alle IKEM e.V.), Christopher Koch, Simon Letzgus, Prof. Dr. Georg Erdmann (alle TU Berlin), Jörn Guder, Dr. Jens-Christian Holst (alle Siemens AG).

Dieses Dokument beruht auf Arbeiten, die mit Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des SINTEG-Programms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ im Schaufenster WindNODE erstellt wurden. Es wurde vor seiner Veröffentlichung den WindNODE-Partnern zur Durchsicht und Kommentierung zur Verfügung gestellt. Die hier enthaltenen Ansichten der Verfasser spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten des BMWi oder der übrigen WindNODE-Partner wieder.

Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem – Bestandsaufnahme und Herausforderungen

Universität Leipzig
IKEM
TU Berlin
Siemens AG

Finaler Entwurf 002

(Datum: 12.04.2019)



Autoren

Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement (IIRM)

Dr. Hendrik Kondziella (kondziella@wifa.uni-leipzig.de)

Sören Graupner

Prof. Dr. Thomas Bruckner

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM)

Hannes Doderer (hannes.doderer@ikem.de)

Simon Schäfer-Stradowsky

Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energiesysteme

Christopher Koch (christopher.koch@tu-berlin.de)

Simon Letzgus (simon.letzgus@tu-berlin.de)

Prof. Dr. Georg Erdmann

Siemens AG, Corporate Technology (Berlin)

Jörn Guder (joern.guder@siemens.com)

Dr. Jens-Christian Holst

Acknowledgement

Dieses Dokument beruht auf Arbeiten, die mit Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des SINTEG-Programms „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ im Schaufenster WindNODE erstellt wurden. Es wurde vor seiner Veröffentlichung den WindNODE-Partnern zur Durchsicht und Kommentierung zur Verfügung gestellt. Die hier enthaltenen Ansichten der Verfasser spiegeln nicht notwendigerweise die Ansichten des BMWi oder der übrigen WindNODE-Partner wider.

Zusammenfassung

Die Energiewende und der damit verbundene Ausbau der erneuerbaren Energien (EE), insbesondere auf Basis von Windkraft und Photovoltaik, stellt erhöhte Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems. Eine sichere Systemführung des Stromnetzes stellt sich ebenfalls zunehmend als Herausforderung dar, da bestimmte Systemdienstleistungen (SDL) lokal-regional benötigt werden und diese kaum transportierbar sind. Flexibilitätsoptionen im gesamten Energiesystem ermöglichen es, Erzeugung und Verbrauch zeitlich und räumlich zu verschieben und damit zu jeder Zeit in Einklang zu bringen. Vor diesem Hintergrund beschreibt der vorliegende Beitrag den Status quo des Zusammenspiels von Strommarkt und -netz sowie des Rechtsrahmens im Hinblick auf die Aktivierung von Flexibilität für das Stromsystem. Anhand eines Praxisbeispiels werden zudem die Herausforderungen bei der Erschließung der Flexibilität industrieller Prozesse aufgezeigt. Darüber hinaus wird die qualitative Wirkung von Flexibilität im Gesamtsystem analysiert, wobei ein Schwerpunkt auf der Betrachtung industrieller Letztverbraucher liegt.

Im Hinblick auf die Marktprozesse ist festzustellen, dass mit dem weiter wachsenden EE-Anteil an der Stromerzeugung auch ein erhöhter Bedarf für kurzfristige Anpassungen der Gebote von Marktteilnehmern besteht, um die marktseitige Integration von EE zu optimieren. Die Produkte des Intraday-Handels ermöglichen es heute schon, bis zu 5 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt zu agieren, um eine hinreichend genaue Anpassung des prognostizierten Einsatzfahrplans sicherzustellen und Preissignale für marktdienliche Flexibilität zu generieren. Wenn jedoch absehbar ist, dass das kostenoptimale Marktergebnis die physikalischen Restriktionen des Stromnetzes verletzt, muss dieses zur Gewährleistung der Systemsicherheit durch den Netzbetreiber zwingend angepasst werden, z.B. durch die präventive Anpassung der Einsatzfahrpläne (Redispatch). Die verpflichtende Bereitstellung solcher SDL wird durch Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab einer Nennleistung von 10 MW gewährleistet¹. Das Potenzial einer netzdienlichen Erschließung kleinerer Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie der Nachfrageseite bleibt somit derzeit ungenutzt. Um den erwarteten Flexibilitätsbedarf effizient zu decken, sollte diese Flexibilität daher angebotsseitig erschlossen werden. Bezogen auf die lokale Netzsituation kann das zusätzliche Flexibilitätsangebot dazu beitragen, dass EE-Anlagen nicht abgeschaltet werden, sondern dem Gesamtsystem erhalten bleiben und optimal integriert werden.

Bei der Flexibilitätsbereitstellung durch die Verbrauchsseite fallen auf den Bezugsstrom erhebliche staatlich induzierte Strompreisbestandteile an. Nur ein geringer Anteil des Gesamtstrompreises wird durch wettbewerbliche Faktoren bestimmt. Die derzeitige regulatorische Ausgestaltung der Strompreisbestandteile, insbesondere im Hinblick auf die EEG-Umlage, die Netzentgelte und die Stromsteuern reizt dabei keine flexible Anlagenfahrweise anhand netz- oder marktdienlicher Kriterien an. Vielmehr wird durch statische Stromtarife erschwert, dass Marktsignale direkt weitergegeben werden, wodurch eine Flexibilitätsbereitstellung auf der Nachfrageseite sogar teilweise verhindert wird.

¹ Im Rahmen des Referentenentwurfs des Energiesammelgesetzes wird vorgeschlagen die Regelungen zum Redispatch und zum Einspeisemanagement in ein gemeinsames Regelungsregime im EnWG zu überführen. Bei entsprechender Verabschiedung des Gesetzes könnten die Netzbetreiber zukünftig vereinfacht auch auf EE-Anlagen für die Zwecke des Netzengpassmanagements zugreifen.

Zwar sind dem derzeitigen Rechtsrahmen Ansätze für eine Anreizsetzung hin zu mehr Flexibilität zu entnehmen, allerdings können diese Ansätze das bestehende Flexibilitätspotenzial nicht vollständig ausschöpfen, da sie entweder technologie- oder anwendungsbereichsspezifisch verengt oder an besondere Voraussetzungen geknüpft sind und damit nur gewisse Anwendungsfälle für eine Flexibilisierung in Frage kommen. So wird beispielsweise für eine Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG² grundsätzlich die Rückspeisung des gespeicherten Stroms in dasselbe Netz vorausgesetzt oder der Anwendungsbereich des § 14a EnWG zum netzdienlichen Einsatz steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auf die Niederspannungsebene beschränkt.

Das im Rahmen dieses Papiers vorgestellte Fallbeispiel zeigt, dass im Industriesektor das technische Potenzial für einen flexiblen zeitlichen Strombezug vorhanden ist und bereits teilweise für netzdienliche Anwendungen genutzt wird. Jedoch ist die Aktivierung der Flexibilität mit direkten Kosten verbunden und steht zudem in Konkurrenz zu anderen energiebezogenen Einsparmaßnahmen im Unternehmen. Der Nutzen der Flexibilität konzentriert sich dabei regelmäßig auf statische netzdienliche Anreize, wie z.B. bei der Spitzenlastreduktion oder der atypischen Netznutzung. Marktdienliche Anreize zeigen aufgrund der geringen Preisschwankungen am Strommarkt sowie des o.g. hohen Anteils an fixen staatlich induzierten Preisbestandteilen an den gesamten Stromkosten nur eine geringe Wirkung. Zudem sind statische Regelungen in die Unternehmensprozesse einfacher zu implementieren und leichter mit der Produktionsplanung vereinbar. Zusammenfassend gilt, dass industrielle Lasten einen Flexibilitätsbeitrag leisten können. Es wird darauf ankommen, neue Anwendungsgebiete für Flexibilität (z.B. Redispatch) zu öffnen und bei der regulatorischen Anreizsetzung die technologische Neutralität von Flexibilitätsoptionen zu wahren.

Bei der Bewertung von Flexibilitätsoptionen aus Systemsicht sollten neben der Wirtschaftlichkeit auch die Dimensionen Versorgungssicherheit und Ökologie betrachtet werden. Die wirtschaftliche Bewertung von Flexibilitätsoptionen im Gesamtsystem sollte sich an den volkswirtschaftlichen Gesamtkosten orientieren. Eine große Diskrepanz zwischen volkswirtschaftlich sinnvollem und voraussichtlich aktiviertem Flexibilitätspotenzial deutet auf notwendige Anpassungen des regulatorischen Rahmens und der Marktbedingungen hin. Die Bewertung des Beitrages zur Versorgungssicherheit bezieht sich hingegen vor allem auf technische Charakteristika der Technologien, wie Umfang und Dauer der Residuallastsenkung, sowie der Verfügbarkeit zum Zeitpunkt knapper Erzeugungskapazitäten oder beim Auftreten von Netzengpässen. Generell lässt sich für Flexibilitätsoptionen ableiten, dass sich ihre Bedeutung für die Versorgungssicherheit mit sinkender steuerbarer Erzeugungsleistung am Netz und vermehrtem Auftreten von Netzengpässen erhöht. Die umweltseitige Bewertung von Flexibilitätsoptionen im Gesamtsystem sollte mithilfe von Lebenszyklusanalysen nach DIN EN ISO 14044 vorgenommen werden, da hierbei sämtliche Wechselwirkungen mit dem Ökosystem berücksichtigt werden. Zum Vergleich verschiedener Handlungsalternativen können anschließend multikriterielle Analysemethoden herangezogen werden, welche jedoch immer eine individuelle und keine allgemeingültige Lösung hervorbringen. Basierend auf den Erfahrungen des vorgestellten Fallbeispiels ist der vielversprechendste Anwendungsfall die Residuallastglättung mit potenziell positiven Auswirkungen auf die drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks. Im weiteren Verlauf des

² Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)



WindNODE-Projektes werden die Zieldimensionen weiter ergänzt, ausdifferenziert und mit quantitativen Kennzahlen hinterlegt.



Inhalt

Zusammenfassung.....	3
1. Einleitung.....	8
1.1 Motivation	8
1.2 Zielsetzung.....	9
1.3 Struktur.....	10
2. Was verstehen wir unter „Flexibilität“	11
2.1 Hintergrund	11
2.2 Begriffsdefinition	12
3. Aktuelles Strommarktdesign und Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen....	13
3.1 Problemstellung	13
3.2 Prozesse im Marktbereich.....	14
3.3 Prozesse im Netzbereich	15
3.3.1 Beschaffung von Regelleistung	16
3.3.2 Ablauf beim Engpassmanagement.....	16
3.4 Zwischenfazit.....	17
4. Regulierung – Status quo	19
4.1 Problemstellung	19
4.2 Netzentgelte.....	19
4.3 Netzentgeltgewälzte Umlagen und Abgaben	21
4.4 EEG-Umlage.....	22
4.5 Stromsteuer.....	22
4.6 Zwischenfazit.....	23
4.7 Regulatorischer Ausblick	23
5. Use Case: Flexibilität durch industrielle Lasten	25
5.1 Problemstellung	25
5.2 Charakterisierung flexibler industrieller Lasten.....	25
5.3 Vermarktungsoptionen für flexible Lasten	26
5.4 Marktbedingte und regulatorische Hemmnisse	27
5.5 Zwischenfazit.....	27



6.	Ganzheitliche Bewertung von Flexibilität aus Systemsicht.....	28
6.1	Problemstellung	28
6.2	Wirtschaftliche Bewertung von Flexibilität.....	28
6.3	Bewertung des Beitrages zur Versorgungssicherheit von Flexibilität.....	29
6.4	Ökologische Bewertung von Flexibilität.....	30
6.5	Multikriterielle Analysemethoden	31
6.6	Exkurs: Ganzheitliche Bewertung flexibler Industrielasten	31
6.7	Zwischenfazit	32
7.	Ausblick	33
7.1	Forschungsbedarf zum künftigen Marktdesign	33
7.2	Forschungsbedarf zum künftigen regulatorischen Rahmen	33
7.3	Ausblick zum Anwendungsfall industrielle Lastflexibilisierung.....	34
7.4	Ausblick zur ganzheitlichen Bewertung von Flexibilitätsoptionen	35
	Literatur	36

1. Einleitung

1.1 Motivation

Die Umsetzung des Energiekonzeptes der Bundesregierung bedeutet langfristig den Übergang zu einer weitgehend CO₂-neutralen Energieversorgung. Zu den wesentlichen Zielen dieses Konzeptes gehört die Senkung der CO₂-Emissionen um 80-95 %, die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien (EE) im Bereich der Stromerzeugung auf 80 % sowie die Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 50 % (jeweils zu erreichen bis 2050) (vgl. BMWi (2010) und BReg (2011)). Die mit einem solchen Zielkatalog beschriebene Energiewende stellt erhöhte Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems. Flexibilitätsoptionen ermöglichen es, Erzeugung und Verbrauch anhand von Preissignalen zeitlich zu verschieben und damit jederzeit in Einklang zu bringen (Stichwort: Marktdienlichkeit) (vgl. BMWi (2017)).

Durch standortbezogene Potenzialunterschiede der regenerativen Stromerzeugung bilden sich jedoch bereits heute großflächige Regionen in Deutschland heraus, die eine stetig wachsende Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien bei vernachlässigbarer konventioneller Kraftwerksleistung sowie einen vergleichsweise geringen Strombedarf aufweisen (vgl. Gridlab (2015)). Eine sichere Systemführung innerhalb dieser Netzbereiche stellt dabei eine Herausforderung dar, da die Bereitstellung von bestimmten Systemdienstleistungen lokal-regional benötigt werden und kaum transportierbar sind. In Regionen ohne konventionelle Kraftwerkseinspeisungen werden daher Beiträge zur Netzstützung auch von der wachsenden Anzahl vertikaler Verknüpfungspunkte bzw. an den Schnittstellen zwischen der Übertragungsnetzebene und den Verteilnetzen bereitzustellen sein (Stichwort: Netzdienlichkeit).

Das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland zieht gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eine klare Grenze zwischen dem regulierungsbedürftigen Netzbetrieb und der reinen Marktsphäre. Der Preis für Elektrizität soll sich demnach frei am Markt bilden und regulatorisch in seiner Höhe nicht beschränkt werden (vgl. § 1a Abs. 1 EnWG). Aus diesem Grund enthalten die Preissignale des Strommarktes keinerlei Anreize dafür, dass sich Anlagenbetreiber und Nachfrager auch netzdienlich verhalten bzw. ein solches Verhalten in der Gebotsabgabe berücksichtigen. Lösungsvorschläge, die die beschriebene Problemlage adressieren, erfordern daher eine Neuausrichtung und Koordinierung der bestehenden Prozesse im Marktdesign und der Regulierung. Eine Schlüsselfrage bei der Aktivierung von zusätzlichen Systemdienstleistern im künftigen Stromsystem betrifft den Nutzen einer Einrichtung von marktbasierter regionalen Ausgleichsmechanismen über den bereits bestehenden deutschlandweiten Markt für Regelleistung bzw. abschaltbare Lasten hinaus. Dahinter steht die Hypothese, dass in den nächsten Jahren deutlich mehr Teilnehmern im Elektrizitätssystem ein Zugang zur Bereitstellung von regional wirksamen bzw. netzdienlichen Systemdienstleistungsbeiträgen ermöglicht werden muss (vgl. Agora (2017)).

Als exemplarisches Untersuchungsobjekt in Bezug auf die skizzierten Herausforderungen der Energiewende eignet sich die im Rahmen des SINTEG³-Projektes WindNODE⁴ abgegrenzte Modellregion im Nordosten von Deutschland. Die Region vereint alle Facetten und Akteure der Energiewende in einer kompletten Regelzone. Dünn besiedelte Gegenden mit reicher Windenergienutzung verknüpfen sich mit urbanen Lastzentren und insgesamt rund 11 Mio. Stromnetzanschlüssen. Bereits heute entspricht die regenerative Stromerzeugung in der Region bilanziell über 56,5 % des Verbrauchs – in den nächsten zwei Jahrzehnten werden über 80 % erreicht (vgl. 50Hertz 2019, GridLab 2015). Für eine Bewältigung der damit einhergehenden Herausforderungen ist die Erfüllung der für das Verbundprojekt entwickelten Wertversprechen aus den Bereichen Flexibilität, Vernetzung und Verbreitung essentiell. Die Wertversprechen bündeln zentrale Aussagen des Projektes und bilden eine Klammer um die Beiträge der Konsortialpartner. Der vorliegende Beitrag adressiert konkret die Wertversprechen *Flexibilität identifizieren und charakterisieren*, *Flexibilität mobilisieren*, *Sektorkopplung ins System integrieren* sowie *Pluralismus im Energiemarkt 2.0 organisieren*.

Neben den genannten Wertversprechen spielt auch die Kosteneffizienz des Stromsystems in der öffentlichen Diskussion eine entscheidende Rolle für die Akzeptanz der Energiewende. Im Fokus stehen dabei neben der EEG-Umlage auch die in den vergangenen Jahren deutlich gestiegenen Netzentgelte, die zudem regional große Unterschiede aufweisen. Dabei darf nicht übersehen werden, dass Aspekte der Wirtschaftlichkeit wichtig sind, jedoch nicht das alleinige Bewertungskriterium aus System Sicht darstellen. So wirkt sich die Aktivierung von Flexibilitäten im Stromsektor auch auf Umwelt- und Versorgungssicherheitsaspekte aus, die dazu ergänzend betrachtet und bewertet werden müssen.

1.2 Zielsetzung

Dieser Beitrag beleuchtet in erster Linie den Status quo der markt- und netzbezogenen Prozesse mit besonderem Bezug zur Wirkung auf die Aktivierung von Flexibilität. Im Kern geht es dabei um die Frage, wie die Beziehung zwischen einem kostenoptimalen Marktergebnis und den physikalischen Randbedingungen des Netzes derzeit ausgestaltet ist. Da marktbasierende Geschäftsmodelle im Bereich der Flexibilitätsbereitstellung maßgeblich von Belastungen mit staatlich induzierten Strompreisbestandteilen abhängen, ist eine Darstellung des geltenden Rechtsrahmens für eine ganzheitliche Bestandsaufnahme erforderlich. Ein Abgleich der zuvor beschriebenen Konzepte mit der Praxis erfolgt durch die Betrachtung eines exemplarischen Anwendungsfalls eines Anbieters von industrieller Lastflexibilität. Darüber hinaus wird die Rolle von Flexibilität im Gesamtsystem eingeordnet, wobei alle drei Zieldimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks (Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit) und die jeweilige Wirkung von Flexibilitätsoptionen betrachtet wird.

³ Das BMWi-Förderprogramm "Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) zielt darauf ab, in großflächigen "Schaufensterregionen" skalierbare Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie zu entwickeln und zu demonstrieren.

⁴ Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands – www.windnode.de.

1.3 Struktur

Der vorliegende Beitrag gliedert sich wie folgt:

Im zweiten Kapitel wird geklärt, was wir unter „Flexibilität“ verstehen und eine Begriffsdefinition vorgeschlagen. Das dritte Kapitel beschreibt das heutige Marktdesign in Bezug auf den kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt. Zudem erfolgt eine Bestandsaufnahme der netzseitigen Prozesse zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Auf Basis dieser qualitativen Vorbetrachtungen werden mögliche positive Effekte von zusätzlichen Flexibilitäten bei einem markt- und netzdienlichen Einsatz aufgezeigt. Kapitel 4 widmet sich den Hemmnissen und Chancen, die der aktuell geltende Rechtsrahmen in Bezug auf die Flexibilitätsbereitstellung bietet. Kapitel 5 beschreibt den Anwendungsfall einer markt- und netzdienlichen Aktivierung von flexiblen industriellen Lasten in Berlin Siemensstadt aus der Akteursperspektive. Dabei wird auf die Charakterisierung, die Vermarktungsoptionen und auf Hemmnisse eingegangen. Im sechsten Kapitel wird die Systemwirkung von Flexibilitätsoptionen näher beleuchtet und anhand der Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks bewertet. Ein Fokus liegt hierbei auf dem vorgestellten Anwendungsfall industrieller Lasten. Im Ausblick (Kapitel 7) werden Perspektiven zur möglichen Weiterentwicklung der entsprechenden Themenfelder im Rahmen des SINTEG-Projekts WindNODE vorgestellt.

2. Was verstehen wir unter „Flexibilität“

2.1 Hintergrund

Für die Beurteilung von Maßnahmen zur Anpassung des Marktdesigns und der Regulierung ist der Flexibilitätsbegriff von zentraler Bedeutung. Entsprechend wird im Folgenden ein Vorschlag unterbreitet, diesen Begriff näher zu bestimmen und in einen größeren Zusammenhang zu stellen.

Die EE-Stromerzeugung, insbesondere aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen (PV), wird als fluktuierend bzw. variabel bezeichnet, da diese maßgeblich von den Wetterbedingungen abhängig ist⁵. In der Literatur werden drei Einflussfaktoren für die Variabilität von EE anerkannt (vgl. (Hirth 2013), (Edenhofer et al. 2013) und (Ueckerdt et al. 2013):

- (1) Variabilität im engeren Sinne⁶, bedingt durch die Abhängigkeit der Erzeugung von den Wetterbedingungen,
- (2) Unsicherheit im Planungszeitraum über die genaue Höhe der Einspeisung bis zum Zeitpunkt der Realisation und
- (3) Lokalität des technischen Potenzials von EE, das nicht zwingend an die räumliche Verteilung der Stromnachfrage gekoppelt ist.

Diesen Einflussfaktoren können entsprechende ökonomische Effekte zugeordnet werden, die bei der Einführung signifikanter Mengen an variablen erneuerbaren Energien (vEE) in ein bestehendes Energiesystem entstehen. Im Allgemeinen werden diese volkswirtschaftlichen Kosten als Integrationskosten bezeichnet. Diese Integrationskosten entstehen bspw. bei der Profilbildung am Markt, der instantanen Regelung der Frequenz sowie im Netzbetrieb. Die tatsächliche Höhe der Integrationskosten wird maßgeblich von der Flexibilität des spezifischen Energiesystems bestimmt, d.h. in welchem Ausmaß sich das Gesamtsystem an die beschriebene inhärente Variabilität von vEE anzupassen vermag.

Grundsätzlich ist an dieser Stelle anzumerken, dass auch die Stromnachfrage eine gewisse Variabilität aufweist. Viele Erzeugungsanlagen waren daher in der Vergangenheit für den sogenannten Lastfolgebetrieb ausgelegt. Zudem sind einige Erzeugungsanlagen aus technischen und/oder ökonomischen Gründen für den sogenannten Must-run-Sockel verantwortlich. Daher ist auch in Energiesystemen ohne vEE ein bestimmter Bedarf an Flexibilität zu beobachten, der in der Vergangenheit bspw. zum Bau von Pumpspeichern oder dem Einsatz von Nachtspeicherheizungen geführt hat.

In der akademischen Debatte hat sich noch kein einheitlicher Flexibilitätsbegriff herausgebildet. Vonseiten der energiepolitischen Akteure wird zumeist die Frage formuliert, wieviel und zu welchem Zeitpunkt ein bestimmtes Maß an Flexibilität benötigt wird. Daran schließt sich die Frage an, welche Technologien den Flexibilitätsbedarf decken sollen. Derzeit werden zahlreiche technische Konzepte

⁵ Die nicht regelbaren Energiequellen wurden in der Vergangenheit als fluktuierende Erneuerbare Energien bezeichnet und mit fEE bzw. fRES abgekürzt. Mittlerweile hat sich nahezu durchgängig der Bezeichnung der Variabilität durchgesetzt (Abk.: vEE, vRES, VRE).

⁶ Mit dieser Eigenschaft werden sowohl kurzfristige als auch saisonale Schwankungen im Energiedargebot beschrieben.

zur Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem diskutiert. Neben klassischen Maßnahmen der Flexibilisierung, wie dem Einsatz von Gasturbinen, KWK-Anlagen mit Wärmespeichern und Pumpspeichern wird auch die (flexible) direkte und indirekte Stromnutzung in anderen Verbrauchssektoren (Wärme, Verkehr, Industrie) unter dem Stichwort „Sektor(en)kopplung“ vorgeschlagen, um dadurch auch die Erreichung der Treibhausgasminderungsziele in diesen Sektoren zu unterstützen (vgl. Sterner und Stadler (2017)).

Um Flexibilität zu quantifizieren, ist eine geeignete Maßzahl festzulegen. In der Energiesystemforschung ist die Bewertung einzelner Elemente/Ressourcen eng mit dem Potenzialbegriff verknüpft. Da die begrenzenden Faktoren bei einer solchen Klassifikation von der ersten Stufe (theoretisches Potenzial) über die zweite (technisches Potenzial) bis zur dritten Stufe (ökonomisches Potenzial) anwachsen, wird die Höhe des Potenzials in der Regel abnehmen. Im Falle von politisch gewünschter Technologieförderung kann das Marktpotenzial (Stufe 4) auch über das ökonomische Potenzial hinausgehen, insbesondere zu Beginn des Markthochlaufs. Umgekehrt kann im Falle lenkender Besteuerung gewisser Technologien das Marktpotenzial auch hinter dem ökonomischen Potenzial zurückbleiben.

2.2 Begriffsdefinition

Die folgende erweiterte Definition von Flexibilität wurde in einem Diskussionsprozess in WindNODE erarbeitet und bildet die Grundlage für die weitere Ergebniszusammenführung im Projekt. Teil dieser Definition bilden zudem Anknüpfungspunkte hinsichtlich der Entstehung des Flexibilitätsbedarfs und einer Bewertungssystematik:

„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 Flexibilitätsoption 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. Daneben können Flexibilitäten auf den Regelleistungsmärkten 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

Ökologische Parameter werden bei dem Einsatz und der Bewertung von Flexibilität heute nicht berücksichtigt. Unter der Zielstellung einer nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems sollten dafür zukünftig geeignete Parameter (z.B. in Anlehnung an den Primärenergiefaktor) entwickelt werden.

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.“

3. Aktuelles Strommarktdesign und Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen

3.1 Problemstellung

Die energiepolitische Zielsetzung der Bundesregierung für das Jahr 2030 sieht eine weitere Erhöhung des Anteils von EE auf 65 % im Stromsektor vor (vgl. CDU/CSU/SPD (2018)), die sich vornehmlich auf den verstärkten Ausbau der Windenergie und PV stützen wird. Die damit einhergehende erhöhte Variabilität der Einspeisung stellt bestimmte Anforderungen an die Integrationsfähigkeit von Strommarkt und -netz dar. Eine verstärkte Aktivierung und Einbindung von Flexibilitätsoptionen (z.B. innovative Erzeugungs- und Speichieranlagen sowie flexibler Letztverbrauch) kann die sogenannte Residuallast (zeitlich) glätten, und somit die entstehenden Integrationskosten der EE durch eine markt-, netz- und systemdienliche Fahrweise minimieren.

Grundsätzlich ist die Frage zu diskutieren, ob der Schwerpunkt zur Gewährleistung der Netzsicherheit auf regulierte Eingriffe des Netzbetreibers oder auf nicht-regulierte Marktmechanismen gelegt werden sollte. In einem Eckpunktepapier spricht sich bspw. die Bundesnetzagentur (BNetzA) für eine Stärkung der Marktmechanismen aus (vgl. BNetzA (2011a)). Regulatorische Eingriffe sollen demnach nachrangig eingesetzt werden, nachdem alle Lösungen zur Beherrschung von Netzproblemen auf dem Markt ausgelotet sind. Die BNetzA vollzog damit auch eine Abgrenzung zwischen den Termini *Smart Grid* und *Smart Market*: Auf der einen Seite die regulierte Netzsphäre mit dem Bezug zu Netzkapazitäten und auf der anderen Seite die nicht-regulierte Marktsphäre mit dem Fokus auf Energiemengen oder -flüsse. Aichele und Doleski (2014) sehen den Nutzen von *Smart Markets* zur Absicherung der Systemstabilität insbesondere „in dessen Fähigkeit, zur temporären und mengenmäßigen Verlagerung bzw. Flexibilisierung des Stromverbrauchs aktiv beizutragen.“

Vor dem Hintergrund der künftigen Ausgestaltung der Interaktion von Markt und Netz und der damit verbundenen effizienten Allokation von Flexibilität wird seit einigen Jahren das sogenannte Ampelkonzept diskutiert (vgl. BNetzA (2017)). Aktuell gibt es in Deutschland jedoch noch keine allgemein anerkannte Ausgestaltung der gelben Ampelphase (vgl. Agora (2017)). So ordnet bspw. die BNetzA lediglich die sogenannten marktbezogenen Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG) der gelben Phase zu. Zu diesen marktbezogenen Maßnahmen zählen insbesondere der Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Informationen über Engpässe und das Netzengpassmanagement. Der BDEW geht diesbezüglich mit seinem 2015 erstmals vorgestellten und 2017 überarbeiteten *Smart-Grids*-Ampelkonzept für Verteilnetze einen Schritt weiter und entwirft für die gelbe Ampelphase einen Mechanismus, wonach Marktteilnehmer in einem von Grenzwertüberschreitungen betroffenen Netzsegment netzdienliche Flexibilitäten anbieten und diese von den Verteilernetzbetreibern (VNB) abgerufen werden können (vgl. BDEW (2015) und BDEW (2017)).

Die teilweise parallel ablaufenden Prozesse im Markt- und Netzbereich werden in Abbildung 1 visualisiert und in den nachfolgenden Abschnitten näher erläutert.

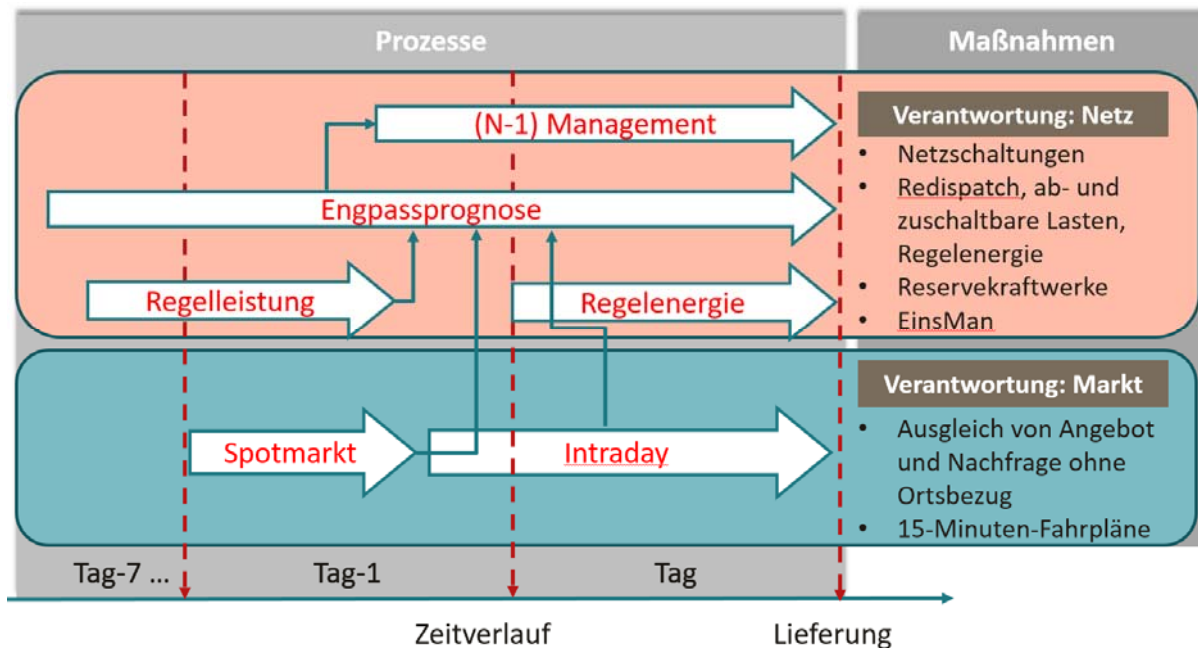


Abbildung 1: Übersicht zu netz- und marktbezogenen Prozessen und Maßnahmen bis zum Lieferzeitpunkt. Quelle: Eigene Darstellung.

3.2 Prozesse im Marktbereich

Im Marktbereich findet der Handel von Strom zur Koordination zwischen Stromerzeugung und -verbrauch statt. Dieser Handel vollzieht sich vor dem Erfüllungszeitpunkt, d.h. vor dem Zeitpunkt einer physischen Lieferung von Strom. Der Handel erfolgt entweder an der Strombörse oder über den bilateralen Großhandel, den Over-the-Counter (OTC)-Handel. Der langfristige Handel findet auf dem Terminmarkt statt. Der kurzfristige Handel, der sich durch zeitlich höher aufgelöste Preisstrukturen auszeichnet und damit einen Gradmesser für den Flexibilitätsbedarf darstellt, wird über den Spotmarkt (Day-Ahead- und Intraday-Markt) abgewickelt (vgl. EEX (2018)).

Der Kurzfristhandel für das deutsche Marktgebiet wird in Rahmen der **Day-Ahead-Auktion** an der Strombörse EPEX SPOT abgewickelt. Hier können für jede Stunde des Folgetages Gebote abgegeben werden. Dazu erfolgt die Gebotsabgabe bis spätestens 12:00 Uhr am Tag vor der physischen Lieferung (vgl. EPEX (2018)). 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 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weiter (vgl. BNetzA (2011b)). Die Kosten zur Übertragung des gehandelten Stroms sind kein Bestandteil der Börsenpreise, sondern werden vielmehr durch die Netzbetreiber entsprechend den Regelungen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) festgesetzt. Folglich werden bei den beschriebenen Handelsgeschäften keine räumlichen Komponenten berücksichtigt. In einer einheitlichen Preiszone ist der Strompreis dementsprechend an allen Netzknoten äquivalent.

Prognostizierte Abweichungen vom Day-Ahead-Ergebnis können zeitlich nachgelagert auf dem **Intraday-Markt** ausgeglichen werden (vgl. EPEX (2018)). Der Intraday-Markt gliedert sich in eine Auktion sowie den kontinuierlichen Handel. Für die **Intraday-Auktion** erfolgt die Gebotsabgabe bis 15:00 Uhr in Form von Viertel-Stunden-Kontraktgrößen. Damit wird die Möglichkeit geschaffen, die viertelstun-

den-basierten Fahrpläne im Rahmen des Bilanzkreismanagements marktseitig abzubilden. Abweichungen vom stündlichen Day-Ahead-Fahrplan können sich beispielsweise aus aktualisierten Prognosen der Last, der EE-Einspeisung oder auch bei Kraftwerksausfällen ergeben. Derartige 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 oder Viertelstunde kein einheitlicher Preis, sondern für jeden erfolgreichen Handelsabschluss ein gesonderter Preis ermittelt wird. Der Handelsschluss liegt bei 30 Minuten vor dem Erfüllungszeitpunkt bzw. 5 Minuten, falls Gebote aus der gleichen Regelzone kontrahiert werden.

3.3 Prozesse im Netzbereich

Nach § 11 Abs. 1 EnWG sind „Betreiber von Energieversorgungsnetzen [...] verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“

Dieser Aufgabe kommen insbesondere die ÜNB nach, indem sie den Zustand des Netzes jederzeit beobachten und prognostizieren, um notwendige Eingriffe frühzeitig erkennen und planen zu können. Dazu erstellen sie räumlich detaillierte Lastflussrechnungen. Die Mechanismen im Netzbereich werden von den ÜNB gesteuert und dienen der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzbetriebs. Sie werden anhand von Prognosedaten in Bezug auf die Netzsituation präventiv in Gang gesetzt und fortlaufend durch die Integration neuer Informationen aus dem Marktbereich adjustiert. Aktuell umfassen diese Maßnahmen unter anderem den Einsatz von Regelleistung, das Heranziehen von Kraftwerken für Redispatch-Leistung, das Einspeisemanagement von erneuerbaren Energien-Anlagen (EinsMan) sowie die Steuerung kurzfristig ab- oder zuschaltbarer flexibler Lasten. Tabelle 1 zeigt für jede Systemdienstleistung bzw. Maßnahme der Netzbetreiber, welche regulatorischen Vorgaben für deren Beschaffung und Durchführung gelten und ob eine Vergütung erfolgt. Im Folgenden werden die Maßnahmen mit erheblichem Einfluss auf die Netzkosten (Regelleistung, Netzengpassmanagement) detaillierter dargestellt.

Systemdienstleistung	Frequenzhaltung		Spannungshaltung		Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung		
	Regelleistung	Momentanreserve	Blindleistung	Kurzschlussleistung		Redispatch (strom- und spannungsbedingt)	Anpassungsmaßnahmen	Einspeisemanagement
Regulierungsrahmen	Beschaffung über Regelleistungsmarkt gemäß § 22 EnWG, §§ 6 ff. StromNZV	Keine Regelung, da bisher systeminhärente Erbringung	Bereitstellung gemäß technischen Anschlussregeln	Bereitstellung gemäß technischen Anschlussregeln	Beschaffung über bilaterale Verträge gemäß Transmission-Code 2007	§§ 13 Abs. 1 Nr. 2, 13a Abs. 1 EnWG	§ 13 Abs. 2 EnWG	§ 14 Abs. 1 EEG
Vergütung	Regelleistungsmarkt	Ohne	Ohne	Ohne	Einzelvertragliche Regelung	Nach Angemessenheit	Ohne	Entschädigung, § 15 EEG

Tabelle 1: Gliederung von Systemdienstleistungen und zugehörige Produkte bzw. Maßnahmen der Netzbetreiber. Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an dena (2014).

3.3.1 Beschaffung von Regelleistung

Das Marktgleichgewicht der Day-Ahead-Auktion und insbesondere im Intraday-Handel führt zu einer guten Annäherung an das systemweite technische Gleichgewicht von Einspeisung und Last. Allerdings ist damit noch nicht gesichert, dass auch jeder Verbraucher in jedem Zeitpunkt die angeforderte Wirkleistung erhält (vgl. 50Hertz (2018)). Dazu ist es notwendig, dass die Netzfrequenz in einem engen Intervall um 50 Hz liegt. Größere Abweichungen der Netzfrequenz als Indikator des Erzeugungs-Last-Gleichgewichts führen zu Abschaltautomatismen und unter Umständen zu Black-outs. Um die Abweichungen von Erzeugung und Verbrauch auf Systembilanzebene auszugleichen, setzen die ÜNB entsprechend Regelleistung ein. Der Beschaffungszeitpunkt für **Regelleistung** durch die ÜNB liegt vor dem physischen Erfüllungszeitraum. Abhängig von der Geschwindigkeit der Aktivierung der Regelleistung wird nach Primär- und Sekundärregelung sowie der Minutenreserve unterschieden. Der Abruf von Regelleistung (in Form von **Regelarbeit**) erfolgt dann nach Bedarf instantan. Die Marktteilnehmer im Regelleistungsmarkt werden entsprechend getrennt durch einen Leistungs- und – mit Ausnahme der Primärregelleistung - einen Arbeitspreis vergütet. Der geographische Ort spielt (mit Ausnahme von der Ausschreibung bestimmter Kernanteile je Regelzone) bei der Bereitstellung von Regelleistung keine Rolle, da die Regelleistung zum Ausgleich der globalen Systembilanz dient und somit keinen räumlichen Bezug hat.

3.3.2 Ablauf beim Engpassmanagement

Zur Gewährleistung der Netzsicherheit bestehen neben den Mechanismen, die zur Einhaltung der Systembilanz greifen (Regelleistung), Maßnahmen zum Engpassmanagement mit lokalem Bezug. Im ersten Schritt sind dazu von Seiten des Netzbetreibers **netz- oder marktbezogene** Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG vorzunehmen. Erst in einem zweiten Schritt dürfen bei anhaltender Netzgefährdung oder -störung als „Ultima-Ratio-Lösung“ durch den Netzbetreiber konventionelle Kraftwerke (§ 13 Abs. 2 EnWG) sowie erneuerbare Energien und KWK-Anlagen (§ 14 Abs. 1 EEG⁷ i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG) in ihrer Einspeiseleistung angepasst werden (vgl. auch BNetzA (2011a); BNetzA (2018a)).

Der Referentenentwurf zum Energiesammelgesetz sieht vor, die Regime des Redispatch und des Einspeisemanagements zukünftig gemeinsam und einheitlich in § 13 Abs. 1 bzw. § 13a Abs. 1 EnWG zu regeln. Durch die Relativierung des Einspeisevorrangs sollen zukünftig auch EE-Anlagen abgeregelt werden können, jedoch nur unter der Voraussetzung, dass ein Vielfaches an konventioneller Erzeugung abgeregelt werden müsste, um die zusätzlich abgeregelte EE-Menge einsparen zu können.

Die Notwendigkeit von marktbezogenen Maßnahmen wird vom ÜNB aufgrund von Lastflussberechnungen eingeschätzt, die bereits mit einem zeitlichen Vorlauf von mehr als einer Woche vor dem Liefertermin einsetzen. Sobald durch den prognostizierten marktbezogenen Einsatzfahrplan der Kraftwerke etwaige Grenzwertverletzungen sichtbar werden, erfolgt durch den zuständigen ÜNB die Planung von notwendigen präventiven Redispatch-Maßnahmen. Zur Anordnung von marktbasierter Fahrplanänderungen können die ÜNB auf der Basis vertraglicher Verpflichtungen direkte Absprachen mit konventionellen Kraftwerken ab 10 MW Einspeiseleistung treffen (§ 13a Abs. 1 EnWG).

⁷ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)

Beim **strom**bedingten Redispatch handelt es sich um Anweisungen des ÜNB zur Erhöhung bzw. Absenkung von Einspeiseleistung, um temporär auftretende Netzüberlastungen zu beseitigen oder zu vermeiden. Beim **spannungs**bedingten Redispatch werden Kraftwerke zur Anpassung von Blindleistung aufgefordert, um die Spannung im betroffenen Netzgebiet aufrechtzuerhalten. In diesem Zuge erfolgt eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken und dementsprechend die Bereitstellung des benötigten Anteils an Blindleistung. Auf die Systembilanz haben Redispatch-Maßnahmen keine Auswirkungen, da „abgeregelte“ Mengen durch gleichzeitig „hochgeregelte“ Mengen in physikalischer und bilanzieller Hinsicht ausgeglichen werden. Demgegenüber werden die abgeregelten Strommengen der EE-Erzeugung wegen der oftmals fehlenden Planbarkeit der Maßnahmen mit Regelenergie ersetzt, solange der Ausgleich nicht bereits durch den Netzbetreiber erfolgt (vgl. BNetzA (2018b)).

3.4 Zwischenfazit

Die Anforderungen an das Strommarktdesign sind entsprechend den Schwerpunkten der energiepolitischen Zielsetzung einem fortlaufenden Anpassungsbedarf unterworfen (vgl. Conejo et al. (2018)). Zu Beginn des Liberalisierungsprozesses der 1990er Jahre und der damit verbundenen Einführung von Großhandelsmärkten stand die Kosteneffizienz beim Einsatz regelbarer Kraftwerke im Mittelpunkt. Der (stundenscharfe) marktseitige Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Tag vor der Lieferung reichte aus, um mit der Prognoseunsicherheit, insbesondere der Nachfrageseite, bis zur Erfüllung des Handelsgeschäfts umzugehen. Mit dem Anstieg der fluktuierenden EE-Erzeugung, deren Einspeiseprognose mit größerer Unsicherheit behaftet ist, stieg der Bedarf für untertägige Anpassungen der Einsatzfahrpläne, um die marktseitige Integration der erneuerbaren Energien zu optimieren. Die daraufhin eingeführte 15-Minuten-Taktung der Produktscheiben im Intraday-Handel bietet eine gute Möglichkeit, einen hinreichend genauen Einsatzfahrplan durch die Marktteilnehmer sicherzustellen und Preissignale für marktdienliche Flexibilität zu generieren. Für die Zukunft wäre zu prüfen, ob eine weitere Verkürzung der Produktzeitscheiben für die Bilanzkreise im Vergleich zum Abruf von Regelleistung einen Nutzen hätte. Die Einführung von untertägigen Auktionen könnte die Liquidität im Markt weiter erhöhen und das Preisrisiko senken (vgl. Neuhoff et. al. (2016)).

Wenn die marktbasierende Einsatzplanung der Erzeugungs- und Speicheranlagen in einer Preiszone die gegebenen physikalischen Restriktionen der Transport- und Verteilinfrastruktur verletzt, muss der Netzbetreiber wie oben beschrieben präventiv und kurativ eingreifen (z.B. durch Anweisung von Redispatch). Diese nachträglich korrigierenden Eingriffe führen dann jedoch unweigerlich zu einem Anstieg der Gesamtkosten gegenüber dem reinen Marktergebnis (vgl. Abbildung 2). Neben den Betreibern von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW können auch zu- oder abschaltbare Lasten in die markt- und netzbezogenen Maßnahmen des ÜNB einbezogen werden. Die ausgeschriebene Menge von schnell bzw. sofort abschaltbarer Lasten beträgt jeweils 750 MW und wird durch wenige Großverbraucher abgedeckt. Das technische Redispatch-Potenzial im Bereich zuschaltbarer Lasten wurde unter dem Schlagwort „Nutzen statt Abregeln“ durch § 13 Abs. 6a EnWG durch KWK-Anlagen i.V.m. elektrischer Wärmeerzeugung (Power-to-Heat) geschaffen. Dieses Konzept ist jedoch zum einen auf die genannte Technologiekombination und zum anderen auf bestimmte vorrangige Netzausbauggebiete beschränkt. Eine dritte Möglichkeit, über welche die Netzbetreiber ein netzdienliches Verhalten von Lasten veranlassen können, ist die Regelung des § 14a EnWG, der jedoch ordnungsseitig noch einer Ausgestaltung

bedarf. Eine detailliertere Beschreibung der regulatorischen Rahmenbedingungen der genannten netzseitigen Maßnahmen wird im vierten Kapitel vorgenommen.

Das Potenzial einer netzdienlichen Erschließung kleinerer Erzeugungs- und Speicheranlagen unterhalb der im EnWG definierten Leistungsklasse sowie der Nachfrageseite bleibt somit derzeit ungenutzt. Um den erwarteten Flexibilitätsbedarf effizient zu decken, sollte die Flexibilität daher angebotsseitig vollständig erschlossen werden. Bezogen auf die lokale Netzsituation kann das zusätzliche Flexibilitätsangebot dazu beitragen, dass EE-Anlagen nicht abgeschaltet werden, sondern dem Gesamtsystem erhalten bleiben und optimal integriert werden.

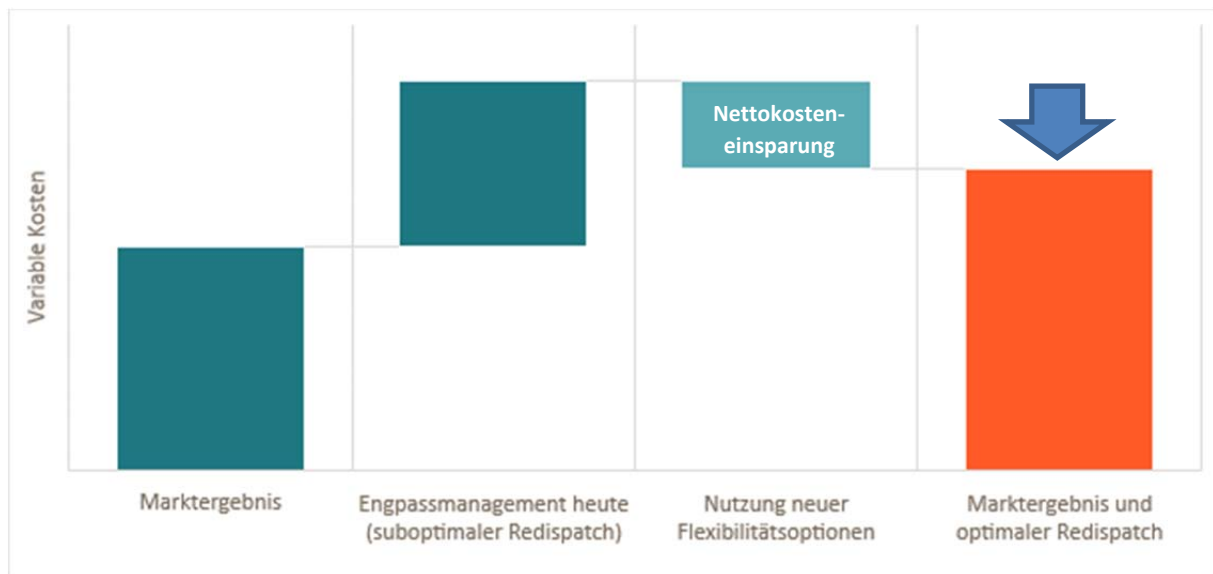


Abbildung 2: Konzeptionelle Darstellung der qualitativen Wirkung neuer Flexibilitätsanbieter auf die Systemkosten im Markt- und Netzbereich (Die Höhe der Säulen wurde zu rein illustrativen Zwecken gewählt). Quelle: Eigene Abbildung.

Bei der Frage nach dem Bedarf für zusätzliche (netzdienliche) Flexibilität im Stromsystem spielt insbesondere die Abschätzung der künftigen Transportfähigkeit der Netze eine entscheidende Rolle. Die durch einen Redispatch zu behandelnden Netzengpässe könnten temporärer Natur sein und im Rahmen des Netzausbaus behoben werden. Allerdings sind durch das Konzept der Spitzenkappung bei der Netzplanung dauerhafte Engpässe zu erwarten, da aus volkswirtschaftlicher Sicht ein vollständiger Netzausbau nicht effizient erscheint (§ 11 Abs. 2 EnWG). Bedingt durch den parallel ohnehin stattfindenden Ausbau der erneuerbaren Energien und dem zeitlich nachlaufenden Netzausbau werden sich daher temporäre Engpässe eher verstetigen. Im weiteren Verlauf der energiepolitischen Diskussion muss es also darum gehen, im Rahmen der grundsätzlichen Trennung von Markt und Netz, die Flexibilitätslücke durch technologie neutrale Regulierung und ein diskriminierungsfreies Marktdesign zu minimieren. Dafür müssen neben der Frage der kostengünstigen Aktivierung des Flexibilitätsangebotes auch die Abstimmungsprozesse der beteiligten Netzbetreiber kritisch analysiert werden.

4. Regulierung – Status quo

4.1 Problemstellung

Dem marktwirtschaftlichen Grundgedanken unseres Wirtschaftssystems ist inhärent, dass sich Akteure zu einem Verhalten motivieren lassen, wenn damit wirtschaftliche Vorteile einhergehen. Mit Blick auf den Stromsektor wird deutlich, dass nur etwa ein Viertel des Strompreises für Haushaltskunden auf Beschaffung, Vertrieb und Marge anfällt. Den Rest der etwa 30 ct/kWh bilden Umlagen, Netzentgelte, Steuern sowie weitere Abgaben.⁸ Für industrielle Strombezieher gestalten sich die Strompreisbestandteile etwas individueller und es sind Faktoren wie die Höhe des Stromverbrauchs, die Anschlussleistung und Vollbenutzungsstunden zu berücksichtigen. Aber auch im Bereich der industriellen Stromkunden spielen die Entgelte, Umlagen sowie Steuern eine maßgebliche Rolle für Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Ob und in welcher Höhe die genannten Umlagen, Abgaben und Steuern anfallen, wird insbesondere vom geltenden Rechtsrahmen bestimmt. Aufgrund der hohen Belastungen des Strompreises aus Endkundensicht mit staatlich induzierten Umlagen, Abgaben und Steuern spielt der Rechtsrahmen für Flexibilitätsoptionen eine erhebliche Rolle. Soll sich der Betrieb von Speichern, die Fahrweise von Erzeugungsanlagen und Lasten sowie der Einsatz von Sektorenkopplungsanlagen dem Dargebot fluktuierender erneuerbarer Energien anpassen, ist es notwendig, dass entsprechende Hemmnisse für einen solchen Einsatz abgebaut und durch Anreize ersetzt werden.

Im Folgenden wird ein Überblick über den Rechtsbestand gegeben und dargelegt, wie die Flexibilität von Anlagen nach dem rechtlichen Status Quo berücksichtigt wird. Der Beitrag fokussiert sich insbesondere auf die Flexibilität der Verbraucherseite. Dabei ist zu berücksichtigen, dass es auch Flexibilitätsanreize auf Erzeugerseite gibt. Beispielhaft können hier Flexibilitätsbonus oder Flexibilitätszuschlag für Biomasseanlagen nach §§ 50 ff. EEG genannt werden.

4.2 Netzentgelte

Für die Netznutzung, also insbesondere die Durchleitung des Stroms durch das Netz hat der Netznutzer dem Netzbetreiber ein Entgelt zu bezahlen. Netzentgelte fallen dabei regelmäßig nur an, wenn Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird. Für die Einspeisung elektrischer Energie in das Netz fallen nach § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV⁹ keine Netzentgelte an. Nach § 17 Abs. 2 StromNEV besteht das Netzentgelt pro Entnahmestelle aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Da das Jahresleistungsentgelt das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr ist, beeinflusst eine flexibilitätsbedingte Steigerung der Jahreshöchstlast die Höhe der Netzentgelte in erheblichem Maße.

⁸ BNetzA, Haushaltskundenpreis Stand 01.04.2017. Infografik im Internet abrufbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/PreiseRechnTarife/preiseundRechnungen-node.html>

⁹ Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)

Netzentgeltreduzierungen bzw. -befreiungen für ein angepasstes bzw. flexibles Verhalten sind im Rechtsbestand zwar angelegt, sie sind jedoch an enge Voraussetzungen geknüpft oder bislang noch nicht über das Stadium einer Verordnungsermächtigung hinausgelangt¹⁰. So sieht § 118 Abs. 6 EnWG eine Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher vor, die jedoch auf maximal 20 Jahre ab Inbetriebnahme begrenzt ist und - mit Ausnahme des Power-to-Gas-Verfahrens (PtG)¹¹ - die Rückverstromung der Energie in das gleiche Netz zur Voraussetzung macht. Von dieser Norm können folglich (nur) rückverstromende Speichertechnologien sowie Sektorenkopplungsanlagen, die sich dem PtG-Verfahren bedienen, profitieren.

Die Möglichkeit einer Netzentgeltreduzierung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Bereich der Niederspannung sieht § 14a EnWG vor. Hierzu hat der Anlagenbetreiber dem Verteilnetzbetreiber im Gegenzug die Steuerbarkeit seiner Anlage zu überlassen, damit dieser sie netzdienlich einsetzen kann. Die nähere Ausgestaltung der Voraussetzungen, wie insbesondere die Höhe der Netzentgeltreduzierung sowie die Anforderungen an die (Fern-)Steuerbarkeit, ist der Bundesregierung durch Rechtsverordnung gem. § 14a S. 3 EnWG vorbehalten. Von dieser Norm können voraussichtlich Sektorenkopplungsanlagen wie bspw. Power-to-Heat-Anlagen, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge profitieren. Im Hinblick auf die nähere Ausgestaltung ist der Erlass der entsprechenden Verordnung abzuwarten.

Im Bereich der Netzentgeltregelungen bestehen darüber hinaus Normen, die einem flexiblen Einsatz insbesondere von industriellen Letztverbrauchern gänzlich entgegenstehen. So können vor allem Großverbrauchern für Sonderformen der Netznutzung gem. § 19 Abs. 2 StromNEV individuelle Netzentgelte angeboten werden. Die Sonderformen der Netznutzung lassen sich in zwei Kategorien einteilen.

Die sog. *"atypische Netznutzung"* nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV: Ein individuelles Netzentgelt wird hierbei dafür angeboten, dass der Höchstlastbeitrag des (regelmäßig industriellen) Letztverbrauchers von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus diesem Netz abweicht. Das individuelle Netzentgelt darf dabei nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgelts betragen. Durch Verlagerung von Prozessen in Zeiten, in denen andere das Netz wenig beanspruchen (bspw. nachts) und das damit einhergehende atypische bzw. azyklische Verhalten kann der (industrielle) Letztverbraucher so dazu beitragen, dass das Netz nicht überlastet wird.

Dieser Privilegierungstatbestand klingt zunächst danach, als ob netzdienliches Verhalten im Sinne einer hier thematisierten Flexibilität angereizt wird, tatsächlich kann es sie jedoch sogar hindern. Die Norm stammt aus einer Zeit, als die benötigte Kapazität für den Stromtransport aufgrund von planbarer Stromerzeugung und planbarem Stromverbrauch vorhersehbar war und entsprechende Hochlastzeitfenster prognostiziert werden konnten. Mit der Zunahme fluktuierender erneuerbaren Ener-

¹⁰ Verordnungsermächtigung bedeutet, dass der Gesetzgeber die Grundlagen selbst gesetzt hat, die konkrete Ausgestaltung aber der Exekutive durch eine Verordnung überlassen hat.

¹¹ Gem. § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG gilt die Voraussetzung der Rückverstromung nach § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG nicht für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist.

gien ist aber die Stromerzeugung weniger planbar und auch die benötigten Transportkapazitäten sind ungewiss, jedenfalls unter der Prämisse, dass alle Strommengen aus erneuerbaren Energien in das System integriert werden sollen. So können bspw. aufgrund einer erhöhten Windeinspeisung in einer Netzregion auch in Hochlastzeitfenstern erhebliche Überkapazitäten bzw. Überschussstrommengen entstehen, bei denen es sinnvoll wäre, wenn ein (industrieller) Letztverbraucher sie abnehmen würde. Die bloße Einteilung zwischen Hoch- und Niederlastzeitfenstern und darauf basierende Netzentgeltprivilegierungen bildet die Netzsituation und den Flexibilitätsbedarf daher nicht mehr hinreichend ab. Sie führt sogar dazu, dass der (industrielle) Letztverbraucher auch bei einem Strombedarf während eines Hochlastzeitfensters keinen Strom aus dem Netz entnehmen wird, um nicht Gefahr zu laufen, seinen Anspruch auf ein individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zu verlieren.

Die BNetzA hat durch Festlegung¹² die sachgerechte Ermittlung der individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 7 StromNEV konkretisiert und dabei verfügt, dass Leistungsspitzen, die nachweislich durch kurativen Redispatch aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers oder durch die Erbringung negativer Regelleistung induziert wurden, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast unberücksichtigt bleiben. Beschränkt auf Maßnahmen des kurativen Redispatch und die negative Regelleistungsbereitstellung sind die oben beschriebenen Hemmnisse einer Flexibilitätsbereitstellung damit durch die Festlegung der BNetzA beseitigt worden.

Im Hinblick auf die festgestellten Hemmnisse verhält es sich mit der zweiten Kategorie der Sonderformen der Netznutzung, der sog. „*stromintensiven Netznutzung*“ nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV ähnlich. Diese Norm ermöglicht die Gewährung eines individuellen Netzentgeltes für solche (industriellen) Letztverbraucher, deren Stromabnahme pro Kalenderjahr eine Benutzungstundenzahl von mindestens 7.000 h/a erreicht und deren Stromverbrauch an der betreffenden Abnahmestelle 10 GWh/a überschreitet. Es wird folglich ein gleichmäßiger und dauerhaft hoher Strombezug privilegiert, der unabhängig von der jeweiligen Netz-, System- oder Marktsituation ist. Entsprechend werden (industrielle) Letztverbraucher wenig Interesse an einer flexiblen Fahrweise, bspw. in Form von Leistungsrosselung in Knappheitssituationen, haben, wenn sie dadurch Gefahr laufen, unter die für die Netzentgeltreduzierung notwendige Anzahl an Vollbenutzungstunden oder verbrauchte Gigawattstunden zu fallen.

Im Hinblick auf Stromspeicher gewährt § 19 Abs. 4 StromNEV die Möglichkeit auf individuelle Netzentgelte. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass der Strom aus dem Netz entnommen wird und später wieder in das Netz eingespeist wird (Rückverstromung).

4.3 Netzentgeltgewälzte Umlagen und Abgaben

Neben den Netzentgelten machen auch die netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben einen nicht unerheblichen Teil des Gesamtstrompreises aus. Entsprechend können auch Privilegierungen in diesem Bereich zu einem Hebel für die Flexibilitätsbereitstellung führen. Zu den netzentgeltgewälzten Belastungen gehören insb. Konzessionsabgaben, die KWK-Umlage, die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage

¹² BNetzA Festlegung BK4-13-739.

und die Offshore-Haftungsumlage. Da die Belastungen über die Netzentgelte gewälzt werden, könnte argumentiert werden, dass bei einer Befreiung von der Netzentgeltzahlungspflicht automatisch auch die netzentgeltwälzten Belastungen entfallen. Seit Mitte 2017 ist jedoch höchstrichterlich geklärt, dass bei einem Anspruch auf Befreiung von den Netzentgelten nicht automatisch ein Befreiungsanspruch auch im Hinblick auf die netzentgeltgewälzten Belastungen entsteht.¹³ Umlagespezifische Privilegierungsmöglichkeiten sind im Rechtsbestand zwar vorhanden, ähnlich wie bei den Netzentgelten oder der EEG-Umlage (siehe unten) ist die Netz-, System- oder Marktdienstlichkeit jedoch kein Tatbestandsmerkmal. Vielmehr wird an Kriterien der Stromverbrauchsintensität angeknüpft oder eine verpflichtende Rückverstromung bei Stromspeichern zur Voraussetzung für Begrenzungen gemacht.¹⁴

4.4 EEG-Umlage

Soweit ein (vorwiegend industrieller) Letztverbraucher aufgrund seiner Stromkostenintensität von den wettbewerbsgetriebenen Grundsätzen der besonderen Ausgleichsregelungen nach § 63 ff. EEG profitieren kann, sind seine Verpflichtungen zur EEG-Umlageentrichtung beim Strombezug begrenzt. Ist die volle EEG-Umlage zu entrichten, erhöhen sich die Strombezugskosten derzeit jedoch um 6,79 ct/kWh. Mit der EEG-Umlage werden die EEG-geförderten Strommengen aus erneuerbaren Energien-Anlagen finanziert. Durch ihre Höhe bietet sie aber auch das Potenzial durch entsprechende Befreiungen oder Reduzierungen, einen Hebel für die Flexibilisierung des Energiesystems darzustellen.

Flexibilitätsrelevante Bezüge im Rahmen von Ausnahmeoptionen bei der EEG-Umlagezahlungspflicht sind § 61k Abs. 1 EEG zu entnehmen, der eine Reduzierung der EEG-Umlage für diejenigen Strommengen vorsieht, die durch den Verbrauch in einem Stromspeicher anfallen. Die EEG-Umlage wird dabei um den Umfang reduziert, in dem die EEG-Umlage auf die ausgespeicherte Strommenge anfällt. Aber auch im Rahmen des § 61k EEG ist es erforderlich, dass die ausgespeicherte Strommenge entweder in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist oder ausschließlich vom Betreiber selbst verbraucht wird. Andere Flexibilisierungsoptionen, die nicht auf einer Zwischenspeicherung von Strom basieren, sondern bspw. sektorenübergreifend Energie übertragen (PtH, PtG) können von der EEG-Umlagebefreiung nicht profitieren.

4.5 Stromsteuer

Auch der Bereich der Stromsteuer bietet kaum Anreize zu einer flexiblen Anlagenfahrweise. Die Stromsteuer beträgt gem. § 3 StromStG 20,50 €/MWh. Unter der Voraussetzung des § 9b Abs. 1 StromStG besteht zwar die Möglichkeit einer Steuerentlastung für Strom, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft für die Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft oder mechanische Energie aus dem Netz entnommen hat. Damit ist ein Anreiz bzgl. PtH-Anwendungen grundsätzlich gegeben, der jedoch stark eingeschränkt ist, da die Entlastung nur gewährt wird, wenn das Erzeugnis (bspw. die PtH-Wärme) nachweislich ebenfalls durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes oder der Land- und Forstwirtschaft

¹³ Bundesgerichtshof, Beschl. v. 20.06.2017, Az.: EnVR 24/26.

¹⁴ Vgl. bspw. § 27 oder § 27b KWKG im Hinblick auf die KWK-Umlage; § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV im Hinblick auf die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage.

genutzt wurde. Auch fällt die Entlastungshöhe mit 5,13 €/MWh nach § 9b Abs. 2 S. 1 StromStG relativ gering aus.

Der Umstand, dass die Stromsteuer als Mengensteuer ausgestaltet ist und sich der Höhe nach nicht nach dem Verkaufspreis des Stroms richtet (Wertsteuer), stellt unter dem Gesichtspunkt einer möglichen Marktdienlichkeit von Flexibilität keinen Anreiz zur Verhinderung negativer Börsenstrompreise dar.

4.6 Zwischenfazit

Zusammenfassend kann aus regulatorischer Sicht festgehalten werden, dass die derzeitige Ausgestaltung der Strompreisbestandteile eine netz-, markt- oder systemdienliche Fahrweise von Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern kaum bis gar nicht anreizt. Durch das bestehende Regelungsregime wird der Einsatz von Flexibilität durch die Verbrauchsseite sogar verhindert, indem auf starre Zeitfenster abgestellt wird und nicht der jeweilige Netzzustand oder Strombedarf zur Voraussetzung für Privilegierungen gemacht wird.

4.7 Regulatorischer Ausblick

Anzumerken ist, dass der Gesetzgeber die Notwendigkeit einer Orientierung an netz-, system- und marktdienlichen Kriterien erkannt hat und Änderungen im Rechtsbestand ersichtlich sind. So sind den jüngeren Gesetzen und Verordnungen dahingehende Anreize in Ansätzen bereits zu entnehmen, wie bspw. § 33 MsbG, der in der Überschrift von einem netzdienlichen und marktorientierten Einsatz spricht oder der speziell für SINTEG erlassenen SINTEG-Verordnung, die netz- und marktdienliche Zeiträume beschreibt und daran anknüpfend auf einer experimentellen Basis finanzielle Nachteile kompensiert.

Ein flexibilitätsbezogener Hemmnisabbau ist auch im Bereich der Regelenergiebereitstellung erfolgt. So wurde die Mindestangebotsgröße zur Teilnahme am Regelenergiemarkt für die Sekundärregelleistung und die Minutenreserve von 5 MW auf 1 MW bei einem Angebot je Produktzeitscheibe in der jeweiligen Regelzone herabgesetzt. Dabei können Anlagen auch gepoolt, also virtuell zusammengefasst werden, um die Mindestangebotsgrößen zu erreichen. Entsprechend wurde der Regelenergiemarkt für kleinere Akteure geöffnet. Auch der Ausschreibungszeitraum wurde von wöchentliche auf kalendertägliche (Sekundärregelleistung) und von wochentägliche auf kalendertägliche (Minutenreserve) Intervalle verkürzt.¹⁵

Neben dem bereits erwähnten § 14a EnWG, der steuerbare Verbrauchseinrichtungen zum Gegenstand hat und dessen Konkretisierung in einer Verordnung erfolgen wird, bietet auch § 13 Abs. 6a EnWG („Nutzen statt abschalten“) eine Chance zur Flexibilisierung und Netzengpassvermeidung, indem technologiespezifisch und auf das Netzausbaugebiet begrenzt eine (netzdienliche) Fernsteuerbarkeit von Kombinationen aus KWK- und PtH-Anlagen durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgen kann. Dabei bleibt abzuwarten, ob in der Praxis von der Möglichkeit des § 13 Abs. 6a EnWG ausreichend Gebrauch gemacht wird. Wird der angestrebte Leistungsumfang von 2 GW nicht er-

¹⁵ BNetzA Festlegung, BK6-15-159.

reicht, besteht die Möglichkeit den Anwendungsbereich durch Rechtsverordnung auszuweiten und andere Technologien als zuschaltbare Lasten einzusetzen (vgl. § 13 Abs. 6a S. 7 EnWG und Weiser et al. (2018)).

Auch im Rahmen des EEG und des KWKG¹⁶ zeichnen sich regulatorische Chancen für die Hebung von Flexibilitätspotenzialen ab. So sollen nach der Verordnungsermächtigung der §§ 39j i. V. m. 88d EEG in den Jahren 2018 bis 2020 Ausschreibungen zur Förderung von „besonders netz- oder systemdienliche[n] technische[n] Lösungen“ mit einem Volumen von bis zu 50 MW ermöglicht werden. Eine entsprechende Verordnung, welche die diesbezüglichen Anforderungen spezifiziert, ist jedoch noch nicht erlassen worden.

Des Weiteren erfolgte die Einführung einer weiteren Förderkategorie im Rahmen des KWKG. So wird die Teilnahme an Ausschreibungen zu sog. innovativen KWK-Systemen gem. § 5 Abs. 2 i. V. m. § 8b KWKG i. V. m. KWKAusV¹⁷ ermöglicht. Dazu muss das System gem. § 24 Abs. 1 Nr. 5 KWKAusV technisch in der Lage sein, die Wärmeleistung, die aus dem KWK-Prozess maximal ausgekoppelt werden kann, zu mindestens 30 Prozent mit einem mit der Anlage verbundenen elektrischen Wärmeerzeuger zu erzeugen. Hierzu muss die KWK-Anlage nach der Verordnungsbegründung eine markt- und netzdienliche Fahrweise aufweisen. In Zeiten von hohem Erzeugungsaufkommen kann durch den elektrischen Wärmeerzeuger die Last erhöht und somit das Netz entlastet werden.¹⁸

¹⁶ Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG)

¹⁷ Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für innovative KWK-Systeme (KWK-Ausschreibungsverordnung - KWKAusV)

¹⁸ BT-Drs. 18/12375, S. 97

5. Use Case: Flexibilität durch industrielle Lasten

5.1 Problemstellung

Das WindNODE-Arbeitspaket „Intelligentes industrielles Lastmanagement in Berlin“ zielt auf eine energiemarkt- und netzdienliche Steuerung flexibler Produktionsprozesse in den Berliner Siemens-Werken ab. Dazu wird eine Verbindung zwischen intelligentem Energiemanagement und Produktions- und Prozesssteuerung in Verbindung mit Informations- und Kommunikationstechnologie demonstriert, um zukünftig mehr erneuerbare Energieerzeugung mithilfe der Industrie zu integrieren und Energiekosten zu senken.

Das wirtschaftliche Potenzial für flexible industrielle Lasten ist vorhanden und wird regelmäßig aufgrund von mangelnder Bekanntheit im Unternehmen und noch nicht erfolgter Prüfung der Vermarktungsoptionen, aber auch wegen fehlender Messinfrastruktur und Auswertungsmöglichkeiten unterschätzt (vgl. IndustRE (2018)). Daneben konkurriert das Thema mit alternativen wirtschaftlichen Maßnahmen um Personal und Investitionsmittel. Zudem führen Investitionen in reine Effizienzmaßnahmen (z.B. in effiziente Antriebe oder LED-Beleuchtung) gegenüber der Flexibilisierung regelmäßig zu höheren Energiekostensenkungen.

5.2 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 hauptsächlich thermische und mechanische Produktions- und Prüfprozesse. Die größte Herausforderung bei der Charakterisierung dieser Prozesse hinsichtlich ihrer Flexibilitätseigenschaften 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“ ermöglicht eine Hebung von Flexibilitätspotenzialen gemäß den Möglichkeiten des zugrundeliegenden Produktionsprozesses:

Fixe Verschiebung

Prozesse, die nicht permanent an das fluktuierende Dargebot von erneuerbarer Energie angepasst werden können, aber deren Startzeitpunkt einmalig verändert werden kann, werden auf einen statistisch günstigeren Startzeitpunkt eingestellt, der anhand der ermittelten Kosteneinsparungen aus vermiedenen Strombezugs- und Netzkosten berechnet wird. Beispiel: Aufheizprozesse werden aus den teuren Abendstunden in die günstigeren Nachmittagsstunden verlegt.

Strompreis- und Netzampel

Die Strompreisampel ist eine zusammenfassende Darstellung von Netzzuständen und aufbereiteten Strompreisen, die dem Anlagenverantwortlichen täglich zur Verfügung gestellt werden. Damit können auch nicht planbare Prozesse im Rahmen ihrer Möglichkeiten in günstigere Zeiten verschoben werden. Diese Maßnahme eignet sich aufgrund der fehlenden Planbarkeit nicht zur Stromfahrplanoptimierung, kann aber innerhalb eines vereinbarten Leistungstoleranzbandes genutzt werden, um markt- und netzdienliche Anreize zu verfolgen.

Fahrplanoptimierung

Auf Basis der vorhandenen Produktionspläne und zugehöriger Lastprofile wird täglich ein auch auf strombezugsorientierte Parameter optimierter Produktionsplan erstellt und eine Startzeit-Empfehlung an den Anlagenverantwortlichen gesendet, der weiterhin die Kontrolle über den Prozess behält. Wie bei der Strompreis-/Netzampel kann diese Maßnahme nur im Falle eines vereinbarten Leistungstoleranzbandes genutzt werden, um markt- und netzdienliche Anreize zu verfolgen.

Closed-Loop-Optimierung

Diese Maßnahme gleicht der Fahrplanoptimierung, jedoch wird hier der Prozess automatisiert gesteuert. Diese Maßnahme kann auch zur Stromfahrplanoptimierung genutzt werden.

5.3 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 auf Basis von energiemarkt- und netzdienlichen Anreizen erfolgen (vgl. Abbildung 3: Unterteilung der Vermarktungsoptionen für flexible Lasten nach Aktivierungszeit.). Flexible industrielle Lasten können für eine netzdienliche Betriebsweise (z.B. Spitzenlastbegrenzung oder atypische Netznutzung) genutzt werden, aber auch, um Kostenminderungen beim klassischen Strombezug mit festen Strompreisen durch Glättung oder Anpassung des Lastprofils an Base- oder Peak-Produkte zu erreichen. Unternehmen bevorzugen häufig risikoaverse Stromlieferverträge mit fest kalkulierbaren Preisen.

Eine Integration von erneuerbarem Strom ist zudem über die Nutzung von Strompreisschwankungen am Day-Ahead- oder Intraday-Markt technisch möglich. Jedoch sind die Wertschöpfungsmöglichkeiten bei statischen Anwendungsfällen größer, als bei der Teilnahme an den kurzfristigen Strommärkten. Dazu sind auch die technischen Anforderungen bei statischen Anwendungsfällen geringer. Für den Einsatz industrieller Lasten ist wichtig, dass geeignete Vermarktungsoptionen genutzt werden können. Dazu zählen neben dem Energiehandel, dem Regelleistungsmarkt und der Stromnetzentgeltverordnung auch weitere zukünftige Themen, wie z.B. die Teilnahme an Maßnahmen zur Minderung von Redispatch- oder Einspeisemanagement-Ereignissen.

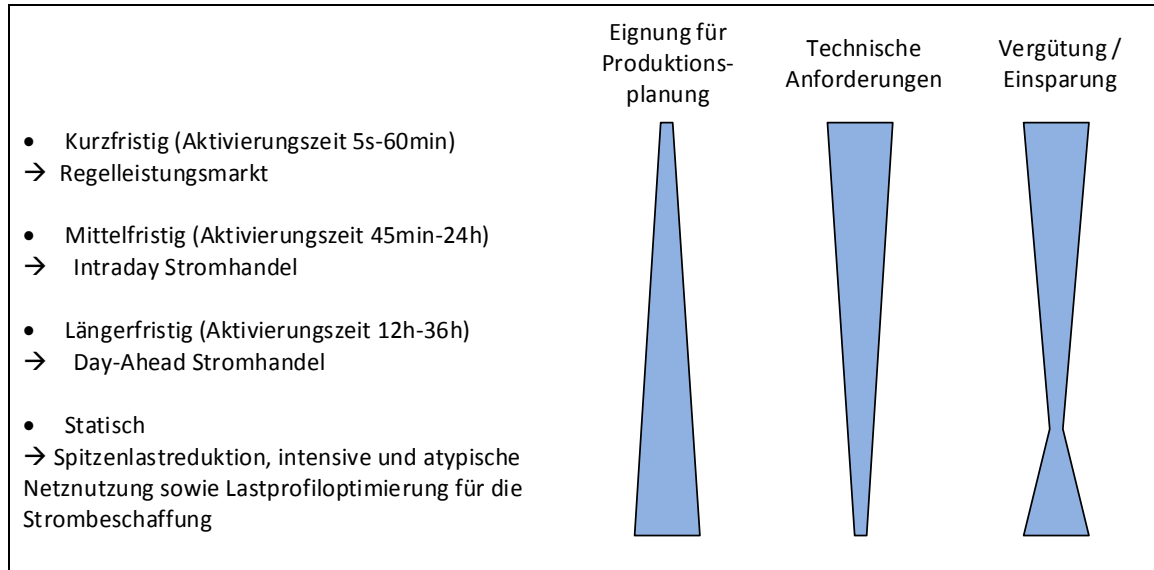


Abbildung 3: Unterteilung der Vermarktungsoptionen für flexible Lasten nach Aktivierungszeit.

5.4 Marktbedingte und regulatorische Hemmnisse

Eine Senkung der Strombezugskosten, z.B. durch eine Lastprofiloptimierung, ist in nahezu jedem industriellen Betrieb möglich. Häufig wird jedoch ein aus der Vergangenheit resultierendes Lastprofil des Betriebes ausgeschrieben und zu einem fixen Strompreis beschafft. In diesem fixen Lastprofil sind häufig keine Möglichkeiten zur kurz- und mittelfristigen Optimierung am Day-Ahead-Handel vorgesehen. Ein direkter oder über einen Händler abgebildeter Spotmarkthandel bietet hingegen diese Möglichkeit. Hier muss jedoch beachtet werden, dass einem übersichtlichen Einsparpotenzial ein theoretisch großes Risiko gegenübersteht, das aus unvorhergesehenen Preissteigerungen am Spotmarkt bestehen kann.

Teilweise ergeben sich Einschränkungen durch klassische Energiemanagementmaßnahmen, wie z.B. der Spitzenlastreduktion oder der Nutzung der Regelung der atypischen Netznutzung. Die großen Herausforderungen für einen marktdienlichen Einsatz der flexiblen Lasten liegen derzeit jedoch in den geringen Preisschwankungen am Strommarkt sowie den hohen fixen Strompreisbestandteilen (vgl. ewi ER&S, Fraunhofer FIT und FIM (2017)). Maßnahmen wie die Spitzenlastreduktion oder die Nutzung der atypischen Netznutzung erzielen deutlich größere Einsparungen. So können durch die Absenkung von 1 MW Spitzenlast je nach Netzebene zwischen ca. 30.000-90.000 €/Jahr eingespart werden. Das entspricht einer Verbrauchsverlagerung von 1.500-4.500 MWh/a bei einem theoretisch angenommenen Preis-Spread von 20 €/MWh.

5.5 Zwischenfazit

Die in WindNODE betrachteten industriellen Lasten eignen sich vorwiegend zur Lastgangoptimierung für den strategischen Einkauf sowie für eine günstigere Day-Ahead-Beschaffung. Mit Letzterem kann auf vorhergesehene besonders günstige oder besonders teure Strompreise aufgrund von Wetterereignissen sowie hohen oder niedrigen Strombedarf reagiert werden. Die Folge daraus ist eine Glättung des Residuallastverlaufes. Daneben können die Lasten ebenfalls auf Anreize zum netzdienlichen Verhalten reagieren. Häufig, jedoch nicht immer, gehen markt- und netzdienliche Anreize miteinander einher (vgl. Dena (2018)). Das Verhalten der flexiblen Lasten bestimmt sich aus einem Gesamtkostenminimum, sodass im Falle von gegenläufigen Anreizen der größere Anreiz vorgezogen wird.

6. Ganzheitliche Bewertung von Flexibilität aus Systemsicht

6.1 Problemstellung

Nachdem die Flexibilisierung des elektrischen Energiesystems in den vorangegangenen Beiträgen aus den Perspektiven Markt und Regulierung beleuchtet und außerdem Praxiserfahrungen am Beispiel flexibler Industrielasten dargestellt wurden, soll im Folgenden die Wirkung von Flexibilität im Gesamtsystem genauer untersucht werden. Um Technologien im Energiesystem ganzheitlich zu bewerten, sind die Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks – Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit – zu berücksichtigen (vgl. Abbildung 4). Dabei ist es sinnvoll, diese Überbegriffe je nach Fragestellung weiter auszdifferenzieren. Dies kann insbesondere bei der Bewertung zukünftiger Entwicklungen zu Herausforderungen führen, da hierzu auf Energiesystemmodelle zurückgegriffen wird, welche das reale Energiesystem auf ein beherrschbares Maß an Komplexität reduzieren. Im Umkehrschluss können daher nur Aussagen zu explizit modellierten Systemgrößen getätigt werden. Die Dimension der Wirtschaftlichkeit wird meist über eine kostenminimierende Zielfunktion berücksichtigt, Aspekte der Versorgungssicherheit sind oft durch inhärente Modellannahmen gedeckt und Umwelteinflüsse werden anhand vorgegebener Nebenbedingungen, wie beispielsweise Emissions-Budgets, modelliert. Diese Praxis wird im vorliegenden Beitrag am Beispiel der Bewertung von Flexibilitätsoptionen dargestellt und mit dem Ziel hinterfragt, eine umfassendere Bewertung in den beschriebenen Zieldimensionen vorzunehmen. Dies geschieht in den folgenden Abschnitten zunächst entlang der genannten Dimensionen. Anschließend werden in Kapitel 6.5 multikriterielle Analysemethoden vorgestellt, die bei der Bewertung von im Konflikt stehenden Zielen zum Einsatz kommen. Abschließend wird die vorgestellte Bewertungsmethodik am Beispiel industrieller Lasten illustriert und die zentralen Erkenntnisse werden zusammengefasst.



Abbildung 4: Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks und mögliche Ausdifferenzierungen

6.2 Wirtschaftliche Bewertung von Flexibilität

Für die wirtschaftliche Bewertung von Flexibilität aus Systemsicht wird eine volkswirtschaftliche Betrachtung vorgenommen. Um eine Vorteilhaftigkeit beurteilen zu können, müssten dementsprechend volkswirtschaftliche Kosten und Nutzen gegenübergestellt werden. Eine „Nutzen“-

Quantifizierung auf Systemebene ist jedoch mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden, weshalb eine Bewertung meist anhand der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten vollzogen wird (vgl. ZEW (2012)). Um dabei Aussagen über die volkswirtschaftliche Sinnhaftigkeit einer Technologieanwendung treffen zu können, werden mindestens zwei Systemzustände, beispielsweise mit und ohne Einsatz von Technologien zur Flexibilisierung, hinsichtlich ihrer volkswirtschaftlichen Gesamtkosten verglichen, wobei der Zustand mit geringeren volkswirtschaftlichen Gesamtkosten als vorteilhaft bewertet wird.

Die Berechnung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten wird in der Regel unter Verwendung von Systemmodellen vorgenommen. Mit deren Hilfe kann das volkswirtschaftlich optimale Niveau einer Technologieanwendung, im vorliegenden Fall der Flexibilitätsanwendung, bestimmt werden. Bei der Interpretation der Modellergebnisse sollte jedoch berücksichtigt werden, dass die errechneten volkswirtschaftlichen Gesamtkosten vom Grad der Vereinfachung sowie den Modellannahmen abhängen. Wird anhand der entsprechenden Analysen eine große Diskrepanz zwischen volkswirtschaftlich sinnvollem und erwartetem realisiertem Flexibilitätspotenzial festgestellt, können Anreize in Form von Anpassungen des regulatorischen Rahmens und der Marktbedingungen sinnvoll sein.

6.3 Bewertung des Beitrages zur Versorgungssicherheit von Flexibilität

Die Bewertungskategorie Versorgungssicherheit im Stromsystem bezieht sich in erster Linie auf infrastrukturelle Aspekte. Im Kern steht die Bewertung der Systemfähigkeit zur Deckung der Residuallast zu jedem Zeitpunkt (bilanzielle Versorgungssicherheit) und an jedem Ort (Transportfähigkeit der Netze). Generell bestehen bei der Bewertung der Versorgungssicherheit mithilfe von Energiesystemmodellen, die nicht speziell auf diese Fragestellung ausgerichtet sind, gewisse Schwierigkeiten. So wird in einer Vielzahl von Modellen die bilanzielle Versorgungssicherheit inhärent vorausgesetzt, indem die Lastdeckung zu jedem Zeitpunkt eine bindende Nebenbedingung darstellt. Damit wird eine Bewertung anhand gängiger Bewertungsgrößen wie der Loss Of Load Expectation (LOLE), welche die Stunden eines Jahres erfasst, zu denen eine Lastdeckung nicht gewährleistet werden konnte, sowie die während dieser Zeit nicht befriedigte Energienachfrage (Expected Energy Not Served; EENS) häufig. Eine Bewertung kann dennoch anhand der minimalen verbleibenden steuerbaren Erzeugungslleistung im Jahresverlauf oder der Anzahl an Stunden des Jahres, an denen eine kritische Schwelle verbleibender Erzeugungslleistung unterschritten wird, vorgenommen werden. Die Bewertung der Transportfähigkeit der Netze erweitert die umrissene Fragestellung um eine regionale Dimension unter Berücksichtigung der Netztopologie. Engpässe beim Elektrizitätstransport können dazu führen, dass die Residuallast regional nicht ausgeglichen werden kann, obwohl systemweit ausreichend gesicherte Erzeugungslleistung zur Verfügung stünde. Dies ist dann der Fall, wenn die benötigten Erzeugungseinheiten, aus Sicht der Last, „vor“ dem Netzengpass einspeisen und aufgrund der Netzrestriktionen ihre Einspeisung nicht weiter erhöhen können. Dieses Szenario wird insbesondere bei nicht ausreichendem Netzausbau in Kombination mit starkem Rückbau fossiler, steuerbarer Erzeugungseinheiten relevant. Darüber hinaus sollte Versorgungssicherheit mit dem zunehmenden Zusammenwachsen der einzelnen nationalen Energiesysteme und dem Anstieg fluktuierend einspeisender Erzeuger in Zukunft europäisch und mithilfe probabilistischer Verfahren ermittelt werden.

Der Beitrag von Flexibilitätsoptionen zur bilanziellen Versorgungssicherheit besteht vor allem darin, die Residuallast zum Zeitpunkt der minimalen verbleibenden steuerbaren Erzeugungslleistung zu verringern und hängt damit in erster Linie von der Verfügbarkeit und technischen Kenngrößen der Flexi-

bilitätsoption ab. Neben der Fähigkeit zur Residuallastverringerung ist die mögliche Dauer der Leistungssaldoänderung zu berücksichtigen. Je länger diese Verschiebedauer, desto besser ist dies in Bezug auf die Versorgungssicherheit zu bewerten. Analog können Flexibilitätsoptionen im oben beschriebenen Engpassfall durch eine Reduktion der Residuallast hinter dem Engpass zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen. Für Flexibilitätsoptionen lässt sich daraus ableiten, dass sich ihre Bedeutung für die Versorgungssicherheit mit sinkender steuerbarer Erzeugungsleistung am Netz und vermehrtem Auftreten von Netzengpässe erhöht.

Neben den infrastrukturellen Fragestellungen kann, insbesondere bei tiefgehenden Veränderungen des Energiesystems, auch die Versorgungssicherheit mit Primärenergieträgern und mineralischen Rohstoffen wie Erzen relevant werden. Dies gilt insbesondere für sektorübergreifende Flexibilitätstechnologien mit großen Auswirkungen auf den Brennstoffverbrauch oder einem hohen Bedarf knapper Materialien. Da hierfür weniger standardisierte Bewertungskriterien bestehen, wird dieser Aspekt im weiteren Verlauf des Forschungsvorhabens vertieft werden.

6.4 Ökologische Bewertung von Flexibilität

Die ökologische Bewertung von Energiesystemen hat zum Ziel, Eingriffe in das und Wechselwirkungen mit dem Ökosystem zu ermitteln und zu bewerten. Bei der Energiesystemanalyse mithilfe gesamtkostenminimierender Modelle könnten Umweltauswirkungen durch eine adäquate Abbildung externer Kosten in die Optimierung einbezogen werden. Dies ist allerdings mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Stattdessen werden oftmals bestimmte Umweltauswirkungen explizit modelliert. Dies gilt insbesondere im Kontext klimarelevanter Treibhausgasemissionen, wie beispielsweise CO₂. Mithilfe bindender Nebenbedingungen wird anschließend sichergestellt, dass bestimmte Umwelteinflüsse ein vorgegebenes Maß, beispielsweise in Form eines Emissionsbudgets, nicht übersteigen. Ein solches Vorgehen erweitert zwar die volkswirtschaftliche Analyse um einen Umweltaspekt, bildet die Gesamtheit an Wechselwirkungen aber nur unzureichend ab. Einen ganzheitlichen Ansatz für deren Evaluation bietet die Lebenszyklusanalyse (LCA) nach DIN EN ISO 14040. Mithilfe dieser systematischen Betrachtung kann die Umweltbelastung inklusive aller Vorketten beispielsweise bei der Rohstoffgewinnung berücksichtigt werden. Hierbei werden zum einen Input-bezogene Kategorien zur Analyse des Einsatzes von Rohstoffen (abiotische Ressourcen, biotische Ressourcen und Flächenverbrauch) betrachtet. Zum anderen werden Output-bezogene Kategorien zur Beurteilung emissionsbedingter Wirkungen analysiert. Hierzu zählen u.a. Treibhauseffekte, Versauerung und Eutrophierung. An dieser Stelle wird für eine solch ganzheitliche Bewertung plädiert, um sämtliche Umwelteinflüsse zu erfassen.

Die ganzheitliche Bewertung von Flexibilitätsoptionen aus Umweltsicht erfolgt, analog zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit, durch den Vergleich mehrerer Alternativkonfigurationen mithilfe von Systemmodellen (vgl. Kapitel 6.2). Allerdings liegt hier der Fokus nicht auf den Systemkosten, sondern auf den ökologischen Wechselwirkungen der eingesetzten Technologien und deren Betrieb. Die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung werden dafür in ein LCA-Modell überführt und die Auswirkungen auf die oben aufgeführten Wirkungskategorien berechnet. Faktoren wie der Ressourcenbedarf verschiedener Technologien, deren spezifische Effizienz bei der Energiewandlung und mögliche Substitutionseffekte im System beeinflussen das Ergebnis. Eine Verbesserung bezüglich der Umweltbewertung wird durch die Reduktion der Umweltbelastung erreicht.

6.5 Multikriterielle Analysemethoden

Die in den vorangehenden Abschnitten vorgestellten Bewertungsdimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks stehen in einem klassischen Zielkonflikt zueinander. Nur selten führen Maßnahmen zur Verbesserung aller Dimensionen. Eine Bewertung von Maßnahmen oder Szenarien führt daher zwar zu einem Informationsgewinn bezüglich ihrer Wirkung in den einzelnen Dimensionen aber nicht notwendigerweise zu einer eindeutigen Entscheidung. Entscheidungsprobleme mit mehreren, teilweise im Konflikt stehenden Zielsetzungen können mithilfe von Methoden der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung (MCDA-Methoden) gelöst werden (vgl. Zimmermann und Gutsche (1991)). Hierzu werden Informationen strukturiert aufgearbeitet und Zusammenhänge sowie Konsequenzen aufgezeigt, um Entscheidungsträger beim Finden optimaler Kompromisse auf Basis individueller Präferenzen zu unterstützen. Da es sich im vorliegenden Fall um Entscheidungen in einem begrenzten Lösungsraum, sprich zwischen ausgewählten Alternativen, handelt, können die anzuwendenden Methoden weiter auf sogenannte Multi-Attribute-Decision Making (MADM)-Methoden eingeschränkt werden. Deren klassische Verfahren wie die Multi-Attribute Utility Theory (MAUT) oder Analytische Hierarchie Prozesse (AHP) zielen darauf ab, auf Basis gewichteter Präferenzen den Gesamtnutzenwert zu maximieren. Während die MAUT-Methode dies durch eine Nutzwertanalyse zu erreichen versucht, kommt beim AHP bei bekannten Präferenzen ein strukturierter Vergleich der Bewertungskriterien zum Einsatz. Demgegenüber stellen Outranking-Methoden paarweise Vergleiche der Bewertungsalternativen an, um die Präferenzen des Entscheiders zu ermitteln. Die prominentesten Verfahren dieser Klasse sind die ELECTRE (Elimination Et Choix Tradusaint la Réalité) und PROMETHEE (Preference Ranking Organisation Method for Enrichment Evaluations). Die genannten Methoden können auch bei der Energiesystembewertung durch die strukturierte Aufarbeitung der Problemstellung einen wichtigen Beitrag leisten. Allerdings können sie keine allgemeingültige Lösung des im energiepolitischen Zieldreieck innewohnenden Konflikts bereitstellen.

6.6 Exkurs: Ganzheitliche Bewertung flexibler Industrielasten

Wie bereits erwähnt, widmet sich das WindNODE-Projekt explizit der Identifikation, Mobilisierung und Integration von Flexibilitätsoptionen in das Energiesystem. Ein Schwerpunkt liegt hierbei auf der Flexibilisierung industrieller Lasten. Aus Systemsicht ergeben sich unterschiedliche Anwendungsmöglichkeiten für Flexibilität aus industriellen Prozessen. Sie kann Regelleistung aus konventionellen Kraftwerken ersetzen, zur Netzengpassbewirtschaftung eingesetzt werden oder den portfoliointernen Ausgleich eines Bilanzkreises ermöglichen (vgl. dena (2017)). Wie in Kapitel 5 geschildert ist die Planbarkeit des Abrufes und eine längere Vorlaufzeit für einen Großteil industrieller Flexibilitäten entscheidend. Dies beschränkt das Anwendungspotential für die genannten Fälle. Im Gegensatz dazu ist der Einsatz zur Residuallastglättung mit diesen Anforderungen vereinbar. Das Anreizsignal wird hierbei durch die Großhandelspreise am Day-Ahead-Markt gesetzt (hohe Preise bei hoher Residuallast und niedrige oder negative Preise bei niedriger Residuallast), wodurch eine vorhersehbare Aktivierung mit mehreren Stunden Vorlaufzeit sichergestellt ist. Deshalb wird dieser Anwendungsfall anhand der vorgestellten ganzheitlichen Bewertungskriterien im Folgenden qualitativ untersucht.

Mithilfe von industriellem Lastmanagement können individuelle Lastspitzen verringert oder verschoben werden, indem Last in Zeitfenster mit geringerem Strombezug verschoben wird. Dieses Verhalten ist aus Versorgungssicherheitsgesichtspunkten besonders dienlich, wenn dies zum kritischen Zeitpunkt der minimalen verfügbaren gesicherten Leistung geschieht (vgl. Kapitel 6.3). Dies führt in der Konsequenz dazu, dass Spitzenlastkraftwerke, welche ohnehin nur wenige Stunden im Jahr zum

Einsatz kommen, noch weniger ausgelastet und mittelfristig potentiell ganz eingespart werden können. Die Verringerung der installierten Leistung und die verbesserte Auslastung der bestehenden Kraftwerke ist aus volkswirtschaftlicher Sicht positiv zu bewerten, wenn die vermiedenen Investitionskosten höher sind als Transaktions- und Opportunitätskosten der industriellen Lasten. Aus ökologischer Sicht stellt sich ein positiver Effekt ein, wenn die aggregierte Umweltbelastung durch den Betrieb und gegebenenfalls den Bau der Flexibilitätsoption im Vergleich zur Umweltbelastung durch Bau und Betrieb eines Ersatzkraftwerkes nicht übersteigt. Die Höhe des effektiven Kapazitätskredits der flexiblen Lasten und damit der Umfang des beschriebenen Beitrags hängt allerdings maßgeblich vom Zeitpunkt ihrer Verfügbarkeit ab. Nur Lasten, die zum Zeitpunkt der Residualhöchstlast verschoben werden können, tragen zum beschriebenen Effekt bei. Außerdem kann dieses rein marktorientierte Verhalten zu lokalen Lastspitzen und damit einhergehenden Herausforderungen für das Verteilnetz führen (vgl. dena 2012).

6.7 Zwischenfazit

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass bei der Bewertung von Flexibilitätsoptionen aus System-sicht neben der Wirtschaftlichkeit auch die Dimensionen Versorgungssicherheit und Ökologie betrachtet werden sollten. Die wirtschaftliche Bewertung von Flexibilitätsoptionen im Gesamtsystem sollte sich an den volkswirtschaftlichen Gesamtkosten orientieren. Eine große Diskrepanz zwischen volkswirtschaftlich sinnvollem und voraussichtlich aktiviertem Flexibilitätspotenzial deutet auf notwendige Anpassungen des regulatorischen Rahmens und der Marktbedingungen hin. Die Bewertung des Beitrages zur Versorgungssicherheit bezieht sich hingegen vor allem auf technische Charakteristika der Technologien, wie Umfang und Dauer der Residuallastsenkung, sowie der Verfügbarkeit zum Zeitpunkt knapper Erzeugungskapazitäten oder beim Auftreten von Netzengpässen. Generell lässt sich für Flexibilitätsoptionen ableiten, dass sich ihre Bedeutung für die Versorgungssicherheit mit sinkender steuerbarer Erzeugungsleistung am Netz und vermehrtem Auftreten von Netzengpässe erhöht. Die umweltseitige Bewertung von Flexibilitätsoptionen im Gesamtsystem sollte mithilfe von Lebenszyklusanalysen vorgenommen werden, da hierbei sämtliche Wechselwirkungen mit dem Ökosystem berücksichtigt werden. Zum Vergleich verschiedener Handlungsalternativen können anschließend multikriterielle Analysemethoden herangezogen werden, welche jedoch immer eine individuelle und keine allgemeingültige Lösung hervorbringen. Basierend auf den Erfahrungen, die im Rahmen des WindNODE-Projekts bei der Erschließung industrieller Flexibilitäten gemacht wurden (vgl. Kapitel 5), ist der vielversprechendste Anwendungsfall die Residuallastglättung mit potenziell positiven Auswirkungen auf die drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks.

7. Ausblick

Basierend auf den in den vorigen Kapiteln dargestellten Bestandsaufnahmen rund um das Thema Flexibilität im Stromsystem wird im Folgenden für jedes Themenfeld ein Ausblick gegeben, der die gewonnenen Erkenntnisse kurz zusammenfasst und entsprechenden Entwicklungs- und Forschungsbedarf ableitet. Darüber hinaus wird auf sich hieraus ergebende Fragestellungen verwiesen, die im weiteren Fortlauf des WindNODE-Projektes beantwortet werden sollen.

7.1 Forschungsbedarf zum künftigen Marktdesign

Die dezentrale Organisation des Strommarktes in Deutschland mit einer starken regulatorischen Trennung von Markt- und Netzsphäre führt zu einer nachträglichen Anpassung der Einsatzfahrpläne von Erzeugungs- und Speichereinrichtungen. Dies drückt sich in einem deutlichen Anstieg der Kosten in den Jahren 2015-17 für die Netz- und Systemsicherheit aus. Zur Weiterentwicklung des Marktdesigns in Bezug auf die Aktivierung von Flexibilitätsoptionen werden derzeit verschiedene Vorschläge diskutiert, die teils eine politisch-ökonomische Perspektive einnehmen (vgl. Agora (2017)) oder auch stärker technisch orientiert sind (vgl. VDE (2015), USEF (2015)). Ein Teil der Designoptionen (z.B. „Regionaler Regelleistungsmarkt Plus“ und „Regionaler Intradaymarkt Plus“) zielt im Wesentlichen darauf ab, die bestehenden kurzfristigen Ausgleichsmärkte um eine regionale Komponente zu ergänzen und gegebenenfalls netzentlastende Kontrakte zu bevorzugen.

Verallgemeinernd lässt sich feststellen, dass die *evolutionären* Ansätze hin zum Marktdesign der Zukunft darauf abzielen, die nachträgliche Korrektur des Marktergebnisses möglichst kosteneffizient zu gestalten. Hierzu zählen z.B. die in WindNODE entwickelte Flexibilitätsplattform sowie vergleichbare Konzepte. Als positiver Nebeneffekt des Plattformgedankens sowie bedingt durch die Fortschritte bei der Digitalisierung der Energiewirtschaft lässt sich auch die Flexibilität kleinerer dezentraler Anlagen bündeln, die damit das Angebot für die Umsetzung netzdienlicher Maßnahmen vergrößern. Neben der IT-seitigen Entwicklung und dem konkreten Einsatz solcher Plattformen im Sinne eines Reallabors können Erkenntnisfortschritte auch durch die energiewirtschaftliche Modellierung erzielt werden, da hierdurch auch zukünftige Rahmenbedingungen (z.B. beschleunigter Kohleausstieg, CO₂-Steuer) simuliert und quantitativ bewertet werden können. Ein entscheidender Mehrwert bei der Beantwortung der Fragestellung kann durch die in WindNODE umgesetzte Kopplung von Markt- und Netzmodellen erzielt werden. Im Rahmen solcher Forschungsansätze rücken auch zunehmend *revolutionäre* Ansätze, die mit einer grundlegenden Neuausrichtung des Marktdesigns einhergehen, bei der Integration von Markt und Netz in den Blick (Stichwort Nodal Pricing). Ziel der Forschungsarbeit der Universität Leipzig in WindNODE wird es sein, bis zum Projektabschluss eine fundierte Bewertung der Ansätze vorzulegen.

7.2 Forschungsbedarf zum künftigen regulatorischen Rahmen

Auf rechtlicher Ebene wurde herausgearbeitet, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen, wie sie derzeit gültig sind und angewendet werden, einen netz-, markt-, oder systemdienlichen Einsatz durch Letztverbraucher mit Flexibilitätspotenzial kaum anreizen. Vielmehr begünstigt das Regelungsregime im Hinblick auf die staatlich induzierten Letztverbraucherabgaben teilweise sogar ein Verhar-

ren in den alten Strukturen, welche unter der Prämisse geschaffen wurden, dass sich das Stromangebot an der Nachfrage orientieren kann.

Unter dem Gesichtspunkt einer dargebotsabhängigen Energieerzeugung ist es erforderlich, diese regulatorischen Hemmnisse für den Flexibilitätseinsatz abzubauen und durch Anreize zu ersetzen, damit dem System ausreichend Flexibilität zur Verfügung steht, um auf die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien reagieren zu können.

Wie in Kapitel 4.7 ausgeführt, sind diesbezüglich erste Ansätze des Gesetzgebers zu erkennen, nach welchen vermehrt Erhebungstatbestände für Letztverbraucherabgaben modifiziert werden und Privilegierungen bspw. hinsichtlich der Netzentgelte von einem netzdienlichen Anlageneinsatz abhängig gemacht werden, vgl. § 14a EnWG. Auch werden in § 6 der SINTEG-V erste Bestimmungen zu den Voraussetzungen bzw. Zeiträumen getroffen, in denen solche Letztverbraucherprivilegien greifen sollen. Diese Voraussetzungen gilt es im weiteren Projektverlauf zu begleiten, zu bewerten und zu präzisieren, um Handlungsvorschläge unterbreiten zu können, wie sich flexibilitätsanreizende Anpassungen in den bestehenden Rechtsrahmen einfügen lassen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass solch ein *evolutionärer* Ansatz, bei dem bestehende Paragraphen die Stellschrauben zur Feinjustierung bilden, gegebenenfalls nicht ausreicht, um die Energiewende unter volkswirtschaftlichen, ökologischen und Systemstabilitätsgesichtspunkten zielgerichtet zu gestalten.

Deshalb wird im Rahmen von WindNODE parallel auch ein *revolutionärer* Ansatz betrachtet, der systemische bzw. konzeptionelle Anpassungen der Rahmenbedingungen untersucht, welche auch die Flexibilitätsbereitstellung betreffen. So werden zukünftige Finanzierungsoptionen für EE-Anlagenbetreiber, insbesondere vor dem Hintergrund des Auslaufens der 20-jährigen EEG-Vergütungsdauer, analysiert, welche zu einer Reduzierung der (flexibilitätshemmenden) EEG-Umlage führen können und die Energiewendekosten vor dem Hintergrund einer gesamtgesellschaftlichen und sektorenübergreifenden Aufgabe gerecht verteilen. Unter den Gesichtspunkten des Verursacherprinzips und der Verteilungsgerechtigkeit werden Optionen dargestellt, wie die Netzentgeltsystematik zukünftig ausgestaltet werden kann, um Flexibilität anzureizen und Systemkosten zu reduzieren. Es werden bereits bestehende Diskussionen und Reformansätze zur Besteuerung von Strom sowie Energie aufgegriffen und fortgesetzt, um Hemmnisse marktlich induzierter Flexibilität abzubauen und eine verursachergerechte Besteuerung zu gewährleisten.

7.3 Ausblick zum Anwendungsfall industrielle Lastflexibilisierung

Die Herausforderungen zwischen geringen Erlösen aus der Flexibilitätsvermarktung auf der einen Seite und dem zusätzlichen Arbeitsaufwand bei der flexibilitätsgerechten Produktionsplanung und -steuerung werden in vielen Bereichen der Industrie und dem verarbeitenden Gewerbe aufgrund der im Vergleich zum geschaffenen Produkt um ein Vielfaches günstigeren Energiekosten erhalten bleiben. Industrielles Lastmanagement wird zunehmend auch im Wettbewerb der Flexibilitäten mit Energiespeichern und neuen steuerbaren Anlagen der Sektorenkopplung wie Wärmepumpen und Elektro-Fahrzeugen stehen, sobald diese in signifikanter Anzahl zugebaut und strommarkt- und netzdienlich betrieben werden. Ein zu erwartender steigender Flexibilitätsbedarf der Stromnachfrage durch den Rückbau konventioneller steuerbarer Kraftwerke sowie der Ausbau von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien kann sich positiv auf die Bedeutung von industriellem Lastmanagement auswirken. Ebenso können regulatorische Maßnahmen wie variable Strompreisbestandteile förderlich sein. Die Digitalisierung der Produktion ist ein weiterer Treiber, indem die zusätzlichen Aufwen-

dungen zur Aktivierung von industrieller Flexibilität sinken, bedingt durch eine „sowieso Digitalisierung“ der Produktionsplanung und -steuerung. Zudem bieten variable Stromtarife (Next Kraftwerke 2018) bereits heute eine Option zur Stromkostensparnis durch angepassten Strombezug. Im weiteren Projektverlauf werden weitere Produktionsanlagen flexibilisiert und neue Vermarktungsmöglichkeiten erprobt, wie z.B. zur Verminderung des Einspeisemanagements auf der 50Hertz-Flexibilitätsplattform.

7.4 Ausblick zur ganzheitlichen Bewertung von Flexibilitätsoptionen

Um Entwicklungspfade des Energiesystems umfassend beurteilen zu können, wird ein Ansatz zur ganzheitlichen Systembewertung benötigt, der die klassische Bewertung des Elektrizitätssystems anhand der im EnWG festgeschriebenen Zieldimensionen ausdifferenziert und erweitert. Eine mögliche Ausprägung und deren Anwendung zur ganzheitlichen Bewertung von Flexibilitätsoptionen wurde im Rahmen von Kapitel 6 vorgestellt. Mithilfe der beschriebenen Bewertungsmethodik können Auswirkungen struktureller Veränderungen im Energiesystem, wie sie in den kommenden Jahren aufgrund der Klimaziele zu erwarten sind, analysiert werden. Hierzu muss auf sektorübergreifende Systemmodelle zurückgegriffen werden, um eine ganzheitliche Betrachtung zu gewährleisten und Maßnahmen auf ihre Effektivität hin überprüfen zu können. Die Bandbreite an möglichen Szenarien reicht hierbei von der Quantifizierung der oben qualitativ beschriebenen Systemwirkung flexibler Industrielasten bis hin zur Bewertung alternativer Konzepte im Wärme- und Verkehrsbereich. Zusammenfassend wird im weiteren Projektverlauf ein Werkzeug zur Analyse und ganzheitlichen Bewertung des durch die Sektorenkopplung deutlich komplexeren Gesamtsystems bereitgestellt und angewendet. Dies kann Aufschlüsse über den effizienten Transformationspfad des Energiesystems geben.

Darüber hinaus müssen die Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks um eine im weiteren Sinne soziale Komponente erweitert werden. Dies wird dadurch erreicht, dass die Auswirkungen aus dem Bereichen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umwelt auf die Gesellschaft transparent dargestellt und interpretiert werden. Hierbei kann eine Unterscheidung nach Auswirkungen auf bestimmte gesellschaftliche Interessengruppen, wie beispielsweise Haushalte, Industrie oder Erzeuger erfolgen. In Anlehnung an die klassische Stakeholder-Analyse können Schlussfolgerungen über Gewinner und Verlierer sowie die Durchsetzbarkeit bestimmter Maßnahmen und Entwicklungspfade analysiert werden. Diese Erweiterung der klassischen Energiesystembewertung wird dazu beitragen, Ergebnisse wissenschaftlicher Analysen realitätsnäher zu interpretieren und das Ableiten von Handlungsempfehlungen zu erleichtern. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund des tiefgreifenden, die gesamte Gesellschaft betreffenden Wandels des Energiesystems von hervorgehobener Bedeutung.

Literatur

50Hertz (2018): Regelenergie. Online verfügbar unter: <http://www.50hertz.com/de/Maerkte/Regelenergie>. Zuletzt abgerufen am 27. Juni 2018.

50Hertz (2019): Neuer Rekord. Online verfügbar unter: <https://www.50hertz.com/de/News/Details/id/6007/neuer-rekord-erneuerbaren-anteil-am-stromverbrauch-bei-56-5-prozent>

Agora (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap. Durchführung der Studie von Ecofys und Fraunhofer IWES, Berlin, 2017.

Aichele, C. (Hrsg.); Doleski, O. D. (Hrsg.) (2014): Smart Market. Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014.

BDEW (2015): Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase. Diskussionspapier, Berlin, 2015.

BDEW (2017): Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Diskussionspapier. Berlin, 2017.

BMWi (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

BMWi (2017): Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre, Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

BNetzA (2011a): „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn, 2011.

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

BNetzA (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Diskussionspapier. Bonn, 2017.

BNetzA (2018a): Redispatch. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html. Zuletzt abgerufen am 27. Juni 2018.

BNetzA (2018b): Leitfaden zum Einspeisemanagement - Version 3.0. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Zuletzt abgerufen am 22. November 2018.

BReg (2011): Der Weg zur Energie der Zukunft - sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Beschlüsse des Bundeskabinetts vom Juni 2011.

CDU/CSU/SPD (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, Berlin, 2018.

Conejo et al. (2018): Rethinking restructured electricity market design. Lessons learned and future needs. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 98, 520–530.

Dena (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH.

Dena (2014): Dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin, 2014.

Dena (2017): Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH.

Dena (2018): Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte - Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik. Berlin: Deutsche Energie Agentur GmbH.

Edenhofer, Ottmar, Lion Hirth, Brigitte Knopf, Michael Pahle, Steffen Schlömer, Eva Schmid, Falko Ueckerdt. 2013. *On the Economics of Renewable Energy Sources*. *Energy Economics* 40: 12-23. doi:10.1016/j.eneco.2013.09.015.

EEX (2018): Börsenordnung der EEX. Version 0040g. Online verfügbar unter: <https://www.eex.com/de/handel/verordnungen-und-regelwerke/regulierter-markt>. Zuletzt abgerufen am 27. Juni 2018.

EPEX (2018): EPEX Spot Operational Rules. Online verfügbar unter: <https://www.epexspot.com/de/extras/download-center/dokumentation>. Zuletzt abgerufen am 27. Juni 2018.

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.

FFE (2016): Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030. München: FFE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Gridlab (2015): Fachstudie zur Umsetzung der Energiewende in der 50Hertz-Regelzone mit Fokus auf Berlin und Brandenburg. Studie im Auftrag der ZukunftsAgentur Brandenburg GmbH, Potsdam, 2015.

Hirth, Lion. 2013. *The Market Value of Variable Renewables*. *Energy Economics* 38: 218-236. doi:10.1016/j.eneco.2013.02.004.

Hirth et al. (2015): Integration costs revisited – an economic framework for wind and solar variability, *Renewable Energy* 74 (2015) 925-939.

IndustrRE (2018): Flexible Industrial Demand Assessment Case Studies Summary. Online verfügbar unter: <http://www.industre.eu/downloads/download/flexible-industrial-demand-assessment-case-studies>. Zuletzt abgerufen am 29. Mai 2018.

Kreuder et al. (2013): Quantifying the costs of Demand Response for industrial businesses. IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society Vienna, 10-13.11.2013.

Neuhoff, Karsten; Ritter, Nolan; Salah-Abou-El-Enien, Aymen; Vassilopoulos, Philippe (2016): Intraday Markets for Power. Discretizing the Continuous Trading? In SSRN Journal. DOI: 10.2139/ssrn.2723902.

Next Kraftwerke (2018): Variable Stromtarife für Industrie & Gewerbe. Online verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromverbraucher/variabler-stromtarif#best-of-96> Zuletzt abgerufen am 25. Oktober 2018.

Sterner und Stadler (2017): Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration, Springer Vieweg, Heidelberg, Dordrecht, London, New York.

Steurer et al. (2015): Enabling demand side integration – assessment of appropriate information and communication technology infrastructures, their costs and possible impacts on the electricity system. SmartER Europe Smart Energy Research at the crossroads of Engineering, Economics and Computer Science, 12.2.2015.

Ueckerdt, Falko, Lion Hirth, Gunnar Luderer, and Ottmar Edenhofer. 2013. *System LCOE: What Are the Costs of Variable Renewables?* Energy 63: 61-75. doi:10.1016/j.energy.2013.10.072.

USEF (2015): The framework explained. Release date 02.11.15. ISBN: 978-90-824625-0-0.

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) (2015): Der zellulare Ansatz: Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. Frankfurt am Main, 2015.

Weiser, Eric; Schäfer-Stradowsky, Simon: Weiterentwicklungsbedürfnis und -potenziale der Regelung zu zuschaltbaren Lasten in § 13 Abs. 6a EnWG, NuR 15 (1), S 13-19, 2018.

ZEW (2012): Indikatoren für die energiepolitische Zielerreichung. Mannheim: Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung.

Zimmermann und Gutsche (1991): Multi-Criteria Analyse, Springer Berlin, 1991

Ansprechpartner in der WindNODE-Verbundkoordination

Dr. Henning Medert
henning.medert@windnode.de

WindNODE-Geschäftsstelle
c/o 50Hertz Transmission GmbH
Heidestr. 2
10557 Berlin
info@windnode.de
www.windnode.de