
Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie
von Connect Energy Economics

STUDIE

Agora
Energiewende



Aktionsplan Lastmanagement

IMPRESSUM

STUDIE

Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie von
Connect Energy Economics

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Alexandra Langenheld
alexandra.langenheld@agora-energiewende.de

Redaktion: Mara Marthe Kleiner

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Connect Energy Economics GmbH
Gabriele-Tergit-Promenade 15 | 10963 Berlin

Lektorat: Matthias B. Krause, Berkeley
Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Titelbild: © supakitmod - Fotolia.com

071/07-S-2015/DE

Veröffentlichung: April 2015

DANKSAGUNG

Ein besonderer Dank gilt Andreas Jahn
(Regulatory Assistance Project) für die tatkräftige
Unterstützung der Studie und die wertvollen
inhaltlichen Beiträge.

Bitte zitieren als:

Connect Energy Economics (2015): *Aktionsplan Last-
management. Endbericht einer Studie von Connect
Energy Economics*. Studie im Auftrag von
Agora Energiewende.

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

bei steigenden Anteilen von Wind- und Solarenergie gewinnt Flexibilität kontinuierlich an Bedeutung für unser künftiges Stromsystem und für eine sichere und kostengünstige Versorgung. Nachfrageseitige Flexibilität in Form von Lastmanagement kann hierzu einen wichtigen Beitrag leisten. Bislang werden die Lastmanagementpotenziale in Deutschland aber bei weitem nicht ausgeschöpft, und die Entwicklung neuer, künftiger Potenziale wird kaum angereizt.

Das liegt zum einen an mangelnden Preissignalen, zum anderen an regulatorischen Hemmnissen. Diese Hemmnisse im Markt- und Regulierungsdesign sind vielfältig und verhindern einen gleichberechtigten Zugang flexibler Lasten zu möglichen Einsatzgebieten. Um die Potenziale der Lastflexibilisierung optimal anzureizen und nutzen zu können, müssen die Rahmenbedingungen in Deutschland nachgebessert werden. Die Bundesregierung hat das erkannt und legt in der Debatte zur Neugestaltung des Energiemarktes einen Schwerpunkt auf die stärkere Flexibilisierung. Dabei muss es zentral darum gehen, einen fairen Wettbewerb aller

Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen, die Nachfrageseite wird dabei jedoch häufig vernachlässigt.

Agora Energiewende hat daher Connect Energy Economics beauftragt, einen „Aktionsplan Lastmanagement“ zu entwickeln, in dem die Potenziale von Lastmanagement zur Systemoptimierung dargelegt und möglichst konkrete Antworten auf die zentralen Fragen gegeben werden: Welche Bedeutung haben flexible Verbraucher eigentlich für das künftige Stromsystem? Was muss geschehen, damit dieses Potenzial auch eingesetzt werden kann? Welche konkreten Handlungsoptionen für ein Markt- und Regulierungsdesign für die Energiewende lassen sich ableiten, um Lastmanagement aktiv und diskriminierungsfrei einzubinden? Unter welchen Voraussetzungen kann ein *Level-Playing-Field* geschaffen werden?

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr Patrick Graichen,
Direktor Agora Energiewende

Die Ergebnisse auf einen Blick

1.

Lastmanagement leistet einen wichtigen Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien und zur Versorgungssicherheit. Je mehr nachfrageseitige und sonstige Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen, desto größere Mengen an Wind- und Solarstrom können integriert werden. Um bestehende Potenziale zu nutzen und weitere anzureizen, sollten die Rahmenbedingungen verbessert werden.

2.

Stromhändler sollten die Kosten tragen, die durch unausgeglichene Bilanzkreise entstehen. Dies ist verursachergerecht und erhöht die Nachfrage nach Lastmanagement durch untertägigen Stromhandel. Dazu muss die derzeitige Ausgleichsenergieregulierung überarbeitet werden, unter anderem so, dass auch die relevanten Kosten der Regelleistungsvorhaltung einbezogen werden.

3.

Der Regelleistungsmarkt sollte so organisiert werden, dass flexible Verbraucher leichteren Zugang bekommen. Kalendertägliche Ausschreibungen und stündliche Produkte reduzieren die Markteintrittsbarrieren und erlauben eine bessere Koordination von Regelleistungs- und Spotmärkten. Präqualifikationsbedingungen und Produktdefinitionen müssen zueinander passen.

4.

Die Netzentgeltsystematik sollte so weiterentwickelt werden, dass marktdienliches Verbrauchsverhalten möglich wird. Erste Schritte hierfür: Lastanpassungen energieintensiver Betriebe bei sehr niedrigen oder hohen Strompreisen sollten keine nachteiligen Auswirkungen auf ihre Entgeltermäßigungen haben, Lastmanagement bei Regelernergieabruf sollte die Netzentgelte nicht erhöhen.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
Zusammenfassung	7
Summary	11
1 Einleitung	15
2 Rolle und Bedeutung von flexiblen Verbrauchern im Stromsystem	17
2.1 Nutzen flexibler Verbraucher für das Stromsystem	17
2.2 Arten und Wirkungsweisen von Lastflexibilität	18
2.2.1 Freiwilliger Lastverzicht	18
2.2.2 Lastverschiebung	19
2.2.3 Vergleich der Kostenstrukturen flexibler Lasten	20
2.2.4 Empirische Beobachtungen von Geboten an der Strombörse	20
2.3 Wirkung von Lastflexibilität im Stromsystem	21
2.3.1 Annahmen zu den Potenzialen flexibler Verbraucher	22
2.3.2 Szenarienübersicht	25
2.3.3 Illustration der Effekte von Lastflexibilität	26
2.4 Zwischenfazit	33
3 Hemmnisse im Markt- und Regulierungsdesign und notwendige Anpassungen	35
3.1 Einsatzgebiete für flexible Lasten	35
3.1.1 Strommarkt und Bilanzkreismanagement	35
3.1.2 Regelleistung und andere Systemdienstleistungen	36
3.1.3 Marktzugang	37
3.2 Bedeutung und Kategorien von Hemmnissen	37
3.2.1 Wirkungsweise von Hemmnissen	37
3.2.2 Übersicht relevanter Hemmnisse für flexible Lasten	38
3.3 Bilanzkreismanagement	40
3.3.1 Wie wirkt das Hemmnis?	42
3.3.2 Prämissen der Hemmnisbeseitigung	43
3.3.3 Vorschlag zur Hemmnisbeseitigung und relevante Abwägungen	43

Inhalt

3.4	Regelreservemärkte	47
3.4.1	Wie wirkt das Hemmnis?	50
3.4.2	Prämissen der Hemmnisbeseitigung	52
3.4.3	Vorschlag zur Hemmnisbeseitigung und relevante Abwägungen	52
3.4.4	Alternativvorschläge	54
3.5	Netznutzungsentgelte	55
3.5.1	Wie wirkt das Hemmnis?	57
3.5.2	Prämissen der Hemmnisbeseitigung	58
3.5.3	Vorschlag zur Hemmnisbeseitigung und relevante Abwägungen	59
4	Fazit und Empfehlungen	61
5	Anhang	65
	Literaturverzeichnis	66

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1:	Wirkung von Lastverzicht	19
Abbildung 2:	Wirkung von Lastverschiebung	19
Abbildung 3:	Gebotskurven an der EPEX Spot vom 20.02.2015, 17-18 Uhr	20
Abbildung 4:	Annahmen zum Potenzial von Lastverzicht und Opportunitätskosten-Merit-Order des Lastverzichts	24
Abbildung 5:	Annahmen zum Potenzial von Lastverschiebung	24
Abbildung 6:	Leistungsmix von Spitzenlasttechnologien und Systemkostenvergleich bei unterschiedlicher Verfügbarkeit von lastseitigen Technologien	26
Abbildung 7:	Preisdauerlinien in Szenarien mit unterschiedlicher Verfügbarkeit von lastseitigen Technologien	28
Abbildung 8:	Leistungsmix von Spitzenlasttechnologien und Systemkostenvergleich bei unterschiedlichen EE-Anteilen	30
Abbildung 9:	Leistungsmix von Spitzenlasttechnologien und Systemkostenvergleich bei unterschiedlichen verfügbaren Potenzialen flexibler Lasten	31
Abbildung 10:	Preisdauerlinien bei unterschiedlichen verfügbaren Potenzialen flexibler Lasten	32
Abbildung 11:	Skalierte Darstellung der Abregelung und des Marktwertes Erneuerbarer Energien bei unterschiedlichen verfügbaren Potenzialen flexibler Lasten	33
Abbildung 12:	Übersicht von Hemmnissen und Weiterentwicklungsmöglichkeiten im Bilanzkreismanagement	40
Abbildung 13:	Berechnungsschritte des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises	42
Abbildung 14:	Hemmnisse und Weiterentwicklungsmöglichkeiten auf den Regelreservemärkten	48
Abbildung 15:	Übersicht der Regelreservequalitäten	49
Abbildung 16:	Erzeugungsmix und Verlauf von Day-Ahead-Preisen und Leistungspreisen am Regelreservemarkt	51
Abbildung 17:	Hemmnisse und Weiterentwicklungsmöglichkeiten bei Netznutzungsentgelten	55
Abbildung 18:	Relevante Bestandteile der Netzentgeltsystematik	56
Abbildung 19:	Illustrative Darstellung der Wirkung der Netzentgeltsystematik auf die residuale Lastdauerlinie	58

Tabelle 1:	Ausschreibungen und Produktdefinitionen auf den Regelreservemärkten	49
Tabelle 2:	Annahmen zu Brennstoffpreisen	65
Tabelle 3:	Annahmen zu Investitions- und fixen Betriebskosten	65

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
AE-Mechanismus	Ausgleichsenergiemechanismus
AEP	Ausgleichsenergiepreis
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
GT	Gasturbine
GuD	Gas-und-Dampfkraftwerk
MR	Minutenreserve
NEA	Netzersatzanlagen
NNE	Netznutzungsentgelte
NRV	Netzregelverbund
PRR	Primärregelleistung
reBAP	regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
SNL	schnell abschaltbare Lasten
SOL	sofort abschaltbare Lasten
SRR	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung

Zusammenfassung

Mit einem steigenden Anteil variabler Erneuerbarer Energien wächst im Zuge der Energiewende der Bedarf nach Flexibilität im Stromsystem. Dieser Flexibilitätsbedarf sollte zukünftig zu einem größeren Anteil aus Lastflexibilität gedeckt werden, als das historisch der Fall gewesen ist. Dadurch lassen sich die Kosten des Versorgungssystems reduzieren, die Integration Erneuerbarer Energien erleichtern und die Sicherheit der Versorgung unterstützen. Über Lastflexibilität hinaus steht Flexibilitätspotenzial in allen Bereichen des Systems zur Verfügung. Durch einen fairen Wettbewerb zwischen all diesen Flexibilitätsoptionen kann die Flexibilisierung des Versorgungssystems kostengünstig organisiert werden.

Je höher der Anteil Erneuerbarer Energien steigt, desto volatiler wird die residuale Nachfrage. Sowohl in Zeiten mit niedriger Nachfrage und einer hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien als auch in Zeiten mit einer hohen Nachfrage und niedriger Einspeisung steigt die Bedeutung von Lastmanagement für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage. So können durch eine Erhöhung der Last bei einer hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien größere Strommengen abgenommen werden. Bei einer geringen Einspeisung Erneuerbarer Energien reduziert sich dagegen der Bedarf an konventionellen Kraftwerken, wenn Verbraucher ihre Last verringern. Im Ergebnis sinken die Kosten der Stromversorgung und der Integration Erneuerbarer Energien.

Dabei können flexible Verbraucher einerseits durch Lastverschiebung und andererseits über freiwilligen Lastverzicht aktiv am Strommarkt teilnehmen. In beiden Fällen wägen sie den Nutzen ihres Stromkonsums gegen die damit einhergehenden Kosten ab. In welchem Umfang nachfrageseitiges Flexibilitätspotenzial genutzt wird, hängt damit von den Opportunitätskosten der Verbraucher und der Volatilität der Strompreise ab. In Anbetracht großer vorhandener Potenziale kann davon ausgegangen werden, dass mit zunehmendem Bedarf und damit einhergehender Preisvolatilität weiteres Potential flexibler Lasten erschlossen wird.

Aus aktuellen Gebotskurven der Strombörse wird zudem ersichtlich, dass Verbraucher bereits heute aktiv am Stromhandel teilnehmen. Führt ein Gebot eines flexiblen Verbrauchers zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage, so spiegeln sich die Opportunitätskosten dieses Verbrauchers im resultierenden Strompreis wider. Dieser Preis signalisiert die Zahlungsbereitschaft für Flexibilität und reizt somit weitere Marktakteure an, die ihnen zur Verfügung stehenden Möglichkeiten zur Aktivierung weiterer Flexibilitätsoptionen zu prüfen. Gleichzeitig unterstützt die Preissetzung flexibler Verbraucher die Refinanzierung der Fixkosten anderer Technologien.

Die vorliegende Studie besteht aus zwei Teilen: Im ersten Teil beschäftigen wir uns mit der grundlegenden Wirkung flexibler Verbraucher auf das Stromsystem, bevor wir im zweiten Teil Hemmnisse für ihre Erschließung und Maßnahmen zur Beseitigung ihrer Hemmnisse analysieren. Die Untersuchungen im ersten Teil werden durch quantitative Analysen gestützt, welche die idealtypische Wirkungsweise flexibler Lasten verdeutlichen und ihre positiven Effekte auf das Stromsystem entlang von drei Leitfragen illustrieren:

→ Welche Wirkung haben flexible Verbraucher auf das Versorgungssystem?

Durch die Teilnahme flexibler Verbraucher am Strommarkt verändert sich der optimale Leistungs- und Erzeugungsmix. Dadurch sinken zudem die Kosten des Stromversorgungssystems und es ändert sich der Verlauf des Strompreises. Wenn flexible Verbraucher entsprechende Preissignale setzen, tragen sie damit zur Vollkostendeckung anderer Technologien bei.

→ Wie verändert sich die optimale Menge an Lastmanagement bei einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien?

Mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien gewinnt Lastflexibilität zunehmend an Wert und es werden entsprechend

mehr Optionen auf Seiten flexibler Verbraucher genutzt. Der Vergleich mit einem weniger flexiblen System zeigt, dass die durch flexible Lasten erzielten Kosteneinsparungen im Versorgungssystem steigen, je größer der Anteil Erneuerbarer Energien ist.

→ Wie wirkt sich eine Veränderung des angenommenen Potenzials flexibler Verbraucher aus?

Bei einem höheren Potenzial an Lastflexibilität werden die Vollkosten der Marktteilnehmer durch häufigere, aber niedrigere Preisspitzen refinanziert. Diese Preisstruktur hat ebenfalls einen positiven Effekt auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien. Zudem werden erneuerbare Erzeugungsanlagen in einem flexibleren Versorgungssystem seltener strompreisbedingt abgeregelt.

Damit die mit Lastflexibilität einhergehenden Vorteile für das Versorgungssystem genutzt werden können, müssen jedoch eine Reihe von Hemmnissen abgebaut werden, die derzeit eine weitere Flexibilisierung des Stromsystems behindern. Diese Hemmnisse und die Maßnahmen zu ihrer Beseitigung stehen im zweiten Teil dieser Studie im Vordergrund.

Hemmnisse können an verschiedenen Stellen in den potenziellen Einsatzgebieten flexibler Lasten an den Strom- und Regelreservemärkten auftreten. Sie bestehen unter anderem in verzerrten Preissignalen oder Anreizen, die einem marktdienlich flexiblen Verbrauchsverhalten entgegenstehen. Beispielsweise können administrative Preisbestandteile wie Abgaben, Umlagen und Entgelte dazu führen, dass das Strompreissignal des Großhandelsmarktes für die Einsatzentscheidung flexibler Verbraucher nur eingeschränkt relevant ist. Dadurch kann es sein, dass Verbraucher ihre Last trotz niedriger Preise nicht erhöhen beziehungsweise auch bei hohen Preisen nicht reduzieren. Als Folge wird Lastflexibilität nicht in ausreichendem Maße erschlossen, was zu einem suboptimalen und unnötig teuren Technologiemix führt.

Weitere Hemmnisse für flexible Lasten können sich aus den Teilen des heutigen Markt- und Regulierungsdesigns ergeben, die noch auf ein primär thermisch geprägtes System

ausgerichtet sind. Beispielsweise können einzelne Marktregeln wie implizite Markteintrittsbarrieren für flexible Verbraucher wirken, die den Wettbewerb mit anderen Marktteilnehmern verzerren. Dazu zählen unter anderem unnötig lange Produktlaufzeiten an den Regelreservemärkten, die von flexiblen Lasten nur mit zusätzlichen Kosten abgedeckt werden können. Als Konsequenz stellen zu wenige flexible Verbraucher Regelleistung bereit. Dadurch kann es auch zu einer ineffizient hohen Erzeugung konventioneller Regelleistungsanbieter bei einer hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien kommen, die die Integration der Erneuerbaren Energien erschwert.

Das Markt- und Regulierungsdesign sollte deshalb so weiterentwickelt werden, dass ein fairer Wettbewerb zwischen flexiblen Lasten und anderen Flexibilitätsoptionen möglich ist und flexible Verbraucher unverzerrte Preissignale erhalten. Auf diese Weise können die Anforderungen des Stromsystems bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien besser erfüllt werden.

Es lassen sich eine Reihe von Maßnahmen identifizieren, mit denen relevante Hemmnisse kurzfristig abgebaut werden können. Diese Maßnahmen kommen in der Regel allen Flexibilitätsoptionen zugute. In dieser Studie erläutern wir die Wirkung der Hemmnisse und der Maßnahmen vorrangig für Lastflexibilität.

Entsprechende Ansatzpunkte finden sich insbesondere im Zusammenhang mit dem Bilanzkreismanagement, den Regelreservemärkten sowie der Struktur der Netzentgelte.

Im Rahmen des **Bilanzkreismanagements** werden Angebot und Nachfrage ausgeglichen, indem die verantwortlichen Marktteilnehmer Ausgleichsgeschäfte abschließen. Dadurch entsteht eine Nachfrage nach Absicherungsgeschäften und Flexibilität, die beispielsweise über flexible Vertriebsverträge mit Verbrauchern oder Handelsgeschäfte mit Nachfragern am Strommarkt gedeckt werden kann. Allerdings sind bisher die wirtschaftlichen Anreize für aktives Bilanzkreismanagement und die damit verbundenen Absicherungsgeschäfte mit flexiblen Verbrauchern zu schwach. Als Konsequenz wird unnötig häufig Regelenergie für den Ausgleich

von Erzeugung und Last eingesetzt. Dadurch schlägt sich der vorhandene Bedarf an Flexibilität nicht ausreichend in den Preisen am Strommarkt nieder, sodass auch auf diesem Wege zu wenige Lastflexibilitätpotenziale erschlossen werden.

Die Anreize für ein aktives Bilanzkreismanagement werden maßgeblich durch den Ausgleichsenergiemechanismus (AE-Mechanismus) beeinflusst, über den die Kosten für den Regelenergieabruf umgelegt werden. Die Weiterentwicklung dieses Mechanismus verbessert die Anreize für kurzfristige Ausgleichsgeschäfte mit flexiblen Lasten. Dementsprechend sollte sich der Bedarf nach Flexibilität stärker im Strompreis widerspiegeln, damit zusätzliche Anreize für Absicherungsverträge mit flexiblen Verbrauchern entstehen.

Die folgenden Maßnahmen können den AE-Mechanismus stärken und wertvolle Anreize zur Erschließung flexibler Lasten schaffen.¹ Bei der Ausgestaltung sollte die Steigerung der Effizienz der Anreize jedoch gegen mögliche Rückwirkungen auf die finanziellen Risiken für Bilanzkreise und somit auf die Wettbewerbsintensität abgewogen werden.

Die derzeitige Umlage der Kosten des Regelenergieabrufs auf unausgeglichene Bilanzkreise kann effizienter gestaltet werden, indem

- lediglich die Kosten des Abrufs in überwiegender Abrufrichtung berücksichtigt werden,
- die Regelenergiekosten der Minutenreserve auf Basis eines Einheitspreissystems bestimmt werden und
- als Bezugspreis für die Börsenpreisbindung das Maximum beziehungsweise Minimum aller relevanten Spotmarktpreise gewählt wird.

Zudem sollten die Anreize adäquater gestaltet werden, indem zusätzlich

- die relevanten Kosten der Regelleistungsvorhaltung verursacherorientiert umgelegt werden.

Neben dem Strommarkt ist die Bereitstellung von **Regelleistung** ein mögliches Einsatzgebiet flexibler Lasten. Die Beschaffung von Regelleistung und der Einsatz von Regelenergie dienen der Systemsicherheit und unterliegen deshalb bestimmten regulatorischen Vorgaben. Bislang erschweren diese Vorgaben die Teilnahme flexibler Verbraucher am Regelreservemarkt unnötig. Insbesondere lange Ausschreibungszeiträume und lange Produktlaufzeiten führen für flexible Verbraucher zu höheren Barrieren als für konventionelle Anbieter, sodass der Wettbewerb verzerrt wird.

Die Regelreservemärkte sollten deshalb so weiterentwickelt werden, dass unnötige Hemmnisse für flexible Verbraucher abgebaut werden.² Die oberste Prämisse dabei bleibt die unveränderte Gewährleistung der Systemsicherheit.

Auch unter dieser Maßgabe können die Ausschreibungszeiträume und Produktlaufzeiten verkürzt werden, um implizite Markteintrittsbarrieren für flexible Lasten zu reduzieren. Durch diese Anpassungen lassen sich zudem der Regelreservemarkt und der Spotmarkt zeitlich besser aufeinander abstimmen. Die für den Einsatz flexibler Verbraucher besonders relevanten Opportunitätskosten können so adäquater als bisher im Marktgeschehen berücksichtigt werden.

Das langfristige Ziel der Weiterentwicklung sollte für alle Regelreservearten

- kalendertägliche Ausschreibungen und
- stündliche Produkte

sein. Um die Anpassungsprozesse für die Marktteilnehmer und die Übertragungsnetzbetreiber abzufedern, kann ein schrittweises Vorgehen sinnvoll sein. Die nächsten Schritte für die Regelreservearten sollten wie folgt gestaltet werden:

1 Diese Ansätze basieren auf Connect (2014) sowie auf gemeinsamen Arbeiten von Consentec GmbH, r2b energy consulting GmbH und Connect (vgl. Connect, in Veröffentlichung).

2 Die hier diskutierten Optionen zur Weiterentwicklung basieren auf Connect (2014) sowie auf gemeinsamen Arbeiten von Consentec GmbH, r2b energy consulting GmbH und Connect (vgl. Connect, in Veröffentlichung).

- Minutenreserve: kalendertägliche Ausschreibungen mit einstündigen Produkten, gegebenenfalls in Kombination mit Blockgeboten
- Sekundärregelreserve: kalendertägliche Ausschreibungen in Kombination mit einem zentralen Sekundärhandel, einstündige Produkte in Kombination mit Blockgeboten
- Primärregelreserve: getrennte Ausschreibung für positive und negative Reserve

Zudem sollten die

- Präqualifikationsbedingungen zu den Produktdefinitionen passen,

um unnötige explizite Markteintrittsbarrieren für flexible Lasten zu vermeiden. Um die Effizienz der Regelreservemärkte grundsätzlich zu erhöhen, könnte sowohl für den Abruf als auch für die Vorhaltung der Minutenreserve ein Einheitspreissystem eingeführt werden. Für die Vorhaltung der Sekundärregelreserve kann ebenfalls ein Einheitspreissystem in Erwägung gezogen werden. Dabei sollte untersucht werden, ob der Wettbewerb in diesem Segment für diesen Schritt ausreicht.

Die **Netznutzungsentgelte** wirken sich unmittelbar auf die Strombezugskosten der Verbraucher aus und stehen damit in engem Zusammenhang zu ihren wirtschaftlichen Anreizen für ein flexibles Verbrauchsverhalten. Bisher schafft die Struktur der Netzentgelte jedoch Anreize, die dem Strompreissignal widersprechen können. Das kann zur Folge haben, dass flexible Verbraucher in Zeiten mit niedrigen Preisen und einer starken Einspeisung Erneuerbarer Energien ihre Last nicht erhöhen beziehungsweise bei hohen Preisen und schwacher Einspeisung nicht absenken. Zudem kann die Teilnahme der Verbraucher am Regelreservemarkt gehemmt werden, wenn die Gefahr besteht, dass sie aufgrund ihrer angepassten Last höhere Netzentgelte zahlen müssen.

Aus diesen Gründen sollte die Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden.³ Aus marktdienlich flexiblem Ver-

brauchsverhalten sollten sich jedoch keine ineffizienten Rückwirkungen auf die Netzbelastung ergeben.

Insbesondere die Ausnahmetatbestände des §19 (2) Strom-NEV sollten so angepasst werden, dass

- wenn eine vorgegebene Preisgrenze am Strommarkt überschritten (unterschritten) wird, eine Lastreduktion (Lasterhöhung) nicht nachteilig bei der Berechnung der Netzentgelte für die Verbraucher gewertet wird.

Um einen ineffizienten Anstieg der Netzbelastung zu vermeiden, können die genannten Regelungen an einen netzseitigen Indikator geknüpft werden. Die Netzentgeltsystematik sollte zudem so gestaltet werden, dass

- eine Änderung der Last aufgrund eines Regelenergieabrufs nicht negativ auf die Entgelte der Verbraucher wirkt.

Eine

- Weiterentwicklung der Methode zur Bestimmung von Hochlastzeitfenstern

kann zudem dazu dienen, die Kompatibilität von markt- und netzdienlichen Anreizen zu erhöhen.

Der Abbau von Hemmnissen in den unterschiedlichen Bereichen erleichtert flexiblen Lasten bereits kurzfristig die aktive Teilnahme an den Strom- und Regelreservemärkten. Von den mit der Erschließung von Lastflexibilität verbundenen Vorteilen profitiert der mit der Energiewende einhergehende Flexibilisierungsprozess. Wird der Strommarkt zu einem *Level-Playing-Field*, auf dem sich die kostengünstigsten Marktteilnehmer wie zum Beispiel flexible Verbraucher durchsetzen, lässt sich die Transformation des Stromsystems kostengünstig und sicher organisieren. Im Zuge der Transformation sollte das Markt- und Regulierungsdesign kontinuierlich auf mögliche Hemmnisse überprüft werden, um den sich wandelnden Anforderungen des Stromsystems auch in Zukunft Rechnung zu tragen.

und Fraunhofer ISI (vgl. Connect, in Veröffentlichung).

³ Die Ansätze zur Weiterentwicklung basieren auf Connect (2014) sowie auf Arbeiten von r2b energy consulting GmbH

Summary

As the share of power generation from volatile renewables grows in course of the Energiewende, the need for a more flexible electricity system increases. To meet the new flexibility requirements a greater participation of the demand side is necessary than in the past. Demand response can reduce the cost of electricity supply, further the integration of renewables and contribute to security of supply. Beyond demand side flexibility, all areas of the supply system offer more flexibility potential as well. A fair competition between these options is needed to ensure a cost efficient transformation into a more flexible electricity system.

With an increasing share of renewables, the residual load will become more volatile. Thus, there will be a greater role for demand response both when overall demand is weak but feed-in from renewables is high and when demand is strong but feed-in from renewables is low. Demand response can be used to increase load to take advantage of high electricity generation from renewables. When feed-in from renewables is low, load can also be reduced to decrease the need for conventional power plants. As a result, the costs of the supply systems and for integrating renewables is going to be lower.

There are two ways in which flexible consumers can participate actively in electricity markets: load shifting and voluntary load shedding. In both cases consumers trade off the gains against the costs of consuming electricity. To what extent they in fact tap into their demand response potential depends on their opportunity costs and on the volatility of electricity prices. Given the large overall potential, additional demand side options are expected to be activated with increasing demand for flexibility and more volatile prices.

Moreover, current bidding curves at the EPEX SPOT power exchange show that flexible consumers already participate actively in power trading. If it is a consumer's bid which balances supply and demand, the resulting power price reflects this consumer's opportunity costs. In this case, the price signals the willingness to pay for flexibility and cre-

ates an incentive for other market participants to consider exploiting their own flexibility potential as well. At the same time, power prices set by flexible consumers help to refinance fixed costs of all other technologies.

This study consists of two parts. The first part focusses on the fundamental impact of flexible consumers on the power system, the second part deals with obstacles that currently hinder activating demand response potential and analyses measures to remove those obstacles. These arguments draw on our quantitative analyses explained in the first part of this study that illustrates the specific impacts and positive effects of demand response on the electricity system answering three key questions:

→ What is the impact of flexible consumers on the electricity system?

If flexible consumers participate in the power market, both the optimal mix of installed capacities and power generation changes. Consequently, the costs of the electricity supply system decrease. In addition, the trajectory of the power price changes. If flexible consumers set appropriate price signals, it helps other technologies to cover their full costs.

→ How does the optimal amount of demand response change as the share of renewables increases?

As renewables continue to grow, the value of demand response increases and consequently more demand response options will be used. The comparison with a less flexible supply system shows that, the higher the share of renewable generation, the more demand response helps to decrease the total costs of the electricity system.

→ What is the impact of changing the assumption on the available potential of flexible consumers?

A higher demand response potential is associated with more frequent, but lower price spikes refinancing full costs of

market participants. This price trajectory has also a positive effect on the market value of renewables. Additionally, in a more flexible supply system there is less power price induced curtailment of renewable generation.

To realize the benefits linked to demand response, a number of obstacles have to be eliminated which currently hinder the process of introducing more flexibility into the supply system. These obstacles and appropriate measures to remove them are explained in the second part of this study.

Obstacles may occur in different areas of the electricity and balancing reserve markets in which flexible consumers potentially participate. Among others, they emerge from distorted price signals and distorted incentives which do not stimulate a flexible consumer behavior in line with market needs. For example, administrative price components such as tariffs, fees and surcharges may have the effect that flexible consumers, deciding about their load management, partially disregard the price signal of the wholesale power market. In this case, flexible consumers may not increase their demand although prices are low and may not decrease their demand although prices are high, respectively. Consequently, only an insufficient amount of demand response potential is indeed activated. The result may be a suboptimal and, hence, unnecessarily expensive technology mix.

Additional obstacles for demand response may stem from certain features of today's market and regulatory design that is in part still tailored to the needs of a power system characterized by fossil and nuclear generation. For example, certain market rules may have the effect of implicit barriers for market entry of flexible consumers, thus distorting the competition with other market participants. Among these implicit barriers are the unnecessary long timeframes for which balancing reserves are procured. Over longer timeframes, flexible consumers can only guarantee the delivery of balancing energy at additional cost. Hence, there are too few flexible consumers actually providing balancing reserve. Driven by balancing reserve requirements, this may result in an inefficiently high level of conventional generation in times of high feed-in from renewables, which also hampers the integration of renewables.

The market and regulatory design should be developed in a way that facilitates, first, a fair competition among flexible consumers and other flexibility options and, second, that flexible consumers receive unbiased price signals. In this way, the requirements of a supply system characterized by an increasing share of renewable generation can be better met in the future.

A number of measures can eliminate obstacles for demand response in the short run. Whereas these measures will generally benefit all kinds of flexibility options, this study primarily focusses on flexible consumers when explaining the impact of obstacles and the corresponding remedies.

Key aspects concern in particular the management of balancing groups, balancing reserve markets and the structure of grid charges.

As part of the **management of balancing groups** the responsible market participants are obliged to balance actual generation and consumption, which they should do by undertaking appropriate transactions. This obligation results in demand for hedging transactions and flexibility which in the power market can be met, for example, by signing flexible electricity sales contracts with consumers. However, currently incentives for active management of balancing groups and for corresponding transactions between balancing group managers and flexible consumers are too weak. Consequently, too frequently balancing reserve is called to compensate differences between generation and consumption. Therefore, power market prices do not sufficiently reflect the actual demand for flexibility, which again implies that too little demand response potential is activated.

Incentives to actively manage balancing groups are driven by the balancing energy mechanism, which allocates the cost of called balancing reserve. By adjusting this mechanism, incentives for transactions with flexible consumers can be improved. As a result, actual demand for flexibility should to a larger extent be reflected in the power price which then also strengthens incentives to contract with flexible consumers.

The following measures may be considered to enhance the existing balancing energy mechanism and to provide valuable incentives for activating demand response potential.⁴ When designing these measures, improving the efficiency of incentives should be traded off against the potential impact on financial risks for balancing groups, and thus on the intensity of competition.

Compared to the status quo, the cost of called balancing reserve may be allocated to unbalanced balancing groups more efficiently by

- accounting only for the cost for the dominating direction of called balancing reserve,
- calculating the cost of calling minute reserve based on a single pricing system and
- improving the reference power market price and, in the future, using the maximum and minimum of all relevant spot market prices, respectively.

Additionally, incentives should be further improved

- by allocating the relevant cost of procuring balancing reserve capacity to the responsible balancing groups.

Apart from participating in electricity markets, flexible consumers can also provide **balancing reserve services**. Balancing reserve serves the purpose to maintain the security of the power system and is subject to certain regulatory provisions. So far, these provisions are an unnecessary impediment for flexible consumers' participation in balancing reserve markets. In particular, the current structure of auction schedules and the long timeframes of reserve products result in additional barriers for flexible consumers compared to conventional suppliers, and thus distort competition.

The balancing reserve markets should be further developed in a way that eliminates unnecessary obstacles for flexible

consumers.⁵ Guiding principle should, however, be that the security of the supply system is maintained at any time.

Based on this premise, balancing reserve products and auction schedules can be adjusted such that balancing reserve is procured for shorter timeframes only and auctions are scheduled more frequently. This will not only reduce implicit barriers for the market entry of flexible consumers. Also, coordination of electricity and balancing reserve markets could be improved. Consequently, opportunity costs of flexible consumers, which are a key driver of their consumption and trading behavior, are more efficiently reflected in the market.

The long-term target model for all types of balancing reserve markets should include

- auctions on every calendar day and
- hourly products.

Towards this end, a step-by-step approach may be considered to facilitate adjustments to be made by market participants and transmission system operators. To enhance current provisions on balancing reserve markets, the following measures should be taken:

- minute reserve: auctions on every calendar day with hourly products, if necessary combined with bloc bids
- secondary reserve: auctions on every calendar day combined with a centrally organized secondary market, hourly products combined with bloc bids
- primary reserve: separate auctions for positive and negative reserve

Additionally, to avoid unnecessary explicit barriers for market entry of flexible consumers

- prequalification requirements should be in line with product definitions.

⁴ These recommendations are based on Connect (2014) and joint work of Consentec GmbH, r2b energy consulting GmbH and Connect (see Connect, forthcoming).

⁵ These options discussed here are based on Connect (2014) and joint work of Consentec GmbH, r2b energy consulting GmbH and Connect (see Connect, forthcoming).

To generally improve efficiency of balancing reserve markets, a single pricing system could be implemented for both provision and call of the minute reserve. Such a system could also be considered for provision of secondary reserve services, provided that there is a sufficient level of competition in this market segment.

Grid charges have a direct impact on power prices paid by consumers and, thus, are closely linked to their economic incentives for a flexible consumption behavior. So far, the structure of grid charges incentivizes consumption patterns that may contradict the power market price signal. In times of low prices and high feed-in from renewables, flexible consumers may not increase their consumption and may not decrease their consumption in times of high prices and low feed-in from renewables, respectively. Moreover, participation of consumers in balancing reserve markets may be hampered if, by adjusting their load accordingly, they risk paying higher grid charges.

For these reasons, the current structure of grid charges should be changed.⁶ However, flexible consumption behavior in line with market needs should not have any inefficient repercussions on grid load.

In particular, derogations provided for in §19 (2) of the Electricity Grid Charges Ordinance (StromNEV) should be adjusted such that

→ if the power market price exceeds (falls below) a predefined price level, a load reduction (load increase) will not increase the grid charges for the consumer.

To avoid an inefficient increase of grid load, these measures may be linked to a grid-related indicator. In addition, the structure of the grid charges should be designed such that

→ consumers participating in balancing reserve markets who are called to adjust their load should not have to pay higher charges.

Compatibility of grid- and market-related incentives may also be enhanced by

→ improving the current method to determine peak load time windows.

In the short run, eliminating the various obstacles for demand response will help flexible consumers to participate actively in electricity and balancing reserve markets. The benefits of activating additional demand response potential will lead to more flexibility of the supply system as part of the Energiewende. If the electricity market provides a level playing field allowing the most cost-efficient market participants such as flexible consumers to prevail in the competition, the transformation of the power system can be organized in a secure and cost-efficient way. Throughout this transformation process, market and regulatory design should be continuously monitored for obstacles to account for the changing needs of the power system.

⁶ These recommendations are based on Connect (2014) and joint work of Consentec GmbH, r2b energy consulting GmbH and Connect (see Connect, forthcoming).

1 Einleitung

Im Zuge der Energiewende ändert sich der Flexibilitätsbedarf des Stromsystems. Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien wird der flexible Einsatz von Verbrauchern immer wichtiger, um die Versorgungssicherheit weiterhin kostengünstig zu gewährleisten. Ebenso wie die Nachfrageseite weisen auch die Angebotsseite und die Netzinfrastruktur große Flexibilitätspotenziale auf, sodass die Potenziale des Systems insgesamt den Bedarf der Energiewende übersteigen. Die zentrale Herausforderung liegt deshalb in der kostengünstigen Erschließung der geeigneten Potenziale. In dieser Studie widmen wir uns insbesondere der Flexibilisierung der Nachfrageseite.

Die Gestaltung des Markt- und Regulierungsdesigns hat großen Einfluss darauf, ob der Flexibilisierungsprozess der Last und der anderen Systemelemente erfolgreich gemeistert wird. Bedingt durch seine historische Entwicklung ist das heutige Markt- und Regulierungsdesign in einigen Teilen noch auf ein primär thermisch geprägtes System zugeschnitten. Im Zuge der Transformation hin zu einem steigenden Anteil variabler Erneuerbarer Energien müssen deshalb viele dieser administrativ gesetzten Regeln hinterfragt werden. Einzelne Elemente des Markt- und Regulierungsdesigns können Hemmnisse darstellen, die einer Flexibilisierung der individuellen Systemelemente im Wege stehen.

Das gilt insbesondere für die Flexibilisierung der Last. Während der Ausgleich von Angebot und Nachfrage bisher vorrangig durch eine Steuerung der Erzeugung erfolgt, sollten in Zukunft verstärkt flexible Lasten zur Markträumung beitragen, wenn dies zu niedrigeren Kosten führt. Sowohl in Situationen mit einer hohen Nachfrage und einer niedrigen Einspeisung Erneuerbarer Energien, als auch in Situationen mit geringer Nachfrage und einer hohen Einspeisung kann Lastmanagement einen wertvollen Beitrag zu einer sicheren und kostengünstigen Versorgung leisten. Durch ihre preisstabilisierende Wirkung in Situationen mit hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien können flexible Lasten den Marktwert Erneuerbarer Energien stabilisieren. Ihre Preissetzung in Situationen mit niedriger Einspeisung

unterstützt zusätzlich die Refinanzierung der Fixkosten der übrigen Technologien. Dass das Stromsystem von diesen vielfältigen Vorteilen flexibler Lasten profitieren kann, setzt allerdings ein Markt- und Regulierungsdesign voraus, in dem weder der Wettbewerb zwischen Lastflexibilität und anderen Flexibilitätsoptionen noch die Preissignale der Märkte verzerrt werden.

In dieser Studie widmen wir uns der Bedeutung flexibler Lasten für den Strommarkt sowie Maßnahmen, die Hemmnisse für ihre Erschließung abbauen. Im zweiten Kapitel erläutern wir zunächst die grundlegenden Arten und Wirkungsweisen flexibler Lasten und illustrieren daraufhin ihre Effekte auf das Stromsystem im Kontext der Energiewende. Im dritten Kapitel bauen wir auf diesen Erkenntnissen auf und identifizieren Hemmnisse für flexible Lasten im bestehenden Markt- und Regulierungsdesign. Für besonders relevante Bereiche entwickeln wir daraufhin Vorschläge, wie diese Hemmnisse beseitigt werden können. Die Studie schließt mit einem Fazit.

2 Rolle und Bedeutung von flexiblen Verbrauchern im Stromsystem

In der Diskussion zur Teilnahme flexibler Verbraucher am Strommarkt bestehen vielfach noch Missverständnisse bei der Interpretation dieser Flexibilitätsoption. Um die Debatte zu versachlichen, werden in diesem Kapitel die Möglichkeiten und Grenzen von Lastflexibilität betrachtet. Auf diese Weise soll ein besseres Verständnis für die Wirkungsweise von flexiblen Verbrauchern im Strommarkt geschaffen werden.

Wie im Laufe dieses Kapitels deutlich wird, ist mit Lastflexibilität eine Reihe von Vorteilen für die Stromversorgung verbunden. Indem flexible Verbraucher am Strommarkt teilnehmen, tragen sie dazu bei, dass sich der Leistungsmix kostengünstig zusammensetzt. Flexible Verbraucher helfen durch ihre Preissetzung auch bei der Refinanzierung aller im Markt befindlichen Technologien. Diese Preise setzen zudem Anreize für die Marktteilnahme anderer Flexibilitätsoptionen. Somit spielt Lastflexibilität eine wichtige Rolle bei der sicheren und kostengünstigen Transformation des Versorgungssystems.

Lastflexibilität gewinnt außerdem bei einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien zunehmend an Bedeutung. Da die Verfügbarkeit von Wind- und Solarstrom schwankt, wird auch die residuale Last volatil. Die residuale Last bezeichnet den Teil der Nachfrage, der nicht mit Strom aus Erneuerbaren Quellen, sondern aus konventionellen Erzeugungsanlagen gedeckt wird. Flexible Lasten erleichtern den Ausgleich der schwankenden residualen Last und somit die Integration Erneuerbarer Energien. Sie können folglich auch dazu beitragen, dass weniger Strom aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen strompreisbedingt aberegelt werden muss und der Marktwert Erneuerbarer Energien steigt.

Die Rolle von Lastflexibilität wird im Folgenden anhand von drei Leitfragen veranschaulicht:

- Welche Wirkung haben flexible Verbraucher auf das Versorgungssystem?
- Wie verändert sich die optimale Menge an Lastmanagement bei einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien?
- Wie wirkt sich eine Veränderung des angenommenen Potenzials flexibler Verbraucher aus?

Diese drei Fragen stehen im Fokus dieses Kapitels. Vorab erläutern wir in den Abschnitten 2.1 und 2.2 den Nutzen und die Funktionsweise flexibler Lasten. In Abschnitt 2.3 wenden wir dann einen vereinfachten Modellansatz an, um die oben genannten Fragen konsistent zu beantworten und den spezifischen Effekt von Lastflexibilität auf den Strommarkt zu illustrieren. Die genannten positiven Auswirkungen von Lastmanagement werden anhand der Modellergebnisse in Abschnitt 2.3.3 veranschaulicht. Dieses Kapitel schließt mit einem Zwischenfazit.

2.1 Nutzen flexibler Verbraucher für das Stromsystem

In der Vergangenheit spielten flexible Verbraucher im Stromversorgungssystem eine untergeordnete Rolle. Das lässt sich vor allem auf Überkapazitäten auf der Angebotsseite zurückführen, die durch Stromkunden finanziert wurden. Diese Überkapazitäten werden jedoch mittelfristig abgebaut, sodass sich der Technologiemarkt verändert. Im Zuge des Anpassungsprozesses sollte das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Optionen auf der Angebots- und auf der Nachfrageseite neu betrachtet werden, da die zukünftigen Kapazitäten ebenfalls von Verbrauchern finanziert werden müssen.

Warum es sich lohnt, neben Erzeugungsanlagen auch flexible Verbraucher zu berücksichtigen, veranschaulicht ein einfaches Beispiel: Die offene Gasturbine (GT) gilt als typische Spitzenlasttechnologie. Die Investitionskosten dafür betragen etwa 450.000 Euro/MW, die typische Abschrei-

ungsdauer liegt bei 15 Jahren. Es kann davon ausgegangen werden, dass es innerhalb eines Zeitraums von 15 Jahren eine maximale Spitzenlastsituation gibt, die in exakt der gleichen Höhe kein zweites Mal auftritt. Für diese einmalige Situation muss eine technologische Option verfügbar sein, die Angebot und Nachfrage zusammenbringt. Würde diese Spitzenlastsituation planmäßig mithilfe einer GT gelöst, entstünden für das Versorgungssystem Kosten in Höhe von 450.000 Euro zuzüglich variabler Kosten. Dabei würde dieses letzte MW Leistung der GT innerhalb von 15 Jahren exakt einmal eingesetzt. Sehr wahrscheinlich wären in dieser Spitzenlastsituation Verbraucher bereit, ihren Konsum um eine MWh für einen Preis von unter 450.000 Euro zu reduzieren. Würde etwa ein Verbraucher für 1.000 Euro seinen Konsum reduzieren, so könnten in diesem Beispiel Systemkosten im Wert von 449.000 Euro eingespart werden.

Bei der Betrachtung eines Durchschnittsjahres wären nicht die einmaligen Investitionskosten relevant, sondern die annuitätischen Kosten. In unserem Beispiel würden für die GT bei einem Zinssatz von 7,5 Prozent annuitätische Kosten in Höhe von 51.000 Euro/MW anfallen. Würde der gleiche flexible Verbraucher für 1.000 Euro auf den Bezug von einer MWh in der Spitzenlastsituation verzichten, könnten für das Versorgungssystem 50.000 Euro eingespart werden. Dieser ökonomische Vorteil reduziert sich mit steigender Einsatzdauer des Lastmanagements, bis ein Gleichgewicht zwischen dem Einsatz des flexiblen Verbrauchers und der Gasturbine erreicht ist.

Dieses vereinfachte Beispiel zeigt, dass der Nutzen flexibler Lasten für das Versorgungssystem weit über das Zusammenführen von Angebot und Nachfrage hinausgeht. Flexible Lasten tragen aufgrund ihrer ökonomischen Eigenschaften entscheidend dazu bei, das gesamte Versorgungssystem kostengünstig zu organisieren. In der Realität tragen allerdings nicht nur flexible Lasten zur Refinanzierung anderer Technologien bei, sondern beispielsweise auch deren Teilnahme an den Regelleistungsmärkten oder der Abschluss von Absicherungsverträgen. Dementsprechend sind in Summe weniger durch flexible Lasten gesetzte Preise notwendig, um die Refinanzierung sicherzustellen. Diese Zusammenhänge werden in Abschnitt 2.3.3 ausführlicher erläutert.

Bevor in Kapitel 3 die verschiedenen Einsatzgebiete flexibler Lasten im Detail diskutiert werden, erläutern wir im folgenden Abschnitt den ökonomischen Nutzen flexibler Lasten und ihre Wirkung innerhalb des Stromversorgungssystems.

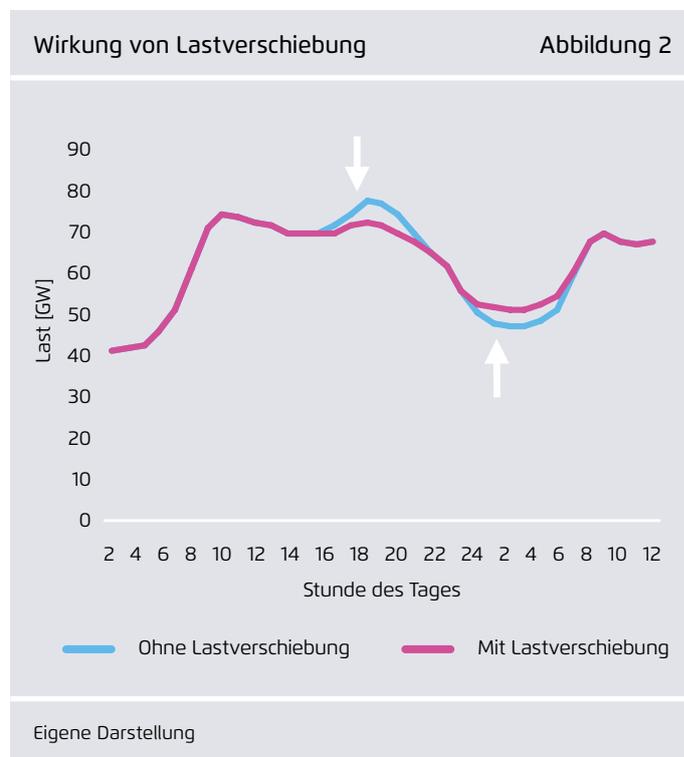
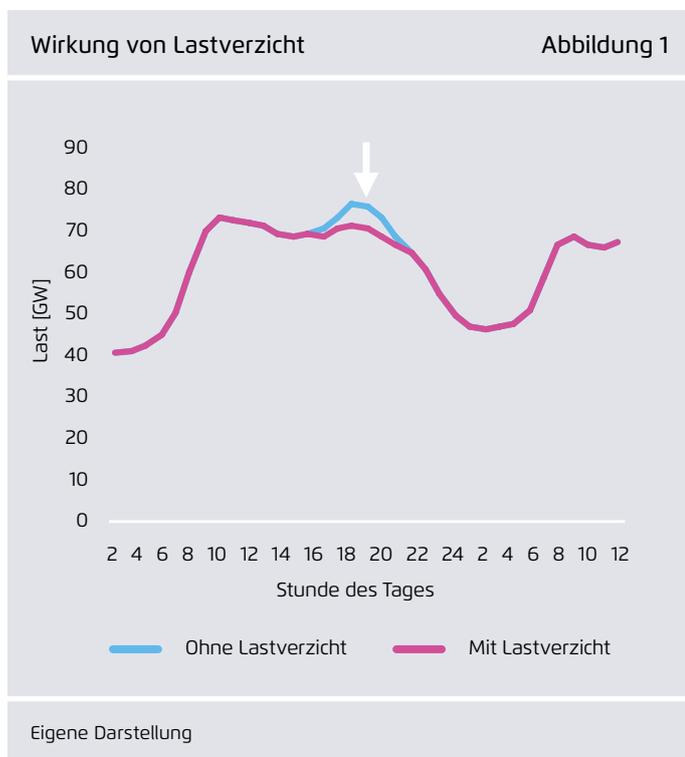
2.2. Arten und Wirkungsweisen von Lastflexibilität

Im Vergleich zur Angebotsseite des Strommarktes ist die Nachfrageseite deutlich heterogener. Dies liegt an der Vielzahl der Einsatzmöglichkeiten elektrischer Energie und an der Diversität der technischen Prozesse, die an den Stromverbrauch gekoppelt sind. Diese Komplexität führt häufig zu Missverständnissen, wenn es darum geht, die Einsatzgebiete flexibler Lasten und ihren möglichen Nutzen einzuordnen. Zu Beginn der Analyse ist es deshalb sinnvoll, diese Komplexität zu reduzieren und zwischen zwei Kategorien von Lastflexibilität zu unterscheiden: dem freiwilligen Lastverzicht und der Lastverschiebung. Im Folgenden wird zunächst die Funktionsweise der flexiblen Lasten erklärt, bevor im Anschluss ihre ökonomischen Eigenschaften erläutert werden.

2.2.1 Freiwilliger Lastverzicht

Verbraucher reduzieren ihren Stromkonsum aus ökonomischen Gründen, wenn die Kosten des Konsums zu einem gegebenen Zeitpunkt den Nutzen aus dem Konsum übersteigen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn auf die stromintensive Herstellung eines Produktes verzichtet wird, weil die Strombezugskosten im betreffenden Augenblick höher sind als die erzielte Wertschöpfung. Liegt der Strompreis beispielsweise bei 1.000 Euro/MWh und kann der Produzent durch den Verbrauch von einer Megawattstunde eine Wertschöpfung von 250 Euro erzielen, dann wird er eher auf die Wertschöpfung verzichten, als einen Verlust von 750 Euro zu akzeptieren. Abbildung 1 stellt beispielhaft dar, wie sich ein solcher Lastverzicht auf die Struktur der Nachfrage bei einer abendlichen Verbrauchsspitze auswirkt.

Verbraucher verzichten nur auf den Konsum, wenn die eingesparten Kosten mindestens der entgangenen Wertschöpfung entsprechen. Diese alternativen Einnahmen



oder Kosten werden im ökonomischen Sprachgebrauch als Opportunitätskosten bezeichnet. Ein Verbraucher fragt am Strommarkt also nur die Strommengen nach, deren Kosten unterhalb der Opportunitätskosten der Wertschöpfung liegen, die ihm bei einem freiwilligen Lastverzicht entgeht. Die Opportunitätskosten spiegeln sich deshalb in den Geboten wider. Sollte der Strompreis über das entsprechende Gebot hinausgehen, hat der Verbraucher mehr Kosten gespart, als die Wertschöpfung eingebracht hätte. Das Gebotsverhalten flexibler Verbraucher spiegelt sich auch im Preis an der Strombörse wider. Wenn das Gebot eines Verbrauchers an der Börse Angebot und Nachfrage zusammenführt, also den Markt räumt, werden seine Opportunitätskosten über den Preis für alle anderen Marktteilnehmer sichtbar. Zugleich orientieren sich andere flexible Verbraucher und weitere Flexibilitätsanbieter mit ihren Optionen an diesem Preis, sodass sie Anreize erhalten am Markt teilzunehmen.

2.2.2 Lastverschiebung

Im Gegensatz zum freiwilligen Lastverzicht wird der Konsum bei der Lastverschiebung nachgeholt beziehungsweise vorgezogen, sodass sich die Nachfrage zu einem anderen Zeitpunkt kurzzeitig erhöht. An das vorherige Beispiel

anknüpfend, bedeutet eine Lastverschiebung, dass auf die Produktion des Gutes nicht verzichtet wird. Vielmehr wird sie auf einen anderen Zeitpunkt verschoben, zu dem der Strompreis niedriger ist. Abbildung 2 illustriert die zeitliche Verlagerung des Konsums.

Die Auswirkungen von Lastverschiebung auf den Strompreis können in zwei Situationen beobachtet werden. Die erste Situation verläuft analog zum Marktgeschehen bei einem Lastverzicht: Erreicht der Strompreis die Höhe der Opportunitätskosten eines Verbrauches, reduziert der Verbraucher seine Nachfrage. Bei einer Lastverschiebung entstehen die Opportunitätskosten aber nicht durch einen Verzicht auf Wertschöpfung, sondern durch ihre zeitliche Verlagerung. Wenn in dieser Situation gerade das Gebot dieses Verbrauchers am Strommarkt Angebot und Nachfrage zusammenführt, also den Markt räumt, spiegelt der resultierende Strompreis seine Opportunitätskosten wider. Da der Verbraucher seinen Konsum später nachholt, steigt in dieser zweiten Situation die Nachfrage. Dadurch wird in diesem Augenblick unter Umständen mehr Wind- und Solarstrom integriert, d.h. weniger erneuerbare Erzeugungsanlagen müssen strompreisbedingt abgeregelt werden. Gleichzeitig

rutscht der Strompreis seltener in den negativen Bereich. Diese zweite Situation zeigt, dass Lastverschiebung den Strompreis und damit den Marktwert Erneuerbarer Energien stabilisieren kann.

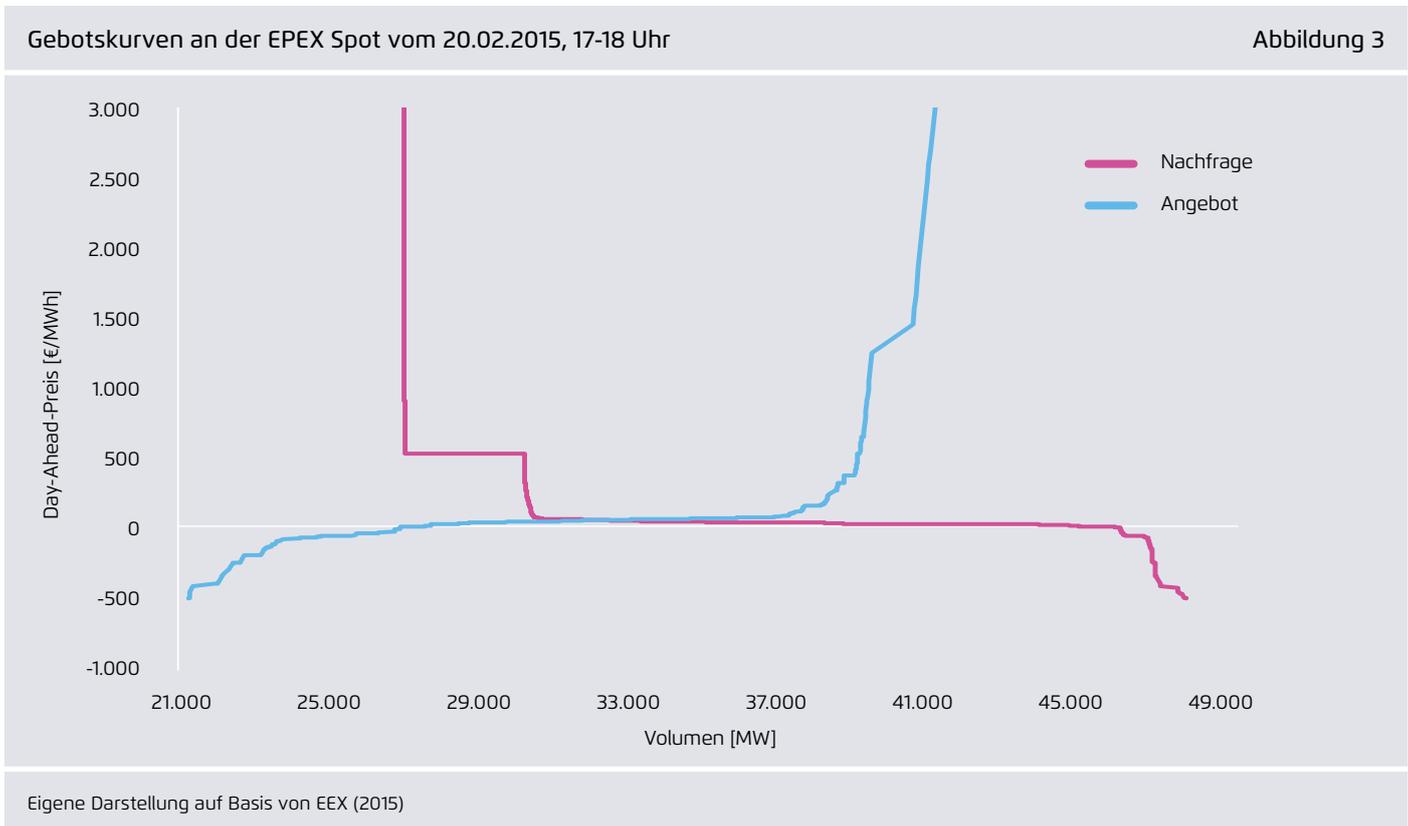
2.2.3 Vergleich der Kostenstrukturen flexibler Lasten

Im Vergleich zum Lastverzicht erfordert die Lastverschiebung seitens des Verbrauchers zusätzliche Flexibilität, da beispielsweise Zwischenprodukte eingelagert werden müssen. Diese Zwischenlagerung kann etwa höhere Arbeitskosten oder zusätzliche Heiz- oder Kühlkosten verursachen. Somit besteht eine gewisse Analogie zwischen Lastverschiebung und Energiespeichern, deren Einsatz mit Speicherverlusten einhergeht. Diese zusätzliche Art von Opportunitätskosten tritt bei einem freiwilligen Lastverzicht dagegen nicht auf. Als Konsequenz haben die beiden dargestellten Optionen flexibler Lasten zentrale Unterschiede in ihren ökonomischen Eigenschaften bezüglich ihrer variablen und ihrer fixen Kosten. Lastverzicht erfordert keine Speichermöglichkeiten, die unter Umständen entsprechende Investitionen voraussetzen. Anders als bei der Last-

verschiebung fallen beim Lastverzicht deshalb in der Regel keine Fixkosten an. Dafür sind die Opportunitätskosten beim freiwilligen Verzicht auf Wertschöpfung in der Regel höher als die Speicherkosten der Lastverschiebung. Insgesamt hat Lastverzicht somit höhere variable Kosten als die Lastverschiebung, dafür jedoch keine Fixkosten. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass sich die Anwendungen auch innerhalb dieser beiden Kategorien stark unterscheiden können. Die zugrundeliegende ökonomische Logik gilt jedoch im Grundsatz für alle Anwendungsfälle.

2.2.4 Empirische Beobachtungen von Geboten an der Strombörse

Lastflexibilitätsoptionen verbergen sich an der Strombörse sowohl hinter Geboten auf der Nachfrageseite als auch hinter Geboten auf der Angebotsseite. Abbildung 3 zeigt empirische Gebotskurven einer ausgewählten Stunde an der EPEX-Spot-Börse. Anhand der Nachfragekurve lassen sich Gebote von Konsumenten erkennen, die bis zu einer bestimmten Preisgrenze Strom nachfragen. In Abbildung 3 ist dies beispielsweise an dem Plateau bei 500 Euro/MWh er-



sichtlich. Übersteigt der Strompreis 500 Euro/MWh, dann sind Verbraucher schon heute bereit, ihren Konsum um rund 3.000 MW zu reduzieren.

Anhand der Angebotskurve lassen sich auf Lastflexibilität basierende Gebote schwieriger identifizieren. Hier gilt folgendes Kalkül: Angenommen ein Verbraucher hat sich die von ihm benötigte Strommenge bereits im Vorfeld mit einem längerfristigen Terminprodukt gesichert: Angesichts eines hohen Strompreises am Spotmarkt kann er sich entscheiden, seinen Verbrauch zu reduzieren und die freigewordene Strommenge stattdessen zu verkaufen. Er tritt somit am Spotmarkt als Anbieter auf.

Kauft ein Verbraucher beispielsweise am Terminmarkt Strom für 50 Euro/MWh und generiert eine durchschnittliche Wertschöpfung von 500 Euro pro konsumierter MWh Strom, erwirtschaftet er Einnahmen in Höhe von 450 Euro/MWh. Steigt der Strompreis am Spotmarkt nun auf 600 Euro/MWh, kann der Verbraucher an seinen gesicherten Einnahmen von 450 Euro/MWh festhalten. Entscheidet er sich, den Strom zu verkaufen, bekommt er für den zu 50 Euro/MWh eingekauften Strom 600 Euro/MWh, nimmt also 550 Euro/MWh ein. Der Konsument kann zwischen beiden Einnahmen wählen. Entscheidet er sich, den Strom an der Börse wieder zu veräußern, verdient er zusätzlich 100 Euro/MWh gegenüber dem Einsatz des Stroms zur Produktion. In diesem Beispiel hinterfragt der Verbraucher folglich seinen Stromkonsum sobald der Preis seine Opportunitätskosten von 500 Euro/MWh übersteigt.

Auf Lastflexibilität basierende Gebote auf der Angebotsseite des Strommarktes kommen also von flexiblen Verbrauchern, die bereits am Terminmarkt eingekauften Strom wieder am Spotmarkt verkaufen. Solche Gebote lassen sich am ehesten daran erkennen, dass sie über den üblichen variablen Kosten von Erzeugungsanlagen liegen, die wiederum die Gebote der Anlagenbetreiber bestimmen. In der abgebildeten Angebotskurve wird das Angebot bei ca. 1.200 Euro/MWh ausgeweitet. Dahinter könnte sich ein Gebot auf Basis von Lastflexibilität verbergen. Doch auch Gebote oberhalb von rund 150 Euro/MWh könnten bereits auf flexible Verbraucher zurückzuführen sein, die ihren Stromkonsum optimieren.

2.3 Wirkung von Lastflexibilität im Stromsystem

Im Folgenden erläutern wir anhand quantitativer Untersuchungen im Detail, wie sich Lastflexibilität innerhalb des Versorgungssystems auswirkt. Mithilfe eines vereinfachten Modellansatzes lässt sich die Rolle flexibler Verbraucher idealtypisch aufzeigen. Ziel dieser Quantifizierung ist ausschließlich, die jeweiligen Wirkzusammenhänge zu veranschaulichen. Sie dient also keiner umfassenden Potenzial- oder Kostenschätzung. Dennoch sind die Potenzialannahmen eine wichtige Eingangsgröße für die Modellierung, die wir in Abschnitt 2.3.1 ausführlicher diskutieren. Im Vordergrund steht dabei jedoch, welche Rolle Opportunitätskosten bei der Potenzialanalyse spielen und welche Implikationen sich daraus für diese Analyse ergeben.

Modellansatz

Um die Wirkung flexibler Lasten innerhalb des Versorgungssystems zu illustrieren, verwenden wir in dieser Studie einen vereinfachten Modellansatz, mit dem Marktgleichgewichte berechnet werden. Diese Modellierung dient nicht dazu, realistische Größenordnungen abzuleiten. Sie soll vielmehr zu einem besseren Verständnis der Wirkungsweise und Wirkrichtung von Lastflexibilität beitragen. Zu diesem Zweck werden die spezifischen Effekte flexibler Lasten in einem mathematisch konsistenten Rahmen abgebildet und über einen gezielten Szenarienvergleich isoliert. Dabei vermeidet der vereinfachte Modellansatz jede Komplexität, die die Effekte verzerren könnte und folglich die Interpretation der Ergebnisse erschweren würde.

Für die Modellierung verwenden wir ein fundamentales Strommarktmodell mit einer zeitlichen Auflösung von 8.760 Stunden. Auf diese Weise werden die strukturellen Effekte der Variabilität der residualen Last deutlich. Dieser Ansatz erlaubt es, den Bedarf an Flexibilität bei einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien differenziert abzubilden und den entsprechenden Wert flexibler Lasten zu ermitteln.

Unser Vorgehen basiert auf einer langfristigen Perspektive: Wir verwenden einen Gleichgewichtsansatz, der auch als „Grüne-Wiese“-Ansatz bezeichnet wird, weil der bestehende Anlagenbestand dem Modell nicht vorgegeben wird. Das ist notwendig, weil sonst das Modellergebnis nicht den langfristigen Zustand eines optimal angepassten Versorgungssystems widerspiegeln würde. In der betrachteten Gleichgewichtslösung können zudem alle zugebauten Technologien ihre Investitionskosten vollständig decken.

Neben dem Grüne-Wiese-Ansatz wird zur weiteren Vereinfachung von Import- und Exportmöglichkeiten abgesehen, wir betrachten alle Effekte in einem Inselfsystem. Diese beiden Vereinfachungen unterstreichen, dass mit dem hier vorgestellten Ansatz lediglich Wirkungsweisen illustriert und keine realistischen Größenordnungen abgeleitet werden.

Um die Wirkung flexibler Lasten idealtypisch zu veranschaulichen, werden zum Teil stark restriktive Szenarien betrachtet. Damit das Modell in solchen Szenarien mathematisch lösbar bleibt, wird eine sogenannte Backstop-Technologie verwendet. Sie beschreibt die letzte Option, die zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage herangezogen wird. Im Modell wird sie zu variablen Kosten von 12.750 Euro/MWh eingesetzt. Der Backstop-Technologie sollte jedoch bei der Interpretation der Ergebnisse keine Relevanz beigemessen werden. Sie wird lediglich in den Ergebnissen fiktiver Referenzszenarien sichtbar, die nötig sind, um die Wirkung flexibler Lasten besser aufzuzeigen.

Was sind die Auswirkungen des Modellansatzes?

Die in der Realität durch das Ausland bereitgestellte Flexibilität wird in den vereinfachten Modellannahmen nicht berücksichtigt. Deshalb überschätzen die Ergebnisse in der Tendenz den Bedarf an alternativen Flexibilitätsoptionen wie Spitzenlastkraftwerken oder Lastmanagement. Im Rahmen unserer Analysen sind absolute Größenordnungen jedoch nicht relevant. Vielmehr werden die relevanten Effekte flexibler Lasten aus Vergleichen verschiedener Szenarien abgeleitet. Diese relativen Aussagen über die Wirkung von Lastflexibilität sind durchaus übertragbar.

Das verwendete Modell unterstellt zudem perfekte Voraussicht. Diese sogenannten deterministischen Modelle tendieren dazu, die Preiseffekte in Situationen mit einem knappen Stromangebot zu überschätzen. In der Realität führen Unsicherheiten in der Tendenz zu häufigeren und dafür niedrigeren Preisspitzen (vgl. Frontier/Consentec, 2014).

Das Modell verwendet alle zur Verfügung stehenden Optionen, um die Investitions- und Erzeugungskosten (Systemkosten) zu minimieren. Das Ergebnis entspricht einem optimalen Zustand, der in dieser Form in der Realität nicht anzutreffen ist. Der Mehrwert der Berechnungen ergibt sich daraus, dass durch den Vergleich zweier optimaler Zustände ausgewählte Effekte idealtypisch isoliert werden. Das impliziert auch, dass die Differenz zwischen zwei Szenarien den minimalen Kostenunterschied wiedergibt. In der Realität sollten zusätzliche Aspekte in der Regel dazu führen, dass der Unterschied größer ausfällt als im Vergleich zweier Modelllösungen.

Im Folgenden werden die im Modell zur Abbildung von Lastflexibilität verwendeten Annahmen diskutiert. Alle weiteren Annahmen finden sich im Anhang. Da sie für alle Szenarien identisch sind, spielen sie für den Vergleich der Szenarien eine untergeordnete Rolle.

2.3.1 Annahmen zu den Potenzialen flexibler Verbraucher

Um die Wirkungsweise von Lastflexibilität zu illustrieren, benötigen wir für die Modellrechnungen zunächst Annahmen darüber, in welchem Umfang Lastflexibilität zur Verfügung steht. Wie mit dem vereinfachten Beispiel in Ab-

schnitt 2.2 bereits angedeutet, hängt das Potenzial flexibler Verbraucher von ihren ökonomischen Präferenzen ab.

Ein Verbraucher bezieht Strom, wenn sein individueller Nutzen daraus größer ist als die Kosten seines Konsums. Dabei gilt, dass nur der Konsument selbst seine spezifischen Präferenzen und Transaktionskosten bestimmen kann. Aus diesem Grund ist das Abschätzen des ökonomischen Potenzials flexibler Lasten im Gegensatz zur Herleitung des technischen Potenzials vergleichsweise komplex. Es sind lediglich annähernde Abschätzungen möglich. Trotz der beschriebenen Unsicherheiten wäre eine vollständige

Vernachlässigung des Potenzials fahrlässig. Wie im Verlauf dieses Abschnitts deutlich wird, begegnen wir den Unsicherheiten stattdessen durch Sensitivitätsbetrachtungen.

Bei jeder Potenzialschätzung sind zunächst verschiedene Annahmen notwendig. Beispielsweise basieren Schätzungen des technischen Potenzials in der Regel auf einer Annahme zum aktuell gegebenen Anlagenbestand. Diese Perspektive stellt bereits eine signifikante Einschränkung dar, insbesondere wenn das zukünftige Potenzial abgeschätzt werden soll. Diese statische Betrachtung vernachlässigt, dass im Zeitverlauf kontinuierlich in Produktionsprozesse investiert wird. Wenn sich aus Sicht des Investors die Anforderungen an Produktionsanlagen ändern, zum Beispiel indem zusätzlich zur Energieeffizienz zukünftig auch Flexibilität berücksichtigt werden soll, fließen diese Vorgaben in die Auslegung der Anlagen ein. Aus diesem Grund stellt der derzeitige Anlagenbestand nur einen vergleichsweise kleinen Ausschnitt des grundsätzlich verfügbaren Potenzials dar.

Um das ökonomische Potenzial zu definieren, werden Annahmen getroffen, die an die Wertschöpfung der zugrundeliegenden Produktionsprozesse anknüpfen. Am Beispiel des freiwilligen Lastverzichts haben wir bereits dargelegt, dass ein Konsument seinen Stromverbrauch einschränkt, wenn die Kosten seine Wertschöpfung übersteigen. In Anlehnung an Connect (2014) wurde deshalb im Rahmen dieser Studie untersucht, wie hoch die durchschnittliche Wertschöpfung pro konsumierter Megawattstunde Strom in 15 Industriesektoren und 16 Bundesländern ausfällt. Es werden also ausschließlich das produzierende Gewerbe und Dienstleistungsbereiche betrachtet, das Potenzial von Haushalten wird vernachlässigt. Wird die Wertschöpfung pro Megawattstunde Stromverbrauch in aufsteigender Reihenfolge sortiert, ergibt sich eine Opportunitätskosten-Merit-Order des Lastverzichts. Anhand der Merit-Order kann abgeschätzt werden, wie hoch die Kosten des Strombezugs steigen dürfen, bevor ein Verbraucher es vorzieht, auf den Konsum und die damit verbundene Wertschöpfung zu verzichten.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Mehrheit der Verbraucher bereit ist, ihren Konsum bei einem individu-

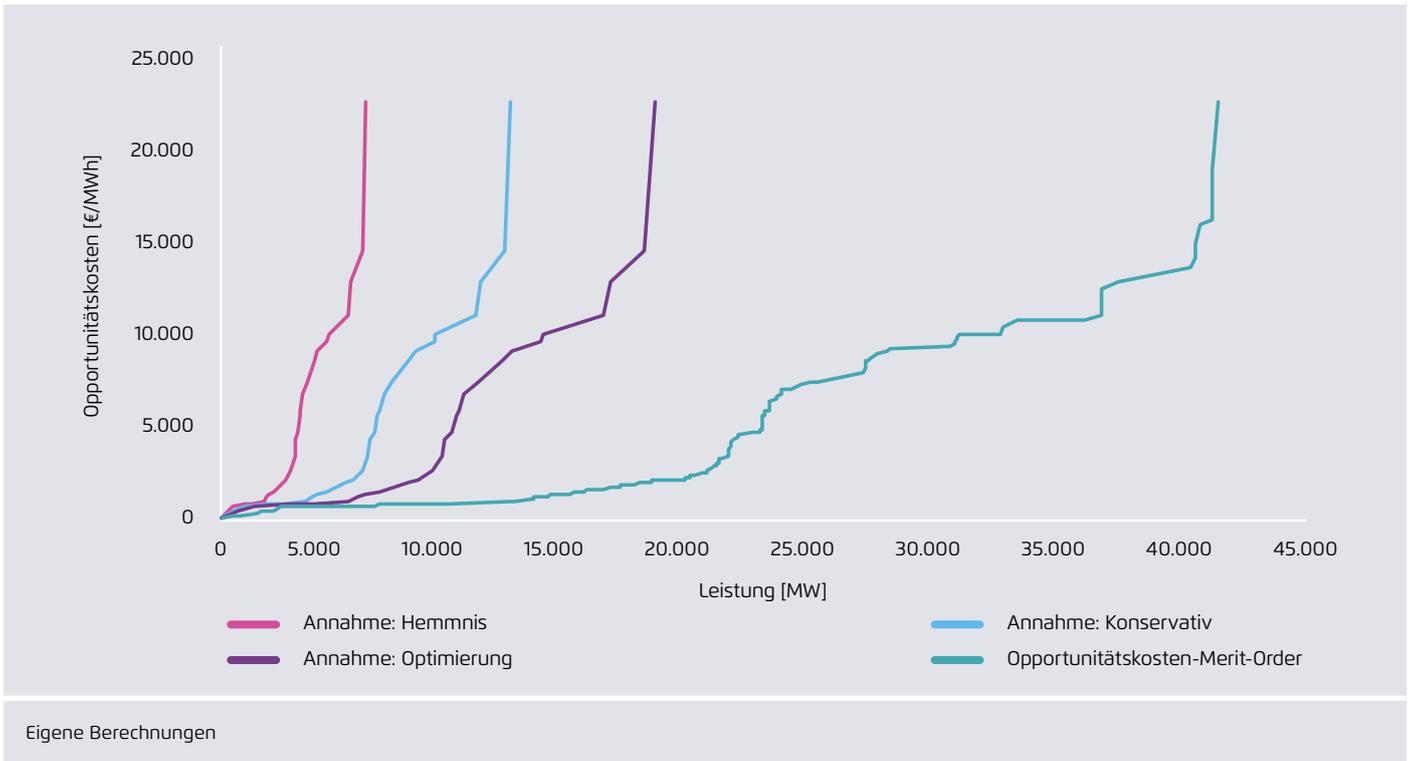
ell unterschiedlichen Preis zu reduzieren. Die Höhe dieser Preise wird mit der hier dargestellten Opportunitätskosten-Merit-Order auf Basis der Wertschöpfung abgeschätzt. Diese Merit-Order dient also der Annäherung an das ökonomische Potenzial für Lastverzicht beziehungsweise an die Präferenzen der Verbraucher. Ob dieses Potenzial genutzt wird, hängt davon ab, ob sich die Verbraucher gemäß ihrer Präferenzen verhalten. Das Handeln nach diesen Präferenzen ist in wettbewerblich organisierten Märkten aber rational: Eine im Wettbewerb stehende Industrie sollte Potenziale zur Kostensenkung nutzen, da die Akteure davon ausgehen müssen, dass die Konkurrenz solche Möglichkeiten ebenfalls nutzt.

Für die in Abschnitt 2.3.3 beschriebenen vereinfachten Modellrechnungen leiten wir aus der Opportunitätskosten-Merit-Order des Lastverzichts eine Potenzialkostenkurve ab. Im Fokus steht hier jedoch nicht die Quantifizierung des insgesamt erschließbaren Potenzials, sondern die Illustration der Wirkung von Lastflexibilität. In die Modellrechnungen fließen im Basisfall konservative Annahmen ein, um die modellhaft abgebildeten Effekte von Lastflexibilität und die Höhe des im Gleichgewicht genutzten Potenzials nicht zu überschätzen. Wir gehen davon aus, dass das langfristig erschließbare Potenzial signifikant größer ausfällt als es die konservative Modellannahme widerspiegelt.

Die konservative Annahme wird in zwei Sensitivitäts-Analysen zusätzlich variiert, um den Unsicherheiten solcher Abschätzungen Rechnung zu tragen und den Effekt der Annahmen auf die Ergebnisse zu untersuchen. Im Sensitivitätsszenario „Hemmnis“ wird davon ausgegangen, dass weitere Hemmnisse das bereits konservativ abgeschätzte Potenzial für Lastverzicht um 50 Prozent einschränken. Umgekehrt basiert das Sensitivitätsszenario „Optimierung“ auf der Annahme, dass bestehende Hemmnisse für Lastverzicht abgebaut werden und die sich rational verhaltenden Marktakteure ihre Beschaffungsprozesse entsprechend optimieren. Deshalb wird in diesem zweiten Sensitivitätsszenario das Potenzial für Lastverzicht um 50 Prozent gegenüber dem konservativen Basisszenario ausgeweitet. Abbildung 4 stellt die drei Potenzialkurven sowie die Opportunitätskosten-Merit-Order dar.

Annahmen zum Potenzial von Lastverzicht und Opportunitätskosten-Merit-Order des Lastverzichts

Abbildung 4

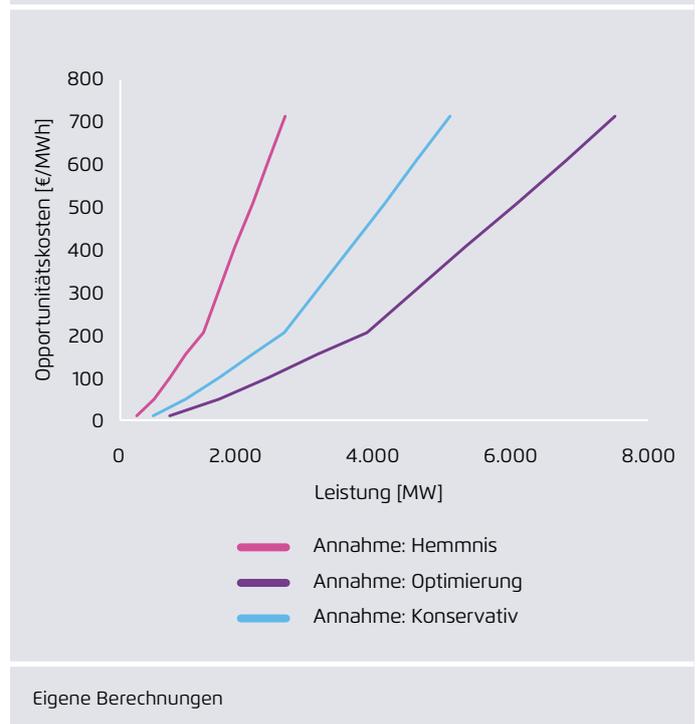


Nicht alle Prozesse, die in die Opportunitätskosten-Merit-Order eingeflossen sind, werden für den freiwilligen Lastverzicht genutzt. Einige der Prozesse bieten die Möglichkeit, mit geringen Fixkosten Lastverschiebepotenziale zu generieren, beispielsweise wenn Zwischenprodukte vorübergehend eingelagert werden können. Ob Verbraucher Optionen zur Lastverschiebung erschließen, hängt neben den Fixkosten auch von den Opportunitätskosten des Einsatzes ab. Grundsätzlich sind viele Prozesse denkbar, die sich automatisieren lassen und deren Verschiebung keine Nutzeneinbußen verursacht, was sich in niedrigere Opportunitätskosten übersetzt. Um auch bei den Annahmen zu den Potenzialen der Lastverschiebung eher konservativ vorzugehen, wird von einem raschen Anstieg der Opportunitätskosten ausgegangen. Analog zu den Annahmen zum Lastverzicht, variieren wir die Potenzialkurven im Rahmen von Sensitivitäts-Betrachtungen, wie in Abbildung 5 dargestellt.

Dass Unsicherheiten über das zukünftig verfügbare Potenzial an Lastflexibilität bestehen, zeigt auch ein Blick in die Literatur. Die jeweiligen Angaben variieren zusätzlich, weil

Annahmen zum Potenzial von Lastverschiebung

Abbildung 5



unter anderem unterschiedliche Prozesse, Sektoren und Zeiträume berücksichtigt werden. Wie bereits erläutert, hängt das genutzte Potenzial von der Höhe des Strompreises ab. Bezüglich des Potenzials für Lastverzicht im Industriegesektor wird in r2b (2014) für das Jahr 2030 angenommen, dass bei einem Strompreis von 3.000 Euro/MWh ein Potenzial in Höhe von 7.100 MW verfügbar ist. Dieses steigt bei einem Preis von 10.000 Euro/MWh auf rund 10.000 MW und bei einem Preis von 15.000 Euro/MWh noch einmal geringfügig auf 10.500 MW. In Frontier/Formaet (2014) wird das Potenzial für Lastverzicht und Lastverschiebung der Industrie, der Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie der Haushalte berücksichtigt. Die Studie geht in zwei Szenarien von einem potenziell abrufbaren Potenzial im Umfang von rund 15 beziehungsweise 20 GW im Jahr 2035 aus. Die in dieser Studie verwendeten Annahmen liegen somit in der Bandbreite relevanter Literaturquellen.

2.3.2 Szenarienübersicht

Im Einklang mit dem illustrativen Charakter des verwendeten Modellansatzes sind die analysierten Szenarien so konfiguriert, dass die spezifischen Effekte der Lastflexibilität isoliert werden. Es geht nicht darum, die Realität möglichst genau abzubilden. Vielmehr werden zentrale Annahmen schrittweise variiert, um gezielt unterschiedliche Zustände des Versorgungssystems zu betrachten und Schlüsse aus ihrem Vergleich zu ziehen.

Zunächst nehmen wir einen Marktanteil von Erneuerbaren Energien in Höhe von 50 Prozent an, welcher sich jeweils zur Hälfte aus Wind- und Solarenergie zusammensetzt. Damit liegt der betrachtete Referenzfall so weit in der Zukunft, dass derzeitige für Lastmanagement relevante Hemmnisse reduziert sein könnten und sich die Nachfrageseite entsprechend angepasst haben könnte.

Bevor wir Sensitivitätsbetrachtungen vornehmen, werden im ersten Schritt vier Szenarien gegenübergestellt, die sich in der Verfügbarkeit von lastseitigen Flexibilitätsoptionen unterscheiden.

→ Im **Szenario „Angebot“** sind keine lastseitigen Flexibilitätsoptionen vorhanden, sondern ausschließlich Investi-

tionen in konventionelle Erzeugungstechnologien möglich. In Kombination mit dem Ausschluss von Im- und Exporten im Modell führt diese Annahme zu einem sehr fiktiven Referenzpunkt. Zur technischen Lösbarkeit des Szenarios wird als letzte Maßnahme zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage die bereits erwähnte Backstop-Technologie genutzt.

- Das **Szenario „Lastverzicht“** bietet zusätzlich zu den Optionen im Szenario „Angebot“ die Möglichkeit des freiwilligen Lastverzichts, um den Markt zu räumen.
- Im **Szenario „Lastverschiebung“** können dagegen zusätzlich zu den Optionen im Szenario „Angebot“ Lastverschiebepotenziale durch Investitionen erschlossen werden.
- Im **Szenario „Wettbewerb“**, welches das Hauptszenario für alle späteren Vergleiche darstellt, stehen schließlich alle vorher aufgezeigten Investitionsoptionen im Wettbewerb. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass sich dieses Szenario von der Realität noch immer durch stark restriktive Annahmen unterscheidet. Denn alle weiteren heute verfügbaren Flexibilitätsoptionen inklusive des internationalen Austauschs werden nicht betrachtet.

→ Sensitivität: Anteil Erneuerbarer Energien

Für die oben genannten Szenarien gehen wir von einem Anteil Erneuerbarer Energien von 50 Prozent aus. Um die Wechselwirkung eines steigenden Anteils Erneuerbarer Energien mit Lastflexibilität zu identifizieren, werden ausgehend vom Szenario „Wettbewerb“ zwei Sensitivitätsszenarien mit 25 Prozent beziehungsweise 75 Prozent Erneuerbaren Energien berechnet.

→ Sensitivität: Verfügbares Potenzial an Lastflexibilität

Wie bereits erläutert, besteht bei Annahmen zum ökonomischen Potenzial an Lastflexibilität ein gewisser Spielraum. Um die Wirkung unterschiedlicher Annahmen zu untersuchen, wird gegenüber dem Szenario „Wettbewerb“ das angenommene Potenzial an Lastflexibilität im Szenario „Hemmnis“ um 50 Prozent reduziert und im Szenario „Optimierung“ um 50 Prozent ausgeweitet.

Die vier Sensitivitätsbetrachtungen des Szenarios „Wettbewerb“ verdeutlichen den Vorteil des hier verwendeten Mo-

dellansatzes: Indem wir schrittweise die jeweils relevanten Annahmen variieren, lässt sich die Wirkung flexibler Lasten auf das Stromsystem identifizieren und somit auch besser erklären.

2.3.3 Illustration der Effekte von Lastflexibilität

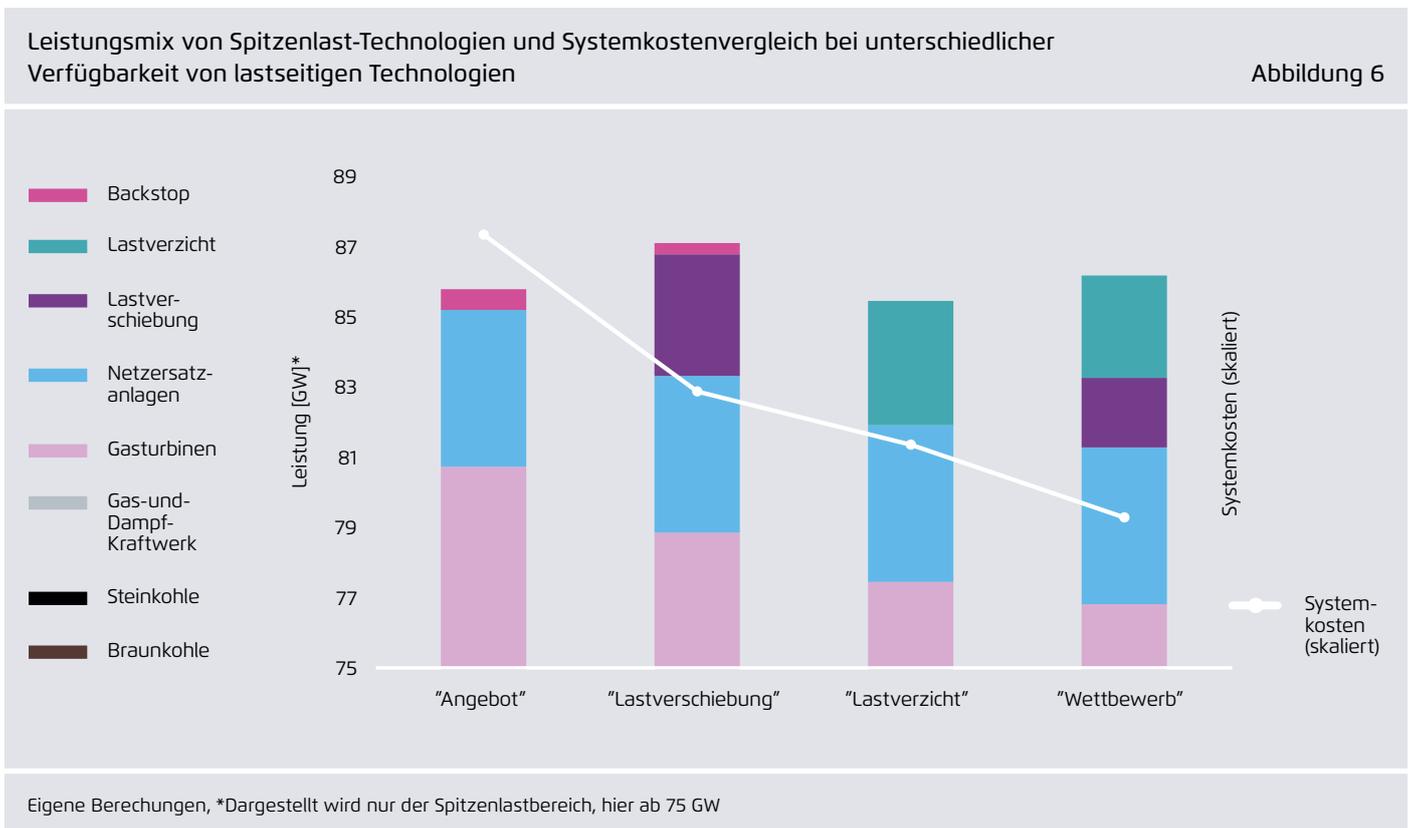
In diesem Abschnitt diskutieren wir die Wirkung von Lastflexibilität im Stromversorgungssystem. Dabei beantworten wir die drei zu Beginn des Kapitels aufgeworfenen Kernfragen. Neben einer qualitativen Diskussion dieser Fragen gehen wir auf die quantitativen Ergebnisse der Modellanalyse ein. Dabei erläutern wir insbesondere, wie sich der Leistungsmix aus den verfügbaren Technologien, die Systemkosten und der Verlauf des Strompreises zwischen den betrachteten Szenarien ändern. Der für die einzelnen Szenarien abgebildete Leistungsmix zeigt lediglich Spitzenlasttechnologien, da sie den Referenzpunkt für Lastflexibilität bilden. Zu diesen Spitzenlasttechnologien zählen neben Gasturbinen auch Netzersatzanlagen (NEA), die zusätzliche erzeugungsseitige Flexibilität bereitstellen. Im Modell wer-

den darüber hinaus Braunkohle-, Steinkohle- sowie Gas- und-Dampf-Kraftwerke berücksichtigt.

Im errechneten optimalen Zustand des Versorgungssystems werden alle im jeweiligen Szenario zugelassenen Technologien so kombiniert, dass die Systemkosten minimiert werden. Die absolute oder relative Veränderung der Systemkosten wird bewusst nicht ausgewiesen, da diese unter den hier gesetzten Rahmenbedingungen keinerlei Aussagekraft besitzt. Die Richtung der Kostenentwicklung kann jedoch bei der Interpretation der Ergebnisse betrachtet werden. Wie sich die Systemkosten in der Realität ändern, hängt dagegen vom Wettbewerb flexibler Lasten mit zusätzlichen Flexibilitätsoptionen sowie von den Effekten des Binnenmarktes ab.

→ Welche Wirkung haben flexible Verbraucher auf das Versorgungssystem?

Die Verfügbarkeit von Lastflexibilität wirkt wie eine Ausweitung des Wettbewerbs. Wenn sich neue Teilnehmer am



Markt durchsetzen, ändert das den Leistungsmix, die Systemkosten sinken.

Bei der Lastverschiebung wird der Konsum auf einen anderen Zeitpunkt verlegt. Da beispielsweise Zwischenprodukte gespeichert werden müssen, ist der zeitliche Spielraum flexibler Nachfrager begrenzt. Die Konsequenz dieser zeitlich begrenzten Verschiebbarkeit ist, dass in der Summe mehr Leistung installiert werden muss, um Angebot und Nachfrage auszugleichen.

Dies lässt sich exemplarisch in Abbildung 6 beim Vergleich der Gesamtleistung zwischen den Szenarien „Angebot“ und „Lastverschiebung“ erkennen. Trotz der insgesamt höheren Leistung im Szenario „Lastverschiebung“ senkt die Anpassung des Technologiemixes und die Nutzung des Lastverschiebepotenzials die Systemkosten. Im Ergebnis wird Lastverschiebung im Umfang von 3,5 GW genutzt. Dadurch verringert sich der Bedarf an Gasturbinen um 1,8 GW, auch der Einsatz der *Backstop*-Technologie reduziert sich gegenüber dem Szenario „Angebot“ von 596 MW auf 322 MW.

Eine etwas größere Kostenersparnis lässt sich herbeiführen, wenn gegenüber dem Szenario „Angebot“ zusätzlich die Option des Lastverzichts genutzt werden kann. Wie das Beispiel in Abschnitt 2.2 zeigt, werden die Opportunitätskosten des Lastverzichts gegen die Investitionskosten für konventionelle Spitzenlastkraftwerke abgewogen und der Leistungsmix entsprechend optimiert. Im hier abgebildeten Szenario wird Lastverzicht maximal im Umfang von 3,6 GW genutzt. Dadurch können im Vergleich zum Szenario „Angebot“ 3,3 GW an Gasturbinen eingespart werden. Ein weiterer positiver Effekt liegt darin, dass die teure *Backstop*-Technologie trotz der restriktiven Annahmen nicht mehr benötigt wird. Werden beide lastseitigen Flexibilitätsoptionen zugelassen, ergibt sich im Szenario „Wettbewerb“ ein optimierter Leistungsmix mit 2,0 GW Lastverschiebung und 2,9 GW Lastverzicht. Gegenüber dem „Angebots“-Szenario werden 3,8 GW weniger Gasturbinen benötigt. Im Ergebnis sinken die Systemkosten abermals.

Im hier betrachteten Gleichgewichtszustand wird Lastflexibilität im Vergleich zu dem angenommenen verfügba-

ren Potenzial in relativ geringem Umfang genutzt. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die in Abbildung 3 dargestellte Nachfragekurve an der Strombörse. Wie bereits erwähnt, zeigt diese bereits heute bei einem Preis von 500 Euro/MWh eine mögliche Lastreduktion von knapp 3 GW. Mit Blick auf die in Abschnitt 2.3.1 diskutierten Annahmen an das verfügbare Potenzial an Lastflexibilität wird deutlich, dass von diesem Potenzial im gleichgewichtigen Modellergebnis nur ein geringer Teil tatsächlich eingesetzt wird. Dieses Ergebnis entspricht der vom Modell berechneten kostengünstigsten Kombination aller im jeweiligen Szenario verfügbaren Technologien. Angesichts der angenommenen Kostenstruktur der jeweiligen Technologien wäre ein stärkerer Einsatz von Lastmanagement nicht optimal.

Dass angebots- und nachfrageseitige Technologien im Gleichgewicht optimal aufeinander abgestimmt sind, lässt sich auch anhand der Strompreisstrukturen erkennen. Wie bereits beschrieben, richten flexible Verbraucher ihre Gebote an der Strombörse nach ihren Opportunitätskosten aus. Wird der Strompreis regelmäßig durch verbrauchsseitige Gebote gesetzt, reicht das Preisgefüge an der Strombörse aus, damit neue Erzeugungsanlagen finanziert werden können.⁷ Es stellt sich somit ein Gleichgewicht zwischen verbrauchsseitigen und angebotsseitigen Flexibilitätsoptionen ein.

Dieser Zusammenhang lässt sich in Abbildung 7 erkennen, in der Preisdauerlinien der 230 Stunden des Jahres mit den höchsten Preisen dargestellt sind. Sowohl im Szenario „Angebot“ wie auch im Szenario „Lastverschiebung“ wird die *Backstop*-Technologie eingesetzt, sodass sich Preisspitzen von 12.745 Euro/MWh einstellen. Dies ist einzig der hypothetischen und sehr restriktiven Modell- und Szenarienformulierung geschuldet und ist nicht auf die Realität über-

⁷ In Connect (2014) wird gezeigt, dass sich Betreiber von Erzeugungsanlagen bei der Finanzierung nicht allein auf das Spotpreissignal verlassen müssen. Denn mit den Preisen im kurzfristigen Handel steigen auch die Preise am Terminmarkt. Dies erhöht den Wert eines langfristig handelbaren Produktes, das ebenfalls zur Deckung der Investitionskosten beitragen kann. Weitere Einnahmequellen sind beispielsweise Regelreservemärkte und Absicherungsverträge.

tragbar. Die Modellergebnisse sollen hier in erster Linie die grundsätzliche Wirkung von Lastflexibilität auf das Preisgefüge illustrieren. In den Szenarien „Angebot“ und „Lastverschiebung“ bedarf es nicht vieler solcher Preissignale, um neue Erzeugungstechnologien zu refinanzieren.

Die Preisdauerlinie im Szenario „Angebot“ verläuft in we-nigen, relativ breiten Stufen. Sie zeichnet sich am unteren Ende des dargestellten Teilbereichs durch ein langes Plateau aus, in dem Gasturbinen (GT) den Preis setzen. Die nächst höheren Preise werden durch Netzersatzanlagen (NEA) ge-setzt, bevor zuletzt die *Backstop*-Technologie zum Einsatz kommt.

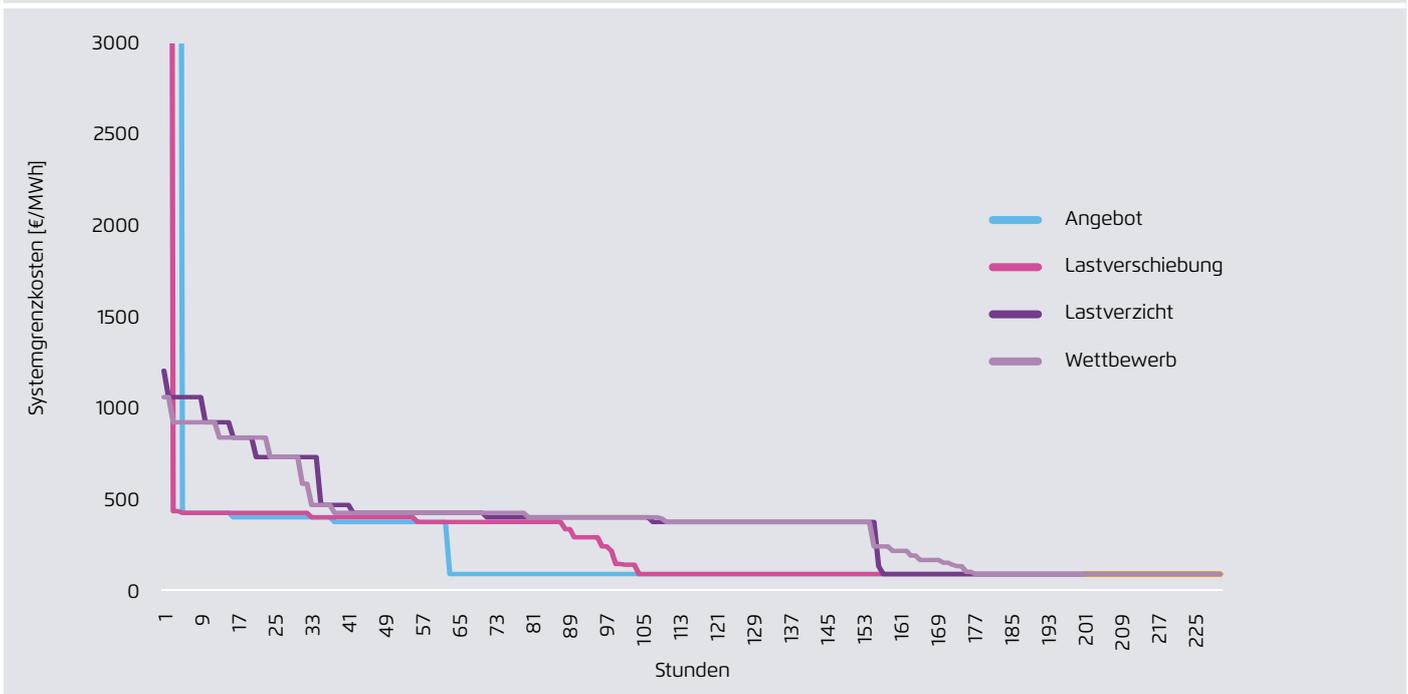
Im Szenario „Lastverschiebung“ treten Preisspitzen in Höhe von 12.745 Euro/MWh etwas seltener auf als im Szenario „Angebot“. Dies liegt daran, dass die zuvor durch die *Back-stop*-Technologie gesetzte Preisspitze durch eine Preis-setzung der Last gemäß ihrer spezifischen Opportunitäts-kosten abgelöst wird. Wie bereits erläutert, spiegeln die durch Lastverschiebung gesetzten Preise die in Abbildung 5

dargestellten „Speicherkosten“ wider. Zusätzlich fließen in die Opportunitätskosten die zum Zeitpunkt des reduzierten Konsums vermiedenen Kosten beziehungsweise die zusätz-lichen Kosten zum Zeitpunkt des nachgeholt Konsums ein. Diese beiden letztgenannten Komponenten hängen von den Kosten der jeweils verdrängten beziehungsweise benö-tigten Technologie ab. In der Preisdauerlinie des Szenarios „Lastverschiebung“ sind diese Opportunitätskosten an den im Vergleich zum Szenario „Angebot“ kleineren Stufen im mittleren Bereich der Darstellung erkennbar.

Im Szenario „Lastverzicht“ zeigen sich zusätzliche Stufen im Bereich hoher Preise, sodass das Preisniveau dort weniger abrupt ansteigt als im Szenario „Angebot“. Jede der im linken Teil der Abbildung 7 sichtbaren kleinteiligen Stufen ent-spricht den Opportunitätskosten einer Lastverzichtsoption. Im Vergleich zum Szenario „Angebot“ steigt hier das Preis-niveau kontinuierlich früher an, sodass mit häufigeren aber auch moderateren Preissignalen alle Technologien ihre Voll-kosten im Gleichgewicht decken können.

Preisdauerlinien in Szenarien mit unterschiedlicher Verfügbarkeit von lastseitigen Technologien

Abbildung 7



Eigene Berechnungen

Im Szenario „Wettbewerb“ verläuft die Preisdauerlinie noch kontinuierlicher. Dies liegt an der größeren Anzahl der nutzbaren Optionen. Da sich im Wettbewerb die kostengünstigsten Technologien durchsetzen, werden aus der Bandbreite von Optionen für Lastverschiebung und freiwilligen Lastverzicht die am besten geeigneten genutzt.

Bei der Interpretation der Preisverläufe sollte bedacht werden, dass die Szenarien entwickelt wurden, um die Effekte von Lastflexibilität illustrativ zu isolieren. Deshalb wurde eine Vielzahl anderer Flexibilitätsoptionen nicht einbezogen. Connect (2014) liefert eine Übersicht der großen Anzahl an verfügbaren Flexibilitätsoptionen. Aus dieser Vielfalt sollte insbesondere der Binnenmarkt hervorgehoben werden, da er die größte Bandbreite an Flexibilität zu sehr geringen Kosten liefert. Würden mehr Optionen in der Modellierung zugelassen, würde sich der Wettbewerb weiter verstärken. Die Kosten würden umso stärker sinken, je mehr Flexibilitätsoptionen zugelassen werden. Die Preise würden entsprechend deutlich kontinuierlicher verlaufen. Das gilt für das Modell, wie auch für die Realität.

→ Wie verändert sich die optimale Menge an Lastmanagement bei einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien?

Die Transformation des Stromsystems zeichnet sich unter anderem durch einen steigenden Anteil Erneuerbarer Energien aus. Daher gehen wir in diesem Abschnitt auf die Wirkung von Lastflexibilität bei verschiedenen Anteilen Erneuerbarer Energien ein. Der Ausbau Erneuerbarer Energien geht mit einer zunehmend volatilen Residuallast einher. Je stärker die Residuallast schwankt, desto höher ist der Wert flexibler Verbraucher. Um diesen Effekt zu illustrieren, betrachten wir Sensitivitätsszenarien mit einem Anteil Erneuerbarer Energien in Höhe von 25 Prozent beziehungsweise 75 Prozent. Diese Analyse illustriert, wie sich ein steigender Anteil von Wind- und Solarenergie auf die Rolle flexibler Lasten auswirkt.

Abbildung 8 zeigt, wie sich die optimale flexible Leistung in den drei Varianten des Szenarios „Wettbewerb“ bei unterschiedlichen Anteilen Erneuerbarer Energien entwickelt.

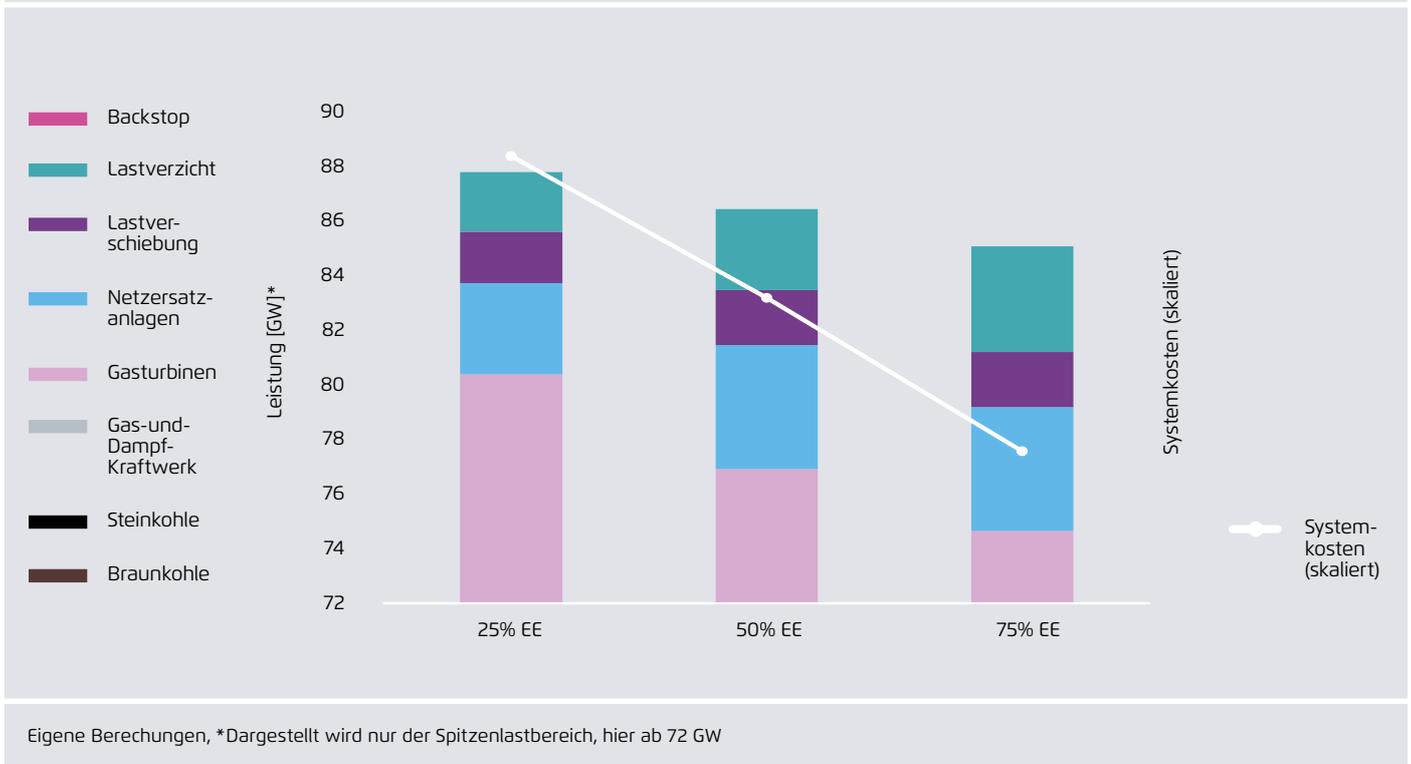
Wiederum werden lediglich die Spitzenlasttechnologien betrachtet, da sie aufgrund ihrer Substitutionsbeziehung zur Lastflexibilität für diese Analyse relevanter sind als andere Technologien. Es sei dennoch erwähnt, dass sich die Kombination konventioneller Erzeugungsanlagen jeweils an den Anteil Erneuerbarer Energien anpasst, und unter anderem der Grundlastanteil abnimmt. Im Ergebnis sinken die Fixkosten des konventionellen Leistungsmixes bei einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien (vgl. Connect, 2014).

Wir verzichten im Folgenden bewusst auf die explizite Angabe von absoluten oder relativen Kosteneffekten, da diese unter den hier gesetzten Rahmenbedingungen nicht auf die Realität übertragen werden können. In der Realität hängen die Kosteneffekte vom Wettbewerb flexibler Lasten mit zusätzlichen Flexibilitätsoptionen sowie von den Effekten des Binnenmarktes ab, sodass an dieser Stelle lediglich die Richtung der berechneten Kostenänderung zur Interpretation der Effekte herangezogen wird.

Abbildung 8 stellt neben dem Leistungsmix die Richtung der Veränderung der jeweiligen Systemkosten bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien dar. Die Kostenunterschiede basieren auf dem Vergleich des Szenarios „Wettbewerb“ mit dem Szenario „Angebot“, in dem Lastflexibilität nicht zugelassen ist. Dazu wird im Angebotsszenario der Anteil Erneuerbarer Energien jeweils entsprechend angepasst. Somit zeigt der Vergleich der Szenarien „Wettbewerb“ und „Angebot“ den Nutzen flexibler Verbraucher für das Versorgungssystem bei drei verschiedenen Anteilen von Wind- und Solarenergie.

Die Analyse verdeutlicht, dass der Nutzen von Nachfrageflexibilität mit einem zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien ansteigt. Somit hat Lastflexibilität in einem System mit weniger Erneuerbaren Energien einen geringeren Wert als in einem System mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien. Da sich das Stromsystem genau in diesem Transformationsprozess befindet, wird der Wert flexibler Lasten zukünftig ansteigen.

Leistungsmix von Spitzenlast-Technologien und Systemkostenvergleich bei unterschiedlichen EE-Anteilen Abbildung 8



In dem illustrativen Vergleich steigt die optimale Leistung des freiwilligen Lastverzichts von 2,2 GW bei 25 Prozent Erneuerbaren Energien auf 3,8 GW in einem System mit 75 Prozent Erneuerbaren Energien. Die Leistung der Lastverschiebung erhöht sich gleichzeitig von 1,8 GW auf 2,0 GW. Beide Arten der Lastflexibilität führen zusammen zu einem Anstieg der Leistung von 4 GW im 25 Prozent-Szenario auf 5,8 GW in einem System mit 75 Prozent Erneuerbaren Energien. Die in Abbildung 4 und Abbildung 5 dargestellten Potenziale flexibler Lasten werden somit selbst im 75 Prozent-Szenario nur in einem vergleichsweise geringen Umfang genutzt. Abbildung 8 veranschaulicht zudem, dass sich neben der Lastflexibilität auch die Leistung von Netzersatzanlagen anpasst. Während deren Nutzung in den bisher betrachteten Szenarien unverändert blieb, steigt sie hier von 3,3 GW im Szenario mit 25 Prozent Erneuerbaren Energien auf 4,5 GW sowohl im 50 Prozent- als auch im 75 Prozent-Szenario.

→ **Wie wirkt sich eine Veränderung des angenommenen Potenzials flexibler Verbraucher aus?**

Wie bereits in Abschnitt 2.3.1 erläutert, besteht eine Bandbreite an möglichen Annahmen zum Potenzial flexibler Verbraucher. Um den Effekt des verfügbaren Potenzials auf den vom Modell berechneten optimalen Zustand des Versorgungssystems zu betrachten, wird im Rahmen der Analyse die Annahme über das verfügbare Potenzial variiert. Von besonderem Interesse ist dabei, wie sich die Menge des genutzten Potenzials an Lastflexibilität ändert und welche Wirkung auf die Großhandelspreise damit einhergeht. Zusätzlich untersuchen wir, wie sich die Menge des strompreisbedingt abgeregelten Stroms aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen anpasst und wie sich der entsprechende Marktwert des erneuerbaren Stroms verändert.

Wie bereits diskutiert, wurden für das Basisszenario „Wettbewerb“ konservative Annahmen zum nutzbaren Potenzial an Lastflexibilität angesetzt, um eine Überschätzung der Effekte im Rahmen der Modellierung zu vermeiden. Wir

gehen davon aus, dass das langfristig erschließbare Potenzial im Vergleich zur konservativen Modellannahme signifikant größer ausfällt. Da mit der Annahme Unsicherheiten verbunden sind, variieren wir das angenommene Potenzial wie in Abschnitt 2.3.2 bereits erläutert: Das Sensitivitätsszenario „Hemmnis“ geht von einem um 50 Prozent eingeschränkten Potenzial aus, während das Sensitivitätsszenario „Optimierung“ ein um 50 Prozent ausgeweitetes Potenzial annimmt.

Wie die bisherigen Ergebnisse erwarten lassen, sollte ein aufgrund des geringeren Potenzials an Lastflexibilität geringerer Wettbewerb in der Tendenz zu höheren Kosten führen. Dieser Effekt ist in Abbildung 9 zu erkennen. Wird das nutzbare Potenzial dagegen ausgeweitet, sind mehr kostengünstige Flexibilitätsoptionen verfügbar (vgl. Abbildung 4 und Abbildung 5), dementsprechend sinken die Systemkosten bei höherem Potenzial.

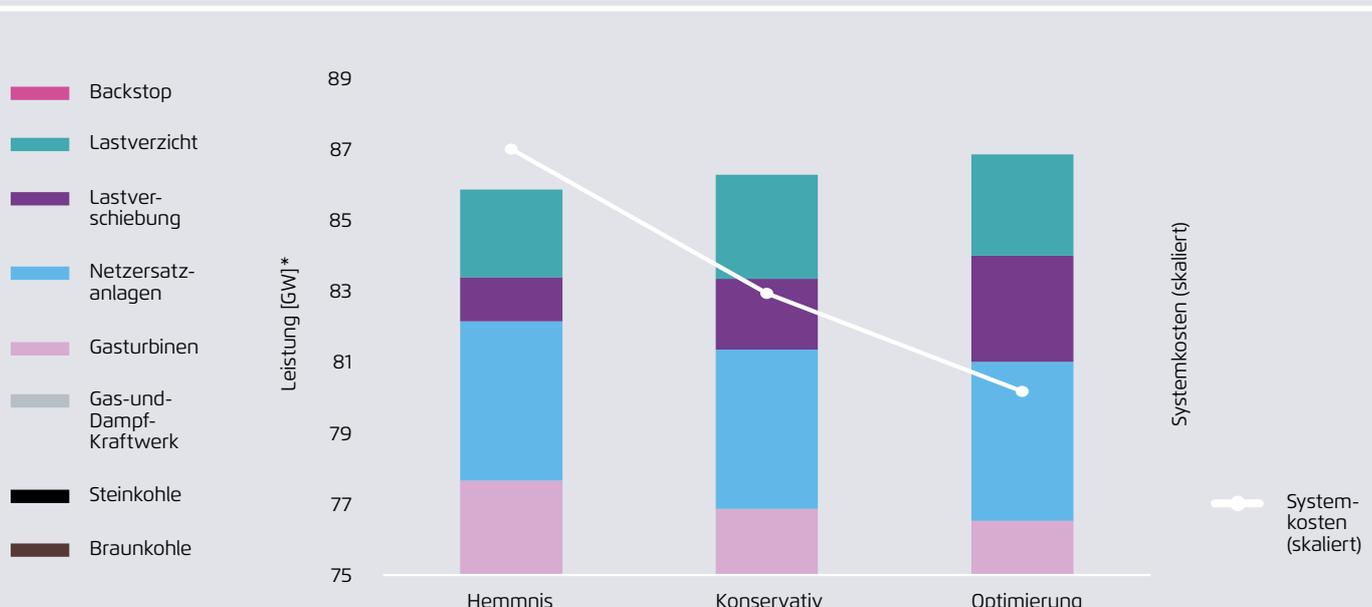
Je nach Höhe des verfügbaren Potenzials an Lastflexibilität steigen die angenommenen Opportunitätskosten flexibler

Verbraucher unterschiedlich schnell an. Deshalb wird Lastflexibilität im optimalen Leistungsmix der drei Szenarien in jeweils anderem Umfang eingesetzt. Ist wie im Szenario „Hemmnis“ lediglich ein eingeschränktes Potenzial verfügbar, sinkt die Nutzung des Lastverzichts auf 2,5 GW. Sowohl im konservativen Szenario als auch im Sensitivitätsszenario „Optimierung“ wird Lastverzicht in Höhe von rund 2,9 GW eingesetzt. Bei der Lastverschiebung steigt die Nutzung dagegen mit der Ausweitung des Potenzials weiter an. Im Sensitivitätsszenario „Hemmnis“ werden knapp 1,3 GW genutzt, im konservativen Szenario 2,0 GW und im Sensitivitätsszenario „Optimierung“ 3,0 GW.

Der je nach Szenario unterschiedliche Einsatz von Lastflexibilität spiegelt sich auch im Verlauf des Strompreises wider. Dementsprechend unterscheiden sich die in Abbildung 10 dargestellten Preisdauerlinien. Ein ausgeweitetes Potenzial an Lastflexibilität führt zu häufigeren und dafür niedrigeren Preisspitzen. Auch mit dieser Preisstruktur können im Gleichgewicht neue Erzeugungstechnologien finanziert werden.

Leistungsmix von Spitzenlast-Technologien und Systemkostenvergleich bei unterschiedlichen verfügbaren Potenzialen flexibler Lasten

Abbildung 9



Eigene Berechnungen, *Dargestellt wird nur der Spitzenlastbereich, hier ab 75 GW

Ein verringertes angenommenes Potenzial wirkt in Bezug auf die Preisstruktur in die entgegengesetzte Richtung, so dass die Preisspitzen seltener, aber in größerer Höhe auftreten. Bei der Interpretation der Ergebnisse sollte allerdings bedacht werden, dass für diese Analyse Lastflexibilität als einzige Flexibilitätsoption neben erzeugungsseitigen Spitzenlasttechnologien zur Verfügung steht. Würden weiterer Flexibilitätsoptionen betrachtet, verliefen die Preisdauerlinien niedriger und gleichmäßiger als hier dargestellt.

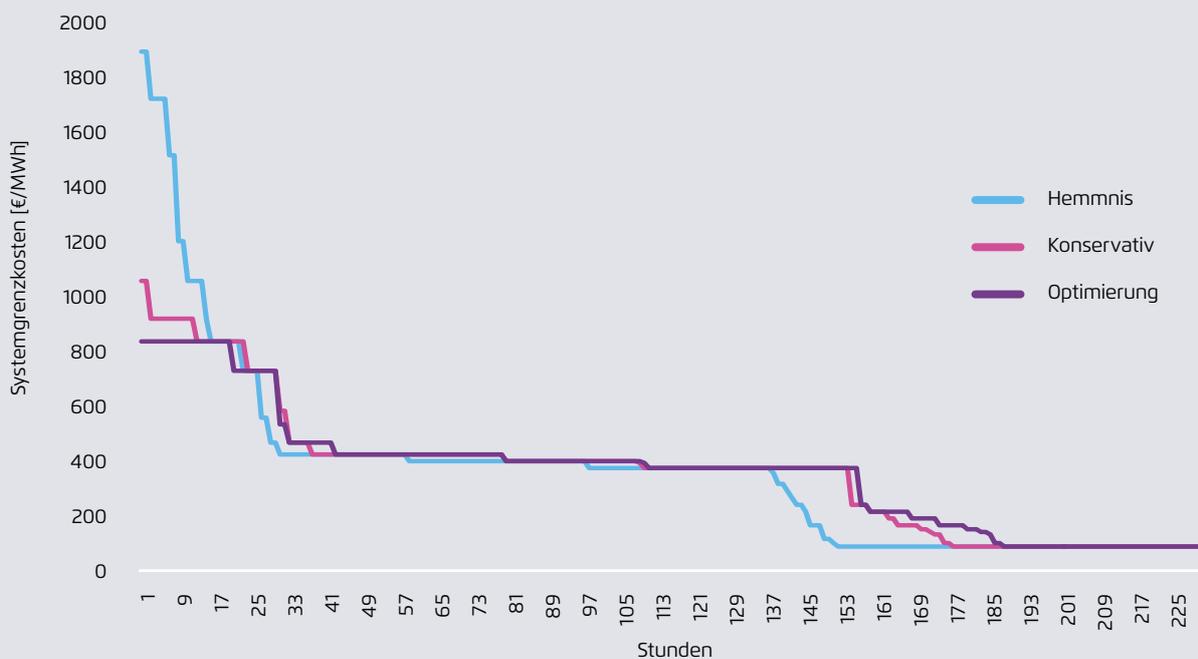
Die maximale Preisspitze im konservativen Szenario liegt bei 1.060 Euro/MWh. Im Sensitivitätsszenario „Hemmnis“ beträgt die maximale Preisspitze rund 1.900 Euro/MWh, im Sensitivitätsszenario „Optimierung“ dagegen rund 840 Euro/MWh. Die jeweilige Mischung aus Höhe und Häufigkeit der Preisspitzen führt in allen Szenarien dazu, dass die eingesetzten Technologien ihre Vollkosten decken können. In dieser vereinfachten Analyse kann die Vollkostendeckung bei höheren Lastflexibilitätspotenzialen zu niedrigeren Preisspitzen erreicht werden.

In der Realität ist neben Lastmanagement eine große Bandbreite an Flexibilitätsoptionen verfügbar, die gemeinsam zu diesem Effekt beitragen können. Wenn eine Vielzahl dieser Optionen aktiviert wird, sollten die zur Vollkostendeckung nötigen Preisspitzen in der Realität deutlich geringer ausfallen, als in dieser vereinfachten Untersuchung zur isolierten Wirkung von Lastflexibilität.

Lastflexibilität kann sich nicht nur günstig auf die Systemkosten auswirken und die Refinanzierung von Erzeugungsanlagen erleichtern. Flexible Verbraucher leisten auch einen Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien. So müssen in einem flexibleren Versorgungssystem erneuerbare Erzeugungsanlagen tendenziell seltener strompreisbedingt abgeregelt werden, d. h. es können größere Mengen an Wind- und Solarstrom integriert werden. Dies stabilisiert den Marktwert Erneuerbarer Energien. Abbildung 11 stellt die Effekte auf die Abregelung und den Marktwert für die drei Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen über das verfügbare Potenzial flexibler Lasten dar.

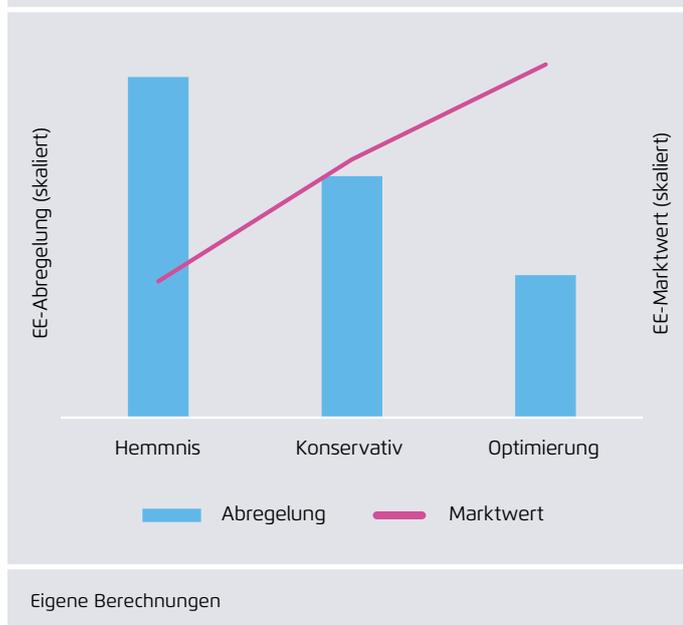
Preisdauerlinien bei unterschiedlichen verfügbaren Potenzialen flexibler Lasten

Abbildung 10



Eigene Berechnungen

Skalierte Darstellung der Abregelung und des Marktwert erneuerbarer Energien bei unterschiedlichen verfügbaren Potenzialen flexibler Lasten **Abbildung 11**



Die Ergebnisse bestätigen die beschriebenen Effekte von Lastflexibilität auf die Integration Erneuerbarer Energien. Um Missverständnisse zu vermeiden, sei nochmal darauf hingewiesen, dass hier lediglich die Richtung des Effekts interpretiert werden kann. Die absoluten Größenordnungen sind aufgrund des verwendeten vereinfachten Modellansatzes nicht auf die Realität übertragbar. Trotzdem wird die bereits erläuterte zunehmende Bedeutung flexibler Verbraucher in einem Versorgungssystem mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien deutlich.

2.4 Zwischenfazit

Durch freiwilligen Lastverzicht oder Lastverschiebung können Verbraucher gerade bei einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien einen wertvollen Beitrag für eine sichere und kostengünstige Versorgung leisten. Die hier dargestellten Ergebnisse veranschaulichen die idealtypische Wirkung von Lastflexibilität auf das Stromversorgungssystem. Die Analyse illustriert eine Reihe positiver Effekte: Nehmen flexible Verbraucher stärker am Strommarkt teil, ändert sich der eingesetzte Technologiemit und damit auch der Verlauf des Strompreises. So können alle Technologien ihre Vollkos-

ten decken, weil insbesondere flexible Verbraucher die dafür nötigen Preissignale setzen.

Außerdem müssen in einem entsprechend flexibleren Versorgungssystem erneuerbare Erzeugungsanlagen seltener strompreisbedingt abgeregelt werden. Die veränderte Preisstruktur wirkt sich zudem positiv auf den Marktwert von Wind- und Solarstrom aus. Die Analyse verdeutlicht, dass der Nutzen von Lastflexibilität mit einem zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien ansteigt und flexible Verbraucher entscheidend zur Integration Erneuerbarer Energien beitragen.

Diese Vorteile zeigen, dass es sich lohnt, im Rahmen des Transformationsprozesses der Energiewende Hemmnisse für die Teilnahme von flexiblen Verbrauchern an den Strommärkten zu reduzieren, um ihre Erschließung zu ermöglichen. Das folgende Kapitel erläutert, wie unterschiedliche Aspekte des Markt- und Regulierungsdesigns bislang Lastflexibilität behindern und macht Vorschläge, wie diese Hemmnisse schrittweise abgebaut werden können.

3 Hemmnisse im Markt- und Regulierungsdesign und notwendige Anpassungen

Die bisherigen Analysen haben gezeigt, dass flexible Verbraucher über Lastverschiebung und freiwilligen Lastverzicht einen wertvollen Beitrag im Stromsystem leisten können. Im Folgenden beschäftigen wir uns genauer mit den möglichen Einsatzgebieten flexibler Lasten, sowie mit Hemmnissen im Markt- und Regulierungsdesign, die ihrem Einsatz im Wege stehen können. Anhand besonders relevanter Hemmnisse zeigen wir, wie durch Weiterentwicklungen des Markt- und Regulierungsdesigns die Erschließung flexibler Lasten erleichtert werden kann.

3.1 Einsatzgebiete für flexible Lasten

Flexible Lasten können das Stromsystem in verschiedenen Bereichen unterstützen. In diesem Abschnitt zeigen wir sowohl Einsatzmöglichkeiten im Strommarkt als auch im Markt für Systemdienstleistungen auf.

3.1.1 Strommarkt und Bilanzkreismanagement

Im Strommarkt spielen flexible Lasten eine wichtige Rolle, da sie den Ausgleich von Angebot und Nachfrage sicherstellen und zu einer präferenzbasierten Markträumung beitragen können.

→ Strommarkt

Die Gebots- und Einsatzentscheidung flexibler Lasten am Strommarkt erfolgt auf Basis ihrer Opportunitätskosten (vgl. Abschnitt 2.2). Sie sind somit als eine Spitzenlasttechnologie einzuordnen. Wenn ein flexibler Verbraucher das letzte zur Markträumung benötigte Gebot stellt, spiegeln sich seine Opportunitätskosten unmittelbar im Strompreis wider. Diese Preise liegen in der Regel über den Grenzkosten konventioneller Erzeugungstechnologien und leisten einen Beitrag zur Fixkostendeckung aller inframarginalen Anbieter. Gleichzeitig sind die Preise ein Signal für den Bedarf nach Flexibilität, sodass sie den Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen unterstützen. Flexible Lasten übernehmen

folglich eine zentrale Funktion bei der Ermittlung des optimalen Leistungs- und Erzeugungsmixes. Aus diesem Grund sollte der Einsatz flexibler Verbraucher in wettbewerblichen Märkten immer auf Grundlage freiwilliger, präferenzbasierter Entscheidungen und nicht regulatorisch gesteuert erfolgen.

Die in Abbildung 3 dargestellten Gebotskurven geben bereits Hinweise darauf, dass Verbraucher zurzeit aktiv am Spotmarkt teilnehmen. Die Ausgestaltung der Day-Ahead- und Intraday-Märkte bietet dafür die grundsätzlichen Voraussetzungen. Die Produktdefinition von einer Stunde beziehungsweise von einer Viertelstunde ermöglicht auch denjenigen flexiblen Lasten eine Teilnahme, die ihre Leistung nur über einen relativ kurzen Zeitraum auf einem konstanten Niveau halten beziehungsweise reduzieren können. Auch die täglichen Auktionen und der kontinuierliche Intraday-Handel erleichtern die Teilnahme flexibler Verbraucher, weil kurze zeitliche Abstände zwischen Handel und Lieferung die Unsicherheit über die Verfügbarkeit zum Lieferzeitpunkt reduzieren. Da diese Marktregeln von den Börsen festgelegt werden, können sie weiter angepasst werden, wenn sich die Anforderungen der Marktteilnehmer an die gehandelten Produkte verändern.

→ Bilanzkreismanagement

Für die Nachfrage nach flexiblen Lasten spielt auch das Bilanzkreissystem eine wichtige Rolle (vgl. Abschnitt 3.3). Die für das Management der Bilanzkreise verantwortlichen Marktteilnehmer sind dazu verpflichtet, für den kurzfristigen Ausgleich von Abweichungen von der geplanten Last und Erzeugung zu sorgen. Die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) sollen dazu beitragen, dass Angebot und Nachfrage jederzeit ausgeglichen sind und das System sicher betrieben werden kann. Wenn die wirtschaftlichen Anreize zu aktivem Bilanzkreismanagement ausreichend stark sind, betreiben die BKV individuelle Leistungsvorsorge und ma-

nagen die Risiken einer Fahrplanabweichung mithilfe eines geeigneten Portfolios aus flexiblen Lasten und flexiblen Erzeugern.

3.1.2 Regelleistung und andere Systemdienstleistungen

Neben den Strommärkten können flexible Lasten als Anbieter von Regelleistung und anderen Systemdienstleistungen auftreten.

→ Einsatz im Regelreservemarkt

Flexible Verbraucher können ihre Last für die Erbringung positiver Regelleistung absenken oder für die Erbringung negativer Regelleistung erhöhen. Die Voraussetzung dafür ist, dass sie zum Zeitpunkt des Abrufs bereits Strom verbrauchen (positive Reserve) beziehungsweise ihren Verbrauch weiter erhöhen können (negative Reserve). Um diese Verfügbarkeit zum Zeitpunkt eines Abrufs sicherzustellen, wird an den Regelreservemärkten nicht nur Energie beschafft und vergütet, sondern auch Leistung. Flexible Verbraucher und andere Marktteilnehmer müssen dementsprechend über den Zeitraum, in dem sie Regelleistung bereitstellen, ihren Verbrauch beziehungsweise ihre Erzeugung innerhalb eines gegebenen Bereichs stabil halten. Durch diese Leistungsvorhaltung entstehen zusätzliche Opportunitätskosten, die die Marktteilnehmer in ihren Geboten berücksichtigen.

Die Beschaffung von Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) über eine Auktion organisiert, die regulatorischen Vorgaben folgt. Zu diesen Vorgaben zählen unter anderem die Vorlaufzeit und die Häufigkeit der Auktion, sowie die Produktdefinitionen. Die Produktdefinitionen legen unter anderem fest, wie lang der Zeitraum ist, für den die Leistung bereitgestellt werden muss. Im Vergleich zu den Spotmärkten sind die Freiheitsgrade bei der Gestaltung dieser Vorgaben aufgrund der Anforderungen an die Systemsicherheit und aufgrund der regulatorischen Prozesse eingeschränkt. Die Vorgaben haben jedoch einen maßgeblichen Einfluss darauf, ob beziehungsweise zu welchen Kosten flexible Lasten aktiv am Markt teilnehmen können (vgl. Abschnitt 3.4). Da Verbraucher eine sehr

heterogene Gruppe bilden, führen die Vorgaben zwangsläufig dazu, dass potenzielle Marktteilnehmer ausgeschlossen werden. Die Trennung von Leistung und Arbeit ist dennoch auf den Regelreservemärkten notwendig, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Außerhalb des regulierten Bereichs sollte sie dagegen vermieden werden, um Verzerrungen aufgrund der Produktausgestaltung zu vermeiden.

→ Systemdienstleistungen

Flexible Lasten können von den ÜNB auch für andere Systemdienstleistungen herangezogen werden. Beispielsweise können flexible Lasten zur Behebung von Engpässen im Stromnetz eingesetzt werden. In §13 (1) Satz 2 EnWG ist dazu sowohl der Einsatz zu- als auch abschaltbarer Lasten auf Basis vertraglicher Vereinbarungen vorgesehen. Zurzeit beschaffen die ÜNB abschaltbare Lasten über ein Ausschreibungsverfahren nach Maßgabe von §13 (4a) EnWG. Die Details zur Beschaffung und zum Einsatz abschaltbarer Lasten sind durch die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) geregelt. Das Ziel der Verordnung ist es, zusätzlich zu den an den Spot- und Regelreservemärkten aktiven flexiblen Verbrauchern weitere Potenziale zu erschließen, auf die die ÜNB „im Falle einer Gefährdung der Versorgungssicherheit in der Netzbetriebsführung“ (Deutscher Bundestag, 2012, S. 10) zugreifen können.

Die AbLaV sieht vor, dass die ÜNB stromintensive Verbraucher mit einer Gesamtleistung von insgesamt 3.000 MW kontrahieren. Die Ausschreibung der Leistung erfolgt dabei monatlich getrennt nach zwei Produkten à 1.500 MW. Die Produktdefinitionen unterscheiden zwischen sofort abschaltbaren Lasten (SOL) und schnell abschaltbaren Lasten (SNL). Während SOL bei einem Abruf nach maximal einer Sekunde reagieren müssen, erfolgt die Aktivierung der SNL innerhalb von 15 Minuten nach dem Abruf.

Zugelassen sind Gebote ab einer Größe von 50 MW. Die Vergütung ist ähnlich wie bei der Regelreserve nach Leistungs- und Arbeitspreis getrennt. Dabei ist der Leistungspreis in Höhe von 2.500 Euro pro Monat fest vorgegeben, die Anbieter spezifizieren lediglich ihren Arbeitspreis. Auch da-

bei sind Preisgrenzen von mindestens 100 Euro/MWh und maximal 400 Euro/MWh vorgesehen.

Weitere Regeln der AbLaV sollen verhindern, dass der Einsatz flexibler Lasten im Rahmen der AbLaV ihre Teilnahme an den Spot- und Regelreservemärkten behindert. So wird die Verpflichtung zur Verfügbarkeit für Abrufe im Rahmen der AbLaV gelockert, wenn der Strompreis am Großhandelsmarkt den Arbeitspreis des Verbrauchers übersteigt oder der Verbraucher positive Regelleistung bereitstellt. Die Erschließung flexibler Lasten soll folglich weiterhin vorrangig über die Spot- und Regelreservemärkte erfolgen. Im Folgenden konzentrieren wir unsere Ausführungen deshalb auf die Rolle flexibler Lasten an den Spot- und Regelreservemärkten und auf den Abbau entsprechender Hemmnisse. Im Rahmen der in §17 AbLaV vorgesehenen Überprüfung der AbLaV durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie nach Ablauf der dreijährigen Geltungsfrist der AbLaV sollte untersucht werden, ob auch nach einem erfolgreichen Abbau der Hemmnisse weiterhin Bedarf zu einer gesonderten Kontrahierung flexibler Verbraucher besteht.

3.1.3 Marktzugang

Alle Verbraucher sind Bilanzkreisen zugeordnet, in denen sie wie bereits beschrieben eine wichtige Rolle bei der individuellen Leistungsvorsorge einnehmen können. Die Entscheidung der Verbraucher, in welchem der oben genannten Einsatzbereiche sie aktiv werden, ist davon zunächst unberührt. Dennoch sollte eindeutig geklärt sein, welche Rechte und Pflichten die Verbraucher sowie etwaige Dritte, die die Vermarktung der flexiblen Lasten übernehmen (sogenannte Aggregatoren), gegenüber dem Bilanzkreis haben.

Der Grund dafür ist, dass die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) einen wichtigen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit leisten, indem sie Angebot und Nachfrage ausgleichen. Mit dieser Verpflichtung gehen aber auch finanzielle Chancen und Risiken einher, die die BKV nach eigenem Ermessen durch die Vorhaltung flexibler Lasten oder flexibler Erzeuger managen können.

In den Bilanzkreisverträgen kann ein angemessenes Entgelt einvernehmlich vereinbart werden, das dem BKV zusteht,

wenn ein Mitglied seines BK über einen Dritten Minutenreserve anbietet (§26 (3) StromNZV). Durch diese bilateralen Vereinbarungen kann den individuellen Risiken der Akteure Rechnung getragen werden. In Übereinstimmung mit diesen Überlegungen sollte weder die Vermarktung kleiner dezentraler Erzeugungsanlagen durch Dritte, noch die Vermarktung flexibler Lasten durch Aggregatoren dazu führen, dass sich die Risiken der BKV einseitig erhöhen. Dies verlangt der Grundsatz der Gleichbehandlung von Angebot und Nachfrage.

Eine solche einseitige Verlagerung von Risiken könnte dazu führen, dass die Anreize im Bilanzkreissystem verzerrt werden und sich die zusätzlichen Risiken negativ auf den Vertriebswettbewerb auswirken. Das wäre vor dem Hintergrund der Weiterentwicklung des Strommarktes besonders kritisch, da den BKV die zentrale Verantwortung für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage obliegt. Jegliche Verzerrungen, die die Rolle der BKV beeinträchtigen, sollten demnach vermieden werden.

3.2 Bedeutung und Kategorien von Hemmnissen

Es gibt vielfältige Möglichkeiten für flexible Verbraucher, zu einem kostengünstigen und sicheren Stromsystem beizutragen. Aus diesem Grund sollten keine unnötigen Hemmnisse für Lastmanagement bestehen. Hemmnisse können insbesondere dann auftreten, wenn das Markt- und Regulierungsdesign zu einer Verzerrung des Wettbewerbs führt, oder wenn die Anreize für Verbraucher nicht systemdienlich sind. In diesem Abschnitt erläutern wir zunächst allgemein die Wirkungsweise von Hemmnissen und geben dann einen ersten Überblick über verschiedene bestehende Hemmnisse und mögliche Lösungsansätze.

3.2.1 Wirkungsweise von Hemmnissen

Häufig behindern verzerrte Preissignale beziehungsweise Anreize die marktdienliche Nutzung flexibler Lasten. Diese Verzerrungen können beispielsweise auftreten, wenn administrative Preisbestandteile die Wirkung des Großhandelspreissignals abschwächen, sodass sich das Verbraucherverhalten weniger an der aktuellen Marktsituation orientiert.

Weitere Verzerrungen entstehen, wenn Opportunitätskosten nicht adäquat über Preise abgebildet werden. Ein möglicher Grund dafür ist eine unzureichende Synchronisation der Handelsabläufe auf verschiedenen Teilmärkten, die die Nutzung von Arbitragemöglichkeiten erschwert. Verzerrte Preissignale können dazu führen, dass der Bedarf nach Flexibilität in den verschiedenen Marktsegmenten nicht ausreichend sichtbar wird. Das führt nicht nur zu einer unzureichenden Erschließung flexibler Lasten, sondern erschwert auch die Refinanzierung bestehender Kapazitäten. Eine mögliche Konsequenz daraus ist ein suboptimaler und damit unnötig teurer Flexibilitätsmix.

Verzerrte Preissignale können also den Wettbewerb an den Märkten schwächen. Dieser Effekt wird verstärkt, wenn andere Elemente des Markt- und Regulierungsdesigns als explizite oder implizite Markteintrittsbarrieren für flexible Verbraucher und andere Flexibilitätsoptionen wirken. Explizite Markteintrittsbarrieren sind häufig an die technischen Eigenschaften von Marktteilnehmern geknüpft. Sie kommen in der Regel im regulierten Bereich des Stromsystems vor, in dem beispielsweise die Erbringung von Systemdienstleistungen an technische Voraussetzungen geknüpft ist. Sie können mehr oder weniger optimal gestaltet, aber nicht vollständig abgeschafft werden.

Implizite Markteintrittsbarrieren können sich dagegen aus Ausschreibungs- und Produktdesigns ergeben. Wenn beispielsweise ein Produkt einen unnötig langen Erbringungszeitraum abdeckt, ergeben sich daraus höhere Anforderungen an die Verfügbarkeit der Anbieter und an die Stabilität der Bereitstellung, als für den originären Zweck nötig sind. Dies erhöht für alle potenziellen Anbieter die Kosten der Regelleistungsvorhaltung und kann dementsprechend zu Hemmnissen führen. Zudem sind die Zusatzkosten für flexible Lasten in der Regel höher als für konventionelle Anbieter. Implizite Markteintrittsbarrieren können so den Wettbewerb verzerren und den Anbieterkreis unnötig verkleinern.

Das Ziel sollte es deshalb sein, die Hemmnisse so weit wie möglich abzubauen. Wenn alle unnötigen Hemmnisse im Markt- und Regulierungsdesign beseitigt sind, kann der Strommarkt ein *Level-Playing-Field* bilden, auf dem sich

die kostengünstigsten Marktteilnehmer wie zum Beispiel flexible Verbraucher durchsetzen.

3.2.2 Übersicht relevanter Hemmnisse für flexible Lasten

Verschiedene Bereiche des derzeitigen Markt- und Regulierungsdesigns wurden ursprünglich für ein überwiegend thermisch geprägtes System entwickelt. Es bestehen deshalb mehrere Ansatzpunkte für eine Weiterentwicklung des Marktdesigns, die den Flexibilitätsanforderungen eines Systems mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien besser gerecht werden und die Marktteilnahme flexibler Verbraucher ermöglicht. Im Folgenden geben wir eine kurze Übersicht über Hemmnisse, die besonders relevant für die Flexibilisierung der Nachfrageseite sind. Dabei zeigen wir auch auf, wie sie auf die oben genannten Einsatzgebiete flexibler Lasten wirken.

→ Bilanzkreismanagement

Im Rahmen des Bilanzkreismanagements sorgen die verantwortlichen Marktteilnehmer für einen Ausgleich von Erzeugung und Last. In diesem Zuge tätigen sie Ausgleichsgeschäfte und schaffen eine Nachfrage nach Flexibilität. Diese Flexibilität kann auch von Verbrauchern bereitgestellt werden, die so den Ausgleich von Angebot und Nachfrage erleichtern. Die wirtschaftlichen Anreize für aktives Bilanzkreismanagement sind derzeit jedoch zu schwach, da sie nicht alle Kosten internalisieren, die auf unausgeglichene Bilanzkreise zurückzuführen sind. Zudem ist die aktuelle Anreizstruktur nicht in allen Bereichen effizient gestaltet. Somit können auch die Anreize für den Abschluss flexibler Vertriebsverträge zu gering sein, die für die Nutzung flexibler Lasten notwendig sind.

Wirkung des Hemmnisses auf den Strommarkt: Durch die zu geringen Anreize werden die Bilanzkreisverantwortlichen nicht ausreichend am Strommarkt aktiv beziehungsweise schließen zu wenige Absicherungsgeschäfte zum Beispiel mit flexiblen Verbrauchern ab. Der tatsächliche Bedarf nach Flexibilität wird nicht in den Preisen sichtbar, als Folge werden zu wenig nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen über den Strommarkt angereizt.

Wirkung des Hemmnisses auf den Regelreservemarkt: Die ineffizient niedrigen Anreize zum Abschluss von Ausgleichsgeschäften führen dazu, dass unnötig oft Regelenergie eingesetzt werden muss, um Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Dementsprechend steigen die Kosten der Regelleistungsvorhaltung und des Einsatzes von Regelenergie. Hier könnten flexible Verbraucher im Rahmen kurzfristiger Ausgleichsgeschäfte die Systemkosten senken.

→ Regelreserve

Die Beschaffung von Regelreserve dient der Systemsicherheit und fällt damit in den regulierten Bereich des Stromsystems. Dementsprechend werden die Rahmenbedingungen des Regelreservemarktes regulatorisch festgelegt. Die Ausschreibungen und die Produkte sind jedoch derzeit so gestaltet, dass flexiblen Lasten die Teilnahme an den Märkten unnötig erschwert wird.

Wirkung des Hemmnisses auf den Regelreservemarkt: Das Markt- und Produktdesign der Regelreservemärkte führt zu einer Wettbewerbsverzerrung zum Nachteil flexibler Verbraucher. Insbesondere bei einem weiter ansteigenden Flexibilitätsbedarf des Stromsystems können die impliziten Markteintrittsbarrieren für flexible Verbraucher zu unnötig hohen Kosten führen.

Wirkung des Hemmnisses auf den Strommarkt: Die unterschiedliche zeitliche Taktung von Spot- und Regelreservemärkten führt dazu, dass die Opportunitätskosten der Bereitstellung von Regelleistung nicht angemessen abgebildet werden. Dadurch werden in allen Marktsegmenten die Preissignale verzerrt und flexible Verbraucher verteilen ihren Einsatz ineffizient auf die Teilmärkte.

→ Netznutzungsentgelte

Die Netznutzungsentgelte beeinflussen die Strombezugskosten der Verbraucher und damit die wirtschaftlichen Anreize für ihr Verbrauchs- und Flexibilitätsverhalten. Die derzeitige Netzentgeltsystematik führt zu Anreizen, die in einigen Situationen den vom Großhandelspreis ausgehenden marktseitigen Anreizen widersprechen. Dadurch kann

der Einsatz flexibler Lasten vom Strompreissignal entkoppelt werden, sodass die Flexibilitätspotenziale innerhalb der bestehenden Netzinfrastruktur nicht optimal genutzt werden. Besonders relevant für diese Verzerrung sind Ausnahmetatbestände, die reduzierte Netzentgelte bei einem spezifischen Verbrauchsverhalten vorsehen.

Wirkung des Hemmnisses auf den Strommarkt: In Situationen mit niedrigen Strompreisen erhöhen flexible Lasten nicht ihren Verbrauch, wenn dadurch ihre Netzentgelte zu stark steigen. Die gleiche Logik gilt in Situationen mit hohen Strompreisen, in denen flexible Verbraucher ihre Last nicht reduzieren. Im Ergebnis steigen durch dieses Verhalten die Systemkosten, die Integration Erneuerbarer Energien wird erschwert.

Wirkung des Hemmnisses auf den Regelreservemarkt: Auch die Bereitstellung von Regelleistung durch flexible Verbraucher kann durch die Netzentgeltstruktur gehemmt werden. Wenn der Abruf von Regelleistung zur Bewertung des Verbrauchsverhaltens herangezogen wird, können sich die Netzentgelte der Verbraucher erhöhen. Dadurch wird die Teilnahme flexibler Verbraucher an den Regelreservemärkten gehemmt, sodass die Kosten und der thermische *Must-Run*-Sockel steigen.

→ Weitere administrative Preisbestandteile

Abgaben, Umlagen und weitere Entgelte beeinflussen wie die Netzentgelte die Strombezugskosten der Verbraucher und damit ihr Verbrauchs- und Flexibilitätsverhalten. Auch durch diese administrativen Preisbestandteile kann es zu Verzerrungen des marktseitigen Preissignals kommen. Das gilt insbesondere an den Grenzen zu Sektoren, in denen Strom ein Substitut für den Einsatz fossiler Energieträger darstellt.

Wirkung des Hemmnisses auf den Strommarkt: In Situationen mit einer hohen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und entsprechend niedrigen Preisen, verzichten Verbraucher auf den Strombezug über den Markt, wenn die Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern aufgrund der Befreiung weiterhin günstiger ist. Folglich wird die Er-

schließung von Flexibilität gehemmt und die Integration Erneuerbarer Energien erschwert.

Wirkung des Hemmnisses auf den Regelreservemarkt: Eine durch administrative Preisbestandteile verursachte Verzerrung am Strommarkt wirkt sich zwangsläufig auch auf den Regelreservemarkt aus, da die Preisbildung der beiden Marktsegmente über Opportunitätskosten miteinander in Beziehung steht.

Bei der Analyse der Wirkung von Abgaben und Umlagen auf das Verhalten flexibler Verbraucher und möglicher Wege zur Weiterentwicklung sind viele Interdependenzen zu beachten, damit keine neuen Verzerrungen geschaffen werden. In diesem Themenbereich besteht weiterer Forschungsbedarf. Im Rahmen dieser Studie konzentrieren wir uns deshalb auf die Analyse von kurzfristig umsetzbaren Möglichkeiten für Weiterentwicklungen in den Bereichen Bilanzkreismanagement, Regelreservemärkte und Netzentgelte.

3.3 Bilanzkreismanagement

Für die Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitätpotenziale ist das Bilanzkreismanagement von besonderer Bedeutung. Bilanzkreise übernehmen im Stromsystem eine zentrale Rolle beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Um diese Rolle zu erfüllen, treten sie als Nachfrager von Flexibilität auf und tragen so dazu bei, dass Lastflexibilität aktiviert wird. Dies geschieht unter anderem über Ausgleichsgeschäfte und flexible Vertriebsverträge. In diesem Kapitel diskutieren wir, wie die Anreize für Bilanzkreise optimiert werden können, sodass ihr Beitrag zur Flexibilisierung auf ein effizientes Niveau ansteigt.⁸

⁸ Die hier diskutierten Optionen zur Weiterentwicklung basieren auf Connect (2014) sowie auf gemeinsamen Arbeiten von Consentec GmbH, r2b energy consulting GmbH und Connect (vgl. Connect in Veröffentlichung).

Übersicht von Hemmnissen und Weiterentwicklungsmöglichkeiten im Bilanzkreismanagement

Abbildung 12

Bilanzkreismanagement

Die Bilanzkreisverantwortlichen sind dazu verpflichtet, Angebot und Nachfrage durch aktives Bilanzkreismanagement auszugleichen.

Ursprung des Hemmnisses

- Anreize des Ausgleichsenergie-Mechanismus sind nicht ausreichend, um aktives Bilanzkreismanagement in effizientem Maße anzureizen

Wirkung des Hemmnisses

- Nachfrage nach Absicherungsgeschäften mit flexiblen Verbrauchern (z.B. über flexible Vertriebsverträge) und anderen Flexibilitätsoptionen ist ineffizient niedrig
- Bedarf flexibler Verbraucher wird nicht vollständig im Markt sichtbar

Prämissen der Weiterentwicklung

- Aktives Bilanzkreismanagement soll angereizt werden
- Wettbewerbsintensität darf nicht durch unangemessene finanzielle Risiken gefährdet werden

Vorschläge zur Weiterentwicklung

- Einpreisung der relevanten Regelreservevorhaltung
- Einheitspreis für den Abruf der Minutenreserve einführen
- Nur die überwiegende Richtung des Abrufs in den Kosten der Regelenergie berücksichtigen
- Verbesserung der Börsenpreisbindung

Eigene Darstellung

Alle Teilnehmer des Strommarktes sind Bilanzkreisen (BK) zugeordnet. Ein BK kann aus einzelnen oder mehreren Erzeugern, Verbrauchern und Händlern bestehen. Eine zentrale Aufgabe des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) ist es, 15-minütige Fahrpläne der Erzeugung und des Verbrauchs im BK zu erstellen. Diese Fahrpläne werden jeweils um 14:30 Uhr für den Folgetag bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) angemeldet. Zum Zeitpunkt der Anmeldung müssen die Fahrpläne ausgeglichen sein, der Erzeugung muss also ein Verbrauch in gleicher Höhe gegenüberstehen. Nach der Fahrplananmeldung kann es jedoch dazu kommen, dass sich aufgrund von neuen Informationen zu den Prognosen der Last und der Erneuerbaren Energien oder aufgrund von Kraftwerksausfällen Abweichungen vom ursprünglichen Plan ergeben. Dann ist der BKV verpflichtet, die Abweichungen zum Beispiel über den Einsatz flexibler Lasten aktiv auszugleichen und die Anpassung der Fahrpläne dem ÜNB zu melden (vgl. BNetzA, 2013).

Dennoch sind BK zum Zeitpunkt der physischen Erfüllung in der Regel unausgeglichen, da unter anderem stochastische Effekte auftreten. Die individuellen Über- und Unterdeckungen der im Netzregelverbund (NRV) zusammengefassten BK gleichen sich jedoch teilweise aus. Wenn der Saldo aller Über- und Unterdeckungen im NRV trotzdem unausgeglichen ist, ruft der ÜNB Regelenergie ab, um einen Ausgleich herzustellen und so die Frequenz des Stromsystems stabil zu halten.

Die aktive Bewirtschaftung der Bilanzkreise ist also aus mehreren Gründen von großer Bedeutung. Zum einen kann es die Systemsicherheit erhöhen, indem Angebot und Nachfrage besser ausgeglichen werden. Dadurch kann der Einsatz von Regelenergie vermieden werden, sodass kurzfristig weniger Kosten durch den Abruf entstehen und mittel- bis langfristig weniger Regelleistung vorgehalten werden muss, wodurch auch hier die Kosten abnehmen. Zum anderen führt aktives Bilanzkreismanagement dazu, dass der Ausgleich von Angebot und Nachfrage verstärkt an den Strommärkten statt über Systemdienstleistungen stattfindet. Zum Ausgleich von Fahrplanabweichungen können beispielsweise flexible Lasten am Strommarkt kontrahiert werden, oder es können bilaterale Absicherungsgeschäfte mit flexi-

blen Verbrauchern abgeschlossen werden. Diese Nachfrage nach Flexibilität übersetzt sich in ein Preissignal, auf das auch andere Flexibilitätsoptionen reagieren können. Mit der Flexibilisierung und mit einer Zunahme von Absicherungsgeschäften geht ein positiver Effekt auf die Versorgungssicherheit einher. Wie in Abschnitt 2.3.3 gezeigt, wirkt sich die Flexibilisierung auch positiv auf die Integration der Erneuerbaren Energien aus.

Die wirtschaftlichen Anreize für aktives BK-Management werden über den Ausgleichsenergiemechanismus (AE-Mechanismus) gesetzt. Der AE-Mechanismus legt die Kosten des Regelenergieabrufs auf die unausgeglichenen BK um. Auf diese Weise entstehen für BK, die zu einem Anstieg des NRV-Saldos beigetragen haben, zusätzliche Kosten. Für die BK, die den Saldo des NRV verringert haben, ergeben sich dagegen zusätzliche Erlöse. Dadurch haben BKV eine Motivation, ihre Prognosen zu verbessern beziehungsweise Fahrplanabweichungen aktiv zu bewirtschaften.

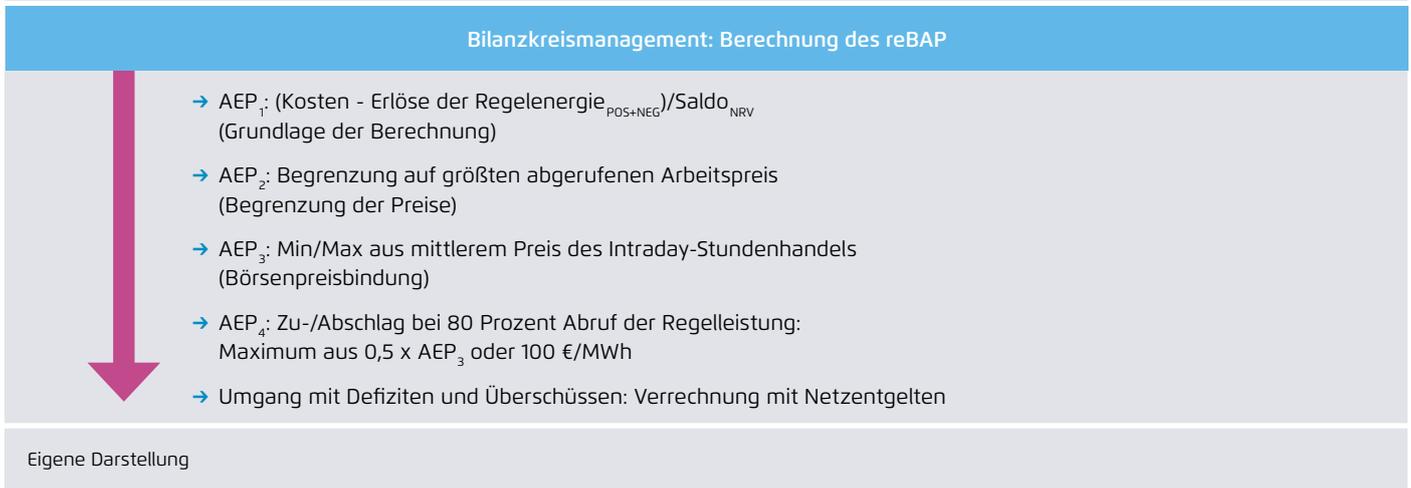
Der AE-Mechanismus ist derzeit symmetrisch gestaltet, systemschädliches und systemdienliches Verhalten werden in gleicher Höhe bestraft beziehungsweise belohnt. Die Höhe der Anreize hängt vom regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) ab, der die Zahlungen beziehungsweise Einnahmen der unausgeglichenen Bilanzkreise bestimmt. Der reBAP ist das Ergebnis eines mehrstufigen Berechnungsverfahrens, dessen Zwischenergebnisse als Ausgleichsenergiepreis (AEP) bezeichnet werden.

In der ersten Stufe ergibt sich der AEP aus dem Quotienten der Kosten abzüglich der Erlöse des Abrufs von Sekundärregelreserve (SRR) und Minutenreserve (MR) im Zähler sowie dem NRV-Saldo im Nenner.

Ist der so berechnete AEP positiv und übersteigt er den Absolutbetrag des höchsten abgerufenen Arbeitspreises, wird der AEP auf der zweiten Stufe auf diesen Arbeitspreis begrenzt („Kappung“). Bei einem negativen AEP wird der Absolutbetrag des höchsten abgerufenen Arbeitspreises mit einem negativen Vorzeichen versehen und bildet so die Untergrenze für den AEP.

Berechnungsschritte des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises

Abbildung 13



Auf der dritten Stufe wird der durchschnittliche mengen- gewichtete Preis des Intraday-Marktes in der jeweiligen Stunde als Obergrenze (bei Überdeckung des NRV) beziehungsweise Untergrenze für den AEP (bei Unterdeckung des NRV) angesetzt.

Werden mehr als 80 Prozent der vorgehaltenen Regelleis- tung abgerufen, steigt der AEP auf der vierten Stufe zusätz- lich um mindestens 100 Euro/MWh oder auf das 1,5-fache des ursprünglich errechneten AEP.

Entstehen durch die Börsenpreisbindung (3. Stufe) oder den 1,5-Multiplikator (4. Stufe) Mehrerlöse für die ÜNB, dann werden diese mit den Kosten für die Regelleistungsvorhal- tung verrechnet. Die verbleibenden Kosten werden dann über die Netznutzungsentgelte verteilt. Die dritte und vierte Berechnungsstufe wurden im Jahr 2012 eingeführt, um die Anreize des AE-Mechanismus zu stärken (BNetzA, 2012). Die Börsenpreisbindung verhindert weitestgehend, dass sich ein BK mit einer den Saldo verstärkenden Abweichung besser- stellt, wenn er den reBAP bezahlt, statt Ausgleichsgeschäfte am Strommarkt zu tätigen. Durch den Multiplikator kann der reBAP auf das 1,5-fache des maximalen Intraday-Preises von 10.000 Euro/MWh steigen, also auf 15.000 Euro/MWh. In Kombination mit der zweiten Berechnungsstufe kann der reBAP auch deutlich über 15.000 Euro/MWh liegen, wenn die Arbeitspreise am Regelreservemarkt über diesen Be- trag hinausgehen. Durch den Multiplikator werden Abwei-

chungen von den angemeldeten Fahrplänen stärker bewertet, wenn die vorgehaltene Regelreserve bereits zu einem hohen Grad abgerufen wird und dementsprechend „knapp“ ist.

3.3.1 Wie wirkt das Hemmnis?

In einigen Punkten sind die Anreize des AE-Mechanismus dennoch in ihrer Höhe und Struktur nicht hinreichend ef- fizient, um Absicherungsgeschäfte zum Beispiel mit flexib- len Verbrauchern auszulösen. Ein wichtiger Grund dafür ist, dass die Höhe des NRV-Saldos mittel- bis langfristig einen Einfluss darauf hat, wie viel Regelleistung vorgehalten wird. Die Kosten der Vorhaltung werden also durch unausgegli- chene BK beeinflusst, aber im Gegensatz zu den Kosten des Abrufs nicht auf diese BK umgelegt. Somit wird ein signi- fikanter Teil der relevanten Kosten nicht internalisiert und die Anreize für aktives Bilanzkreismanagement, beispiele- wise durch den Abschluss flexibler Vertriebsverträge mit steuerbaren Lasten, sind zu gering. Darüber hinaus besteht auch bei der Art und Weise der Umlage der Kosten des Ab- rufs Potenzial für Effizienzsteigerungen. Das betrifft zum einen die angesetzte Kostengrundlage, die sowohl die Kosten des positiven als auch des negativen Abrufs innerhalb einer Viertelstunde berücksichtigt. Zum anderen führt die Me- thode der ersten Berechnungsstufe mitunter zu einem sehr hohen reBAP bei einem geringen NRV-Saldo. Zudem lässt die Börsenpreisbindung weiterhin Spielraum dafür, dass sich die BKV durch die Zahlung des reBAP besser stellen als durch ein entsprechendes Ausgleichsgeschäft.

Wenn die wirtschaftlichen Anreize des AE-Mechanismus zu gering sind, kontrahieren die BKV nicht ausreichend flexible Verbraucher und andere Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Dadurch wird die Nachfrage nach Flexibilität in zu geringem Maße am Strommarkt sichtbar. Da der Bedarf nach Flexibilität stattdessen durch Regelenergie gedeckt wird, setzen die Strompreise zu selten beziehungsweise zu geringe Anreize für flexible Verbraucher. Dagegen fallen die Kosten der Vorhaltung und des Einsatzes von Regelreserve unnötig hoch aus. Dazu tragen auch die zu geringen Anreize für Prognoseverbesserungen bei. Die zu geringe Nutzung flexibler Lasten und flexibler Erzeugung kann im Ergebnis dazu führen, dass die Absicherung des Systems und der Versorgung mit ineffizient hohen Kosten verbunden ist.

3.3.2 Prämissen der Hemmnisbeseitigung

Aufgrund der großen Bedeutung des AE-Mechanismus für die Anreize zur Erschließung flexibler Lasten und somit für die Flexibilisierung und Absicherung des Stromsystems sollte der AE-Mechanismus so gestaltet werden, dass effiziente und adäquate Anreize für ein aktives BK-Management gesetzt werden. Um dieses Ziel zu erreichen, sollten die Kosten der Regelreserve, die aufgrund eines unausgeglichene NRV-Saldos entstehen, verursacherorientiert auf die BK verteilt werden.

Bei der Weiterentwicklung des AE-Mechanismus sollte beachtet werden, dass stärkere Anreize die finanziellen Risiken der BK erhöhen, da die Volatilität der Kosten und Erlöse zunimmt. Je nach Ausgestaltung des Mechanismus können zudem die erwarteten durchschnittlichen Kosten der BK steigen, wenn das finanzielle Volumen der umgelegten Regelreservekosten zunimmt. Dies ist einerseits sinnvoll, um die Anreize für Absicherungsgeschäfte zum Beispiel mit flexiblen Lasten zu steigern. Andererseits können die Veränderungen in der finanziellen Belastung der BK dazu führen, dass effizientere und adäquatere Anreize mit einer Verringerung der Wettbewerbsintensität einhergehen. Da es für kleine BK und BK mit hoher Prognoseunsicherheit schwieriger beziehungsweise teurer ist, ihre spezifischen Prognosefehler zu reduzieren, sind sie von einer Stärkung der Anreize in der Tendenz stärker betroffen als große BK mit

diversifizierteren Portfolios. Unerwünschte Rückwirkungen auf den Endkundenwettbewerb sollten deshalb gegen eine Steigerung der Effizienz der Anreize abgewogen werden.

Sollten die durch eine Stärkung des derzeitigen Mechanismus erzielten Anreize nicht ausreichen, kann eine asymmetrische Gestaltung des AE-Mechanismus geprüft werden. In diesem Fall sollten alle relevanten Vor- und Nachteile im Rahmen weiterer Untersuchungen gegeneinander abgewogen werden. Im Folgenden konzentrieren wir uns auf die Optimierung der derzeitigen symmetrischen Ausgestaltung, mit der bereits relevante Hemmnisse für die Erschließung nachfrageseitiger Flexibilität reduziert werden können.

3.3.3 Vorschlag zur Hemmnisbeseitigung und relevante Abwägungen

Für die Weiterentwicklung des AE-Mechanismus bestehen mehrere Ansatzpunkte. Um die zuvor beschriebenen Hemmnisse zu beseitigen, gibt es folgende Möglichkeiten:

- Umlage der Kosten der Regelleistungsvorhaltung
- Berücksichtigung der Regelenergiekosten in überwiegender Abrufrichtung
- Bestimmung der Regelenergiekosten auf Basis eines Einheitspreissystems
- Verbesserung des Bezugspreises für die Börsenpreisbindung

Aufgrund der Bedeutung und der Komplexität des AE-Mechanismus ist die Umsetzung dieser Ansätze mit vielen Abwägungen verbunden. Wir weisen deshalb an gegebener Stelle auf weiteren Forschungsbedarf hin.

→ Umlage der Kosten der Regelleistungsvorhaltung

Derzeit werden über den AE-Mechanismus die Kosten des Abrufs von Sekundärregelreserve (SRR) und Minutenreserve (MR) auf die unausgeglichene BK umgelegt. Wie bereits erläutert, wirken sich die Überbeziehungsweise Unterdeckungen über den NRV-Saldo aber auch auf die Dimensionierung der Reservevorhaltung und somit auf die entsprechenden Kosten aus. Um den Mechanismus verur-

sacherorientierter zu gestalten und somit effiziente Anreize zur Absicherung durch flexible Lasten und andere Flexibilitätsoptionen zu setzen, sollten deshalb auch die Kosten der Vorhaltung internalisiert werden, die auf den unausgeglichene NRV-Saldo zurückzuführen sind.

→ Bestimmung der relevanten Mengen und Kosten

Die Bestimmung der relevanten Vorhaltungsmengen und -kosten ist nicht trivial, da die Regelreserveprodukte in unterschiedlichem Umfang durch den NRV-Saldo beeinflusst werden. In einem idealtypischen Ansatz sollten nur diejenigen Mengen berücksichtigt werden, die zum Ausgleich der saldierten viertelstündlichen Fahrplanabweichungen vorgehalten werden. Dies trifft für die Vorhaltung der MR weitestgehend zu. Im Fall der SRR ist der Zusammenhang zwischen der vorgehaltenen Menge und dem NRV-Saldo dagegen weniger eindeutig. Ein Teil der SRR wird als Substitut für MR beschafft und eingesetzt, die entsprechenden Kosten sollten in die Berechnung des reBAP einfließen. Die SRR dient aber auch zum Ausgleich innerviertelstündlicher Schwankungen der Last oder der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Die Verpflichtung der BKV zum Ausgleich der Fahrpläne bezieht sich aber nur auf eine Viertelstunde als Ganzes, eine Umlage der durch innerviertelstündliche Effekte verursachten SRR-Kosten wäre nicht verursacheroorientiert. Eindeutig ist dagegen die Einordnung der Primärregelreserve (PRR): Sie wird ausschließlich zum Ausgleich innerviertelstündlicher Schwankungen vorgehalten und sollte deshalb nicht im AE-Mechanismus berücksichtigt werden.

Bei der Umsetzung ist insbesondere die Bestimmung der idealerweise umzulegenden SRR-Vorhaltungskosten mit diversen Herausforderungen verbunden. Es kann deshalb sinnvoll sein, einen Ansatz zu verfolgen, der weniger verursacheroorientiert, aber besser umsetzbar ist. In diesem Sinne kommt sowohl die alleinige Umlage der MR-Vorhaltungskosten in Frage, als auch die Umlage der MR-Vorhaltungskosten und der gesamten SRR-Vorhaltungskosten. Die beiden Alternativen unterscheiden sich in der Höhe des finanziellen Volumens, das auf die unausgeglichene BK verteilt wird. Folglich sind die Anreize bei einer alleinigen

Umlage der MR-Kosten geringer als bei einer gleichzeitigen Umlage der MR- und SRR-Kosten.

Die Höhe der Anreize sollte gemäß der oben genannten Prämissen so gewählt werden, dass die Rückwirkungen auf die Wettbewerbsintensität nicht unangemessen hoch sind. Da eine Änderung des AE-Mechanismus zudem Lernprozesse auslöst, könnte eine sukzessive Verstärkung der Anreize in Betracht gezogen werden. Dadurch würde über die Zeit die Anzahl von flexiblen Vertriebsverträgen mit Verbrauchern und anderen Absicherungsgeschäften steigen.

→ Zeitliche Dimensionen der Umlage

Die Ausgestaltung der Umlage hat zudem eine zeitliche Dimension, die sich ebenfalls auf die finanzielle Belastung der BK auswirken kann. Wird die Umlage jeweils für einen kurzen Umlagezeitraum fixiert, können die NRV-Salden innerhalb des Zeitraums relativ gering sein, sodass hohe Kosten auf kleine Mengen umgelegt werden. Da die Umlage somit aufgrund stochastischer Einflüsse von Periode zu Periode stark schwanken kann, steigt bei einem kurzen Zeitraum das finanzielle Risiko der BK. Die Umlage sollte deshalb nicht für einen Zeitraum unter einem Monat fixiert werden. Ein längerer Umlagezeitraum kann dieser Volatilität entgegenwirken. Er sollte jedoch die Weitergabe einer Änderung der Vorhaltungskosten an die BK nicht zu stark verzögern. Gleichzeitig darf er nicht dazu führen, dass die Unsicherheit über die Höhe der Umlage aufgrund einer Kombination mit langen Abrechnungsperioden unverhältnismäßig steigt. Längere Zeiträume sollten deshalb mit einer ex-ante Festlegung der Umlage und einem späteren Ausgleich von Differenzbeträgen über ein von den ÜNB geführtes Konto kombiniert werden.

→ Art der Internalisierung

Die Art der Umlage kann sich auch darin unterscheiden, wie die Kosten den BK zugeordnet werden. Eine Möglichkeit ist, die Umlage als fixen Leistungspreis zu definieren. Die Höhe der Zahlungen richtet sich dann beispielsweise danach, in welchem Umfang der jeweilige BK zu den x-höchsten NRV-Salden im Betrachtungszeitraum beigetragen hat. Auch

wenn die Salden mehrerer Viertelstunden als Bezugsgröße dienen, verbleibt ein relativ starker stochastischer Einfluss auf die Höhe der Umlage für einen individuellen BK. Da diese stochastischen Effekte aber nicht zwangsläufig im Einflussbereich des BK liegen, kann die leistungsbezogene Umlage wenig verursacherorientiert sein.⁹

Eine stärkere Verursacherorientierung lässt sich erreichen, indem die Umlage als viertelstundenbasierter Aufbeziehungsweise Abschlag zum reBAP gestaltet wird. Der Auf-/Abschlag ergibt sich durch die (anteilige) Umlage der Vorhaltungskosten der positiven Regelreserve in Viertelstunden mit einem unterdeckten NRV, beziehungsweise der Kosten der negativen Vorhaltung in Viertelstunden mit überdecktem NRV. Bei dieser Art der Umlage sind verschiedene Varianten denkbar, die sich darin unterscheiden, ob und wie die Höhe der Umlage an die Höhe des NRV-Saldos geknüpft wird. Bei einem konstanten Auf-/Abschlag werden alle Fahrplanabweichungen innerhalb eines Umlagezeitraums gleich bewertet, also unabhängig von der Höhe des NRV-Saldos in einer Viertelstunde. Dadurch wird vernachlässigt, dass hohe NRV-Salden einen stärkeren Einfluss auf die Dimensionierung der Regelreserve haben. Ein Auf-/Abschlag, der mit dem NRV-Saldo steigt, ist deshalb verursacherorientierter und stärker in den Anreizen. Aus diesem Grund bietet sich ein zum Saldo proportionaler oder überproportionaler Auf-/Abschlag an:

- *Proportionaler Auf-/Abschlag:* Die Anreize steigen linear mit der Höhe des NRV-Saldos, sodass der Anteil der Vorhaltungskosten, der in Viertelstunden mit großen Salden umgelegt wird, relativ gesehen größer ist. Abweichungen in Situationen, in denen mehr Regelleistung abgerufen wird, werden also stärker bewertet.
- *Überproportionaler Auf-/Abschlag:* Bei diesem Ansatz werden die Anreize und die Verursacherorientierung gegenüber dem proportionalen Auf-/Abschlag weiter gesteigert. In einer Viertelstunde werden nur die Vor-

haltungskosten derjenigen Kapazitäten umgelegt, die in diesem Zeitfenster abgerufen wurden. Da die letzten eingesetzten Kapazitäten hohe spezifische Kosten haben und nur in einer geringen Zahl von Viertelstunden abgerufen werden, kann die Umlage sehr hoch ausfallen.

Die Wahl des Ansatzes hängt von der Abwägung zwischen der Effizienz der Anreize und dem Effekt auf die Wettbewerbsintensität ab. Die Auswahl sollte deshalb gemeinsam mit der Entscheidung darüber getroffen werden, ob nur die Kosten der MR oder auch die Kosten der SRR umgelegt werden sollen. Darüber hinaus können bei einem überproportionalen Ansatz in Kombination mit einer ex-post-Bestimmung der Umlage gegebenenfalls Anreize dazu bestehen, die Höhe der Umlage durch strategisches Verhalten zu beeinflussen. Die damit verbundenen Risiken können jedoch mit einer ex-ante-Bestimmung reduziert werden.

→ Berücksichtigung der Regelenergiekosten in überwiegender Abrufrichtung

Die Umlage der Kosten des Regelenergieabrufs ist derzeit eine zentrale Funktion des AE-Mechanismus. Auf der ersten Stufe der reBAP-Berechnung fließen sowohl die Kosten des MR- als auch des SRR-Abrufs ein. Aufgrund der bereits beschriebenen Herausforderung, den Anteil der SRR-Kosten zu bestimmen, die auf die viertelstündlichen NRV-Salden zurückzuführen sind, ist dieser Ansatz gerechtfertigt. Dennoch kann die Kostenumlage effizienter gestaltet werden, indem die erste Stufe der reBAP-Berechnung angepasst wird.

Zurzeit bildet die Summe der saldierten Einsatzkosten der positiven und der negativen Regelreserve den Zähler des Quotienten auf der ersten Stufe, dem der NRV-Saldo im Nenner gegenübersteht. Den viertelstündlichen Fahrplanabweichungen sollte jedoch nur der Abruf in überwiegender Richtung zugeordnet werden. Der reBAP wird verursacherorientierter, wenn im Zähler nur die saldierten Kosten der überwiegenden Abrufrichtung und im Nenner die Abrufmengen in überwiegender Richtung angesetzt werden.

⁹ Grundsätzlich sind weitere Formen einer leistungsbezogenen Umlage denkbar, die jedoch im Gegensatz zu dem hier beschriebenen Ansatz nicht zwangsläufig mit der bisherigen symmetrischen Ausgestaltung des AE-Mechanismus vereinbar sind.

Diese Anpassung führt gleichzeitig dazu, dass ein unerwünschter Effekt der heutigen Berechnungsmethode entfällt: In Viertelstunden, in denen sich der Einsatz von positiver und negativer Reserve abwechselt, kann der NRV-Saldo sehr klein sein. Diese Situationen bezeichnet man als Nulldurchgänge. Die für den Abruf anfallenden Kosten werden dann durch einen sehr kleinen Wert geteilt. Aus diesem Grund kann der reBAP bei Nulldurchgängen sehr hoch ausfallen, obwohl das System in der Viertelstunde als Ganzes betrachtet relativ ausgeglichen ist. Durch das oben beschriebene Vorgehen entfällt die Division durch den NRV-Saldo, sodass die Anreize adäquater sind. Gleichzeitig entfällt so die Notwendigkeit, den AEP auf der zweiten Berechnungsstufe künstlich zu kappen.

Indem die Preisspitzen bei Nulldurchgängen vermieden werden, wird der reBAP verursacherorientierter, aber es werden im spezifischen Fall der Nulldurchgänge im Vergleich zum heutigen Ansatz weniger Kosten auf die unausgeglichenen BK umgelegt. Für die ÜNB folgen daraus höhere nicht-wälzbare Kosten (NWK), die mit den Mehreinnahmen durch die Börsenpreisbindung und den 1,5-Multiplikator verrechnet werden. Die verbleibenden Mehreinnahmen, die mit den Netznutzungsentgelten verrechnet werden, fallen geringer aus. Zudem weichen die ÜNB stärker vom derzeitigen Prinzip der viertelstündlichen Kostendeckung ab. Diese Effekte sind jedoch als begrenzt einzustufen, da das von den Nulldurchgängen betroffene Volumen relativ gering ist.

→ Bestimmung der Regelenergiekosten auf Basis eines Einheitspreissystems

Die Effizienz des AE-Mechanismus kann zudem indirekt gestärkt werden, indem die Effizienz des Preissystems für Regelenergie erhöht wird. Derzeit erfolgt die Vergütung von Regelenergie auf Basis des Gebotspreisverfahrens. In diesem System wird jeder abgerufene Anbieter mit dem von ihm gebotenen Preis vergütet. Die optimale Gebotsstrategie berücksichtigt deshalb nicht nur die Grenzkosten des Anbieters, sondern auch das Verhältnis zwischen der Höhe der Vergütung im Fall eines Abrufs einerseits und der preisabhängigen Wahrscheinlichkeit des Abrufs andererseits. Im Vergleich dazu ist die optimale Strategie in einem Einheitspreissys-

tem, ein Gebot in Höhe der eigenen Grenzkosten abzugeben, da die Vergütung immer durch das Gebot des teuersten abgerufenen Anbieters bestimmt wird. Die Gebotsstrategie ist deutlich einfacher, sodass bei einem Einheitspreissystem ein effizienteres Marktergebnis zu erwarten ist.

Wenn sich die auf der ersten Stufe der reBAP-Berechnung berücksichtigten Kosten aus einem Einheitspreissystem ableiten, spiegeln sie in der Tendenz eher die Grenzkosten der Regelenergie und damit die effiziente Bezugsgröße für den reBAP wider. Vorrangig sollte die Vergütung des Abrufs der MR auf das Einheitspreisverfahren umgestellt werden. Zwar gilt auch für die SR, dass das Einheitspreisverfahren zu effizienteren Marktergebnissen führen kann. Da es jedoch Situationen gibt, in denen aufgrund innerviertelstündlicher Schwankungen kurzzeitig Angebote mit sehr hohen Arbeitspreisen abgerufen werden, könnte die Umlage der Kosten auf die BK sehr hoch und wenig verursacherorientiert ausfallen. Aus diesem Grund sollte bei der SRR das Gebotspreisverfahren beibehalten werden.

Der Wechsel zum Einheitspreissystem bei der MR erfordert keine Änderung der Berechnungsmethode des reBAP an sich. Er ist sowohl mit der aktuellen Gestaltung der ersten Stufe, als auch mit der oben beschriebenen Weiterentwicklung vereinbar.

→ Verbesserung des Bezugspreises für die Börsenpreisbindung

Die in 2012 eingeführte Börsenpreisbindung soll dazu dienen, das Anreizsystem so robust zu gestalten, dass sich ein unausgeglichener BK, der zur Erhöhung des NRV-Saldos beiträgt, durch die Zahlung des reBAP schlechter stellt als durch den Ausgleich der Fahrplanabweichungen am Spotmarkt. Der Bezugspreis entspricht derzeit dem mengengewichteten, mittleren Preis der Stundenprodukte des Intraday-Börsenhandels. Da der Handel mit Stundenprodukten am Intraday-Markt jedoch nicht die einzige Möglichkeit für kurzfristige Ausgleichsgeschäfte ist, kann der reBAP für diese BK die günstigere Alternative sein. Das gilt insbesondere, da der Intraday-Handel mit Viertelstundenprodukten zunehmend liquide wird.

Eine Möglichkeit, um die Anreize des AE-Mechanismus robuster zu gestalten, ist die Ableitung der Ober- beziehungsweise Untergrenze des reBAP aus einer größeren Menge relevanter Preise. Deshalb sollte der Bezugspreis auf das Minimum beziehungsweise Maximum der folgenden Spotmarktpreise gesetzt werden:

- Mittlerer Preis des kontinuierlichen börslichen Intraday-Stundenhandels
- Mittlerer Preis des kontinuierlichen börslichen Intraday-Viertelstundenhandels
- Preis der Intraday-Eröffnungsauktion
- Preis der Day-Ahead-Auktion

Stellt sich beispielsweise der maximale Preis für den Strombezug in einer Viertelstunde in der Eröffnungsauktion des Intraday-Handels ein, dann kann der reBAP nicht unter diesen Preis fallen, wenn der NRV-Saldo zum Zeitpunkt der physischen Erfüllung unterdeckt ist. Durch dieses Vorgehen kann der reBAP allerdings ineffizient hoch ausfallen, wenn sich beispielsweise ein zum Zeitpunkt der Eröffnungsauktion hoher Bedarf an Ausgleichsgeschäften durch das Bekanntwerden eines Prognosefehlers auflöst. Es ist aber nicht davon auszugehen, dass dieser Effekt ein strategisches BK-Verhalten in großem Ausmaß nach sich zieht, das das System destabilisieren könnte.

Strategisches Verhalten ist aber unter Umständen mit Blick auf den kontinuierlichen Viertelstundenhandel relevant. Solange die Liquidität nicht ausreichend hoch und ausreichend stabil ist, könnte eine Mindestanforderung an das Handelsvolumen in einer Viertelstunde formuliert werden, die erfüllt sein muss, bevor der Preis als Bezugspreis herangezogen werden darf. So könnte das Risiko einer Einflussnahme auf den reBAP und potenziell systemschädlichen Verhaltens reduziert werden.

Die hier aufgezeigten Maßnahmen zur Stärkung des AE-Mechanismus sind gleichzeitig Maßnahmen zur verstärkten Nutzung flexibler Lasten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Die optimierten Anreize für die Bilanzkreise können somit zur Erschließung eines effizienten Flexibilitätsmixes beitragen.

3.4 Regelreservemärkte

Nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen können auch zur Bereitstellung von Regelreserve genutzt werden. Damit diese Potenziale erschlossen werden können, müssen flexible Verbraucher jedoch einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Regelreservemärkten erhalten.

Die Regelreserve ist ein zentrales Instrument der ÜNB, um die Netzfrequenz möglichst stabil auf einem Wert von 50 Hz zu halten und so einen sicheren Betrieb des Stromnetzes und des Stromsystems zu gewährleisten. Die Regelreserve zählt zu den Systemdienstleistungen, die von den ÜNB nach regulatorischen Vorgaben beschafft und eingesetzt werden. Die derzeitigen Vorgaben sind historisch gewachsen und mit Blick auf die Eigenschaften und Anforderungen eines konventionell geprägten Versorgungssystems entwickelt worden. Sie können jedoch für andere potenzielle Anbieter von Regelreserve, wie etwa für flexible Verbraucher, Hemmnisse darstellen. Insbesondere im Zuge der Energiewende ist es wichtig, dass die Teilnahme am Regelreservemarkt nicht unnötig beschränkt ist und dass ein unverzerrter, technologieoffener Wettbewerb zwischen den Anbietern stattfinden kann. Damit auch weiterhin eine sichere und kostengünstige Bereitstellung von Regelreserve gewährleistet ist, sollten deshalb die regulatorischen Rahmenbedingungen weiterentwickelt und die Hemmnisse unter Berücksichtigung der Anforderungen eines sicheren Systembetriebs abgebaut werden.¹⁰

Schwankungen der Netzfrequenz können auftreten, wenn Angebot und Nachfrage nicht exakt ausgeglichen sind. Durch den Einsatz von Regelenergie werden diese kurzfristigen Ungleichgewichte kompensiert. Wie bereits im vorherigen Kapitel beschrieben, können sich ändernde Prognosen der Last und der Erneuerbaren Energien oder ungeplante Kraftwerksausfälle zu Abweichungen von den viertelstündlichen Fahrplänen der BK führen, die wiederum den Abruf

¹⁰ Die hier diskutierten Optionen zur Weiterentwicklung basieren auf Connect (2014) sowie auf gemeinsamen Arbeiten von Consentec GmbH, r2b energy consulting GmbH und Connect (vgl. Connect in Veröffentlichung).

Hemmnisse und Weiterentwicklungsmöglichkeiten auf den Regelreservemärkten

Abbildung 14

Regelreservemärkte

Die Regelreserve dient der Aufrechterhaltung der Systemsicherheit und wird von den ÜNB nach regulatorischen Vorgaben beschafft und eingesetzt.

Ursprung des Hemmnisses

- Aktuelle Ausgestaltung der Ausschreibung und der Produkte ist historisch gewachsen und teilweise noch auf konventionelle Anbieter ausgerichtet

Wirkung des Hemmnisses

- Lange Ausschreibungs- und Produktzeiträume hemmen die Teilnahme flexibler Lasten unnötig
- Unterschiede in der zeitlichen Taktung von Strom- und Regelreservemärkten erschweren die Abbildung von Opportunitätskosten

Prämissen der Weiterentwicklung

- Weiterentwicklungen müssen aktuelles Niveau der Systemsicherheit gewährleisten
- Möglichst unverzerrte Abbildung der technologiespezifischen Opportunitätskosten
- Möglichst vollständige Arbitrage mit dem Day-Ahead Markt zulassen, um effizienten Dispatch zu ermöglichen

Vorschläge zur Weiterentwicklung

Zielmodell

- Kalendertägliche Ausschreibungen mit einstündigen Produkten für alle Reservequalitäten

Ggf. nötige Zwischenschritte

- Minutenreserve: mehrstündige Blockgebote zulassen
- Sekundärregelreserve: zentraler Sekundärhandel, mehrstündige Blockgebote, ggf. vierstündige Produkte
- Primärregelreserve: getrennte, weiterhin wöchentliche Ausschreibung positiver und negativer Reserve

- Auktionsverfahren: Umstellung auf ein Einheitspreisverfahren für die Minuten- und Sekundärregelreserve vor dem Hintergrund der Wettbewerbssituation prüfen
- Präqualifikationsbedingungen kompatibel mit den Produktdefinitionen gestalten

Eigene Darstellung

von Regelenergie notwendig machen. Auch bei einem aktiven Management der Fahrplanabweichungen durch die BKV kann es zu unvorhergesehenen Ereignissen und stochastischen, innerviertelstündlichen Schwankungen kommen, die durch Regelenergie ausgeglichen werden müssen.

Die ÜNB bilden für einen gegebenen Zeitraum eine Erwartung über den Bedarf an Regelreserve und beschaffen die entsprechende Leistung im Rahmen von wettbewerblichen Ausschreibung. Sie differenzieren dabei zwischen drei unterschiedlichen Reservequalitäten, die sich unter anderem in den Anforderungen an die Geschwindigkeit der Bereitstellung und an die Kommunikations- und Steuerungstechnik unterscheiden. Die Primärregelreserve (PRR) muss auf Anforderung innerhalb von 30 Sekunden vollständig verfügbar sein, die Sekundärregelreserve (SRR) innerhalb von fünf Minuten und die Minutenreserve (MR) innerhalb von 15 Minuten. Grundsätzlich können flexible Las-

ten für die Erbringung aller Reservearten geeignet sein. An den Ausschreibungen dürfen die Anbieter teilnehmen, die im Rahmen eines Präqualifikationsverfahrens nachgewiesen haben, dass sie die jeweils geforderte Qualität erbringen können.

Die Art und Weise der wettbewerblichen Beschaffung wird durch weitere regulatorisch festgelegte Rahmenbedingungen bestimmt. Dazu zählen neben den Zuschlags- und Vergütungsregeln die Häufigkeit und der Zeitpunkt der Auktionen, die Produktlaufzeit (Erbringungsdauer) und die Mindestgröße eines Gebots. Außerdem ist festgelegt, ob sich mehrere Anbieter in einem Pool zusammenschließen und ein gemeinsames Gebot abgeben dürfen. Dies ist insbesondere für flexible Verbraucher mit kleinerer Leistung relevant. Eine Änderung des Markt- und Produktdesigns für Regelreserve erfordert regulatorische Festlegungen und ggf. Anpassungen von Gesetzesgrundlagen und Verordnungen.

Übersicht der Regelreservequalitäten

Abbildung 15

Regelreservequalitäten

Primärregelreserve:

automatische vollständige
Aktivierung innerhalb
von 30 Sek

Sekundärregelreserve:

automatische Aktivierung durch
ÜNB; vollständige Erbringung
innerhalb von 5 Min

Minutenreserve:

automatisierter Abruf;
vollständige Erbringung
innerhalb von 15 Min

Eigene Darstellung

An den Regelreservemärkten bieten zurzeit vorrangig konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicher ihre Kapazitäten an, die ihre Erzeugung innerhalb kurzer Zeit anpassen können. In einem primär thermisch geprägten System sind diese Anbieter in ausreichendem Maße verfügbar und relativ kostengünstig. Das Markt- und Produktdesign wurde ursprünglich an den Anforderungen eines solchen steuerbaren und relativ gut vorhersagbaren Systems sowie an den technischen Eigenschaften dieser traditionellen Anbietergruppe ausgerichtet. Dadurch können jedoch Hemmnisse für die Marktteilnahme anderer möglicher Anbieter von Regelreserve sowie Wettbewerbsverzerrungen entstehen.

Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und dem steigenden Bedarf an Flexibilität wird es immer wichtiger, dass unter Beibehaltung des heutigen Systemsicherheitsniveaus auch auf dem Regelreservemarkt ein technologieoffener, diskriminierungsfreier Wettbewerb zwischen allen potenziellen Anbietern herrscht. Darüber hinaus wird es wichtiger, dass flexible Verbraucher und andere Marktteilnehmer ihre Opportunitätskosten im Markt abbilden können. Das

gilt insbesondere in Situationen mit einer hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien und niedriger Nachfrage einerseits, sowie in Situationen mit niedriger Einspeisung und hoher Nachfrage andererseits. Deshalb sollte die zeitliche Taktung von Regelreserve- und Spotmärkten besser synchronisiert werden, damit die Flexibilität dort eingesetzt wird, wo der Bedarf und ihr Nutzen am größten sind.

Das Regelreservemarktdesign wurde bereits in wichtigen Punkten weiterentwickelt. Die aktuellen Eckdaten der Auktionen und Produkte des Regelreservemarktes ergeben sich aus den Beschlüssen BK6-10-099, BK6-10-098 und BK6-10-097 der Bundesnetzagentur (BNetzA) aus dem Jahr 2011 und sind in Tabelle 1 dargestellt. Durch die Beschlüsse wurden unter anderem die Häufigkeit der Ausschreibung für SRR und PRR erhöht (zuvor monatlich), die Mindestangebotsgröße in allen Segmenten reduziert (zuvor 15 MW für MR, 10 MW für SRR und 5 MW für PR) und das *Pooling* fest etabliert. Durch die Möglichkeit zum *Pooling* wurde ein relevantes Hemmnis für flexible Lasten adressiert.

Ausschreibungen und Produktdefinitionen auf den Regelreservemärkten

Tabelle 1

	Häufigkeit der Ausschreibung	Produktlaufzeit	Mindestangebotsgröße	Pooling
MR	werttäglich	4 Stunden	5 MW	ja
SRR	wöchentlich	HT (Mo-Fr: 8-20 Uhr), NT (Mo-Fr: 20-8 Uhr; Sa-So, Feiertage: 0-24 Uhr)	5 MW	ja
PRR	wöchentlich	1 Woche	5 MW	ja

Eigene Darstellung

Mit der Einführung der Direktvermarktung im EEG 2012 wurde die rechtliche Grundlage für die Teilnahme Erneuerbarer Energien am Regelreservemarkt geschaffen. Auch für Erneuerbare Energien gilt, dass sie die Präqualifikationsbedingungen erfüllen müssen, um Gebote abgeben zu dürfen. Zurzeit bieten insbesondere Biomasseanlagen negative Regelleistung an.

3.4.1 Wie wirkt das Hemmnis?

Es gibt viele Technologien, die zusätzlich zu konventionellen Kraftwerken als Anbieter von Regelreserve in Frage kommen. Hierzu zählen neben flexiblen Lasten auch Erneuerbare Energien und Pools kleiner Erzeugungsanlagen. Gerade für kleine Anbieter erschwert das derzeitige Regelreservemarktdesign jedoch die Teilnahme unnötig. Dadurch wird über den erschwerten Zugang für flexible Verbraucher der Anbieterkreis künstlich eingeschränkt, die Kosten der Bereitstellung von Regelreserve fallen ineffizient hoch aus.

Das gilt insbesondere in Situationen, in denen die Erzeugung Erneuerbarer Energien hoch und die Nachfrage gering ist und konventionelle Anbieter trotz sehr geringer oder sogar negativer Preise weiter erzeugen, um im Falle eines Abrufs Regelleistung liefern zu können. In diesen Situationen entstehen für konventionelle Anbieter am Strommarkt zusätzliche Opportunitätskosten, die von den Anbietern in ihren Geboten am Regelreservemarkt einkalkuliert werden. Die Kosten des Systems steigen zusätzlich, wenn aufgrund einer ineffizient hohen Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke erneuerbarer Strom abgeregelt werden muss. Werden in diesen Situationen flexible Lasten zur Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt, können konventionelle Kraftwerke ihre Erzeugung stärker reduzieren, die Integration der Erneuerbaren Energien wird erleichtert.

→ Produktlaufzeiten

Grundsätzlich gilt für alle Anbieter von Regelreserve, dass lange Produktlaufzeiten die Opportunitätskosten der Bereitstellung steigern. Da die Anbieter durch die Bereitstellung von Regelleistung in ihrem Einsatz und ihrer Vermarktung eingeschränkt sind, können sie weniger gut auf Preisänderungen am Spotmarkt reagieren. Die damit verbundenen

Opportunitätskosten sind umso größer, je länger die Produktlaufzeit ist. Somit werden die Arbitragemöglichkeiten zwischen Spot- und Regelreservemarkt eingeschränkt, was zu höheren Kosten und verzerrten Preissignalen führt. Verzerrte Preissignale führen wiederum zu ineffizienten Anreizen für die Flexibilisierung des Strommarktes.

Für flexible Lasten und andere Anbieter mit kleinen Portfolios können lange Produktlaufzeiten ein Hemmnis darstellen. Für diese Anbieter entstehen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken höhere Zusatzkosten, wenn sie ihre Leistung über mehrere Stunden auf einem konstanten Niveau bereitstellen beziehungsweise abrufen. Die zusätzlichen Kosten entstehen insbesondere dadurch, dass sie sich gegen ungeplante Nichtverfügbarkeit absichern, um ihren Verpflichtungen jederzeit nachkommen zu können. Über kürzere Zeiträume wären die Anbieter jedoch durchaus in der Lage, Leistung sicher bereitzustellen. Die Produktlaufzeiten verzerren deshalb den Wettbewerb unnötig und bilden eine implizite Markteintrittsbarriere für flexible Verbraucher.

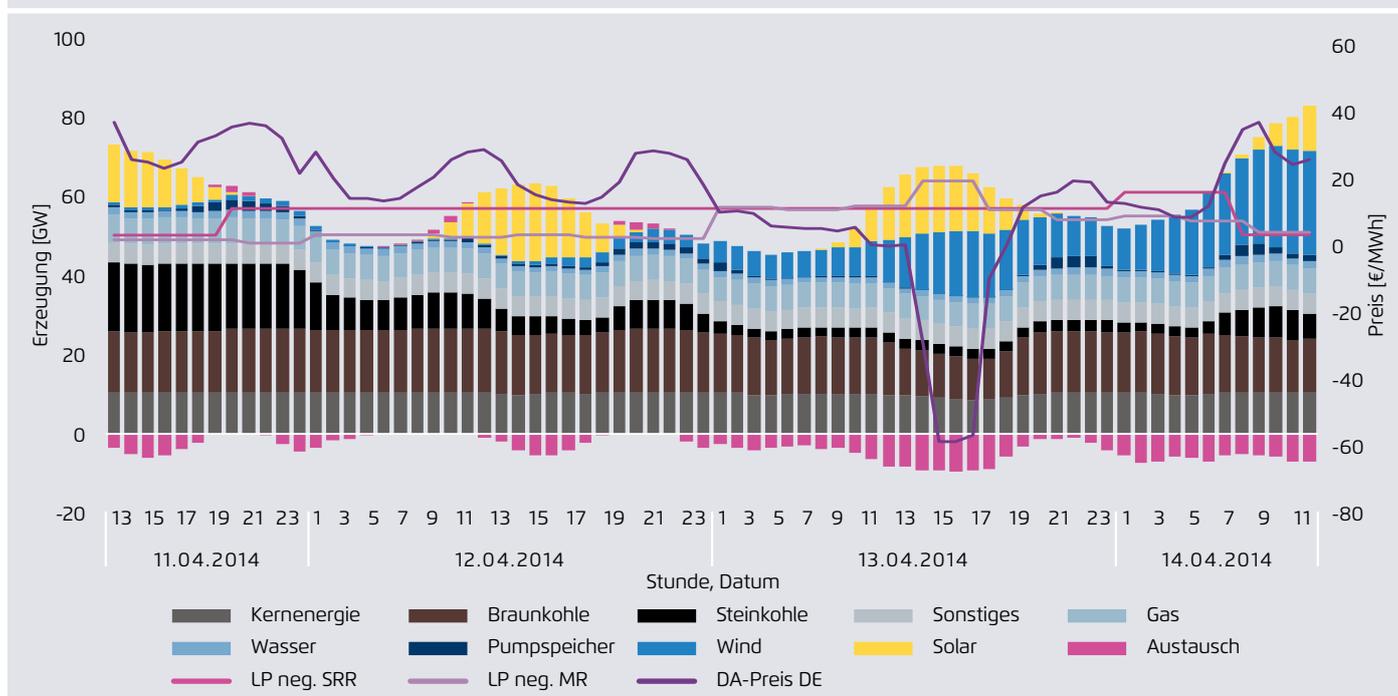
→ Ausschreibungszeiträume

Lange Ausschreibungszeiträume haben eine ähnliche Wirkung wie lange Produktlaufzeiten und erschweren ebenfalls die Synchronisation des Regelreservemarktes mit dem Spotmarkt. Je größer die Unsicherheit über den Spotmarktpreis bei der Abgabe des Gebots am Regelreservemarkt ist, desto wahrscheinlicher wird es, dass die Allokation von Flexibilität zwischen den Märkten zum Zeitpunkt der Erfüllung suboptimal ist.

Die Effekte von langen Ausschreibungszeiträumen und langen Produktlaufzeiten sind in Abbildung 16 dargestellt. So steigt in den Abendstunden des 11. April der SRR-Leistungspreis mit dem Übergang zum Nebenzeit-Produkt, während zum gleichen Zeitpunkt der MR-Leistungspreis sinkt. Diese entgegengesetzte Preisentwicklung ist ein Hinweis auf die zu wenig differenzierte Abbildung von Opportunitätskosten bei langen Produktlaufzeiten. Ein weiterer Effekt ist am 13. April erkennbar: Während der Leistungspreis des vierstündigen MR-Produktes auf die

Erzeugungsmix und Verlauf von Day-Ahead-Preisen und Leistungspreisen am Regelreservemarkt

Abbildung 16



Eigene Darstellung

negative Preisspitze im Spotmarkt mit einem Anstieg reagiert, bleibt der SRR-Leistungspreis aufgrund der längeren Produktlaufzeit konstant. Durch den kürzeren Ausschreibungszeitraum der MR kann die Änderung der Opportunitätskosten am Spotmarkt in den Geboten berücksichtigt werden. Dagegen ist es unwahrscheinlich, dass die negative Preisspitze bereits bei der Abgabe der SRR-Gebote berücksichtigt wurde.

Ebenso wie lange Produktlaufzeiten erhöhen auch lange Ausschreibungszeiträume die Opportunitätskosten der Bereitstellung für alle Marktteilnehmer. Daraus können sich wiederum implizite Markteintrittsbarrieren und Wettbewerbsverzerrungen ergeben. Je länger im Voraus die Beschaffung stattfindet, desto schwerer ist die Marktteilnahme für Anbieter, die zum Zeitpunkt der Ausschreibung noch Unsicherheit über ihre tatsächlich verfügbare Leistung haben. Das kann sowohl auf flexible Verbraucher als auch auf dargebotsabhängige Erzeuger zutreffen. Für sie entstehen wiederum höhere Kosten, wenn sie ihre Verfügbarkeit mit langen Vorlaufzeiten zusichern müssen. Je näher die Be-

schaffung der Regelreserve am Zeitpunkt der Erfüllung liegt, desto geringer sind dagegen die Risiken und die entsprechenden Kosten.

→ Präqualifikationsbedingungen

Zusätzlich zu den bisher genannten impliziten Hemmnissen können Präqualifikationsbedingungen explizite Markteintrittsbarrieren darstellen. Die Präqualifikation soll sicherstellen, dass die zum Markt zugelassenen Anbieter technisch in der Lage sind, die hohen Qualitätsanforderungen der Reserve zu erfüllen. Dabei geht es unter anderem um die Reaktionsgeschwindigkeit der Anbieter und um ihre technische Zuverlässigkeit. Dementsprechend sollten die Präqualifikationsbedingungen zu den jeweiligen Produktdefinitionen passen. Grundsätzlich gilt, dass unnötige Barrieren für flexible Lasten und andere alternative Anbieter beseitigt werden sollten, und dass die Anforderungen transparent und die Dauer der Verfahren nicht unnötig lang sein sollten.

3.4.2 Prämissen der Hemmnisbeseitigung

Durch eine Weiterentwicklung der Regelreservemärkte können bestehende Hemmnisse für flexible Lasten abgebaut und die Kosten der Bereitstellung gesenkt werden. Grundsätzlich gilt jedoch, dass das Regelreservemarktdesign und die Präqualifikationsbedingungen nur geändert werden sollten, wenn die Systemsicherheit auf heutigem Niveau gewährleistet bleibt.

Unter dieser Voraussetzung sollten die Anpassungen darauf abzielen, dass flexible Lasten an einem technologieoffenen, diskriminierungsfreien Wettbewerb zwischen allen potenziellen Anbietern von Regelreserve teilnehmen können. Dies ist Voraussetzung dafür, dass die Bereitstellung gleichzeitig sicher und kostengünstig erfolgen kann. Gerade da sich im Zuge der Energiewende der Technologie- und Erzeugungsmix am Strommarkt ändert, sollten künstliche Marktbarrieren und Wettbewerbsverzerrungen vermieden werden, damit sich die Anbieter mit den jeweils geringsten (Opportunitäts-)Kosten am Markt durchsetzen.

Eine größere Anbieterzahl und -vielfalt kann auch die Wettbewerbsintensität erhöhen. Das Markt- und Produktdesign sollte folglich nicht die Teilnahme potenzieller neuer Anbieter wie flexibler Verbraucher hemmen. Ebenfalls mit Blick auf die Wettbewerbssituation sollten die Auktionen zeitlich so gelegt werden, dass die Regelreservemärkte eine möglichst hohe Liquidität haben.

Gleichzeitig sollten die Maßnahmen so gestaltet werden, dass die Regelreservemärkte und die Spotmärkte besser aufeinander abgestimmt sind. Gerade für flexible Lasten haben Opportunitätskosten eine große Bedeutung. Die Ausnutzung von Arbitragemöglichkeiten zwischen den Märkten sollte erleichtert werden, damit sich die Opportunitätskosten der Verbraucher in konsistente Preissignale übersetzen. Auf diese Weise kann erreicht werden, dass flexible Lasten dort zum Einsatz kommen, wo Bedarf und Nutzen am höchsten sind.

3.4.3 Vorschlag zur Hemmnisbeseitigung und relevante Abwägungen

Bei der Diskussion von Vorschlägen zur Weiterentwicklung des Regelreservemarktes betrachten wir zunächst einen angestrebten Idealzustand und zeigen dann mögliche Zwischenschritte auf, die gegebenenfalls nötig sind, um die Anpassungsprozesse für die Marktteilnehmer und die ÜNB zu erleichtern.

Die oben genannten Prämissen könnten idealtypisch umgesetzt werden, indem die Produktlaufzeiten an den Regelreservemärkten auf eine Stunde verkürzt und die Ausschreibungen kalendertäglich stattfinden. So liessen sich Unsicherheiten über die Marktsituation und die Verfügbarkeit der Leistung zum Zeitpunkt der Angebotsabgabe deutlich reduzieren, was auch flexiblen Verbrauchern zugute käme. Zudem würde das Angebot von solchen flexiblen Verbrauchern, die ihre Leistung nur über einen kürzeren Zeitraum abrufen können, erleichtert. Diese Anpassungen würden folglich relevante Hemmnisse für Lastflexibilität abbauen. Gleichzeitig würde eine vollständige Übereinstimmung der Produkte und Zeiträume der Regelreservemärkte mit denen des Day-Ahead-Marktes erreicht. Auf diese Weise könnten Arbitragemöglichkeiten leichter genutzt werden, die Effizienz der Gebote an den Regelreservemärkten würde steigen. Flexible Verbraucher könnten so ihre Opportunitätskosten besser berücksichtigen und ihre Einsatzentscheidung an den Märkten optimieren.

→ Anpassungen im Minutenreservemarkt

Die Entwicklung des Minutenreservemarktes ist bereits sehr weit in diese Richtung fortgeschritten. Mit weiteren Änderungen lässt sich das Design optimieren, um die effiziente Allokation flexibler Ressourcen zusätzlich zu unterstützen. Die Frequenz der aktuell arbeitstäglichen Ausschreibungen sollte auf eine kalendertägliche Taktung erhöht und die Produktlaufzeit von vier auf eine Stunde verkürzt werden. Wie zurzeit auch, sollte die Beschaffung der MR vor der Day-Ahead-Auktion abgeschlossen sein, damit die Marktteilnehmer ihre Einsatzentscheidung beziehungsweise ihre Gebote entsprechend anpassen können.

Dabei ist es denkbar, den Marktteilnehmern die Abgabe von Blockgeboten zu ermöglichen. Durch diese Blockgebote können die technischen Möglichkeiten einiger Anbieter unter anderem in Bezug auf Anfahrvorgänge besser abgebildet werden. Da die Berücksichtigung von Blockgeboten die Komplexität der Algorithmen erhöht, die zur Berechnung des Marktergebnisses eingesetzt werden, sollten die Blockgebote auf ein sinnvolles Ausmaß begrenzt werden. Sie sollten zudem nicht mehr als vier Stunden umfassen, um nicht hinter das aktuelle Design zurückzufallen.

Eine Verbesserung des aktuellen MR-Marktdesigns ließe sich auch durch einen Wechsel des Preissystems erzielen. Das bereits in Abschnitt 3.3.3 für den MR-Abruf diskutierte Einheitspreissystem könnte auch auf die Vergütung der Leistung angewendet werden. Wieder gilt, dass einfachere Gebotsstrategien in komplexen Märkten tendenziell zu effizienteren Ergebnissen führen. Wird die Angebotserstellung vereinfacht, verringern sich die Hürden für kleine Anbieter.

→ Anpassungen im Sekundärregelreservemarkt

Der Sekundärregelreservemarkt ist derzeit in seiner Ausgestaltung noch weiter von dem oben skizzierten Ideal entfernt als der Minutenreservemarkt. Dementsprechend sind die Hürden für die Teilnahme flexibler Lasten und anderer potenzieller Anbieter relativ groß. Die relevantesten Hemmnisse sind die zurzeit wöchentliche Ausschreibung und die langen Produktlaufzeiten von zwölf Stunden (Haupttarif) beziehungsweise mehreren Tagen (Nebentarif). Eine Auswirkung dieser impliziten Markteintrittsbarrieren ist auch die weiterhin relativ geringe Zahl zugelassener Anbieter.

Deshalb sollte auch bei der SRR ein Umstieg auf kalendertägliche Ausschreibungen mit stündlichen Produkten erfolgen. Da für den SRR-relevanten Kreis konventioneller Anbieter gilt, dass die Bereitstellung von Reserve mit längeren beziehungsweise kostenintensiveren Anfahrprozessen verbunden sein kann, ist die gleichzeitige Einführung von mehrstündigen Blockgeboten zu empfehlen. Diese Anforderung ist bei der SRR wichtiger als bei der MR, da bei der SRR ein Zuschlag für wenige, gegebenenfalls nicht zusammenhängende Stunden mit hohen Zusatzkosten für die Anbie-

ter einhergehen kann. Aufgrund der bereits thematisierten Komplexität der Markträumungsalgorithmen sollten die Blockgebote wie bei der MR sinnvoll begrenzt werden.

Ein direkter Wechsel von dem heutigen HT-/NT-Modell auf Stundenprodukte stellt einen relativ großen Umbruch dar. Um den Marktteilnehmern und den ÜNB mehr Zeit für die notwendigen Anpassungsprozesse einzuräumen, könnte eine sukzessive Verkürzung der Produktlaufzeiten vorgenommen werden. Denkbar ist beispielsweise, zunächst auf Produkte mit einer Laufzeit von vier Stunden umzusteigen und in einem späteren Schritt auf Stundenprodukte überzugehen.

Die kalendertägliche Beschaffung der SRR sollte sowohl vor der MR-Auktion als auch vor dem Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes stattfinden. Diese zeitliche Taktung ist aus zwei Gründen wichtig. Zum einen sollte die qualitativ höherwertige SRR vor der MR beschafft werden, um eine möglichst hohe Liquidität in der Auktion zu erreichen. Zum anderen sollten die Ergebnisse der Auktion bei der Einsatzplanung für den Spotmarkt berücksichtigt werden. Unter diesen Bedingungen ist es jedoch herausfordernd, wie heute die Option einer zweiten Auktionsrunde zu bewahren. In dieser zweiten Runde können die ÜNB in dem unwahrscheinlichen Fall, dass der Bedarf in der ersten Auktion nicht vollständig gedeckt worden ist, zusätzliche Kapazität beschaffen. Bei einer kalendertäglichen Ausschreibung müssten die Handelsabläufe jedoch deutlich gestrafft werden, um eine sinnvoll getaktete zweite SRR-Auktion abzuhalten. Alternativ könnte die ausgeschriebene Menge der MR kurzfristig erhöht werden. Obwohl nicht davon auszugehen ist, dass der Reservebedarf in einem eingeschwungenen Markt ungedeckt bleibt, könnte in der Übergangsphase eine zusätzliche Absicherung sinnvoll sein. Das gilt insbesondere aufgrund der zurzeit noch begrenzten Anbieterzahl. In Abschnitt 3.4.4 diskutieren wir denkbare Optionen.

Eine Weiterentwicklung des SRR-Marktes ist auch im Bereich der Vergütung denkbar. Wie bereits in Abschnitt 3.3.3 dargelegt, sprechen einige Argumente gegen einen Wechsel zur Einheitspreisvergütung für den Abruf von SRR. Für die Vorhaltung von SRR-Leistung könnte dagegen ein Ein-

heitspreissystem perspektivisch sinnvoll sein. Aufgrund der komplexen Gebotsstrategien im aktuellen Gebotspreisverfahren sollte das Einheitspreisverfahren zu effizienteren Ergebnissen führen. Da strategisches Verhalten in einem Einheitspreisverfahren zu einem starken Anstieg der Kosten führen kann, sollte vor einem Wechsel geprüft werden, ob der Wettbewerb für diesen Schritt bereits ausreichend ist.

→ Anpassungen im Primärregelreservemarkt

Die Primärregelreserve stellt die höchsten Qualitätsanforderungen an die Anbieter. Sie setzt eine sehr schnelle Reaktionsgeschwindigkeit sowie eine sehr hohe Verfügbarkeit voraus. Deshalb wird die PRR derzeit vorrangig von Grundlastkraftwerken erbracht. Bei der PRR besteht wie in den anderen Teilmärkten Optimierungspotenzial im Markt- und Produktdesign. Nach einer erfolgreichen Umsetzung der täglichen SRR-Ausschreibung sollten deshalb die Erfahrungen auf die PRR übertragen werden. Soweit technisch möglich, sollte die PRR-Beschaffung wie bei den anderen Produkten getrennt nach positiver und negativer Reserve erfolgen. Da die PRR in Kooperation mit niederländischen, schweizerischen und österreichischen ÜNB ausgeschrieben wird, sollten Änderungen mit den Nachbarmärkten koordiniert werden.

3.4.4 Alternativvorschläge

Grundsätzlich sollten die Regelreservemärkte entsprechend der im vorhergehenden Abschnitt dargestellten Schritte weiterentwickelt werden. Besteht zusätzlicher Bedarf zur Absicherung des Übergangs, können weitere Maßnahmen geprüft werden. In diesem Sinne wäre insbesondere für die SRR ein Sekundärhandel denkbar.

Der Sekundärhandel erlaubt es, die Beschaffung von Leistung in ausreichendem Umfang sicherzustellen. Dazu wird eine erste Auktion abgehalten, die beispielsweise wie heute eine Woche vor Lieferung stattfindet. Durch die längere Vorlaufzeit der Auktion bleibt für den unwahrscheinlichen Fall, dass der Bedarf in der ersten Auktionsrunde nicht gedeckt wird, ausreichend Zeit für eine weitere Auktionsrunde. In der Auktion können entweder direkt Vorhal-

tungsmengen versteigert werden, oder es werden lediglich sogenannte *Market Maker* bestimmt, die sich gegen eine Prämie zur Abgabe eines Gebotes in einer späteren zweiten Auktion verpflichten. Beide Ansätze sind in ihrer Wirkung ähnlich. Wir konzentrieren uns im Folgenden auf die erste Variante, die den Anforderungen des aktuellen Entwurfs des Network Code Balancing (ENTSO-E, 2014) näher kommt.

Das Modell eines Sekundärhandels bietet auch die Möglichkeit, die in der ersten Auktion eingegangenen Verpflichtungen an andere Marktteilnehmer weiterzugeben. So können später bekanntwerdende Informationen wie die Verfügbarkeit von Leistung oder die erwartete Situation am Spotmarkt durch eine Reallokation der SRR berücksichtigt werden. Dadurch können beispielsweise flexible Verbraucher, die eine Woche vor Lieferung noch größere Unsicherheiten über ihre Verfügbarkeit haben, zu einem späteren Zeitpunkt in den Handel einsteigen. Um tatsächlich sicherzustellen, dass im Sekundärhandel Anbieter zum Zuge kommen, die nicht an der ersten Auktion teilgenommen haben, ist entweder eine Wiederverkaufspflicht oder eine Begrenzung der Beschaffung in der ersten Auktion auf einen Teil der insgesamt nachgefragten Reservemenge denkbar.

Der Sekundärhandel kann also dazu führen, dass Opportunitätskosten besser berücksichtigt und flexible Ressourcen effizienter auf den Regelreserve und den Spotmarkt verteilt werden. Im Ergebnis sinkt zwar nicht das Volumen der Vorhaltungskosten gegenüber der ersten Auktion, jedoch sollten durch den optimierten Einsatz am Spotmarkt die Gesamtkosten gegenüber einem System mit einer wöchentlichen Auktion ohne Sekundärhandel sinken.

Der Sekundärhandel kann zentral oder dezentral ausgestaltet werden. In der zentralen Variante organisieren die ÜNB den Wiederverkauf in einer anonymen Day-Ahead-Auktion. Gegenüber einem bilateralen, dezentralen Handel lässt sich so die Liquidität steigern und die Gefahr von Preisabsprachen verringern. Außerdem wäre eine zentrale Auktion leichter in die im oben diskutierten Zielmodell angestrebte kalendertägliche Ausschreibung ohne Sekundärmarkt überführbar. Insbesondere aus diesem Grund ist sie der dezentralen Variante vorzuziehen. Die genaue Ausgestaltung

des Sekundärhandels sollte in weiteren Analysen untersucht werden. Die Vorteile einer kürzeren Produktlaufzeit sollten allerdings bereits in der ersten Auktion und in der Sekundärauktion genutzt werden.

Die Weiterentwicklung der Ausschreibungen und Produkte des Regelreservemarktes kommt unmittelbar flexiblen Verbrauchern sowie dem Stromsystem insgesamt zugute. Durch den Abbau von impliziten Markteintrittsbarrieren und Wettbewerbsverzerrungen wird die Nutzung des nachfrageseitigen Flexibilitätspotenzials erleichtert. Auf diese Weise können die Regelreserveprodukte kostengünstiger beschafft und der konventionelle *Must-Run*-Sockel redu-

ziert werden, ohne das heutige hohe Niveau der Systemsicherheit zu beeinträchtigen.

3.5 Netznutzungsentgelte

Die Systematik der Netznutzungsentgelte beeinflusst direkt die Anreize flexibler Verbraucher. Sie bildet einen wichtigen Ansatzpunkt für die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen.

Die Struktur und die Höhe der Strombezugskosten bestimmen, wie Verbraucher ihren Stromkonsum gestalten und ihre Flexibilität einsetzen. Die Stromkosten setzen sich da-

Hemmnisse und Weiterentwicklungsmöglichkeiten bei Netznutzungsentgelten

Abbildung 17

Netznutzungsentgelte

Die Netznutzungsentgelte beeinflussen unmittelbar die Strombezugskosten der Verbraucher.

Ursprung des Hemmnisses

- Die Netzentgeltsystematik verzerrt das Preissignal des Marktes und damit die Anreize
- Besonders relevant sind die Ausnahmeregelungen nach § 19 (2) Satz 1 ff. StromNEV

Wirkung des Hemmnisses

- Flexible Verbraucher passen ihre Last nicht ausreichend an die Marktsituation an
- Entgeltsystematik kann Verbraucher, die an Regelreservemärkten teilnehmen, benachteiligen
- Flexibilitätspotenziale werden nicht optimal genutzt

Prämissen der Weiterentwicklung

- Weiterentwicklungen Regelungen dürfen das Netz nicht vor neue Herausforderungen stellen (z.B. ineffizient hoher Netzausbau)
- Im Rahmen der bestehenden Netzinfrastruktur marktdienlich flexibles Verhalten anreizen
- Teilnahme flexibler Lasten an den Regelreservemärkten sollte nicht gehemmt werden

Vorschläge zur Weiterentwicklung

- Bei der Bemessung der Benutzungsstunden und der Bezugsspitze wird Lastmanagement ab festzulegenden Preisgrenzen nicht berücksichtigt
- Hohe Strompreise: Lastreduktion wird nicht berücksichtigt

Wirkung auf den Markt

Bei niedriger EE-Einspeisung und hoher Nachfrage wird der Bedarf an konventioneller Erzeugung gesenkt

- Niedrige Strompreise: Lasterhöhung wird nicht berücksichtigt

Wirkung auf den Markt

Bei hoher EE-Einspeisung und niedriger Nachfrage wird mehr erneuerbarer Strom integriert und sein Marktwert stabilisiert

- Regelernergieabruf sollten nicht zur einer Erhöhung der Netzentgelte führen
- Dynamischere Methoden zur Bestimmung von Hochlastzeitfenstern entwickeln

Wirkung auf das Netz

Tendenziell entlastende Wirkung der Lastreduktion, kein Konflikt

Wirkung auf das Netz

Lasterhöhung kann die Netzbelastung verstärken, netzseitiger Indikator kann unerwünschte Rückwirkung vermeiden

Eigene Darstellung

bei neben den Kosten der Stromerzeugung und des -vertriebs auch aus administrativen Preisbestandteilen zusammen. Zu letzteren zählen die Netznutzungsentgelte (NNE) sowie Abgaben, Steuern und Umlagen. Der Preis des Stromgroßhandels ist also nur eine von mehreren Komponenten, die das Verbrauchs- und Flexibilitätsverhalten beeinflussen. Wie stark der Einfluss des Strompreises ist, beziehungsweise wie marktdienlich flexibel sich ein Verbraucher verhält, ist auch von den Effekten der administrativen Komponenten abhängig. Die NNE spielen dabei aufgrund ihrer Höhe und ihrer Systematik eine große Rolle.

NNE verteilen die Kosten des Netzbetriebs, des Netzan schlusses und des Netzausbaus sowie Teile der Kosten der Systemdienstleistungen auf die Stromverbraucher. Die Struktur der NNE zielt grundsätzlich darauf ab, ein Verbrauchsverhalten anzureizen, das die Bewirtschaftung des Netzes unterstützen soll. Gleichzeitig setzen die NNE in einigen Situationen Anreize, die den Bedürfnissen des Marktes unnötigerweise entgegenstehen. Sie können deshalb die Flexibilisierung und insbesondere die Erschließung flexibler Verbraucher behindern.

Besonders relevant für die Flexibilisierung des Strommarktes ist die Erschließung leistungsgemessener Verbraucher.

Zum einen handelt es sich in der Regel um Großverbraucher mit signifikanten Verbrauchsvolumina und demnach mit großer Bedeutung für die Flexibilisierung der Nachfrage. Zum anderen verfügen sie bereits über die Technik zur Lastgangmessung, die eine wesentliche Voraussetzung für Lastmanagement ist. Die NNE leistungsgemessener Verbraucher setzen sich aus einer Arbeitspreiskomponente und einer Leistungspreiskomponente zusammen (§17 StromNEV). Erstere ist abhängig von der Gesamtmenge des verbrauchten Stroms, letztere richtet sich nach dem individuellen maximalen Strombezug im Laufe eines Jahres.

Zusätzlich bestehen auf Grundlage des §19 (2) StromNEV Ausnahmeregelungen zur Höhe der NNE für leistungsgemessene Verbraucher. §19 (2) Satz 1 StromNEV zur sogenannten atypischen Netznutzung legt fest, dass Verteilnetzbetreiber einem Verbraucher ein reduziertes Entgelt anbieten müssen, wenn die individuelle Höchstlast des Verbrauchers zeitlich nicht in einem Hochlastzeitfenster liegt. Die Hochlastzeitfenster beschreiben Situationen mit hohen Gesamtentnahmen aus dem Netz und werden jeweils ein Jahr im Voraus festgelegt. Zudem werden Lastspitzen, die nicht mit einem Hochlastzeitfenster zusammenfallen, von der Bestimmung der Leistungspreiskomponente ausgenommen.

Relevante Bestandteile der Netzentgeltsystematik

Abbildung 18

Netznutzungsentgelte: Relevante Regelungen

Leistungspreiskomponente: § 17 StromNEV

- Netzentgelte leistungsgemessener Verbraucher bestehen aus
 - einer Arbeitspreiskomponente abhängig von der Gesamtmenge des verbrauchten Stroms
 - einer Leistungspreiskomponente abhängig vom individuellen maximalen Strombezug (der Bezugsspitze) im Laufe eines Jahres

Atypische Netznutzung: § 19 (2) Satz 1 StromNEV

- Netzbetreiber müssen Verbrauchern ein reduziertes Entgelt anbieten, wenn deren individuelle Bezugsspitze zeitlich nicht in einem Hochlastzeitfenster liegt
- Bezugsspitzen außerhalb von Hochlastzeitfenstern werden von der Bestimmung der Leistungspreiskomponente ausgenommen

Stromintensive Verbraucher: § 19 (2) Satz 2ff. StromNEV

- Stromintensive Verbraucher haben Anspruch auf ein reduziertes Netzentgelt, sobald sie mindestens 7.000 Benutzungsstunden in Höhe ihrer Bezugsspitze und einen Stromverbrauch über 10 GWh pro Jahr aufweisen

Eigene Darstellung

Die Sätze 2 ff. aus §19 (2) StromNEV richten sich an stromintensive Verbraucher. Sie haben Anspruch auf ein reduziertes Netzentgelt, sobald sie mindestens 7.000 Benutzungsstunden in Höhe ihrer Maximallast und einen Stromverbrauch über 10 GWh pro Jahr aufweisen. Mit einer weiteren Steigerung der Benutzungsstundenzahl steigt die maximal mögliche Reduktion stufenweise. Die tatsächliche Höhe der Reduktion ist auch von der sogenannten physikalischen Komponente abhängig, die den Beitrag des Verbrauchers zur Netzentlastung abbilden soll. Die physikalische Komponente entspricht den Kosten der Nutzung einer fiktiven Leitung zwischen dem Netzanschlusspunkt des Verbrauchers und einer geeigneten Erzeugungsanlage (BNetzA, 2013).

Die Netzentgeltstruktur für Verbraucher mit atypischer Netznutzung setzt Anreize, die hohe gleichzeitige Belastungsspitzen vermeiden und den Netzausbaubedarf nicht unnötig erhöhen sollen. Die Leistungspreiskomponente und die Regelungen für stromintensive Verbraucher sollen zusätzlich eine gleichmäßige Auslastung des Netzanschlusses fördern, damit die Netzinfrastruktur nicht unnötig groß dimensioniert werden muss. Aus Sicht des Netzes wirken diese Anreize in der Tendenz kostensenkend. Im Ergebnis werden die Stromkosten der Verbraucher allerdings stärker von dem Preissignal des Marktes entkoppelt. Das kann dazu führen, dass Netz und Markt unterschiedliche Signale an den Verbraucher senden. In Situationen mit niedrigen Strompreisen erhöht der Verbraucher dann seine Last unter Umständen nicht oder er senkt sie nicht bei hohen Strompreisen. Auf diese Weise wird die vorhandene Flexibilität nicht optimal genutzt.

Sowohl auf der Seite des Marktes als auch auf der Seite des Netzes sind die Anreize fundamental begründet. Marktdienliches Verhalten flexibler Verbraucher sollte nicht dazu führen, dass eine ineffizient hohe Netzbelastung entsteht. Die Koordination dieser Anreize ist jedoch gerade an der Schnittstelle des regulierten Netzbereichs und des wettbewerblich organisierten Strommarktes komplex. Unnötige Hemmnisse für die Erschließung flexibler Lasten können dann entstehen, wenn auch in einer für das Netz unkritischen Situation ein marktdienliches Verhalten der Verbrau-

cher verhindert wird. Vor diesem Hintergrund ergeben sich durch die Leistungspreiskomponente der NNE und die Ausnahmeregelungen des §19 (2) StromNEV relevante Hemmnisse für die Lastflexibilität.

3.5.1 Wie wirkt das Hemmnis?

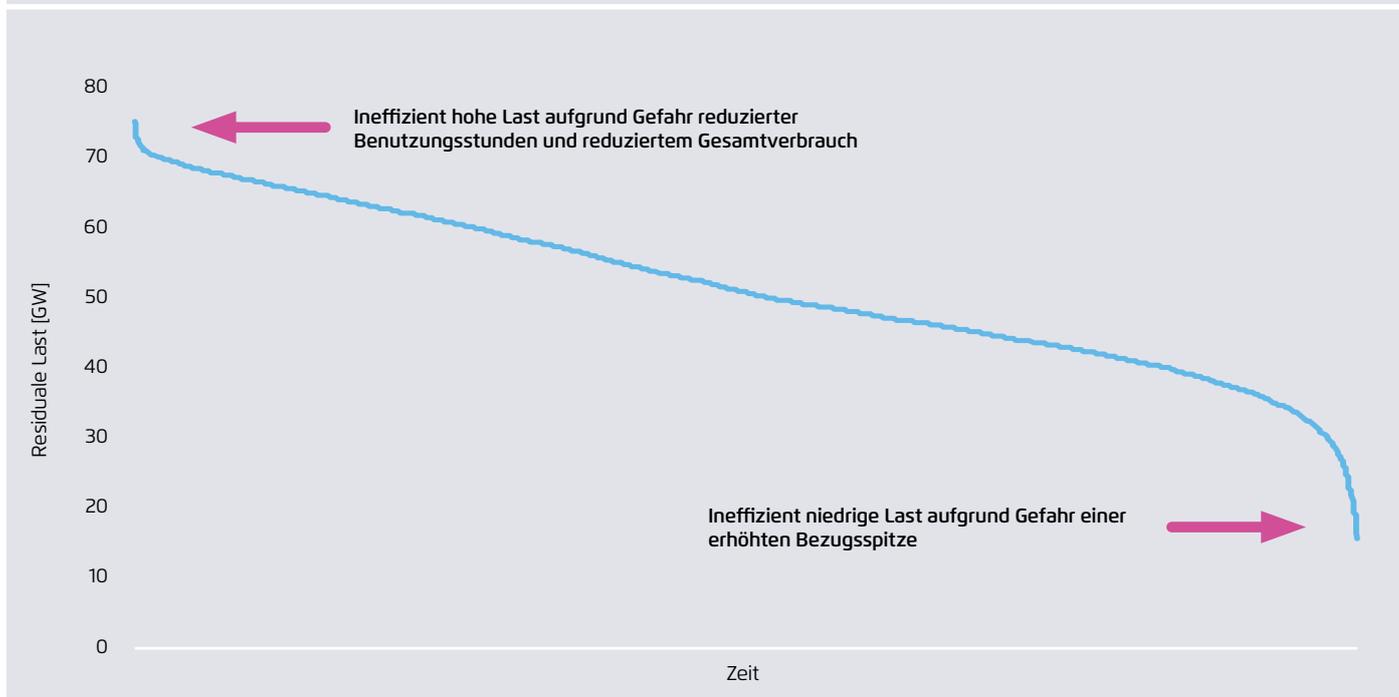
Die Regelungen aus §17 StromNEV (Leistungspreiskomponente) setzen wie bereits beschrieben Anreize für ein gleichmäßiges Verbrauchsverhalten. Verbraucher können ihre NNE reduzieren, wenn sie Bezugsspitzen vermeiden, die eine deutliche Abweichung gegenüber ihrer durchschnittlichen Stromabnahme darstellen. Diese Anreize können dazu führen, dass flexible Verbraucher ihre Last auch dann nicht erhöhen, wenn der Strompreis besonders niedrig ist. Mit alleinigem Blick auf den Strompreis könnten die Verbraucher zwar Kosten sparen, wenn sie ihren Konsum von Hoch- in Niedrigpreisstunden verlagerten. Wenn diese Einsparung aber durch eine Steigerung des Leistungspreises überkompensiert würde, verzichten die Verbraucher auf eine Anpassung ihres Konsums.

Gerade in Situationen mit einer hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien und einer niedrigen Nachfrage wäre eine Ausweitung des Verbrauchs nicht nur aus Sicht des Marktes wünschenswert, sondern würde potenziell auch das Netz entlasten. Darüber hinaus kann die Leistungspreiskomponente unerwünschte Rückwirkungen auf Verbraucher haben, die negative Regelreserve bereitstellen. Wenn ein Verbraucher im Falle eines Abrufs seine Last erhöht, kann daraus eine Erhöhung seiner Bezugsspitze und damit seiner NNE folgen. Im Gegensatz zur AbLaV besteht keine Regelung, die die Teilnahme der Verbraucher am Regelreservemarkt gesondert berücksichtigt. Der Verbraucher wird folglich die zusätzlichen Einnahmen aus der Bereitstellung von Regelreserve gegen die etwaigen Zusatzkosten abwägen. Die derzeitige Netzentgeltssystematik kann sich also auch negativ auf das Angebot und die Kosten von Systemdienstleistungen auswirken.

Die Ausnahmeregelung für Verbraucher mit atypischer Netznutzung (§19 (2) Satz 1 StromNEV) kann ebenfalls dazu beitragen, dass ihre Konsumententscheidung verzerrt wird. Problematisch ist in diesem Zusammenhang die statische

Illustrative Darstellung der Wirkung der Netzentgeltsystematik auf die residuale Lastdauerlinie

Abbildung 19



Eigene Darstellung

Festlegung der Hochlastzeitfenster auf Basis der viertelstündlichen Netzlast des Vorjahres. Beispielsweise waren in der Vergangenheit hohe gleichzeitige Entnahmen aus dem Netz zur Mittagszeit ein Treiber für den Verteilnetzausbau. Dementsprechend konnte ein über die Mittagszeit definiertes Hochlastzeitfenster netzdienliche Anreize zu einer Verringerung der Last setzen. Mit einer zunehmenden PV-Einspeisung zur Mittagszeit kann sich die Situation jedoch wandeln, sodass durch die künstlich angereizte Lastreduktion sogar der Bedarf für den Netzausbau ansteigen kann. Hinzu kommt, dass in diesen Situationen üblicherweise auch der Markt von einer Erhöhung der Last profitieren würde.

Neben den bisher genannten Hemmnissen bestehen durch die Ausnahmen für stromintensive Verbraucher nach §19 (2) Satz 2 ff. StromNEV weitere Fehlanreize, die eine marktdienlich flexible Steuerung der Last verhindern können. Verbraucher mit mehr als 7.000 Benutzungsstunden in Höhe ihrer Maximallast und einem Strombezug über 10 GWh/a zahlen ein reduziertes Netzentgelt. Ein solcher Ver-

braucher läuft jedoch Gefahr, diese Vergünstigung zu verlieren, wenn er sich flexibel nach dem Strompreissignal verhält: Reduziert er seinen Konsum in Knappheitssituationen, verringert dies seine Benutzungsstunden, wodurch er die kritische Stundengrenze unterschreiten könnte. Gleichzeitig kann der Strombezug unter die Grenze von 10 GWh/a fallen. Erhöht der Verbraucher seinen Verbrauch, kann dagegen seine Spitzenlast steigen und damit die Referenzgröße für die Benutzungsstunden. Er müsste damit im Jahr signifikant mehr Strom verbrauchen, um weiterhin von dem reduzierten Netzentgelt zu profitieren.

3.5.2 Prämissen der Hemmnisbeseitigung

Damit das Flexibilitätspotenzial auf der Nachfrageseite bestmöglich für das Stromsystem als Ganzes genutzt werden kann, sollte die Struktur der Netzentgelte so überarbeitet werden, dass die Nachfrage an den Markt herangeführt wird. Dafür ist es notwendig, dass das Preissignal des Strommarktes den Verbraucher möglichst unverzerrt erreicht. Dies wird umso wichtiger, je mehr der Bedarf nach Flexibilität im Zuge der Energiewende steigt. Gerade im

Bereich industrieller Verbraucher sind die technischen Voraussetzungen für Lastmanagement bereits gegeben, hier können große Potenziale mit geringen Kosten erschlossen werden.

Die Herausforderung liegt dabei allerdings in der Koordination von markt- und netzdienlichem Verhalten. Die marktdienlichen Anreize dürfen nicht dazu führen, dass unverhältnismäßige Folgewirkungen für den Netzbetrieb entstehen oder der Netzausbaubedarf in ineffizientem Ausmaß ansteigt. Gleichzeitig sollte die Netzentgeltssystematik so gestaltet werden, dass ähnlich wie bei der AbLaV kein unnötiges Hindernis für die Teilnahme flexibler Lasten am Regelreservemarkt entsteht. Wie bereits in Abschnitt 3.4 diskutiert, ist die Erweiterung des Anbieterkreises für Regelleistung von steigender Bedeutung.

In dieser Studie diskutieren wir Möglichkeiten zur Optimierung der Anreize für Verbraucher im Rahmen des bestehenden Systems. Dementsprechend wird an dieser Stelle nicht die industriepolitische Motivation für die Entlastung stromintensiver Verbraucher hinterfragt.

3.5.3 Vorschlag zur Hemmnisbeseitigung und relevante Abwägungen

Die Regelungen des §17 StromNEV und die Ausnahmeregeln nach §19 (2) StromNEV bieten verschiedene Ansatzpunkte, um den flexiblen Einsatz derjenigen Verbraucher zu ermöglichen, die besonders für Lastmanagement und die Bereitstellung von Regelleistung geeignet sind.¹¹

Vor diesem Hintergrund sollten sich aus einem marktdienlichen Verhalten keine Nachteile für die Netzentgeltbelastung der Verbraucher ergeben. Dementsprechend sollte sich für stromintensive Verbraucher, die unter die Ausnahmeregelungen des §19 (2) S. 2 ff. StromNEV fallen, keine Nachteile aus einer Reduktion der Last in Situationen mit einer hohen Nachfrage und einer geringen Einspeisung Erneuerbarer Energien ergeben, sofern das Netz durch ihr Verhalten nicht

in ineffizientem Maße beeinträchtigt wird. Eine reduzierte Last könnte bei der Bemessung der Benutzungsstunden unberücksichtigt bleiben, sobald der Preis am Strommarkt eine vorher definierte Schwelle überschritten hat. Dadurch würde die Lastreduktion in Situationen mit hohen Preisen und hoher Nachfrage nicht nachteilig bewertet. Gleichzeitig müsste sichergestellt werden, dass das Verbrauchsverhalten nicht zu neuen netzseitigen Herausforderungen führt. In der Tendenz wird das Netz durch eine Lastreduktion in Knappheitssituationen allerdings entlastet.

Analog zu diesen Überlegungen sollte in Situationen mit einer hohen Einspeisung Erneuerbarer Energien eine marktdienliche Erhöhung der Last durch leistungsgemessene Verbraucher nicht zu höheren NNE führen, sofern das Netz nicht unverhältnismäßig beeinträchtigt wird. Bei der Bestimmung der Leistungspreiskomponente nach §17 StromNEV könnten Bezugsspitzen ausgenommen werden, die in Stunden mit niedrigen Preisen am Strommarkt auftreten. Für stromintensive Verbraucher würden diese Bezugsspitzen zudem nicht als Bemessungsgrundlage für die Jahresbenutzungsstunden herangezogen. Es ist jedoch nicht pauschal zu sagen, ob eine Erhöhung der Last in Situationen mit niedrigen Strompreisen zu einer Verringerung oder Verstärkung der Netzbelastung führt. Deshalb sollte geprüft werden, ob zusätzlich zum Strompreis ein sinnvoller netzseitiger Indikator angelegt werden kann, um die Effekte des Verbrauchsverhaltens auf die NNE zu bestimmen. Denkbar ist beispielsweise das Konzept der Hochlastzeitfenster zu diesem Zweck weiterzuentwickeln.

Die Festlegung sinnvoller Preisgrenzen ist jedoch mit Herausforderungen verbunden. Wie häufig bei regulatorischen Vorgaben, können keine optimalen Preisgrenzen bestimmt, sondern lediglich Abwägungen getroffen werden. In diesem Fall wird zwischen der netzseitigen Perspektive einerseits und der marktseitigen Perspektive andererseits abgewogen. Aus Sicht des Netzes wären keinerlei Ausnahmen von den bestehenden Regeln wünschenswert, während aus Marktsicht das Einsatzverhalten vollständig unabhängig von den NNE erfolgen sollte. Vor diesem Hintergrund sollte eine sinnvolle Regelung darauf abzielen, Verzerrungen durch die NNE in Situationen zu vermeiden, in denen ein infle-

¹¹ Die hier diskutierten Optionen zur Weiterentwicklung basieren auf Connect (2014) sowie auf Arbeiten von r2b energy consulting GmbH und Fraunhofer ISI (vgl. Connect, in Veröffentlichung).

xibles Verbrauchsverhalten mit besonders hohen Kosten einhergeht. Ein Ansatzpunkt wäre, die Preisgrenze für eine Lasterhöhung unterhalb der Grenzkosten eines typischen Grundlastkraftwerks anzusetzen, und die Preisgrenze für eine Lastreduktion oberhalb der Grenzkosten typischer konventioneller Spitzenlasttechnologien.

Auch beim Konzept der atypischen Netznutzung (§19 (2) Satz 1 StromNEV) lassen sich die Kompatibilität von netz- und marktseitigen Anreizen erhöhen. So sollte die Nutzung von Hochlastzeitfenstern als Indikator für die Netzbelastung nicht zu unnötig widersprüchlichen Anreizen von der Netz- und der Marktseite führen. Es sollte geprüft werden, ob die Vorlaufzeiten, mit denen die Zeitfenster bestimmt werden, verkürzt werden können. So könnten relevante Entwicklungen wie beispielsweise der Ausbau der Erneuerbaren Energien schneller berücksichtigt werden. Durch eine Verkürzung der Zeiträume, auf die die Hochlastzeitfenster angewendet werden, könnten die Anreize der NNE besser mit der Netz- und Marktsituation übereinstimmen. Mit diesem Ziel wäre zu untersuchen, ob eine sinnvolle Methode zur dynamischen Definition der Hochlastzeitfenster entwickelt werden kann, die unter anderem die Einspeisung Erneuerbarer Energien berücksichtigt.

Wie die Anpassung des Verbrauchsverhaltens an das Strompreissignal sollte auch der Abruf von Regelenergie nicht die NNE erhöhen. Auch hier geht es um systemdienliches Verhalten, das auf Anweisung des ÜNB erfolgt. Die entsprechende Lasterhöhung beziehungsweise die Lastreduktion sollte ähnlich wie bei der AbLaV nicht die für die Leistungspreiskomponente relevante Bezugsspitze erhöhen oder über die Bewertung der Jahresbenutzungsstunden die Ausnahmeregelungen für stromintensive Verbraucher beeinflussen.

4 Fazit und Empfehlungen

Flexible Verbraucher sind für die Transformation des Stromversorgungssystems von großer Bedeutung. Bei wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien steigt ihre Bedeutung für eine sichere und kostengünstige Versorgung. Im Zuge der Energiewende sollten nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen deshalb ebenso Zugang zum Markt erhalten wie flexible Erzeuger, die Flexibilitätsoptionen des Binnenmarktes und andere Anbieter von Flexibilität.

Flexible Verbraucher können über Lastverschiebung und freiwilligen Lastverzicht aktiv am Strommarkt teilnehmen. Ihre Einsatzentscheidung treffen sie dabei, indem sie ihren Nutzen des Stromverbrauchs gegen die Kosten des Strombezugs abwägen. Der Umfang der Nutzung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale hängt von den individuellen Opportunitätskosten und der Volatilität der Strompreise ab. Die Analyse aktueller Gebotskurven der Strombörse gibt Hinweise darauf, dass bereits heute Verbraucher aktiv am Stromhandel teilnehmen. Angesichts der großen Potenziale ist davon auszugehen, dass mit steigendem Bedarf und entsprechender Preisvolatilität weitere nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen erschlossen werden.

Die Teilnahme flexibler Verbraucher am Strommarkt wirkt sich direkt auf das Marktergebnis aus. Wenn ein nachfrageseitiges Gebot zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage führt, spiegeln sich die Opportunitätskosten der Verbraucher in den Strompreisen wider. Diese Preise signalisieren dann die Zahlungsbereitschaft für Flexibilität und beeinflussen somit die wirtschaftlichen Anreize anderer Marktteilnehmer. Somit verändert sich auch der Leistungs- und Erzeugungsmix.

Quantitative Analysen zeigen diese und weitere Wirkungen von Lastmanagement auf den Strommarkt. Durch die Anwendung eines vereinfachten Modellansatzes veranschaulichen wir im ersten Teil dieser Studie die idealtypische Wirkungsweise von Lastflexibilität und illustrieren die damit verbundenen positiven Effekte. Die Ergebnisse der Analyse geben Antwort auf drei zentrale Fragen:

→ Welche Wirkung haben flexible Verbraucher auf das Versorgungssystem?

Durch die Marktteilnahme flexibler Verbraucher ändert sich der optimale Technologiemix im Strommarkt, die Kosten der Stromversorgung sinken. Zudem ändert sich der Verlauf des Strompreises. Indem insbesondere flexible Verbraucher die nötigen Preissignale setzen, unterstützen sie die Vollkostendeckung anderer Technologien.

→ Wie verändert sich die optimale Menge an Lastmanagement bei einem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien?

Der Wert der durch Verbraucher bereitgestellten Flexibilität steigt mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien. Es werden mehr nachfrageseitige Optionen genutzt. Die im Vergleich zu einem weniger flexiblen System erzielten Kosteneinsparungen steigen, je höher der Anteil der Erneuerbaren Energien ist.

→ Wie wirkt sich eine Veränderung des angenommenen Potenzials flexibler Verbraucher aus?

Bei einem größeren nachfrageseitigen Flexibilitätspotenzial werden die Vollkosten der Marktteilnehmer durch häufigere, aber niedrigere Preisspitzen refinanziert. Zudem werden in einem entsprechend flexibleren Versorgungssystem erneuerbare Erzeugungsanlagen seltener strompreisbedingt abgeregelt. Die veränderte Preisstruktur wirkt sich positiv auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien aus.

Die quantitativen Analysen unterstreichen, dass flexible Verbraucher die Kosten der Stromversorgung senken, einen Beitrag zur Finanzierung von Kapazität leisten und entscheidend zur Integration Erneuerbarer Energien beitragen können. Damit diese Vorteile genutzt werden können, müssen jedoch die Voraussetzungen für eine Erschließung der Potenziale gegeben sein.

Damit der Bedarf an Flexibilität möglichst effizient gedeckt wird, sollte der Strommarkt zu einem Level-Playing-Field werden, auf dem sich die kostengünstigsten Anbieter von Flexibilität durchsetzen. Das derzeitige Markt- und Regulierungsdesign hemmt in einigen Bereichen die Erschließung flexibler Lasten und anderer Flexibilitätsoptionen. Die Hemmnisse zeigen sich dabei häufig in einer Verzerrung des Wettbewerbs oder in verzerrten Anreizen für die Marktteilnehmer. Eine mögliche Konsequenz daraus ist ein suboptimaler und damit unnötig teurer Flexibilitätsmix. In dieser Studie diskutieren wir für Lastmanagement besonders relevante Hemmnisse und zeigen auf, wie sie durch eine Weiterentwicklung des Markt- und Regulierungsdesigns abgebaut werden können.

→ Bilanzkreismanagement

Im Rahmen des Bilanzkreismanagements sorgen die verantwortlichen Marktteilnehmer für einen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Sie tätigen Ausgleichsgeschäfte und schaffen eine Nachfrage nach Flexibilität. Somit können sie zu einem marktbasieren Ausgleich von Angebot und Nachfrage beitragen. Die wirtschaftlichen Anreize für aktives Bilanzkreismanagement sind derzeit jedoch zu schwach, der Bedarf an Flexibilität wird nicht ausreichend im Markt sichtbar.

Die Anreize sollten durch eine Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiemechanismus (AE-Mechanismus) gestärkt werden.¹² Die derzeitige Umlage der Kosten des Regelleistungabrufs auf unausgeglichene Bilanzkreise kann effizienter gestaltet werden, indem

- lediglich die Kosten des Abrufs in überwiegender Abrufrichtung berücksichtigt werden,
- die Regelleistungskosten der Minutenreserve auf Basis eines Einheitspreissystems bestimmt werden und

→ als Bezugspreis für die Börsenpreisbindung das Maximum beziehungsweise Minimum aller relevanten Spotmarktpreise gewählt wird.

Zudem sollten die Anreize adäquater gestaltet werden, indem zusätzlich

→ die relevanten Kosten der Regelleistungsvorhaltung verursacherorientiert umgelegt werden.

Die Stärkung des AE-Mechanismus kann wertvolle Anreize zur Erschließung flexibler Lasten setzen und die Systemsicherheit stärken. Bei der Ausgestaltung sollte die Steigerung der Effizienz der Anreize gegen mögliche Rückwirkungen auf die finanziellen Risiken für Bilanzkreise und somit auf die Wettbewerbsintensität abgewogen werden.

→ Regelreservemarkt

Die Beschaffung von Regelleistung dient der Systemsicherheit und folgt regulatorischen Vorgaben. Die Ausschreibungen und die Produkte sind derzeit so gestaltet, dass flexiblen Lasten die Teilnahme an den Märkten unnötig erschwert wird. Zudem sind der Regelreservemarkt und der Spotmarkt zeitlich nicht optimal aufeinander abgestimmt, die Anbieter können ihre Opportunitätskosten nicht effizient berücksichtigen. Dadurch werden die Preissignale der Märkte verzerrt und Flexibilitätsoptionen werden nicht optimal eingesetzt.

Durch eine Verkürzung der Ausschreibungszeiträume und Produktlaufzeiten ließen sich sowohl die impliziten Markteintrittsbarrieren für flexible Lasten reduzieren als auch die Koordination von Regelleistungs- und Spotmärkten verbessern. Bei allen Anpassungen gilt, dass die Systemsicherheit weiterhin auf dem heutigen Niveau gewährleistet sein muss.¹³

¹² Diese Ansätze basieren auf Connect (2014) sowie auf gemeinsamen Arbeiten von Consentec GmbH, r2b energy consulting GmbH und Connect (vgl. Connect, in Veröffentlichung).

¹³ Die hier diskutierten Optionen zur Weiterentwicklung basieren auf Connect (2014) sowie auf gemeinsamen Arbeiten von Consentec GmbH, r2b energy consulting GmbH und Connect (vgl. Connect, in Veröffentlichung).

Das langfristige Ziel der Weiterentwicklung sollte für alle Regelreservearten

- kalendertägliche Ausschreibungen und
- stündliche Produkte

sein. Um die Anpassungsprozesse für die Marktteilnehmer und die Übertragungsnetzbetreiber abzufedern, kann ein schrittweises Vorgehen sinnvoll sein. Die nächsten Schritte für die Regelreservearten sollten wie folgt gestaltet werden:

- Minutenreserve: kalendertägliche Ausschreibungen mit einstündigen Produkten, gegebenenfalls in Kombination mit Blockgeboten
- Sekundärregelreserve: kalendertägliche Ausschreibungen in Kombination mit einem zentralen Sekundärhandel, einstündige Produkte in Kombination mit Blockgeboten
- Primärregelreserve: getrennte Ausschreibung für positive und negative Reserve

Zudem sollten die

- Präqualifikationsbedingungen zu den Produktdefinitionen passen,

um unnötige explizite Markteintrittsbarrieren für flexible Lasten zu vermeiden. Um grundsätzlich die Effizienz der Regelreservemärkte zu erhöhen, könnte sowohl für den Ab- ruf als auch für die Vorhaltung der Minutenreserve ein Einheitspreissystem eingeführt werden. Für die Vorhaltung der Sekundärregelreserve kann ebenfalls ein Einheitspreissys- tem in Erwägung gezogen werden. Dabei sollte untersucht werden, ob der Wettbewerb in diesem Segment für diesen Schritt ausreichend ist.

→ Netznutzungsentgelte

Die Netznutzungsentgelte beeinflussen die Strombezugs- kosten der Verbraucher und damit ihre wirtschaftlichen Anreize für ein flexibles Verbrauchsverhalten. Die derzei- tige Netzentgeltsystematik kann dabei zu Anreizen führen, die dem Strompreissignal widersprechen. Dadurch kann verhindert werden, dass flexible Verbraucher ihre Last in

Situationen mit niedrigen Preisen erhöhen beziehungs- weise bei hohen Preisen reduzieren. Gleichzeitig können die Anreize die Teilnahme der Verbraucher am Regelreserve- markt hemmen.

Aus diesen Gründen sollte die Netzentgeltsystematik wei- terentwickelt werden.¹⁴ Aus marktdienlichem Verbrauchs- verhalten sollten sich jedoch keine unerwünschten Rück- wirkungen auf die Netzbelastung ergeben.

Insbesondere die Ausnahmetatbestände des §19 (2) Strom- NEV sollten so angepasst werden, dass

- wenn eine vorgegebene Preisgrenze am Strommarkt überschritten (unterschritten) wird, eine Lastreduktion (Lasterrhöhung) nicht nachteilig bei der Berechnung der Netzentgelte für die Verbraucher gewertet wird.

Um einen ineffizient hohen Anstieg der Netzbelastung zu vermeiden, können die genannten Regelungen an einen netzseitigen Indikator geknüpft werden. Die Netzentgelt- systematik sollte zudem so gestaltet werden, dass

- eine Änderung der Last aufgrund eines Regelenergieab- rufs nicht negativ auf die Entgelte der Verbraucher wirkt.

Eine

- Weiterentwicklung der Methode zur Bestimmung von Hochlastzeitfenstern

kann zudem dazu dienen, die Kompatibilität von markt- und netzdienlichen Anreizen zu erhöhen.

Durch den Abbau von Hemmnissen im Markt- und Regulie- rungsdesign kann die Teilnahme flexibler Lasten am Strom- markt bereits deutlich erleichtert werden. Auf diese Weise lassen sich die positiven Effekte flexibler Lasten nutzen und der Flexibilisierungsprozess im Kontext der Energiewende

¹⁴ Die Ansätze zur Weiterentwicklung basieren auf Connect (2014) sowie auf Arbeiten von r2b energy consulting GmbH und Fraunhofer ISI (vgl. Connect, in Veröffentlichung).

kostengünstig und sicher organisieren. Im Zuge der Transformation sollte das Markt- und Regulierungsdesign jedoch kontinuierlich auf Hemmnisse überprüft werden, um den sich ändernden Bedürfnissen des Stromsystems gerecht zu werden.

5 Anhang

→ Variable Kosten

Die Kosten für den Einsatz konventioneller Technologien ergeben sich im Wesentlichen aus den Annahmen zu den Brennstoffpreisen und den CO₂-Preisen. Den Annahmen zu den Brennstoffpreisen liegen die jeweiligen Einfuhrpreise für Deutschland aus dem Jahr 2013 zugrunde (BMW_i, 2014; vgl. Tabelle 2). Für CO₂ nehmen wir einen Preis in Höhe von 30 Euro/t an.

Annahmen zu Brennstoffpreisen

Tabelle 2

[Euro/MWh _{th}]	Braunkohle	Steinkohle	Gas	Öl
Preis	1,50	9,72	27,54	52,58

Eigene Darstellung auf Basis von BMW_i (2014)

Annahmen zu Investitions- und fixen Betriebskosten

Tabelle 3

[Euro/kW _a], [Euro/kW]	Braunkohle	Steinkohle	GuD	GT	NEA	Lastverschiebung	Lastverzicht
Annuitätische Investitionskosten	196,2	147,1	75,5	51,0	0,7 - 2,2	2,5 - 37,1	0,0
Fixe Betriebskosten	36,7	24,0	20,0	7,0	7,0	0,0	0,0

Eigene Annahmen

→ Investitionskosten

Die Investitions- und fixen Betriebskosten aller im Modell verfügbaren Technologieoptionen sind in Tabelle 3 aufgeführt. Zur Ermittlung der annuitätischen Kosten legen wir Abschreibungszeiträume zwischen 15 und 20 Jahren zugrunde und setzen einen Zinssatz von 7,5 Prozent an.

→ Nachfrage und Erneuerbare Energien

Die Nachfrage liegt bei 543,6 TWh/a und entspricht der Nettonachfrage für das Referenzjahr 2013 aus dem genehmigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2015 (BNetzA, 2014). Die Struktur der Nachfrage beruht auf stündlichen Nachfragedaten aus dem Jahr 2013 von ENTSO-E (2015). Die Differenz zwischen der hier unterstellten Nachfrage und der Gesamtnachfrage nach ENTSO-E (2015) wird dabei als Band aufgeschlagen. Die Spitzenlast liegt bei 84,8 GW.

Die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien besteht je zur Hälfte aus Wind- und Solarstrom. Die gesamte erneuerbar erzeugte Strommenge ergibt sich aus einem vorgegebenen Anteil an der Nachfrage. Da dieser Anteil in den Szenarien variiert, beträgt die erneuerbar erzeugte Strommenge im 25 Prozent-Szenario 135,9 TWh, im 50 Prozent-Szenario 271,8 TWh und im 75 Prozent-Szenario 407,7 TWh. Anhand von historischen Einspeisestrukturen aus dem Jahr 2013 werden die Jahresstrommengen auf die einzelnen Stunden verteilt (EEX, 2015).

Literaturverzeichnis

AbLaV (2012): Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten). Verfügbar online unter <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/ablav/gesamt.pdf>.

BMWi (2014): Zahlen und Fakten – Energiedaten, Stand 21.10.2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014. Verfügbar online unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>.

BNetzA (2014): Szenariorahmen 2025: Genehmigung. Az.: 6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025. Bundesnetzagentur, 2014.

BNetzA (2013): Positionspapier zur Wahrnehmung der Pflichten nach §4 Abs. 2 StromNZV und Ziffer 5.2. des Standardbilanzkreisvertrages durch die Bilanzkreisverantwortlichen. Bundesnetzagentur, 16.09.2013.

BNetzA (2012): Beschluss BK6-12-024. Bundesnetzagentur, 25.10.2012.

BNetzA (2011a): Beschluss BK6-10-097. Bundesnetzagentur, 12.04.2011.

BNetzA (2011b): Beschluss BK6-10-098. Bundesnetzagentur, 12.04.2011.

BNetzA (2011c): Beschluss BK6-10-099. Bundesnetzagentur, 18.10.2011.

Connect (2014): Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Connect Energy Economics GmbH, 2014. Verfügbar online unter http://media.connect-ee.com//Connect_LeitstudieStrommarkt_20140702.pdf.

Connect (in Veröffentlichung): Leitstudie Strommarkt 2015. Connect Energy Economics GmbH mit Beiträgen von Consentec GmbH, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, r2b energy consulting GmbH.

Deutscher Bundestag (2012): Drucksache 17/11671 Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. Deutscher Bundestag, 2012. Verfügbar online unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/116/1711671.pdf>.

EEG: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Verfügbar online http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf.

EnWG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). Verfügbar online unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf.

EEX (2015): Daten der EEX Transparenzplattform. European Energy Exchange, 2015. Verfügbar online unter <http://www.transparency.eex.com/de/>.

ENTSO-E (2015): Country Data Packages. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2015. Verfügbar online unter <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/country-packages/Pages/default.aspx>.

ENTSO-E (2014): ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing Version 3.0, Stand 06.08.2014. European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2014. Verfügbar online unter https://www.entsoe.eu/Documents/Network_Prozent20codes_Prozent20documents/NC_Prozent20EB/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.PDF.

Frontier/Formaet (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Frontier Economics Ltd., FORMAET Services GmbH, 2014.

Frontier/Consentec (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Frontier Economics Ltd., Consentec GmbH, 2014.

Plattform Erneuerbare Energien (2012): Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform

Literaturverzeichnis

Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder, Stand: 15.10.2012. Verfügbar online unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/A/abschlussbericht-ag-3-plattform-erneuerbare-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

r2b (2014): Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. r2b energy consulting GmbH, 2014.

StromNEV (2014): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV). Verfügbar online unter <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf>.

StromNZV (2014): Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV). Verfügbar online unter <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnzv/gesamt.pdf>.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Publikationen von Agora Energiewende

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Stromspeicher für die Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

Current and Future Cost of Photovoltaics

Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Power Market Operations and System Reliability

A contribution to the market design debate in the Pentilateral Energy Forum

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 284 49 01-00

F +49 (0)30 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

