



dena-ANALYSE

Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität

Teil 1: Ergebniszusammenfassung und Maßnahmenvorschläge der Initiative Netzflex

Teil 2: Wissenschaftliches Gutachten der Consentec GmbH

Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Energiesysteme und Energiedienstleistungen
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de
Stand: 09/2019

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.
Titelbild: @shutterstock/SSDDavid

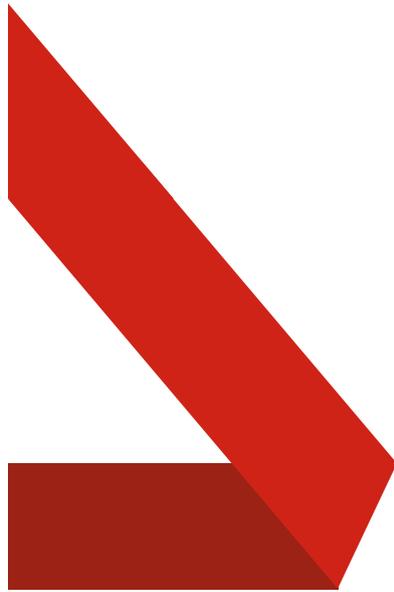
Autoren der Ergebniszusammenfassung und Maßnahmenvorschläge der Initiative Netzflex: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Yannick Severin
Stefan Mischinger
Alexander Rolf David Müller
Hannes Seidl

Autoren des wissenschaftlichen Gutachtens:

Consentec GmbH

Dr. Wolfgang Fritz
Luise Bangert



dena-ANALYSE

Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität

Teil 1: Ergebniszusammenfassung und Maßnahmenvorschläge der Initiative Netzflex

Projektleitung: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Projektpartner:



Zentrale Botschaften der Initiative Netzflex

Die Initiative Netzflex verfolgt das Ziel, die Flexibilisierung der Stromnetze aktiv auf die Agenda der Politik und der Regulierungsbehörden zu setzen. Um die Diskussion voranzutreiben und schnell umsetzbare Lösungsoptionen aufzuzeigen, hat die Initiative ein Gutachten in Auftrag gegeben, das rund 30 aktuelle Studien auswertet und relevante regulatorische Maßnahmenvorschläge für die Nutzung von Flexibilitäten identifiziert, kategorisiert und bewertet. Auf dieser Grundlage hat die dena gemeinsam mit den an der Initiative beteiligten Unternehmen einen Maßnahmenkatalog entwickelt. Seine zentralen Botschaften lauten:

Zur netzdienlichen Erschließung der Flexibilität großer Verbraucher (vor allem Industrie- und Gewerbebetriebe) ist der kurzfristig gangbare Weg eine Weiterentwicklung der besonderen Form der Netznutzung. Hierbei handelt es sich um No-Regret-Maßnahmen, die kurzfristig umgesetzt werden können und spürbare Verbesserungen ermöglichen. Eine grundsätzliche Reform der Netzentgeltsystematik darüber hinaus ist weiterhin notwendig.

Siehe Kapitel 2.1: Netzentgeltsystematik

Um lastseitige Flexibilität netzdienlich einsetzen zu können, müssen Hürden bei der Anreizregulierung abgebaut werden. Empfohlen wird, lastseitige Flexibilität ebenso wie erzeugungsseitige Flexibilität zu behandeln und ihre Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar anzuerkennen.

Siehe Kapitel 2.2: Anreizregulierung

Die Ausgestaltung eines effizienten Anreizes für netzdienliche Flexibilitätseinsätze ist u. a. von der Größe der Flexibilität abhängig. **Kleinstflexibilitäten im Niederspannungsnetz sollten im Sinne eines modifizierten § 14a EnWG aktiviert werden, da die Transaktionskosten anderer Flexibilitätsmodelle in diesem Fall zu hoch sind.**

Die **detaillierte Ausgestaltung des § 14a EnWG** bezüglich Vergütungshöhe bzw. Netzentgeltreduktion, sowie Kontrahierungszwang bzw. -freiheit ist entscheidend, um zu vermeiden, dass Flexibilitäten über den eigentlichen Bedarf hinaus kontrahiert und einer anderweitigen Vermarktung entzogen werden.

Siehe Kapitel 3.2: Langfrist-Flexibilitätszusagen (Bsp. § 14a EnWG)

Flexibilitätsmärkte für flexible Lasten empfehlen sich für den Einsatz auf Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene, da in diesen Spannungsebenen Flexibilitäten sehr individuelle Kostenstrukturen haben und daher die freie Preisbildung am Markt vorteilhaft gegenüber einer vorgegebenen Preisstruktur ist.

Siehe Kapitel 3.1: Flexibilitätsmärkte

Bei Flexibilitätsmärkten besteht unabhängig von Marktmacht und Preisabsprachen das Risiko von Ineffizienzen durch strategisches Bieterverhalten (Gaming). Es besteht Untersuchungsbedarf, inwieweit dieses auch in der Praxis angewendet wird und wie man ihm am besten vorbeugen kann. Es sind mögliche Überprüfungsmechanismen zur Identifikation von Gaming zu entwickeln und ggf. Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Diese Gegenmaßnahmen werden bereits aktiv entwickelt und analysiert, um ein effizientes Marktdesign sicherzustellen.

Siehe Kapitel 2.3: Marktversagen

Um Flexibilitäten auch auf anderen Netzebenen netzdienlich einsetzen zu können, **müssen geeignete (automatisierte) Koordinationsprozesse zwischen den Netzbetreibern entwickelt bzw. weiterentwickelt werden.**

Inhalt

1	Mit Flexibilitäten die Energiewende voran bringen und die Kosten dämpfen	6
2	Hürden und Hemmnisse	10
2.1	Netzentgeltsystematik.....	10
2.2	Anreizregulierung.....	14
2.3	Marktversagen.....	16
3	Anreize und Flexibilitätsmodelle	20
3.1	Flexibilitätsmärkte.....	20
3.2	Langfrist-Flexibilitätszusagen (Bsp. § 14a EnWG).....	22
3.3	Zeitvariable Netzentgelte	24
3.4	Quotierung	25
3.5	Zugriffsrecht Netzbetreiber	27
4	Fazit und Maßnahmenvorschläge	29

1 Mit Flexibilitäten die Energiewende voran bringen und die Kosten dämpfen

Flexibilitätsbedarf für die Integration erneuerbarer Energien

Im ersten Halbjahr 2019 haben Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) bereits 44 Prozent¹ des deutschen Stromverbrauchs gedeckt. Die kontinuierliche Erhöhung des EE-Anteils ist wichtig für das Erreichen der deutschen Klimaziele. Bis zum Jahr 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent unter das Niveau von 1990 reduziert werden. Photovoltaik- und Windenergieanlagen spielen dabei eine entscheidende Rolle, führen jedoch auch zunehmend zu Herausforderungen im Systembetrieb. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken erzeugen sie Strom wetterabhängig und speisen die erzeugte Energie volatil in die Stromnetze ein. Die Gesamtkosten der Netzstabilisierung beliefen sich allein im Jahr 2018 auf ca. 1,2 Milliarden Euro.²

Der Übertragungsnetzausbau ist für die Integration der EE-Anlagen besonders wichtig, da zusätzliche Transportkapazitäten zum überregionalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage beitragen. Er kommt jedoch, u. a. wegen fehlender Akzeptanz in der Bevölkerung und schleppender Genehmigungsverfahren, nur langsam voran. Der Problematik entgegenwirken könnte der netzdienliche Einsatz von Flexibilität. Würden flexible Verbraucher sektorenübergreifend auf die Auslastung der Netze reagieren, könnte dies Netzengpässe vermeiden bzw. reduzieren und den Kostenanstieg des Energiesystems dämpfen.

Netzdienlicher Flexibilitätseinsatz mit großem Potenzial

Das Potenzial von lastseitigen Flexibilitäten wird in den kommenden Jahren noch weiter zunehmen: Die Anzahl an Elektrofahrzeugen, Batterie-Hausspeichersystemen und Power-to-Heat-Anlagen steigt. Um sich besser am Energiemarkt zu optimieren, unternimmt die Industrie vermehrt Anstrengungen, die Produktion durch flexible Lastverschiebung an die schwankende Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie anzupassen. Hinzu kommt mittelfristig die Möglichkeit, Power-to-Gas-Anlagen netzdienlich einzusetzen und dabei überschüssige Energie aus EE-Erzeugungsspitzen in Wasserstoff oder Methan umzuwandeln. Die Kopplung der Sektoren Gas, Wärme und Verkehr mit dem Stromsystem wird zur zentralen Aufgabe, wenn der gesamte deutsche Primärenergieverbrauch dekarbonisiert und die Klimaziele der Bundesregierung erreicht werden sollen.

Um Netzengpässe zu verringern und einen stabilen Netzbetrieb weiterhin aufrechtzuerhalten, muss das Netz auf allen Spannungsebenen in großem Umfang optimiert, verstärkt und ausgebaut werden. Ein vollumfänglicher Netzausbau, der Engpässe vollständig vermeidet, wäre jedoch volkswirtschaftlich keine effiziente Lösung. Die Flexibilität von Netznutzern in einem gewissen Umfang zielgerecht einzubeziehen, ist kosteneffizienter, rascher umsetzbar und nachhaltiger. Eine kürzlich veröffentlichte Studie von E-Bridge³ stellt dar, dass eine planerische Berücksichtigung netzdienlicher Flexibilität durch die Verteilnetzbetreiber (VNB) den zusätzlichen Investitionsbedarf im Verteilnetz bis 2035 um bis zu 55 Prozent reduzieren könnte. Dies würde die not-

¹ BDEW (2019): <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-halbjahres-rekord-erneuerbare-energien-decken-44/>

² Bundesnetzagentur (2019): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und viertes Quartal 2018

³ E-Bridge (2019): Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität im Verteilnetz. Kurzstudie im Auftrag von innogy SE, EWE NETZ, Stadtwerke München Infrastruktur GmbH

wendigen Investitionen in das Verteilnetz von 36,8 auf 16,8 Milliarden Euro senken. Ein Gutachten von Frontier Economics und IAEW⁴ aus dem Jahr 2017 zeigt zudem, dass durch netzdienliche Flexibilität die Redispatchkosten im Übertragungsnetz um 100 bis 150 Millionen Euro pro Jahr reduziert werden könnten. Dies bestätigen die Ergebnisse der dena-Netzflexstudie⁵, die zeigt, dass ein markt- und netzdienlicher Flexibilitäts-einsatz im Multi-Use-Ansatz für Unternehmen betriebswirtschaftlich sinnvoll sein und gleichzeitig die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende senken kann. Die Integration flexibler Verbraucher wäre zudem ein Schritt zur aktiven Teilhabe der Verbraucher an der Energiewende und könnte die Akzeptanz für die weiteren anstehenden Veränderungen im Rahmen der Energiewende steigern.

Vorgaben der EU-Kommission

Die genaue Ausgestaltung eines netzdienlichen Flexibilitätseinsatzes ist seit einigen Jahren Gegenstand einer intensiven Debatte. Diese wird u. a. durch die Bedeutung marktlich organisierter Engpassmanagementmaßnahmen in der neuen EU-Strombinnenmarktverordnung, die im Rahmen des Clean Energy Packages (CEP) verabschiedet wurde, deutlich. Neben der marktlichen Beschaffung ist das regulierte Engpassmanagement zwar weiterhin vorgesehen, es müssen jedoch unterschiedliche Voraussetzungen dafür erfüllt sein. Diese Voraussetzungen sind gegeben, wenn keine marktbasierenden Alternativen verfügbar oder alle marktbasierenden Ressourcen aufgebraucht sind, es keinen effizienten Wettbewerb gibt oder dann, wenn eine marktliche Beschaffung ein regelmäßiges strategisches Bieterverhalten herbeiführen würde, welches die Engpasslage weiter verschlechtern würde. Sollten zudem strukturelle Engpässe aufgrund des veränderten 70%-Zielwerts für die Interkonnektoren-Öffnung (*minRAM*), wie bspw. der Nord-Süd-Engpass in Deutschland, mittelfristig nicht beseitigt werden, könnte Deutschland gemäß der Verordnung dazu verpflichtet werden, getrennte Preiszonen einzuführen. Diesen Schritt möchte die Bundesregierung vor allem aus politischen Gründen vermeiden.

Fehlende Anreize für verbrauchsseitige Flexibilität

Während ein grundsätzlicher Rahmen für die flexible Nutzung erzeugungsseitiger Flexibilität besteht, sind für die Verbrauchsseite nur sehr wenige Regelungen implementiert. Erzeugungsseitige Flexibilität wird aktuell u. a. mittels *Redispatch* und *Einspeisemanagement* genutzt. Für die Lastseite bestehen mit Regelungen der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (*AbLaV*) sowie mit den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Verteilnetz nach § 14a EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) nur wenige Instrumente. Diese schöpfen nicht alle lastseitigen Potenziale aus. Zur Förderung einer breiten Nutzung von Flexibilität müssen neue und tiefere Anreize für den Einsatz lastseitiger netzdienlicher Flexibilität gesetzt werden.

Tabelle 1 – Regelungen zur Nutzung netzdienlicher Flexibilität

	Erzeugungsseitige Flexibilität	Lastseitige Flexibilität	Aktion
ÜNB	Redispatch	Keine Regelungen vorhanden	Zuschaltung
	Redispatch, Einspeisemanagement	AbLaV	Abschaltung
VNB	Redispatch*	Keine Regelungen vorhanden	Zuschaltung
	Redispatch*, Einspeisemanagement	Keine Regelungen für Hoch- und Mittelspannung vorhanden. Möglichkeiten des § 14a EnWG für Niederspannung werden bisher kaum genutzt	Abschaltung

* Gemäß § 14 I i. V. m. §§ 13 f. EnWG steht auch VNB Redispatch zu, jedoch werden die Kosten nicht anerkannt.

⁴ Frontier Economics und IAEW (2017): Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland

⁵ dena (2017): Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung

Initiative Netzflex

Eine Vielzahl an unterschiedlichen Vorschlägen und Lösungsansätzen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität wurden und werden bereits erarbeitet. Obwohl Probleme wie auch Hürden bekannt sind und Lösungsvorschläge vorliegen, zögert die Politik noch mit Entscheidungen bezüglich neuer Rahmenbedingungen. Um eine Stagnation zu vermeiden und umsetzbare Lösungen als solche erkennen zu können, hat sich die Initiative Netzflex das Ziel einer sachlichen Einordnung und Bewertung der bislang bekannten Lösungsvorschläge gesetzt. Aus über 30 Studien wurden hierfür bereits vorhandene Maßnahmenvorschläge und Lösungsoptionen für netzdienliche Flexibilität identifiziert und im Rahmen eines Gutachtens kategorisiert und bewertet. Die Maßnahmenvorschläge des vorliegenden Papiers basieren auf den Ergebnissen des Gutachtens (siehe Teil 2 dieses Dokuments) und den umfangreichen Erfahrungen des Multi-Stakeholder-Partnerkreises. Dieser besteht aus Energieversorgungsunternehmen, Marktplattform-Betreibern, Verbrauchern, Dienstleistern sowie Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern.

Vorgehen der Initiative Netzflex

Die Initiative Netzflex hat anhand bestehender, aktuell diskutierter Studien verschiedene Lösungsansätze identifiziert, kategorisiert und bewertet. Dabei hat sich gezeigt, dass die Schaffung von Anreizen für netzdienliches Verbrauchsverhalten auch mit dem Abbau von Hürden einhergeht. *Netzentgeltssystematik*, *Anreizregulierung* und *Marktversagen* können zu Hürden für den netzdienlichen Flexibilitäts Einsatz werden. Flexibilitätsmodelle wie *Flexibilitätsmärkte*, *§ 14a EnWG*, *Zeitvariable Netzentgelte*, *Quotierung* oder *Zugriffsrecht Netzbetreiber* hingegen bieten den Flexibilitätsanbietern konkrete finanzielle Anreize, Flexibilität für das Engpassmanagement oder die Auslastungsvergleichmäßigung anzubieten. Abbildung 1 zeigt die in der Initiative Netzflex entwickelte Strukturierung für Hürden und Anreize netzdienlicher Flexibilität.

Die Vielzahl der vorgefundenen Ansätze wurde damit auf fünf Flexibilitätsmodelle verdichtet. Diese werden anhand konstituierender Eigenschaften unterschieden, also Eigenschaften, die entweder nur in dem betreffenden Flexibilitätsmodell vorkommen oder das Modell maßgeblich charakterisieren. Das konstituierende Merkmal des Flexibilitätsmodells *Langfrist-Flexibilitätszusagen* ist bspw., dass Netzbetreiber hier für einen längeren Zeitraum das Recht erhalten, in das Verbrauchsverhalten einer Flexibilität einzugreifen.

Lösungsansätze, die aufgrund ihrer konstituierenden Eigenschaften einem bestimmten Flexibilitätsmodell zugeordnet wurden, können sich dennoch im Detail unterscheiden. Damit besitzt jedes Flexibilitätsmodell verschiedene Ausprägungsvarianten. Die bekannteste Ausprägungsvariante des Flexibilitätsmodells *Langfrist-Flexibilitätszusagen* ist bspw. der *§ 14a EnWG*. In dem nachfolgenden Gutachten werden jedoch auch andere Ausprägungsvarianten untersucht. Dazu gehört der Vorschlag des BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung) zur *bedingten/unbedingten Netznutzung*, der Vorschlag von Frontier Economics/IAEW zu den *Netznutzungsprodukten* und das *Servicelevel-Modell* der Lechwerke.



Abbildung 1: Untersuchte Flexibilitätshürden und -anreize

Die für den Einsatz von Flexibilität technisch wichtigen Aspekte wie: Koordination der Akteure, Datenaustausch und Standards wurden in dem Gutachten nicht berücksichtigt. Für diese Punkte werden aktuell u. a. in den SINTEG-Projekten sinnvolle Lösungen erarbeitet. Eine parallele Ausgestaltung dieser Aspekte ist in jedem Fall für einen Einsatz von Flexibilität sehr relevant.

Bewertung und Kategorisierung

Die Bewertung der Flexibilitätsmodelle wurde ausschließlich anhand mehrerer qualitativer Kriterien vorgenommen, da es bei der Komplexität der Thematik nicht möglich ist, durch quantitative Wertungen eine Rangfolge der Modelle hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit zu bestimmen. Die Bewertungssystematik des Gutachtens umfasst Aspekte wie Kompatibilität mit dem EU-Rechtsrahmen und dem Strommarktdesign sowie Effizienz- und Akzeptanzfragen. Mit Blick auf die Effizienz wurde für die einzelnen Modelle u. a. untersucht, inwieweit Flexibilität sowohl netzdienlich als auch marktorientiert eingesetzt werden kann, welche Transaktionskosten mit dem jeweiligen Flexibilitätsmodell verbunden sind, welche Investitionsanreize für Flexibilität bestehen und ob eine effiziente Auswahl der Engpassmaßnahmen besteht. Im Hinblick auf Akzeptanz wurde geprüft, inwieweit die Flexibilitätsmodelle von der Gesellschaft als gerecht empfunden werden und in welcher Weise sie einen Beitrag zur Energiewende erbringen können. Schließlich wurde der rechtliche und politische Umsetzungsaufwand eingeschätzt. Der Fokus des Gutachtens lag zudem nicht nur auf einer Bewertung der einzelnen Flexibilitätsmodelle, sondern auch auf deren systematischer Kategorisierung. Es wurden unterschiedliche Regelungsbereiche untersucht, um einen schnellen Überblick über die charakterisierenden Merkmale der einzelnen Flexibilitätsmodelle gewinnen zu können. So wurde bspw. in vereinfachter Form dargestellt, wie die Kosten bei den Netzbetreibern behandelt werden (siehe *Anreizregulierung*) und auf welcher

Rechtsgrundlage Flexibilität kontrahiert wird. Ein weiterer Untersuchungsaspekt betraf die Unterschiede darin, welche Netznutzer durch die Flexibilitätsmodelle angesprochen werden und wer Einsatzverantwortlicher ist. Diese sogenannten Regelungsbereiche wurden für jedes Modell individuell betrachtet und analysiert.

2 Hürden und Hemmnisse

Bereits die dena-Netzflexstudie hat die Erkenntnis erbracht, dass heutige rechtliche und regulatorische Vorgaben eine volkswirtschaftlich optimale Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität verhindern. Um dieses Potenzial zu heben, sollten daher Hürden beseitigt werden. Maßnahmenvorschläge zum Abbau von Hürden und Hemmnissen betreffen vor allem die Struktur der *Netzentgeltsystematik* auf der Abnehmerseite. Zudem sind die Potenziale einiger Flexibilitätsmodelle durch die *Anreizregulierung* gehemmt und es gibt keinen Mechanismus zur Vermeidung von Ineffizienzen durch ein potenzielles Marktversagen. Ineffizienzen durch ein potenzielles Marktversagen gehemmt. In folgenden Bereichen wurden Hürden und Hemmnisse identifiziert:

- Netzentgeltsystematik
- Anreizregulierung
- Marktversagen (Marktmacht, Preisabsprachen und Gaming)

Diese werden nachfolgend im Einzelnen erläutert.

2.1 Netzentgeltsystematik

Die *Netzentgelte* finanzieren den Betrieb und Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze und machen ca. 25 Prozent⁶ der gesamten Stromkosten der Letztverbraucher aus. Gemäß §19 Abs. 1 StromNEV (Stromnetzentgeltverordnung) sollte die Kostenzuteilung der Netzkosten auf die Netznutzer möglichst verursachungsgerecht erfolgen und nicht zur Deckung netzfremder Kosten verwendet werden. Die Mechanismen der *Netzentgeltsystematik* wirken derzeit finanziell meist stärker als der Anreiz eines Erlös- oder Netzentgeltsenkungspotenzials der Flexibilitätserbringung. Sie sich daraus ergebende Mehrkosten bei den *Netzentgelten*, z. B. durch einen höheren Leistungspreis oder durch das Wegfallen des individuellen *Netzentgelts* gem. § 19 Abs. 2 StromNEV, übersteigen oftmals die potenziellen Einnahmen aus der (netzdienlichen) Vermarktung von Flexibilität, sodass die entsprechenden Potenziale in diesen Fällen aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht erschlossen werden.

Die *Netzentgeltsystematik* ist somit eine ein Hemmnis für die Nutzung netzdienlicher Flexibilität. Schon allein die Höhe der Entgeltkomponenten Arbeits- und Leistungspreis verhindert, ähnlich wie die staatlich induzierten und regulierten Strompreisbestandteile, die Nutzung von Strom in zusätzlichen Sektoren. Gleichzeitig bilden diese Komponenten jedoch auch einen Ansatzpunkt für die Schaffung gezielter Anreize für netzdienliches Verhalten. Die *Netzentgeltsystematik* kann somit auch als mögliches Flexibilitätsmodell eingeordnet werden. Dies betrifft insbesondere die *atypische Netznutzung*, die eine Ausprägungsform der *zeitvariablen Netzentgelte* darstellt. In dieser wird den Netznutzern eine Herabsetzung des Leistungspreises angeboten, wenn sie in vorgegebenen Hochlastzeitfenstern ihren Verbrauch reduzieren. Auch die Modelle *Langfrist-Flexibilitätszusagen* und *Quotierung*, bei denen Anpassungen der Netzentgelte zumindest als eine von verschiedenen Möglichkeiten zur Vergütung der Flexibilitätsbereitstellung infrage kommen, schaffen als Flexibilitätsmodelle Anreize. In diesem Kapitel soll es jedoch ausschließlich um die Hürden bzw. Hemmnisse gehen, die durch die

⁶ BDEW (2019): Strompreisanalyse Januar 2019

aktuelle *Netzentgeltsystematik* selbst entstehen. Mögliche Anreize durch bspw. *zeitvariable Netzentgelte* werden separat als Flexibilitätsmodell diskutiert.

Die Erkenntnisse in diesem Kapitel bezüglich der individuellen Netzentgelte basieren auf den Ergebnissen der dena-Taskforce *Netzentgelte*, in der No-Regret-Maßnahmen entwickelt wurden, die kurzfristig umgesetzt werden können und spürbare Verbesserungen für den Einsatz netzdienlicher lastseitiger Flexibilität ermöglichen. Nach Einschätzung des im Rahmen der Initiative Netzflex entstandenen Gutachtens handelt es sich hierbei um praktikable Übergangslösungen, deren Implementierung einen Fortschritt gegenüber dem Status quo darstellt. Mittelfristig ist jedoch eine grundlegende Reformierung der *Netzentgeltsystematik* notwendig.

Kurzfristiger Lösungsansatz: Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung

Denjenigen Netznutzern, deren Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Netzentnahmen in der jeweiligen Netz-/Spannungsebene abweicht, muss nach § 19 Abs. 2. Satz 1 StromNEV ein reduziertes *Netzentgelt* angeboten werden. Dies betrifft bspw. flexible Produktionsanlagen und große Wärmepumpen. Diese Regelung kann potenziell Flexibilität anreizen, stellt aber aktuell aufgrund ihrer unflexiblen Ausgestaltung gleichzeitig auch eine Hürde für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz dar. Derzeit werden die Hochlastzeitfenster auf Basis historischer Daten für den Zeitraum der nächsten 12 Monate jeweils pro Quartal durch die Netzbetreiber festgelegt. Diese Zeitfenster sind durch den atypischen Netznutzer einzuhalten, unabhängig davon, ob tatsächlich eine Hochlastsituation besteht oder nicht. Es bieten sich verschiedene kurzfristig realisierbare Maßnahmen für eine Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung im Rahmen der bestehenden Regelungen an:

- **Rücknahme von Hochlastzeitfenstern:** Die aktuelle Regulierung der Hochlastzeitfenster berücksichtigt nicht die Problematik, dass bspw. an einem warmen Wintertag die höchste Netzentnahmelast meist nicht tatsächlich eintritt. Technisch wäre damit zu dieser Zeit eine höhere Auslastung möglich. Unternehmen, die atypische Netznutzer sind, könnten bei einer flexiblen Rücknahme der Hochlastzeitfenster durch den Netzbetreiber mehr Strom nutzen, ohne hierdurch Auswirkungen auf die Struktur ihrer *Netzentgelte* in Kauf nehmen zu müssen.
- **Änderung der Parameter für die Festlegung der Hochlastzeitfenster:** Die bisherige Einteilung der Hochlastzeitfenster in Jahreszeiten könnte durch eine neue Klassifikation basierend auf dem realen Witterungsverlauf der letzten Jahre sowie den damit verbundenen Starklastzeiten und Heizperioden optimiert werden.
- **Verbindliche Regelumsetzung zur Sicherstellung der Netzdienlichkeit:** Netzbetreiber können aufgrund mangelnder Einhaltung der Hochlastzeitfenster durch einige Netznutzer(gruppen) in ihrer Netzplanung nicht verlässlich mit der Reduktion der zeitgleichen Jahreshöchstlast planen. Eine höhere Verbindlichkeit bezüglich der Einhaltung der Hochlastzeitfenster könnte daher zu einer Senkung der Netzkosten führen. Für den Netzbetreiber ist die Planbarkeit der Regelungseinhaltung ein entscheidendes Kriterium für die Bewertung der Netzdienlichkeit.

Kurzfristiger Lösungsansatz: Weiterentwicklung der stromintensiven Netznutzung

Neben der atypischen Netznutzung bildet die intensive Netznutzung eine weitere Ausprägung der Sonderformen der Netznutzung. Unternehmen mit einem kontinuierlichen und signifikant hohen Strombezug erhalten ein individuelles *Netzentgelt*. Dieses ist ab einer Benutzungsstundenzahl von 7.000 Stunden pro Jahr und einem Stromverbrauch über 10 GWh durch den Netzbetreiber anzubieten. Dabei birgt jedoch die Erbringung

von Flexibilität das Risiko, die erforderlichen Mindestbenutzungsstunden nicht zu erreichen, womit den Nutzern der Regelung zusätzliche Kosten entstehen bzw. Netzentgeltreduzierungen nicht realisiert werden können. Kurzfristig umsetzbare Maßnahmen, um dieses Risiko zu vermeiden, sind:

- **Verknüpfung von Marktpreissignal und Netzdienlichkeit:** Durch einen flexiblen Mehrverbrauch steigt für einen Netznutzer das Risiko, zukünftig seine erforderlichen Benutzungsstunden nicht mehr zu erreichen. Es sollte daher eine Preisuntergrenze definiert werden, unterhalb derer die Leistungserhöhung durch Mehrverbrauch ohne Auswirkungen auf die Benutzungsstundenbetrachtung bleibt. Um keine zusätzlichen Netzengpässe zu erzeugen, ist eine Verknüpfung des Marktpreissignals mit einem Netzzustandssignal notwendig. Nur, wenn netzseitig keine Einschränkungen bestehen, steht es dem Netznutzer dann frei, auf das Preissignal zu reagieren. Dies kann z. B. mit einer geeigneten Netzampelphase verknüpft sein.
- **Weiterentwicklung des Benutzungsstundenkriteriums:** Das harte Einstiegskriterium von mindestens 7.000 Benutzungsstunden in der derzeitigen Gestaltung der Regelung und der damit verknüpfte sehr hohe Reduktionsansatz auf das individuelle Netzentgelt kann Fehlanreize setzen, wie bspw. einen induzierten Mehrverbrauch, um das Kriterium zu erreichen oder eine Nichtnutzung von Flexibilitätspotenzialen, um die Erreichung des Kriteriums nicht zu gefährden. Ein stärker gleitender Verlauf der Verhältnisfunktion von Benutzungsstunden und Netzentgeltreduktion im Zusammenhang mit Flexibilitätsangeboten des Verbrauchers könnte eine Abwägung von Erlösmöglichkeiten durch Flexibilitätserbringung unter Nutzung der Abstufungsvarianten der Netzentgeltregelung ermöglichen.

Mittelfristiger Lösungsansatz: Grundlegende Reform der Netzentgeltsystematik

Unabhängig von den oben genannten kurzfristig umsetzbaren No-Regret-Maßnahmen ist mittelfristig eine grundlegende Reform der *Netzentgeltsystematik* zu prüfen, mit dem Ziel, bestehende Sonderregelungen zu ersetzen und Verursachungsgerechtigkeit sowie Netzdienlichkeit zu stärken. Dabei sind energie-, industrie- und klimapolitische Perspektiven einzubeziehen. Für energieintensive Verbraucher, die aktuell stark von den Sonderformen der Netznutzung abhängen, sind im Sinne einer industriefördernden Politik in einem solchen Fall alternative Möglichkeiten zur Senkung der Stromkosten bzw. alternative Kompensationsmöglichkeiten zu prüfen. Das netz- oder systemdienliche Verhalten der Verbraucher könnte eine Voraussetzung für diese Ermäßigungen sein. Die parallele Ausgestaltung und Etablierung von Flexibilitätsmodellen ist daher unbedingt zu empfehlen. Folgende Weiterentwicklungsoptionen für die *Netzentgeltsystematik* sind im Hinblick auf Netzdienlichkeit positiv zu beurteilen:

- **Einführung eines Kapazitätspreises:** Um eine verursachungsgerechte Allokation der Netzkosten zu gewährleisten, könnte die vertraglich individuell festgelegte Netzanschlusskapazität (NAK) der Netznutzer als zusätzlicher Parameter für die Berechnung der *Netzentgelte* genutzt werden, da diese neben der Entnahmehöchstlast (Spitzenlast) maßgeblich für die Kosten des Stromnetzes ist. Durch eine Preisung sowohl der NAK als auch der Spitzenlast würde für Netznutzer der Anreiz geschaffen, ihre NAK stärker an der tatsächlich erwarteten Spitzenlast auszurichten, und damit möglicherweise der Netzausbaubedarf reduziert. Die Netznutzer können weiterhin mittels Spitzenlastmanagement und durch Effizienz- und Optimierungsmaßnahmen ihre *Netzentgelte* senken, darüber hinaus jedoch auch ihre NAK in die Kostenoptimierung mit einbeziehen, indem sie diese bei konstant niedrigem Bedarf für eine zu bestimmende Gebühr senken. Bei der Einführung eines Kapazitätspreises stellt vor allem das Ändern der vertraglichen Situation mit allen bestehenden Hausanschlüssen einen hohen administrativen Aufwand dar. Daher ist insbesondere für die Niederspannung eine Abwägung von Kosten und Nutzen dieser Weiterentwicklungsoption notwendig.

- **Reduzierung des Leistungspreises:** Die höchste Entnahmeleistung im Jahresverlauf entscheidet über den Leistungspreis jedes Netznutzers. Ein hoher Leistungspreis kann daher unter bestimmten Umständen ein großes Hemmnis für gelegentliche (netzdienliche) Verbrauchserhöhungen sein, nämlich dann, wenn die netzdienliche Verbrauchserhöhung zu einer Erhöhung der höchsten Entnahmeleistung führt. Flexibilität durch Lastzuschaltung würde in diesem Fall durch den Leistungspreis de facto verhindert werden, da eine einzige Viertelstunde in der Spitzenlast das Jahresentgelt erhöhen kann. Dies gilt besonders dann, wenn Verbraucher diese Flexibilität nur gelegentlich bereitstellen. Der Leistungspreis würde in diesem Fall zu unverhältnismäßig hohen Zusatzkosten führen. Eine Reduzierung des Leistungspreises in Zusammenhang mit einer Einführung eines Kapazitätspreises sollte daher geprüft werden.
- **Modifikation der Berechnung des Jahresleistungsentgelts:** Stunden, in denen der Anschlussnutzer sein Verbrauchsverhalten in Abstimmung mit dem Netzbetreiber verändert, könnten bei der Berechnung des Jahresleistungspreises unberücksichtigt bleiben. Dieses Vorgehen würde es dem Netzbetreiber ermöglichen, eine netzdienliche Mengensteuerung umzusetzen und gleichzeitig etwaige Nachteile des Kunden beim Jahresleistungsentgelt zu neutralisieren.
- **Reduzierung des Arbeitspreises:** Ein hoher Arbeitspreis führt dazu, dass Strom nur in begrenztem Umfang für flexible Sektorenkopplungstechnologien genutzt wird, weil E-Mobilität, Wärmepumpen etc. im Wettbewerb mit kostenmäßig weniger belasteten Energieträgern stehen. Somit verhindert ein hoher Arbeitspreis das Schaffen neuer Flexibilitätspotenziale. Darüber hinaus ergibt sich bei einem hohen Arbeitspreis ein starker Anreiz für die Eigenbedarfsoptimierung, welche zu einer unsolidarischen Mehrbelastung von Verbrauchern ohne eigene Erzeugungsanlagen führt. Ziel sollte der marktorientierte Einsatz von Eigenversorgungsanlagen ohne eine Finanzierung durch Einsparungen bei den Netzentgelten sein. Das Ausmaß einer möglichen Reduzierung des Arbeitspreises muss jedoch unter Berücksichtigung weiterer Einflussfaktoren geprüft werden. Einerseits kann ein niedriger Arbeitspreis perspektivisch dabei helfen, weitere Sektoren zu dekarbonisieren, andererseits ist auch die Energieeffizienz ein wichtiges Element für die Erreichung der Energie- und Klimaziele. Der Arbeitspreis als verbrauchsabhängige Kostenkomponente ist damit ein wichtiger Anreiz dafür, Strom einzusparen und Energieeffizienzmaßnahmen umzusetzen.

Fazit

Der Mechanismus der *Netzentgeltssystematik* sollte die Kosten der Inanspruchnahme der Netze widerspiegeln und möglichst verursachungsgerecht ausgerichtet werden. Dabei sollte ein netzdienliches Verhalten nicht zu höheren Netzentgelten führen. Aufgrund des akuten Handlungsbedarfs empfiehlt die Initiative Netzflex, Hürden insbesondere bei den Sonderformen der Netznutzung kurzfristig zu beseitigen. Mittelfristig ist eine grundlegende Reform der *Netzentgeltssystematik* und von deren Ausnahmeregelungen wichtig. Der Anteil des Leistungs- und des Arbeitspreises am Gesamtnetzentgelt könnte bspw. zugunsten eines Kapazitätsentgelts reduziert werden. Dessen Implementierung würde jedoch unter Umständen mit erheblichen Umverteilungswirkungen zwischen den Netznutzergruppen einhergehen und sollte daher unter Berücksichtigung weiterer Einflussfaktoren wie Akzeptanz, Anreize für Energieeffizienz, Transaktionskosten (Vertragsänderungen) und Rahmenbedingungen für die energieintensive Industrie geprüft werden.

Maßnahmen

1.	Eine Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV u. a. durch eine Rücknahmeoption von Hochlastzeitfenstern mit 2–5 Tagen Vorlauf wird empfohlen.
2.	Eine Weiterentwicklung der stromintensiven Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV u. a. durch eine Reform des Benutzungsstundenkriteriums sollte erwogen werden.
3.	Für eine verursachungsgerechte Allokation der Netzkosten sollte ein Kapazitätspreis als zusätzlicher Parameter für die Berechnung der Netzentgelte geprüft werden.
4.	Eine Reduktion von Arbeits- und Leistungspreis bei einer Implementierung eines Kapazitätspreises sollte unter Berücksichtigung weiterer Einflussfaktoren wie Stromverbrauch, Industriepolitik und Akzeptanz geprüft werden.

2.2 Anreizregulierung

Zur Bildung der *Netzentgelte* finden vor jeder (fünfjährigen) Regulierungsperiode eine Kostenprüfung und ein sich anschließender Effizienzvergleich statt. Daraus wird die sogenannte Erlösobergrenze bestimmt, mittels derer die zuständige Regulierungsbehörde vor Beginn einer Regulierungsperiode festlegt, welche Erlöse dem Netzbetreiber innerhalb der Regulierungsperiode zur Verfügung stehen. Der Effizienzvergleich simuliert einen Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern, um diese zu einem möglichst effizienten Wirtschaften zu bewegen. Netzbetreiber können dann zusätzliche Gewinne erwirtschaften, wenn es ihnen gelingt, ihre Kosten unter die Erlösobergrenze zu senken. In den Effizienzvergleich gehen nur die *grundsätzlich beeinflussbaren Kosten* ein. Dies sind Kosten, die in ihrer Art durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind. Kosten, die in ihrer Art nicht beeinflussbar sind oder durch gesetzliche Vorgaben als nicht beeinflussbar gelten, werden als *dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbk)* bezeichnet. Die Gestaltung der *Anreizregulierung* bzw. die Kategorisierung einzelner Kosten im Regulierungsmechanismus ist daher entscheidend für den Erfolg vieler Flexibilitätsmodelle. Netzbetreiber werden Flexibilität nicht nutzen, wenn sie sich damit wirtschaftlich gegenüber anderen, technisch ebenbürtigen Alternativen schlechter stellen.

Aktuell kein technologieneutrales Engpassmanagement möglich

Die Kosten neuartiger Flexibilitätsoptionen wie z. B. die von Flexibilitätsmärkten auf der Verbrauchsseite unterliegen dem Budgetprinzip der Anreizregulierung. Sie werden nur dann refinanziert, wenn sie im sogenannten Fotojahr bzw. Basisjahr angefallen sind. Zusätzlich bergen sie – abhängig von der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs – für Netzbetreiber das Risiko, einen schlechteren Effizienzwert zu erzielen. Die Kosten erzeugungsseitiger Flexibilität sind für ÜNB (Übertragungsnetzbetreiber) hingegen direkt (im Fall von Einspeisemanagement) oder über eine sogenannte freiwillige Selbstverpflichtung (beim Redispatch) als dauerhaft nicht beeinflussbar anerkannt. Bei VNB beschränkt sich diese Kategorisierung derzeit noch auf das Einspeisemanagement. Lastseitige Flexibilität geht nur im Falle der abschaltbaren Lasten oder im Falle der steuerbaren Verbrauchseinrichtung im Niederspannungsnetz (§ 14a EnWG) nicht als Kostenposition in den Effizienzvergleich ein. Dadurch entsteht eine unterschiedliche Behandlung der last- und erzeugungsseitigen Engpassmaßnahmen hinsichtlich der Kostenanerkennung. Dieses Hemmnis sollte unbedingt kurzfristig abgebaut

werden. Anderenfalls besteht die Gefahr, dass viele Flexibilitäten bzw. Flexibilitätsmodelle aufgrund der aktuellen Regulierung nicht von den Netzbetreibern genutzt werden, obwohl ihr Einsatz gesamtwirtschaftlich vorteilhaft wäre. Viele der in den SINTEG-Projekten entwickelten Innovationen basieren darauf, den Netzbetreibern alternative lastseitige Flexibilität für die optimierte Auslastung der Netzkapazitäten zugänglich zu machen. Spätestens nach der Bekanntgabe der Ergebnisse der SINTEG-Projekte und nachdem eine Nutzung lastseitiger Flexibilität zur Kostensenkung nach 2021 angedacht ist, bedarf es daher einer Anpassung der *Anreizregulierung*. Das Ziel muss sein, den Netzbetreibern technologie neutrale Anreize für die Wahl der technisch besten und volkswirtschaftlich kostengünstigsten Lösungsoption zu geben.

Einfluss exogener Faktoren

Die *Anreizregulierung* soll Netzbetreiber zu einem möglichst effizienten Wirtschaften bewegen. Die Kosten zur Behebung von Netzengpässen sind durch den Netzbetreiber jedoch kaum beeinflussbar. Kurzfristig ist der Umfang notwendiger Engpassmanagement-Maßnahmen bspw. stark abhängig vom Wetter und der daraus folgenden volatilen Einspeisung. Langfristig könnte der Bedarf an Engpassmanagement zumindest teilweise durch Netzausbau reduziert werden. Allerdings ist auch der Netzausbau von zahlreichen exogenen Faktoren abhängig (u. a. fehlende Akzeptanz, schleppende Genehmigungsverfahren und langwierige Rechtsstreitigkeiten). Es ist zudem durchaus möglich, dass Netzengpässe in einer bestimmten Regelzone durch Maßnahmen benachbarter Netzbetreiber verstärkt werden.

Im nachfolgenden Gutachten wurden folgende Reformansätze untersucht:

- Gewährung einer „Opex-Rendite“
- Behandlung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK)
- Behandlung als volatile Kosten (VK)
- Betriebskostenabgleich für Flexibilitätskosten
- Anpassungen beim Effizienzvergleich
- Simulierter Wettbewerb („Yardstick Competition“)

Da Netzbetreiber Netzengpässe nur begrenzt beeinflussen können, wurden diese Reformansätze mit Ausnahme der Behandlung lastseitiger Flexibilität als dnbK von den Projektpartnern als nicht umsetzbar bewertet.

Kurzfristig (noch in dieser Regulierungsperiode) umsetzbar: Kostenanerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

Um die Hürden und Hemmnisse für den netzdienlichen Einsatz flexibler Verbraucher bei der *Anreizregulierung* schnellstmöglich zu beseitigen, empfiehlt die Initiative Netzflex, noch in dieser Regulierungsperiode die Schlechterstellung lastseitiger Flexibilität gegenüber erzeugungsseitiger Flexibilität abzubauen. Die Behandlung als dnbK würde zu einer grundsätzlichen Gleichbehandlung neuer Flexibilitätsoptionen bei der Engpassbeseitigung führen. Nachteil dieses Reformansatzes ist allerdings, dass Netzbetreiber dann keinen direkten finanziellen Anreiz hätten, im Rahmen ihrer Einflussmöglichkeiten Anstrengungen zur Absenkung der Engpasskosten zu unternehmen. Es würden weitere Kostenpositionen aus den zentralen Anreizmechanismen der *Anreizregulierung* herausgelöst, jedoch ist aufgrund der vielen exogenen Einflüsse auf die Kosten des Engpassmanagements der Rahmen für Anreize ohnehin begrenzt.

Mittelfristig umsetzbar: Effizienzanreize für lastseitige Flexibilität prüfen

Bei der Behandlung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten könnte für lastseitige Flexibilität die Implementierung zusätzlicher Anreize ab der 4. Regulierungsperiode über das Instrument einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) erfolgen. Im Rahmen einer solchen FSV wird für einen Sachverhalt eine spezifische Verfahrensregulierung durch die Netzbetreiber festgeschrieben und durch die Regulierungsbehörde bestätigt. Bei Einhaltung des Verfahrens gelten die aus der Verpflichtung resultierenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar. In einer FSV müsste ein spezifischer Anreizmechanismus zur Kostensenkung integriert werden, soweit dies aufgrund der vielen exogenen Einflussfaktoren möglich ist. Mit Beginn der 4. Regulierungsperiode (2024) könnte die FSV die Refinanzierung der Kosten für lastseitiges Engpassmanagement zu gewissen Teilen mit Anreizen versehen. Da die Ausgestaltung einer entsprechenden FSV aufwendig ist, sollte zeitnah mit der Entwicklung begonnen werden.

Fazit

Die Initiative Netzflex empfiehlt, alle Engpassmaßnahmen bei der Kostenanerkennung gleich zu behandeln. Lastseitige Flexibilität sollte somit noch in dieser Regulierungsperiode der erzeugungsseitigen Flexibilität gleichgestellt und als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden. Die Einführung gezielter Effizienzanreize, für das lastseitige Engpassmanagement in der nächsten Regulierungsperiode durch eine freiwillige Selbstverpflichtung, sollte geprüft werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Engpassvolumen aufgrund vieler exogener Faktoren nur begrenzt von den Netzbetreibern beeinflusst werden kann.

Maßnahmen

5.	Lastseitige Flexibilität sollte noch in dieser Regulierungsperiode wie erzeugungsseitige Flexibilität behandelt und als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden.
6.	Die Umsetzung einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) beim lastseitigen Engpassmanagement in der nächsten Regulierungsperiode sollte geprüft werden, um mögliche Effizienzanreize für den Einsatz netzdienlicher Flexibilität setzen zu können.

2.3 Marktversagen

In verschiedenen Flexibilitätsmodellen kann es aufgrund eines Marktversagens dazu kommen, dass die Allokation von Flexibilität zu deutlichen Ineffizienzen führt. Die größten Treiber für das Marktversagen sind Marktmacht, Preisabsprachen und strategisches Bieten (Gaming). Das CEP schreibt daher nicht ohne Grund vor, dass unter den genannten Voraussetzungen kein marktlich organisiertes Engpassmanagement stattfinden sollte. Während Marktmacht und Kollusion zumindest identifiziert und bei Fehlverhalten entsprechend sanktioniert werden können, ist dies beim sogenannten Inc-Dec-Gaming nur bedingt der Fall. Dies liegt u. a. daran, dass Inc-Dec-Gaming selbst dann nach heutigem Stand nicht kartellrechtlich sanktionierbar ist, wenn es entdeckt wird. Die Problematik des Gamings wird aktuell insbesondere im Rahmen des Modells *Flexibilitätsmarkt* diskutiert. Allerdings ist Gaming mitnichten allein ein Problem der Flexibilitätsmärkte, sondern kann durchaus auch in anderen marktlich organisierten Flexibilitätsmodellen zum Problem werden (bspw. bei der Quotierung).

Was ist Inc-Dec-Gaming?

Der Begriff Gaming beschreibt in diesem Zusammenhang strategisches Bieten auf den Strom- bzw. *Flexibilitätsmärkten*. Flexibilitätsanbieter werden hier dazu verleitet, ihre Flexibilität im Strommarkt so einzusetzen, dass ein antizipierbarer Engpass verstärkt wird, um diesen dann auf einem *Flexibilitätsmarkt* zu deutlich besseren Preisen zu beseitigen. Die Abkürzung Inc-Dec stammt daher, dass diese Gebotsstrategie mit einer gezielten Erhöhung („Increase“) und anschließenden Absenkung („Decrease“) des Angebots oder der Nachfrage einhergeht. Die strategisch sinnvolle Reihenfolge dieser beiden Schritte hängt dabei sowohl von der Art des Netznutzers (Erzeuger oder Verbraucher) als auch von seiner Lage zum Engpass ab.

Beispiel für Gaming

Aufgrund der hohen Bedeutung lastseitiger Flexibilität in etwaigen zukünftigen Anwendungsfällen wird nachfolgend am Beispiel eines flexiblen Verbrauchers (Szenario 1) dargestellt, wie dieser durch strategisches Bieten (Gaming) mögliche Engpässe verstärken bzw. erzeugen und somit zusätzliche Einnahmen erzielen kann. Der Verbraucher hätte im Szenario ohne Gaming theoretisch einen konstanten Fahrplan und könnte bei Bedarf die Last ab- oder zuschalten (flexibler Bereich). Im Szenario 1 befindet sich der Verbraucher auf der Seite des Engpasses mit einem Überangebot an Strom.

	Gaming-Strategie	Akteurstyp	Position Akteur	Engpasssituation
Szenario 1	Decrease-Increase	Last	Nördlich	Strom-Überangebot nördlich des Engpasses
Szenario 2	Increase-Decrease	Last	Südlich	
Szenario 3	Decrease-Increase	Erzeuger	Südlich	Strom-Defizit südlich des Engpasses
Szenario 4	Increase-Decrease	Erzeuger	Nördlich	

Abbildung 2: Unterschiedliche Szenarien, die bei einem Nord-Süd-Engpass Gaming ermöglichen

Vom Netzbetreiber würde er daher auf bspw. einem *Flexibilitätsmarkt* finanziell dazu angereizt werden, seinen Verbrauch zu erhöhen, dem systemischen Gedanken folgend, EE-Strom lieber zu nutzen bzw. zu verschieben, als EE-Anlagen vom Netzbetreiber abregeln zu lassen. Sollte der Anbieter den Netzengpass jedoch prognostizieren, könnte er seine Nachfrage künstlich senken („Decrease“). Auf dem lokalen *Flexibilitätsmarkt* würde er dann zusätzlich vergütet werden, um den von ihm verstärkten Engpass durch eine Lasterhöhung („increase“) zu beseitigen. Dazu müsste er die Last gar nicht absenken, allein schon die Ankündigung einer Verbrauchssenkung (Verhalten mit Gaming) im Fahrplan würde bereits vorab zu einer Verstärkung des prognostizierten Engpasses führen und könnte somit zusätzliche Gewinne für den flexiblen Verbraucher generieren. Der Nachholeffekt der Flexibilität sowie der Lastverlauf könnten daher mit Gaming genauso verlaufen wie im Fall ohne Gaming, wobei die Größe der Lastverschiebung (netzdienlicher Flexibilitätseinsatz), für die der Verbraucher vergütet wird, mit Gaming deutlich größer ist.

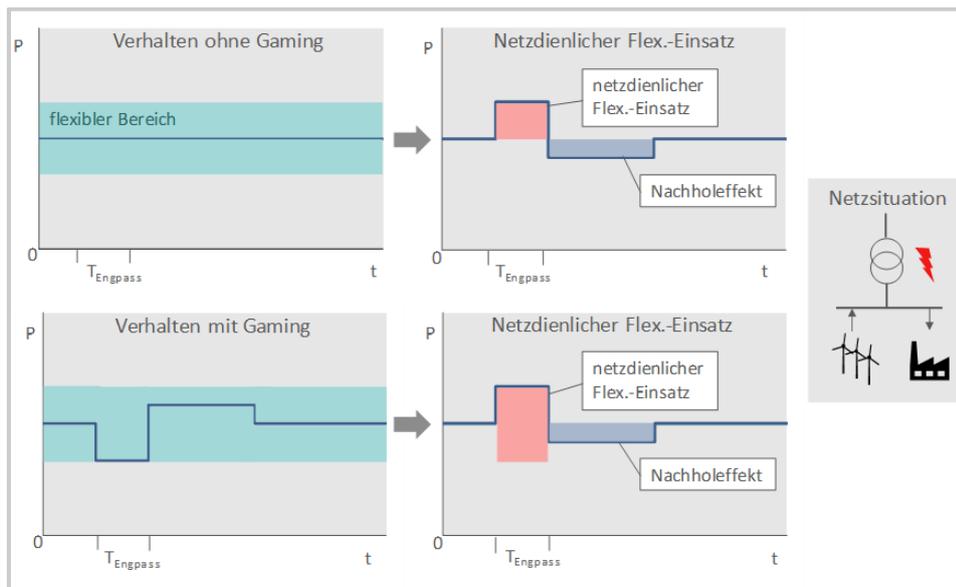


Abbildung 3: Veranschaulichung der Gaming-Problematik für verbrauchsseitige Flexibilität (Quelle: Gutachten der Consentec GmbH, Teil 2 dieses Dokuments)

Regeln für die Einschränkung des Risikos von Gaming, Marktmacht und Preisabsprachen

Marktmacht und Preisabsprachen können durch eine ausreichende Anzahl von Flexibilitätsanbietern entgegengewirkt oder sie könnten sanktioniert werden. Flexibilitätsmärkte sollten daher nur in Regionen mit ausreichendem Wettbewerb implementiert werden, auch, wenn dies das Gaming nicht völlig verhindern kann. Zudem ist eine funktionierende Entflechtung zwischen Netz und Erzeugungsanlagen eine notwendige Grundvoraussetzung, um Marktmissbrauch vorzubeugen.

Aus der Theorie heraus ist es relativ schwer vorzusehen, in welchem Umfang Gaming in der Praxis stattfinden wird. Es existieren für diese Problematik jedoch bereits potenzielle Lösungsansätze, die es den Akteuren deutlich erschweren könnten, durch strategisches Bieten zusätzliche Gewinne zu erzielen. Diese sollten bspw. in der verbleibenden Laufzeit der SINTEG-Projekte mit erforscht und pilotiert werden. Es sollte verhindert werden, dass die Vorteile der lastseitigen Flexibilitätsmärkte durch Marktmacht, Kollusion oder Gaming überlagert werden. Ziel sollte ein Netto-Wohlfahrtsgewinn sein. Folgende Maßnahmen zur Begrenzung von Gaming sollten weiterentwickelt und auf ihre Effektivität hin geprüft werden:

- **Langfristige Kontrahierung:** Wenn die Flexibilität im Zeitrahmen des Day-Ahead und nicht Intraday gehandelt wird, sinkt das Risiko strategischen Bieterverhaltens, da Flexibilitätsanbieter Engpässe weniger zuverlässig vorhersagen können. Langfristige Kontrahierung hätte jedoch auch den Nachteil, möglicherweise Liquidität aus dem Markt zu ziehen und damit den Spielraum der Netzbetreiber zum kurzfristigen Beheben von Engpässen einzuschränken, da diese Netzengpässe auch weniger zuverlässig vorhergesagt werden können. Hier müssen also Vor- und Nachteile gegeneinander abgewogen werden. Die Kontrahierung kann auch noch langfristiger gestaltet werden, z. B. durch Optionen im Futures Markt, die dann auf dem kurzfristigen *Flexibilitätsmarkt* aktiviert werden können.
- **Diversifikation:** Flexibilitätsmodelle sollten diversifiziert werden, da hierdurch die Bedingungen des strategischen Bieters beeinflusst werden. Dieser kann sich in diesem Fall nicht sicher sein, den von ihm ausgelöste Engpass auch selbst beseitigen zu können, denn es könnten dem Netzbetreiber weitere (günstigere)

Engpassmaßnahmen zur Verfügung stehen. Hybridmodelle können somit zur Einschränkung von Gaming beitragen.

- **Wettbewerb:** Obwohl der Wettbewerb zwischen Marktteilnehmern allein strategisches Verhalten nicht verhindern kann, begrenzt er doch wesentlich die Profitmöglichkeiten und reduziert dadurch die möglichen Renten aus Inc-Dec-Gaming.
- **Preis- und Gebotsgrenzen:** Eine weitere Möglichkeit, den durch Inc-Dec-Gaming möglichen Schaden zu begrenzen, sind Preis- und Gebotsgrenzen. So könnte etwa die Differenz zwischen dem Gebot auf dem Spot- und dem *Flexibilitätsmarkt* begrenzt werden, um Spekulationen einzudämmen. Zudem könnten einzelne Assets bereits bei der Registrierung auf dem *Flexibilitätsmarkt* ein individuelles Preislimit festlegen. Dabei ist jedoch zu betonen, dass damit zwar der Preis, aber nicht die Angebotsmenge begrenzt werden kann. Eine bedeutende zusätzliche Herausforderung besteht in der Festlegung der Höhe der Limits für einzelne Technologien, da ja eigentlich gerade der Markt dieses Limit finden sollte.
- **Sanktionierung von Gaming:** Strategisches Bieterverhalten unterliegt derzeit nicht der Möglichkeit kartellrechtlicher Sanktionierung. Dennoch könnte ein Flexibilitätsmarktplatz bestimmte Marktregeln für die Nutzung festlegen, die bei böswilliger Absicht bzw. beim Verletzen dieser Regeln Sanktionen nach sich ziehen könnten. Dabei könnten Vertragsstrafen verhängt oder auch ein vollständiger Ausschluss vom Markt ausgesprochen werden. Eine Erweiterung der Rolle der Regulierungsbehörden bei der Überwachung und Bestrafung unerwünschten Verhaltens könnte ebenfalls geprüft werden.
- **Baseline-Verifikationsverfahren:** Durch die Implementierung einer für die Überprüfung des physikalischen Einflusses auf den Engpass notwendigen Baseline könnte Inc-Dec-Gaming für viele Assets identifizierbar gemacht werden. Im Gegensatz zu Kraftwerken haben KWK- und Power-to-X-Anlagen eine klare Baseline. Erwartungstreue Baselines bleiben in ihrem Durchschnitt ihres Verbrauches gleich, unabhängig vom Auftreten eines Engpasses. Insofern können sie bei der Gestaltung von Marktregeln helfen, die strategisches Bieterverhalten sanktionierbar machen.

Fazit

Die Ausübung von Marktmacht und Preisabsprachen kann mit den richtigen Maßnahmen und einem liquiden und effizienten Markt verhindert bzw. eingedämmt werden. Das Verhindern von Marktmacht und Preisabsprachen kann jedoch nicht das Gaming verhindern. Dieses strategische Bieten bzw. Gaming wird in Deutschland aufgrund fehlender realer Märkte aktuell auf einem sehr theoretischen Level diskutiert. Erst mit der Einführung und Erprobung neuer Märkte in der Realität lässt sich jedoch beobachten, wie Marktteilnehmer unter welchen Bedingungen agieren. Das mögliche Gaming-Risiko muss ernst genommen und auf Basis der eben skizzierten Vorschläge müssen Regelungen entwickelt werden, um dieses Risiko wirksam einzudämmen. Gleichzeitig sollten Instrumente entwickelt werden, um Gaming-Aktivitäten zu erfassen und deren Schaden zu quantifizieren. Sollte sich in der Praxis eine Tendenz abzeichnen, dass die Nachteile des Gamings die Vorteile des Flexibilitätsmodells überwiegen, sollte die Einführung der entsprechenden Flexibilitätsmodelle gestoppt werden.

Maßnahmen

7.	Die SINTEG-Projekte sollten u. a. zur Entwicklung und Pilotierung von Regelungen genutzt werden, die das Risiko von Gaming, Marktmacht und Preisabsprachen einschränken.
8.	Instrumente zur Erfassung und Quantifizierung von Gaming-Aktivitäten sollten erforscht und ein hierfür geeignetes Monitoring-System entwickelt werden, welches in der Markthochlaufphase von Flexibilitätsmärkten das reale Gaming-Risiko erfasst.

3 Anreize und Flexibilitätsmodelle

Unter Anreizen und Flexibilitätsmodellen werden Regelungen verstanden, die es Flexibilitätsanbietern ermöglichen, zukünftig für den netzdienlichen Einsatz vergütet zu werden. Die Ausgestaltung dieser Regeln wird insbesondere vor dem Hintergrund des Clean Energy Packages immer wichtiger. Im Rahmen des Gutachtens der Initiative Netzflex wurden fünf grundsätzliche Flexibilitätsmodelle identifiziert. Jedes dieser Flexibilitätsmodelle kann zusätzlich verschiedene Ausprägungsvarianten haben, die im Gutachten (Teil 2 dieses Dokuments) bewertet wurden. Die Flexibilitätsmodelle sind:

- Flexibilitätsmärkte
- Langfrist-Flexibilitätszusagen (Bsp. § 14a EnWG)
- Zeitvariable Netzentgelte
- Quotierung
- Zugriffsrecht Netzbetreiber

3.1 Flexibilitätsmärkte

Flexibilitätsmärkte stellen die aktuell am häufigsten thematisierte Form der Flexibilitätsnutzung dar. Flexibilitätsanbieter können in diesem Modell grundsätzlich alle Netznutzer sein. Die Initiative Netzflex konzentriert sich allerdings auf die lastseitige Flexibilitätsnutzung, da hier dringender Handlungsbedarf gesehen wird. Die Vergütung und der Einsatz ergeben sich in diesem Modell marktbasierend und in Abhängigkeit von Ort und Zeit, gesteuert durch den Gebots- bzw. Grenzpreis am lokalen Flexibilitätsmarkt.

Ausprägungsvarianten

Aktuell werden in mehreren SINTEG-Projekten verschiedene Ausprägungen von Flexibilitätsmärkten untersucht. Dafür ist mit der SINTEG-Verordnung ein rechtlicher Rahmen zur Erprobung von Innovationen geschaffen worden. Über die Experimentierklausel können sich die SINTEG-Projektteilnehmer begrenzt auf die Dauer des Projektzeitraums wirtschaftliche Nachteile erstatten lassen. Das Gesamtvolumen des Programms beträgt ca. 500 Millionen Euro. Es bestehen jedoch auch andere Flexibilitätsplattformen, die unabhängig von den SINTEG-Projekten Flexibilitätsmärkte erproben und betreiben. Zudem wurden auch theoretische Modelle in die Betrachtung einbezogen. Die untersuchten Ausprägungsvarianten sind:

- SINTEG-Projekte: enera, C/Sells, WindNODE, DESIGNETZ, NEW 4.0
- NODES-Plattform
- Ankoppelung an bestehende Märkte (Ecofys/IWES)
- GOPACS (Holland)

Modellbeschreibung

Durch den Aufbau eines marktbasierenden Handelsplatzes für lastseitige Flexibilität werden lokale Flexibilitätsangebote effizient gebündelt, um Netzbetreibern weitere Optionen zu geben, physische Engpässe im Netz zu beheben bzw. zu reduzieren. Damit können sie, sofern das oben beschriebene Gaming-Risiko entsprechend eingegrenzt werden kann, den Netzausbau und die Engpasskosten senken und damit zu geringeren Kosten für alle Endverbraucher beitragen. Der Effizienzgewinn eines funktionierenden Marktes sollte damit die nicht unerheblichen Transaktionskosten für Koordination und Betrieb des Marktes rechtfertigen. Netzseitige Nutzung erfolgt nur, soweit Engpässe bestehen und angebotene Flexibilität kostengünstiger ist als die bestehenden Alternativen wie Redispatch oder EinsMan (Einspeisemanagement). Marktakteure können auf diese

Weise ihre Gebote über alle Märkte hinweg optimieren und Gebote sowohl auf dem Intraday- als auch auf dem Flexibilitätsmarkt platzieren. Die angebotene Flexibilität wird dann da genutzt, wo sie am meisten benötigt wird. So integrieren sich die neuen Märkte in das Marktdesign, ohne die Liquidität des Day-Ahead- und des Intraday-Marktes zu beeinträchtigen.

In den höheren Spannungsebenen sind Lasten nicht in einem kostenbasierten Engpassmanagement integrierbar, da hier die Kosten der Lastverschiebung auf dem Wert des Stromes für den Verbraucher beruhen. Diese Opportunitätskosten unterscheiden sich sowohl zwischen den individuellen Verbrauchern als auch zeitlich und örtlich. Da die Bestimmung von Kosten für diese lastseitigen Flexibilitäten kaum möglich ist, können sie ihr Potenzial vor allem auf einem Markt mit freien Geboten und nicht durch einen kostenbasierten Mechanismus entfalten. Durch die marktliche Organisation der Flexibilitätsmärkte könnten also heterogene Angebotspotenziale erschlossen werden. Der Markt ermöglicht die Auswahl der jeweils kostengünstigsten Option verbrauchsseitiger Flexibilität durch den Netzbetreiber. Flexibilitätsmärkte können zudem Anreize zur Investition in engpassentlastende Flexibilität liefern. Die Wirksamkeit dieser Anreize ist jedoch fraglich, da die Erträge jederzeit durch netzseitige Maßnahmen wie Netzausbau geschwächt oder eliminiert werden können. Die Investitionsanreize dürften allenfalls bei starken und lang andauernden Engpässen ausreichend hoch sein. Wie langfristig Engpässe bestehen bleiben, wird von möglichen Investoren jedoch nur schwer zu beurteilen sein.

Generell sind keine Kompatibilitätsprobleme mit dem EU-Recht erkennbar, da die Flexibilitätsmärkte ein marktbasierendes Konzept darstellen. Das Zusammenspiel von globalen Strommärkten und lokalen Flexibilitätsmärkten ermöglicht jedoch auch strategisches Verhalten (Gaming) und führt zu Rentenverschiebungen zulasten der Verbraucher. Dies kann unter unterschiedlichen Voraussetzungen geschehen (siehe Kapitel 2.3 Marktversagen). Dabei ist zu betonen, dass für das Gaming keine Marktmacht erforderlich ist. (Marktmacht ist ein zusätzliches, gerade im Fall verbrauchsseitiger Flexibilität sehr herausforderndes Problem.) Im Gegensatz zum Marktmissbrauch ist Gaming zudem nur begrenzt sanktionierbar. Die Akzeptanz dieses Flexibilitätsmodells hängt daher entscheidend von vom Ausmaß der Gaming-Problematik ab.

Die Nutzung eines *Flexibilitätsmarktes* setzt den Betrieb einer Marktplattform voraus. Der Aufwand für deren Betrieb ist nicht unerheblich, insbesondere, weil hierfür Ortsinformationen hinsichtlich der Netze und der vorhandenen Flexibilitäten notwendig sind. Die Nachweisführung, Abrechnung und Netzbetreiberkoordination verkomplizieren das Modell zusätzlich.

Prinzipiell könnten im Modell Flexibilitätsmarkt alle Netzebenen auf die Flexibilitäten zugreifen und diese für das Engpassmanagement nutzen. Die Steuerung der Flexibilität erfolgt durch den Flexibilitätsanbieter. Die Kosten werden beim Netzbetreiber aktuell als „beeinflussbare Kosten“ behandelt. Für eine aktive Nutzung dieses Modells wäre eine andere Kostenanerkennung beim Netzbetreiber notwendig (siehe Kapitel 2.3 Anreizregulierung). Der bilanzielle Ausgleich erfolgt dann entweder durch den Flexibilitätsanbieter (analog EinsMan) oder durch den Netzbetreiber (analog Redispatch).

Fazit

Das Modell *Flexibilitätsmarkt* schafft es, die heterogenen Kostenstrukturen der verschiedenen lastseitigen Flexibilitäten abzubilden, und erhöht somit die Optionen der Netzbetreiber zur Engpassbehebung. Diese ist dann vorteilhaft, wenn lastseitige Flexibilität kostengünstiger ist als erzeugungsseitige. Die Gestaltung der *Anreizregulierung* ist entscheidend für den Erfolg der Flexibilitätsmärkte. Insgesamt überwiegen bei einer richtigen Implementierung die positiven Aspekte des Modells. Dafür muss insbesondere das Ausmaß der Gaming-Problematik analysiert und passende Gegenmaßnahmen getroffen werden. Dies ist maßgeblich für

die Akzeptanz und Effizienz des Modells. Die Initiative Netzflex empfiehlt eine Erprobung und Umsetzung dieses Flexibilitätsmodells für lastseitige Flexibilität ab der Mittelspannungsebene. Für Kleinstverbraucher in der Niederspannung wären die Transaktionskosten des Modells aller Voraussicht nach zu hoch.

Maßnahmen

9. Einführung von Flexibilitätsmärkten auf Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene fokussieren

3.2 Langfrist-Flexibilitätszusagen (Bsp. § 14a EnWG)

Die bekannteste Ausprägungsvariante dieses Modells, der § 14a EnWG, ist konzipiert für (Klein-)Verbraucher in der Niederspannung, die ihre Flexibilität vertraglich den Anschlussnetzbetreibern anbieten. Die Flexibilitätsanbieter erteilen dem Anschlussnetzbetreiber (ggf. auch überlagerten Netzbetreibern, direkt oder in Kooperation) das Recht, auf die Flexibilität zuzugreifen, und werden einsatzunabhängig über die *Netzentgelte* oder eine separate Entschädigung vergütet. Der Umfang dieses Einsatzrechts kann mehr oder weniger genau spezifiziert werden. Um am Modell *Langfrist-Flexibilitätszusagen* teilzunehmen, sind ein separater Zählpunkt und die Möglichkeit der direkten Ansteuerung der Verbrauchseinrichtung erforderlich.

Ausprägungsvarianten

Eine Ausprägung dieses Flexibilitätsmodells existiert im heutigen Rechtsrahmen bereits durch die Regelungen zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz nach § 14a EnWG. Prinzipiell sind noch andere Ausprägungen des Modells vorstellbar. Eine intensiv diskutierte Variante ist das Modell der „bedingten Netznutzung“. In diesem gilt die Flexibilitätszusage immer dann als erteilt, wenn Verbraucher sich nicht aktiv dagegen entscheiden. Ausprägungsvarianten des Modells sind:

- Netznutzungsprodukte (Frontier Economics/IAEW)
- Bedingte/Unbedingte Netznutzung (EY/BET)
- Servicelevel-Modell (Lechwerke)
- Quotierung (Ecofy/IWES)

Modellbeschreibung

Die Opportunitäts- bzw. Flexibilitätskosten bei den homogenen Kleinstverbrauchern in der Niederspannung sind vergleichsweise gut bewertbar, anders als z. B. bei Industrieverbrauchern in höheren Spannungsebenen, deren Flexibilitätskosten stark von den jeweiligen industriellen Prozessen abhängen. Ein Flexibilitätsmodell, welches durch Marktmechanismen und mit relativ hohen Transaktionskosten den Preis bestimmt, wäre für diese Spannungsebene bzw. diesen Verbrauchertyp nur bedingt geeignet. Bei Kleinstverbrauchern in der Niederspannung ist es besonders wichtig, die Transaktionskosten niedrig zu halten. Die Initiative Netzflex empfiehlt daher eine Einführung des Flexibilitätsmodells *Langfrist-Flexibilitätszusagen* in der Niederspannungsebene. Allerdings wird es nicht technologieneutral umsetzbar sein, denn auch Flexibilitäten in der Niederspannung weisen signifikante Unterschiede auf. So unterscheidet sich bspw. eine Nachtspeicherheizung technisch deutlich von einem E-Auto. Es sollten daher Technologiecluster gebildet und geeignete Preise zum Anreizen der Flexibilität innerhalb dieser Cluster festgelegt werden. Diesbezüglich besteht weiterer Forschungsbedarf, sobald das BMWi-geförderte Projekt Barometer Digitalisierung der Energiewende mögliche Rahmenbedingungen für *Langfrist-Flexibilitätszusagen* weiter konkretisiert hat. Trotz der generellen Empfeh-

lung der Initiative Netzflex einer Einführung in der Niederspannungsebene wäre evtl. bei vereinzelt Verbrauchern mit ähnlichen Flexibilitätskosten auch eine Implementierung in höheren Spannungsebenen möglich.

Kompatibilitätsprobleme mit dem EU-Rechtsrahmen sind zukünftig nicht völlig auszuschließen. Im Rahmen des Clean Energy Packages wurde das Prinzip eines marktbasierten Engpassmanagements gestärkt, jedoch wurden auch Ausnahmen ermöglicht. Das Modell § 14a EnWG ist indes nur bedingt marktbasierend. Zwar können Betreiber von Kleinstverbrauchern selbst entscheiden, ob sie ihre Flexibilität für den netzdienlichen Einsatz bereitstellen wollen. Die Vergütung wird jedoch reguliert und nicht am freien Markt gebildet. Eine kritische Betrachtung des Modells hinsichtlich der Kompatibilität mit EU-Recht scheint daher erforderlich.

Zudem besteht ein grundsätzliches Risiko hinsichtlich einer ineffizienten starken Nutzung. Aufgrund der Sozialisierung über die *Netzentgelte* ist das Modell für die Anschlussnetzbetreiber, abgesehen von den Steuerungskosten, weitgehend kosten- und risikofrei. Dies wird durch die einsatzunabhängige Vergütung in diesem Modell noch verstärkt. Ein entscheidender Faktor für den Erfolg des Modells *Langfrist-Flexibilitätszusagen* ist daher die korrekte Parametrierung bezüglich der Höhe der Vergütung sowie der Kontrahierungsansatz. Bei einer zu niedrigeren Vergütung wäre für viele Netznutzer der Anreiz für eine netzdienliche Bereitstellung der Flexibilität zu schwach. Bei einer zu hohen Vergütung hingegen könnte es aufgrund der Verteilwirkung zu Akzeptanzproblemen bei den nicht flexiblen Netznutzern kommen. Unabhängig davon besteht die Gefahr der übermäßigen Kontrahierung auch in engpassfreien Netzgebieten.

Die Vergütung, die eine lastseitige Flexibilität in diesem Modell einsatzunabhängig erhält, wird im Ausprägungsvorschlag § 14a EnWG über die *Netzentgelte* sozialisiert. Es entstehen keine Kosten für den Anschlussnetzbetreiber. Bei einer separaten Vergütung hingegen würden diese Kosten mit in den Effizienzvergleich eingehen, wenn keine speziellen Vorgaben zur Kostenbehandlung gemacht werden.

Fazit:

Aufgrund des erteilten Rechts, auf die Flexibilität zuzugreifen, besteht für den Anschlussnetzbetreiber eine sichere Verfügbarkeit der kontrahierten Flexibilität. Der wirtschaftliche und technische Aufwand des Modells ist bei standardisierten Netznutzungsprodukten relativ gering und das Modell damit aus heutiger Sicht passend für Kleinstverbraucher in der Niederspannung. Das Risiko strategischen Verhaltens (Gaming) besteht nicht, da die Vergütung nicht einsatzabhängig ist. Da der § 14a EnWG bereits existiert, ist der rechtliche bzw. politische Umsetzungsaufwand als relativ gering einzuschätzen. Eine große Hürde könnte die richtige Parametrierung darstellen. Hier besteht insbesondere die Gefahr der übermäßigen Kontrahierung auch in engpassfreien Netzgebieten. Die Initiative Netzflex empfiehlt eine priorisierte Umsetzung dieses Flexibilitätsmodells für die Niederspannungsebene.

Maßnahmen:

10.

Die Flexibilität von Kleinstverbrauchern im Sinne des Modells Langfrist-Flexibilitätszusagen (Bsp. § 14a EnWG) sollte prioritär in der Niederspannung aktiviert werden.

3.3 Zeitvariable Netzentgelte

Das Modell *Zeitvariable Netzentgelte* unterscheidet sich signifikant von den anderen Flexibilitätsmodellen. Es ist das einzige Modell, das nicht für das kurzfristige Engpassmanagement, sondern vielmehr für eine langfristige Auslastungsvergleichmäßigung nutzbar ist. Verbrauchern wird über *zeitvariable Netzentgelte* und ohne Kontrahierung ein Anreiz dazu vermittelt, ihre Flexibilität selbstständig und aus eigenem wirtschaftlichen Interesse netzdienlich einzusetzen. Dies geschieht durch eine Reduzierung des zeitvariablen Arbeits- oder Leistungspreises.

Ausprägungsvarianten

Für das Modell ist theoretisch eine Vielzahl von Ausprägungsvarianten vorstellbar. Die Reduzierung des zeitvariablen Arbeits- oder Leistungspreises könnte in zwei oder mehr Stufen geschehen. Prinzipiell wäre auch ein sich kontinuierliches anpassendes Spektrum möglich. Bei einem Anreiz durch den Arbeitspreis wäre die mögliche Preisdifferenz durch die absolute Höhe des jeweiligen Arbeitspreises begrenzt. Auch eine negative Entgeltkomponente Arbeitspreis wäre jedoch theoretisch vorstellbar und könnte den Anreiz zusätzlich erhöhen. Bei einem Anreiz über den Leistungspreis würde die höchste Entnahmeleistung mit einem anderen (zeitvariablen) Gewichtungsfaktor den Leistungspreis bestimmen. Ein entscheidender Faktor für die Funktionalität des Flexibilitätsmodells ist die Frist der Preisfestlegung. Von Year-Ahead bis Day-Ahead oder sogar Intraday ist hier theoretisch alles möglich. Bei einer sehr kurzen Frist spricht man von einer Dynamisierung oder auch von *dynamischen Netzentgelten*.

Modellbeschreibung

Bei diesem Flexibilitätsmodell hängt die Effizienz der Allokation von Flexibilität entscheidend davon ab, ob das Preissignal effizient parametrisiert wird. Bei einer unpassenden Parametrierung drohen Risiken wie z. B. eine übermäßige Nutzung in einzelnen Netzbereichen. Theoretisch ist es sogar möglich, dass kontraproduktive Flexibilitätseinsätze die Netzengpässe zusätzlich verstärken. Je spezifischer das Flexibilitätsmodell auf einzelne Engpässe angewendet wird, umso anspruchsvoller ist die Ermittlung einer passenden Parametrierung. Die Anwendung des Modells führt somit zu einer deutlichen Erhöhung der Komplexität der *Netzentgelt-systematik* und ist daher mit nicht unerheblichen Transaktionskosten verbunden. Es ist daher, wenn überhaupt, lediglich eine relativ einfache Gestaltung mit geringer Granularität und Fokussierung auf wenige ausgeprägte strukturelle Engpässe (z. B. Nord-Süd) in Betracht zu ziehen. Insbesondere eine dynamische Nutzung im Day-Ahead- oder Intraday wird von den Partnern der Initiative Netzflex sehr kritisch gesehen. Die *zeitvariablen Netzentgelte* müssten zudem langfristig festgelegt werden, um bei den Netznutzern einen nachhaltigen Lerneffekt zu erzielen. EE-bedingten Netzengpässen kann jedoch nur mit einem Vorlauf von höchstens einigen Tagen angemessen entgegengewirkt werden.

Die Einführung des Modells *Zeitvariable Netzentgelte* würde bei Netzbetreibern und Lieferanten zu einem nicht unerheblichen Initial- und Abwicklungsaufwand führen, da hierfür alle Prozesse und Systeme für die Preisbekanntgabe, Angebotserstellung, Abrechnung etc. auf die Verarbeitung von Preisfahrplänen anstelle zeitlich konstanter *Netzentgelte* umgestellt werden müssten. Die Stromentnahme der adressierten Verbraucher müsste viertelstündlich mittels RLM-Zählern oder Smart Metern gemessen werden. Das Preissignal der *Netzentgelte* muss zudem die Verbraucher über die Stromrechnung erreichen. Die Anwendung dieses Modells dürfte daher kurzfristig vornehmlich für gewerbliche und industrielle Verbraucher in Betracht kommen.

Das Modell erfordert keine Kontrahierung zwischen Flexibilitätsanbietern und Netzbetreibern, außer wenn es in Form einer Sonderregelung wie etwa § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV umgesetzt wird. Dies würde eine ent-

sprechende Qualifizierung erfordern. Niedrige Netzentgelte bei Netzengpässen werden unter den Verbrauchern sozialisiert. Somit werden kurzfristig keine Anpassungen bei der *Anreizregulierung* benötigt. Das Modell steht nicht im direkten Wettbewerb zu anderen operativen Lösungsoptionen und könnte daher additiv genutzt werden. Es ist grundsätzlich für alle Netzebenen und Netzabschnitte anwendbar. Dabei ist jedoch zu beachten, dass zeitvariable Entgelte, die auf die Entlastung bestimmter Engpassstellen im Netz abstellen, im Allgemeinen auch ortsabhängig bestimmt werden müssen.

Vergleich atypische Netznutzung gem. § 19 Abs. 2. Satz 1 StromNEV

Mit der atypischen Netznutzung existiert bereits eine (sehr spezielle) Ausprägung der *zeitvariablen Netzentgelte*. Danach muss Netznutzern, deren Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Netzentnahmen in der jeweiligen Netz-/Spannungsebene abweicht, nach § 19 Abs. 2. Satz 1 StromNEV ein reduziertes *Netzentgelt* angeboten werden. Aufgrund der relativ starren Hochlastzeitfenster kann die atypische Netznutzung jedoch auch eine Hürde für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz sein. Die Initiative Netzflex empfiehlt daher eine kurzfristige Weiterentwicklung dieses Paragraphen.

Fazit

Die Effizienz der *zeitvariablen Netzentgelte* ist maßgeblich von der Parametrierung des Modells abhängig. Diese wird jedoch von der Initiative Netzflex als sehr komplex eingeschätzt und wäre mit nicht unerheblichen Transaktionskosten verbunden. Da *Zeitvariable Netzentgelte* kein Modell für das Engpassmanagement sind, sondern Verhaltensanreize für flexible Verbraucher setzen, können Engpässe zudem in diesem Rahmen nicht zuverlässig behoben werden. Eine Umsetzung des Flexibilitätsmodells *Zeitvariable Netzentgelte* wird von der Initiative Netzflex aktuell nicht empfohlen. Dennoch wird kurzfristig eine Weiterentwicklung der Ausprägungsvariante atypische Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 zur Hebung von Flexibilitätspotenzialen empfohlen.

3.4 Quotierung

Im Modell Quotierung werden Engpässe beseitigt, indem der Verteilnetzbetreiber quotenbasiert die Netzkapazität für die Netznutzer einschränkt. Diese temporäre Begrenzung der Bezugsleistung aller flexiblen Verbraucher in überlasteten Netzbereichen kann als eine Art Kapazitätsvergabe bezeichnet werden. Der Begriff „Quotierung“ bedeutet in diesem Kontext, dass diese Einschränkungen, dem Gleichbehandlungsgrundsatz folgend, alle Netznutzer zu gleichen Teilen treffen sollen.

Ausprägungsvarianten

Ob der Flexibilitätsanbieter für das netzdienliche Verhalten entlohnt wird, hängt von der Ausgestaltungsvariante des Modells ab. Diskutiert wurden in diesem Kontext in der Initiative Netzflex drei Grundmodelle:

- Freiwillige Teilnahme mit regulierter Vergütung (Ecofys/IWES)
- Verpflichtende Teilnahme ohne Vergütung (Consentec)
- Verpflichtende Teilnahme mit Vergütung und Sekundärhandel (Ecofy/IWES)

Da die erste dieser Varianten dem Modell § 14a EnWG stark ähnelt und die verpflichtende Teilnahme ohne Vergütung nicht mit dem im nationalen Rahmen etablierten Netzzugangsprinzip kompatibel ist, werden diese im Rahmen der Bewertung nicht berücksichtigt.

Modellbeschreibung

Die Bewertung des Modells Quotierung im Rahmen der Initiative Netzflex bezieht sich allein auf die Ausprägungsvariante verpflichtende Teilnahme mit Vergütung und Sekundärhandel. Mit dieser Variante ist prinzipiell eine effiziente Allokation der Flexibilitäten möglich. Durch den Sekundärhandel erfolgt eine Verteilung der Netznutzungsrechte nach Zahlungsbereitschaft. Die Kompatibilität mit dem EU-Rechtsrahmen ist aufgrund des Sekundärmarktes prinzipiell besser als die des sehr ähnlichen Modells *Langfrist-Flexibilitätszusagen* (§ 14a EnWG). Das hier betrachtete Flexibilitätsmodell Quotierung (verpflichtende Teilnahme mit Vergütung und Sekundärhandel) ermöglicht insgesamt eine durchaus effiziente Allokation des Flexibilitätseinsatzes und kann somit zur besseren Integration heterogener Verbraucher beitragen.

Der in der Ausprägungsvariante enthaltene Sekundärhandel kann jedoch unter bestimmten Umständen zu strategischem Verhalten (Gaming) führen. Flexible Netznutzer könnten kostenlos zugeteilte Nutzungsrechte auf dem Sekundärmarkt anbieten und hätten somit wirtschaftliche Anreize für die Steigerung ihres Engpassvolumens. Diese Gefahr hängt auch stark von der jeweils angewendeten Quotierungsregel ab. Sollte bspw. ein Netznutzer im Engpassfall umso mehr Nutzungsrechte erhalten, je höher seine aktuelle Bezugsleistung ist, entsteht ein Anreiz, vor Eintritt antizipierter Engpässe die Bezugsleistung möglichst hoch zu halten.

Zu einem Effizienzverlust könnte es auch durch eine ineffizient starke Nutzung der Netzbetreiber kommen, insbesondere dann, wenn die Vergütung über die *Netzentgelte* realisiert wird. Die ineffiziente Nutzung könnte zudem durch den verpflichtenden Charakter zusätzlich verstärkt werden. Ein Vorteil wäre hingegen, dass Flexibilität aufgrund der Verpflichtung von Verbrauchern sicher verfügbar wäre und somit grundsätzlich als Ersatz für Netzausbau nutzbar wäre.

Der Aufwand zur Umsetzung dieses Modells ist nicht unerheblich. Der Aufwand für die Ermittlung der verfügbaren Netzkapazität sowie die Bestimmung und Verwaltung der quotenbasierten Nutzungsrechte wie auch die hohe Anzahl an betroffenen Netznutzern würde zu erheblichen Transaktionskosten führen. Der Betrieb des Sekundärmarktes inklusive Abrechnung und Vergütung verkompliziert das Modell zusätzlich. Am Sekundärhandel müssten vor allem Lieferanten und Aggregatoren teilnehmen, da Kleinverbraucher nur bedingt in der Lage sein werden, dort effizient mitzuwirken.

Ein großes potenzielles Problem des Modells besteht in seiner Akzeptanz. Gerade bei einem verpflichtenden Modell sind hier Kontroversen vorauszusehen. Es besteht die Gefahr eines Konfliktes zwischen den flexiblen und den nicht flexiblen Netznutzern. Ähnlich wie im Modell *Langfrist-Flexibilitätszusagen* sind auch hier der Erfolg ebenso wie potenzielle Konflikte abhängig von der Parametrierung. Allein schon durch den verpflichtenden Charakter ist eine relativ niedrige Akzeptanz bei den Verbrauchern zu erwarten. Sollte zudem die Vergütung nicht angemessen sein, würde dies zweifelsohne zu Konflikten führen. Wäre die Vergütung zu hoch, würde dies die Akzeptanz bei unflexiblen Netznutzern aufgrund der Rentenverschiebung schwächen.

Flexibilitätsanbieter könnten prinzipiell alle Netznutzer sein, das Modell adressiert jedoch primär Verbraucher und nur bedingt Speicher. Der Einsatz der Flexibilität erfolgt über den Anschlussnetzbetreiber. Dies bedeutet nicht zwangsläufig, dass dieser die Flexibilität direkt steuert. Eine Bereitstellung an überlagerte Netze ist durchaus denkbar, würde aber Koordinierungsmechanismen voraussetzen. Ähnlich wie im Modell *Langfrist-Flexibilitätszusagen* werden vor allem Netznutzer in der Niederspannung adressiert. In diesen üblicherweise strahlenförmig betriebenen Netzebenen können die im Engpassfall in die Quotierung einzubeziehenden Netznutzer im Hinblick auf ihre Lage zum Engpass in der Regel eindeutig bestimmt werden. Nach dem aktuellen regulatorischen und gesetzlichen Rahmen würden die Kosten des Modells als beeinflussbare Kos-

ten für Netzbetreiber gelten. Zur Förderung einer breiten Anwendung bräuchte es also eine Reform der *Anreizregulierung*. Sollte das Flexibilitätsmodell über die *Netzentgeltsystematik* abgerechnet werden, würde entsprechend eine Umverteilung bzw. Sozialisierung der Netzentgelte erfolgen.

Fazit

Die Initiative Netzflex betrachtet das Modell Quotierung in der Ausprägungsvariante mit verpflichtender Teilnahme und ohne Vergütung als nicht mit dem im nationalen Rahmen etablierten Netzzugangsprinzip kompatibel. Die Ausprägungsvariante verpflichtende Teilnahme mit Vergütung und Sekundärhandel wird aufgrund der potenziell fehlenden Akzeptanz, den hohen Transaktionskosten, der Gaming-Problematik und der schwierigen Parametrierung ebenfalls sehr kritisch gesehen. Eine Umsetzung des Flexibilitätsmodells *Quotierung* wird von der Initiative Netzflex daher nicht empfohlen.

3.5 Zugriffsrecht Netzbetreiber

Das Modell *Zugriffsrecht Netzbetreiber* stellt eine Variante der klassischen Form des Engpassmanagements dar, bei dem ein Netzbetreiber im Engpassfall in das Nutzerverhalten einer Flexibilität eingreifen kann. Es erweitert das Grundprinzip erzeugungsseitiger Engpassmanagementkonzepte für Redispatch und Einspeisemanagement um bislang nicht berücksichtigte verbrauchsseitige Flexibilitäten. Netzbetreiber könnten hier im Rahmen des Engpassmanagements jederzeit Änderungen des Flexibilitätseinsatzes anweisen, wie es heute bereits in der roten Ampelphase möglich ist. Das Modell zeichnet sich insbesondere dadurch aus, dass der wirtschaftliche Schaden des Flexibilitätseinsatzes für den Verbraucher durch eine kostenorientierte Entschädigung ausgeglichen werden kann.

Ausprägungsvarianten

Das Modell wurde im Rahmen des Flexibilitätspapiers der Bundesnetzagentur und mit einem ähnlichen Ansatz als Koordinationsmodell 1 von Consentec analysiert und diskutiert.

- Klassischer Ansatz (Modell A)⁷ (Bundesnetzagentur 2017)
- Koordinationsmodell 1⁸ (Consentec 2015)

Modellbeschreibung

Netznutzer erhalten in diesem Modell infolge der netzbetreiberseitigen Einsatzentscheidung eine Entschädigung. Diese kostenorientierte Vergütung wird reguliert gebildet. Eine effiziente Auswahl von Maßnahmen zur Engpassbehebung ist im Flexibilitätsmodell *Zugriffsrecht Netzbetreiber* durchaus möglich, würde jedoch zu erheblichen Akzeptanzproblemen bei den Netzkunden führen und wäre wohl zudem nicht mit dem aktuell geltenden Netzzugangsprinzip zu vereinbaren. Aufgrund der unfreiwilligen Eingriffe in das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten der Netznutzer wäre auch die Kompatibilität mit dem jedoch EU-Recht fraglich. Die Festlegung der Entschädigungshöhe stellt sich zudem, gerade unter Einbezug der Opportunitätskosten, als sehr aufwendig dar. Die Entschädigung würde sehr stark von den jeweils betroffenen Verbrauchsprozessen abhängen. Es dürfte daher kaum möglich sein, diese Kosten von heterogenen Verbrauchern durch regulierte Berechnungsvorschriften abzubilden. Die Idee der kostenorientierten Entschädigungshöhe wird daher von der Initiative Netzflex und dem dazugehörigen Gutachten als sehr problematisch bewertet. Die Problematik

⁷ Bundesnetzagentur (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem

⁸ Consentec (2015): Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle

wird zusätzlich durch die Anreize verstärkt, die Flexibilitätsanbieter zur strategischen Ausweitung des Engpassvolumens erhielten. Verbraucher könnten ihre Last künstlich erhöhen, um auf eine Entschädigung im Engpassfall zu spekulieren.

Die Kosten, die den Netzbetreibern entstehen, könnten verschiedenen Kostenanteilen im Rahmen der *Anreizregulierung* angerechnet werden. In der klassischen Form des Engpassmanagements würden die anfallenden Kosten zumindest bei den Übertragungsnetzbetreibern als dauerhaft nicht beeinflussbar behandelt. Je nach regulatorischer Behandlung der Kosten würden für den Netzbetreiber unterschiedliche Anreizwirkungen entstehen. Theoretisch wäre das Modell für alle Netzebenen geeignet. Für den Zugriff auf eine Flexibilität müssten für einen mehrere Spannungsebenen umfassenden Einsatz Prioritätsregeln unter den Netzbetreibern festgelegt werden.

Fazit

Aufgrund der sehr hohen Komplexität der regulierten Festlegung der Kosten des Flexibilitätseinsatzes von heterogenen Verbrauchern, der zu erwartenden erheblichen Akzeptanzprobleme sowie des notwendigen Eingriffs in das Verbrauchsverhalten von Netznutzern wird das Modell als für die praktische Anwendung ungeeignet bewertet. Eine Umsetzung des Flexibilitätsmodells Zugriffsrecht Netzbetreiber sollte daher nach Einschätzung der Initiative Netzflex unbedingt vermieden werden. Eingriffe in das Verbraucherverhalten müssen jedoch in Notsituationen (rote Ampelphase) auch weiterhin zulässig bleiben.

4 Fazit und Maßnahmenvorschläge

Verschiedene Studien belegen, dass der Einsatz von Flexibilitäten großes Potenzial hat, die Kosten der Energiewende zu senken und den Netzausbaubedarf zu optimieren. Diskutiert wird vor allem, wie der regulatorische Rahmen ausgestaltet sein muss, um den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten zu ermöglichen. Hierzu liegen viele unterschiedliche Konzept- und Maßnahmenvorschläge vor, die teilweise bereits in aktuellen Forschungsprojekten wie SINTEG erprobt werden.

Obwohl Lösungsoptionen vorliegen, zögert die Politik mit einer entsprechenden Anpassung des regulatorischen Rahmens. Um eine daraus resultierende Stagnation zu vermeiden, hat die Initiative Netzflex verschiedene Maßnahmen entwickelt, die Hürden für netzdienliche Flexibilität kurzfristig beseitigen können und möglichst zeitnah von der Politik umgesetzt werden sollten. Hierfür hat die Initiative zunächst im Rahmen eines beauftragten Gutachtens relevante regulatorische Maßnahmenvorschläge aus rund 30 Studien identifiziert und diese kategorisiert und bewertet. Bei der Bewertung waren Aspekte wie Kompatibilität mit dem EU-Rechtsrahmen und dem Strommarktdesign, Effizienz- und Akzeptanzfragen sowie der jeweilige rechtliche und politische Umsetzungsaufwand entscheidend.

Nach der Auswertung unterschiedlicher Anreizmechanismen bzw. Flexibilitätsmodelle empfiehlt die Initiative Netzflex, abhängig von der Spannungsebene, die Modelle *Flexibilitätsmärkte* und *Langfristig-Flexibilitätszusagen*, prioritär umzusetzen.⁹ Insbesondere für das Modell *Flexibilitätsmärkte* müssen zudem Hürden bei der *Anreizregulierung*, dem *Marktdesign* (Marktversagen) und der *Netzentgeltsystematik* beseitigt werden. Das Modell *Langfrist-Flexibilitätszusagen* ist von diesen Hürden in einem geringeren Umfang betroffen, da es wohl über die Netzentgelte finanziert werden würde, nur bedingt eine marktliche Beschaffung vorsieht und die Hürden der Netzentgeltsystematik vor allem größere Verbraucher betreffen.

Netzentgeltsystematik

Zur netzdienlichen Erschließung von Flexibilität müssen Hürden in der *Netzentgeltsystematik* beseitigt werden, damit netzdienliches Verbrauchsverhalten nicht zu höheren *Netzentgelten* führt. Eine grundsätzliche Weiterentwicklung in einem Schritt lässt sich jedoch aller Voraussicht nach nicht kurzfristig umsetzen. Als kurzfristig gangbarer Weg, um netzdienliche Potenziale zu erschließen, bietet sich jedoch eine Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte gem. § 19 Abs. 2 StromNEV an. In der dena-Taskforce *Netzentgelte* wurden dafür bereits kurzfristige umsetzbare Maßnahmen entwickelt. So sollte bspw. die atypische Netznutzung durch eine Dynamisierung bzw. Rücknahmeoption von Hochlastzeitfenstern mit 2–5 Tagen Vorlauf weiterentwickelt werden sowie die intensive Netznutzung durch eine Reform des Benutzungsstundenkriteriums für Flexibilitätsanbieter. Diese kurzfristig umsetzbaren Maßnahmen sollten parallel zu einer grundsätzlichen Reform der *Netzentgeltsystematik* und deren Ausnahmeregelungen diskutiert werden. Perspektivisch sollte die Einführung einer Kapazitätspreiskomponente geprüft werden. Diese würde es ermöglichen, die netzdienlichen Hürden des Arbeits- und Leistungspreises zu verringern. Die konkreten Ziele einer Reform der *Netzentgelte* müsste unter Betrachtung weiterer Einflussfaktoren wie Stromverbrauch, Systemeffizienz, Industriepolitik und Akzeptanz diskutiert werden.

⁹ Unter Anreizmechanismen und Flexibilitätsmodellen werden dabei Regelungen verstanden, die es Flexibilitätsanbietern ermöglichen, zukünftig für den netzdienlichen Einsatz vergütet zu werden.

1.	Eine Weiterentwicklung der atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV u. a. durch eine Rücknahmeoption von Hochlastzeitfenstern mit 2–5 Tagen Vorlauf wird empfohlen.
2.	Eine Weiterentwicklung der stromintensiven Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV u. a. durch eine Reform des Benutzungsstundenkriteriums sollte erwogen werden.
3.	Für eine verursachungsgerechte Allokation der Netzkosten sollte ein Kapazitätspreis als zusätzlicher Parameter für die Berechnung der Netzentgelte geprüft werden.
4.	Eine Reduktion von Arbeits- und Leistungspreis bei einer Implementierung eines Kapazitätspreises sollte unter Berücksichtigung weiterer Einflussfaktoren wie Stromverbrauch, Industriepolitik und Akzeptanz geprüft werden.

Anreizregulierung

Die Analyse der unterschiedlichen Flexibilitätsmodelle hat gezeigt, dass die aktuelle Ausgestaltung der *Anreizregulierung* in vielen Fällen ein Hemmnis für die Bereitstellung netzdienlicher lastseitiger Flexibilität bildet. Insbesondere die Kosten für lastseitige Flexibilität durch die Nutzung von *Flexibilitätsmärkten*, die aktuell aufgrund der Budgetsystematik nicht refinanziert werden, sind eine Hürde für netzdienlichen Flexibilitäts-einsatz. Gleichzeitig wird für ÜNB erzeugungsseitige Flexibilität als *dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten* anerkannt. Diese unterschiedliche Kostenanerkennung verhindert ein technologieneutrales Engpassmanagement. Die Initiative Netzflex spricht sich daher aufgrund des zunehmend dringenden Bedarfs an lastseitiger Flexibilität für eine Einstufung und Anerkennung aller Engpassmanagementmaßnahmen als *dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten* noch innerhalb dieser Regulierungsperiode aus. Mittelfristig könnten für die Behandlung von Kosten für lastseitige Flexibilität Anreize geprüft werden. Sollte diese Prüfung positiv ausfallen könnten diese Anreize im Rahmen einer freiwilligen Selbstverpflichtung mit Beginn der 4. Regulierungsperiode (2024) umgesetzt werden. Dabei ist zu beachten, dass Engpasskosten aufgrund vieler exogener Faktoren für die Netzbetreiber nur bedingt beeinflussbar sind.

5.	Lastseitige Flexibilität sollte noch in dieser Regulierungsperiode wie erzeugungsseitige Flexibilität behandelt und als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden.
6.	Die Umsetzung einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) beim lastseitigen Engpassmanagement in der nächsten Regulierungsperiode sollte geprüft werden, um mögliche Effizianzanreize für den Einsatz netzdienlicher Flexibilität setzen zu können.

Marktversagen: Marktmacht, Preisabsprachen und Gaming

Der Ausübung von Marktmacht sowie möglichen Preisabsprachen kann effektiv entgegengewirkt werden, indem Flexibilitätsmärkte nur in Regionen zugelassen werden, die eine ausreichende Anzahl an Flexibilitätsakteuren aufweisen. In einem liquiden Markt mit starkem Wettbewerb sind die Möglichkeiten zur Beeinflussung der Preise begrenzt. Auch in einem liquiden Markt kann jedoch Gaming auftreten. Strategisches Bieterverhalten ist nur begrenzt durch zusätzlichen Wettbewerb zu verhindern. Es besteht Untersuchungsbedarf,

inwieweit insbesondere die Gaming-Risiken in der Praxis real bestehen und wie man ihnen am besten vorbeugen kann. Die laufenden SINTEG-Projekte sollten zur Konkretisierung weiterer Maßnahmen gegen Gaming genutzt werden. Erst mit der Einführung neuer Märkte lässt sich jedoch wirklich erproben, wie Marktteilnehmer unter verschiedenen Bedingungen agieren und welche Regeln sich zur Einschränkung unerwünschten Verhaltens eignen. Die möglichen Regeln sollten bereits heute in den SINTEG-Projekten erprobt werden. Die Initiative Netzflex plädiert somit dafür, in ersten Versuchen lastseitige Flexibilitätsmärkte in der Praxis zu erproben und parallel Maßnahmen zu entwickeln, die das Gaming verhindern. Solange die Vorteile der lastseitigen Flexibilitätsmärkte die Nachteile des strategischen Bietens überwiegen, wird ein Wohlfahrtsgewinn erreicht. Allerdings könnte die Einführung lastseitiger Flexibilitätsmärkte mit unerwünschten Verteilungseffekten einhergehen.

7.	Die SINTEG-Projekte sollten u. a. zur Entwicklung und Pilotierung von Regelungen genutzt werden, die das Risiko von Gaming, Marktmacht und Preisabsprachen einschränken.
8.	Instrumente zur Erfassung und Quantifizierung von Gaming-Aktivitäten sollten erforscht und ein hierfür geeignetes Monitoring-System entwickelt werden, welches in der Markthochlaufphase von Flexibilitätsmärkten das reale Gaming-Risiko erfasst.

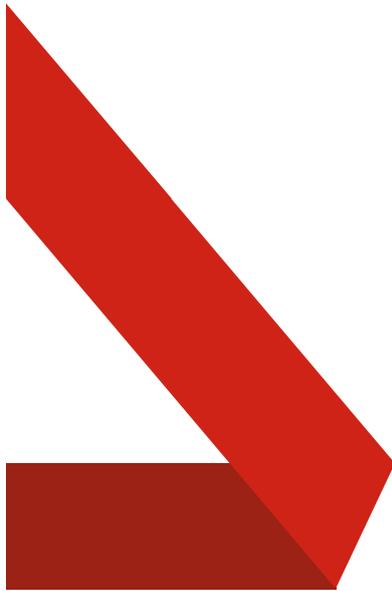
Flexibilitätsmodelle

Die Initiative Netzflex empfiehlt, auf Mittel-, Hoch und Höchstspannungsebene das Modell *Flexibilitätsmarkt* für Verbraucher prioritär in der Praxis zu erproben. Die Möglichkeit, die individuellen Kosten von lastseitiger Flexibilität in den höheren Spannungsebenen durch eine freie Preisbildung am Markt darzustellen hat Vorteile, die in vergleichbarem Umfang nur durch das Modell *Quotierung* erreicht werden könnten. Dieses wird jedoch aufgrund der fehlenden Akzeptanz, den hohen Transaktionskosten, der Gaming-Problematik und der schwierigen Parametrierung als nicht zielführend betrachtet. Für einen effizienten Einsatz des Modells *Flexibilitätsmärkte* müssten allerdings verschiedene Hürden beseitigt werden. Möglichst kurzfristig sollten in diesem Zusammenhang die No-Regret-Maßnahmen bei der *Anreizregulierung* und der *Netzentgeltsystematik* (individuelle Netznutzung) umgesetzt werden.

Für Flexibilitäten in der Niederspannung empfiehlt die Initiative Netzflex, diese durch eine Ausprägungsvariante des Modells *Langfrist-Flexibilitätszusagen* (Bsp. § 14a EnWG) zu kontrahieren. Der wirtschaftliche und technische Aufwand des Modells ist bei standardisierten Netznutzungsprodukten relativ gering und das Modell somit passend für Kleinstverbraucher. Die Netznutzer in dieser Spannungsebene sind in der Regel deutlich homogener als in den höheren Spannungsebenen und können daher besser über eine regulierte Vergütung angereizt werden. Eine freie Preisbildung würde in diesem Fall den Flexibilitätseinsatz unnötig verkomplizieren und damit potenziell verhindern. Bei Anwendung des Flexibilitätsmodells *Langfrist-Flexibilitätszusagen* (Bsp. § 14a EnWG) ist unbedingt auf die detaillierte Ausgestaltung bezüglich Vergütungshöhe, -modalitäten und Kontrahierungszwang bzw. -freiheit zu achten, um durch passende Regelungen zu vermeiden, dass Flexibilitäten über den eigentlichen Bedarf hinaus kontrahiert und einer anderweitigen Vermarktung entzogen werden. Da die dem Netzbetreiber entstehenden Kosten einsatzunabhängig über die *Netzentgelte* sozialisiert werden, steigt die Relevanz einer angemessenen Parametrisierung bzw. Kontrahierung. Eine übermäßige Kontrahierung in engpassfreien Netzgebieten sollte unbedingt verhindert werden. Um lastseitige Flexibilität aus der Niederspannung auch auf anderen Netzebenen netzdienlich einsetzen zu können, müssen geeignete (automatisierte) Koordinationsprozesse zwischen den Netzbetreibern entwickelt bzw. weiterentwickelt werden.

Beim Modell *Zeitvariable Netzentgelte* wird die Parametrierung von der Initiative Netzflex als sehr komplex eingeschätzt. Darüber hinaus ist es mit nicht unerheblichen Transaktionskosten verbunden. Da die *zeitvariablen Netzentgelte* kein Modell zum Engpassmanagement sind, sondern Verhaltensanreize für flexible Verbraucher setzen, können zudem Engpässe nicht zuverlässig behoben werden. Eine Umsetzung des Flexibilitätsmodells wird von der Initiative Netzflex daher nicht empfohlen. Das Modell *Quotierung* wird aufgrund der fehlenden Akzeptanz, den hohen Transaktionskosten, der Gaming-Problematik und der schwierigen Parametrierung von einer Mehrzahl der Projektpartner abgelehnt. Auch das Flexibilitätsmodell *Zugriffsrecht Netzbetreiber* ist aufgrund des unfreiwilligen Eingriffs in das Verbrauchsverhalten als nicht umsetzbar zu bewerten. Es wird bezweifelt, dass es, wie in diesem Modell vorgesehen, regulatorisch möglich ist, heterogene Verbraucher kostenorientiert für die Eingriffe der Netzbetreiber zu entschädigen.

9.	Einführung von Flexibilitätsmärkten auf Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene fokussieren
10.	Die Flexibilität von Kleinstverbrauchern im Sinne des Modells Langfrist-Flexibilitätszusagen (Bsp. § 14a EnWG) sollte prioritär in der Niederspannung aktiviert werden.



dena-ANALYSE

Regulatorische Maßnahmen zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität

Teil 2: Wissenschaftliches Gutachten

Das folgende durch die dena beauftragte Gutachten wurde verfasst durch

consentec

Das Gutachten wurde unabhängig erstellt und bildet mit qualitativen Analysen die Basis der dena-Initiative Netzflex. Die in dem Gutachten getroffenen Einzelaussagen geben nicht zwangsläufig die Meinung der Projektpartner und der dena wieder.



Regulatorische Bewertung von Maßnahmenvorschlägen zur Erschließung netzdienlicher Flexibilität

Endbericht

im Auftrag von

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

31. Juli 2019

Regulatorische Bewertung von Maßnahmenvorschlägen zur Erschließung netzdienlicher Flexibilität

Endbericht

im Auftrag von

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

31. Juli 2019

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

Inhalt

Zusammenfassung	1
1 Hintergrund und Aufgabenstellung	1
1.1 Konzepte für die Flexibilitätsnutzung	1
1.2 Netzflex-Initiative der dena	1
1.3 Aufgabenstellung und Berichtsgliederung	2
2 Kategorisierung von Maßnahmenvorschlägen	3
2.1 Maßnahmenvorschläge, Flexibilitätsmodelle und Regelungsbereiche	3
2.2 Systematik zur Kategorisierung von Flexibilitätsmodellen	4
2.3 Abgrenzung von Betrachtungsaspekten	6
3 Bewertungskriterien	7
4 Flexibilitätsmodell Zugriffsrecht Netzbetreiber	9
4.1 Beschreibung	9
4.2 Bewertung von Kompatibilitätsfragen	11
4.3 Bewertung von Effizienzfragen	12
4.4 Bewertung von Akzeptanzfragen	12
4.5 Fazit	12
5 Flexibilitätsmodell Langfrist-Flexibilitätszusagen	14
5.1 Beschreibung	14
5.2 Bewertung von Kompatibilitätsfragen	18
5.3 Bewertung von Effizienzfragen	19
5.4 Bewertung von Akzeptanzfragen	24
5.5 Fazit	25
5.6 Ausprägungsvorschläge	26
5.6.1 „Netznutzungsprodukte“ (Frontier Economics; IAEW)	26
5.6.2 „Bedingte Netznutzung“/„Spitzenglättung“ (BET et al.)	26
5.6.3 „Servicelevel-Modell“ (Lechwerke)	29

5.6.4	„Quotierung mit freiwilliger Teilnahme“ (Ecofys/IWES)	30
6	Flexibilitätsmodell Quotierung	33
6.1	Beschreibung	33
6.2	Gestaltungsvarianten und Fokussierung weiterer Analyse	36
6.2.1	Freiwillige Teilnahme mit regulierter Vergütung	36
6.2.2	Verpflichtende Teilnahme ohne Vergütung	36
6.2.3	Verpflichtende Teilnahme mit Vergütung und Sekundärhandel.....	36
6.3	Bewertung von Kompatibilitätsfragen.....	38
6.4	Bewertung von Effizienzfragen	39
6.5	Bewertung von Akzeptanzfragen.....	42
6.6	Fazit.....	43
7	Flexibilitätsmodell Flexibilitätsmärkte	45
7.1	Beschreibung	45
7.2	Bewertung von Kompatibilitätsfragen.....	47
7.3	Bewertung von Effizienzfragen	48
7.4	Bewertung von Akzeptanzfragen.....	52
7.5	Fazit.....	53
7.6	Ausprägungsvorschläge	54
7.6.1	SINTEG-Projekt enera	54
7.6.2	NODES-Plattform	55
7.6.3	„Regionaler RegelenergiemarktPlus“ (Ecofys/IWES).....	56
7.7	Exkurs zur Gaming-Problematik.....	58
8	Flexibilitätsmodell Zeitvariable Netzentgelte	63
8.1	Beschreibung	63
8.2	Bewertung von Kompatibilitätsfragen.....	67
8.3	Bewertung von Effizienzfragen	68
8.4	Bewertung von Akzeptanzfragen.....	72

Inhalt

8.5	Fazit.....	73
8.6	Ausprägungsvorschläge	74
8.6.1	Vorschlag in BMWi-Studie von Consentec/Fraunhofer ISI	74
8.6.2	Vorschlag in Agora-EW-Studie von E-Bridge/ZEW/TU Clausthal.....	75
8.6.3	Vorschlag in Veröffentlichung von E-Bridge/Mitnetz Strom	76
8.6.4	Vorschläge der dena-Taskforce Netzentgelte	76
9	Kombinierbarkeit von Flexibilitätsmodellen	79
10	Maßnahmencluster Netzentgeltsystematik	81
10.1	Problemdiagnose hinsichtlich netzdienlicher Flexibilitätsnutzung	81
10.2	Vorschläge in BMWi-Studie von Consentec/Fraunhofer ISI	82
10.3	Vorschläge in Agora-EW-Studie von E-Bridge/ZEW/TU Clausthal.....	83
10.4	Vorschläge der dena-Taskforce Netzentgelte	84
11	Maßnahmencluster Anreizregulierung	86
11.1	Problemdiagnose hinsichtlich netzdienlicher Flexibilitätsnutzung	86
11.2	Opex-Rendite	87
11.3	Behandlung weiterer Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar	88
11.4	Behandlung von Flexibilitätskosten als volatile Kosten.....	89
11.5	Betriebskostenabgleich für Flexibilitätskosten.....	89
11.6	Anpassungen beim Effizienzvergleich.....	90
11.7	Simulierter Wettbewerb („Yardstick Competition“)... ..	90
	Literatur/Quellen	92

Zusammenfassung

Hintergrund und Aufgabenstellung

In der Energieversorgungsbranche und der Energiepolitik wird seit einigen Jahren intensiv über die Ausgestaltung von Regelungen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten der Netznutzer diskutiert. Dabei geht es weniger um die prinzipielle Frage, ob eine netzdienliche Flexibilitätsnutzung möglich und sinnvoll ist, denn bestimmte Formen davon – wie etwa die auf erzeugungsseitige Flexibilität bezogenen Instrumente Redispatch und Einspeisemanagement – sind bereits seit längerer Zeit etabliert. Es geht vielmehr um die Frage, auf welche Weise netzdienliche Flexibilitäten zukünftig beschafft und vergütet werden sollen und wie hierbei weitere flexible Netznutzer – insbesondere Verbraucher und Speicherbetreiber, soweit nicht bereits beim Redispatch berücksichtigt – einbezogen werden können. Letztlich steht damit zur Diskussion, wie der Wettbewerb der (netzdienlichen) Flexibilitätsoptionen gestaltet werden soll. Hierzu liegen vielfältige Konzept- und Maßnahmenvorschläge vor, die teilweise in laufenden FuE- und Demonstrationsprojekten erprobt werden. Bislang ist jedoch noch offen, welche Maßnahmen und Modelle im Ergebnis zur Umsetzung kommen werden.

Vor diesem Hintergrund führt die Deutsche Energie-Agentur (dena) seit mehreren Jahren einen Diskussionsprozess mit einem Stakeholder-Kreis über Fragen der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung. Dieser Kreis umfasst Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (ÜNB und VNB), Energieversorgungsunternehmen und -dienstleister, Strommarktbetreiber und Stromverbraucher. Hieraus ist die „Initiative für Netzflexibilität“ hervorgegangen, die Empfehlungen zur Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens mit Blick auf die netzdienliche Flexibilitätsnutzung erarbeitet. Im Zusammenhang mit dieser Initiative hat dena die vorliegende Untersuchung als Grundlage für die weitere Diskussion beauftragt. Aufgabe der Untersuchung ist, relevante regulatorische Maßnahmenvorschläge zu identifizieren, zu kategorisieren und anhand abgestimmter Kriterien zu bewerten. Die Herleitung von hierauf bezogenen politischen Handlungsempfehlungen ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung und bleibt dem Stakeholder-Kreis überlassen. Der vorliegende Bericht über die Untersuchungsergebnisse gibt die Sichtweise der Autoren wieder, die nicht mit der Sichtweise der Teilnehmer der dena-Netzflex-Initiative übereinstimmen muss.

Kategorisierung von Maßnahmenvorschlägen

Im ersten Schritt der Untersuchung wird eine Systematik zur Kategorisierung von Maßnahmenvorschlägen zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung entwickelt. Diese Systematik baut auf die zentralen Begriffe Flexibilitätsmodell und Regelungsbereich auf:

- Unter einem **Flexibilitätsmodell** wird die Gesamtheit der Regelungen verstanden, die zur Umsetzung eines Beschaffungsweges für netzdienliche Flexibilitäten benötigt werden. Beispiele für bereits etablierte Flexibilitätsmodelle sind das Redispatch-Regime und die Regelungen zu flexiblen Niederspannungs-Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG.
- Die für die Umsetzung eines Flexibilitätsmodells erforderlichen Regelungen betreffen unterschiedliche **Regelungsbereiche**. Beispiele für hier relevante Regelungsbereiche sind Definitionen der involvierten Akteure, Verantwortungszuordnungen für Einsatzentscheidungen und Regelungen zur Vergütung und Kostenbehandlung.

Vorliegende Maßnahmenvorschläge zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung betreffen teilweise ganze Flexibilitätsmodelle, teilweise hingegen nur einen einzigen Regelungsbereich, dies aber evtl. für mehrere Flexibilitätsmodelle. Angesichts dieser Heterogenität wäre eine unsortierte

Analyse dieser Einzelvorschläge kaum in der Lage, ein konsistentes Bild der aktuell diskutierten Gestaltungsmöglichkeiten zu zeichnen. Daher wurde vereinbart, die Untersuchung primär auf **Flexibilitätsmodelle** zu fokussieren und danach zu gliedern. Konkret werden die folgenden Flexibilitätsmodelle betrachtet:

- *Zugriffsrecht Netzbetreiber*
- *Langfrist-Flexibilitätszusagen*
- *Quotierung*
- *Flexibilitätsmärkte*
- *Zeitvariable Netzentgelte*

Diese Modelle beziehen sich durchweg auf die *netzdienliche* Flexibilitätsnutzung, auch wenn dies nicht explizit aus den Bezeichnungen hervorgeht. Die etablierten Konzepte *Redispatch* und *Einspeisemanagement* werden hier nicht vertieft analysiert, da hierzu keine zu betrachtenden Maßnahmenvorschläge vorliegen. Daraus folgt jedoch nicht, dass diese Modelle für die Zukunft nicht weiterhin als relevant erachtet werden.

Um bei der Analyse der Flexibilitätsmodelle einen schnellen Überblick über deren Merkmale vermitteln zu können, wird eine matrixartige Darstellungsform verwendet, die die wesentlichen Regelungsbereiche, die für ein Flexibilitätsmodell auszugestaltet sind, und mögliche Ausprägungen dieser Regelungen aufzeigt. Diese Darstellungen dienen aber nur der groben Charakterisierung der Modelle und sollen nicht die Ergebnisse der detaillierten Beschreibung und Bewertung der Modelle wiedergeben.

Ein Teil der zu betrachtenden Maßnahmenvorschläge lässt sich jedoch *nicht* einem dieser Flexibilitätsmodelle zuordnen, sondern betrifft übergreifende regulatorische Aspekte. Hierbei geht es insbesondere um den Abbau von Hemmnissen für die Flexibilitätsbereitstellung im Bereich der Netzentgeltsystematik und um die regulatorische Behandlung von Kosten, die den Netzbetreibern im Zusammenhang mit den Flexibilitätsmodellen entstehen. Zur Behandlung dieser Maßnahmenvorschläge werden zusätzlich zwei **regulatorische Maßnahmencluster** definiert:

- *Netzentgeltsystematik*
- *Anreizregulierung*

Bei der Behandlung von Flexibilitätsmodellen und Maßnahmenclustern werden im vorliegenden Bericht neben generischen Beschreibungen der zugrundeliegenden Konzepte jeweils – soweit in die Analyse aufgenommen – auch konkrete Ausprägungsvorschläge betrachtet, die von unterschiedlichen Seiten in die laufende Debatte zu diesem Themenkomplex eingebracht wurden.

Betrachtungsschwerpunkte und Bewertungskriterien

In dieser Untersuchung werden in erster Linie Aspekte betrachtet, die im weitesten Sinne unter den Oberbegriff des *Marktdesigns* gefasst werden können (auch wenn es teilweise nicht um marktbasierende Modelle geht), wie z. B. Festlegungen zum Teilnehmerkreis, zur Kontrahierung und zum Einsatz von Flexibilitätsoptionen sowie Fragen der Vergütung und Kostenbehandlung. Fragen, die für eine mögliche *praktische Umsetzung* von Flexibilitätsmodellen zu klären sind, etwa hinsichtlich messtechnischer Anforderungen und der Gestaltung von Datenaustausch und Steuerungsmöglichkeiten, werden hingegen nur teilweise und nachrangig angesprochen. Dies ist allein der Schwerpunktsetzung dieser Untersuchung geschuldet und darf nicht dahingehend interpretiert werden, diese Aspekte seien weniger relevant.

Die **Bewertung** der betrachteten **Flexibilitätsmodelle** erfolgt nach einem einheitlichen Kriterienraster, das sich auch in der Gliederung der betreffenden Abschnitte widerspiegelt. Hierbei wird nach Kompatibilitäts-, Effizienz- und Akzeptanzfragen unterschieden:

- Die **Kompatibilitätsfragen** betreffen die Vereinbarkeit mit Vorgaben, die zumindest kurzfristig nicht zur Disposition stehen. Dies sind einerseits EU-rechtliche Anforderungen an die Beschaffung von Leistungen für das Engpassmanagement und andererseits die konstituierenden Merkmale des deutschen Strommarktdesigns.
- Unter **Effizienzfragen** werden hier Aspekte verstanden, die sich auf die Allokation von Flexibilitäten, die Anreizwirkungen und den Umsetzungsaufwand von Flexibilitätsmodellen beziehen. Dies betrifft etwa die Allokation von Flexibilität zwischen den Sphären Markt und Netz sowie zwischen den Netzebenen, die Abwägung zwischen der Flexibilitätsnutzung und anderen operativen oder investiven Lösungen, die mit Flexibilitätsmodellen verbundenen Transaktionskosten und die Vermittlung von Investitionsanreizen an Flexibilitätsanbieter.
- Im Hinblick auf **Akzeptanzfragen** wird untersucht, inwieweit die mit einem Flexibilitätsmodell einhergehenden Verteilungseffekte bei der Tragung der Flexibilitäts- und Netzkosten voraussichtlich als fair empfunden werden, welche Beiträge ein Modell zur Umsetzung der Energiewende erbringen kann und wie der rechtliche und politische Umsetzungsaufwand eines Modells einzuschätzen ist.

Es ist dabei *nicht* Ziel der Untersuchung, die Bewertungen zu den einzelnen Kriterien in einer gewichteten Form zusammenzuführen und hieraus Gesamtbewertungen herzuleiten, aus denen sich etwa eine Rangfolge der Vorzugswürdigkeit ableiten ließe.

Die im Bereich der Maßnahmencluster **Netzentgeltssystematik** und **Anreizregulierung** untersuchten Vorschläge werden ebenfalls bewertet, allerdings in vergleichsweise knapper Form und nicht auf Grundlage eines einheitlichen Bewertungsrasters. Eine umfassende Bewertung dieser Maßnahmenvorschläge ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich.

Flexibilitätsmodell Zugriffsrecht Netzbetreiber

Die Idee dieses Flexibilitätsmodells besteht darin, das etablierte, auf erzeugungsseitige Flexibilitäten bezogene Engpassmanagementkonzept (Redispatch und Einspeisemanagement) auf verbrauchsseitige Flexibilitätsoptionen zu übertragen. Dieses Konzept ermächtigt Netzbetreiber, gegen Zahlung kostenorientierter Entschädigungen Änderungen des Einsatzes der von diesem Konzept erfassten Erzeugungsanlagen anzuweisen. Übertragen auf verbrauchsseitige Flexibilitäten würde dies bedeuten, dass Netzbetreiber – ggf. mit Ankündigung, aber ohne Ablehnungsmöglichkeit – Änderungen des Verbrauchsverhaltens anweisen dürften und hierfür kostenorientierte, einsatzabhängige Entschädigungen zahlen würden. Hiermit ist nicht die bereits heute bestehende Möglichkeit von Anpassungen jeglicher Stromeinspeisungen und -entnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG gemeint, denn diese bezieht sich nur auf Notsituationen, in denen reguläre Engpassmanagementmaßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht ausreichen, um Gefährdungen oder Störungen der Netzsicherheit abzuwenden. In diesen Situationen können Anpassungen auch ohne Entschädigung der Netznutzer vorgenommen werden. Die Überlegungen zum Flexibilitätsmodell Zugriffsrecht Netzbetreiber beziehen sich vielmehr auf das *reguläre* Engpassmanagement unter Zahlung von Entschädigungen.

Die Analyse zeigt jedoch, dass dieses Modell kaum geeignet erscheint, um weitere Flexibilitätsoptionen für das reguläre Engpassmanagement zu erschließen. Hauptgrund hierfür sind die erheblichen Herausforderungen, die mit der regulatorischen Ermittlung der Kosten

verbrauchsseitiger Flexibilitätseinsätze verbunden wären. Die Möglichkeit unabgestimmter Eingriffe in das Verbraucherverhalten sollte daher auch weiterhin für Notsituationen vorbehalten bleiben, in denen auch entschädigungsfreie Anpassungen akzeptiert werden können (s. oben).

Flexibilitätsmodell Langfrist-Flexibilitätszusagen

Das Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen zielt darauf ab, die Flexibilität von Kleinverbrauchern auf freiwilliger Basis netzdienlich nutzbar zu machen, ohne bei jedem Einsatz Abstimmungen über Art und Umfang des Einsatzes und der Vergütung zu erfordern. Konstituierendes Merkmal ist hierbei, dass Verbraucher Netzbetreibern für einen längeren – meist im Vorhinein gar nicht festgelegten – Zeitraum das Recht zu grundsätzlich freien, im Umfang aber begrenzten Eingriffen in das Verbrauchsverhalten einräumen und hierfür eine pauschale, d. h. nicht von den tatsächlichen Einsätzen abhängige Vergütung erhalten. In dem verbleibenden, vom Netzbetreiber nicht in Anspruch genommenen Umfang kann die Flexibilität weiterhin für verbraucher- oder marktseitige Zwecke eingesetzt werden.

Eine Ausprägung dieses Modells ist im heutigen Rechtsrahmen bereits durch die Regelungen zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz nach § 14a EnWG angelegt. Diese Regelung wird heute in großem Stil auf Elektrowärmeanwendungen (Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen) angewandt, die teilweise aber schon Jahrzehnte vor Liberalisierung der Energiewirtschaft installiert wurden und auch damals bereits durch günstige Stromtarife gefördert wurden. Vereinzelt wird § 14a EnWG aber inzwischen auch auf neuartige Flexibilitätsoptionen wie E-Mobil-Ladeeinrichtungen angewandt. Die Gesetzesvorschrift sieht eine Ermächtigungsgrundlage für die Bundesregierung vor, die Ausgestaltung dieses Modells durch Verordnung zu konkretisieren. Hierüber wird aktuell intensiv diskutiert. Die Vorschrift gibt bereits einige Gestaltungsaspekte vor, die aus Sicht der Autoren aber keine zwingenden Merkmale des hier diskutierten Flexibilitätsmodells sind.

Dieses Flexibilitätsmodell ist – soweit es sich als kompatibel mit den EU-Anforderungen an marktliche Beschaffungsverfahren erweist – aus Sicht der Autoren eine grundsätzlich praktikable Option zur Nutzbarmachung der Flexibilität von Kleinverbrauchern für netzdienliche Zwecke, v. a. für das Engpassmanagement. Es ist mit relativ geringen Transaktionskosten im Massengeschäft – insbesondere bei Niederspannungs-, evtl. auch bei kleinen Mittelspannungskunden – umsetzbar und kann für Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter zu vorhersehbaren Verhältnissen bei der Allokation und Vergütung dieser Flexibilität führen. Die Eignung für Flexibilitäten von Kleinverbrauchern ergibt sich auch daraus, dass die Flexibilitätskosten bei diesen Verbrauchertypen – einschließlich Opportunitätskosten durch sonstige Vermarktungsmöglichkeiten – vergleichsweise homogen sind, anders als z. B. bei Industrieverbrauchern, deren Flexibilitätskosten stark von den jeweiligen industriellen Prozessen abhängen.

Das größte Risiko des Modells besteht darin, dass es durch die Netzbetreiber in ineffizient starkem Umfang eingesetzt werden könnte. Zumindest bei der heutigen Ausgestaltung bestehen weder bei der Kontrahierung noch beim Einsatz der Flexibilität Anreize zur Beschränkung auf den notwendigen Umfang, und eine angepasste Behandlung bei der Anreizregulierung könnte angesichts der einsatzunabhängigen Vergütung auch nur bei der Kontrahierung, nicht jedoch beim Einsatz eine disziplinierende Wirkung entfalten. Eine ineffizient starke Nutzung kann sich z. B. dahingehend äußern, dass diese Flexibilität

- auch in Netzgebieten netzdienlich kontrahiert wird, in denen keine Engpässe vorliegen,
- stärker als erforderlich netzdienlich eingesetzt und insoweit dem Markt entzogen wird,

- nur mit Blick auf die Netzsituation des Anschlussnetzbetreibers genutzt wird oder
- ineffizient stark gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen bevorzugt wird.

Eine wesentliche Herausforderung bei der Umsetzung des Modells besteht daher darin, Merkmale wie Vergütungshöhe und -modalitäten, Kontrahierungszwang vs. -freiheit und anreizregulatorische Behandlung so zu gestalten, dass dieses Effizienzrisiko und auch die durch das Modell verursachten Verteilungswirkungen zulasten nicht-flexibler Verbraucher in vertretbarem Rahmen gehalten werden. Nach Einschätzung der Autoren könnte dies v. a. gelingen, wenn die Anwendung des Modells auf Kleinverbraucher beschränkt bleibt und Einsätze relativ selten stattfinden, so dass marktseitige Nutzungsmöglichkeiten nur geringfügig beeinträchtigt werden.

Daneben ist zu beachten, dass das Modell als Kehrseite seiner relativ einfachen Umsetzbarkeit verschiedene Beschränkungen und offene Fragen hinsichtlich mehrerer Effizienz Aspekte aufweist, etwa infolge eines Mangels an Technologieneutralität, einer bevorzugten Nutzung für die unteren Netzebenen und des im Grundkonzept nicht vorgesehenen bilanziellen Ausgleichs von netzdienlichen Flexibilitätseinsätzen.

Flexibilitätsmodell Quotierung

Die Grundidee des Flexibilitätsmodells Quotierung besteht darin, als Mittel zur Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen den Netznutzern Einschränkungen hinsichtlich der von ihnen beanspruchbaren Netzkapazität aufzuerlegen. Der Begriff „Quotierung“ steht dabei dafür, dass diese Einschränkungen – dem Gleichbehandlungsgrundsatz folgend – alle in Frage kommenden Netznutzer zu gleichen Anteilen treffen sollen. Dabei ist ausgestaltungsabhängig zu definieren, welche Netznutzer zu dem betroffenen Kollektiv gehören und nach welchen Regeln die anteilige Zuordnung von Netzkapazität erfolgt. Eine konkrete Ausgestaltung könnte z. B. vorsehen, dass bei einem verbrauchsinduzierten Engpass die Bezugsleistung aller flexiblen Verbraucher, die über die Engpassstelle versorgt werden, vorübergehend auf einen bestimmten Anteil ihrer Netzanschlusskapazität begrenzt wird.

Zu diesem Flexibilitätsmodell liegen verschiedene Ausprägungsvorschläge vor, die sich hinsichtlich der Freiwilligkeit der Teilnahme und der Vergütungsregelungen unterscheiden. Einer dieser Vorschläge, der eine freiwillige Teilnahme von Verbrauchern gegen Vergütungen auf regulierter Basis vorsieht, lässt sich als eine Ausprägungsvariante des Modells Langfrist-Flexibilitätszusagen auffassen und wird dementsprechend dort näher betrachtet. Die vertiefte Analyse des Flexibilitätsmodells Quotierung in diesem Bericht bezieht sich hingegen auf eine Ausprägung mit verpflichtender Teilnahme aller (oder aller flexiblen) Verbraucher in Verbindung mit einem Sekundärhandel von Nutzungsrechten. Dieses Modell kann als Erweiterung des Modells Zugriffsrecht Netzbetreiber um ein marktliches Element gesehen werden. Es ist zugleich eine Alternative zum Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen, denn es bezieht sich weitgehend auf die gleichen Flexibilitätsoptionen und Netzebenen und sieht ebenfalls ein jederzeitiges Einsatzrecht des Netzbetreibers vor.

Dieses Modell ist aufgrund des Sekundärhandels-Elements vermutlich mit den EU-rechtlichen Anforderungen nach marktlicher Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen vereinbar. Es schafft mit Blick auf seine primäre Zielsetzung, nämlich das Management von verbrauchsinduzierten Engpässen in den unteren Verteilnetzebenen durch neuartige Verbrauchseinrichtungen, eine Grundlage für eine effiziente Allokation von Flexibilitäten. Diese setzt allerdings voraus, dass sich in den betroffenen Gebieten liquide Sekundärhandelsmärkte einstellen. Da es sich bei Engpässen in diesen Netzebenen um sehr kleine Gebiete handeln kann und die

Marktakteure nicht die einzelnen Verbraucher, sondern Lieferanten und Aggregatoren sein werden, ist die Erfüllung dieser Voraussetzung allerdings fraglich.

Nachteilig ist, dass das Modell eine zumindest für diese Netzebenen ungewohnt hohe Komplexität des Netzzugangsregimes und damit verbunden vermutlich auch relativ hohe Transaktionskosten mit sich bringt. Zudem stellt es hohe Anforderungen an die Ausgestaltung und Parametrierung, um unerwünschte Anreizwirkungen etwa hinsichtlich strategischen Verhaltens sowie unangemessene Verteilungswirkungen zwischen den Netznutzern zu vermeiden.

Die politische Umsetzbarkeit des Modells dürfte u. a. davon abhängen,

- ob eine verpflichtende Einbeziehung aller Letztverbraucher in das Engpassmanagement und/oder eine technologiespezifische Ausgestaltung der Netzzugangsregeln Akzeptanz finden und
- ob sich eine Ausgestaltung finden lässt, deren von der Quotierungsregel abhängige Verteilungswirkungen als fair empfunden werden und bei der eine Anfälligkeit für strategisches Verhalten weitgehend ausgeschlossen werden kann.

Flexibilitätsmodell Flexibilitätsmärkte

Das Modell Flexibilitätsmärkte zielt darauf ab, eine marktbasierete Möglichkeit zur unmittelbaren Beschaffung von Flexibilitätseinsätzen (und nicht z. B. nur zur Kontrahierung von Flexibilitätsszusagen) für das Engpassmanagement zur Verfügung zu stellen. Als Kernelemente der marktlichen Ausgestaltung werden in der Regel die freiwillige Teilnahme von Flexibilitätsanbietern und die wettbewerbliche (im Gegensatz zur regulierten) Preisfindung gesehen. Zudem werden Flexibilitätsmärkte meist als organisierte Plattformen vorgeschlagen, die mit einer Vereinheitlichung von Flexibilitätsprodukten und Marktregeln einhergehen und einen transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffungsprozess ermöglichen. Solche Plattformen könnten sogar bundesweit einheitlich ausgestaltet sein, um Ineffizienzen durch gebietsweise unterschiedliche Gestaltungen zu vermeiden und eine hohe Transparenz über das Marktgeschehen zu gewährleisten. Auch bei einer solchen Gestaltung geht es aber prinzipiell um *ortsbezogene* Flexibilitätsoptionen, was mitunter durch die Bezeichnung als „lokale Flexibilitätsmärkte“ in Abgrenzung zu nicht ortsbezogenen Flexibilitätsmärkten wie z. B. den Regelleistungsmärkten verdeutlicht wird.

Im Hinblick auf weitere Designaspekte ist das Grundkonzept der Flexibilitätsmärkte nicht auf eine bestimmte Gestaltung festgelegt. In dieser Untersuchung werden aber schwerpunktmäßig Märkte betrachtet, die als eigenständige, nicht unmittelbar mit dem zonalen Strommarkt oder sonstigen Märkten (z. B. Regelreservemärkten) gekoppelte Märkte ausgebildet sind, und auf denen im Intraday-Zeitbereich viertelstündliche Fahrplanprodukte gehandelt werden, und zwar entweder Energiemengen oder Einspeisungs-/Verbrauchsverpflichtungen.

Eine solche marktliche Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen hätte bei unbeeinträchtigtter Funktionsweise klare Vorteile gegenüber regulierten Ansätzen hinsichtlich der Effizienz der Preisbildung und der Allokation von Flexibilität. Dies gilt besonders für solche Flexibilitätsoptionen, deren Kosten regulatorisch nur schwer bestimmbar sind und die daher kaum in ein reguliertes Konzept integriert werden können. Bei diesen Optionen könnten durch marktliche Organisation weitere Angebotspotenziale erschlossen werden, da die mit der marktbasiereten Preisfindung verbundenen Gewinnmöglichkeiten eine freiwillige Teilnahme von ansonsten nicht einbezogenen Flexibilitätsanbietern anreizen würden.

Diese Effizienzvorteile des marktlichen Ansatzes unterliegen aber verschiedenen Einschränkungen. So sind lokale Flexibilitätsmärkte aufgrund des starken Ortsbezugs des Engpassmanage-

ments anfällig für einen Mangel an Liquidität und – damit oft eng verbunden – Marktmacht einzelner Anbieter. Die Effizienz der Allokationsentscheidungen kann zudem durch regulatorische Rahmenbedingungen etwa hinsichtlich der Belastung von Flexibilitätsgeboten mit Entgelten, Umlagen und Abgaben beeinträchtigt sein. Ein weiterer Einfluss auf die Effizienz ergibt sich aus den zu erwartenden Transaktionskosten, insbesondere dann, wenn *zusätzlich* das regulierte Engpassmanagement-Regime aufrecht erhalten bleiben soll. Eine Einschränkung der Wirkungsreichweite dieses Konzepts aus Netzbetreibersicht besteht darin, dass Flexibilität hierbei nicht so sicher verfügbar ist wie bei regulierten Ansätzen und daher nicht mit gleicher Verlässlichkeit als Substitut für Netzausbau genutzt werden kann (was aber von Befürwortern meist auch nur als nachrangige Zielsetzung dieses Flexibilitätsmodells diskutiert wird).

Als entscheidende Herausforderung kristallisiert sich in der aktuellen Debatte jedoch die Anfälligkeit von Flexibilitätsmärkten für das sogenannte „Inc-dec-Gaming“ heraus. Dieses voraussichtlich nicht rechtswidrige strategische Verhalten von Flexibilitätsanbietern kann bei antizipierbaren Engpässen zu einer Ausweitung des Engpassvolumens und zu Rentenverschiebungen zulasten der Verbraucher führen und die Effizienz des Marktpreissignals beeinträchtigen. Die Akzeptanz dieses Flexibilitätsmodells dürfte daher stark davon abhängen, wie die Auswirkungen dieses Kompatibilitätsproblems mit dem in der deutschen Gebotszone etablierten Strommarktdesign bewertet werden.

Flexibilitätsmodell Zeitvariable Netzentgelte

Das Ziel einer möglichen zeitvariablen Gestaltung von Netzentgelten besteht darin, Verbrauchern Anreize zu vermitteln, ihre Flexibilität *selbstständig* in netzdienlicher Weise einzusetzen, und zwar in dem Umfang, in dem dies unter Abwägung der erzielbaren Entgelteinsparungen und der Kosten (einschließlich Opportunitätskosten) ihrer Flexibilität für sie wirtschaftlich vorteilhaft ist. Anders als bei den zuvor diskutierten Flexibilitätsmodellen geht es also *nicht* um die Anweisung konkreter, vom Netzbetreiber bestimmter Flexibilitätseinsätze. Vielmehr sind zeitvariable Entgelte ein auf einen Teil der Strompreise bezogenes Instrument der *Preissteuerung*. Es ist kaum geeignet, eine verbindliche Nachfrage des Netzbetreibers zu bedienen, sondern zielt darauf, ökonomisch effiziente Preissignale zu vermitteln, auf deren Basis Verbraucher selbst entscheiden, inwieweit sie ihre Flexibilität in der angereizten Weise einsetzen.

Daher ist dieses Instrument nicht für die Beschaffung von Maßnahmen für das kurzfristige Engpassmanagement geeignet, bei dem sich Netzbetreiber darauf verlassen können müssen, dass die per Steuerung, Anweisung oder Zuschlag veranlassten Maßnahmen auch umgesetzt werden. Der Anwendungsbereich der Preissteuerung ist dem Engpassmanagement vorgelagert: Ziel ist hierbei, das Profil der Netzauslastung so zu beeinflussen, dass Häufigkeit und Umfang von akuten Netzengpässen und damit Umfang und Kosten von Engpassmanagementmaßnahmen abnehmen, evtl. sogar verbunden mit einer Dämpfung des Netzausbaubedarfs.

Die Wirkungsweise dieses Steuerungsansatzes ist eher auf eine mittel- bis langfristige Perspektive angelegt, da die Verbraucher hier selbst zum Entscheidungsträger werden und ihre Verhaltensweisen und Entscheidungsprozesse entsprechend anpassen müssen. Daraus folgt nicht, dass auch die Stärke und der zeitliche Verlauf der Preissignale mittel- bis langfristig konstant bleiben müssen, wie dies bei den traditionellen Hoch-/Niedrigtarifangeboten der Fall war. Vielmehr kann die Anpassung der Verhaltensweisen auch einschließen, dass sich Verbraucher an die Veränderlichkeit der Preissignale gewöhnen. Wenn dies in einer für Verbraucher nachvollziehbaren Korrelation mit äußeren Einflussfaktoren wie z. B. den Witterungsbedingungen geschieht, werden diese Änderungen näherungsweise vorhersehbar.

Zeitvariable Netzentgelte sind damit das einzige der hier untersuchten Flexibilitätsmodelle, das einen direkten Verhaltensanreiz an flexible Verbraucher auf Basis eines zeitlich veränderlichen Preissignals setzt. Hiermit kann grundsätzlich auch die Erschließung zusätzlicher Flexibilität bei vormals nicht-flexiblen Verbrauchern angereizt werden. Mit diesem Modell kann grundsätzlich eine effiziente Allokation von Flexibilität zwischen Markt und Netz sowie zwischen den Netzebenen erreicht werden, und zwar ohne explizite Mechanismen zur Konfliktlösung zwischen unterschiedlichen Einsatzzwecken. Das Modell steht auch nicht im direkten Wettbewerb zu anderen operativen Lösungsoptionen, da es, wie oben erläutert, nicht zur gezielten Anweisung konkreter Maßnahmen geeignet ist und diesbezügliche Konzepte somit nicht ersetzen kann.

Die potenziellen Effizienzvorteile dieses Modells unterliegen allerdings verschiedenen Einschränkungen. Ein wesentlicher Aspekt sind hierbei die hohen Anforderungen an die sachgerechte Gestaltung und Parametrierung zeitvariabler Netzentgelte. Bei unzureichender Erfüllung dieser Anforderungen drohen Risiken wie z. B. eine übermäßige Bindung von Flexibilität an die Netzsphäre oder sogar fallweise kontraproduktive Flexibilitätseinsätze. Daneben führt das Modell zu erhöhter Komplexität der Netzentgeltsystematik und nicht unerheblichen Transaktionskosten insbesondere bei Netzbetreibern und Lieferanten, in gewissem Umfang aber auch bei den an seiner Nutzung interessierten flexiblen Verbrauchern. Auch eine Anfälligkeit gegenüber strategischem Verhalten der Netznutzer ist unter bestimmten Gestaltungsvoraussetzungen vorstellbar; diese dürfte durch geeignete Gestaltung jedoch auszuschließen sein.

Angesichts dieser Einschränkungen und Risiken hinsichtlich der erreichbaren Effizienzvorteile erscheint es auch bei diesem Flexibilitätsmodell erforderlich, vor einer möglichen Umsetzung den zu erwartenden Nutzen und die nachteiligen Auswirkungen miteinander abzuwägen. Dabei ist zu beachten, dass das Modell in einer großen Vielfalt von Varianten ausgestaltet werden kann. Es kann erwogen werden, zunächst eine relativ einfache Gestaltung mit geringer Granularität und Fokussierung auf wenige ausgeprägte strukturelle Engpässe in Betracht zu ziehen, die zu einem späteren Zeitpunkt ggf. weiter ausdifferenziert werden kann. Ein Ausgangspunkt für die Umsetzung könnte sich evtl. aus den bestehenden Regelungen zur atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ergeben.

Kombinierbarkeit von Flexibilitätsmodellen

Die Frage, inwieweit die zuvor diskutierten sowie die bereits heute für das Engpassmanagement etablierten Flexibilitätsmodelle miteinander kombiniert werden können, wird in dieser Untersuchung nur in groben Zügen auf der Ebene der Grundkonzepte betrachtet. Die hierzu gewonnenen Erkenntnisse sind nur als Ausgangspunkt für eine vertiefte Untersuchung zu verstehen:

- Die Flexibilitätsmodelle **Langfrist-Flexibilitätzusagen** und **Quotierung** gewähren den Netzbetreibern Einsatzrechte, die sie dann bedarfsweise für einzelne Flexibilitätseinsätze nutzen können. Demgegenüber geht es bei **Flexibilitätsmärkten** und den etablierten Engpassmanagementmodellen **Redispatch/Einspeisemanagement** um die Beschaffung und Vergütung einzelner Flexibilitätseinsätze. Diese beiden Grundformen der Flexibilitätsbeschaffung dürften für ein und dieselbe Flexibilitätsoption nicht gleichzeitig anwendbar sein. Es ist jedoch vorstellbar, diese beiden Beschaffungsformen parallel zueinander, aber für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen anzuwenden. Besonders naheliegend wäre es, ein Modell des Typs Flexibilitätzusagen/Quotierung für kleinteilige Flexibilitäten in der Niederspannungs- und evtl. noch der Mittelspannungsebene anzuwenden und ein auf einzelne Flexibilitätseinsätze bezogenes Modell für großvolumigere Flexibilitäten in den höheren Netzebenen.

- Die beiden auf die Beschaffung einzelner Flexibilitätseinsätze für das Engpassmanagement bezogenen Modelle **Flexibilitätsmärkte** und **Redispatch/Einspeisemanagement** sind aus funktionaler Sicht grundsätzlich miteinander kombinierbar. Dies wird von den Befürwortern von Flexibilitätsmärkten auch vielfach gefordert, um die Folgen eines möglichen Versagens lokaler Flexibilitätsmärkte zu begrenzen. Ob eine solche Kombination von marktlichen und regulierten Beschaffungsmodellen dauerhaft aufrechterhalten werden könnte, ist jedoch aus verschiedenen Gründen fraglich. Es erscheint wahrscheinlicher, dass – evtl. nach einer übergangsweisen Erprobung des Parallelbetriebs beider Modelle – mittel- bis langfristig eine Entscheidung für die Fokussierung auf eines dieser Modelle getroffen würde.
- Das Modell **Zeitvariable Netzentgelte** nimmt im Vergleich zu den anderen Modellen eine Sonderstellung ein, da es überhaupt nicht auf die Beschaffung konkreter Maßnahmen oder die Erteilung von Einsatzrechten zielt. Es dürfte daher mit allen anderen diskutierten Flexibilitätsmodellen einschließlich des regulierten Engpassmanagements kombinierbar sein. Beispielsweise ist vorstellbar, dass ein flexibler Verbraucher im Niederspannungsnetz dem Netzbetreiber eine Langfrist-Flexibilitätszusage erteilt und zugleich in den Zeiträumen, in denen der Netzbetreiber das erteilte Einsatzrecht nicht ausübt, sein Verbrauchsverhalten unter Berücksichtigung der zeitvariablen Netzentgelte optimiert.

Maßnahmencluster Netzentgeltsystematik

Die Netzentgeltsystematik kann nicht nur ein Ansatzpunkt für die Schaffung gezielter Anreize für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung sein (s. oben), sondern ist auch Teil der *Rahmenbedingungen*, die sich auf die Funktionsweise von Flexibilitätsmodellen auswirken, ohne selbst ein Element hiervon zu sein. Aus dieser Perspektive stellt sich v. a. die Frage, welche *Hemmnisse* die Netzentgeltsystematik mit Blick auf die netzdienliche Flexibilitätsnutzung auslöst und wie diese Hemmnisse abgebaut werden könnten. Diese Frage und diesbezügliche Maßnahmenvorschläge sind Gegenstand der Analysen zum Maßnahmencluster Netzentgeltsystematik.

Viele der in die Debatte eingebrachten Maßnahmenvorschläge zur Netzentgeltsystematik beziehen sich auf Hemmnisse hinsichtlich der Flexibilitätsbereitstellung durch *Verbraucher* und Betreiber von *Eigenversorgungsanlagen* und *Speichern* aufgrund von

- hohen **Leistungspreisen**, da diese zu Zusatzkosten bei Flexibilitätseinsätzen in Form einer Anhebung des Verbrauchs oder einer Absenkung der Einspeisung aus Eigenversorgungsanlagen oder Speichern führen können,
- **Schwellenregelungen** in den Vorschriften zu individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 StromNEV, aus denen sich teilweise prohibitive Hemmnisse für verbrauchsseitige Flexibilitätseinsätze ergeben können, und
- hohen **Arbeitspreisen**, die zusammen mit anderen arbeitsbezogenen Umlagen und Abgaben eine hohe Kostenbelastung des Energieträgers Strom im Wettbewerb mit anderen Energieträgern bewirken. Dies kann die Anwendung neuartiger, tendenziell flexiblerer strombetriebener Verbrauchseinrichtungen und Sektorkopplungstechnologien hemmen. Darüber hinaus können hohe Arbeitspreise einen marktgerechten Einsatz von Eigenversorgungsanlagen erschweren.

Diese Hemmnisse betreffen nicht nur *netzdienliche*, sondern grundsätzlich *alle* Flexibilitätseinsätze durch diese Netznutzer. Maßnahmenvorschläge zum Abbau dieser Hemmnisse betreffen v. a. die Struktur der Netzentgelte, also die Bezugsgrößen, Gewichtung und Ermittlung der Entgeltkomponenten, sowie die Regelungen zu individuellen Netzentgelten. U. a. wird

vorgeschlagen, Entgeltkomponenten einzuführen bzw. zu stärken, die sich nicht auf die tatsächliche Stromentnahme aus dem Netz beziehen, sondern z. B. auf Eigenschaften des Netzanschlusses. Hierdurch wie auch durch die verschiedentlich vorgeschlagene Einführung erzeugungsseitiger Netzentgelte könnte Spielraum für die Absenkung von Leistungs- und Arbeitspreisen geschaffen werden. Andere Vorschläge beziehen sich auf die Ausgestaltung der Schwellenregelungen in den Vorschriften zu individuellen Netzentgelten und auf die Art und Weise der Berücksichtigung netzdienlicher Flexibilitätseinsätze bei der Ermittlung der entgeltrelevanten Jahreshöchstleistung von Verbrauchern.

Die Ergebnisse der Bewertung dieser Maßnahmenvorschläge sind Kapitel 10 des Hauptteils des Berichts zu entnehmen.

Maßnahmencluster Anreizregulierung

Die Vorschriften der Stromnetzentgeltverordnung und der Anreizregulierungsverordnung entscheiden darüber, wie die durch den Einsatz nutzerseitiger Flexibilitäten ggf. bei Netzbetreibern anfallenden Kosten behandelt werden. Die Analyse zum Maßnahmencluster Anreizregulierung verdeutlicht, dass diese Kosten je nach Flexibilitätsmodell beim heutigen Stand der Regelungen sehr unterschiedlich behandelt werden. Hierdurch können sich Anreizverzerrungen bei den Netzbetreibern ergeben, die sich auf die Wahl von Lösungsoptionen für das operative Management oder die investive Beseitigung von Netzengpässen auswirken. Das Ziel, Netzbetreibern technologieneutrale Anreize für die Wahl der Lösungsoptionen zu setzen, wird so nicht erreicht. Um diese Problematik zumindest zu entschärfen, werden zurzeit verschiedene Weiterentwicklungsoptionen des Anreizregulierungsrahmens diskutiert. Die nachfolgend genannten Vorschläge aus der aktuellen Debatte werden in dieser Untersuchung dargestellt und in knapper Form bewertet:

- *Gewährung einer „Opex-Rendite“*
- *Behandlung weiterer Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar*
- *Behandlung von Flexibilitätskosten als volatile Kosten*
- *Betriebskostenabgleich für Flexibilitätskosten*
- *Anpassungen beim Effizienzvergleich*
- *Simulierter Wettbewerb („Yardstick Competition“)*

Für die Bewertungsergebnisse sei auf Kapitel 11 des Hauptteils des Berichts verwiesen.

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

1.1 Konzepte für die Flexibilitätsnutzung

Im Zuge der Umsetzung der Energiewende gewinnt die Nutzung von Flexibilitäten der Teilnehmer des Stromversorgungssystems zunehmend an Bedeutung. Gründe hierfür sind u. a. der Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis fluktuierender erneuerbarer Energien (EE), die Elektrifizierung von bisher nicht oder nur geringfügig elektrifizierten Sektoren wie Mobilität und Wärmeversorgung, einhergehend mit einer tendenziell ungünstigeren Durchmischung der Verbrauchsprofile, sowie das Bestreben, die Übertragungs- und Verteilungsnetze näher an den technischen Grenzen zu betreiben, um den Netzausbaubedarf zu begrenzen.

Als Flexibilität der Netznutzer wird hier deren Fähigkeit bezeichnet, die Stromeinspeisung in das Netz oder die Stromentnahme aus dem Netz im Interesse anderer Akteure – und je nach Vergütungsmodalitäten ggf. zugleich im eigenen Interesse – gezielt zu beeinflussen. Möglichkeiten zur Nutzung dieser Flexibilität lassen sich grundlegend danach einteilen, ob das Interesse der Akteure, die die Flexibilität nutzen wollen, auf die Beeinflussung des Netzbelastungszustands (**netzdienlicher** Flexibilitätseinsatz) oder auf den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Gesamtsystem (**marktorientierter** Flexibilitätseinsatz) abzielt. Die letztgenannte Kategorie umfasst sowohl die Nutzung für die Bilanzkreisbewirtschaftung und für Fahrplangeschäfte am Strommarkt als auch die Beteiligung an den von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) organisierten Regelleistungsmärkten.

Die Ausgestaltung geeigneter Regelungen für den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz ist seit einigen Jahren Gegenstand einer intensiven Debatte in der Energieversorgungsbranche und der Energiepolitik über die Schnittstelle zwischen Markt und Netz. Dabei geht es nicht um die prinzipielle Frage, ob eine netzdienliche Flexibilitätsnutzung möglich ist und sinnvoll sein kann, denn bestimmte Formen davon sind bereits seit längerer Zeit etabliert und als sinnvoll und notwendig anerkannt, um ein ansonsten freies Agieren der Netznutzer und Marktteilnehmer ohne Notmaßnahmen der Netzbetreiber zu ermöglichen. Dies sind v. a. die Konzepte zur netzdienlichen Nutzung erzeugungsseitiger Flexibilitäten durch Redispatch und Einspeisemanagement. Diese Instrumente werden aktuell novelliert und in einem einheitlichen Regime zusammengeführt.

Es geht vielmehr um die Frage, auf welche Weise netzdienliche Flexibilitäten zukünftig beschafft und vergütet werden sollen und wie hierbei weitere flexible Netznutzer – insbesondere Verbraucher und Speicherbetreiber, soweit nicht bereits beim Redispatch berücksichtigt – einbezogen werden können. Letztlich steht damit zur Diskussion, wie der Wettbewerb der (netzdienlichen) Flexibilitätsoptionen gestaltet werden soll. Zu diesem Themenkomplex liegen vielfältige Konzept- und Maßnahmenvorschläge vor, und verschiedene Umsetzungs- und Einsatzkonzepte werden in FuE- und Demonstrationsprojekten wie z. B. den SINTEG-Projekten erprobt. Bislang ist jedoch noch offen, welche Maßnahmen und Modelle im Ergebnis dieser Debatte zur Umsetzung kommen werden.

1.2 Netzflex-Initiative der dena

Vor diesem Hintergrund hat die Deutsche Energie-Agentur (dena) in den letzten Jahren einen Diskussionsprozess mit einer Reihe von Stakeholdern über Fragen der Nutzbarmachung netzdienlicher Flexibilität geführt und organisiert. Dieser Stakeholder-Kreis umfasst Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (ÜNB und VNB), Energieversorgungsunternehmen und -dienstleister, Strommarktbetreiber und Stromverbraucher (auch in der Rolle als Flexibilitätsanbieter).

Im Rahmen dieses Prozesses wurde u. a. die „Netzflexstudie“ zum Thema „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung“ durch ein hiermit beauftragtes Konsortium bearbeitet. Kerngegenstand dieser Studie waren die Flexibilitäten von Netznutzern, die über kleine dezentrale Speicher verfügen, wie z. B. Heimspeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Anlagen oder Batterien von Elektrofahrzeugen. Mit Blick auf diese Nutzer wurde untersucht, welchen Nutzen eine mögliche sekundäre Nutzung der Flexibilität des Speichereinsatzes für netzdienliche Zwecke hätte. Zudem wurden Maßnahmenempfehlungen zur möglichen Realisierung der untersuchten Konzepte für die Flexibilitätsnutzung abgeleitet. Diese Konzepte sind aber evtl. nicht nur auf speicherbasierte, sondern auch auf andere Flexibilitätsoptionen wie z. B. flexible Verbrauchseinrichtungen anwendbar.

Aktuell führt dena den Diskussionsprozess über die mögliche Umsetzung der Empfehlungen der Netzflexstudie wie auch anderer regulatorischer Maßnahmenvorschläge zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung in der „Initiative für Netzflexibilität“ fort, an der ebenfalls ein heterogener Stakeholder-Kreis beteiligt ist. In diesem Prozess sollen Empfehlungen zur Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens mit Blick auf die netzdienliche Flexibilitätsnutzung erarbeitet werden.

1.3 Aufgabenstellung und Berichtsgliederung

Im Zusammenhang mit diesem Stakeholder-Prozess und als Grundlage für die weitere Diskussion hat dena die vorliegende Untersuchung beauftragt. Aufgabe dieser Untersuchung ist, relevante regulatorische Maßnahmenvorschläge zu identifizieren, zu kategorisieren und anhand abgestimmter Kriterien zu bewerten. Die Herleitung von politischen Handlungsempfehlungen zu diesen oder anderen Maßnahmenvorschlägen ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung und bleibt dem Stakeholder-Kreis überlassen.

Der vorliegende Bericht stellt die Ergebnisse dieser Untersuchung dar. Er gibt die Sichtweise der Autoren wieder, die nicht mit der Sichtweise der Teilnehmer der dena-Netzflex-Initiative übereinstimmen muss.

Der Bericht behandelt zunächst die in der Untersuchung entwickelte Systematik zur Kategorisierung von Maßnahmenvorschlägen (Kapitel 2) und die bei der Analyse der Vorschläge berücksichtigten Bewertungskriterien (Kapitel 3). Anschließend werden die aus der Kategorisierung hervorgegangenen fünf Flexibilitätsmodelle (Kapitel 4-8) und zwei regulatorischen Maßnahmencluster (Kapitel 10-11) jeweils einzeln beschrieben und bewertet; Kapitel 9 gibt darüber hinaus Überlegungen zur Kombinierbarkeit der betrachteten Flexibilitätsmodelle wieder. Bei der Behandlung von Flexibilitätsmodellen und Maßnahmenclustern werden neben generischen Beschreibungen der zugrundeliegenden Konzepte jeweils – soweit in die Analyse aufgenommen – auch konkrete Ausprägungsvorschläge betrachtet, die von unterschiedlichen Seiten in die laufende Debatte zu diesem Themenkomplex eingebracht wurden.

2 Kategorisierung von Maßnahmenvorschlägen

2.1 Maßnahmenvorschläge, Flexibilitätsmodelle und Regelungsbereiche

Betrachtungsgegenstand dieser Untersuchung sind **Maßnahmenvorschläge**, die sich auf den Regulierungsrahmen für die netzdienliche Flexibilitätsnutzung beziehen. Hierzu ist im ersten Schritt zu klären, was genau unter einem Maßnahmenvorschlag zu verstehen ist. Die Analyse der durch die dena-Initiative als mögliche Kandidaten für die vertiefte Untersuchung ausgewählten Vorschläge zeigt nämlich, dass diese erhebliche Unterschiede hinsichtlich ihrer Konkretheit und Reichweite aufweisen. Um Vorschläge besser einordnen zu können, werden daher zunächst die Begriffe Flexibilitätsmodell und Regelungsbereich eingeführt:

- Unter einem **Flexibilitätsmodell** wird hier die Gesamtheit der Regelungen verstanden, die zur Umsetzung eines Beschaffungsweges für netzdienliche Flexibilitäten benötigt werden. Beispiele für bereits etablierte Flexibilitätsmodelle sind etwa das Redispatch-Regime und die Regelungen zu flexiblen Niederspannungs-Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG.
- Die für die Umsetzung eines Flexibilitätsmodells erforderlichen Regelungen betreffen unterschiedliche **Regelungsbereiche**. Beispiele für im Kontext dieser Untersuchung relevante Regelungsbereiche sind Definitionen der involvierten Akteure, Verantwortungszuordnungen für Einsatzentscheidungen und Regelungen zur Vergütung und Kostenbehandlung.

Es zeigt sich nun, dass manche Maßnahmenvorschläge weitgehend vollständige Regelungen für ein ganzes Flexibilitätsmodell umfassen, andere hingegen nur einen einzigen Regelungsbereich betreffen, dies aber evtl. für mehrere Flexibilitätsmodelle. Angesichts dessen wäre eine unsortierte Analyse dieser Einzelvorschläge kaum in der Lage, ein konsistentes Bild der aktuell diskutierten Gestaltungsmöglichkeiten zu zeichnen. Daher wurde zu Beginn des Projekts entschieden, die Untersuchung primär auf die **Flexibilitätsmodelle** zu fokussieren und danach zu gliedern. Auf diese Weise kann ein großer Teil der zu betrachtenden Maßnahmenvorschläge den Flexibilitätsmodellen zugeordnet werden, so dass jedes Flexibilitätsmodell als ein **Maßnahmencluster** aufgefasst werden kann. Konkret werden die folgenden Flexibilitätsmodelle betrachtet:

- *Zugriffsrecht Netzbetreiber*
- *Langfrist-Flexibilitätszusagen*
- *Quotierung*
- *Flexibilitätsmärkte*
- *Zeitvariable Netzentgelte*

Diese Bezeichnungen wurden teilweise konkreten vorliegenden Vorschlägen entnommen, teilweise speziell für diese Untersuchung gewählt. Es sei darauf hingewiesen, dass es bei diesen Modellen generell um die *netzdienliche* Flexibilitätsnutzung geht, auch wenn dies nicht explizit aus den Bezeichnungen hervorgeht, um diese kurz zu halten. Auf eine nähere Beschreibung dieser Modelle wird an dieser Stelle verzichtet, da die Analysekapitel zu den Modellen jeweils ausführliche Beschreibungen enthalten. Wie aus der obigen Liste hervorgeht, werden die etablierten Engpassmanagementmodelle *Redispatch* und *Einspeisemanagement* nicht vertieft analysiert, da hierzu keine zu betrachtenden Maßnahmenvorschläge vorliegen. Daraus folgt jedoch nicht, dass diese Modelle für die Zukunft nicht weiterhin als relevant erachtet werden.

Ein Teil der zu betrachtenden Maßnahmenvorschläge lässt sich *nicht* einem einzelnen dieser Flexibilitätsmodelle zuordnen, sondern betrifft übergreifende regulatorische Aspekte. Hierbei geht es insbesondere um den Abbau von Hemmnissen für die Flexibilitätsbereitstellung im

Bereich der Netzentgeltsystematik und um die regulatorische Behandlung von Kosten, die den Netzbetreibern im Zusammenhang mit den Flexibilitätsmodellen entstehen. Für die Untersuchung dieser Vorschläge werden daher zusätzlich folgende zwei **regulatorische Maßnahmencluster** definiert:

- *Netzentgeltsystematik*
- *Anreizregulierung*

So ergibt sich insgesamt eine Gliederung der Untersuchung in **sieben Maßnahmencluster**, von denen sich fünf auf jeweils ein Flexibilitätsmodell und zwei auf modellübergreifende regulatorische Maßnahmen beziehen.

2.2 Systematik zur Kategorisierung von Flexibilitätsmodellen

Um Flexibilitätsmodelle kategorisieren und einen schnellen Überblick über die Merkmale von Flexibilitätsmodellen vermitteln zu können, wurde in dieser Untersuchung die in Bild 2.1 dargestellte Kategorisierungssystematik entwickelt. Sie führt in vertikaler Richtung die wesentlichen Regelungsbereiche auf, die für ein Flexibilitätsmodell auszugestalten sind, und zeigt jeweils in horizontaler Richtung mögliche Ausprägungen dieser Regelungen auf. Die Anordnung dieser Ausprägungsoptionen in den Zeilen der Tabelle ist jedoch unabhängig voneinander, so dass aus dieser Anordnung nicht auf eine zeilenübergreifende Zugehörigkeit geschlossen werden darf. Die Systematik soll die wichtigsten Regelungsbereiche und Ausprägungsoptionen umfassen, erhebt aber keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Regelungsbereich	Ausprägungsoptionen					
Flexibilitätsnutzer	ÜNB	VNB-HS	VNB-MS	VNB-NS		
Flexibilitätsanbieter	konv. Erzeuger ÜN	konv. Erzeuger VN	EE-Erzeuger	Verbraucher (+Speicher)	(reine) Speicher	Power-to-X Anlagen
Nutzungszweck	Engpassmanagement	Auslastungsvergleichmäßigung				
Einsatzverantwortlicher	Netzbetreiber	Flexibilitätsanbieter				
Rechtsgrundlage für Einsatz	reguliertes Recht	bilateral verhandeltes Recht	marktbasiert erteiltes Recht	anreizbasiert erteiltes Recht	freiwilliger Einsatz	
Konfliktlösung unter NB	exklusives Nutzungsrecht	Priorität für Anschluss-NB	Priorität für überlagerte NB	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig
Konfliktlösung mit Markt	Prioritätsregeln	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig		
Vergütung ggü. Anbietern	keine	reguliert	bilateral verhandelt	marktbasiert	über Netzentgelte	
Kostenbehandlung bei NB	keine Kosten	beeinflussbare Kosten	volatile Kosten	dauerh. nicht-beeinf. Kosten	Umverteilung Netzentgelte	Umlage
Bilanzielle Behandlung	kein Ausgleichsbedarf	ohne bilanziellen Ausgleich	mit bilanziellem Ausgleich			

Bild 2.1 Systematik zur Kategorisierung von Flexibilitätsmodellen (Hinweis: Die Ausprägungsoptionen sind horizontal einem Regelungsbereich zugeordnet, vertikal aber unabhängig voneinander angeordnet.)

Die aufgeführten Regelungsbereiche werden nachfolgend kurz beschrieben. Ausführlichere Erläuterungen enthalten die Analysekapitel zu den einzelnen Flexibilitätsmodellen. Dort wird jeweils auch eine Version dieser Systematik mit farblichen Markierungen wiedergegeben, aus denen die wesentlichen Merkmale der Flexibilitätsmodelle hervorgehen.

- **Flexibilitätsnutzer:** Die Nutzer netzdienlicher Flexibilität sind immer Netzbetreiber. Modelle können sich danach unterscheiden, auf welche Netzebenen der ÜNB (Höchstspannung) und/oder VNB (Hoch-, Mittel- oder Niederspannung) sie sich beziehen.
- **Flexibilitätsanbieter:** Hierunter werden hier die Einrichtungen verstanden, aus denen heraus Flexibilität bereitgestellt werden kann. Dies können konventionelle Erzeugungsanlagen im Übertragungs- oder Verteilungsnetz, EE-Erzeugungsanlagen, Verbrauchseinrichtungen (ggf. in Kombination mit Speichern), reine Speicheranlagen oder – hier als eigenständige Kategorie aufgeführt, wenn auch grundsätzlich als Verbraucher anzusehen – Power-to-X-Anlagen sein. In der Praxis ist zu erwarten, dass diese Flexibilitätsanbieter häufig von Marktteilnehmern wie Lieferanten oder Aggregatoren vertreten werden. Für die hier fokussierten Eigenschaften von Flexibilitätsmodellen spielt dies aber keine entscheidende Rolle.
- **Nutzungszweck:** Die meisten Flexibilitätsmodelle dienen dazu, Engpassmanagementmaßnahmen zu beschaffen. Bei einem der betrachteten Modelle ist dies jedoch nicht der Fall, da es nicht auf akute betriebliche Engpässe abstellt, sondern auf die Gleichmäßigkeit der Netzbelastung an grundsätzlich engpassbehafteten Stellen.
- **Einsatzverantwortlicher:** Dieser Aspekt bezieht sich auf die Frage, welcher Akteur Entscheidungen über den Einsatz einer bestimmten Flexibilitätsoption trifft. Dies ist bei den meisten Flexibilitätsmodellen der Netzbetreiber, bei einem Modell hingegen der Flexibilitätsanbieter selbst. Hiermit ist *nicht* die Frage gemeint, welcher Akteur insgesamt über den Einsatz einer Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speicheranlage entscheidet. So entscheiden Erzeugungsanlagenbetreiber grundsätzlich selbst über den Einsatz ihrer Anlagen. Wenn zur Engpassbeseitigung eine Anpassung der Erzeugungsleistung – etwa im Wege einer Redispatch-Maßnahme – erforderlich ist, entscheidet der Netzbetreiber nur über Zeitpunkt und Umfang dieser *Anpassung*. Somit trifft der Netzbetreiber die Entscheidung über den *Flexibilitätseinsatz*, während ansonsten der Erzeugungsanlagenbetreiber für den Einsatz seiner Anlage verantwortlich bleibt (und diese auch steuert).
- **Rechtsgrundlage für Einsatz:** Ein wesentliches Merkmal von Flexibilitätsmodellen besteht darin, auf welche Weise der Einsatzverantwortliche sein Einsatzrecht erhält. Dies kann etwa durch gesetzliche Ermächtigung („reguliertes Recht“), bilaterale Verhandlung, marktbasierende Beschaffungsformen oder freiwillige Ermächtigung durch den Flexibilitätsanbieter auf Basis eines Anreizes geschehen. Sofern der Flexibilitätsanbieter selbst Einsatzverantwortlicher ist, hat er das Einsatzrecht naturgemäß bereits inne („freiwilliger Einsatz“).
- **Konfliktlösung unter Netzbetreibern:** Wenn Flexibilitätsoptionen für mehr als eine Netzebene genutzt werden können, stellt sich die Frage, wie die Zuordnung zu Netzebenen im Fall von Nutzungskonflikten erfolgt. Hier können etwa exklusive Nutzungsrechte, Prioritätslösungen sowie marktbasierende oder verhandelte Allokationsregeln in Betracht kommen.
- **Konfliktlösung mit Markt:** Im Allgemeinen haben Flexibilitäten, die netzdienlich eingesetzt werden können, auch einen marktseitigen Wert. Die deswegen erforderliche Allokation zwischen Markt und Netz kann etwa aufgrund von Prioritätsregeln oder durch marktbasierende oder verhandelte Zuordnung erfolgen.
- **Vergütung gegenüber Anbietern:** Die Art und Weise, wie Vergütungen an Flexibilitätsanbieter für die Flexibilitätsbereitstellung ermittelt und umgesetzt werden, ist ein zentrales Unterscheidungsmerkmal von Flexibilitätsmodellen. Möglich sind z. B. Vergütungen auf Basis regulatorischer Vorgaben, bilateral verhandelte oder marktbasierend ermittelte Vergütungen oder – speziell bei Verbrauchern – Vergütungen durch Anpassung der Netzentgelte.

- **Kostenbehandlung bei Netzbetreibern:** Sofern bei Netzbetreibern durch die Vergütung der Flexibilitätsanbieter Kosten entstehen, stellt sich die Frage, wie diese bei der Erlösregulierung berücksichtigt werden. Hierfür kommen verschiedene Instrumente der Anreizregulierung in Frage („beeinflussbare“, „volatile“ oder „dauerhaft nicht beeinflussbare“ Kosten). Andernfalls können Flexibilitätskosten durch Umverteilungen in der Netzentgeltssystematik oder auch durch separate Umlagen refinanziert werden.
- **Bilanzielle Behandlung:** Sofern Flexibilitätseinsätze explizit von Netzbetreibern angewiesen (und nicht z. B. freiwillig durch Anbieter vorgenommen) werden, entsteht ein Bedarf für einen Ausgleich der hiermit verbundenen Auswirkungen auf die Bilanzkreise. Flexibilitätsmodelle unterscheiden sich danach, ob sie hierfür Regelungen vorsehen oder nicht.

2.3 Abgrenzung von Betrachtungsaspekten

In dieser Untersuchung werden in erster Linie Aspekte betrachtet, die im weitesten Sinne unter den Oberbegriff des Marktdesigns gefasst werden können (auch wenn es teilweise nicht um marktbasierende Modelle geht), wie z. B. Festlegungen zum Teilnehmerkreis, zur Kontrahierung und zum Einsatz von Flexibilitätsoptionen sowie Fragen der Vergütung und Kostenbehandlung.

Neben diesen Aspekten sind für die mögliche Umsetzung von Flexibilitätsmodellen vielfältige Umsetzungsfragen zu klären. Hiervon werden hier nur einzelne Aspekte wie z. B. messtechnische Anforderungen am Rande angesprochen, während andere Aspekte etwa hinsichtlich der Gestaltung von Datenplattformen, der Anforderungen an den Datenaustausch oder der kommunikationstechnischen Umsetzung von Steuerungsmöglichkeiten unberücksichtigt bleiben. Dies ist ausschließlich der Schwerpunktsetzung dieser Untersuchung geschuldet und darf nicht dahingehend interpretiert werden, diese Aspekte seien weniger relevant.

Eine weitere Abgrenzung des Untersuchungsgegenstands besteht dahingehend, dass bei der Analyse von Gestaltungsvarianten der Flexibilitätsmodelle nur die Varianten betrachtet werden, bei denen Flexibilitätsanbieter eine Vergütung erhalten, sei es pauschal oder einsatzabhängig. Gänzlich vergütungsfreie Gestaltungen erscheinen aus Sicht der Autoren grundsätzlich fragwürdig, insbesondere dann, wenn die Frage nach einer Vergütung Einfluss auf die Verfügbarkeit von Flexibilität haben kann.

3 Bewertungskriterien

Die in dieser Untersuchung betrachteten Flexibilitätsmodelle werden nach einem einheitlichen Raster von Kriterien bewertet, das sich auch in der Gliederungsstruktur der Bewertungsabschnitte in den Kapiteln 4-8 widerspiegelt. Dieser Bewertungssystematik liegen folgende Überlegungen zugrunde:

- Es gibt Kriterien, die eine übergeordnete Bedeutung aufweisen, weil ihre nicht zufriedenstellende Erfüllung im äußersten Fall dazu führen kann, dass ein Modell gänzlich ausgeschlossen werden muss. Diese Kriterien werden hier als **Kompatibilitätsfragen** bezeichnet.
- Bei den verbleibenden Kriterien geht es weniger um eine prinzipielle Erfüllung von Vorgaben als um graduelle Vor- und Nachteile von Modellen. Diese Kriterien lassen sich grob in zwei Gruppen einteilen, die hier als **Effizienzfragen** und **Akzeptanzfragen** bezeichnet werden.

Die Kompatibilitätsfragen betreffen die Vereinbarkeit mit Vorgaben, die zumindest kurzfristig nicht zur Disposition stehen. Dies sind einerseits EU-rechtliche Anforderungen und andererseits die konstituierenden Merkmale des deutschen Strommarktdesigns:

- Hinsichtlich des **EU-Rechtsrahmens** wird hier in erster Linie beurteilt, inwieweit Flexibilitätsmodelle voraussichtlich den Anforderungen an eine marktliche Beschaffung von Leistungen für das Engpassmanagement genügen. Es ist zu beachten, dass die Autoren hierzu nur eine **unverbindliche erste Einschätzung** äußern können. Eine weitergehende Bewertung dieses Aspekts würde eine eingehende juristische Prüfung erfordern, die im Rahmen dieser Untersuchung nicht vorgesehen ist.
- Bezüglich der Kompatibilität mit dem **Strommarktdesign** wird v. a. untersucht, ob Modelle eine Anfälligkeit gegenüber strategischem Bietverhalten durch die Flexibilitätsanbieter aufweisen. Dieser Aspekt ist deswegen so bedeutsam, weil sich aus einer solchen Anfälligkeit Rückwirkungen auf die Funktionsweise und Effizienz des Strommarkts und nicht etwa nur auf die Funktionsweise des Flexibilitätsmodells ergeben können. Daneben wird hier die im Vergleich dazu allerdings nachrangige Frage untersucht, inwieweit sich bei einem Flexibilitätsmodell Rückwirkungen auf die Bilanzkreisbewirtschaftung bei den beteiligten oder sogar bei unbeteiligten Marktteilnehmern ergeben können.

Unter **Effizienzfragen** werden hier Aspekte verstanden, die sich auf die Allokation von Flexibilitäten, die Anreizwirkungen und den Umsetzungsaufwand von Flexibilitätsmodellen beziehen. Im Einzelnen wird untersucht,

- inwieweit Flexibilität, die sowohl netzdienlich als auch marktorientiert eingesetzt werden kann, effizient zwischen diesen beiden Sphären aufgeteilt wird,
- ob Netzbetreiber einen effizienten Anreiz für Auswahlentscheidungen unter den betrieblich zur Verfügung stehenden Lösungen zur Behandlung von Netzengpässen erhalten,
- inwieweit Netzbetreiber die über ein Flexibilitätsmodell verfügbare Flexibilität nutzen können, um Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen wie z. B. Ausbaumaßnahmen erst zu einem späteren Zeitpunkt oder in geringerem Umfang vornehmen zu müssen,
- ob ein Flexibilitätsmodell eine Allokation netzdienlicher Flexibilität zu der Netzebene, in der sie am effizientesten genutzt werden kann, fördert,
- welche Transaktionskosten mit der Umsetzung eines Flexibilitätsmodells verbunden wären (was hier – wie bei den anderen Kriterien – rein qualitativ bewertet wird), und

- welche Anreize für langfristig wirkende Entscheidungen wie z. B. Investitionsentscheidungen der Flexibilitätsanbieter von einem Flexibilitätsmodell ausgehen.

Im Hinblick auf **Akzeptanzfragen** wird untersucht,

- inwieweit die mit einem Flexibilitätsmodell einhergehenden Verteilungseffekte bei der Tragung der Flexibilitäts- und Netzkosten voraussichtlich als fair empfunden werden,
- inwieweit zur Förderung der Akzeptanz argumentiert werden kann, dass ein Flexibilitätsmodell einen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende erbringt, und
- wie der rechtliche und politische Umsetzungsaufwand eines Modells einzuschätzen ist.

Die wesentlichen Bewertungsergebnisse werden für jedes Flexibilitätsmodell in einem Fazit zusammengefasst. Dabei wird jedoch nicht der – aus Sicht der Autoren angesichts der Komplexität der Bewertungssystematik kaum realistische – Versuch unternommen, die Bewertungen zu den einzelnen Kriterien in einer gewichteten Form zusammenzuführen. Es ist nicht Ziel der vorgenommenen Bewertungen, für die betrachteten Modelle Gesamtbewertungen herzuleiten, aus denen sich etwa eine Rangfolge der Vorzugswürdigkeit ableiten ließe.

Die im Bereich der Maßnahmencluster **Netzentgeltsystematik** und **Anreizregulierung** untersuchten Vorschläge werden ebenfalls bewertet, allerdings in einer im Vergleich zu den Flexibilitätsmodellen sehr knappen Form. Hierbei wird kein einheitliches Bewertungsraster verwendet. Eine umfassende Bewertung dieser Maßnahmenvorschläge ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich.

4 Flexibilitätsmodell Zugriffsrecht Netzbetreiber

4.1 Beschreibung

Grundidee und Akteure

Die Idee dieses Flexibilitätsmodells besteht darin, das Einsatzkonzept, das den erzeugungsseitigen Engpassmanagementmaßnahmen Redispatch und Einspeisemanagement zugrunde liegt, auf verbrauchsseitige Flexibilitätsoptionen zu übertragen. Dieses Konzept sieht vor, dass Netzbetreiber für das Engpassmanagement jederzeit Änderungen des Erzeugungseinsatzes anweisen dürfen, deren wirtschaftliche Folgen für die Netznutzer anschließend durch kostenorientierte Entschädigungen ausgeglichen werden.

Übertragen auf verbrauchsseitige Flexibilitäten würde dies bedeuten, dass Netzbetreiber – ggf. mit Ankündigung, aber ohne Ablehnungsmöglichkeit – Änderungen des Verbrauchsverhaltens anweisen dürften und hierfür kostenorientierte, einsatzabhängige Entschädigungen zahlen würden. Hierfür müssten die Netzbetreiber analog etwa zu den Redispatch-Regelungen gesetzlich zu derartigen Eingriffen in das Verhalten der Netznutzer ermächtigt werden. Eine Ermächtigung zu Anpassungen auch der Stromentnahme aus dem Netz besteht nach § 13 Abs. 2 EnWG im Prinzip bereits heute. Sie bezieht sich jedoch auf Situationen, in denen reguläre Engpassmanagementmaßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG nicht ausreichen, um Gefährdungen oder Störungen der Netzsicherheit abzuwenden. In diesen Situationen können Anpassungen auch ohne Entschädigung der Netznutzer vorgenommen werden. Die Überlegungen zum Flexibilitätsmodell „Zugriffsrecht Netzbetreiber“ beziehen sich jedoch *nicht* auf diese Notsituationen, sondern auf das reguläre Engpassmanagement unter Zahlung von Entschädigungen.

Das Modell kann grundsätzlich auf alle Flexibilitätsoptionen angewendet werden, die nicht bereits durch die Regelungen zu Redispatch und Einspeisemanagement abgedeckt werden. Dies können neben reinen Verbrauchern z. B. auch Speicher, die nicht in den Redispatch eingebunden sind, und Power-to-X-Anlagen sein.

Das Modell kann für Engpässe und Netznutzer auf allen Netzebenen genutzt werden, soweit die Anweisungen technisch umsetzbar sind. Flexibilitäten können hierbei auch dazu eingesetzt werden, Engpässe in anderen Netzebenen als der Anschlussebene zu beseitigen. Solche Fälle erfordern – wie auch Redispatch und Einspeisemanagement – eine explizite Koordination zwischen den Netzbetreibern mit Blick auf die Durchführung des Eingriffs und dessen Prüfung auf Netzverträglichkeit in allen betroffenen Netzen.

Kontrahierung und Einsatz

Dieses Modell erfordert keine Kontrahierung von Flexibilitätsoptionen vor deren Einsatz (außer evtl. zur Regelung von Einsatzmodalitäten, aber ohne Vergütung), da das Einsatzrecht hierbei durch gesetzliche Grundlage erteilt wird. Einsatzentscheidungen werden einseitig durch die Netzbetreiber getroffen, ggf. in Koordination mit anderen Netzbetreibern.

Es stellt sich allerdings die Frage, auf welche Weise Netzbetreiber erfahren, welche Flexibilitäten bei den Netznutzern hierfür zur Verfügung stehen, denn anders als bei Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG sollten hierbei nur solche Flexibilitäten eingesetzt werden, die allgemein als solche anerkannt werden und deren Einsatz Entschädigungsansprüche in vertretbarer Höhe auslöst. Das Modell setzt daher voraus, dass Netzbetreiber Informationen über die an ihr Netz angeschlossenen Anlagen und deren Flexibilitätseigenschaften erheben dürfen.

Vergütung und Kostenbehandlung

Die Vergütung von Flexibilitätseinsätzen erfolgt bei diesem Modell wie beim Redispatch durch Entschädigungszahlungen, die die Kostenwirkungen der Einsätze reflektieren. Die Regeln zur Ermittlung dieser Entschädigungen müssten regulatorisch festgelegt werden. Zielsetzung dieser Festlegung wäre, dass betroffene Netznutzer durch den Flexibilitätseinsatz weder nennenswerte Erträge erzielen würden noch wirtschaftliche Einbußen hinnehmen müssten. Dieser Anspruch besteht heute bereits bei Entschädigungszahlungen für erzeugungsseitige Anpassungen (Redispatch und Einspeisemanagement), ist aber bei verbrauchsseitiger Flexibilität mit zusätzlichen Herausforderungen verbunden (s. Abschnitt 4.3).

Die Entschädigungszahlungen führen bei den Netzbetreibern zu Kosten. Diese Kosten würden beim heutigen Stand der Anreizregulierung als *beeinflussbare Kosten* behandelt, da sie weder durch die ARegV noch durch entsprechende Beschlüsse der BNetzA anderen Kostenkategorien zugeordnet sind. Sie würden damit beiden Grundmechanismen der Anreizregulierung unterworfen, dem Budgetprinzip und der Effizienzbewertung.

Die Art der regulatorischen Kostenbehandlung ist jedoch kein konstituierendes Merkmal dieses Modells. Es wäre z. B. auch denkbar, diese Kosten durch Verordnungsvorgaben oder Beschlüsse den *dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten* oder den *volatilen Kosten* zuzuordnen. Hieraus ergibt sich die Frage, welche Art der Anreizsetzung bei der Behandlung von Engpassmanagementkosten sinnvoll ist und welche Instrumente hierfür am besten geeignet wären. Diese Frage betrifft gleichermaßen die Kosten von Engpassmanagementmaßnahmen, die über andere Flexibilitätsmodelle einschließlich des Redispatch-Regimes durchgeführt werden. Die Ausgestaltung eines hierfür geeigneten Regulierungsrahmens erfordert komplexe Abwägungsüberlegungen, die nicht Gegenstand dieses Berichts sind. Dabei ist unter anderem auch zu bewerten, inwieweit Regulierungsansätze dazu beitragen können, Netzbetreibern einen technologieutralen Anreiz für die kostenoptimale Auswahl von Engpassmanagementmaßnahmen zu vermitteln.

Umsetzungsaspekte

Dieses Flexibilitätsmodell ist konzeptionell nicht mit bestimmten Steuerungsmechanismen der Flexibilität verknüpft. Je nachdem, wie diese gestaltet sind, können sich weitere Anforderungen an die Umsetzung des Modells ergeben. Die in Frage kommenden Lösungsansätze sind aber keine konstituierenden Eigenschaften dieses Flexibilitätsmodells.

- Wenn die Steuerung der Flexibilität durch die Netznutzer selbst oder durch deren Lieferanten oder Aggregatoren (und nicht direkt durch die Netzbetreiber) erfolgt, dürfte eine messtechnische Erbringungskontrolle der angewiesenen Maßnahmen erforderlich sein.
- Hierfür und für Abrechnungszwecke müsste bei allen Flexibilitätsoptionen, bei denen sich der vom Netzbetreiber angewiesene netzdienliche Einsatz nicht eindeutig aufgrund der eingesetzten Steuerungs- und Messtechnik vom sonstigen Einsatz abgrenzen lässt, eine rechnerische Abgrenzung z. B. durch ein geeignetes Baseline-Verfahren erfolgen.
- Eingriffe in das Verhalten der Netznutzer müssten auf geeignete Weise bilanziell ausgeglichen werden. Entsprechend der aktuell diskutierten Reform des Redispatch-Regimes wäre es naheliegend, die Verantwortung hierfür den Netzbetreibern, die die Eingriffe aufgrund von Engpässen in ihrem Netz anweisen, aufzuerlegen, um zu vermeiden, dass hierfür Regelenergie eingesetzt werden muss und die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen müssen.

Fundstellen

Die Bundesnetzagentur spricht in ihrem Flexibilitätspapier (Bundesnetzagentur 2017) über einen „klassischen Ansatz (Modell A)“ der Flexibilitätsbeschaffung, der die oben diskutierten Modelleigenschaften aufweist. Ein ähnlicher Ansatz wird in (Consentec 2015) als „Koordinationsmodell 1“ diskutiert, allerdings nur für Maßnahmen, die in Echtzeit ergriffen werden, wofür er dort mit Blick auf verbrauchsseitige Flexibilität als ungeeignet bewertet wird.

Charakterisierung gemäß Kategorisierungssystematik

Regelungsbereich	Ausprägungsoptionen					
Flexibilitätsnutzer	ÜNB	VNB-HS	VNB-MS	VNB-NS		
Flexibilitätsanbieter	konv. Erzeuger ÜN	konv. Erzeuger VN	EE-Erzeuger	Verbraucher (+Speicher)	(reine) Speicher	Power-to-X Anlagen
Nutzungszweck	Engpassmanagement	Auslastungsvergleichmäßigung				
Einsatzverantwortlicher	Netzbetreiber	Flexibilitätsanbieter				
Rechtsgrundlage für Einsatz	reguliertes Recht	bilateral verhandeltes Recht	marktbasiert erteiltes Recht	anreizbasiert erteiltes Recht	freiwilliger Einsatz	
Konfliktlösung unter NB	exklusives Nutzungsrecht	Priorität für Anschluss-NB	Priorität für überlagerte NB	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig
Konfliktlösung mit Markt	Prioritätsregeln	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig		
Vergütung ggü. Anbietern	keine	reguliert	bilateral verhandelt	marktbasiert	über Netzentgelte	
Kostenbehandlung bei NB	keine Kosten	beeinflussbare Kosten	volatile Kosten	dauerh. nicht-beef. Kosten	Umverteilung Netzentgelte	Umlage
Bilanzielle Behandlung	kein Ausgleichsbedarf	ohne bilanziellen Ausgleich	mit bilanziellem Ausgleich			

Bild 4.1 Charakterisierung des Flexibilitätsmodells Zugriffsrecht Netzbetreiber
(rote Schrift: Besonderheiten gegenüber anderen Modellen)

4.2 Bewertung von Kompatibilitätsfragen

Die Kompatibilität dieses Flexibilitätsmodells mit den *EU-Vorgaben für den Strombinnenmarkt* erscheint fraglich. Zum einen erfolgt die Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen hier nicht auf marktlicher Basis. Dies gilt allerdings auch für das Redispatch-Regime. Es ist grundsätzlich möglich, dass nicht-marktliche Modelle dieser Art auch zukünftig unter Inanspruchnahme der einschlägigen Ausnahmeregelungen der Strommarkt-VO angewandt werden können; dabei ist jedoch noch offen, ob und in welchem Umfang dies tatsächlich geschehen darf. Zum anderen erscheint aber problematisch, dass bei diesem Modell unfreiwillige Eingriffe in das Verhalten der Letztverbraucher erfolgen können, und zwar auch außerhalb von Notsituationen, in denen sie gemäß § 13 Abs. 2 EnWG bereits heute zulässig sind.

Grundsätzliche Kompatibilitätsprobleme mit dem *Strommarktdesign* sind nicht ersichtlich, insbesondere wenn die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich der ergriffenen Maßnahmen den Netzbetreibern auferlegt wird. Eine Anfälligkeit für strategisches Verhalten der Netznutzer besteht nicht, sofern es dem Anspruch entsprechend gelingt, Entschädigungen in Höhe der tatsächlichen nutzerseitigen Kosten festzulegen. Problematisch wäre allerdings eine aufgrund von Unsicherheiten (siehe unten) bewusst überhöhte Festlegung der Entschädigungen, da hierdurch Anreize zur bewussten Erhöhung des Engpassvolumens ausgelöst werden könnten.

4.3 Bewertung von Effizienzfragen

Unter der Prämisse, dass eine kostenorientierte Bemessung der Entschädigungen für Flexibilitätseinsätze gelingt, kann dieses Modell in Verbindung mit den Regelungen für erzeugungsseitige Maßnahmen (Redispatch/Einspeisemanagement) durchaus eine Grundlage für eine kosteneffiziente Auswahl von Engpassmanagementmaßnahmen durch die Netzbetreiber schaffen. Ob Netzbetreiber auf dieser Basis tatsächlich effiziente Maßnahmen auswählen würden, dürfte stark davon abhängen, ob der Regulierungsrahmen hinreichend technologieneutrale Anreize setzt. Die Problematik möglicher Anreizverzerrungen kann aber praktisch alle Flexibilitätsmodelle betreffen und ist daher kein spezifischer Kritikpunkt des hier diskutierten Modells.

Gravierender ist hingegen, dass die Prämisse einer angemessenen kostenorientierten Entschädigung für verbrauchsseitige Flexibilitätseinsätze auf Basis regulatorischer Vorgaben kaum erfüllbar erscheint. Die mit einer zeitlichen Verschiebung von Verbrauch oder auch einer Verbrauchsänderung ohne späteren Nachholeffekt verbundenen Kosten hängen stark von den jeweils betroffenen Verbrauchsprozessen ab. Es dürfte kaum möglich sein, diese Kosten auf universelle Weise durch regulierte Berechnungsvorschriften abzubilden.

Wenn aufgrund dieser Schwierigkeiten Sicherheitszuschläge in den Entschädigungen berücksichtigt würden, würden diese im Durchschnitt wie Gewinnmargen für die eingesetzten Flexibilitätsanbieter wirken, wodurch das Konzept der kostenorientierten Entschädigung aufgegeben würde. Dies könnte – beispielsweise gegenüber erzeugungsseitigen Optionen, bei denen diese Problematik viel schwächer ausgeprägt ist – zu ineffizienten Maßnahmenentscheidungen führen. Zudem könnte es bei den Flexibilitätsanbietern Anreize für strategisches Verhalten zur Ausweitung des Engpassvolumens auslösen.

4.4 Bewertung von Akzeptanzfragen

Neben den oben erwähnten möglichen Ineffizienzen beim Engpassmanagement wären bei diesem Flexibilitätsmodell erhebliche Akzeptanzprobleme zu erwarten, da unfreiwillige Eingriffe in das Verbraucherverhalten – außer in Notsituationen – kaum mit dem etabliertem Netzzugangsprinzip vereinbar erscheinen. Die Unsicherheiten bei der Bemessung der Entschädigungen könnten fallweise auch dazu führen, dass Netznutzer wirtschaftliche Nachteile erleiden würden, die auch schwerlich mit dem Argument einer fairen Lastenteilung gerechtfertigt werden könnten.

Zur Verbesserung der Akzeptanz könnte erwogen werden, das Modell ausschließlich auf bestimmte ausgewählte Flexibilitätsoptionen anzuwenden, die allgemein als solche anerkannt werden und für die aufgrund ihrer Homogenität ggf. ein von den Netznutzern akzeptierter Preis gefunden werden kann. Mitunter werden Heimpladepunkte für Elektrofahrzeuge als ein Kandidat hierfür in Erwägung gezogen. Auch in diesem Fall wäre es aber problematisch, den Netznutzern keine Möglichkeit zu geben, auf die Bereitstellung ihrer Flexibilität zu verzichten. Falls diese Möglichkeit hingegen eingeräumt wird, handelt es sich nicht mehr um das hier diskutierte Flexibilitätsmodell, sondern – je nach Ausgestaltung – z. B. um das Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen.

4.5 Fazit

Aufgrund der erheblichen Herausforderungen bei der regulatorischen Ermittlung der Kosten verbrauchsseitiger Flexibilität erscheint dieses Modell kaum als ein Beitrag zum regulären Engpassmanagement umsetzbar.

Unabgestimmte Eingriffe in das Verbraucherverhalten sollten jedoch auch weiterhin – wie bereits heute gemäß § 13 Abs. 2 EnWG – in Notsituationen zulässig bleiben, in denen andere Maßnahmen nicht zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs ausreichen. Die Akzeptanz dieser bestehenden Regelung lässt erkennen, dass in solchen Situationen der Verzicht auf eine Entschädigung für nutzerseitige Kosten als vertretbar angesehen wird.

5 Flexibilitätsmodell Langfrist-Flexibilitätszusagen

5.1 Beschreibung

Grundidee und Akteure

Das Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen zielt darauf ab, die Flexibilität von Kleinverbrauchern auf freiwilliger Basis netzdienlich nutzbar zu machen, ohne bei jedem Einsatz Abstimmungen über Art und Umfang des Einsatzes und der Vergütung zu erfordern. Konstituierendes Merkmal ist hierbei, dass Verbraucher Netzbetreibern für einen längeren – meist im Vorhinein gar nicht festgelegten – Zeitraum das Recht zu grundsätzlich freien, im Umfang aber begrenzten Eingriffen in das Verbrauchsverhalten einräumen und hierfür eine pauschale, d. h. nicht von den tatsächlichen Einsätzen abhängige Vergütung erhalten. In dem verbleibenden, vom Netzbetreiber nicht in Anspruch genommenen Umfang kann die Flexibilität weiterhin für verbraucher- oder marktseitige Zwecke eingesetzt werden.

Eine Ausprägung dieses Modells ist im heutigen Rechtsrahmen bereits durch die Regelungen zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen im Niederspannungsnetz nach § 14a EnWG angelegt. Diese Regelung wird heute in großem Stil auf Elektrowärmeanwendungen (Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen) angewandt, die teilweise aber schon Jahrzehnte vor Liberalisierung der Energiewirtschaft installiert wurden und auch damals bereits durch günstige Stromtarife gefördert wurden. Vereinzelt wird § 14a EnWG aber inzwischen auch auf neuartige Flexibilitätsoptionen wie E-Mobil-Ladeeinrichtungen angewandt. Die Gesetzesvorschrift sieht eine Ermächtigungsgrundlage für die Bundesregierung vor, die Ausgestaltung dieses Modells durch Verordnung zu konkretisieren. Hierüber wird aktuell intensiv diskutiert. Die Vorschrift gibt bereits einige Gestaltungsaspekte vor, die aus Sicht der Autoren aber keine zwingenden Merkmale des in diesem Kapitel diskutierten Flexibilitätsmodells sind:

- Es geht nur um Niederspannungskunden. Die flexiblen Verbrauchseinrichtungen müssen zudem über einen separaten Zählpunkt verfügen.
- Die Vergütung für die Bereitschaft, eine solche Langfrist-Flexibilitätszusage zu erteilen, erfolgt durch reduzierte Netzentgelte. Die Höhe der Entgeltreduktion wird nach allgemeinem Verständnis – auch wenn die Vorschrift dies nicht explizit erwähnt – vom Netzbetreiber einseitig angeboten und nicht etwa zwischen den Parteien frei verhandelt, allein schon aufgrund des Gebots der Diskriminierungsfreiheit.
- Der Einsatz der Flexibilität erfolgt durch „netzdienliche Steuerung“. Dies impliziert zum einen, dass der Netzbetreiber über eine unmittelbare Steuerungsmöglichkeit (beispielsweise durch Rundsteueranlagen) verfügen muss. Zum anderen eröffnet diese Formulierung aber ein relativ weites Einsatzspektrum, denn die Bezeichnung „netzdienlich“ spezifiziert *nicht*, ob Einsätze nur zur Abwehr unmittelbar drohender Netzengpässe erfolgen dürfen – wie beim Engpassmanagement nach § 13 Abs. 1 EnWG – oder auch zu anderen netzdienlichen Zwecken, etwa zur Vergleichmäßigung der Netzauslastung. Tatsächlich wird heute der überwiegende Teil der unter diese Vorschrift fallenden Verbrauchseinrichtungen nicht zur Abwehr akuter Engpässe, sondern nach meist starren Schaltprogrammen eingesetzt, die die Tag-Nacht-Belastungscharakteristik der unteren Netzebenen reflektieren.

Das Flexibilitätsmodell Langfrist-Flexibilitätszusagen wird hier in einem allgemeineren Verständnis diskutiert, das neben der derzeitigen Gestaltung nach § 14a EnWG auch andersartige Gestaltungen umfassen kann. Es wird u. a. nicht ausgeschlossen, dass das Modell auch auf Kunden höherer Netzebenen angewandt werden kann. Es dürfte aufgrund seines relativ pauschalen

Charakters aber generell eher für Kleinkunden und daher neben den Niederspannungs- allenfalls noch für Ortsnetzstations- und evtl. kleinere Mittelspannungskunden geeignet sein.

Bei der Anwendung von § 14a EnWG wird meist davon ausgegangen, dass die hierdurch erschlossene Flexibilität – soweit netzdienlich genutzt – nur oder zumindest primär zum Nutzen des Netzbetreibers eingesetzt wird, an dessen Niederspannungsnetz die betroffenen Kunden angeschlossen sind. Dies schließt nicht aus, dass beim Einsatz auch die Belastungssituation in überlagerten Netzebenen adressiert wird, solange diese vom gleichen Netzbetreiber betrieben werden. Ein gezielter Einsatz zum Nutzen anderer Netzbetreiber in überlagerten Ebenen findet jedoch bisher – außer in einzelnen Pilotprojekten – nicht statt. Dies ist aber ebenfalls keine zwingende Eigenschaft des Flexibilitätsmodells. Ein ebenenübergreifendes Nutzungskonzept ist durchaus vorstellbar. Es erfordert allerdings eine explizite Koordination des Flexibilitätseinsatzes und der Kostenallokation zwischen den betroffenen Netzbetreibern (einschließlich den Betreibern evtl. zwischenliegender Netze).

Kontrahierung und Einsatz

Ein wesentliches Element dieses Flexibilitätsmodells ist die Kontrahierung von Flexibilität als zwingende Voraussetzung für den späteren netzdienlichen Einsatz. Der Netznutzer entscheidet sich hierbei freiwillig auf Basis eines finanziellen Anreizes, dem Netzbetreiber ein Einsatzrecht durch Steuerung seiner flexiblen Verbrauchseinrichtung zu übertragen, und zwar grundsätzlich auf unbestimmte Zeit oder auch für einen vordefinierten Zeitraum, jedenfalls aber nicht nur für einzelne Tage oder Wochen. Die dem Netzbetreiber eingeräumte Steuerungsmöglichkeit kann beispielsweise durch Ein- oder Ausschalten der Verbrauchseinrichtung, durch Freigabe oder Sperrung des (eigenständigen) Betriebs der Einrichtung oder auch durch sonstige Vorgaben wie z. B. Grenzen für den maximalen Leistungsbezug ausgeübt werden.

Über den Einsatz entscheidet der Netzbetreiber dann grundsätzlich nach freiem Ermessen. Es ist allerdings für die meisten Verbrauchseinrichtungen offensichtlich und angesichts der einsatzunabhängigen Vergütung (siehe unten) auch selbstverständlich, dass die Einsatzfreiheit Grenzen hat. Beispielsweise muss bei Nachtspeicherheizungen gewährleistet werden, dass während der Nacht eine bestimmte Mindestladedauer erreicht wird. Ähnliches gilt für E-Mobile, wobei der in Frage kommende Ladezeitraum hier nicht auf die Nachtstunden beschränkt ist. Bei Wärmepumpen ergibt sich aus den thermischen Speichervolumina, für welchen Zeitraum der Betrieb maximal unterbrochen werden darf, ohne Komforteinbußen zu riskieren.

Diese Grenzen des Einsatzrechts müssen bei diesem Modell vor der Kontrahierung festgelegt werden, damit Verbraucher den Umfang der hiermit evtl. verbundenen Einschränkungen oder Komforteinbußen vorab einschätzen können. Es ist vorstellbar, wenn auch bisher nicht übliche Praxis, dass für ein und dieselbe Art von Verbrauchseinrichtung unterschiedliche Stufen der übertragenen Einsatzrechte festgelegt und in unterschiedlicher Höhe vergütet werden. Diese Möglichkeit wird mitunter als das Anbieten verschiedener „Netznutzungsprodukte“ bezeichnet. Es ist zu beachten, dass die Definition solcher Produkte einen engen Bezug zur Art der betroffenen Verbrauchseinrichtungen aufweist. Eine gänzlich technologieoffene Festlegung von Netznutzungsprodukten über Mindest- und Höchstwerte für Betriebs- und Nichtbetriebszeiten sowie für Leistungs- und Energiegrenzen dürfte zwar grundsätzlich möglich, für die Kunden aber schwer nachvollziehbar und angesichts der Unterschiedlichkeit der Verbrauchseinrichtungen evtl. für die Praxis auch gar nicht geeignet sein.

Vergütung und Kostenbehandlung

Die Vergütung der Flexibilitätsbereitstellung erfolgt bei diesem Modell *einsatzunabhängig*, d. h. abhängig nur von Art und Umfang der eingeräumten Einsatzrechte, nicht von deren Nutzung. Die bestehende Regelung § 14a EnWG sieht hierfür eine Reduktion der Netzentgelte für die flexiblen Verbrauchseinrichtungen vor. Da dies meist auch und vor allem reduzierte Arbeitspreise umfasst, hängt die *absolute* Höhe der Vergütung für einen Netzkunden davon ab, wie viel Strom die flexible Verbrauchseinrichtung verbraucht. Der Stromverbrauch dürfte aber – auf das Jahr gerechnet – in der Regel kaum davon abhängen, wie der Netzbetreiber die Flexibilität einsetzt, so dass die Einsatzunabhängigkeit der Vergütung auch bei Umsetzung durch Netzentgeltreduktionen gewahrt bleibt.

Dieser Umsetzungsweg ist aber keineswegs zwingend. Es ist ebenso vorstellbar, dass Netzbetreiber separate Vergütungen an die flexiblen Verbraucher (bzw. ihre Lieferanten) auszahlen. Um zusätzliche Zahlungsvorgänge – und insbesondere den mit solchen neuartigen Zahlungen an die Verbraucher bzw. ihre Lieferanten verbundenen administrativen Umsetzungsaufwand – zu vermeiden, könnten diese Vergütungen weiterhin mit den Netzentgelten verrechnet werden. Dieser Ansatz ermöglicht freizügigere Regelungen zur Bemessung der Vergütungshöhe abhängig von Art und Umfang der eingeräumten Einsatzrechte.

Sofern die Vergütung durch reduzierte Netzentgelte erfolgt, stellen die Vergütungen für die Netzbetreiber keine Kosten im Sinne der StromNEV dar, so dass sich die Frage nach der anreizregulatorischen Kostenbehandlung nicht stellt. In diesem Fall werden die gewährten Vergütungen direkt durch *Anhebung der Netzentgelte* des Netzbetreibers refinanziert und somit unter dessen Netzkunden sozialisiert.

Falls Vergütungen separat ausgezahlt werden, ist eine direkte Refinanzierung innerhalb der Netzentgeltsystematik zwar weiterhin theoretisch denkbar. Naheliegender ist dann allerdings eine Behandlung als *Netzkosten*, die gemäß StromNEV und ARegV bei der Erlösregulierung berücksichtigt werden. Kosten dieser Art würden beim heutigen Stand der Anreizregulierung grundsätzlich als beeinflussbare Kosten behandelt, könnten aber alternativ – wie in Abschnitt 4.1 ausgeführt – durch Verordnungsvorgabe oder Beschluss auch anderen Kostenkategorien zugeordnet werden.

Ein für die Wirkungen dieses Flexibilitätsmodells relevanter Gestaltungsaspekt betrifft die Frage, auf welche Weise die *Höhe der Vergütung* festgelegt wird, auf deren Grundlage Netzkunden entscheiden, ob sie zu einer Flexibilitätszusage gegenüber dem Netzbetreiber bereit sind. § 14a EnWG wird derzeit so ausgelegt, dass Netzbetreiber das Ausmaß der gewährten Entgeltreduktion nach ihrem Ermessen selbst festlegen und im Zusammenhang mit ihren Netzentgelten bekanntgeben. Dies hat dazu geführt, dass Struktur und Höhe der Vergütungsansätze der VNB heute in einer großen Bandbreite variieren. Als Alternative wäre vorstellbar, die Bemessung der Vergütungen durch regulatorische Vorgaben mehr oder weniger weit einzuengen.

Anstelle eines solchen *regulierten* Ansatzes wäre aber auch ein *marktlicher* Ansatz zur Bestimmung der Vergütungshöhe denkbar, beispielsweise indem Netzbetreiber ihren Bedarf an Flexibilitätszusagen in einem bestimmten Netzgebiet ausschreiben. Diese Gestaltungsmöglichkeit weist einen deutlich größeren konzeptionellen Abstand zur heutigen und zu den meisten aktuell diskutierten Gestaltungsvarianten dieses Modells auf. Sie wird daher bei der Bewertung in diesem Kapitel nicht als eine Gestaltungsoption dieses Modells behandelt. Nach Kenntnis der Autoren werden allerdings in einzelnen SINTEG-Projekten Vorschläge für eine solche Gestaltung entwickelt.

Ein weiterer Gestaltungsaspekt mit großer Bedeutung für die Bewertung des Modells betrifft die Frage, ob Netzbetreiber die Kontrahierung einer Flexibilitätszusage jedem Netzkunden anbieten müssen (*Kontrahierungszwang*) oder sich hierbei auf Netzkunden in Gebieten beschränken dürfen, in denen Engpässe vorliegen oder zu erwarten sind. Bei der heutigen Anwendung gemäß § 14a EnWG wird von einem Kontrahierungszwang ausgegangen, so dass Netzbetreiber nur über die Höhe der angebotenen Entgeltreduktion steuern können, in welchem Umfang ihnen Flexibilitätszusagen erteilt werden. Diese Auslegung des Modells dürfte u. a. dadurch bedingt sein, dass die Verbreitung flexibler Verbrauchseinrichtungen wie z. B. Nachtspeicherheizungen in der Vergangenheit gezielt durch die angebotenen Strompreisreduktionen gefördert und beworben wurde, und dass den betroffenen Verbrauchern zur Wahrung eines Bestandsschutzes auch weiterhin ein entsprechender Vorteil gewährt werden soll.

Eine hiervon abweichende Gestaltung könnte hingegen vorsehen, dass Netzbetreiber das Angebot der Kontrahierung von Flexibilitätszusagen auf bestimmte Teile ihres Netzgebiets beschränken oder sogar – im Sinne der oben erwähnten marktlichen Option – den genauen Bedarf an Flexibilitätszusagen (gebietsweise) ermitteln und ausschreiben. Die sachgerechte Gestaltung einer Ausschreibung dürfte allerdings herausfordernd sein, denn mit Ausschreibungen sind üblicherweise Verfügbarkeitszusagen seitens der Anbieter verbunden, was bei den hier betrachteten Flexibilitäten kaum möglich sein dürfte. Wenn keine Verfügbarkeitszusagen verlangt werden, könnte sich ergeben, dass an der Ausschreibung primär die Flexibilitätsanbieter teilnehmen, die nur eine geringe Verfügbarkeit (z. B. aufgrund geringen Ladestrombedarfs) und somit geringe Flexibilitätskosten aufweisen, zugleich aber auch nur geringfügig zur Engpassbehebung beitragen können. (Anmerkung: Eine solche Ausschreibung darf nicht verwechselt werden mit dem in Kapitel 7 diskutierten Modell der Flexibilitätsmärkte, denn dort geht es um die marktliche Beschaffung einzelner *Flexibilitätseinsätze*, hier hingegen um die Beschaffung von *Langfrist-Flexibilitätszusagen*. Über die tatsächliche Nutzung der zugesagten Flexibilität würde der Netzbetreiber hierbei weiterhin ohne erneute marktliche Beschaffungsprozesse entscheiden.)

Umsetzungsaspekte

Bei der aktuellen Anwendung dieses Modells auf Grundlage von § 14a EnWG müssen die einbezogenen Verbrauchseinrichtungen einen eigenen Zählpunkt aufweisen und vom Netzbetreiber direkt steuerbar sein. Bei dieser Ausgestaltung sind keine weiteren Mechanismen zur Erbringungskontrolle von Flexibilitätseinsätzen erforderlich, und für die Abrechnung stehen die Zählwerte des separaten Zählpunkts zur Verfügung. (Nicht auszuschließen ist bei dieser Ausgestaltung ein Missbrauch etwa durch „Anzapfen“ dieses Zählpunkts für die Versorgung nicht flexibler Verbrauchseinrichtungen. Die Relevanz dieser Art von Missbrauchsrisiken und Methoden zu deren Eindämmung werden in der vorliegenden Untersuchung aber nicht näher betrachtet.)

Bei anderen denkbaren Gestaltungsvarianten wären diese Voraussetzungen aber nicht zwangsläufig erfüllt. Es könnte daher erforderlich werden, Mechanismen zur Erbringungskontrolle vorzusehen, etwa auf Basis von Baseline-Verfahren. Dies wäre z. B. dann der Fall, wenn Netzbetreiber die Verbrauchseinrichtungen nicht direkt steuern können, sondern Vorgaben zum Einsatz wie etwa maximale Entnahmeleistungen über die Lieferanten an die Verbraucher übermitteln.

Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zum bilanziellen Ausgleich der von ihnen angewiesenen Flexibilitätseinsätze ist in den derzeitigen Regelungen zu diesem Modell nicht vorgesehen. Inwieweit dies vertretbar erscheint und inwieweit eine solche Verpflichtung vorstellbar wäre, wird im Rahmen der nachfolgenden Bewertung dieses Modells diskutiert.

Charakterisierung gemäß Kategorisierungssystematik

Regelungsbereich	Ausprägungsoptionen					
Flexibilitätsnutzer	ÜNB	VNB-HS	VNB-MS	VNB-NS		
Flexibilitätsanbieter	konv. Erzeuger ÜN	konv. Erzeuger VN	EE-Erzeuger	Verbraucher (+Speicher)	(reine) Speicher	Power-to-X Anlagen
Nutzungszweck	Engpassmanagement	Auslastungsvergleichmäßigung				
Einsatzverantwortlicher	Netzbetreiber	Flexibilitätsanbieter				
Rechtsgrundlage für Einsatz	reguliertes Recht	bilateral verhandeltes Recht	marktbasiert erteiltes Recht	anreizbasiert erteiltes Recht	freiwilliger Einsatz	
Konfliktlösung unter NB	exklusives Nutzungsrecht	Priorität für Anschluss-NB	Priorität für überlagerte NB	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig
Konfliktlösung mit Markt	Prioritätsregeln	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig		
Vergütung ggü. Anbietern	keine	reguliert	bilateral verhandelt	marktbasiert	über Netzentgelte	
Kostenbehandlung bei NB	keine Kosten	beeinflussbare Kosten	volatile Kosten	dauerh. nicht-beeinf. Kosten	Umverteilung Netzentgelte	Umlage
Bilanzielle Behandlung	kein Ausgleichsbedarf	ohne bilanziellen Ausgleich	mit bilanziellem Ausgleich			

Bild 5.1 Charakterisierung des Flexibilitätsmodells Langfrist-Flexibilitätszusagen (rote Schrift: Besonderheiten gegenüber anderen Modellen, bezogen auf aktuelle Ausgestaltung nach § 14a EnWG)

5.2 Bewertung von Kompatibilitätsfragen

Kompatibilität mit EU-Vorgaben

Hinsichtlich der Kompatibilität dieses Modells mit dem EU-Rechtsrahmen ist v. a. zu diskutieren, inwieweit es als marktliches Beschaffungsverfahren angesehen werden kann. Diese Frage ist ohne vertiefte Analyse nicht eindeutig zu beantworten, da das Modell einerseits mit der *freiwilligen Entscheidung* der Netznutzer zur Erteilung von Flexibilitätszusagen ein wichtiges Element marktlicher Modelle enthält, andererseits aber – zumindest im Grundkonzept – *keine freie wettbewerbliche Preisfindung* vorsieht, sondern eine einseitige Preisfestlegung durch Netzbetreiber, ggf. unter Berücksichtigung regulatorischer Vorgaben. Lediglich bei der Gestaltungsalternative einer marktlichen Abstimmung der Vergütungskonditionen würden die Preise direkt wettbewerblich ermittelt. Es wäre aber auch bei der Grundvariante vorstellbar, den Netzbetreibern innerhalb eines definierten Spielraums die Möglichkeit zu geben, die angebotene Vergütung zu variieren, um den Umfang der erteilten Flexibilitätszusagen zu beeinflussen. Dies könnte ebenfalls als eine Form der marktlichen Preisfindung angesehen werden.

In jedem Fall aber beschränken sich etwaige marktliche Elemente auf die *Kontrahierung* von Flexibilitätszusagen. Entscheidungen über den *Einsatz* der Flexibilität erfolgen bei diesem Modell im freien Ermessen des Netzbetreibers. Kosten des einzelnen Einsatzes werden hierbei – dem Konzept der einsatzunabhängigen Vergütung von Flexibilitätszusagen folgend – nicht berücksichtigt.

Kompatibilität mit Strommarktdesign

Bei diesem Flexibilitätsmodell bilden sich aufgrund der einsatzunabhängigen Vergütung und der Langfristigkeit der Flexibilitätszusagen keine kurzfristigen lokalen Preissignale aus. Eine

Anfälligkeit gegenüber strategischem Verhalten, mit dem die Koexistenz von globalen und lokalen Vermarktungsoptionen ausgenutzt wird, ist daher praktisch auszuschließen. Ohnehin kann ein strategisches Verhalten, das auf die Erhöhung des Engpassvolumens zielt, bei diesem Modell nur unter bestimmten Gestaltungsprämissen Sinn machen, nämlich wenn Netzbetreiber den Umfang der kontrahierten Flexibilitätszusagen vom erwarteten (lokalen) Engpassvolumen abhängig machen. Bei einer solchen Gestaltung ist es dann besonders wichtig, dass Flexibilitätszusagen nicht mit Fristen im Bereich der Spotmärkte – also z. B. täglich – angepasst werden können, da ansonsten eine Anfälligkeit für strategisches Verhalten entstehen könnte.

Hinsichtlich des **Bilanzierungssystems** ist mit diesem Modell bisher generell und – soweit dies überhaupt thematisiert wird – auch bei den betrachteten Vorschlägen für die zukünftige Ausgestaltung das Verständnis verbunden, dass die für den Flexibilitätseinsatz verantwortlichen VNB hier *nicht* für einen bilanziellen Ausgleich der durch den Flexibilitätseinsatz ausgelösten Verbrauchsanpassungen sorgen. Das hiermit verbundene Risiko wird somit auf die Bilanzkreisverantwortlichen verlagert. Dies sind bei Verbrauchern, die auf Basis *synthetischer Standardlastprofile* bilanziert werden, die Anschlussnetzbetreiber selbst, so dass in diesen Fällen keine Risikoverlagerung auf Marktteilnehmer stattfindet (wobei Kostenrisiken im Bereich der Differenzbilanzkreise der VNB letztlich auch die Netzkunden dieser VNB betreffen). Bei Anwendung *analytischer Standardlastprofile* und bei Kunden mit *viertelstündlicher Verbrauchszählung* (RLM oder Smart Meter) wird das Bilanzrisiko jedoch sehr wohl auf die Marktteilnehmer verlagert, und zwar bei analytischen Profilen sogar auf das gesamte Kundenkollektiv des Netzbetreibers und nicht nur auf die Lieferanten oder Aggregatoren der jeweiligen flexiblen Verbraucher.

Diese Verlagerung von Bilanzrisiken auf Marktteilnehmer bei Engpassmanagementmaßnahmen entspricht grundsätzlich nicht den Prinzipien des Strommarktdesigns. Daher ist es auch ein Ziel der aktuellen Reform des Engpassmanagement-Regimes, den Netzbetreibern die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich auch bei Maßnahmen des Einspeisemanagements, wo dies bisher nicht geschieht, zu übertragen. Inwieweit dies auch bei dem hier diskutierten Flexibilitätsmodell als erforderlich anzusehen ist, dürfte stark davon abhängen, wie intensiv es bei welchen Flexibilitätsoptionen zukünftig voraussichtlich genutzt wird. Diese Frage könnte insbesondere mit Blick auf neuartige Verbrauchseinrichtungen wie E-Mobil-Heimladepunkte Relevanz gewinnen, deren Flexibilität sich auch marktseitige Akteure für ihre Zwecke erschließen möchten. Es ist somit zumindest nicht auszuschließen, dass der Verzicht auf bilanziellen Ausgleich durch Netzbetreiber als eine Inkompatibilität mit dem Strommarktdesign gesehen wird, deren wirtschaftliche Auswirkungen auf Marktteilnehmer nicht auf Dauer ohne Ausgleich hinnehmbar sind. Es wäre allerdings nicht trivial, bei diesem Modell eine Verpflichtung gegenüber Netzbetreibern zum bilanziellen Ausgleich zu schaffen, denn hierfür würden geeignete Verfahren zur Ermittlung der einsatzbedingten Abweichungen vom Normalverbrauch (etwa durch Baseline-Verfahren) benötigt.

5.3 Bewertung von Effizienzfragen

Allokation zwischen Markt und Netz

Die Erteilung einer Flexibilitätszusage gegenüber dem Netzbetreiber ist bei diesem Modell grundsätzlich nicht mit einem *exklusiven*, sondern nur mit einem *prioritären* Einsatzrecht verbunden. Dies bedeutet, dass die Flexibilität nur in dem Umfang, in dem der Netzbetreiber sie tatsächlich einsetzt, anderen – v. a. verbraucher- oder marktseitigen – Nutzungsmöglichkeiten entzogen wird. Welche Konsequenzen dies im Einzelnen hat, hängt von der Art der Flexibilitätsoption und dem verwendeten Steuerungskonzept ab. So können z. B.

- Nachtspeicherheizungen, deren Betrieb Netzbetreiber durch Schaltprogramme freigeben, innerhalb der freigegebenen Zeiten marktorientiert gesteuert werden, soweit sie nicht zur Erreichung des gewünschten Speicherfüllstands praktisch durchgehend laden müssen, und
- E-Mobil-Ladeeinrichtungen, deren Betrieb oder Ladeleistung nur gelegentlich zur Engpassbehebung durch den Netzbetreiber eingeschränkt wird, außerhalb dieser Einschränkungen nach dem Ermessen des Nutzers oder z. B. eines Aggregators eingesetzt werden.

Unter den Prämissen,

- dass die mit dem netzseitigen Einsatz verbundenen Nutzungseinschränkungen der Flexibilität hierbei nur im eindeutig bestimmbar, zwingend erforderlichen Mindestumfang zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs stattfinden und
- dass die verbraucherseitigen Kosten (bzw. Opportunitätskosten) von Flexibilitätseinsätzen bei allen kontrahierten Flexibilitätsoptionen näherungsweise gleich hoch sind,

könnte dieses Modell zu einer (statisch) effizienten Allokation der kontrahierten Flexibilität zwischen Markt und Netz führen, zumal es mit relativ geringen Transaktionskosten verbunden ist (siehe unten). Um dabei einen effizienten marktseitigen Einsatz des nicht netzdienlich genutzten Teils der Flexibilität zu ermöglichen, müssten hierzu bei der Umsetzung evtl. Informationspflichten der Netzbetreiber gegenüber den Marktakteuren über den voraussichtlichen netzdienlichen Einsatz vorgesehen werden.

Die o. g. Prämisse dürfte aus verschiedenen Gründen in der Praxis jedoch kaum erfüllbar sein:

- Netzbetreiber kennen die nutzerspezifischen Kosten- und Nutzenwirkungen eines einzelnen Flexibilitätseinsatzes nicht; sie zahlen konzeptgemäß ja auch keine einsatzabhängigen Vergütungen. Dementsprechend können sie – anders als z. B. beim Redispatch – die ergriffenen Maßnahmen auch nicht nach einer Merit Order der Einsatzkosten auswählen.
- Netzbetreiber haben keinen (finanziellen) Anreiz, den Einsatz der kontrahierten Flexibilität auf das zwingend erforderliche Mindestmaß zu beschränken. Sofern sie die Flexibilität nutzen, um auch in Situationen ohne akute Engpässe die Netzauslastung zu vergleichmäßigen, setzen sie sogar *bewusst* mehr Flexibilität ein als (momentan) zwingend notwendig.
- Je nach angewandeter Steuerungstechnik – z. B. der Rundsteuerungstechnik für Nachtspeicherheizungen – ist ein anlagenscharfer, auf das zur Engpassbeseitigung erforderliche Minimum begrenzter Flexibilitätseinsatz auch gar nicht möglich, so dass hierfür zunächst ein anderes, in der Regel aufwändigeres Steuerungskonzept eingeführt werden müsste.

Aus diesen Gründen weist dieses Modell das Risiko eines übermäßigen, d. h. ineffizient umfangreichen Flexibilitätseinsatzes durch die Netzbetreiber auf. Ein solcher ineffizienter Einsatz äußert sich darin, dass Flexibilität, die auch marktseitig genutzt werden könnte und dort einen größeren Wert hätte als bei netzdienlicher Nutzung, dennoch netzdienlich eingesetzt wird.

Eine ähnliche Tendenz weist dieses Modell auch im Stadium der Kontrahierung von Flexibilität auf. Soweit grundsätzlich vorgesehen ist, dass Netzbetreiber durch Entscheidungen zur Vergütungshöhe oder zur Annahme angedienter Flexibilitätszusagen Einfluss auf den Umfang der Kontrahierung nehmen können, stellt sich die Frage, mit welchen Anreizen sie hierbei konfrontiert sind. Der in § 14a EnWG vorgesehene Vergütungsmechanismus über reduzierte Netzentgelte entfaltet z. B. *keinen* Anreiz, die Kontrahierung auf das erforderliche Maß zu begrenzen, so dass es zu einer ineffizient umfangreichen vertraglichen Bindung von Flexibilitäten kommen kann. Eine andere Anreizsituation würde sich hingegen ergeben, wenn die Vergütungen als

Netzkosten behandelt und durch die Anreizregulierung einem Anreizmechanismus unterworfen würden.

Auswahl zwischen operativen Lösungsoptionen

Wie zuvor diskutiert, ist bei diesem Flexibilitätsmodell jedenfalls der Einsatz, unter Umständen – so etwa bei der Ausgestaltung nach § 14a EnWG – auch die Kontrahierung von Flexibilität für die Netzbetreiber praktisch kostenlos. Kosten entstehen netzseitig nur durch die Bereitstellung der Steuerungstechnik und der benötigten betrieblichen Prozesse. Damit kann sich auch bei der Auswahl zwischen unterschiedlichen operativen Maßnahmen für das Engpassmanagement eine Tendenz zur übermäßigen Nutzung *dieser* Option ergeben. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn andere Optionen zur Verfügung stehen, die ebenfalls mit dem Einsatz nutzerseitiger Flexibilität verbunden sind und bei denen die Netzbetreiber Kontrahierungs- oder Einsatzkosten tragen müssen. Dies trifft z. B. für das Einspeisemanagement zu (dessen Kosten zurzeit allerdings auch keinen anreizregulatorischen Effizienzreizen ausgesetzt sind).

Es kann allerdings insbesondere in der Niederspannungsebene viele Situationen geben, in denen diese Verzerrung zugunsten des Einsatzes von Langfrist-Flexibilitätszusagen nicht zu einer ineffizienten Verdrängung anderer Optionen führt. In vielen Netzbereichen – insbesondere dort, wo keine oder nur wenige Erzeugungsanlagen installiert sind und zukünftig u. a. infolge der E-Mobilität rein verbrauchsbedingte Engpässe erwartet werden – existieren nämlich (abgesehen vom Netzausbau; siehe unten) gar keine weiteren Lösungsoptionen, die mit Flexibilitätskosten verbunden wären. In diesen Fällen hätte dieser Mangel an Technologieneutralität gegenüber andersartigen Flexibilitätsoptionen somit keine Effizienzeinbußen zur Folge.

Sehr wohl können sich Ineffizienzen aber auch in solchen Situationen dadurch ergeben, dass das Modell *innerhalb* des Bereichs der hierdurch grundsätzlich adressierten Flexibilitätsoptionen, nämlich der verbrauchsseitigen Flexibilität von Kleinverbrauchern, nicht technologieneutral ist. Vielmehr wird in der Regel nur die Flexibilität *bestimmter* Verbrauchseinrichtungen adressiert (z. B. die von Elektrowärmegegeräten oder E-Mobil-Heimladepunkten), und auch die Randbedingungen des Einsatzes (z. B. Grenzen für Betriebs- und Stillstandszeiten) müssen voraussichtlich *technologiespezifisch* definiert werden (siehe Abschnitt 5.1, „Kontrahierung und Einsatz“). Dieser vermutlich kaum vermeidbare Mangel an Technologieneutralität trägt zwar dazu bei, dass das Modell relativ einfach umsetzbar ist, führt aber auch zu einer Ungleichbehandlung der verbrauchsseitigen Flexibilitätsoptionen.

Abwägung gegenüber Netzausbau

Das Konzept der langfristigen Erteilung von Flexibilitätszusagen hat für Netzbetreiber den Vorteil, dass sie auf diese Flexibilität im Rahmen der Betriebsführung sicher zugreifen können. Der Umfang der nutzbaren Flexibilität hängt zwar selbstverständlich davon ab, ob die betreffenden Verbrauchseinrichtungen aktuell am Netz sind und welchen Verbrauch sie aufweisen, nicht aber vom Ergebnis eines kurzfristigen Marktprozesses oder von den kurzfristigen Präferenzen der Netznutzer (es sei denn, diese haben das Recht, Flexibilitätseinsätze kurzfristig abzulehnen). Je nachdem, welche Bindungsfristen an die Erteilung von Flexibilitätszusagen geknüpft werden, kann sich das Kollektiv der zur Verfügung stehenden Flexibilitätszusagen mit der Zeit auch ändern. Gleichwohl dürfte es bei diesem Modell, das ja primär Kleinkunden adressiert, in der Regel möglich sein, zumindest auf statistischer Basis das Volumen der verfügbaren Flexibilität auch orts- und zeitpunktbezogen näherungsweise abzuschätzen.

Unter dieser Prämisse können Netzbetreiber diese Flexibilität auch einsetzen, um den Bedarf nach Netzausbaumaßnahmen zeitlich aufzuschieben oder einzelne Ausbaumaßnahmen evtl. sogar längerfristig durch Engpassmanagement zu substituieren. Hierfür müsste der Rechtsrahmen allerdings dahingehend angepasst werden, dass – analog zu den Regelungen zur einspeiseseitigen „Spitzenkappung“ – ein solcher Abtausch von Netzausbau und Engpassmanagement bereits im Planungsstadium zugelassen wird.

Auch in dieser Beziehung ist allerdings das Risiko einer ineffizient starken Nutzung des Modells nicht auszuschließen. Wenn weder die Kontrahierung noch der Einsatz von Flexibilität Kosten beim Netzbetreiber verursachen, erscheint die Nutzung dieser Flexibilitätsoption aus betriebswirtschaftlicher Sicht systematisch günstiger als der Netzausbau. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist dies jedoch keineswegs zwingend der Fall, denn der Flexibilitätseinsatz ist grundsätzlich sowohl beim Verbraucher (etwa durch Komforteinbußen) als auch durch Verdrängung marktseitiger Einsatzmöglichkeiten mit Kosten verbunden. Netzausbau kann daher durchaus kostengünstiger als der andauernde Flexibilitätseinsatz sein, und ist gerade auf den unteren Verteilnetzebenen in der Regel auch nicht durch gravierende Akzeptanzprobleme gehemmt. Eine Möglichkeit, dem Risiko einer übermäßigen Nutzung dieser Flexibilitätsoption als Substitut für Netzausbau vorzubeugen, könnte ähnlich wie bei der Spitzenkappung darin bestehen, gesetzlich oder regulatorisch eine Grenze für diese Art des Flexibilitätseinsatzes zu definieren. Die Überwachung einer solchen Grenze, die sich sinnvollerweise nicht nur auf Zeiträume, sondern auch auf den Umfang des Flexibilitätseinsatzes beziehen sollte, ist bei verbrauchsseitiger Flexibilität allerdings voraussichtlich schwieriger als bei EE-Einspeisungen.

Allokation auf Netzebenen

Wie eingangs beschrieben, wird bei der Behandlung dieses Flexibilitätsmodells meist davon ausgegangen, dass der Netzbetreiber, der (auch) die Anschlussnetzebene – in der Regel also die Niederspannungsebene – betreibt, die Flexibilität zu seinem eigenen Nutzen einsetzt. Die in § 14a EnWG vorgesehene Vergütung durch reduzierte Netzentgelte impliziert sogar, dass der Nutzen des Flexibilitätseinsatzes auf genau dieser Ebene verbleibt. Ansonsten müsste nämlich bei sachgerechter Gestaltung ein Mechanismus vorgesehen werden, um die Flexibilitätskosten (also das Volumen an Entgeltreduktionen) denjenigen überlagerten Netzebenen zuzuordnen, zu deren Nutzen die Flexibilität eingesetzt wird. So könnte erreicht werden, dass alle Netznutzer, die direkt oder indirekt über diese überlagerten Netzebenen versorgt werden, gemeinsam für die Flexibilitätskosten aufkommen, und nicht nur die Niederspannungskunden.

Diese scheinbar exklusive – tatsächlich aber zunächst nur prioritäre – Zuordnung zum Betreiber des Anschlussnetzes bewirkt, dass keine unmittelbaren Konflikte zwischen unterschiedlichen Netzbetreibern um die Nutzung dieser Flexibilität auftreten. Volkswirtschaftlich effizient ist diese Zuordnung jedoch nicht, denn es ist durchaus vorstellbar, dass der Einsatz der Flexibilität auf höheren Netzebenen größeren Nutzen entfalten würde als auf den untersten Netzebenen. Daher ist es folgerichtig, auch eine Nutzung der Flexibilität durch Betreiber überlagerter Ebenen zuzulassen, grundsätzlich bis hin zu den ÜNB. Dies erfordert aber eine explizite Koordination zwischen den Netzbetreibern hinsichtlich der Einsatzentscheidungen, der Berücksichtigung möglicher Netzrestriktionen in den betroffenen oder auch zwischenliegenden Netzen und der Tragung der Flexibilitätskosten.

Transaktionskosten

Die mit diesem Flexibilitätsmodell verbundenen Transaktionskosten dürften – gemessen an der großen Zahl der hiermit adressierten Flexibilitätsanbieter – relativ gering sein, u. a. da kein

einsatzbezogener Markt und kein Datenaustausch zu einzelnen Einsätzen organisiert werden müssen.

Besonders gering sind die Transaktionskosten bei der in § 14a EnWG vorgesehenen Ausgestaltung, da hier aufgrund der direkten Steuerung durch die Netzbetreiber kein Abgrenzungs- und Kontrollbedarf entsteht und die Abrechnung im Zuge der Netzentgeltabrechnung stattfindet. Bei anderen Ausgestaltungsformen könnten aber auch höhere Transaktionskosten entstehen, etwa durch Koordinationsprozesse zwischen Netzbetreibern, durch evtl. erforderliche Erbringungskontrollen und/oder durch zusätzliche Abrechnungsvorgänge gegenüber den Flexibilitätsanbietern und evtl. anderen Netzbetreibern.

Langfristige Effizienzaspekte

Durch die pauschale Vergütung für die Erteilung von Flexibilitätszusagen kann dieses Modell grundsätzlich einen Anreiz für Netznutzer entfalten, in flexible Verbrauchseinrichtungen zu investieren. Damit ein solcher Anreiz entsteht, muss zum einen die Vergütung höher sein als die Kosten/Einbußen beim Netznutzer etwa durch Komforteinbußen und eingeschränkte Vermarktungsmöglichkeiten (Opportunitätskosten). Zum anderen muss die Vergütung für hinreichend lange Zeit zugesagt werden. Hiervon können Netznutzer insbesondere dann ausgehen, wenn Netzbetreiber zur Kontrahierung von Flexibilität auch dann bereit sind, wenn in einem Gebiet kein akuter Engpass (mehr) vorherrscht, und erst recht, wenn Netzbetreiber zur Kontrahierung gesetzlich oder regulatorisch verpflichtet sind oder wenn die Verträge über Flexibilitätszusagen netzbetreiberseitig sehr lange Laufzeiten aufweisen. Ansonsten müssten Netznutzer damit rechnen, dass Netzbetreiber nach Auflösung eines Engpasses (z. B. durch Netzausbau) den eingegangenen Flexibilitätsvertrag bei nächster Gelegenheit kündigen, so dass die Vergütung wegfällt.

Die Kehrseite dieser beiden Voraussetzungen ist, dass hierdurch tendenziell mehr Flexibilitätszusagen kontrahiert und diese länger aufrechterhalten werden als durch die Engpasssituation im Netz gerechtfertigt, und dass die Zusagen tendenziell großzügiger vergütet werden als durch die Kosten bzw. Komforteinbußen der Netznutzer gerechtfertigt. Dies kann sich zum einen nachteilig auf die Effizienz des Flexibilitätseinsatzes auswirken, da hierdurch ineffizient viel Flexibilität netzdienlich gebunden und – wie zuvor erläutert – auch eingesetzt werden kann. Daneben können hierdurch problematische Verteilungswirkungen entstehen, da die ggf. im Übermaß ausgeschütteten Vergütungen bei den nicht-flexiblen Verbrauchern zu Mehrbelastungen führen.

Es ist daher fraglich, ob das Modell so ausgestaltet werden kann, dass einerseits stabile Anreize für Investitionen in flexible Verbrauchseinrichtungen entstehen, andererseits aber Ineffizienzen und Verteilungungerechtigkeiten durch übermäßige netzdienliche Nutzung vermieden oder zumindest auf ein vertretbares Maß begrenzt werden. Die Bedeutung solcher Investitionsanreize hängt aber auch stark von der Art der flexiblen Verbrauchseinrichtungen ab. Bei Nachtspeicherheizungen war die Förderung durch reduzierte Strompreise z. B. immer ein wesentlicher Treiber für Investitionsentscheidungen. Bei E-Mobil-Ladepunkten hingegen dürfte nicht die Investition in die Ladeeinrichtung selbst, sondern allenfalls die Umsetzung der Steuerungsmöglichkeit von der preislichen Förderung abhängig gemacht werden (sofern nicht auch diese aus anderen Gründen zwingend vorgeschrieben wird).

5.4 Bewertung von Akzeptanzfragen

Fairness der Kostentragung

Bei der in § 14a EnWG vorgesehenen Ausgestaltung dieses Modells werden die Flexibilitätskosten direkt über die Netzentgelte umgelegt, d. h. unter den (Niederspannungs-) Netzkunden im Gebiet eines VNB sozialisiert. Falls stattdessen die Vergütungen für Flexibilitätszusagen separat ausbezahlt und dann von den Netzbetreibern als Kosten behandelt würden, würde diese Umverteilung zwar weniger direkt, aber grundsätzlich mit ähnlichen Auswirkungen auf die Netznutzer erfolgen, da die Engpasskosten der Netzbetreiber – evtl. nach Abzug von Effizienzabschlägen durch die Anreizregulierung – ebenfalls über die Netzentgelte refinanziert werden.

Diese Umverteilung zulasten der nicht-flexiblen Netznutzer ist insoweit nicht zu beanstanden, wie sie die Kosten eines effizienten Engpassmanagements reflektiert. Problematisch wird sie allerdings dann, wenn Vergütungen auch dort gezahlt werden, wo keine Netzengpässe vorherrschen, evtl. sogar in Verbindung mit einem Kontrahierungszwang, und wenn sie bewusst höher bemessen sind als die damit verbundenen verbraucherseitigen Kosten. Dann würden die nicht-flexiblen Kunden nämlich für eine aus Netzsicht ineffizient hohe – evtl. aber sogar bezweckte – finanzielle Förderung bestimmter flexibler Verbrauchstechnologien aufkommen. Dies könnte die Akzeptanz dieses Flexibilitätsmodells gefährden. Beim heutigen Stand der Ausgestaltung und Nutzung scheint das Modell jedoch grundsätzlich akzeptiert zu sein.

Ein Akzeptanzrisiko durch nachteilige Auswirkungen strategischen Verhaltens der Flexibilitätsanbieter besteht bei diesem Modell hingegen praktisch nicht, wie eingangs erläutert.

Beitrag zur Energiewende

Unabhängig von der Frage, ob Engpassmanagementmaßnahmen bei Anwendung dieses Flexibilitätsmodells in jeder Hinsicht effizient ausgewählt und vergütet werden, dürfte es für die Akzeptanz des Modells förderlich sein, dass hierdurch die kurzfristige Integrationsfähigkeit der Netze v. a. für neuartige Verbraucher wie E-Mobil-Ladeeinrichtungen verbessert werden kann. Hierdurch kann Netzausbaubedarf stellenweise zumindest zeitlich aufgeschoben, evtl. sogar längerfristig vermieden werden.

Ein weiterer akzeptanzfördernder Faktor kann sich in Situationen ergeben, in denen durch verbrauchsseitige Flexibilität der Umfang der Abregelung von EE-Anlagen reduziert werden kann. Bei solchen Einsätzen werden zwei unterschiedliche Arten von Engpassmanagementmaßnahmen abgetauscht, die in der allgemeinen Debatte – über ihre volkswirtschaftlichen Kostenwirkungen hinaus – deutlich unterschiedlich gewichtet werden.

Politischer/rechtlicher Umsetzungsaufwand

Vorbehaltlich der Frage, ob und ggf. in welcher Ausgestaltungsform dieses Modell den EU-rechtlichen Anforderungen genügt, dürfte der politische und rechtliche Aufwand für seine Umsetzung überschaubar sein, da es ja heute bereits angewandt wird, wenn auch in einer sicherlich weiterentwicklungsbedürftigen Form. Mit § 14a EnWG existiert bereits eine gesetzliche Grundlage einschließlich einer Verordnungsermächtigung für die weitere Ausgestaltung, wobei nach Einschätzung der Autoren auch die in der Gesetzesvorschrift selbst enthaltenen Gestaltungsaspekte einer eventuellen Anpassung zugänglich sein dürften.

Inwieweit mögliche Konkretisierungen des Modells in der Debatte Akzeptanz finden, dürfte stark davon abhängen,

- inwieweit Vorteile hinsichtlich der oben diskutierten Beiträge zur Energiewende erwartet werden können,
- wie die Verteilungswirkungen zulasten der *nicht-flexiblen* Verbraucher und evtl. auch Auswirkungen auf *bestehende* flexible Verbraucher bewertet werden und
- wie die Wechselwirkungen mit den bereits aufkommenden Modellen zur *marktseitigen* Nutzung derselben Flexibilitätsoptionen eingeschätzt werden.

5.5 Fazit

Das Modell der Langfrist-Flexibilitätsszusagen ist – soweit es sich als kompatibel mit den EU-Anforderungen an marktliche Beschaffungsverfahren erweist – aus Sicht der Autoren eine grundsätzlich praktikable Option zur Nutzbarmachung der Flexibilität von Kleinverbrauchern für netzdienliche Zwecke, v. a. für das Engpassmanagement. Es ist mit relativ geringen Transaktionskosten im Massengeschäft – insbesondere bei Niederspannungs-, evtl. auch bei kleinen Mittelspannungskunden – umsetzbar und kann für Netzbetreiber und Flexibilitätssanbieter zu vorhersehbaren Verhältnissen bei der Allokation und Vergütung dieser Flexibilität führen. Die Eignung für Flexibilitäten von Kleinverbrauchern ergibt sich auch daraus, dass die Flexibilitätsskosten bei diesen Verbrauchertypen – einschließlich Opportunitätskosten durch sonstige Vermarktungsmöglichkeiten – vergleichsweise homogen sind, anders als z. B. bei Industrieverbrauchern, deren Flexibilitätsskosten stark von den jeweiligen industriellen Prozessen abhängen.

Das größte Risiko des Modells besteht darin, dass es durch die Netzbetreiber in ineffizient starkem Umfang eingesetzt werden könnte. Zumindest bei der heutigen Ausgestaltung bestehen weder bei der Kontrahierung noch beim Einsatz der Flexibilität Anreize zur Beschränkung auf den notwendigen Umfang, und eine angepasste Behandlung bei der Anreizregulierung könnte angesichts der einsatzunabhängigen Vergütung auch nur bei der Kontrahierung, nicht jedoch beim Einsatz eine disziplinierende Wirkung entfalten. Eine ineffizient starke Nutzung kann sich z. B. dahingehend äußern, dass diese Flexibilität

- auch in Netzgebieten netzdienlich kontrahiert wird, in denen keine Engpässe vorliegen,
- stärker als erforderlich netzdienlich eingesetzt und insoweit dem Markt entzogen wird,
- nur mit Blick auf die Netzsituation des Anschlussnetzbetreibers genutzt wird oder
- ineffizient stark gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen bevorzugt wird.

Eine wesentliche Herausforderung bei der Umsetzung des Modells besteht daher darin, Merkmale wie Vergütungshöhe und -modalitäten, Kontrahierungszwang vs. -freiheit und anreizregulatorische Behandlung so zu gestalten, dass dieses Effizienzrisiko und auch die durch das Modell verursachten Verteilungswirkungen zulasten nicht-flexibler Verbraucher in vertretbarem Rahmen gehalten werden. Nach Einschätzung der Autoren könnte dies v. a. gelingen, wenn die Anwendung des Modells auf Kleinverbraucher beschränkt bleibt und Einsätze relativ selten stattfinden, so dass marktseitige Nutzungsmöglichkeiten nur geringfügig beeinträchtigt werden.

Daneben ist zu beachten, dass das Modell als Kehrseite seiner relativ einfachen Umsetzbarkeit verschiedene Beschränkungen und offene Fragen hinsichtlich mehrerer Effizienzaspekte aufweist, etwa infolge eines Mangels an Technologieneutralität, einer bevorzugten Nutzung für die unteren Netzebenen und des im Grundkonzept nicht vorgesehenen bilanziellen Ausgleichs.

5.6 Ausprägungsvorschläge

5.6.1 „Netznutzungsprodukte“ (Frontier Economics; IAEW)

Beschreibung

Eine Beschreibung eines vergleichsweise generischen Ausprägungsvorschlags dieses Modells findet sich in (Frontier Economics und IAEW der RWTH Aachen 2016), dort als „Koordinationsmodell 1b“ bezeichnet. Diese Beschreibung weist unter anderem auf die in Abschnitt 5.1 diskutierte Möglichkeit hin, dass Netznutzer nicht nur wählen können, ob sie eine Flexibilitätszusage erteilen wollen oder nicht, sondern evtl. auch zwischen unterschiedlichen Umfängen des jeweils zugestandenen Einsatzrechts wählen können. Diese Stufen werden in der Modellbeschreibung als Netznutzungsprodukte bezeichnet.

Hinsichtlich der Umsetzung weist das Modell einen engen Bezug zu den auch in der Schweiz, auf die sich die o. g. Studie bezieht, verbreiteten, durch Rundsteuerung angesteuerten Nachtspeicherheizungen auf. Das Steuerungskonzept sieht vor, dass Netzbetreiber zur Abwehr kritischer Netzbelastungssituationen die Rundsteueranlagen vorübergehend deaktivieren können. Solange die Netzbetreiber die Rundsteuerung nicht deaktivieren, können Lieferanten oder Aggregatoren über die verbleibende Flexibilität bei der Ansteuerung der Nachtspeicherheizungen verfügen, z. B. zu marktseitigen Zwecken.

Zur (einsatzunabhängigen) Vergütung der Flexibilität sind in diesem Ausprägungsvorschlag wie bei § 14a EnWG reduzierte Netzentgelte vorgesehen, wobei je nach Differenzierung der Netznutzungsprodukte mehrere Stufen der Entgeltreduktion denkbar sind.

Bewertung gegenüber Grundkonzept

Dieser Ausprägungsvorschlag sieht gegenüber dem in diesem Kapitel beschriebenen Grundkonzept keine speziellen Gestaltungselemente vor, die gesondert zu bewerten wären.

5.6.2 „Bedingte Netznutzung“/„Spitzenglättung“ (BET et al.)

Beschreibung

Im Rahmen des laufenden Projekts „Barometer Digitalisierung der Energiewende“ im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erarbeitet das aus EY, BET und WIK bestehende Beraterkonsortium – in diesem Themenbereich unter Federführung von BET – einen Ausprägungsvorschlag für das in diesem Kapitel diskutierte Flexibilitätsmodell. Die Modellkonkretisierung erfolgt hier insbesondere mit Blick auf die Verordnungsermächtigung nach § 14a EnWG. Dementsprechend baut der Vorschlag auf den in dieser Vorschrift vorgesehenen Gestaltungsaspekten wie Fokussierung auf Niederspannungskunden und Vergütung durch reduzierte Netzentgelte auf.

Die Erteilung von Flexibilitätszusagen erfolgt nach diesem Vorschlag dadurch, dass Verbraucher einen Teil der von ihnen beanspruchten Netzanschlusskapazität als „bedingte Bestelleistung“ kontrahieren können, im Rahmen derer der Anschlussnetzbetreiber Eingriffsrechte erhält. Im verbleibenden, als „unbedingte Bestelleistung“ bezeichneten Teil der Anschlusskapazität ist der Netzbetreiber nicht zu Flexibilitätseinsätzen berechtigt (außer ggf. in Notsituationen mit akut drohenden Versorgungsunterbrechungen, die aber kein spezieller Betrachtungsgegenstand dieser Modellausprägung sind). Das Modell wird in engem Bezug zur netzdienlichen Nutzung der Flexibilität von E-Mobil-Ladeeinrichtungen diskutiert, muss hierauf aber nicht beschränkt sein.

Grundidee ist, dass Netznutzer für ihre Ladeeinrichtungen (oder sonstigen flexiblen Verbrauchseinrichtungen) bedingte Netzkapazität kontrahieren, damit der Anschlussnetzbetreiber bei Bedarf die Flexibilität dieser Einrichtungen nutzen kann. Die Vergütung soll hierbei über unterschiedlich hohe Netzentgelte für bedingte und unbedingte Bestelleistung erfolgen. Dies setzt zunächst voraus, dass leistungsbezogene Entgeltkomponenten eingeführt werden, die sich nicht auf die maximal entnommene, sondern auf die vertraglich vereinbarte Leistung (also die *Bestelleistung* oder *Netzanschlusskapazität*) beziehen. Unter dieser Voraussetzung kann ein niedrigerer Leistungspreis für bedingte und ein höherer für unbedingte Bestelleistung erhoben werden.

Der Modellvorschlag sieht vor, dass für flexible Verbrauchseinrichtungen standardmäßig bedingte Bestelleistung bereitgestellt und somit ein Einsatzrecht für den Netzbetreiber erteilt wird (in Verbindung mit einer dann erforderlichen technischen Steuerungsmöglichkeit). Die Flexibilitätszusage gilt damit immer dann als erteilt, wenn Verbraucher sich nicht aktiv dagegen entscheiden. Dies können sie tun, indem sie für die betroffenen Verbrauchseinrichtungen unbedingte Bestelleistung kontrahieren.

Dieses Modell ist für Niederspannungskunden, deren Anschluss *nicht* mit einer Leistungsmessung oder viertelstündlichen Verbrauchszählung ausgestattet ist, nicht ohne Weiteres anwendbar, da bei diesen Verbrauchern die Nutzung der unterschiedlichen Bestelleistungsbereiche nicht abgrenzbar wäre. Der Modellvorschlag geht aber von der Annahme aus, dass diese Kunden ohne Lastgangmessung in der Regel ohnehin nicht über relevante verbrauchsseitige Flexibilität verfügen und daher keine Kandidaten für eine bedingte Netznutzung wären. Daher wird vorgeschlagen, für diese Kunden ein pauschales, stufenweise vom Jahresverbrauch abhängiges Anschlussentgelt anstelle der Leistungspreise für bedingte und unbedingte Bestelleistung vorzusehen. Es soll so bemessen werden, dass für diese Kunden keine signifikanten Umverteilungswirkungen durch die hiermit verbundene Umstellung der Netzentgeltsystematik entstehen.

Es ist allerdings nicht auszuschließen, dass diese speziell für nicht-flexible Verbraucher vorgeschlagene Vereinfachungsregelung auch für einen Teil der Verbraucher mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen vorteilhaft wäre und diese daher interessiert wären, zu diesem vereinfachten System zu optieren und damit die Flexibilitätszusage zu umgehen. Dem würde aber ein weiteres Element des Modellvorschlags entgegenwirken, wonach die bei einem typischen Netzanschluss standardmäßig als unbedingte Bestelleistung behandelte Kapazität sehr stark herabgesetzt wird; diskutiert wird eine Kapazität von 5 kW. Diese Kapazitätsgrenze würde ein Verbraucher, der neben anderen Verbrauchseinrichtungen über eine E-Mobil-Ladeeinrichtung verfügt, regelmäßig überschreiten. Unter der Prämisse, dass der Netzanschlusspunkt eines flexiblen Verbrauchers generell mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist, könnte festgestellt und ggf. sanktioniert werden, ob ein Verbraucher die standardmäßig zugewiesene zuzüglich evtl. zusätzlich kontrahierter unbedingter Bestelleistung überschreitet. Für nicht-flexible Verbraucher wäre diese Sanktionierung mangels Messtechnik jedoch weiterhin nicht möglich.

Bewertung gegenüber Grundkonzept

Die Unterscheidung von bedingter und unbedingter Netznutzung, bei der Netzbetreiber im Umfang der bedingten Netznutzung Einsatzrechte für flexible Verbrauchseinrichtungen erhalten, entspricht dem Grundkonzept des Flexibilitätsmodells der Langfrist-Flexibilitätszusagen. Eine Besonderheit dieses Vorschlags gegenüber anderen Ausprägungen besteht aber darin, dass die Abgrenzung und Vergütung des Bereichs, für den eine Flexibilitätszusage erteilt wird, anhand der *Bestelleistung* erfolgt.

Dies hat zum einen zur Folge, dass die Vergütung sich nach der Leistung der zugesagten Flexibilität richtet, anders als z. B. bei derzeitigen Anwendungen von § 14a EnWG, die meist reduzierte Arbeits- und/oder Grundpreise vorsehen. Der Bezug auf die Maximalleistung der Flexibilität, d. h. auf den hierauf entfallenden Anteil der Netzanschlusskapazität, erscheint grundsätzlich plausibel, da die Netzanschlusskapazität einen relevanten Kostentreiber darstellt. Durch diese Wahl der Bezugsgröße für die Vergütung entsteht zudem ein Anreiz, die Maximalleistung der flexiblen Verbrauchseinrichtung – also z. B. die Kapazität der E-Mobil-Ladeeinrichtung – mit Bedacht zu wählen. Gerade in der Niederspannungsebene ist allerdings fraglich, ob der Kapazitätsaspekt hiermit nicht überbetont wird, da die Summe der einzelnen Netzanschlusskapazitäten die zeitgleiche Höchstlast hier um rund eine Zehnerpotenz übersteigt. Daher wäre im Hinblick auf die konkrete Parametrierung zu prüfen, ob Durchmischungseffekte hiermit angemessen reflektiert werden, z. B. mit Blick auf Verbraucher, deren Nachfrage seltene, aber hohe Leistungsspitzen aufweist.

Zum anderen schafft die Unterscheidung nach bedingter und unbedingter Bestelleistung die Möglichkeit, eine Flexibilitätszusage auf einen Teil der Leistung einer flexiblen Verbrauchseinrichtung zu beschränken. So könnte z. B. bei einer E-Mobil-Ladeeinrichtung eine jederzeit zur Verfügung stehende „Basisleistung“ durch unbedingte Bestelleistung abgedeckt und dem Netzbetreiber nur für die darüber hinaus gehende Ladeleistung eine Flexibilitätszusage erteilt werden. Dies würde eine Steuerungstechnik erfordern, die nicht nur Freigaben und Sperrungen des Betriebs, sondern auch Vorgaben zu Leistungsgrenzen ermöglicht.

Um diese Wirkungen zu erreichen, wird bei diesem Modellvorschlag in Kauf genommen, dass die Netzentgeltssystematik entsprechend angepasst werden müsste. Dies wäre zwar mit Umstellungsaufwand verbunden (s. unten), aber nicht zwingend als Nachteil zu werten, da ein stärkerer Bezug auf die Netzanschlusskapazität zu einer Verbesserung der Verursachungsgerechtigkeit (im Sinne von Kostenreflexivität) der Netzentgelte beitragen kann. Alternativ wäre aber auch vorstellbar, eine von der Maximalleistung der Flexibilitätszusage abhängige *separate* Vergütung vom Netzbetreiber an den flexiblen Verbraucher vorzusehen. Auf diese Weise könnte evtl. das Problem vermieden werden, dass in einzelnen Fällen die pauschalen Netzentgelte für nicht-flexible Verbraucher auch für flexible Verbraucher günstiger sein könnten, was – wie oben diskutiert – einen Anreiz zur Umgehung des Flexibilitätsmodells auslösen könnte. Außerdem könnte die Zahlung separater Vergütungen eine sachgerechtere Berücksichtigung der Flexibilitätskosten im Rahmen der Erlösregulierung der Netzbetreiber ermöglichen.

Der mit dem Modellvorschlag verbundene Umstellungsaufwand hängt u. a. damit zusammen, dass Netzentgelte bislang ausschließlich von den *Netznutzern*, nicht von den *Netzanschlussnehmern* gezahlt werden. Die Bestelleistung hängt jedoch eng mit der *Netzanschlusskapazität* zusammen, die die Netzbetreiber mit den *Netzanschlussnehmern* vereinbaren. Die Abrechnung einer hierauf bezogenen Entgeltkomponente könnte daher erfordern, dass zumindest für die Netzanschlusspunkte, an denen flexible Verbraucher angeschlossen sind, Entgelte an die Netzanschlussnehmer abzurechnen sind, was gerade im Massengeschäft auf dieser Netzebene zu erheblichem Anpassungsaufwand der Abrechnungsprozesse führen dürfte. Evtl. ist der Modellvorschlag aber auch so zu verstehen, dass sich die Bestelleistung auf den einzelnen Netznutzer bezieht und somit auch die neue Entgeltkomponente an den Netznutzer abgerechnet würde. Dann müssten keine neuartigen Abrechnungsprozesse gegenüber den Netzanschlussnehmern etabliert werden. Geprüft werden müsste bei dieser Ausgestaltung jedoch, ob sich – insbesondere in Mehrparteien-Wohngebäuden – Inkonsistenzen zwischen den Bestelleistungen der Netznutzer und den Netzanschlusskapazitäten der Netzanschlussnehmer ergeben können.

Kritischer erscheint bei diesem Ausprägungsvorschlag hingegen, dass er Fragen hinsichtlich der Gleichbehandlung von Verbrauchern aufwirft. Für nicht-flexible Verbraucher würde sich dem Vorschlag zufolge nichts an der Nutzbarkeit der im Anschlussvertrag vereinbarten Netzanschlusskapazität ändern. Auch bei diesen Verbrauchern würde zwar nur ein kleiner Teil der Kapazität von z. B. 5 kW als unbedingte Bestelleistung interpretiert und als Rechengröße bei der Ermittlung der pauschalen Anschlussentgelte berücksichtigt. Es würde aber nicht überprüft, in welchem Umfang die Verbraucher diese Grenze tatsächlich überschreiten. Bei flexiblen Verbrauchern würde die Einhaltung dieser Grenze hingegen überprüft, und Überschreitungen würden sanktioniert. Um dem vorzubeugen, müssten flexible Verbraucher zusätzliche (teure) unbedingte Bestelleistung kontrahieren. Es wäre daher nicht auszuschließen, dass Verbraucher, die durch Installation z. B. einer E-Mobil-Ladeeinrichtung in das Kollektiv der flexiblen Verbraucher wechseln, für den nicht-flexiblen Teil ihres Verbrauchs anschließend anders – vermutlich systematisch ungünstiger – behandelt würden als zuvor. Mit Blick auf Fälle dieser Art stellt sich die Frage, ob die mit dem Modell verbundene nachträgliche „Aberkennung“ der unbedingten Nutzbarkeit einer zuvor vertraglich zugesagten Netzanschlusskapazität überhaupt erforderlich ist, um die angestrebte netzdienliche Nutzung der verbrauchsseitigen Flexibilität zu erreichen. Es ist zu diskutieren, ob der Modellvorschlag hiermit nicht über das notwendige Maß an Eingriffen in bestehende Verträge und Nutzungsrechte hinausgeht, zumal andere Vorschläge auf diese Art von Eingriffen verzichten.

Dieser Aspekt wie auch die bisher kommunizierten Vorschläge für die Parametrierung dieses Modells – etwa zum Preis für unbedingte Bestelleistung – deuten darauf hin, dass mit diesem Modell eine sehr weitgehende Allokation der verbrauchsseitigen Flexibilität zur Netzsphäre gefördert werden soll. Es wäre zu diskutieren, wie vermieden werden kann, dass diese Allokation über das ökonomisch rechtfertigbare Maß hinausgeht und somit dem Markt einen ineffizient großen Teil dieser Flexibilität entzieht.

Mit Blick auf die Umsetzbarkeit dieses Modellvorschlag sei abschließend angemerkt, dass die vorgesehene standardmäßige Zuordnung von bedingter Bestelleistung zu flexiblen Verbrauchereinrichtungen nur möglich ist, wenn die hierbei einzubeziehenden Verbrauchereinrichtungen exakt definiert werden und hierfür eine Meldepflicht besteht. Eine technologieneutrale Ausgestaltung des Modells wird schon deswegen kaum möglich sein. Zudem könnte diese Anforderung Abgrenzungsfragen etwa hinsichtlich der installierten Leistung, ab der Ladeeinrichtungen und andere Verbrauchereinrichtungen als flexibel erachtet werden, aufwerfen.

Soweit akzeptiert wird, dass hiermit eine a-priori-Festlegung auf bestimmte flexible Verbrauchereinrichtungen verbunden ist, ist der Ansatz einer standardmäßigen Zuordnung in den Bereich der bedingten Netznutzung in Verbindung mit der Möglichkeit, aus diesem Bereich heraus zu optieren, aber positiv zu bewerten. Zwar wäre es bei rationalem Verhalten aller Verbraucher irrelevant, welche Zuordnung standardmäßig erfolgt. Realistischerweise ist aber davon auszugehen, dass viele Verbraucher hierbei nicht vollkommen rational handeln. Daher kann der vorgeschlagene Zuordnungsansatz dazu beitragen, dass Netzbetreiber ein größeres Kollektiv an Flexibilitätszusagen erteilt bekommen.

5.6.3 „Servicelevel-Modell“ (Lechwerke)

Beschreibung

Der Energieversorger Lechwerke (LEW) schlägt eine Modellausprägung vor, die ähnlich wie das Modell der bedingten/unbedingten Netznutzung zwei hier als „Servicelevels 1 und 2“

bezeichnete Netznutzungsprodukte vorsieht, die anhand der Bezugsleistung des Verbrauchers aus dem Netz voneinander abgegrenzt werden (LEW 2018). Der Verbraucher entscheidet auch bei diesem Modell auf langfristiger Basis, welche Anteile seiner Netzanschlusskapazität diesen beiden Servicelevels zugeordnet werden sollen. Der Netzbetreiber erhält im oberen der beiden Leistungsbereiche (Servicelevel 2) ein Einsatzrecht der verbrauchsseitigen Flexibilität. Dieser Servicelevel kann somit konzeptgemäß nur im Umfang der Anschlussleistung von flexiblen Verbrauchseinrichtungen genutzt werden.

Die Vergütung der mit Wahl des Servicelevels 2 verbundenen Flexibilitätszusage soll hier durch differenzierte Grundpreise – bei hingegen einheitlichen Arbeitspreisen – für die beiden Servicelevels erfolgen. Es ist ausdrückliches Ziel dieses Modellvorschlags, auf eine separate Zählung des Verbrauchs der flexiblen Verbrauchseinrichtung(en) verzichten zu können. Daher wäre eine Vergütung über differenzierte Arbeitspreise wie bei der heute üblichen Ausgestaltung von § 14 EnWG auch gar nicht möglich.

Auch dieses Modell setzt aber voraus, dass die Bezugsleistung des Verbrauchers messtechnisch erfasst wird, da nur dann Überschreitungen der für Servicelevel 1 vereinbarten Leistungsgrenze festgestellt und ggf. sanktioniert werden können.

Bewertung gegenüber Grundkonzept

Dieser Ausprägungsvorschlag weist starke Ähnlichkeiten mit dem zuvor behandelten Modell der bedingten/unbedingten Netznutzung auf, so dass hier weitgehend auf die Ausführungen in Abschnitt 5.6.2 verwiesen werden kann. Dabei ist zu beachten, dass der Vorschlag in dem vorliegenden Dokument nur in seinen Grundzügen beschrieben ist. So liegen z. B. keine Informationen über Vorschläge zur Parametrierung des Modells oder zur Behandlung nicht-flexibler Verbraucher vor.

Der wesentliche erkennbare Unterschied zwischen diesem und dem zuvor diskutierten Modellvorschlag besteht darin, dass die Vergütung für Flexibilitätszusagen hier nicht über differenzierte leistungsbezogene Entgelte mit Bezug auf die Bestelleistung, sondern durch differenzierte Grundpreise erfolgen soll. Diese Ausgestaltung kommt evtl. mit geringeren Eingriffen in die Nutzungsrechte der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität aus, reflektiert die Auswirkungen der Unterscheidung zweier Servicelevel aber auch weniger differenziert als leistungsbezogene Entgelte. Hieraus ergibt sich aber kein prinzipieller Unterschied zwischen den beiden Modellen, denn es ist durchaus vorstellbar, dass die Höhe der Grundpreise für die beiden Servicelevels an den jeweils zugeordneten Leistungsbereichen orientiert werden. In diesem Fall würden sich die Wirkungen der beiden Modelle sehr stark annähern.

5.6.4 „Quotierung mit freiwilliger Teilnahme“ (Ecofys/IWES)

Beschreibung

Die von Ecofys und Fraunhofer IWES durchgeführte Studie zur Ausgestaltung von „Smart Markets“ im Auftrag von Agora Energiewende (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017) enthält einen Ausprägungsvorschlag eines Modells mit Quotierung der verfügbaren Netzkapazität, das dem Wesen des Modells Langfrist-Flexibilitätszusagen sehr nahekommt und daher hier behandelt wird (vgl. Kapitel 6). Es geht hierbei um das Quotierungsmodell mit freiwilliger Teilnahme seitens der Flexibilitätsanbieter.

Verbraucher mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen können hierbei freiwillig ihrem Netzbetreiber eine Flexibilitätszusage gegen Vergütung erteilen. Der Modellvorschlag lässt offen, ob dies

durch reduzierte Netzentgelte oder separate Zahlungen erfolgt. Er lässt auch offen, ob die Vergütung einsatzabhängig oder -unabhängig verfolgt. Es sei angemerkt, dass eine *einsatzabhängige* Vergütung von den in Abschnitt 5.1 erläuterten Grundmerkmalen des Flexibilitätsmodells Langfrist-Flexibilitätszusagen abweichen würde.

Das wesentliche Element dieses Ausprägungsvorschlags besteht aber darin, dass der Netzbetreiber im Einsatzfall nicht *einzelne* flexible Verbrauchseinrichtungen auswählt und diese direkt ansteuert, sondern *allen* an dem Modell teilnehmenden Verbrauchern eine auf einer Quotierung basierende Grenze für die Bezugsleistung der flexiblen Verbrauchseinrichtungen vorgibt. Es ist dann Sache der Verbraucher oder – realistischer – deren Lieferanten oder Aggregatoren, diese Leistungsgrenze durch Steuerung der flexiblen Einrichtungen einzuhalten. Auf diese Weise wird der Flexibilitätsabruf gleichmäßig auf die (teilnehmenden) flexiblen Verbraucher verteilt.

Diese Form der Umsetzung von Flexibilitätseinsätzen ist nur vorstellbar, wenn die Einsätze mit einem ausreichenden zeitlichen Vorlauf angekündigt werden. Wie viel zeitlicher Vorlauf erforderlich ist, dürfte aber stark von den teilnehmenden Flexibilitätsoptionen und deren Steuerungsmöglichkeiten abhängen.

Dieses Modell bringt zudem die Umsetzungsanforderung mit sich, dass der Netzbetreiber die Erbringung der abgerufenen Flexibilität zählpunktscharf messtechnisch überprüfen können muss, da er die flexiblen Verbraucher nicht selbst steuert und daher keine direkte Kontrolle über deren Einsatz hat.

Bewertung gegenüber Grundkonzept

Das konstituierende Merkmal dieses Modellvorschlags, die quotenbasierte Einbeziehung *aller* zur Beseitigung eines Engpasses in Frage kommenden Flexibilitäten, für die eine Flexibilitätszusage erteilt wurde, hätte mindestens hinsichtlich der Verteilungsgerechtigkeit Vorteile gegenüber dem Grundkonzept. Bei Letzterem werden die mit Flexibilitätseinsätzen verbundenen Kosten oder Komforteinbußen nämlich nicht gleichanteilig von allen Teilnehmern, sondern nur von den im Einzelfall vom Netzbetreiber ausgewählten Teilnehmern getragen.

Ob sich durch die Einbeziehung aller Teilnehmer auch eine *effizientere* Allokation der Flexibilität ergibt, lässt sich nicht allgemein beurteilen. Problematisch wäre in dieser Hinsicht, wenn die in Frage kommenden Flexibilitäten im Einsatzfall unterschiedlich starke Auswirkungen („Sensitivitäten“) auf den Netzengpass hätten, denn dann würde ein gleichanteiliger Einsatz in der Regel nicht dem minimal erforderlichen Einsatz entsprechen. Dies dürfte in den untersten Netzebenen, die üblicherweise strahlenförmig betrieben werden (auch wenn zuschaltbare Reseverbindungen oder Trennstellen bestehen), aber meist nicht der Fall sein.

Fraglich ist allerdings, wie eine als gerecht empfundene gleichanteilige Einbeziehung aller Teilnehmer gelingen soll, wenn deren flexible Verbrauchseinrichtungen nicht alle die gleichen Charakteristika (z. B. Mindestbetriebszeiten) und Dimensionierungen aufweisen. So könnte z. B. die Frage aufgeworfen werden, ob die Bezugsleistung von leistungsstärkeren Ladeeinrichtungen nicht stärker eingeschränkt werden müsste als die von leistungsschwächeren Einrichtungen. Ansonsten könnte ein Anreiz entstehen, die Ladeeinrichtungen bewusst überzudimensionieren, um im Einsatzfall faktisch geringere Einbußen hinnehmen zu müssen. Es könnte daher bei diesem Modell besonders schwierig sein, das Ziel einer (näherungsweise) technologieneutralen Ausgestaltung zu erreichen.

Weitere bewertungsrelevante Wirkungen ergeben sich daraus, dass bei diesem Modell Flexibilitätseinsätze mit zeitlichem Vorlauf angekündigt werden müssen. Nachteilig könnte sich dies

grundsätzlich auf die Effizienz von Flexibilitätseinsätzen auswirken, da diese dann auf Basis von Prognosen des Netzzustands und nicht allein auf Basis von aktuellen Messwerten bestimmt werden müssen. Einen klaren Vorteil hat dieses Modellmerkmal jedoch hinsichtlich der Auswirkungen auf die Bilanzkreisbewirtschaftung, da die Lieferanten/Aggregatoren die Einsätze dann noch bei ihren Bewirtschaftungsentscheidungen berücksichtigen können, soweit der zeitliche Vorlauf hierfür ausreicht.

Die in dem Modellvorschlag als möglich erachtete *Einsatzabhängigkeit* der Vergütung wäre, wie bereits angemerkt, *nicht* im Einklang mit den Eigenschaften des in diesem Kapitel diskutierten Grundkonzepts. Hierbei geht es nicht nur um eine Frage der Klassifizierung von Modellen, sondern um eine Eigenschaft mit hoher Relevanz für die Auswirkungen des Modells. Die in Abschnitt 5.3 gewonnene Erkenntnis, dass bei dem Modell der Langfrist-Flexibilitätszusagen eine Anfälligkeit gegenüber strategischem Verhalten der Flexibilitätsanbieter durch geeignete Gestaltung praktisch ausgeschlossen werden kann, steht und fällt nämlich mit der *Einsatzunabhängigkeit* der Vergütung. Sobald eine *einsatzabhängige* Vergütung gezahlt wird, die die einsatzabhängigen Kosten der Flexibilitätsanbieter übersteigt (was bei Kleinverbrauchern schwer auszuschließen ist), würden diese nämlich einen Anreiz erhalten, durch entsprechende Anpassung ihres „normalen“ Verhaltens den Umfang der Netzengpässe und damit auch den Umfang der ausgeschütteten Vergütungen zu erhöhen. Aus Sicht der Autoren erscheint es daher sinnvoller, bei dieser Modellklasse auf einsatzabhängige Vergütungen zu verzichten, auch wenn dem entgegen gehalten werden kann, dass einsatzabhängige Vergütungen im Einzelfall zu effizienteren Entscheidungen der Netzbetreiber führen können, insbesondere wenn diese eine Wahl zwischen unterschiedlichen verfügbaren Engpassmanagementmaßnahmen treffen müssen.

6 Flexibilitätsmodell Quotierung

6.1 Beschreibung

Grundidee und Akteure

Die Grundidee des Flexibilitätsmodells Quotierung besteht darin, als Mittel zur Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen den Netznutzern Einschränkungen hinsichtlich der von ihnen beanspruchbaren Netzkapazität aufzuerlegen. Der Begriff „Quotierung“ steht dabei dafür, dass diese Einschränkungen – dem Gleichbehandlungsgrundsatz folgend – alle in Frage kommenden Netznutzer zu gleichen Anteilen treffen sollen. Dabei ist ausgestaltungsabhängig zu definieren, welche Netznutzer zu dem betroffenen Kollektiv gehören und nach welchen Regeln die anteilige Zuordnung von Netzkapazität erfolgt. Eine konkrete Ausgestaltung könnte z. B. vorsehen, dass bei einem verbrauchsinduzierten Engpass die Bezugsleistung aller flexiblen Verbraucher, die über die Engpassstelle versorgt werden, vorübergehend auf einen bestimmten Anteil ihrer Netzanschlusskapazität begrenzt wird.

Dieses Modell weicht grundsätzlich von dem in Deutschland im nationalen Rahmen praktizierten Netzzugangsprinzip der „virtuellen Kupferplatte“ ab, bei dem die Netznutzer innerhalb ihrer vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazitäten frei agieren können und die Netzbetreiber etwaige Engpässe nicht durch Kapazitätsbeschränkungen, sondern durch Gegenmaßnahmen auf ihre Kosten beseitigen. In Reinform kann das Quotierungsmodell daher eher als eine Spielart der *Kapazitätsvergabe* gesehen werden, die beispielsweise für den grenzüberschreitenden Stromtransport stattfindet (wenn auch dort nicht quotenbasiert, sondern in Form von impliziten oder expliziten Auktionen). Der Unterschied zum Prinzip der virtuellen Kupferplatte wird besonders deutlich, wenn die von der Kapazitätsquotierung betroffenen Netznutzer hierfür keine Vergütung erhalten, sondern evtl. sogar – wie bei Kapazitätsauktionen – Zahlungen für die Zuteilung von Netzkapazität leisten müssen.

Wenn Netznutzer hingegen Vergütungen für die Inkaufnahme der mit der Quotierung verbundenen Einschränkungen erhalten, ist dieses Modell wiederum gut mit dem Prinzip der virtuellen Kupferplatte vereinbar. Die quotenbasierten Kapazitätseinschränkungen, die im Engpassfall den einzelnen Netznutzern auferlegt werden, sind dann als ein Bündel von Engpassmanagementmaßnahmen auf Kosten des Netzbetreibers zu interpretieren. Die Vereinbarkeit des Quotierungsmodells mit dem etablierten Netzzugangsprinzip hängt also von der Ausgestaltung des Modells und dabei insbesondere von den Vergütungsregelungen ab.

Die Anwendung des Quotierungsmodells ist grundsätzlich für alle Arten von Flexibilitätsanbietern vorstellbar, wird aber in den vorliegenden Ausprägungsvorschlägen primär für die Flexibilität von Verbrauchern – ggf. auch solchen mit Eigenversorgungsanlagen – und evtl. Speichern diskutiert. Hierbei werden v. a. Netznutzer in der Nieder- und evtl. auch der Mittelspannungsebene adressiert, ähnlich wie beim Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen. In diesen Netzebenen können die im Engpassfall in die Quotierung einzubeziehenden Netznutzer mit Blick auf ihre Lage zum Engpass in der Regel eindeutig bestimmt werden, da diese Netze üblicherweise strahlenförmig betrieben werden. Bei dieser Struktur liegt der Anschlusspunkt eines Netznutzers immer eindeutig vor oder hinter einer betrachteten Engpassstelle. In maschenförmig betriebenen Netzen ist dies anders; hier müssten die Sensitivitäten der Engpassbelastung gegenüber Einspeisungen/Entnahmen an den Anschlusspunkten der Netznutzer in die Quotierungsregel einbezogen werden, was diese – wenn überhaupt eindeutig lösbar – zumindest erheblich komplexer machen würde. Daher werden im Weiteren nur Anwendungen des Modells für Flexibilitäten in den Mittel- und Niederspannungsnetzen betrachtet.

Es stellt sich die Frage, ob hiermit dann auch nur *Engpässe in diesen Netzebenen* adressiert werden können oder ob – ähnlich wie beim Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen – die in diesen Ebenen vorhandene Flexibilität über das Quotierungsmodell auch für die Engpassbeseitigung in *überlagerten Ebenen* zur Verfügung gestellt werden könnte. Dies dürfte technisch machbar sein, wenn zwischen den Netzbetreibern geeignete Kooperationsmechanismen etabliert werden, wirft aber die Frage auf, ob dann noch der dem Quotierungsmodell zugrunde liegende Gleichbehandlungsanspruch aufrechterhalten werden könnte. Es würde sich dann nämlich wiederum die Frage stellen, in welchem Umfang die Gesamtheit aller Netznutzer, deren Verhalten sich auf die Engpassstelle im maschenförmig betriebenen Netz auswirkt, in die Quotierung einbezogen werden müsste. Zu dieser Frage liegen in den betrachteten Ausprägungsvorschlägen noch keine Überlegungen vor.

Kontrahierung und Einsatz

Ob und in welcher Form Flexibilitätsoptionen bei diesem Modell im Vorfeld ihres Einsatzes kontrahiert werden müssen, hängt von der Ausgestaltung ab. Wenn sich flexible Netznutzer *freiwillig* für oder gegen eine Teilnahme an dem Modell entscheiden können, ist mit dieser Entscheidungsmöglichkeit automatisch ein Kontrahierungsschritt verbunden, ähnlich wie bei der freiwilligen Erteilung von Langfrist-Flexibilitätszusagen. Bei einer *verpflichtenden* Teilnahme dürfte eine vorherige Kontrahierung hingegen im Allgemeinen nicht erforderlich sein.

Der Einsatz der Flexibilität erfolgt hierbei in jedem Fall einseitig durch den Netzbetreiber. Dies muss aber nicht heißen, dass der Netzbetreiber die Flexibilität auch selbst steuert. Vielmehr sehen die Ausprägungsvorschläge teilweise ganz bewusst vor, dass Netzbetreiber die Quotierungen den Netznutzern oder ihren Lieferanten oder Aggregatoren mit einem zeitlichen Vorlauf mitteilen und diese damit auffordern, die auferlegten Kapazitätsgrenzen selbst zu berücksichtigen. Erst hierdurch entsteht die im Weiteren vertieft betrachtete Möglichkeit eines Sekundärhandels der quotenbasiert zugeteilten Netznutzungsrechte.

Vergütung und Kostenbehandlung

Wie bereits erörtert, sind grundsätzlich Ausgestaltungen dieses Modells vorstellbar, bei denen flexible Netznutzer keine Vergütung für auferlegte Kapazitätseinschränkungen erhalten oder sogar – etwa per Auktion – selbst Vergütungen für die Zuteilung von Netzkapazität zahlen müssen, ähnlich wie bei der Vergabe grenzüberschreitender Stromtransportkapazität. Diese Gestaltungsmöglichkeiten sind aber kaum mit dem Netzzugangsprinzip der virtuellen Kupferplatte vereinbar und daher aus Sicht der Autoren für die unteren Verteilnetzebenen unrealistisch. Allenfalls wäre vorstellbar, dass alle Netznutzer zunächst eine einheitliche „Grundkapazität“ zugeteilt bekommen und dann nur für darüber hinaus benötigte Kapazität zahlen müssen, sei es über einen regulierten Ansatz oder einen marktlichen Sekundärhandel. Dies würde aber grundlegende Fragen hinsichtlich der sachgerechten Gestaltung der Zuteilung von Kapazität aufwerfen, was gerade für den Sektor der Kleinverbraucher problematisch erscheint.

Realistischer sind hingegen Varianten, bei denen Netznutzer für die mit der Quotierung verbundenen Kosten oder Komforteinbußen entschädigt werden. Dem Gleichbehandlungsgrundsatz folgend dürften für diese Entschädigung nur regulierte Vergütungsansätze und nicht etwa marktliche Konzepte zur Preisfindung in Frage kommen.

Für die Auszahlung der Vergütungen an die Netznutzer sind hierbei wie beim Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen sowohl reduzierte Netzentgelte als auch separate Vergütungszahlungen (die ggf. mit den Netzentgelten verrechnet werden) denkbar. Hinsichtlich Überlegungen zu den

Auswirkungen dieser beiden Wege auf die Netzkosten der Netzbetreiber und deren regulatorische Behandlung wird daher auf die entsprechenden Ausführungen in Abschnitt 5.1 verwiesen.

Umsetzungsaspekte

Welche steuerungs- und messtechnischen Voraussetzungen bei der Umsetzung dieses Modells erfüllt sein müssen, hängt von seiner Ausgestaltung ab. Wenn z. B. Netzbetreiber die flexiblen Verbrauchseinrichtungen selbst ansteuern, erübrigt sich eine messtechnische Erbringungskontrolle; diese kann hingegen erforderlich werden, wenn die Steuerung durch die Verbraucher selbst oder durch ihre Lieferanten oder Aggregatoren erfolgt. Falls die flexiblen Verbrauchseinrichtungen nicht über eigene Zählpunkte verfügen, erfordert dies zudem geeignete Abgrenzungsmechanismen wie z. B. Baseline-Verfahren.

Auch die Möglichkeiten zum bilanziellen Ausgleich der Eingriffe in das Verbrauchsverhalten sind gestaltungsabhängig. Je größer der zeitliche Vorlauf ist, mit dem Netzbetreiber erforderliche Einschränkungen der Kapazitätsnutzungsrechte bekanntgeben, umso leichter können die betroffenen Lieferanten/Aggregatoren dies bei ihrer Bilanzkreisbewirtschaftung berücksichtigen. Auf diese Weise können die Auswirkungen auf die marktseitigen Bilanzkreise zumindest reduziert werden. Alternativ wäre aber auch bei diesem Flexibilitätsmodell vorstellbar, die Netzbetreiber selbst zum bilanziellen Ausgleich der von ihnen angewiesenen Flexibilitätseinsätze zu verpflichten, was wiederum eine messtechnische Erfassung und Abgrenzung erfordert.

Charakterisierung gemäß Kategorisierungssystematik

Die Markierungen in der nachstehenden Darstellung zur Charakterisierung dieses Modells lassen erkennen, dass seine Eigenschaften in vielen Regelungsbereichen gestaltungsabhängig sind. Besonderheiten gegenüber anderen Modellen, die mit diesem Flexibilitätsmodell zwingend verbunden sind, bestehen daher bei den hier betrachteten Regelungsbereichen nicht.

Regelungsbereich	Ausprägungsoptionen					
Flexibilitätsnutzer	ÜNB	VNB-HS	VNB-MS	VNB-NS		
Flexibilitätsanbieter	konv. Erzeuger ÜN	konv. Erzeuger VN	EE-Erzeuger	Verbraucher (+Speicher)	(reine) Speicher	Power-to-X Anlagen
Nutzungszweck	Engpassmanagement	Auslastungsvergleichmäßigung				
Einsatzverantwortlicher	Netzbetreiber	Flexibilitätsanbieter				
Rechtsgrundlage für Einsatz	reguliertes Recht	bilateral verhandeltes Recht	marktbasiert erteiltes Recht	anreizbasiert erteiltes Recht	freiwilliger Einsatz	
Konfliktlösung unter NB	exklusives Nutzungsrecht	Priorität für Anschluss-NB	Priorität für überlagerte NB	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig
Konfliktlösung mit Markt	Prioritätsregeln	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig		
Vergütung ggü. Anbietern	keine	reguliert	bilateral verhandelt	marktbasiert	über Netzentgelte	
Kostenbehandlung bei NB	keine Kosten	beeinflussbare Kosten	volatile Kosten	dauerh. nicht-beeinf. Kosten	Umverteilung Netzentgelte	Umlage
Bilanzielle Behandlung	kein Ausgleichsbedarf	ohne bilanziellen Ausgleich	mit bilanziellem Ausgleich			

Bild 6.1 Charakterisierung des Flexibilitätsmodells Quotierung

6.2 Gestaltungsvarianten und Fokussierung weiterer Analyse

Da für dieses Flexibilitätsmodell sehr unterschiedliche Ausprägungen vorgeschlagen wurden, von denen nur eine in diesem Kapitel eingehender analysiert werden soll, werden die Gestaltungsvarianten in diesem Fall vor dem Bewertungsteil dargestellt.

6.2.1 Freiwillige Teilnahme mit regulierter Vergütung

Ecofys und Fraunhofer IWES diskutieren in ihrer „Smart Markets“-Studie für Agora Energie-wende (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017) verschiedene Ausgestaltungsformen des Quotierungsmodells, darunter eine Variante, bei der sich die Betreiber flexibler Verbrauchseinrichtungen freiwillig für die Teilnahme an der Quotierung entscheiden können, in der Regel für einen längeren Zeitraum. Sie erhalten hierfür eine Vergütung, die auf regulierter Basis bemessen und allen potenziellen Teilnehmern – ggf. differenziert nach Typen oder Leistungsgrößen – in gleicher Höhe angeboten wird. Die Vergütung kann durch reduzierte Netzentgelte oder separate Zahlungen umgesetzt werden. Die Studie lässt offen, ob die Vergütung pauschal erfolgt oder auch einsatzabhängige Elemente umfassen kann. Im Engpassfall setzen die Netzbetreiber dann im betroffenen Teil ihres Netzes nur die Flexibilitäten der Verbraucher ein, die sich für eine Teilnahme entschieden haben. Hierbei kommt – dem Charakter des Modells entsprechend – eine Quotierungsregel zur Anwendung.

Diese Modellvariante lässt sich als eine mögliche Ausprägung des Modells Langfrist-Flexibilitäts-zusagen auffassen, sofern eine rein einsatzunabhängige Vergütung vorgesehen wird. Sie wird daher in Abschnitt 5.6.4 näher behandelt.

6.2.2 Verpflichtende Teilnahme ohne Vergütung

In (Consentec 2015) wird eine dort als „Koordinationsmodell 3“ bezeichnete Gestaltungsvariante mit verpflichtender Teilnahme diskutiert, bei der die Netznutzer keine Vergütung für die Einschränkungen ihrer Kapazitätsnutzungsrechte erhalten. Dabei wird zudem davon ausgegangen, dass die Quotierung der Kapazität nicht nur auf Netznutzer angewandt wird, die ausdrücklich flexible Verbrauchseinrichtungen betreiben, sondern grundsätzlich auf alle Netznutzer, die über eine Engpassstelle versorgt werden. Dies könnte die Konsequenz haben, dass einzelne Verbraucher im Engpassfall auch den Verbrauch von Einrichtungen absenken müssten, die sie bei Modellen mit freiwilliger Teilnahme gar nicht als flexible Verbrauchseinrichtungen klassifizieren würden. Eine solche Gestaltung käme dem für grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten angewandten Prinzip der Kapazitätsvergabe nahe. Dementsprechend läge es auch nahe, die Modellvariante um den ökonomisch effizienteren, aber auch wesentlich komplexeren Ansatz der Auktionierung von Netzkapazität zu erweitern, so dass Netznutzer für den Erhalt von Nutzungsrechten sogar Zahlungen leisten müssten (zusätzlich zu den Netzentgelten).

Wie eingangs bereits erläutert, ist ein solches Modell eher als eine theoretische Gestaltungsvariante aufzufassen, die mit dem in Deutschland etablierten Netzzugangsprinzip der virtuellen Kupferplatte nicht kompatibel und allein schon deswegen nicht realistisch ist. Es wird daher hier nicht näher betrachtet.

6.2.3 Verpflichtende Teilnahme mit Vergütung und Sekundärhandel

Eine weitere von Ecofys und Fraunhofer IWES in (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017) vorgeschlagene Gestaltungsvariante sieht zwar ebenfalls eine verpflichtende Teilnahme am

Quotierungsmodell vor, aber zugleich eine Vergütung der Teilnehmer in regulierter Höhe und *zusätzlich* die Möglichkeit des Sekundärhandels von Kapazitätsnutzungsrechten.

Durch die (regulierte) Vergütung wird zunächst eine grundsätzliche Kompatibilität mit dem Netzzugangsprinzip der virtuellen Kupferplatte hergestellt, da Netznutzer hierdurch für die entstehenden Kosten und Komforteinbußen entschädigt werden. Dabei wird hier angenommen, dass die Vergütung *einsatzabhängig* erfolgt, da dieses Modell keine Kontrahierung von Flexibilitätszusagen vorsieht und somit erst im Einsatzfall ersichtlich wird, welche Netznutzer von Einschränkungen betroffen sind. Eine einsatzunabhängige Vergütung müsste hierbei prinzipiell an *alle* Netznutzer des Netzbetreibers ausgezahlt werden, was zumindest fragwürdig wäre. Vergütungszahlungen haben somit bei diesem Modell einen ähnlichen Charakter wie z. B. bei Redispatch-Maßnahmen.

Bis zu diesem Punkt entspricht diese Gestaltungsvariante dem in Kapitel 4 diskutierten Modell Zugriffsrecht Netzbetreiber, das dort aufgrund der großen Herausforderungen bei der sachgerechten Bemessung einer kostenorientierten Entschädigung für verbrauchsseitige Anpassungsmaßnahmen als kaum umsetzbar eingestuft wird.

Diese Problematik wird hier aber durch die zusätzlich vorgeschlagene Möglichkeit des Sekundärhandels von Kapazitätsnutzungsrechten deutlich entschärft. Dieses Gestaltungselement versetzt Netznutzer in die Lage, die Nutzungsrechte untereinander in Abhängigkeit von ihren Zahlungsbereitschaften – die von ihren Flexibilitätskosten abhängen – zuzuordnen. Eine Gewähr, dass sich durch Vergütungen und Sekundärhandel bei allen letztlich von Kapazitätseinschränkungen betroffenen Netznutzern eine (mindestens) kostengerechte Entschädigung ergibt, ist hiermit allerdings nicht verbunden. Dies lässt sich leicht an Situationen zeigen, in denen bei rationalem Verhalten kein Sekundärhandel zustande kommen kann, etwa wenn nur ein einziger Netznutzer im Engpassgebiet angeschlossen ist oder wenn alle dort angeschlossenen Netznutzer Flexibilitätskosten in gleicher Höhe aufweisen. Dann ist für die Deckung der entstehenden Flexibilitätskosten letztlich doch die Höhe der regulierten Vergütung entscheidend.

Von großer Bedeutung für die Wirkungen dieser Modellvariante ist die Frage, ob tatsächlich *alle* Verbraucher in einem von einem Engpass betroffenen Netzgebiet in die Quotierung einbezogen werden oder nur diejenigen, die über bestimmte, im Vorfeld zu definierende flexible Verbrauchseinrichtungen verfügen. Mit Blick auf die Gleichbehandlung von Netznutzern und die Technologieneutralität des Modells erscheint grundsätzlich eine Anwendung auf *alle* Verbraucher erstrebenswert. Dies könnte jedoch dazu führen, dass unflexible Verbraucher im betroffenen Gebiet zwingend auf den Sekundärhandel angewiesen sind. Hieraus ergeben sich hohe Anforderungen an die Liquidität des Sekundärmarkts und die Abwesenheit von Marktmacht und strategischen Verhaltensanreizen. Eine Anwendung nur auf flexible Verbraucher wäre daher voraussichtlich praktikabler, stellt aber – ebenfalls aus Gleichbehandlungsgründen – hohe Anforderungen an die Bemessung der Vergütung und erfordert eine Festlegung auf bestimmte Arten von flexiblen Verbrauchseinrichtungen in Verbindung mit entsprechenden Meldepflichten.

Mit Blick auf Umsetzungsaspekte ist bei dieser Modellvariante zu beachten, dass für den vorgeschlagenen Sekundärhandel ein geeigneter Marktmechanismus durch den Netzbetreiber oder einen Dritten eingeführt und betrieben werden muss, da sich dieser Handel kaum von selbst unter den Netznutzern einstellen wird. An dem Sekundärhandel müssen v. a. Lieferanten und Aggregatoren teilnehmen können, da nicht zu erwarten ist, dass die hier adressierten Kleinverbraucher selbst in der Lage sein werden, effizient am Sekundärhandel mitzuwirken. Die Ergebnisse des Sekundärhandels müssen dem Netzbetreiber mitgeteilt werden (sofern er den Handelsmechanismus nicht selbst betreibt), da er nur bei Kenntnis der resultierenden Allokation der

Nutzungsrechte in der Lage ist, die Einhaltung dieser Rechte zu überprüfen, d. h. die Erbringung der Flexibilität zu kontrollieren. Hierfür müssen zudem auch bei diesem Modell die erforderlichen messtechnischen Voraussetzungen und ggf. Baseline-Verfahren geschaffen werden.

Der nachfolgende Bewertungsteil dieses Kapitels bezieht sich ausschließlich auf diese Gestaltungsvariante, da die zuvor diskutierten Varianten an anderer Stelle behandelt bzw. nicht näher untersucht werden.

6.3 Bewertung von Kompatibilitätsfragen

Kompatibilität mit EU-Vorgaben

Dieses Flexibilitätsmodell kombiniert Elemente einer regulatorischen und einer marktbasierten Auswahl und Vergütung von Flexibilitätseinsätzen. Es dürfte daher nach Einschätzung der Autoren grundsätzlich mit der Forderung einer marktlichen Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen vereinbar sein. Dabei erscheint es allerdings wichtig, dass auch in Fällen, in denen kein (ausreichender) Sekundärhandel zustande kommt, die Vergütungen, die in solchen Fällen allein auf regulierter Basis zustande kommen, ein angemessenes Mindestniveau erreichen. Ansonsten könnte das Modell nämlich ähnlich wie das Modell Zugriffsrecht Netzbetreiber dahingehend kritisiert werden, dass es unfreiwillige Eingriffe in das Verbraucherverhalten mit einer zu geringen Entschädigung zulässt, was – abgesehen von Notsituationen – kaum als vertretbar angesehen werden kann.

Kompatibilität mit Strommarktdesign

Die Frage, ob dieses Modell eine **Anfälligkeit gegenüber strategischem Verhalten** aufweist, ist separat für die beiden Grundelemente – die regulierte einsatzabhängige Vergütung und den Sekundärhandel von Nutzungsrechten – zu untersuchen.

Mit Blick auf die **regulierte Vergütung** gelten die gleichen Überlegungen wie für das Modell Zugriffsrecht Netzbetreiber (Abschnitt 4.2): Ein strategisches Verhalten, das auf die Vergrößerung des Engpassvolumens zielt, kann hierbei nur dann Nutzen für den Flexibilitätsanbieter bringen, wenn die regulierten Vergütungen signifikant höher sind als die Flexibilitätskosten des Anbieters. Dies ist allerdings angesichts der Heterogenität von Verbrauchern und der hier besonders starken Informationsasymmetrie vermutlich nicht leicht zu vermeiden. Hieraus und aus den obigen Überlegungen zur rechtlichen Vertretbarkeit des Modells ergibt sich, dass die Anforderungen an die sachgerechte Bemessung der Vergütungen durchaus hoch sind.

Mit Blick auf den **Sekundärhandel** kann eine Anfälligkeit für strategisches Verhalten dadurch entstehen, dass Flexibilitätsanbieter oder ihre Lieferanten/Aggregatoren durch den Weiterverkauf von (kostenlos zugeteilten) Kapazitätsnutzungsrechten Erträge erwirtschaften können, und zwar zusätzlich zu den hierfür ausgeschütteten Vergütungen. Dass Ertragschancen bestehen, ist an sich bei einem marktlichen Mechanismus nicht zu beanstanden und sogar gewollt, denn ansonsten wäre kaum mit einem beiderseitigen Interesse an der Nutzung des Sekundärhandels zu rechnen. Eine problematische Anreizsituation ergibt sich aber, wenn der Umfang der zugeteilten Nutzungsrechte vom Verhalten der einzelnen Netznutzer abhängt. Inwieweit dies der Fall ist, hängt von der angewendeten Quotierungsregel ab:

- Wenn Netznutzer im Engpassfall umso mehr Nutzungsrechte erhalten, je höher ihre aktuelle Bezugsleistung ist, entsteht ein Anreiz, vor Eintritt antizipierter Engpässe die Bezugsleistung möglichst hoch zu halten.

- Wenn sich die Quoten hingegen nur nach der installierten Leistung oder nach anderen, nicht verhaltensabhängigen Parametern richten, entsteht kein solcher Verhaltensanreiz, dafür aber evtl. ein Anreiz zur Überdimensionierung der Verbrauchseinrichtungen.
- Grundsätzlich denkbar wäre evtl. sogar eine Gestaltung, bei der Netznutzern mit *geringeren* aktuellen Bezugsleistungen *höhere* Quoten zugeteilt werden, um zu honorieren, dass diese Netznutzer weniger stark zur Entstehung des Engpasses beitragen. Auch dies würde aber einen Anreiz vermitteln, nämlich zur Absenkung des Verbrauchs vor antizipierten Engpass-situationen.
- Neben der Höhe der Quoten kann auch die Auftretenswahrscheinlichkeit von Engpässen ein Anreizgegenstand sein. Grundsätzlich können flexible Verbraucher die Engpasswahrscheinlichkeit steigern, indem sie in antizipierten Starklastsituationen ihre Bezugsleistung erhöhen, sich also „prozyklisch“ verhalten.

Es bleibt daher bei vorgeschlagenen Detailgestaltungen zu prüfen, inwieweit bei der Quotierung Anreize für strategisches Verhalten entstehen können.

Relativiert wird die Problematik strategischen Verhaltens bei einem Sekundärhandelskonzept evtl. dadurch, dass die Realisierbarkeit von Erträgen hierbei auch von der Existenz und Zahlungsbereitschaft von Handelspartnern abhängt. So ist bei einer starken Ausnutzung strategischer Verhaltensmöglichkeiten durch einzelne Nutzer damit zu rechnen, dass andere Nutzer ihrerseits ihr Verhalten anpassen, um selbst bessere Quoten zugeteilt zu bekommen, oder ihr Flexibilitätspotenzial erweitern, um nicht dauerhaft Nutzungsrechte „nachkaufen“ zu müssen.

Inwieweit dies zur Mäßigung strategischer Verhaltensmöglichkeiten beiträgt, hängt wiederum davon ab, ob die Quotierung auf alle Verbraucher im Engpassgebiet oder aber nur auf Betreiber bestimmter flexibler Verbrauchseinrichtungen angewandt wird. Je stärker die Anwendung auf „ähnliche“ Verbrauchertypen beschränkt wird, umso geringer dürften die Ertragschancen durch strategisches Verhalten ausfallen.

Neben der Frage nach einer Anfälligkeit gegenüber strategischem Verhalten ist hinsichtlich der Marktcompatibilität zu beurteilen, welche Auswirkungen sich auf die **Bilanzkreisbewirtschaftung** ergeben. Hier gilt ähnlich wie beim Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen, dass Einflüsse auf die Marktteilnehmer am besten vermieden werden können, wenn die Netzbetreiber selbst zum bilanziellen Ausgleich ihrer Eingriffe verpflichtet werden (siehe Abschnitt 5.2). Falls dies nicht geschieht, kann bei diesem Modell die Beeinträchtigung der betroffenen Marktteilnehmer aber auch dadurch reduziert werden, dass Netzbetreiber die Eingriffe mit zeitlichem Vorlauf ankündigen und den Verbrauchern oder ihren Lieferanten/Aggregatoren die Berücksichtigung der zugewiesenen Nutzungsrechte dann selbst überlassen. Je größer der zeitliche Vorlauf, desto besser können Marktteilnehmer die Folgen der Quotierung in ihren Bewirtschaftungsentscheidungen berücksichtigen.

6.4 Bewertung von Effizienzfragen

Allokation zwischen Markt und Netz

Bei diesem Modell zahlen Netzbetreiber ähnlich wie bei Redispatch-Maßnahmen einsatzabhängige Vergütungen in regulierter Höhe für die ergriffenen Engpassmanagementmaßnahmen, also für die Quotierung von Kapazitätsnutzungsrechten. Es besteht daher grundsätzlich ein Anreiz, den Umfang der Maßnahmen so gering wie möglich zu halten. Wie stark dieser Anreiz tatsächlich ist, hängt jedoch von der anreizregulatorischen Behandlung der mit diesen Vergütungen

verbundenen Kosten ab. Diese Frage betrifft aber alle Engpassmanagementmaßnahmen, bei denen Kosten für die Netzbetreiber anfallen. Sie wird übergreifend in Kapitel 11 behandelt.

Neben der Frage nach dem Gesamtumfang von Engpassmanagementmaßnahmen stellt sich die Frage, ob diese auf effiziente Weise auf die Netznutzer aufgeteilt werden. Wenn es hier wie beim Redispatch Aufgabe der Netzbetreiber wäre, diese Aufteilung auf Basis differenzierter kostenorientierter Vergütungen vorzunehmen, wäre aufgrund der prinzipiellen Schwierigkeiten bei der regulatorischen Bestimmung der Kosten verbrauchsseitiger Flexibilität stark zu bezweifeln, dass eine effiziente Allokation gelingt (siehe Abschnitt 4.3). Dieser Schwierigkeit wird bei diesem Modell durch die zunächst gleichanteilige Beteiligung *aller* Verbraucher (oder – ausgestaltungsabhängig – *aller flexiblen* Verbraucher) und die anschließende Möglichkeit des Sekundärhandels von Kapazitätsnutzungsrechten begegnet. Durch den Sekundärhandel werden die Verbraucher bzw. ihre Lieferanten/Aggregatoren in die Lage versetzt, eine an den Flexibilitätskosten und damit Zahlungsbereitschaften der Verbraucher orientierte Allokation selbst zu erreichen.

Daher dürfte mit diesem Modell eine effiziente Allokation der erforderlichen Kapazitätseinschränkungen auf die in Frage kommenden flexiblen Verbraucher – soweit diese in die Quotierung einbezogen werden – und damit auch insgesamt eine effiziente Allokation zwischen Markt und Netz zumindest näherungsweise möglich sein. Voraussetzung hierfür ist, dass sich in jedem Engpassgebiet ein hinreichend liquider Sekundärhandel einstellt und keine Marktmacht einzelner Teilnehmer – also v. a. Lieferanten oder Aggregatoren – besteht. Der Sekundärhandel dürfte wiederum mit signifikanten Transaktionskosten verbunden sein (s. unten), die sich nachteilig auf die Effizienz der Flexibilitätsallokation auswirken.

Auswahl zwischen operativen Lösungsoptionen

Sofern ein Netzbetreiber in einem Engpassgebiet neben der Quotierung der verbrauchsseitigen Nutzungsrechte auch andere Maßnahmen zur Engpassbeseitigung ergreifen kann, stellt sich die Frage, ob ein Anreiz zur Auswahl der jeweils kostengünstigsten Lösung besteht. Ein solcher Anreiz ist bei dieser Variante des Quotierungsmodells durch die Zahlung einsatzabhängiger Vergütungen grundsätzlich angelegt, anders als z. B. bei Langfrist-Flexibilitätszusagen, bei denen die Vergütung nur pauschal erfolgt.

Dieser Anreiz kann sich allerdings nur entfalten, wenn die Vergütungszahlungen für Netzbetreiber *Kosten* darstellen, also nicht etwa – wie bei § 14a EnWG – durch reduzierte Netzentgelte realisiert und somit durch Umverteilungen bei den Netzentgelten kompensiert werden. Sofern die Vergütungen als Kosten berücksichtigt werden, hängt die Anreizsituation von deren regulatorischer Behandlung im Vergleich zur Behandlung der Kosten von alternativ ergreifbaren Lösungsoptionen wie dem Einspeisemanagement ab (siehe Kapitel 11).

Zudem entsteht ein Anreiz für die effiziente Auswahl unter verschiedenen Lösungsoptionen auch bei einheitlicher regulatorischer Behandlung nur dann, wenn die Vergütungen bei jeder Option die mit dem Flexibilitätseinsatz verbundenen Kosten (näherungsweise) reflektieren. Dies ist, wie bereits erwähnt, bei verbrauchsseitiger Flexibilität herausfordernd. Angesichts der Möglichkeit des Sekundärhandels müssen bei diesem Modell allerdings nicht die individuellen Kosten jedes einzelnen Verbrauchers, sondern nur die durchschnittlichen Kosten des Flexibilitätseinsatzes bei den einbezogenen Verbrauchertypen abgebildet werden.

Abwägung gegenüber Netzausbau

Die durch Quotierungsmaßnahmen nutzbare verbrauchsseitige Flexibilität steht den Netzbetreibern bei diesem Modell sicher zur Verfügung. Die Betreiber von flexiblen

Verbrauchseinrichtungen, die verpflichtend in das Modell einbezogen werden, können nicht frei über ihre Teilnahme entscheiden (außer evtl. durch regelwidrige Umgehung von Meldepflichten).

Daher können Netzbetreiber diese Flexibilität auch einsetzen, um Netzausbaubedarf zeitlich aufzuschieben oder punktuell sogar längerfristig durch Engpassmanagement zu substituieren. Hierfür müsste der Rechtsrahmen ähnlich wie beim Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen dahingehend angepasst werden, dass ein Abtausch von Netzausbau und Engpassmanagement in definiertem Umfang bereits im Planungsstadium zugelassen wird.

Ob hierbei ein Risiko einer ineffizient starken Nutzung des Modells besteht, hängt wiederum von der regulatorischen Behandlung der Vergütungszahlungen ab (s. oben). Da die Vergütungen einsatzabhängig erfolgen, lässt das Modell aber jedenfalls Gestaltungen zu, bei denen die resultierenden Engpasskosten transparent werden und Abwägungsentscheidungen zwischen Netzausbau und Engpassmanagement unterstützt werden können.

Allokation auf Netzebenen

Wie in Abschnitt 6.1 bereits für das Grundkonzept der Quotierung erläutert, werden Flexibilitätseinsätze hierbei prinzipiell durch die Anschlussnetzbetreiber der betroffenen Verbraucher auf den unteren Verteilnetzebenen initiiert. Eine Nutzung der so erschlossenen Flexibilität zur Beseitigung von Engpässen in überlagerten Netzebenen erscheint zwar technisch grundsätzlich umsetzbar, aber rechtlich zumindest fragwürdig, weil dann im Allgemeinen nicht mehr gewährleistet wäre, dass alle von dem Engpass betroffenen Verbraucher in gleichanteiliger Weise – dem Grundanspruch der Quotierung entsprechend – am Engpassmanagement beteiligt würden.

Diese Problematik erscheint bei einem Modell mit verpflichtender Teilnahme der Verbraucher besonders gravierend. Es könnte dann z. B. eine Situation entstehen, in der bei einem Engpass im Hochspannungsnetz alle vom Quotierungsmodell erfassten flexiblen Verbraucher in den unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetzen in das Engpassmanagement einbezogen würden, nicht aber die direkt an das Hochspannungsnetz angeschlossenen Netznutzer.

Aufgrund dieser Überlegungen erscheint eine „Weitergabe“ der durch das verpflichtende Quotierungsmodell mit Sekundärhandel erschlossenen netzdienlichen Flexibilität an überlagerte Netzebenen nur schwer vertretbar. Insoweit müsste hierbei im Vergleich zu Modellen, die eine solche Weitergabe an überlagerte Netzebenen ermöglichen, eine Effizienzeinbuße hinsichtlich der optimalen netzseitigen Allokation dieser Flexibilitätsoption in Kauf genommen werden.

Transaktionskosten

Wenngleich dieses Flexibilitätsmodell hinsichtlich der einbezogenen Flexibilitätsoptionen und des Prozesses der Einsatzentscheidungen durch Netzbetreiber Parallelen zu dem Modell der Langfrist-Flexibilitätszusagen aufweist, dürfte es im Vergleich hierzu deutlich höhere Transaktionskosten verursachen. Diese ergeben sich v. a. daraus, dass

- anstelle einer freiwilligen Kontrahierung eine vollständige Erfassung *aller* in das Modell einzubeziehenden flexiblen Verbrauchseinrichtungen und deren Betreiber zu erfolgen hat,
- die je nach Quotierungsregel erforderlichen Informationen erfasst und im Einsatzfall berücksichtigt werden müssen,
- die quotenbasierten Nutzungsrechte verwaltet werden müssen und deren Einhaltung durch die Netznutzer kontrolliert werden muss,

- einsatzabhängige Vergütungen an alle jeweils betroffenen Verbraucher zu zahlen sind und
- eine Sekundärhandelsplattform betrieben werden muss, deren Handelsergebnisse dem Netzbetreiber zwecks Erbringungskontrolle zur Verfügung gestellt werden müssen.

Langfristige Effizienzaspekte

Die bei diesem Modell vorgesehenen regulierten Vergütungen an die von Quotierungen betroffenen Verbraucher sollen (nur) deren hiermit verbundene Kosten/Komforteinbußen decken und somit keine systematischen Erträge ermöglichen. Sofern die Bemessung der Vergütungen diesem Anspruch gerecht wird, erwächst allein hieraus kein Anreiz für Netznutzer, flexible Verbrauchseinrichtungen zu installieren oder bestehende Einrichtungen zu flexibilisieren. Ein solcher Anreiz könnte jedoch aus dem *Sekundärhandel* erwachsen, wenn Verbraucher bzw. ihre Lieferanten oder Aggregatoren erkennen, dass in einem Netzgebiet hinreichend oft Quotierungen stattfinden und zugleich ausreichendes Interesse an Nutzungsrechten seitens anderer Verbraucher besteht, um einen liquiden und gewinnbringenden Sekundärhandel anzutreiben.

Diese Art von Anreiz dürfte allerdings keine besonders langfristige Gewinnperspektive entfalten, denn die Ertragschancen durch Sekundärhandel hängen nicht nur vom Verhalten und den Präferenzen der anderen Verbraucher im betroffenen Netzgebiet ab, sondern v. a. von der Nachhaltigkeit des Engpasses. Da Netzausbaumaßnahmen in den hier betrachteten Netzebenen relativ schnell umgesetzt werden können, müssen Akteure jederzeit damit rechnen, dass die Ertragschancen nachlassen oder wegfallen.

Aus diesen Gründen dürfte dieses Modell keine starken Anreize für Investitionen in flexible Verbrauchseinrichtungen vermitteln. Dies ist aber auch kein konzeptionelles Ziel des Modells. Darüber hinaus besteht das Risiko, das gerade solche Ausgestaltungen, die starke Investitionsanreize vermitteln, auch mit einer hohen Anfälligkeit gegenüber strategischem Verhalten einhergehen.

6.5 Bewertung von Akzeptanzfragen

Fairness der Kostentragung

Dieses Modell hat im Hinblick auf die Akzeptanzfähigkeit der Kostentragung im Vergleich zum Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen den Vorteil, dass Vergütungen an die betroffenen flexiblen Verbraucher nur im Fall akuter Engpässe gezahlt werden, analog etwa zu den Vergütungen für Redispatch-Maßnahmen. Diese Vergütungen dürften grundsätzlich als fair gelten, sofern ihre Höhe als angemessen erachtet wird. Dies könnte allerdings angesichts der Schwierigkeit, die Kosten verbrauchsseitiger Flexibilität zu bewerten, kontrovers diskutiert werden. Problematisch ist hierbei, dass sich die tatsächlichen Flexibilitätskosten von Verbraucher zu Verbraucher unterscheiden werden. Darüber hinaus kann die Verteilung von Netzkapazitäten und Vergütungen, die sich aus der verwendeten Quotierungsregel ergibt, je nach deren Gestaltung als unfair empfunden werden, beispielsweise wenn hierdurch Verbraucher bevorteilt werden, die Einrichtungen mit hoher installierter Leistung gewählt haben.

Die Möglichkeit des Sekundärhandels von Nutzungsrechten führt unter bestimmten Prämissen zu einer Verbesserung hinsichtlich der fairen Kostentragung, da sie eine Allokation der Nutzungseinschränkungen unter Berücksichtigung der individuellen Präferenzen ermöglicht. Es ist zu beachten, dass die hiermit verbundenen Zahlungen nur unter den betroffenen Netznutzern stattfinden und nicht zu weiteren sozialisierungsbedürftigen Netzkosten führen. Zu den Prämissen für die Akzeptanz des Sekundärhandels dürfte jedoch zählen, dass er nicht zu

unverhältnismäßigen Transaktionskosten führt, die dann wiederum von allen Netznutzern zu tragen wären, und dass er nicht beispielsweise durch Ausübung von Marktmacht zu unfairen Vorteilen für einzelne Netznutzer führen kann. Letzteres würde dann zulasten der Verbraucher gehen, die weniger flexibel und daher darauf angewiesen sind, Nutzungsrechte „nachzukaufen“.

Eine Beeinträchtigung der Akzeptanzfähigkeit des Modells könnte sich zudem ergeben, wenn die konkrete Ausgestaltung Anreize zu strategischem Verhalten vermittelt, durch das das Engpassvolumen „aufgebläht“ wird und zusätzliche Umverteilungen zulasten der nicht-flexiblen Verbraucher entstehen (siehe Abschnitt 6.3).

Beitrag zur Energiewende

Dieses Modell wird primär mit Blick auf die Flexibilität neuartiger Verbrauchseinrichtungen wie E-Mobil-Ladeeinrichtungen und Stromwärmepumpen diskutiert, die ihrerseits auch Auslöser von Engpässen in den unteren Verteilnetzebenen sein können. Es dürfte für die Akzeptanz des Modells förderlich sein, dass hierdurch die kurzfristige Integrationsfähigkeit der Netze für solche Verbrauchseinrichtungen verbessert werden und hierdurch bedingter Netzausbaubedarf teilweise zeitlich aufgeschoben oder sogar längerfristig vermieden werden kann.

Fraglich ist, ob das Modell auch die Integrationsfähigkeit der Netze für EE-Anlagen fördert. Hierfür müsste es vermutlich die Möglichkeit bieten, den Verbrauch in engpassbehafteten Gebieten gezielt zu *erhöhen*. Dies ist aber mit einer Quotierung von verbrauchsseitiger Netzkapazität nicht zu erreichen.

Politischer/rechtlicher Umsetzungsaufwand

Obgleich dieses Modell gewisse Parallelen zum Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen und damit auch zur Regelung nach § 14a EnWG aufweist, dürfte es einen deutlich höheren politischen und rechtlichen Umsetzungsaufwand auslösen. Insbesondere müsste hierfür Akzeptanz für eine verpflichtende Einbeziehung von Letztverbrauchern in das Engpassmanagement erreicht werden. Wenn hierbei nur die Verbrauchseinrichtungen einbezogen werden, die auch als Auslöser von Netzengpässen angesehen werden, kann diese Akzeptanz evtl. leichter erreicht werden. Als Konsequenz hieraus müssten Nutzungsrechte dann allerdings technologiespezifisch gestaltet werden, was bisher nicht der Fall ist und daher Gleichbehandlungsfragen aufwerfen dürfte.

Daneben erfordert die sachgerechte Gestaltung des Modells verschiedene regulatorische Rahmensetzungen. Dies betrifft zum einen die Gestaltung des Sekundärhandelsmarkts, durch den die Komplexität des Netzzugangs auf diesen Netzebenen nicht unerheblich gesteigert würde. Zum anderen werden, wie zuvor dargestellt, regulatorische Vorgaben etwa zur Bemessung der Vergütungshöhe und zur Vermeidung einer Anfälligkeit für strategisches Verhalten benötigt.

6.6 Fazit

Das Modell der Quotierung von Kapazitätsnutzungsrechten mit verpflichtender Teilnahme aller (oder aller flexiblen) Verbraucher in Verbindung mit einem Sekundärhandel von Nutzungsrechten kann als eine Erweiterung des Modells Zugriffsrecht Netzbetreiber um ein marktliches Element gesehen werden. Es ist zugleich eine Alternative zum Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen, denn es bezieht sich weitgehend auf die gleichen Flexibilitätsoptionen und Netzebenen und sieht ebenfalls ein jederzeitiges Einsatzrecht des Netzbetreibers vor.

Das Modell ist aufgrund des Sekundärhandels-Elements vermutlich mit den Anforderungen nach marktlicher Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen vereinbar. Es schafft mit Blick

auf seine primäre Zielsetzung, nämlich das Management von verbrauchsinduzierten Engpässen in den unteren Verteilnetzebenen durch neuartige Verbrauchseinrichtungen, eine Grundlage für eine effiziente Allokation von Flexibilitäten. Diese setzt allerdings voraus, dass sich in den betroffenen Gebieten liquide Sekundärhandelsmärkte einstellen. Da es sich bei Engpässen in diesen Netzebenen um sehr kleine Gebiete handeln kann und die Marktakteure nicht die einzelnen Verbraucher, sondern Lieferanten und Aggregatoren sein werden, ist dies zumindest fraglich.

Nachteilig ist, dass das Modell eine zumindest für diese Netzebenen ungewohnt hohe Komplexität des Netzzugangsregimes und damit verbunden vermutlich auch relativ hohe Transaktionskosten mit sich bringt. Zudem stellt es hohe Anforderungen an die Ausgestaltung und Parametrierung, um unerwünschte Anreizwirkungen etwa hinsichtlich strategischen Verhaltens sowie unangemessene Verteilungswirkungen zwischen den Netznutzern zu vermeiden.

Die politische Umsetzbarkeit des Modells dürfte u. a. davon abhängen,

- ob eine verpflichtende Einbeziehung aller Letztverbraucher in das Engpassmanagement und/oder eine technologiespezifische Ausgestaltung der Netzzugangsregeln Akzeptanz finden und
- ob sich eine Ausgestaltung finden lässt, deren von der Quotierungsregel abhängige Verteilungswirkungen als fair empfunden werden und bei der eine Anfälligkeit für strategisches Verhalten weitgehend ausgeschlossen werden kann.

7 Flexibilitätsmodell Flexibilitätsmärkte

7.1 Beschreibung

Grundidee und Akteure

Das Modell Flexibilitätsmärkte zielt darauf ab, eine marktbasierende Möglichkeit zur unmittelbaren Beschaffung von Flexibilitätseinsätzen (und nicht z. B. nur zur Kontrahierung von Flexibilitätszusagen) für das Engpassmanagement zur Verfügung zu stellen. An dieser Stelle sei nochmals betont, dass es hier ausschließlich um Märkte für *netzdienliche* Flexibilitätseinsätze geht, auch wenn dies zur Vereinfachung nicht aus der Bezeichnung des Modells hervorgeht. (Es kann allerdings diskutiert werden, ob die exklusive Nutzung eines solchen Marktes für netzdienliche Zwecke auf lange Sicht durchhaltbar wäre oder ob nicht perspektivisch verlangt würde, hierüber auch Optimierungsgeschäfte unter den Marktteilnehmern zuzulassen. Diese Überlegung wird an dieser Stelle jedoch nicht weiter vertieft.)

Als Kernelemente der marktlichen Ausgestaltung werden in der Regel die freiwillige Teilnahme von Flexibilitätsanbietern und die wettbewerbliche (im Gegensatz zur regulierten) Preisfindung gesehen. Zudem werden Flexibilitätsmärkte meist als organisierte Plattformen vorgeschlagen, die mit einer Vereinheitlichung von Flexibilitätsprodukten und Marktregeln einhergehen und einen transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffungsprozess ermöglichen. Solche Plattformen könnten sogar bundesweit einheitlich ausgestaltet sein, um Ineffizienzen durch gebietsweise unterschiedliche Gestaltungen zu vermeiden und eine hohe Transparenz über das Marktgeschehen zu gewährleisten. Auch bei einer solchen Gestaltung geht es aber prinzipiell um *ortsbezogene* Flexibilitätsoptionen, was mitunter durch die Bezeichnung als „lokale Flexibilitätsmärkte“ in Abgrenzung zu nicht ortsbezogenen Flexibilitätsmärkten wie z. B. den Regelleistungsmärkten verdeutlicht wird.

Im Hinblick auf weitere Designaspekte ist das Grundkonzept der Flexibilitätsmärkte nicht auf eine bestimmte Gestaltung festgelegt. Im Weiteren werden aber schwerpunktmäßig Märkte betrachtet, die

- als eigenständige, nicht unmittelbar mit dem zonalen Strommarkt oder sonstigen Märkten (z. B. Regelreservemärkten) gekoppelte Märkte ausgebildet sind, auf denen
- im Intraday-Zeitbereich viertelstündliche Fahrplanprodukte gehandelt werden, die
- entweder Energiemengen oder Einspeisungs-/Verbrauchsverpflichtungen repräsentieren. (Diese beiden Gestaltungsformen unterscheiden sich wie folgt: Der Handel einer *Energiemenge* impliziert, dass der Netzbetreiber selbst als Käufer oder Verkäufer dieser Menge auftritt und sich somit zwangsläufig um ein Gegengeschäft kümmern muss, das diesen Handel glattstellt. Eine *Einspeisungs- oder Verbrauchsverpflichtung* impliziert hingegen, dass der Flexibilitätsanbieter sich verpflichtet, selbst einen Handelspartner für eine Transaktion zu suchen, die zu der gewollten Änderung seiner Einspeisung bzw. seines Verbrauchs führt.)

Ausprägungsvorschläge für solche Märkte sehen in der Regel vor, dass hieran alle Arten von Netznutzern als Flexibilitätsanbieter teilnehmen können, ggf. vertreten durch Lieferanten oder Aggregatoren. Inwieweit diese Märkte für *Erzeugungsanlagenbetreiber* interessant sind, hängt aber stark von der zukünftigen Rolle des aktuell reformierten Redispatch-Regimes ab. Von den Befürwortern dieses Flexibilitätsmodells wird meist vorgeschlagen, das Redispatch-Regime aufrecht zu erhalten und von den Netzbetreibern zu verlangen, dass sie Flexibilitäten nur dann an einem Flexibilitätsmarkt beschaffen, wenn sie dort günstigere Preise erzielen können als bei

Inanspruchnahme von Redispatch-Maßnahmen. Unter diesen Prämissen dürfte der preisliche Spielraum für erzeugungsseitige Angebote am Flexibilitätsmarkt, die eine Gewinnmarge versprechen, für die auch vom Redispatch-Regime erfassten Erzeugungsanlagen sehr gering sein, da Redispatch-Maßnahmen zumindest dem Anspruch nach nur in Höhe der anfallenden Kosten vergütet werden. Im Weiteren wird dennoch davon ausgegangen, dass sowohl Verbraucher als auch Erzeugungsanlagen- und Speicherbetreiber an Flexibilitätsmärkten teilnehmen können.

Als Nachfrager treten auf diesen Flexibilitätsmärkten (sofern sie nicht für andere Geschäfte geöffnet werden; s. oben) ausschließlich Netzbetreiber auf. Das Modell ist nicht auf bestimmte Netzebenen festgelegt, wird aber meist hauptsächlich für Engpasssituationen in den höheren Netzebenen ungefähr ab der Umspannung Hoch-/Mittelspannung aufwärts diskutiert. Mit dieser Fokussierung muss aber keine Abgrenzung hinsichtlich der teilnehmenden Flexibilitätsanbieter verbunden sein. Das Modell lässt zu, dass zur Engpassbehebung in einer Netzebene auch Flexibilitäten in einer anderen – in der Regel einer unterlagerten – Netzebene eingesetzt werden. Dies erfordert Mechanismen zur Koordination der Allokation von Flexibilitäten und Kosten unter den Netzbetreibern sowie zur Gewährleistung eines auf allen betroffenen Ebenen netzvertraglichen Flexibilitätseinsatzes. Diese Mechanismen sind kein inhärentes Element von Flexibilitätsmärkten, sondern müssen zusätzlich etabliert werden.

Kontrahierung und Einsatz

Der Einsatz von Flexibilitätsprodukten, die am Flexibilitätsmarkt angeboten werden, erfolgt durch Bezuschlagung von Geboten. Hiermit ist eine Verpflichtung der Anbieter zur Erbringung der bezuschlagten Produkte (also der gehandelten Energie bzw. der eingegangenen Einspeisungs- oder Verbrauchsverpflichtungen) verbunden. Eine vorherige Kontrahierung von Flexibilitätsangeboten ist daher nicht erforderlich (außer evtl. zur Vereinbarung von Rahmenbedingungen, die aber keine Auswirkungen auf die späteren Zuschlagsentscheidungen haben).

Vergütung und Kostenbehandlung

Die Vergütung der Flexibilitätsbereitstellung erfolgt hierbei auf Basis der Gebotspreise. Sofern das Marktdesign eine Auktion vorsieht (z. B. day-ahead), kommen unterschiedliche Preisregeln wie pay-as-bid und pay-as-cleared in Frage. Bei einem kontinuierlichen Intraday-Handel ergeben sich die Zuschlagspreise aus den Gebotspreisen gemäß den jeweils aktuell verfügbaren Geboten in den (lokalen) Orderbüchern.

Durch die Zahlung von Vergütungen an die Flexibilitätsanbieter entstehen bei diesem Modell Netzkosten bei den Netzbetreibern. Wie bei anderen Modellen, die solche Vergütungen vorsehen (siehe z. B. Abschnitt 4.1), würden diese Kosten beim heutigen Stand der Anreizregulierung als beeinflussbare Kosten behandelt, könnten aber alternativ durch Verordnungsvorgabe oder Beschluss auch anderen Kostenkategorien zugeordnet werden. Diese Frage stellt sich nicht nur bei diesem Flexibilitätsmodell und wird daher nicht als Eigenschaft dieses Modells bewertet (vgl. Kapitel 11).

Umsetzungsaspekte

Bei diesem Flexibilitätsmodell wird üblicherweise davon ausgegangen, dass die Verantwortung für die Steuerung der flexiblen Anlagen bei deren Betreibern oder ihren Lieferanten/Aggregatoren verbleibt. Daher muss (auch) bei diesem Modell messtechnisch und/oder durch rechnerische Abgrenzung (z. B. Baseline-Verfahren) eine Möglichkeit zur Erbringungskontrolle durch den Netzbetreiber geschaffen werden.

Zur Frage des bilanziellen Ausgleichs von Flexibilitätseinsätzen sehen die Ausprägungsvorschläge für dieses Flexibilitätsmodell unterschiedliche Ansätze vor (s. oben):

- Wenn die gehandelten Produkte Energielieferungen sind, fällt die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich automatisch dem Netzbetreiber zu, der ein Gebot bezuschlagt, da hiermit dann eine Transaktion mit seinem eigenen Bilanzkreis verbunden ist. Um diese zu kompensieren, muss der Netzbetreiber ein entsprechendes Gegengeschäft veranlassen.
- Wenn hingegen Einspeisungs- oder Verbrauchsverpflichtungen gehandelt werden, fällt die Verantwortung für das Gegengeschäft dem Flexibilitätsanbieter zu, ähnlich wie heute beim Einspeisemanagement. Diese Gestaltung wäre nicht kompatibel mit den Zielen der aktuellen Reform des Redispatch-Regimes und daher vermutlich nur als Übergangslösung vertretbar.

Charakterisierung gemäß Kategorisierungssystematik

Regelungsbereich	Ausprägungsoptionen					
Flexibilitätsnutzer	ÜNB	VNB-HS	VNB-MS	VNB-NS		
Flexibilitätsanbieter	konv. Erzeuger ÜN	konv. Erzeuger VN	EE-Erzeuger	Verbraucher (+Speicher)	(reine) Speicher	Power-to-X Anlagen
Nutzungszweck	Engpassmanagement	Auslastungsvergleichmäßigung				
Einsatzverantwortlicher	Netzbetreiber	Flexibilitätsanbieter				
Rechtsgrundlage für Einsatz	reguliertes Recht	bilateral verhandeltes Recht	marktbasiert erteiltes Recht	anreizbasiert erteiltes Recht	freiwilliger Einsatz	
Konfliktlösung unter NB	exklusives Nutzungsrecht	Priorität für Anschluss-NB	Priorität für überlagerte NB	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig
Konfliktlösung mit Markt	Prioritätsregeln	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig		
Vergütung ggü. Anbietern	keine	reguliert	bilateral verhandelt	marktbasiert	über Netzentgelte	
Kostenbehandlung bei NB	keine Kosten	beeinflussbare Kosten	volatile Kosten	dauerh. nicht-beeinf. Kosten	Umverteilung Netzentgelte	Umlage
Bilanzielle Behandlung	kein Ausgleichsbedarf	ohne bilanziellen Ausgleich	mit bilanziellem Ausgleich			

Bild 7.1 Charakterisierung des Flexibilitätsmodells Flexibilitätsmärkte (rote Schrift: Besonderheiten gegenüber anderen Modellen)

7.2 Bewertung von Kompatibilitätsfragen

Kompatibilität mit EU-Vorgaben

Dieses Flexibilitätsmodell setzt – soweit es nicht durch regulatorische Vorgaben wie z. B. Preisobergrenzen flankiert wird – auf eine rein marktbasiertere Auswahl von Flexibilitätseinsätzen. Es dürfte daher mit den EU-seitigen Anforderungen hinsichtlich der marktlichen Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen vereinbar sein.

Kompatibilität mit Strommarktdesign

Lokale Flexibilitätsmärkte weisen nach Einschätzung der Autoren eine starke **Anfälligkeit gegenüber strategischem Verhalten** auf. Diese Problematik wird aktuell meist unter der Bezeichnung „Inc-dec-Gaming“ diskutiert, was aber nicht dahingehend verstanden werden darf, dass es um eine Form von Glücksspiel gehe. Es handelt sich vielmehr um das grundsätzlich legitime Bestreben, in Engpassfällen die eigene Position unter Nutzung von dann (mindestens) zwei

Vermarktungsalternativen – nämlich der Vermarktung am globalen oder am lokalen Markt – zu optimieren. Diese Strategie setzt aber voraus, dass Flexibilitätsanbieter (also Netznutzer oder Aggregatoren) Engpässe hinreichend gut antizipieren können. Die Strategie ist somit auch nicht ohne Risiko für die Marktteilnehmer und dürfte daher hauptsächlich bei strukturellen, häufig auftretenden und mit prognostizierbaren Situationsbedingungen z. B. hinsichtlich des EE-Dargebots verbundenen Engpässen systematische Ertragschancen bieten. Die Ausübung dieser Strategie führt zunächst v. a. zu einer Vergrößerung des Engpassvolumens und zu Rentenverschiebungen hin zu den Flexibilitätsanbietern und zulasten der Netznutzer, die die Engpasskosten über die Netzentgelte tragen. Zugleich beeinträchtigt dies aber auch die Effizienz des Marktpreissignals und in der Folge die Effizienz von darauf basierenden Märkten wie z. B. Terminmärkten.

Weitere Erläuterungen zur Funktionsweise und zu Voraussetzungen und Auswirkungen dieser Form strategischen Verhaltens finden sich in Abschnitt 7.7. Diese Problematik kann nicht ausschließlich bei diesem Flexibilitätsmodell auftreten, sondern auch bei einem Teil der anderen im vorliegenden Bericht diskutierten Modelle. Bei Letzteren tritt diese Anfälligkeit, wie in den betreffenden Abschnitten diskutiert, aber jeweils nur bei bestimmten Gestaltungsvarianten auf und kann daher durch entsprechende Gestaltung weitgehend vermieden werden. Dagegen ist bislang nicht ersichtlich, wie sie bei lokalen Flexibilitätsmärkten, die hinsichtlich des zeitlichen Ablaufs und der gehandelten Produkte bewusst starke Parallelen zum globalen Spotmarkt aufweisen, eliminiert oder auf ein akzeptables Maß begrenzt werden kann. Das Problem besteht hier darin, dass aufgrund der unterschiedlichen regionalen Marktauflösung (global/lokal) zwei unterschiedliche Preise für Produkte, die mit ein und derselben Flexibilitätsoption erbracht werden können, entstehen und diese Preisdifferenzen nicht durch gewöhnliche Arbitrage abgebaut werden können, weil diese Arbitrage weitere Nachfrage auf dem lokalen Markt schafft. Daher ist beim derzeitigen Diskussionsstand fraglich, ob derartige Flexibilitätsmärkte eine mit dem etablierten Strommarktdesign kompatible Form der Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen darstellen können, insbesondere mit Blick auf das Management struktureller Engpässe.

Hinsichtlich der Auswirkungen auf die **Bilanzkreisbewirtschaftung** gilt für dieses Flexibilitätsmodell wie für andere Modelle, dass Einflüsse auf die Marktteilnehmer am besten vermieden werden können, wenn die Netzbetreiber selbst zum bilanziellen Ausgleich der Flexibilitätseinsätze verpflichtet werden. Dies ist bei diesem Modell der Fall, wenn die gehandelten Produkte Energielieferungen und nicht nur Einspeisungs-/Verbrauchsverpflichtungen sind. Letzteres sollte daher, wie bereits erwähnt, allenfalls als eine Übergangslösung in Betracht gezogen werden. Die Problematik der bilanziellen Beeinflussung Dritter tritt hierbei allerdings in bestimmten Fällen gar nicht auf, nämlich wenn die Flexibilitätsangebote vom Lieferanten eines Verbrauchers bzw. vom Vermarkter einer Erzeugungsanlage selbst in den Markt eingestellt und somit auch selbst bilanziell verantwortet werden.

7.3 Bewertung von Effizienzfragen

Allokation zwischen Markt und Netz

Der grundlegende Vorteil eines marktbasierten Beschaffungsmodells für Engpassmanagementmaßnahmen gegenüber regulierten Modellen wie dem Redispatch-Regime besteht darin, dass hierbei die Informationsasymmetrie zwischen Flexibilitätsanbietern und Netzbetreibern hinsichtlich der Verfügbarkeit und Kosten von Flexibilität überwunden wird. Die Flexibilitätsanbieter offenbaren durch ihre freiwilligen Gebote selbst, zu welchem Preis sie bereit sind, ihre Flexibilität bereitzustellen (im Gegensatz zu regulierten Modellen, bei denen sie verpflichtet werden,

zu vorgegebenen Konditionen „anzubieten“). Soweit Flexibilitäten hierbei nicht zum Zuge kommen, können sie für andere – d. h. nutzer- oder marktseitige – Zwecke eingesetzt werden. Auf diese Weise ergibt sich unter der Prämisse idealer Marktbedingungen eine effiziente Allokation von Flexibilitäten zwischen markt- und netzseitigen Einsatzzwecken.

Dies betrifft nicht nur die Allokation von Flexibilitäten, die den Netzbetreibern bereits bekannt sind und die auch bei regulierten Beschaffungsmodellen zum Einsatz kämen. Vielmehr können durch einen Markt, der den Anbietern Gewinnmöglichkeiten bietet, zusätzliche Angebotspotenziale erschlossen werden, die einer regulierten Beschaffung schwerer zugänglich sind. Dies gilt ganz besonders für verbrauchsseitige Flexibilitätsoptionen, deren Umfang und Kosten regulatorisch nur mit erheblichem Aufwand bestimmt werden könnten.

Eine effiziente Allokation zwischen Markt und Netz bewirkt, dass Flexibilitäten nicht in ineffizient starkem Ausmaß durch netzseitigen Einsatz dem Markt entzogen werden. Dies setzt voraus, dass Anbieter ihre Flexibilität nicht exklusiv am netzseitigen Flexibilitätsmarkt, sondern zugleich auch an anderen Märkten wie dem zonalen Spotmarkt oder den Regelenergiemärkten anbieten können, und zwar evtl. auch zu unterschiedlichen Preisen etwa aufgrund der jeweils marktspezifischen Produkthanforderungen (wobei unter Umständen Regelungen zur Vermeidung einer doppelten Vermarktung vorgesehen werden müssen).

Eine weitere Voraussetzung für die effiziente Allokation zwischen Markt und Netz besteht darin, dass die Nachfrage auf das netzseitig erforderliche Maß beschränkt bleibt. Die Nachfrage an einem Markt für Engpassmanagementmaßnahmen ist in einer gegebenen Engpasssituation grundsätzlich starr, da genau die Menge an Maßnahmen beschafft werden muss, die den Engpass vollständig behebt. Diese Menge lässt sich zwar nicht in einem definierten Leistungsumfang der Maßnahmen ausdrücken, da Flexibilitäten an unterschiedlichen Orten im Netz unterschiedlich stark zur Entlastung des Engpasses beitragen. Sofern diese „Sensitivitäten“ der Lastflussverteilung im Netz bei der Reihung der Flexibilitätsgebote berücksichtigt werden, ergibt sich aber ein starrer Nachfragepunkt in der Merit Order. Eine Elastizität der netzseitigen Nachfrage ergibt sich nur dann, wenn – wie meist unterstellt wird – das Regime für regulierte Redispatch-Maßnahmen aufrecht erhalten bleibt und Netzbetreiber verpflichtet werden, auf diese Maßnahmen zurückzugreifen, soweit sie kostengünstiger sind als die am Markt angebotenen Flexibilitäten.

Inwieweit tatsächlich erreicht wird, dass Netzbetreiber Engpassmanagementmaßnahmen nur im zwingend erforderlichen Mindestumfang in Anspruch nehmen, dürfte u. a. von der anreizregulatorischen Behandlung der Engpasskosten und der Wirksamkeit von Nachweispflichten und behördlichen Überprüfungsmöglichkeiten abhängen. Diese Frage betrifft aber grundsätzlich alle Modelle für das Engpassmanagement und führt nicht zu einem speziellen Bewertungsaspekt für das Flexibilitätsmarkt-Modell. Deutlich engeren Bezug zu diesem Modell mit Blick auf die Höhe der Nachfrage weist hingegen die bereits diskutierte Gaming-Problematik auf. Eine unmittelbare und beabsichtigte Folge dieses potenziellen strategischen Verhaltens der Flexibilitätsanbieter besteht nämlich darin, dass das Engpassvolumen und damit die Nachfrage der Netzbetreiber am Flexibilitätsmarkt zunehmen.

Neben den möglichen Auswirkungen dieser Problematik können sich relevante Beeinträchtigungen der oben dargestellten positiven Effekte des Flexibilitätsmarkt-Modells daraus ergeben, dass die Prämisse idealer Marktbedingungen kaum zu erfüllen ist. Es ist zu erwarten, dass je nach Lage eines Engpasses im Netz vielfach nur eine geringe Zahl von Flexibilitätsanbietern in Frage kommt. Infolgedessen kann sich stellenweise evtl. kein effizientes lokales Preisniveau ausbilden und die netzseitige Nachfrage nicht sicher gedeckt werden. Dies mag als weniger problematisch angesehen werden, wenn davon ausgegangen wird, dass das regulierte Redispatch-

Regime weiterhin aufrechterhalten bleibt. Diese Prämisse eine Koexistenz von regulierten und marktlichen Beschaffungsmodellen erscheint aber, wie bereits diskutiert, zumindest auf lange Sicht fragwürdig.

Verschärft wird diese Problematik, wenn zusätzlich lokale Marktmacht einzelner Anbieter besteht und ausgeübt wird. Dies ist, wie bereits erläutert, keine Voraussetzung für das Auftreten von Gaming, sondern ein zusätzliches Problem, gegenüber dem lokale Märkte besonders anfällig sein können. Die Ausübung von Marktmacht kann etwa dazu führen, dass Ressourcen zurückgehalten und Preise über das effiziente lokale Preisniveau hinausgetrieben werden. Eine obere Schranke für solches preistreibendes Verhalten kann sich zwar aus der fortbestehenden Möglichkeit der Inanspruchnahme regulierter Redispatch-Maßnahmen ergeben (s. oben). Dies verhindert aber nicht, dass sich auch unterhalb dieser Preisschranke ein ineffizientes Preisniveau und somit eine ineffiziente Allokation von Flexibilitäten ergeben können. Da die Ausübung von Marktmacht rechtswidrig ist, kann sie grundsätzlich verfolgt und sanktioniert werden. Dies dürfte in Märkten dieser Art allerdings herausfordernd sein, besonders mit Blick auf verbrauchsseitige Flexibilitäten, deren Kosten regulatorisch nur schwer bewertbar sind.

Auswahl zwischen operativen Lösungsoptionen

Der gleiche Mechanismus, der bei diesem Modell eine effiziente Allokation von Flexibilität zwischen Markt und Netz ermöglicht, schafft auch die Grundlage für eine effiziente Auswahl zwischen unterschiedlichen Optionen zur Engpassbeseitigung durch den Netzbetreiber. Dies äußert sich beispielsweise darin, dass Netzbetreiber bei der Auswahl von Geboten am Flexibilitätsmarkt auch die Kosten von Maßnahmen mit regulierter Vergütung wie Redispatch berücksichtigen und die jeweils kostengünstigeren dieser Maßnahmentypen in Anspruch nehmen können. Ob Netzbetreiber hierbei tatsächlich einen Anreiz für effiziente Entscheidungen haben, hängt wiederum von den anreizregulatorischen Randbedingungen ab, was aber keinen speziellen Bewertungsaspekt des Modells Flexibilitätsmärkte darstellt.

Eine Verzerrung hinsichtlich des Wettbewerbs von Flexibilitätsoptionen kann sich aber innerhalb des Kreises der potenziell am Flexibilitätsmarkt teilnehmenden Optionen dadurch ergeben, dass diese unterschiedlich stark mit Netzentgelten, Abgaben und Umlagen belastet sind. Hier bestehen erhebliche Unterschiede zwischen Erzeugern, Verbrauchern ohne und mit Eigenerzeugungsanlagen sowie Speicherbetreibern. Inwieweit hierdurch Kostennachteile für einzelne Flexibilitätsoptionen entstehen, hängt u. a. davon ab, ob Flexibilität durch *zusätzliche* Strombezüge oder -einspeisungen oder aber durch deren *zeitliche Verlagerung* angeboten wird. Die Bewertung dieser Verzerrungen würde daher eine sehr differenzierte Betrachtung erfordern. Soweit ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen als nicht vertretbar erachtet werden, müssten evtl. regulatorische Korrekturmaßnahmen in Betracht gezogen werden.

Abwägung gegenüber Netzausbau

Eine Folge der (kurzfristigen) marktbasierter Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen ist, dass Netzbetreiber hierüber keine längerfristige Gewähr eines ausreichenden Flexibilitätsangebots erhalten. Die Teilnahme von Flexibilitätsanbietern kann z. B. davon abhängen, ob sie ihre Ressourcen bereits an anderen kurzfristigen Märkten vermarktet haben. Unvorhergesehene Angebotsschwankungen können sich an lokalen Flexibilitätsmärkten, die ohnehin für Liquiditätsmangel anfällig sind, besonders stark auswirken. Auch dies wird – neben der Wirkung als Preisschranke – vielfach als ein Argument dafür angeführt, bei Einführung eines Flexibilitätsmarktes dennoch auch regulierte Optionen wie Redispatch aufrecht zu erhalten.

Dies führt dazu, dass Netzbetreiber im Netzplanungsstadium nur auf Basis von Schätzungen – die wiederum davon abhängen, welches Preisniveau im lokalen Markt akzeptiert wird – ermitteln können, welchen Umfang an Flexibilitäten sie im Rahmen der Betriebsführung voraussichtlich für das Engpassmanagement angeboten bekommen. Dies dürfte die Nutzbarkeit dieses Weges zur Flexibilitätsbeschaffung als langfristiges Substitut für Netzausbau einschränken. Naheliegender ist dann vermutlich eine *indirekte* Absenkung des Netzausbaubedarfs, nämlich wenn die Nutzung des Flexibilitätsmarktes dazu führt, dass regulierte Maßnahmen – sofern weiterhin zulässig – weniger stark in Anspruch genommen werden. Wenn dies z. B. Maßnahmen der EE-Abregelung sind, könnte sich hierdurch über das Instrument der Spitzenkappung zusätzlicher Spielraum für die Vermeidung oder zumindest den Aufschub von Netzausbaubedarf ergeben.

Allokation auf Netzebenen

Wie in Abschnitt 7.1 erläutert, ist das Konzept der Flexibilitätsmärkte nicht darauf beschränkt, Maßnahmen zur Engpassbeseitigung in der Anschlussebene von flexiblen Netznutzern zu beschaffen. Vielmehr ist auch eine ebenenübergreifende Anwendung möglich. Sie erfordert aber geeignete Koordinationsmechanismen zwischen den Netzbetreibern:

- Zum einen muss gewährleistet werden, dass die bezuschlagten Flexibilitätsgebote ohne Verletzung von Netzrestriktionen in den betroffenen Netzen ausgeführt werden können. Hierfür müssen Netzbetreiber Informationen über beabsichtigte Zuschläge austauschen und Überprüfungsprozesse vorsehen.
- Zum anderen kann es erforderlich und evtl. auch kostensparend sein, Zuschlagsentscheidungen aufeinander abzustimmen, wenn mehrere Engpässe bei unterschiedlichen Netzbetreibern im gleichen Gebiet vorherrschen und Flexibilitäten angeboten werden, die sich auf mehr als einen Engpass ent- oder belastend auswirken würden. Diese Abstimmung ist eine Optimierungsaufgabe, die die Netzbetreiber gemeinsam lösen müssten, um kosten- und wirkungsoptimale Zuschlagsentscheidungen treffen und anschließend die Kosten nach einem verursachungsgerechten Schlüssel aufteilen zu können. Falls solche Fälle nur selten auftreten, wird es aber vermutlich vertretbar sein, anstelle dieser Optimierung pragmatische Koordinationsregeln zu entwickeln.

Transaktionskosten

Ein marktbasierendes System zur Beschaffung von Flexibilitäten führt, wie u. a. das Beispiel der Regelreservemärkte zeigt, zu zusätzlichen Transaktionskosten für alle Beteiligten:

- Es muss eine geeignete Marktplattform betrieben werden, denn eine Lösung ohne transparente Plattform wäre vermutlich mit Blick auf die Liquidität der lokalen Märkte und auf die Transaktionskosten kaum akzeptabel. Theoretisch wäre ein Betrieb der Plattform durch die Netzbetreiber vorstellbar. In der Regel wird aber vorgeschlagen, diese Aufgabe unabhängigen Marktbetreibern zu übertragen. Hierbei können die Transaktionskosten ggf. gedämpft werden, wenn bestehende Plattformen mitgenutzt werden können.
- Flexibilitätsanbieter müssen, sofern sie nicht an anderen Marktplätzen teilnehmen, die erforderlichen Systeme und Prozesse für eine Teilnahme etablieren. Entsprechender Erweiterungs- und Umstellungsaufwand entsteht aber auch bei Anbietern, die z. B. in einer Aggregatorenrolle bereits an anderen Märkten aktiv sind, da für die Teilnahme an lokalen Flexibilitätsmärkten Ortsinformationen bereitgestellt werden müssen, anders als an globalen Märkten.

- Bei Netzbetreibern fällt zusätzlicher Aufwand u. a. für die Teilnahme an der Marktplattform, die Nachweisführung über die Sachgerechtigkeit von Zuschlagsentscheidungen, die Erbringungskontrolle und Abrechnung bezuschlagter Gebote und die erforderlichen Prozesse zur Koordination mit anderen Netzbetreibern an. Dies gilt teilweise auch schon für die Abwicklung der heutigen regulierten Engpassmanagementprozesse. Diese würden aber gemäß den vorliegenden Ausgestaltungsvorschlägen für Flexibilitätsmärkte nicht *ersetzt*, sondern *ergänzt*, so dass die genannten Aufwandspositionen *zusätzlich* anfallen würden.

Langfristige Effizienzaspekte

Die marktbasierende Beschaffung von netzdienlicher Flexibilität schafft Ertragsmöglichkeiten für Flexibilitätsanbieter und ist daher grundsätzlich auch in der Lage, Anreize für Investitionen in engpassentlastende Flexibilitäten zu vermitteln. Dieser Anreiz wird sukzessive abgeschwächt, wenn Flexibilitätsanbieter aufgrund des Anreizes ihr Flexibilitätsangebot entsprechend ausbauen. Dies ist in Wettbewerbsmärkten jedoch normal und stellt die Wirksamkeit dieses Investitionsanreizes nicht grundsätzlich in Frage. Kritischer hingegen ist, dass die Nachfrage nach Engpassmanagementmaßnahmen jederzeit durch Entscheidungen der Netzbetreiber, die nicht durch marktbasierende Anreize getrieben werden, reduziert oder sogar eliminiert werden kann. Ein hinreichend robuster Investitionsanreiz für Flexibilitätsanbieter dürfte sich daher nur bei starken strukturellen Engpässen ergeben, die nicht durch kurz- oder mittelfristige Maßnahmen der Netzbetreiber beseitigt werden können. Falls die Schaffung solcher Anreize als ein relevantes Ziel dieses Flexibilitätsmodells gesehen wird, würde es allerdings kaum mehr vertretbar erscheinen, das regulierte Redispatch-Regime dauerhaft parallel hierzu aufrecht zu erhalten. Hierdurch würden diese Anreize nämlich weitgehend auf verbrauchsseitige Flexibilität und auf solche erzeugungsseitige Flexibilität, die nicht vom Redispatch-Regime erfasst wird, beschränkt. Diese asymmetrische Behandlung von Flexibilitätsoptionen würde verhindern, dass sich ein effizienter Investitionsanreiz bildet.

Ein grundsätzliches Risiko hinsichtlich der Effizienz von Entscheidungen mit längerfristigem Horizont ergibt sich bei diesem Flexibilitätsmodell aus seiner Anfälligkeit für die Gaming-Problematik, da diese die Effizienz des Marktpreissignals beeinträchtigen kann. Dies kann sich u. a. nachteilig auf die Effizienz von Standortentscheidungen und von Stromterminmärkten auswirken.

7.4 Bewertung von Akzeptanzfragen

Fairness der Kostentragung

Ein Flexibilitätsmodell, bei dem Vergütungen nur für den Einsatz von Flexibilitäten im Engpassfall gezahlt und die Preise auf einem Markt ermittelt werden, an dem alle interessierten Akteure teilnehmen können, dürfte grundsätzlich als fair empfunden werden. Dies gilt besonders dann, wenn Zutrauen entsteht, dass hierdurch eine effiziente Allokation von Flexibilitäten zwischen Markt und Netz und zwischen unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen erreicht werden kann.

Ein erhebliches Risiko für die Akzeptanz dieses Modells ergibt sich aber aus seiner Anfälligkeit für Inc-dec-Gaming und für die Entstehung und Ausübung von Marktmacht. Diese Verhaltensweisen von Flexibilitätsanbietern können zu Rentenverschiebungen und Ineffizienzen führen, die durch Anstieg der Engpasskosten und damit der Netzentgelte auch für nicht flexible Netznutzer sichtbar werden und zu deren Lasten gehen. Während Marktmachtprobleme evtl. durch aufsichtsrechtliche Maßnahmen eingedämmt werden können, ist die Ausübung der Gaming-Strategie voraussichtlich nicht rechtswidrig und daher allenfalls durch Verhaltensregeln und

deren Überwachung durch den Marktbetreiber begrenzt, mit möglichen Rückwirkungen auf die Funktionsweise und Attraktivität des Marktes. Sie kann sich insbesondere auf Situationen mit strukturellen Engpässen auswirken, deren Auftreten von den Flexibilitätsanbietern gut antizipiert werden kann. (Diese Problemstellungen können sich grundsätzlich auch bei anderen Flexibilitätsmodellen ergeben, betreffen dort aber jeweils nur bestimmte Gestaltungsvarianten.)

Beitrag zur Energiewende

Dieses Flexibilitätsmodell zielt darauf, den Einsatz regulierter Engpassmanagementmaßnahmen (Redispatch/Einspeisemanagement) teilweise oder im Idealfall sogar vollständig durch marktlich beschaffte, freiwillig angebotene Maßnahmen zu ersetzen. Dies dürfte für die Akzeptanz des Modells förderlich sein, zumal hierdurch auch Netznutzer zum Engpassmanagement beitragen können, die in das regulierte Regime nicht einbezogen sind. Der hierdurch angestrebte verstärkte netzdienliche Einsatz von insbesondere verbrauchsseitigen Flexibilitäten dürfte auch deswegen positiv bewertet werden, weil hiermit eine viel diskutierte Smart-Grid-Technologie umgesetzt würde. Soweit die Anwendung des Modells einen – vermutlich allerdings nur begrenzten – Beitrag zur Dämpfung des Netzausbaubedarfs leisten kann, dürfte auch dies als förderlich für die Umsetzung der Energiewende gewertet werden.

Politischer/rechtlicher Umsetzungsaufwand

Der politische und rechtliche Umsetzungsaufwand für dieses Modell wäre nicht unwesentlich, denn der heutige rechtliche Rahmen ist sehr weitgehend auf regulierte Engpassmanagementmaßnahmen fokussiert. Rahmenbedingungen für eine marktliche Beschaffung von Maßnahmen müssten daher neu geschaffen werden.

Entscheidend dürfte die Zustimmung zu diesem Modell in der politischen Debatte aber davon abhängen, wie die Bedeutung der Anfälligkeit des Modells für „Inc-dec-Gaming“ sowie für Liquiditätsmangel und Marktmacht eingeschätzt wird, und ob vielversprechende Wege aufgezeigt werden können, um die hiermit verbundenen Beeinträchtigungen der Funktionsweise des Marktes auf ein vertretbares Maß zu begrenzen.

7.5 Fazit

Die marktliche Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen hätte bei unbeeinträchtigter Funktionsweise klare Vorteile gegenüber regulierten Ansätzen hinsichtlich der Effizienz der Preisbildung und der Allokation von Flexibilität. Dies gilt besonders für solche Flexibilitätsoptionen, deren Kosten regulatorisch nur schwer bestimmbar sind und die daher kaum in ein reguliertes Konzept integriert werden können. Bei diesen Optionen könnten durch marktliche Organisation weitere Angebotspotenziale erschlossen werden, da die mit der marktbasieren Preisfindung verbundenen Gewinnmöglichkeiten eine freiwillige Teilnahme von ansonsten nicht einbezogenen Flexibilitätsanbietern anreizen würden.

Diese Effizienzvorteile des marktlichen Ansatzes unterliegen aber verschiedenen Einschränkungen. So sind lokale Flexibilitätsmärkte aufgrund des starken Ortsbezugs des Engpassmanagements anfällig für einen Mangel an Liquidität und – damit oft eng verbunden – Marktmacht einzelner Anbieter. Die Effizienz der Allokationsentscheidungen kann zudem durch regulatorische Rahmenbedingungen etwa hinsichtlich der Belastung von Flexibilitätsgeboten mit Entgelten, Umlagen und Abgaben beeinträchtigt sein. Ein weiterer Einfluss auf die Effizienz ergibt sich aus den zu erwartenden Transaktionskosten, insbesondere dann, wenn *zusätzlich* das regulierte Engpassmanagement-Regime aufrecht erhalten bleiben soll. Eine Einschränkung der

Wirkungreichweite dieses Konzepts aus Netzbetreibersicht besteht darin, dass Flexibilität hierbei nicht so sicher verfügbar ist wie bei regulierten Ansätzen und daher nicht mit gleicher Verlässlichkeit als Substitut für Netzausbau genutzt werden kann (was aber von Befürwortern meist auch nur als nachrangige Zielsetzung dieses Flexibilitätsmodells diskutiert wird).

Als entscheidende Herausforderung kristallisiert sich in der aktuellen Debatte jedoch die Anfälligkeit von Flexibilitätsmärkten für das sogenannte „Inc-dec-Gaming“ heraus. Dieses voraussichtlich nicht rechtswidrige strategische Verhalten von Flexibilitätsanbietern kann bei antizipierbaren Engpässen zu einer Ausweitung des Engpassvolumens und zu Rentenverschiebungen zulasten der Verbraucher führen und die Effizienz des Marktpreissignals beeinträchtigen. Die Akzeptanz dieses Flexibilitätsmodells dürfte daher stark davon abhängen, wie die Auswirkungen dieses Kompatibilitätsproblems mit dem in der deutschen Gebotszone etablierten Strommarktdesign bewertet werden.

7.6 Ausprägungsvorschläge

7.6.1 SINTEG-Projekt *enera*

Beschreibung

Verschiedene der durch die Bundesregierung im Rahmen der „SINTEG“-Initiative geförderten Forschungs- und Demonstrationsprojekte verfolgen einen marktbasierten Ansatz für die Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen, so auch das nachfolgend betrachtete Projekt *enera*. In diesem Projekt wird für eine Modellregion im Nordwesten Deutschlands ein lokales Flexibilitätsmarktkonzept entwickelt und erprobt, dessen Marktdesign dem in diesem Kapitel diskutierten Grundkonzept entspricht.

Das Marktkonzept wird hierbei durch die Strombörse EPEX SPOT, die auch den Strom-Spotmarkt in der deutschen Gebotszone betreibt, umgesetzt. Flexibilitätsmärkte werden dabei durch kontinuierlichen Intraday-Handel in Analogie zum zonalen Intraday-Markt realisiert. Hierzu werden lokale Orderbücher für sogenannte „*enera*-Marktgebiete“ geführt, deren maximale Granularität sich aus den Grenzen der Versorgungsgebiete der Umspannwerke Hoch-/Mittelspannung ergibt. Je nach Ort und Netzebene eines zu behebenden Engpasses können die Orderbücher gekoppelt werden, um größere geografische Einheiten abzudecken. Dieses Modell kann somit zur Beseitigung von Engpässen in der o. g. Umspannebene und allen überlagerten Netz- und Umspannebenen genutzt werden.

Als Produkte sind stündliche und viertelstündliche Fahrplanprodukte vorgesehen. Dies sollen zunächst nur Einspeisungs- bzw. Verbrauchsverpflichtungen sein, so dass die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich des Flexibilitätseinsatzes bei den Anbietern verbleibt. Für ein späteres Stadium ist aber eine Umstellung auf Energieprodukte geplant, für die der in diesem Gebiet tätige ÜNB TenneT dann Gegengeschäfte ausführen soll.

Es ist vorgesehen, dass Flexibilitätsanbieter – also die Betreiber flexibler Anlagen selbst oder aber Aggregatoren – für die Teilnahme an diesem Flexibilitätsmarktkonzept zertifiziert werden sollen. Bei der Marktteilnahme soll den Anbietern freigestellt sein, ihre Flexibilität gleichzeitig auch an gebotszonenweiten Märkten wie z. B. dem Spotmarkt der EPEX SPOT anzubieten, und zwar mit eigenständigen, ggf. auch preislich angepassten Geboten.

Zusätzlich zu diesem Marktdesign umfasst das *enera*-Konzept einen Mechanismus zur Koordination von Flexibilitätseinsätzen zwischen den in diesem Gebiet tätigen Netzbetreibern EWE NETZ (Mittelspannung), Avacon Netz (Hochspannung) und TenneT (Übertragungsnetz). Dieser

Mechanismus löst die im Prinzip auf eine Optimierungsaufgabe hinauslaufende Koordinationsaufgabe durch einen heuristischen Top-down- und Bottom-up-Ansatz zur Abstimmung des Maßnahmenbedarfs und der Netzverträglichkeit von Flexibilitätseinsätzen.

Das Konzept soll darüber hinaus durch Datenanalyse-Algorithmen ergänzt werden, mit denen strategisches Verhalten der Flexibilitätsanbieter auf statistischer Basis und unter Anwendung von Baseline-Verfahren erkannt werden soll.

Bewertung gegenüber Grundkonzept

Das Marktdesign beim *enera*-Konzept entspricht dem in diesem Kapitel diskutierten Grundkonzept und ist insoweit hier nicht gesondert zu bewerten.

Als eine Besonderheit gegenüber anderen Ausprägungsvorschlägen ist der vorgesehene Koordinationsmechanismus zwischen den Netzbetreibern anzusehen. Dieser Mechanismus erscheint grundsätzlich plausibel, kann im Detail etwa hinsichtlich Umsetzungsaufwand und Wirksamkeit aber sicherlich erst in einem späteren Stadium des Projekts bewertet werden.

Inwieweit die beabsichtigten Maßnahmen zur Aufdeckung strategischen Verhaltens Wirkung entfalten können, ist noch offen. Zum einen ist zu beachten, dass in einem „eingeschwungenen“ Zustand, in dem Flexibilitätsanbieter ihr Verhalten allmählich aufgrund der Existenz eines lokalen Flexibilitätsmarkts verändert haben, keine eindeutige Referenz mehr für ihr Normalverhalten vorhanden ist. Es wird dann u. U. gar nicht mehr möglich sein, strategisches Verhalten eindeutig zu detektieren. Darüber hinaus kann ggf. detektiertes „Inc-dec-Gaming“ voraussichtlich nicht kartellrechtlich sanktioniert werden, wenn sich die Einschätzung bestätigt, dass dieses Verhalten nicht rechtswidrig ist; in diesem Fall wäre nur eine Sanktionierung auf Basis vertraglicher Vereinbarungen zwischen Marktbetreiber und -teilnehmern möglich.

7.6.2 NODES-Plattform

Beschreibung

Der nordische Strombörsenbetreiber Nord Pool und der norwegische Energieversorger Agder Energi haben das Unternehmen NODES als Betreiber von lokalen Flexibilitätsplattformen und -märkten gegründet. Das NODES-Konzept ist als eine universelle Plattform für Flexibilitätsmärkte aufzufassen, die im Detail unterschiedlich ausgestaltet sein können. Es sieht grundsätzlich einen Intraday-Handel von lokalen Flexibilitätsprodukten vor, wobei Produktmerkmale (Einspeisungs-/Verbrauchsverpflichtungen vs. Energieprodukte, zeitliche Granularität, Anforderungen an Leistungsänderungsgeschwindigkeit etc.) wie auch die Größe der lokalen Marktgebiete frei konfiguriert werden können. Neben dem Intraday-Handel von Fahrplanprodukten soll auch die Möglichkeit angeboten werden, lokale Verfügbarkeitsprodukte in Analogie zu (globalen) Regelleistungsprodukten zu handeln.

Auch dieses Konzept unterstützt die Möglichkeit für Flexibilitätsanbieter, ihre Flexibilität gleichzeitig und ggf. preislich differenziert an lokalen und globalen Märkten anzubieten, und stellt hierfür Schnittstellen zwischen den Märkten bereit. Es sollen darüber hinaus auch Schnittstellen für Mechanismen zur Koordination zwischen den betroffenen Netzbetreibern bereitgestellt werden; auf ein spezielles Modell für die Netzbetreiberkoordination ist das Konzept aber nicht festgelegt.

In Deutschland wurde eine Demonstrationsanwendung der NODES-Plattform im Gebiet des VNB Mitnetz Strom installiert. Dieser stark fokussierte Flexibilitätsmarkt dient der Beschaffung von

Flexibilitäten zur Behebung eines Engpasses im 110-kV-Netz. Als erste Flexibilitätsoption wurde die Eigenversorgungsanlage eines industriellen Stromverbrauchers in diesem Gebiet integriert.

Bewertung gegenüber Grundkonzept

Auch bei diesem Konzept entspricht das Marktdesign grundsätzlich dem in diesem Kapitel diskutierten Grundkonzept. Es ist aber in vielen Aspekten noch offen für konkrete Ausgestaltungen und insoweit noch nicht detailliert bewertbar.

Die Anfälligkeit des Konzepts gegenüber strategischem Verhalten der Flexibilitätsanbieter könnte evtl. durch den optional vorgesehenen Ansatz, Verfügbarkeitsprodukte anstelle von Fahrplanprodukten zu handeln, eingedämmt werden. Die Wirksamkeit dieses Ansatzes dürfte stark von Ausgestaltungsdetails wie etwa der Fristigkeit der Verfügbarkeitsprodukte abhängen.

Darüber hinaus beabsichtigt NODES, etwaiges strategisches Verhalten von insbesondere verbrauchsseitigen Flexibilitätsanbietern durch Baseline-Verfahren zu detektieren und durch Ausschluss von der Marktteilnahme zu sanktionieren. Hier stellt sich wie im Fall des *enera*-Projekts die Frage, ob eine eindeutige Detektion dieses Verhaltens auch dann noch möglich ist, wenn Anbieter bei strukturellen Engpässen ihr Verhalten allmählich anpassen, um von den Möglichkeiten des lokalen Flexibilitätsmarktes optimal zu profitieren.

7.6.3 „Regionaler RegelenergiemarktPlus“ (Ecofys/IWES)

Beschreibung

Ecofys und Fraunhofer IWES schlagen in ihrer „Smart Markets“-Studie für Agora Energiewende (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017) unter der Bezeichnung „Regionaler RegelenergiemarktPlus“ ein Modell vor, bei dem der lokale Flexibilitätsmarkt nicht separat von den gebotszonenweiten Märkten realisiert, sondern an einen solchen Markt angekoppelt wird. Konkret wird hier vorgeschlagen, als bestehenden – im Weiteren als „aufnehmend“ bezeichneten – Markt den Regelenergiemarkt für Sekundärregel- und/oder Minutenreserve zu nutzen.

Diese Ankopplung erfordert, dass Marktteilnehmer bei ihren Geboten auch Ortsinformationen mitteilen, jedenfalls dann, wenn sie bereit und in der Lage sind, im Engpassfall die Erbringung ihrer Flexibilität an einem bestimmten Ort zuzusagen. Unter Berücksichtigung dieser Ortsinformationen können im Engpassfall neben der globalen auch lokale Merit Orders gebildet und lokale, auf die Engpassgebiete bezogene Preise ermittelt werden. Die Vergütung der bezuschlagten Gebote soll dabei im Fall dieses konkreten Ausprägungsvorschlags wie bei der Regelleistungserbringung auf Basis von Gebotspreisen erfolgen.

Eine wesentliche Wirkung dieses Modells ergibt sich daraus, dass die für das Engpassmanagement einsetzbaren Flexibilitäten auch für den Zweck des aufnehmenden Marktes einsetzbar sein müssen, hier also für die Regelenergiebereitstellung. Wenn dies nicht gefordert würde, würde der Markt voraussichtlich faktisch in globale und lokale Märkte auseinanderfallen. Die Flexibilitätsoptionen und Gebote müssen daher den Präqualifikationsbedingungen und Produkthanforderungen des aufnehmenden Marktes genügen.

Da die Regelenergiemärkte durch die ÜNB betrieben werden, würde sich bei diesem Ausprägungsvorschlag vermutlich ein prioritärer Einsatz für das Management von Engpässen im Übertragungsnetz ergeben. Soweit die teilnehmenden flexiblen Netznutzer nicht an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, wäre ein Koordinationsmechanismus erforderlich, um die Netzverträglichkeit von Flexibilitätseinsätzen auch in den Netzebenen der betroffenen VNB

sicherzustellen. Dies gilt für die Regelenenergiemärkte aber ohnehin, auch wenn die Flexibilitäten ausschließlich für die Leistungs-Frequenzregelung eingesetzt werden. Wenn hingegen die Möglichkeit geschaffen werden soll, dass die mit Ortsbezug angebotenen Flexibilitäten auch für das Engpassmanagement bei den VNB eingesetzt werden, würden zusätzliche Mechanismen für die Koordination von Einsätzen und Kostentragung benötigt.

Hinsichtlich der bilanziellen Wirkungen von Flexibilitätseinsätzen sieht dieser Ausprägungsvorschlag vor, dass ein Ausgleich *innerhalb* dieses Marktes, d. h. durch Einsatz gegenläufiger Regelenenergieprodukte erfolgt.

Bewertung gegenüber Grundkonzept

Der wesentliche Vorteil einer solchen „Ankopplungslösung“ dürfte darin bestehen, dass hierbei ein bestehender Markt mit relativ geringem Aufwand um Funktionalitäten für das Engpassmanagement erweitert wird und somit – jedenfalls für den Marktbetreiber – geringere Transaktionskosten entstehen als bei Einführung separater lokaler Flexibilitätsmärkte.

Es könnte auch argumentiert werden, dass die lokale Komponente des Marktes dabei von der hohen Liquidität des aufnehmenden Marktes profitiert. Dies ist jedoch fraglich, denn aus der Liquidität des globalen Marktes folgt nicht, dass auch in jedem potenziellen Engpassgebiet ausreichendes Angebot entsteht. Daher dürfte dieses Modell die grundsätzliche Anfälligkeit lokaler Flexibilitätsmärkte für Liquiditätsmangel und Marktmacht nicht wesentlich reduzieren.

Dies gilt auch für die Anfälligkeit gegenüber „Inc-dec-Gaming“, denn auch in einem gekoppelten Markt kann es für Flexibilitätsanbieter gewinnbringend sein, die bei antizipierbaren Engpässen entstehenden lokalen Preisniveaus in ihrem Bietverhalten zu berücksichtigen. Die konkreten Auswirkungen könnten hier aber anders ausfallen als bei separaten Märkten, da sich an den Regelenenergiemärkten andere Preisverhältnisse einstellen als an den Spotmärkten. Im Umkehrschluss folgt daraus aber auch, dass sich strategisches Bietverhalten auch verzerrend auf die Regelleistungs- und -energiepreise auswirken kann. Die Zweistufigkeit dieser Märkte an sich dürfte nicht ausreichen, um strategisches Verhalten einzudämmen, da Regelleistung mittlerweile auch täglich und somit im Zeitbereich der Spotmärkte beschafft wird.

Während die Problemfelder Liquiditätsmangel, Marktmacht und Gaming auch *separate* Flexibilitätsmärkte betreffen, weist das Konzept der *Kopplung* von lokalen und globalen Märkten darüber hinaus weitere Effizienz Nachteile auf. Diese ergeben sich u. a. daraus, dass die Anforderungen an die lokalen Flexibilitätsprodukte hierbei den Anforderungen im aufnehmenden Markt folgen müssen, auch wenn diese Anforderungen evtl. unnötig restriktiv sind. Im konkreten Fall ist dies offensichtlich, denn die Anforderungen an Regelleistungs-/Regelenenergieprodukte sind im Allgemeinen – beispielsweise im Hinblick auf Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und Möglichkeiten der Ansteuerung – höher als an Produkte für das Engpassmanagement. Im Gegenzug können sich aus der Ortsbezogenheit lokaler Flexibilitätsprodukte Effizienzeinbußen für den aufnehmenden Markt ergeben, weil Pooling-Möglichkeiten dann evtl. nicht mehr im gewohnten Umfang genutzt werden können. Darüber hinaus besteht bei einer Kopplung der Märkte voraussichtlich nicht mehr die Möglichkeit, Flexibilitäten gleichzeitig, aber zu unterschiedlichen Preisen an globalen und lokalen Märkten anzubieten.

Für die Effizienz des Gesamtsystems erscheint es darüber hinaus unnötig und insofern problematisch, den bilanziellen Ausgleich für Engpassmanagementmaßnahmen systematisch durch Einsatz von Regelenenergie vorzunehmen. Genau dies soll durch die mit der aktuellen Reform erreichte Einbindung des Einspeisemanagements in das Redispatch-Regime vermieden werden. Dieser Ansatz würde bei intensiver Nutzung des Marktes für die Engpassbehebung zu einer

Zunahme des Regelleistungsbedarfs führen. Dies erscheint als konzeptionelle Begleiterscheinung eines neu geschaffenen Marktes für Engpassmanagementmaßnahmen schwer vertretbar.

Aus diesen Gründen dürfte eine solche Marktgestaltung allenfalls als pragmatische Lösung für seltene und punktuelle Engpassmanagement-Einsätze in Betracht kommen, insbesondere für Flexibilitätsoptionen, die ohnehin ortsgebunden sind (also nicht Teil von Pool-Angeboten) und deren Ortsinformationen den ÜNB bereits vorliegen. Für solche Fälle würde es zur Umsetzung dieses Konzepts vermutlich ausreichen, die ÜNB dazu zu ermächtigen, Regelernergiegebote vereinzelt bewusst für Zwecke des Engpassmanagements zu bezuschlagen.

7.7 Exkurs zur Gaming-Problematik

Beschreibung der Gaming-Strategie

In der letzten Zeit wird in Deutschland vor dem Hintergrund der neuen EU-seitigen Anforderungen intensiv diskutiert, welche Verhaltensanreize sich bei Netznutzern ergeben können, wenn die Beschaffung von Beiträgen zum Engpassmanagement marktlich organisiert wird. Dabei wird insbesondere eine meist als „Inc-dec-Gaming“ – in diesem Bericht vereinfachend „Gaming“ – genannte Form des strategischen Verhaltens betrachtet, die darauf zielt, einen möglichst großen Teil der nutzerseitigen Flexibilität als Beitrag zum Engpassmanagement zu vermarkten und so den Ertrag des Flexibilitätsanbieters zu maximieren (Connect Energy Economics 2018; Hirth und Schlecht 2018; Hirth et al. 2019; Tersteegen und Maurer 2019).

Der Begriff „Inc-dec-Gaming“ reflektiert, dass diese Strategie mit einer gezielten Erhöhung („increase“) und anschließenden Absenkung („decrease“) des Angebots oder der Nachfrage zusammenhängt. Die strategisch sinnvolle Reihenfolge dieser beiden Schritte hängt dabei von der Art des Netznutzers (Erzeuger oder Verbraucher) und seiner Lage zum Engpass ab. Die Strategie könnte daher ebenso gut als „Dec-inc-Gaming“ bezeichnet werden.

Zur Erläuterung der Strategie sei hier eine Erzeugungsanlage betrachtet, deren Einspeiseleistung im Engpassfall im Zuge einer Redispatch-Maßnahme erhöht werden muss. In einem solchen Fall würde sich bei einem marktlich organisierten Redispatch-Prozess lokal – d. h. in der Umgebung des Anschlusspunkts der Erzeugungsanlage – ein höherer Preis einstellen als in einer Situation ohne Engpass. Durch diesen erhöhten lokalen Preis ergibt sich am Markt die netztechnisch erforderliche Erhöhung der Einspeisung in dieser Umgebung. Der Erzeugungsanlagenbetreiber kann nun seinen Ertrag maximieren, indem er bereits am gebotszonenweiten („zonalen“) Markt mit dem erwarteten höheren lokalen Preis bietet, um die planmäßige Einspeisung seiner Anlage abzusenken. Hierdurch verschärft der Erzeuger den Engpass, so dass der Netzbetreiber entsprechend umfangreicheren Redispatch anweisen muss. Im Ergebnis stellt sich der gleiche lokale Preis ein wie in der Situation ohne strategisches Verhalten des Erzeugers, und die Einspeisung der Erzeugungsanlage muss auf den gleichen Wert erhöht werden wie in dieser Situation. Die Redispatch-Maßnahme ist dann jedoch umfangreicher als in der Situation ohne Gaming, und der Erzeuger erhält eine entsprechend höhere Vergütung vom Netzbetreiber. Die Engpassmanagementkosten des Netzbetreibers nehmen hierdurch zu. Diese Verhaltensstrategie ist nicht nur für erzeugungsseitige Flexibilitätsanbieter anwendbar und betriebswirtschaftlich rational, sondern ebenso für flexible Verbraucher oder Speicherbetreiber. Sie läuft darauf hinaus, die gleiche Flexibilität, die im Engpassfall einen Beitrag zur Engpassbehebung leisten kann, im Vorfeld so zu vermarkten oder einzusetzen, dass das Engpassvolumen zunimmt und der Netzbetreiber häufiger und/oder umfangreicher Engpassmanagementmaßnahmen anweisen muss.

Voraussetzungen

Eine Grundvoraussetzung, die erfüllt sein muss, damit diese Strategie von Flexibilitätsanbietern zum eigenen Vorteil genutzt werden kann, betrifft die Vergütungsmodalitäten beim Engpassmanagement: Die Vergütungen müssen so bemessen sein, dass sie Gewinne für die Flexibilitätsanbieter ermöglichen. Eine reine Erstattung der mit dem Flexibilitätseinsatz verbundenen Kosten würde keinen Anreiz dazu schaffen, das Engpassvolumen durch gezielte Verhaltensanpassungen zu erhöhen. Um einen solchen Anreiz zu schaffen, muss der Flexibilitätseinsatz zwar nicht zwingend in jedem Einzelfall, wohl aber im Durchschnitt mit Gewinnchancen verbunden sein. Bei marktlicher Organisation ist diese Voraussetzung erfüllt.

Eine weitere wesentliche Voraussetzung ist die *Antizipierbarkeit* von Engpässen. Im Allgemeinen ist nämlich davon auszugehen, dass der „aktive“ Teil der Strategie, also im obigen Beispiel die Vermarktung einer Erzeugungsanlage zum erwarteten lokalen Preis, beim Flexibilitätsanbieter im Vergleich zu der Situation ohne strategisches Verhalten Flexibilitätskosten bzw. suboptimale Vermarktungsergebnisse auslöst. Die Strategie ist daher nur dann vorteilhaft, wenn die Flexibilität im „passiven“ Teil der Strategie – also beim Engpassmanagement durch den Netzbetreiber – mit ausreichender Verlässlichkeit in Anspruch genommen wird. Daher kommt die Strategie insbesondere bei strukturellen Engpässen in Frage, die in Abhängigkeit von vorhersehbaren Randbedingungen mehr oder weniger systematisch auftreten.

Aufgrund dieses Zusammenhangs wird die Gaming-Strategie mitunter als riskantes Glücksspiel (welches eher mit „Gambling“ zu übersetzen wäre) und daher als kaum praxisrelevant angesehen. Diese Sichtweise verkennt jedoch, dass Flexibilitätsanbieter hiermit bei strukturellen Engpässen sehr wohl erhebliche Ertragsvorteile mit überschaubarem Risiko realisieren können. Um solche Engpässe zu antizipieren, müssen Flexibilitätsanbieter keineswegs umfassende Analysen auf Basis von Netzzustandsdaten durchführen. Es reicht vielmehr aus, zu beobachten, bei welchen Erwartungswerten der relevanten Einflussfaktoren (etwa hinsichtlich des Lastniveaus oder der EE-Einspeisung) an welcher Stelle und in welchem Umfang ihre eigenen Flexibilitäten für die Engpassbehebung eingesetzt werden. Ein solcher Lernprozess auf Basis von Korrelationen zwischen Marktergebnissen und prognostizierbaren äußeren Einflüssen ist für Marktteilnehmer nicht ungewöhnlich. Es ist auch nicht erforderlich, dass Anbieter den lokalen Preis im Engpassfall perfekt antizipieren können. Ein großer Teil der Ertragschancen dieser Strategie lässt sich auch bei unsicherer Vorhersage der lokalen Preise realisieren, denn ein vollständiger Wegfall der Erträge droht im Einzelfall nur dann, wenn ein antizipierter Engpass *gar nicht* auftritt.

Des Weiteren wird oft vermutet, dass die Anwendung dieser Strategie die Ausübung von *Marktmacht* voraussetzt. Auch diese Vermutung trifft jedoch nicht zu. Es geht bei dieser Strategie nicht darum, das im Engpassfall eintretende lokale Preisniveau über das Niveau hinauszutreiben, das sich bei effizientem Wettbewerb einstellt. Vielmehr geht es darum, das (effiziente) lokale Preisniveau und v. a. dessen Differenz zum globalen Preisniveau zur Optimierung der eigenen Position gewinnbringend auszunutzen. Die Gaming-Strategie ist daher voraussichtlich nicht rechtswidrig und somit auch nicht kartellrechtlich sanktionierbar. Das Auftreten von Marktmacht, durch deren Ausübung Marktteilnehmer das lokale Preisniveau weiter zu ihren Gunsten beeinflussen können, wäre vielmehr als *zusätzliche* Problematik einzustufen, die aber wettbewerbsrechtlich untersagt ist und daher von den Kartellbehörden verfolgt und sanktioniert werden kann. Sie ist aber *keine* Voraussetzung für die Ausübung strategischen Bietverhaltens, ebenso wenig wie das Vorherrschen idealer Marktbedingungen. Wesentlich ist hingegen, wie oben erläutert, dass Flexibilitätsanbieter hierfür in der Lage sein müssen, Engpässe und die sich einstellenden lokalen Preisniveaus näherungsweise zu antizipieren.

Auswirkungen

In aktuell laufenden Untersuchungen zu Auswirkungen unterschiedlicher Beschaffungsformen für das Engpassmanagement wurde aufgezeigt, dass die Gaming-Problematik erhebliche Auswirkungen haben kann, wenn Flexibilitätsanbieter diese Strategie systematisch nutzen (Hirth et al. 2019; Tersteegen und Maurer 2019). Diese Auswirkungen äußern sich nicht unmittelbar in Einbußen bei der (statischen) Effizienz des Strommarkts und des Engpassmanagements; vielmehr stellt sich in der Situation mit Gaming letztlich der gleiche Einsatz der flexiblen Ressourcen ein wie ohne Gaming. Das Gaming führt jedoch zu einer erheblichen Ausweitung des Engpassvolumens und hierdurch zu erheblichen Rentenverschiebungen hin zu den Flexibilitätsanbietern, die für das Engpassmanagement eingesetzt werden und hiervon profitieren. Dies geht zu Lasten der Verbraucher, die die Engpasskosten über die Netzentgelte tragen.

Bei dynamischer Betrachtung ergeben sich aber sehr wohl auch nachteilige Auswirkungen auf die Markteffizienz. Durch das Auftreten von Gaming wird der Marktpreis am Strommarkt – potenziell stark – verzerrt, so dass er systematisch von den marginalen Erzeugungskosten abweicht. Diese Verzerrung wirkt sich auch auf andere Märkte wie z. B. Stromterminmärkte aus, die auf dem Spotmarktpreis aufbauen. Durch diese Auswirkungen werden Investitionsentscheidungen der Marktakteure und somit die dynamische Effizienz des Strommarkts beeinträchtigt.

Veranschaulichung am Beispiel erzeugungsseitiger Flexibilität

Die Wirkungsweise und betriebswirtschaftliche Logik der Gaming-Strategie werden nachfolgend zunächst am Beispiel erzeugungsseitiger Flexibilität und deren Einsatz zur Behebung eines Nord-Süd-Engpasses im Übertragungsnetz veranschaulicht. Es wird angenommen, dass Flexibilität für das Engpassmanagement auf kurzfristigen lokalen Märkten – hier also jeweils einem lokalen Markt im Norden und Süden der Gebotszone – beschafft wird. Bild 7.2 zeigt in schematischer Form Gebotskurven (Merit Orders), die sich auf dem zonalen sowie den beiden lokalen Märkten ergeben könnten, und zwar für eine Situation ohne Gaming (oben im Bild) und eine Situation, bei der ein Anbieter im Süden die Gaming-Strategie anwendet (unten im Bild).

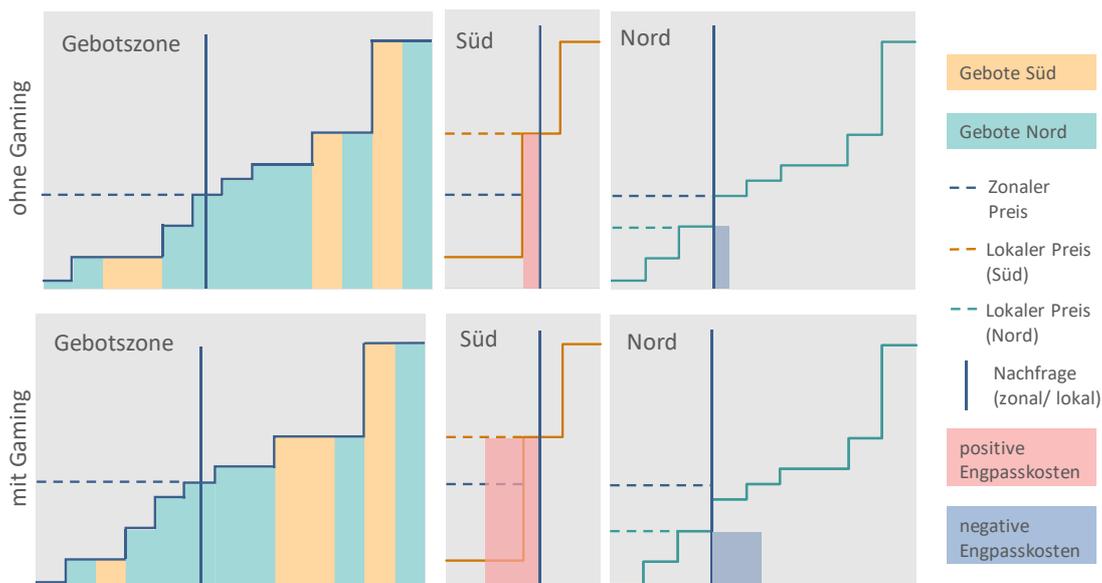


Bild 7.2 Veranschaulichung der Gaming-Problematik für erzeugungsseitige Flexibilität: Auswirkungen auf zonale/lokale Merit Orders im Fall eines Nord-Süd-Engpasses

Im oberen Teil des Bildes ist ersichtlich, dass der Kraftwerkseinsatz, der sich am zonalen Markt ergibt, netzseitig nicht umsetzbar ist: Die Residualnachfrage im Süden ist nach voller Ausschöpfung der vorhandenen Transportkapazität höher als der aus dem zonalen Markt resultierende Kraftwerkseinsatz im Süden. Daher muss der Netzbetreiber über den dortigen lokalen Markt eine Erhöhung der Einspeisung durch die nächstteure Erzeugungseinheit im Süden anweisen. Im Gegenzug realisiert er eine gleich starke Absenkung der Einspeisung im Norden über den dortigen lokalen Markt. Die lokalen Preise, die sich hierdurch einstellen, liegen im Süden über und im Norden unter dem Preis im zonalen Markt. Die Engpasskosten, die der Netzbetreiber im Saldo aufbringen muss, ergeben sich aus der Differenz der Auszahlung im Süden (rote Fläche) und der Einnahme im Norden (blaue Fläche) für die angewiesenen Änderungen der Einspeisung.

Für die im unteren Teil dargestellte Situation mit Gaming wird nun angenommen, dass der Betreiber einer der (preisgünstigen) Erzeugungsanlagen im Süden bereits im *zonalen* Markt mit dem Preis bietet, der sich in der Situation ohne Gaming auf dem dortigen *lokalen* Markt einstellen würde. Es wird somit unterstellt, dass der Erzeuger in der Lage ist, den Engpass und den sich einstellenden lokalen Preis (näherungsweise) zu antizipieren. Hierdurch ändert sich die Merit Order im zonalen Markt, und es kommt dort zu einem veränderten Kraftwerkseinsatz (mit einer noch geringeren Einspeisung im Süden) und einem höheren Preis. Infolge der Verlagerung von Einspeisung in den Norden im Gleichgewichtspunkt des zonalen Marktes muss der Netzbetreiber in dieser Situation eine deutlich größere Anhebung der Einspeisung im Süden und Absenkung im Norden über die lokalen Märkte realisieren. Dabei stellen sich die gleichen lokalen Preise ein wie in der Situation ohne Gaming, so dass sich im Endeffekt auch der gleiche Kraftwerkseinsatz ergibt. Der Netzbetreiber muss zu diesen Preisen jedoch deutlich größere Flexibilitätseinsätze anweisen, so dass seine Engpasskosten im Saldo deutlich zunehmen. Der Erzeugungsanlagenbetreiber, der die Gaming-Strategie verfolgt, profitiert dadurch, dass er seine Erzeugungsleistung nicht mehr zum niedrigeren zonalen Preis, sondern zum höheren lokalen Preis vermarkten kann. Der Einsatz seiner Anlage ändert sich hierdurch nicht. (Wohlgemerkt bietet der Anlagenbetreiber im lokalen Markt aber auf dem Niveau seiner Grenzkosten, um auch dann optimal zu profitieren, wenn der lokale Preis unter dem von ihm antizipierten Niveau liegt.)

Veranschaulichung am Beispiel verbrauchsseitiger Flexibilität

Die Wirkungsweise der Gaming-Strategie lässt sich auch an einem Beispiel veranschaulichen, bei dem verbrauchsseitige Flexibilität genutzt wird, um den erforderlichen Umfang an Einspeisemanagement zu reduzieren. Hierzu wird eine Situation betrachtet, in der ein Umspannwerk zeitweise durch Rückspeisung des Stroms aus EE-Anlagen in die überlagerte Netzebene überlastet ist (Bild 7.3). Der Engpass kann beseitigt werden, indem im betroffenen Netzgebiet entweder EE-Anlagen abgeregelt werden oder der Verbrauch angehoben wird. Hierzu steht ein industrieller Verbraucher zur Verfügung, der seinen Verbrauch in einem bestimmten, hier durch die grüne Fläche dargestellten Bereich variieren kann.

In der Ausgangssituation (oben im Bild) wird angenommen, dass der Verbraucher innerhalb dieses flexiblen Bereichs einen zeitlich konstanten Verbrauch aufweist, der seinem Durchschnittsbedarf entspricht. Dargestellt ist hier in schematischer Weise der zeitliche Verlauf der Bezugsleistung des Verbrauchers. Der Verbraucher kann dem Netzbetreiber nun anbieten, in dem Zeitraum, in dem der Engpass vorherrscht (T_{Engpass}), seinen Verbrauch zu erhöhen. Wenn er hierfür auf einem lokalen Flexibilitätsmarkt einen Preis anbietet, der für den Netzbetreiber günstiger ist als das Einspeisemanagement, nimmt der Netzbetreiber diese Flexibilität in Anspruch. Im Anschluss an den Flexibilitätseinsatz passt der Verbraucher möglicherweise seine Bezugsleistung

vorübergehend nach unten an, um einen Nachholeffekt abzudecken; dies hat für diese Betrachtung aber keine relevanten Auswirkungen.

In der unten im Bild dargestellten Situation mit Gaming wird angenommen, dass der Verbraucher erkannt hat, in welchen Situationen seine Fähigkeit, die Bezugsleistung zu erhöhen, für das Engpassmanagement eingesetzt wird. Unter der Annahme, dass er diese Situationen näherungsweise antizipieren kann, kann er sein „normales“ Verbrauchsverhalten (links unten) nun in einer Weise anpassen, die zu einer Verschärfung des Engpasses in den kritischen Zeiträumen führt. Wenn der Verbraucher in dieser Situation seine Flexibilität zu einem unveränderten Preis anbietet, wird der Netzbetreiber diese weiterhin zur Engpassbeseitigung in Anspruch nehmen, allerdings in größerem Umfang als in der Situation ohne Gaming. Auch hier führt die Gaming-Strategie zwar nicht zu Änderungen der lokalen Preise und des letztendlichen Ressourceneinsatzes, aber zu einer Erhöhung des Engpassvolumens und der Engpasskosten zugunsten des Verbrauchers, der diese Strategie verfolgt.

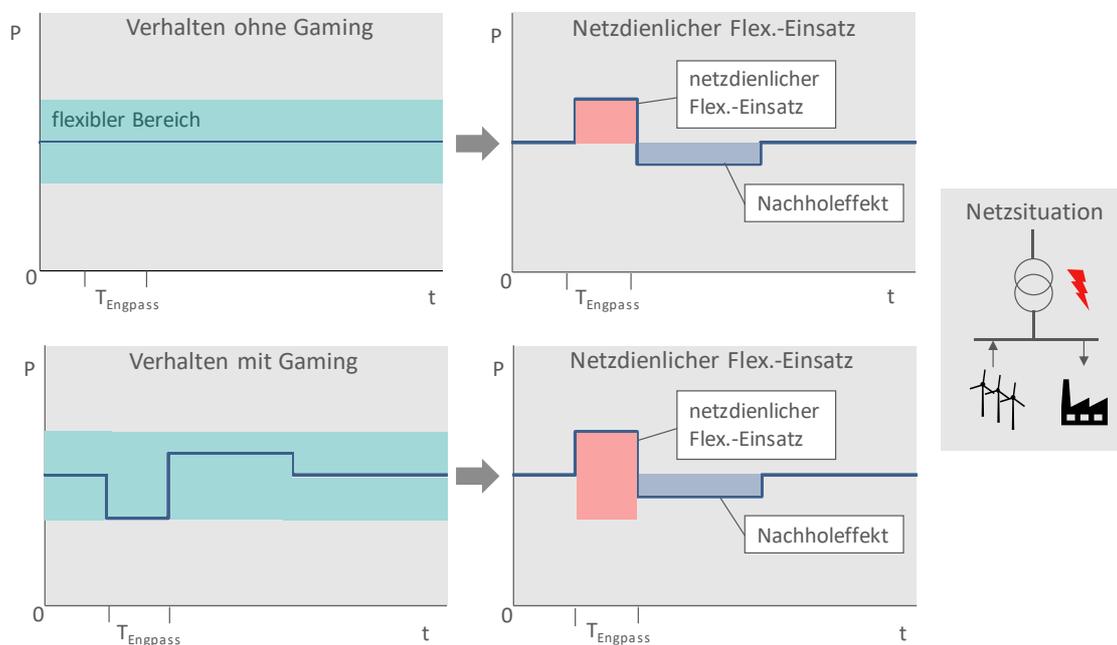


Bild 7.3 Veranschaulichung der Gaming-Problematik für verbrauchsseitige Flexibilität: Flexibilitätseinsatz zur Reduzierung des Einspeisemanagements im Fall eines durch Rückspeisungen überlasteten Umspannwerks

Die Ausübung dieser Strategie setzt hier nicht voraus, dass der Verbraucher *Fahrpläne* für sein verändertes Verhalten abgibt. Es genügt, dass er sein Verhalten *faktisch* anpasst. Der zunehmende Bedarf nach netzdienlichem Flexibilitätseinsatz ergibt sich hierbei ohne weiteres Zutun des Verbrauchers aus der tatsächlichen Netzbelastungssituation.

Soweit Verbraucher aufgrund ihrer Größe verpflichtet sind, Verbrauchsfahrpläne abzugeben, die vom Netzbetreiber auch für die Engpassvorhersage genutzt werden, kann diese Strategie in vielen Fällen voraussichtlich sogar mit noch geringeren Kosten oder Risiken seitens des Verbrauchers ausgeübt werden, weil er dann – weiterhin unter der Prämisse gut antizipierbarer Engpässe – nicht sein tatsächliches Verhalten, sondern nur seine Fahrpläne anpassen muss.

8 Flexibilitätsmodell Zeitvariable Netzentgelte

8.1 Beschreibung

Grundidee

Das Ziel einer möglichen zeitvariablen Gestaltung von Netzentgelten besteht darin, Verbrauchern Anreize zu vermitteln, ihre Flexibilität *selbstständig* in netzdienlicher Weise einzusetzen, und zwar in dem Umfang, in dem dies unter Abwägung der erzielbaren Entgelteinsparungen und der Kosten (einschließlich Opportunitätskosten) ihrer Flexibilität für sie wirtschaftlich vorteilhaft ist. Anders als bei den zuvor diskutierten Flexibilitätsmodellen geht es also *nicht* um die Anweisung konkreter, vom Netzbetreiber bestimmter Flexibilitätseinsätze. Vielmehr sind zeitvariable Entgelte ein auf einen Teil der Strompreise bezogenes Instrument der *Preissteuerung*. Es ist kaum geeignet, eine verbindliche Nachfrage des Netzbetreibers zu bedienen, sondern zielt darauf, ökonomisch effiziente Preissignale zu vermitteln, auf deren Basis Verbraucher selbst entscheiden, inwieweit sie ihre Flexibilität in der angereizten Weise einsetzen.

Daher ist dieses Instrument nicht für die Beschaffung von Maßnahmen für das kurzfristige Engpassmanagement geeignet, bei dem sich Netzbetreiber darauf verlassen können müssen, dass die per Steuerung, Anweisung oder Zuschlag veranlassten Maßnahmen auch umgesetzt werden. Der Anwendungsbereich der Preissteuerung ist dem Engpassmanagement vorgelagert: Ziel ist hierbei, das Profil der Netzauslastung so zu beeinflussen, dass Häufigkeit und Umfang von akuten Netzengpässen und damit Umfang und Kosten von Engpassmanagementmaßnahmen abnehmen, evtl. sogar verbunden mit einer Dämpfung des Netzausbaubedarfs.

Die Wirkungsweise dieses Steuerungsansatzes ist eher auf eine mittel- bis langfristige Perspektive angelegt, da die Verbraucher hier selbst zum Entscheidungsträger werden und ihre Verhaltensweisen und Entscheidungsprozesse entsprechend anpassen müssen. Daraus folgt nicht, dass auch die Stärke und der zeitliche Verlauf der Preissignale mittel- bis langfristig konstant bleiben müssen, wie dies bei den traditionellen Hoch-/Niedrigtarifangeboten der Fall war. Vielmehr kann die Anpassung der Verhaltensweisen auch einschließen, dass sich Verbraucher an die Veränderlichkeit der Preissignale gewöhnen. Wenn dies in einer für Verbraucher nachvollziehbaren Korrelation mit äußeren Einflussfaktoren wie z. B. den Witterungsbedingungen geschieht, werden diese Änderungen näherungsweise vorhersehbar. Die Preissignale können dann – ähnlich wie beispielsweise Verkehrsstauprognosen – umso stärkere Verhaltensanreize entfalten, vorausgesetzt, dass Verbraucher grundsätzlich in der Lage sind, auf kurzfristige, z. B. nur wenige Tage vorausschauende Prognosen dieser Einflussfaktoren zu reagieren. Bei einer aus Sicht der Verbraucher erratischen Entwicklung der Preissignale dürfte sich hingegen nur eine geringe Bereitschaft einstellen, hierauf zu reagieren.

Akteure

Die Anwendung dieses Flexibilitätsmodells ist auf die Netznutzertypen begrenzt, die entnahmeabhängige Netzentgelte zahlen. Dies sind heute die Letztverbraucher (einschließlich Sektor-kopplungsanlagen) und grundsätzlich auch Speicherbetreiber, wobei für diese ein komplexes Geflecht von Sonderregelungen besteht. Der Zusatz „entnahmeabhängig“ ist wichtig, weil Entgeltkomponenten, die nicht vom Umfang und zeitlichen Verlauf der Stromentnahme abhängen, naturgemäß kein zeitvariables Preissignal entfalten können. Heute ist aber der weitaus größte Teil der Entgeltkomponenten entnahmeabhängig (Leistungs- und Arbeitspreise). *Nicht* von der Entnahme abhängig ist nur der Grundpreis für Kleinverbraucher und – sofern als Teil der Netzentgeltsystematik angesehen – der Baukostenzuschuss.

Eine weitere Einschränkung des Adressatenkreises zeitvariabler Netzentgelte ergibt sich daraus, dass die Stromentnahme der adressierten Verbraucher viertelstündlich gemessen werden muss, also mittels RLM-Zähler oder Smart Meter. Andernfalls ließe sich eine mögliche Reaktion auf das zeitliche Preissignal gar nicht messtechnisch feststellen. Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass Verbraucher den Wirkungen des Preissignals auch tatsächlich ausgesetzt sind. Ob dies der Fall ist, hängt von den tariflichen Vereinbarungen mit ihren Lieferanten ab. Wenn Lieferanten die Zahlung der Netzentgelte übernehmen und deren zeitliche Variabilität *nicht* über die Strompreise an die Verbraucher weiterreichen, erreicht das Preissignal die Verbraucher nicht. Entscheidend für die Wirksamkeit des Modells ist daher, dass Verbraucher die Netzentgelte letztlich in tatsächlich anfallender Höhe selbst zahlen, unabhängig davon, ob sie ihnen direkt vom Netzbetreiber oder indirekt über die Stromrechnung ihres Lieferanten in Rechnung gestellt werden.

Aufgrund dieser Voraussetzungen dürfte die Anwendung dieses Modells kurzfristig vornehmlich für gewerbliche und industrielle Verbraucher in Betracht kommen, und dies auch nur insoweit, wie diese den Wirkungen einer zeitvariablen Gestaltung der Entgelte ausgesetzt sind. Zukünftig ist aber im Zuge des Smart-Meter-Rollouts vorstellbar, dass auch Haushaltskunden mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen (und ggf. Speichern) Tarife wählen können, mit denen etwaige zeitvariable Netzpreissignale an die Verbraucher durchgereicht werden.

Dieses Flexibilitätsmodell kann – abgesehen von den zuvor diskutierten Grenzen der „Erreichbarkeit“ von Verbrauchern insbesondere im Niederspannungsnetz – grundsätzlich für alle Netzebenen angewandt werden. Diesbezüglich ist generell danach zu unterscheiden, auf welchen Ebenen die zeitvariablen Entgelte erhoben werden und auf welche Ebene(n) sich ihre belastungsreduzierende Wirkung erstrecken soll. Abhängig insbesondere von der letztgenannten Frage kann es zur sachgerechten Parametrierung erforderlich sein, auch eine Ortsabhängigkeit der Entgelte vorzusehen. Diese Fragen werden weiter unten im Abschnitt „Wesentliche Gestaltungsaspekte“ ausführlicher diskutiert.

Kontrahierung und Einsatz

Dieses Modell adressiert grundsätzlich alle Letztverbraucher in den betroffenen Gebieten und Netzebenen. Es erfordert daher keine Kontrahierung zwischen Flexibilitätsanbietern und Netzbetreibern etwa im Sinne einer Teilnahmeentscheidung, außer wenn es in Form einer Sonderregelung wie etwa § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV umgesetzt ist, die nur bestimmten Verbrauchern zugänglich ist und eine entsprechende Qualifizierung erfordert.

Ob Verbraucher auf das Preissignal, dem sie durch dieses Modell ausgesetzt werden, reagieren, liegt allein in ihrem Ermessen. Die Einsatzverantwortung für die Flexibilität liegt hier somit bei den Flexibilitätsanbietern, anders als bei den Modellen zur Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen.

Vergütung und Kostenbehandlung

Der (freiwillige) netzdienliche Einsatz von verbrauchsseitiger Flexibilität wird bei diesem Modell durch die Einsparungen an Netzentgelten vergütet, die ein Verbraucher durch Verhaltensanpassungen in Reaktion auf das zeitvariable Preissignal realisieren kann. Solche Einsparungen ergeben sich beispielsweise, wenn ein Verbraucher Strombezüge aus Zeiträumen mit hohem in Zeiträume mit niedrigem Entgeltniveau verlagert.

Die so gewährten Vergütungen werden durch Umverteilung der Netzentgelte refinanziert und somit unter den Verbrauchern in den betroffenen Gebieten sozialisiert, ähnlich wie bei Modellen nach § 14a EnWG. Bei den Netzbetreibern entstehen durch diese Vergütungen keine Kosten

der Flexibilitätsbeschaffung, so dass sich die Frage nach der anreizregulatorischen Kostenbehandlung hier nicht stellt.

Umsetzungsaspekte

Wie bereits erörtert, ist bei einer Umsetzung dieses Modells zu beachten, dass es seine beabsichtigte Wirkung nur bei Verbrauchern mit viertelstündlicher Verbrauchszählung und nur unter der Prämisse entfalten kann, dass das Preissignal an die Verbraucher „durchgereicht“ wird.

Anforderungen hinsichtlich einer Erbringungskontrolle und eines bilanziellen Ausgleichs sind mit diesem Modell nicht verbunden, da keine konkreten Verhaltensänderungen angewiesen werden und keine Verpflichtung des Flexibilitätsanbieters zu bestimmten Handlungen entsteht. Es bleibt Verbrauchern und Lieferanten vorbehalten, untereinander bei Bedarf Vereinbarungen bezüglich möglicher Auswirkungen auf die Bilanzkreisbewirtschaftung zu treffen.

Wesentliche Gestaltungsaspekte

Das Konzept der zeitvariablen Netzentgelte lässt sich in vielfältigen Formen ausgestalten, die sich hinsichtlich Wirkungsreichweite, Anreizstärke und Komplexität erheblich voneinander unterscheiden. Eine spezielle Ausgestaltungform ist mit den Regelungen zur atypischen Netznutzung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV bereits heute in der Entgeltsystematik verankert.

Die Bewertung konkreter Modellvorschläge hängt daher in vielen Punkten von den jeweils vorgeschlagenen Gestaltungsoptionen ab. Die folgenden Gestaltungsaspekte erscheinen dabei besonders relevant:

- Die zeitvariable Gestaltung kann sich auf unterschiedliche **Entgeltkomponenten** beziehen:
 - Bei **Arbeitspreisen** kann sie z. B. durch Unterscheidung von zwei oder mehr Zeitfenstern mit unterschiedlich hohen Preisniveaus realisiert werden. Hierbei wird – insbesondere mit Blick auf Vorschläge, die Arbeitspreise zugunsten fixerer Entgeltkomponenten abzusenken – mitunter argumentiert, der Spielraum für Preisdifferenzen sei durch die absolute Höhe der Arbeitspreise begrenzt und daher voraussichtlich zu gering. Dies trifft jedoch allenfalls für bestimmte Verbrauchergruppen und dort auch nur dann zu, wenn (zeitweise) negative Entgeltkomponenten ausgeschlossen werden. Der Blick ins Ausland zeigt, dass negative Entgeltkomponenten verschiedentlich durchaus zur Anwendung kommen, insbesondere wenn großes Gewicht auf die Anreizwirkung der Netzentgelte gelegt wird. Auch das Argument, ein mögliches zeitvariables Preissignal werde durch die verschiedenen arbeitsbezogenen Umlagen und Abgaben geschwächt, ist nicht stichhaltig. Für die Anreizwirkung eines solchen Preissignals im Hinblick auf den zeitlichen Verlauf der Stromentnahme ist nämlich nicht das absolute Niveau der Summe aller Strompreisbestandteile entscheidend, sondern die Preisdifferenz zwischen unterschiedlichen Zeitpunkten. (Für andere Entscheidungen wie z. B. die Abwägung zwischen strombetriebenen und nicht strombetriebenen Verbrauchseinrichtungen ist die absolute Höhe der Strompreise aber sehr wohl von Bedeutung; siehe hierzu Abschnitt 10.1.)
 - Bei **Leistungspreisen** ist vorstellbar, zeitvariable Gewichtungsfaktoren einzuführen, mit denen die momentane Bezugsleistung gewichtet wird, bevor die abrechnungsrelevante jährliche Höchstleistung eines Verbrauchers bestimmt wird. Denkbar ist aber auch eine Orientierung am tatsächlichen Beitrag eines Verbrauchers an der Netzhöchstlast, sei es auf Basis festgelegter Zeitfenster oder sogar – wie beim britischen ÜNB – auf Basis ex post ermittelter tatsächlicher Höchstlastperioden. Die letztgenannte Gestaltung

erschwert allerdings die Vorhersehbarkeit der Netzentgelte aus Verbrauchersicht und hat in Großbritannien dazu geführt, dass vielfach Dienstleister in Anspruch genommen werden, die die voraussichtlichen Höchstlastperioden für ihre Kunden prognostizieren.

- Hinsichtlich der **Granularität der Preisstufen** reicht das mögliche Spektrum von zwei Preisstufen (bzw. bei Leistungspreisen zwei Gewichtungsfaktoren), deren Höhe für längere Zeit festgelegt wird, bis hin zu im Prinzip kontinuierlich abgestuften Preisen.
- Die Zielgenauigkeit zeitvariabler Entgelte hängt stark von den **Fristen der Preisfestsetzung** ab. Wenn im Wesentlichen verbrauchsbedingte Fluktuationen der Netzbelastung abgebildet werden sollen, können längerfristige Festlegungen der „Preisfahrpläne“ akzeptabel sein, wohingegen EE-bedingte Belastungsschwankungen nur durch Anpassungen mit einem Vorlauf von höchstens einigen Tagen angemessen abgebildet werden können. Bei kurzfristigen Anpassungen wird auch von einer Dynamisierung der Entgelte gesprochen. Hinsichtlich der Fristen der Dynamisierung ergibt sich ein Abwägungsbedarf zwischen der Zielgenauigkeit des Modells und der Reaktionsfähigkeit der Verbraucher auf das Preissignal.
- Bei der Ausgestaltung ist zu entscheiden, auf welche **Netzebenen** und evtl. sogar welche **Netzabschnitte/Betriebsmittel** sich die belastungsreduzierende Wirkung der Entgelte beziehen soll. (Mit „belastungsreduzierend“ ist hier eine Reduzierung von Spitzenbelastungen gemeint, die in der Regel mit einer Vergleichmäßigung der Auslastung einhergeht.) Die Zeitabhängigkeit der Entgelte kann z. B. so parametrisiert werden, dass sie nur die Belastung eines bestimmten Abschnitts einer einzelnen Netzebene wie etwa der Nord-Süd-Leitungen im Übertragungsnetz reflektiert. Denkbar – wenn auch deutlich komplexer – ist aber auch eine Überlagerung mehrerer Komponenten, die die Belastungssituationen in mehreren Netzebenen abbilden. Es ist zu beachten, dass zeitvariable Entgelte, die auf die Entlastung bestimmter Engpassstellen im Netz abstellen, im Allgemeinen auch *ortsabhängig* sein müssen.
- Neben der Frage, auf welche Stellen im Netz sich die belastungsreduzierende Wirkung der Entgelte beziehen soll, ist die Frage zu beantworten, welche **Netznutzer** mit dem Preissignal konfrontiert werden sollen. Hierbei kommen auch Netznutzer in anderen als den für die Belastungsreduzierung fokussierten Netzebenen in Betracht. Beispielsweise kann ein zeitvariables Entgelt, das sich auf die Belastung der Nord-Süd-Transportkapazität im Übertragungsnetz bezieht, in *allen* Netzebenen erhoben werden, da es für die angestrebte Wirkung unerheblich ist, an welche Netzebene ein Verbraucher angeschlossen ist. Der Kreis der sinnvoll adressierbaren Verbraucher wird jedoch prinzipiell durch die bereits diskutierten Voraussetzungen bzgl. Zählung und Strompreisgestaltung eingeschränkt.

Charakterisierung gemäß Kategorisierungssystematik

Regelungsbereich	Ausprägungsoptionen					
Flexibilitätsnutzer	ÜNB	VNB-HS	VNB-MS	VNB-NS		
Flexibilitätsanbieter	konv. Erzeuger ÜN	konv. Erzeuger VN	EE-Erzeuger	Verbraucher (+Speicher)	(reine) Speicher	Power-to-X Anlagen
Nutzungszweck	Engpassmanagement	Auslastungsvergleichmäßigung				
Einsatzverantwortlicher	Netzbetreiber	Flexibilitätsanbieter				
Rechtsgrundlage für Einsatz	reguliertes Recht	bilateral verhandeltes Recht	marktbasiert erteiltes Recht	anreizbasiert erteiltes Recht	freiwilliger Einsatz	
Konfliktlösung unter NB	exklusives Nutzungsrecht	Priorität für Anschluss-NB	Priorität für überlagerte NB	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig
Konfliktlösung mit Markt	Prioritätsregeln	marktbasierte Zuordnung	verhandelte Zuordnung	nicht notwendig		
Vergütung ggü. Anbietern	keine	reguliert	bilateral verhandelt	marktbasiert	über Netzentgelte	
Kostenbehandlung bei NB	keine Kosten	beeinflussbare Kosten	volatile Kosten	dauerh. nicht-beef. Kosten	Umverteilung Netzentgelte	Umlage
Bilanzielle Behandlung	kein Ausgleichsbedarf	ohne bilanziellen Ausgleich	mit bilanziellem Ausgleich			

Bild 8.1 Charakterisierung des Flexibilitätsmodells Zeitvariable Netzentgelte (rote Schrift: Besonderheiten gegenüber anderen Modellen)

8.2 Bewertung von Kompatibilitätsfragen

Kompatibilität mit EU-Vorgaben

Hinsichtlich der EU-rechtlichen Anforderungen an die Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen sind bei diesem Flexibilitätsmodell keine Kompatibilitätsprobleme zu erwarten, da es nicht der Beschaffung konkreter Maßnahmen dient. Die Schaffung von Preissignalen, mit denen eigenständige Verhaltensanpassungen angereizt werden, dürfte vielmehr als gut vereinbar mit den Prinzipien einer marktorientierten Flexibilitätsnutzung angesehen werden.

Kompatibilität mit Strommarktdesign

Bezüglich Wechselwirkungen dieses Modells mit dem Strommarktdesign ist zunächst festzustellen, dass es zu einer **Überlagerung von markt- und netzseitigen Preissignalen** führt. Dies ist unter der Prämisse, dass das netzseitige Preissignal ökonomisch effizient parametrisiert ist, nicht zu beanstanden. Die Überlagerung von Preissignalen hat dann eine ähnliche Wirkung wie die Überlagerung von Preisen mehrerer Wertschöpfungsstufen in anderen Wirtschaftssektoren.

Die Prämisse einer effizienten Parametrierung ist allerdings herausfordernd. Sie ist erfüllt, wenn die Preise – d. h. hier die zeitlichen Änderungen der Entgelte – die mit Nutzungsentscheidungen der Verbraucher verbundenen Kostenwirkungen im Netz reflektieren. Diese Zielsetzung der Kostenreflexivität ist bei Netzentgelten prinzipiell nur näherungsweise erfüllbar, u. a. weil Netzkosten nicht eindeutig einzelnen Nutzungsentscheidungen zuordenbar und größtenteils kurzfristig fix sind. Ein gangbarer Ansatz kann darin bestehen, das Preissignal an den durchschnittlichen langfristigen Kostenwirkungen einer Erweiterung der Netzkapazität zu orientieren. Wenn das Preissignal dabei aufgrund von Unsicherheiten bei der Parametrierung „zu schwach“ ausfällt, kann es im Vergleich zu einer Situation ohne netzseitiges Preissignal immer noch als

effizienzverbessernd angesehen werden. Vermieden werden sollten jedoch überhöhte Anreize, da dann ineffizient starke Verhaltensanpassungen der Verbraucher ausgelöst werden können.

Darüber hinaus ist bei zeitvariablen Netzentgelten eine **Anfälligkeit gegenüber strategischem Verhalten** nicht völlig auszuschließen, und zwar unter der Voraussetzung, dass ihre Parametrierung vom kurzfristigen Verhalten der Verbraucher abhängt. Diese Voraussetzung ist erfüllt, wenn bei der Bestimmung des „Preisfahrplans“ kurzfristige Fahrpläne – etwa nach Abschluss des day-ahead-Handels – bzw. kurzfristige Prognosen des Verbrauchsverhaltens berücksichtigt werden. Dann könnten flexible Verbraucher ihre Flexibilität so einsetzen (bzw. einen solchen Einsatz in ihren Fahrplänen angeben), dass die Netzbelastung an den Stellen im Netz, auf die die zeitvariablen Entgelte fokussiert sind, gesteigert wird. In der Folge könnten sich dann stärkere Preissignale ergeben, von denen die flexiblen Verbraucher profitieren könnten. Wenn bei der Preisfestlegung hingegen nur längerfristige Prognosen des Verbrauchsverhaltens – neben kurzfristigen Prognosen der Einspeisung – berücksichtigt werden, dürfte die Entstehung solcher Anreize praktisch auszuschließen sein.

Sicher auszuschließen ist bei diesem Modell eine Anfälligkeit gegenüber **Marktmachtausübung** durch Flexibilitätsanbieter, da hier keine Einsatzentscheidungen durch Netzbetreiber getroffen werden. (Allenfalls könnte hierbei den *Netzbetreibern* eine Marktmarkt zugeschrieben werden, weil sie Preisfahrpläne einseitig festlegen. Tatsächlich kann es geboten erscheinen, zumindest eine Möglichkeit der regulatorischen Aufsicht über die Ausübung der hierbei bestehenden Freiheitsgrade vorzusehen.)

Kritische Auswirkungen auf die **Bilanzkreisbewirtschaftung** der Marktteilnehmer dürften mit diesem Flexibilitätsmodell ebenfalls nicht verbunden sein, da hierbei keine zwingenden Verhaltensänderungen angewiesen werden. Bei offenen Lieferverträgen könnten Lieferanten es für erforderlich halten, mit ihren Bezugskunden Vereinbarungen über die rechtzeitige Mitteilung von beabsichtigten Reaktionen auf netzseitige Preissignale zu treffen. Dies gilt aber gleichermaßen für andere relevante Einflussfaktoren auf das Verbrauchsverhalten (z. B. in industriellen Prozessen) und stellt daher kein prinzipielles Hindernis dar. Zudem steht es Lieferanten frei, das netzseitige Preissignal selbst zu verfolgen und als Einflussfaktor bei ihren Verbrauchsprognosen zu berücksichtigen.

Aus den obigen Überlegungen folgt, dass zeitvariable Netzentgelte funktionell grundsätzlich mit dem Strommarktdesign kompatibel sind. Sie können aber bei nicht sachgerechter Gestaltung Ineffizienzen und/oder Anreize für strategisches Verhalten auslösen. Die Ausgestaltung und Parametrierung sind daher anspruchsvoll, und konkrete Vorschläge sollten auf diese Risiken hin geprüft werden.

8.3 Bewertung von Effizienzfragen

Allokation zwischen Markt und Netz

Bei diesem Flexibilitätsmodell hängt die Effizienz der Allokation von Flexibilität zwischen Markt und Netz nicht davon ab, welche Einsatzentscheidungen Netzbetreiber treffen, sondern davon, ob das mit den zeitvariablen Entgelten vermittelte Preissignal effizient parametrierbar ist. Hierbei ist, wie bereits erörtert, entscheidend, ob das Preissignal die netzseitigen Kostenwirkungen von Nutzungsentscheidungen der Verbraucher mit akzeptabler Genauigkeit abbildet. Wenn diese Prämisse erfüllt ist, führt ein solches Preissignal zur Internalisierung der netzseitigen Kostenwirkungen in die Entscheidungen der Stromverbraucher und somit – bei rationalem Verhalten – zu einer effizienten Allokation der Flexibilität.

Die Anforderungen an die Parametrierung des Preissignals sind dabei allerdings hoch. Es geht hierbei nicht nur um die Frage, ob die Anreizstärke – also z. B. die Differenz zwischen Preisniveaus in Hoch- und Niedriglastzeitfenstern – sachgerecht bemessen ist, sondern auch um den sachgerechten zeitlichen Verlauf des Anreizes – also z. B. die Lage der Zeitfenster. Risiken können hier beispielsweise durch nicht ausreichende Granularität (und damit zu starke „Stufigkeit“) des Preissignals, durch ungenaue Berücksichtigung von Einflussfaktoren oder auch durch Änderungen der Einflussfaktoren im Zeitraum zwischen der Festlegung des Preissignals und dem Erfüllungszeitpunkt bestehen. Letzteres kann z. B. eine Rolle spielen, wenn zeitvariable Netzentgelte am Vortag unter Berücksichtigung von EE-Prognosen festgelegt und bis zum Erfüllungszeitpunkt nicht mehr angepasst werden. Die hierüber angereizten Flexibilitätseinsätze könnten sich dann im Erfüllungszeitpunkt als unnötig oder ggf. sogar als kontraproduktiv erweisen. Wenn die Netzentgelte hingegen sehr kurzfristig an Prognoseabweichungen angepasst werden, um diesem Risiko zu begegnen, könnte dies eine Reaktion der Verbraucher auf die Anpassungen erschweren und evtl. auch insgesamt die Akzeptanz des Instruments beeinträchtigen.

Zeitvariable Netzentgelte dürfen angesichts dieser Parametrierungsrisiken, aber auch aufgrund ihres prinzipiellen Charakters einer Preis- anstelle von Mengensteuerung nicht als ein Instrument verstanden werden, das eine beliebig feine Steuerung der Netzbelastung zulässt. Sie dürften eher für Situationen mit gut vorhersehbaren Netzbelastungen geeignet sein, in denen das Risiko einer kontraproduktiven Anreizsetzung sehr gering ist und daher mit großer Wahrscheinlichkeit eine Verbesserung gegenüber dem Status quo erreicht werden kann.

Auswahl zwischen operativen Lösungsoptionen

Dieses Flexibilitätsmodell dient nicht der kurzfristigen Beschaffung von Engpassmanagementmaßnahmen, sondern der Reduzierung von Spitzenbelastungen engpassbehafteter Netzabschnitte. Es steht daher nicht im direkten Wettbewerb zu operativen Lösungen für das Engpassmanagement. Die Frage, ob es eine effiziente Auswahl zwischen unterschiedlichen operativen Lösungsoptionen fördert, stellt sich dennoch. Wenn nämlich z. B. durch zeitvariable Netzentgelte derart starke Anreize gesetzt würden, dass jeglicher Bedarf nach sonstigen Engpassmanagementmaßnahmen eliminiert würde, so wäre dies höchstwahrscheinlich ineffizient, weil Engpassmanagement als Lösungsoption auch an Stellen „verdrängt“ würde, an denen es nur selten erforderlich wäre und nur geringe Kosten verursachen würde. Zugleich würde aber durch die zeitvariablen Netzentgelte Flexibilität in erheblichem Umfang für netzdienliche Zwecke gebunden.

Insofern ist auch die Frage, ob zeitvariable Netzentgelte zu einer effizienten Auswahl unter den operativen Lösungsoptionen für die Behandlung von Netzengpässen beitragen, unmittelbar mit der Frage verknüpft, ob sie sachgerecht parametrierbar sind. Sofern dies der Fall ist, sind sie in der Lage, einen netzdienlichen Flexibilitätseinsatz in effizientem Umfang anzureizen und einen Teil des Bedarfs nach Engpassmanagementmaßnahmen zu verdrängen.

Abwägung gegenüber Netzausbau

Falls zeitvariable Netzentgelte dazu führen, dass kritische Engpassstellen im Netz entlastet werden, können sie grundsätzlich auch zur Dämpfung des Netzausbaubedarfs beitragen:

- Engpassstellen, an denen infolge der Anwendung zeitvariabler Netzentgelte *gar keine* betrieblichen Engpasssituationen mehr auftreten, müssten dann jedenfalls nicht mehr unverzüglich ausgebaut werden. Eine so weitreichende Wirkung dieses Instruments dürfte im Allgemeinen aber eher unwahrscheinlich sein.

- Bei Engpassstellen, die hierdurch zwar entlastet werden, weiterhin aber betriebliches Engpassmanagement erfordern, könnte sich dann eine dämpfende Wirkung auf den Netzausbaubedarf ergeben, wenn dieser vom Umfang des erforderlichen Engpassmanagements abhängt. Dies ist beispielsweise bei Anwendung der Spitzenkappung der Fall. Sofern es gelingt, durch zeitvariable Netzentgelte einen Teil der betrieblich erforderlichen EE-Abregelungen zu verdrängen, kann auch hier der Ausbaubedarf u. U. zeitlich aufgeschoben werden.

Ob die hierdurch fallweise entstehenden Anreize für eine Abwägung zwischen Netzausbau und Engpassmanagement effizient sind, hängt wiederum davon ab, ob die zeitvariablen Netzentgelte sachgerecht parametrisiert sind. Für die Frage, ob Netzbetreiber sich auf die netzentlastende Wirkung der zeitvariablen Entgelte bereits im Stadium der Netzplanung verlassen können, ist aber die langfristige Stabilität der hiermit vermittelten Anreize viel entscheidender. Ein stabiler Anreiz für Verbraucher, ihr Verhalten dauerhaft durch Reaktion auf das netzseitige Preissignal anzupassen, entsteht v. a. dann, wenn das Preissignal unabhängig vom kurzfristigen betrieblichen Engpassgeschehen aufrecht erhalten wird. Wie bereits erörtert, folgt hieraus nicht, dass das Preissignal selbst über längere Zeit konstant bleiben muss. Es darf durchaus von kurzfristigen Einflussfaktoren wie den Witterungsbedingungen abhängen. Wenn es einen stabilen Anreiz vermitteln soll, dürfte das Preissignal aber nicht ausgesetzt werden, sobald eine Situation ohne akuten Engpass auftritt; es würde dann eher die Wahrscheinlichkeit oder „Nähe“ einer Engpasssituation als deren akutes Auftreten reflektieren. Hier besteht andererseits ein Abwägungserfordernis mit der Effizienz des Preissignals. Je geringer die Wahrscheinlichkeit, dass in einem Netzabschnitt tatsächlich ein akuter Engpass auftritt, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass durch ein hierauf bezogenes Preissignal letztlich unnötige und damit ineffiziente Flexibilitätseinsätze angereizt werden.

Allokation auf Netzebenen

Wie bei der Beschreibung der Gestaltungsoptionen in Abschnitt 8.1 erläutert, können sich zeitvariable Netzentgelte grundsätzlich auf die Belastungssituation in allen Netzebenen beziehen und von Verbrauchern in allen Netzebenen erhoben werden, soweit diese über eine viertelstündliche Verbrauchszählung verfügen und das netzseitige Preissignal zu ihnen durchgereicht wird. Sofern an einem Ort die Belastungssituation von mehr als einer Netzebene adressiert werden soll, ergibt sich für jede dieser Netzebenen eine eigenständige zeitvariable Entgeltkomponente. Für Verbraucher in den unteren Netzebenen addieren sich diese Entgeltkomponenten dann zu einem gesamtheitlichen Preissignal.

Eine solche Überlagerung von Preissignalen-Komponenten kann – bei sachgerechter Parametrierung der einzelnen Komponenten – durchaus effizient sein, auch wenn Verbraucher dem Summen-Preissignal dann nicht mehr entnehmen können, wann auf welcher Netzebene eine hohe Netzbelastung erwartet wird. Das Summen-Preissignal dürfte allerdings im Allgemeinen eine höhere Komplexität aufweisen als die einzelnen Komponenten. Beispielsweise könnten für jede der adressierten Netzebenen eigenständige Hoch- und Niedriglastzeitfenster definiert werden, in denen hohe bzw. niedrige Arbeitspreiskomponenten erhoben werden. In den unteren Netzebenen würde sich durch Überlagerung dieser Zeitfenster dann ein Preisfahrplan mit mehr als zwei Preisstufen ergeben, außer wenn die Zeitfenster für alle adressierten Netzebenen exakt dieselben Start- und Endzeiten aufweisen.

Aufgrund dieser Überlegungen erscheint es zumindest für eine anfängliche Umsetzung dieses Flexibilitätsmodells fraglich, ob tatsächlich die Belastungssituationen mehrerer überlagerter Netzebenen auf praktikable Weise abgebildet werden können, insbesondere wenn sich die Belastungsprofile von Ebene zu Ebene stark unterscheiden. Ein Modell, das (zunächst) nur auf die

Belastung einer Netzebene oder sogar nur eines bestimmten Abschnitts davon fokussiert, dürfte deutlich einfacher umsetzbar sein. Dies hätte zudem den Vorteil, dass die anspruchsvolle Methodik zur Parametrierung des Preissignals auch nur für diese eine Netzebene ausgestaltet werden müsste.

Unabhängig von der Frage, ob sich das netzseitige Preissignal an einem Ort nur auf eine oder auf mehrere Netzebenen bezieht, ist aber zu beachten, dass dieses Flexibilitätsmodell eine Koordination der Entgeltgestaltung über mehrere Netzebenen hinweg erfordert. Wenn beispielsweise eine zeitvariable Entgeltkomponente zur Belastungssteuerung der Nord-Süd-Kapazität im Übertragungsnetz eingeführt würde, müsste diese ortsabhängig gestaltet und auf allen Netzebenen in gleicher Höhe erhoben werden. Dies ist nur unter entsprechender Koordination zwischen den Netzbetreibern oder unter netzübergreifender Vorgabe des Preissignals durch eine zentrale Instanz wie z. B. die Bundesnetzagentur vorstellbar.

Transaktionskosten

Die Einführung zeitvariabler Netzentgelte würde bei Netzbetreibern und Lieferanten zu einem nicht unerheblichen Initialaufwand führen, da alle Prozesse und Systeme für die Preisbekanntgabe, Angebotsstellung, Abrechnung etc. auf die Verarbeitung von Preisfahrplänen anstelle zeitlich konstanter Netzentgelte umgestellt werden müssten. Bei Netzbetreibern würde zudem Einführungs- und laufender Aufwand für die Methoden zur Festlegung der zeitvariablen Entgelte und für die netzebenenübergreifende Koordination der Entgelte (s. oben) anfallen. Je nachdem, welche Netzebenen durch die zeitvariablen Entgelte fokussiert werden sollen und welche zeitliche und örtliche Granularität angestrebt wird, sind Ausgestaltungen denkbar, bei denen dieser Transaktionsaufwand den erwartbaren Nutzen dieses Instruments übersteigen kann. Dieser Aspekt ist daher ein wesentliches Kriterium zur Beurteilung möglicher Gestaltungsformen.

Zusätzliche Transaktionskosten würden auch bei flexiblen Verbrauchern entstehen, soweit diese das netzseitige Preissignal zu ihrem wirtschaftlichen Vorteil nutzen wollen. Diese Verbraucher müssten Prozesse und Systeme zur Beobachtung der zeitvariablen Entgelte und zu deren Berücksichtigung bei Entscheidungen über den Einsatz ihrer Verbrauchseinrichtungen einführen. Für Verbraucher, die nicht interessiert oder nicht in der Lage sind, auf dieses Preissignal zu reagieren, würde hingegen kein zusätzlicher Aufwand anfallen.

Langfristige Effizienzaspekte

Zeitvariable Netzentgelte können bei Verbrauchern Gewinnchancen auslösen, wenn die durch Reaktion auf das Preissignal erzielbaren individuellen Entgelteinsparungen die Kosten des Flexibilitätseinsatzes übertreffen. Daher sind sie grundsätzlich auch in der Lage, Anreize für Investitionen in die Flexibilisierung bestehender oder sogar die Errichtung neuer flexibler Verbrauchseinrichtungen zu vermitteln.

Diese Investitionsanreize können hier auch deutlich stabiler sein als bei Modellen, die eine Vergütung für netzdienliche Flexibilitätseinsätze nur im Rahmen des kurzfristigen Engpassmanagements vorsehen. Der Bedarf nach kurzfristigen Engpassmanagementmaßnahmen kann durch Netzausbau sprunghaft reduziert oder sogar eliminiert werden. Zeitvariable Netzentgelte, die sich eher auf die Wahrscheinlichkeit akuter Engpässe als auf deren tatsächliches Auftreten beziehen, können hingegen länger aufrecht erhalten und weniger volatil gestaltet werden als die Vergütungen für konkrete Engpassmanagementmaßnahmen.

Gleichwohl wird die Nachhaltigkeit von Investitionsanreizen auch bei diesem Modell dadurch begrenzt, dass seine Anwendung nur gerechtfertigt ist, wenn die Wahrscheinlichkeit eines

akuten Engpasses zumindest hoch ist. Ansonsten wäre es nämlich effizienter, Flexibilität nicht netzseitig einzusetzen, sondern vollständig der marktseitigen Nutzung zu überlassen.

8.4 Bewertung von Akzeptanzfragen

Fairness der Kostentragung

Zeitvariable Preise sind Verbrauchern aus anderen Feldern wie z. B. der Telekommunikation bekannt und dürften grundsätzlich als fair empfunden werden. Dies gilt insbesondere, wenn die hierdurch angereizten Verhaltensanpassungen Effizienzverbesserungen im Stromversorgungssystem versprechen. Auch hier ist aber zu beachten, dass die „Belohnungen“, die die flexiblen Verbraucher für ihre Reaktionen auf das netzseitige Preissignal erhalten, durch die nicht-flexiblen Verbraucher aufgebracht werden müssen. Die Akzeptanzfähigkeit des Konzepts dürfte daher an Grenzen stoßen, wenn das Preissignal *offensichtlich* überhöhte Anreize setzt, die als eine ungerechte Privilegierung flexibler Verbraucher empfunden werden können. Dies gilt besonders dann, wenn einzelne Verbrauchergruppen aufgrund ihres Verbrauchsprofils *zufällig* von dem Preissignal profitieren und somit Mitnahmeeffekte erzielen können. Andererseits dürfte es für Verbraucher sehr schwer sein, diese Grenze zu erkennen, ab der Anreize als überhöht anzusehen sind. Darüber hinaus könnte die Akzeptanz bei Verbrauchern dadurch geschwächt werden, dass zeitvariable Netzentgelte im Allgemeinen ortsabhängig gestaltet sein müssten.

Eine Gefährdung der Akzeptanz durch Anfälligkeiten gegenüber strategischem Verhalten oder Marktchtausübung dürfte bei diesem Modell nicht bestehen, sofern es sachgerecht ausgestaltet ist. Hierzu muss insbesondere ausgeschlossen werden, dass Verbraucher durch ihr Verhalten die Stärke des Preissignals zu ihren Gunsten beeinflussen können.

Nachteilig für die Akzeptanz des Modells könnte sich allerdings die hiermit verbundene höhere Komplexität der Netzentgeltsystematik erweisen, die insbesondere bei Netzbetreibern und Lieferanten, aber auch bei auf das Preissignal reagierenden Letztverbrauchern zusätzlichen Transaktionsaufwand verursacht, der je nach Ausgestaltung hoch sein kann.

Beitrag zur Energiewende

Dieses Flexibilitätsmodell zielt auf die Reduzierung der Wahrscheinlichkeit bzw. der Auftrittshäufigkeit und des Umfangs von akuten Netzengpässen und somit auch des Umfangs an erforderlichen Engpassmanagement- und evtl. sogar Netzausbaumaßnahmen. Dies dürfte als relevanter Beitrag zur Umsetzung der Energiewende anerkannt werden und die Akzeptanz des Modells fördern.

Zudem ist dieses das einzige der in dieser Untersuchung betrachteten Flexibilitätsmodelle, das unmittelbare Anreize für freiwillige Verhaltensanpassungen vermittelt. Bei allen anderen – auch den marktlich organisierten – Flexibilitätsmodellen fallen Einsatzentscheidungen letztlich durch die Netzbetreiber, so dass es nicht um Verhaltensanreize, sondern eher um Anreize zur Erteilung von Einsatzrechten geht. Auch dieser Aspekt dürfte für die Akzeptanz nicht unbedeutend sein, da er eine nachvollziehbare Argumentation – insbesondere mit Blick auf Kleinverbraucher – für die Sinnhaftigkeit von Smart Metering und Techniken zur Visualisierung von Stromverbrauch und Preissignalen ermöglicht.

Politischer/rechtlicher Umsetzungsaufwand

Die Umsetzung dieses Modells im energierechtlichen Rahmen dürfte grundsätzlich mit moderatem Aufwand möglich sein, zumal die Regelungen zur atypischen Netznutzung bereits als eine

(sehr spezielle) Ausprägung dieses Modells anzusehen sind und evtl. als Ausgangspunkt für eine Weiterentwicklung dienen können.

Die erwähnten Nachteile hinsichtlich Komplexität und Transaktionskosten und die Risiken einer ineffizienten Allokation von Flexibilität bei nicht sachgerechter Ausgestaltung dürften jedoch zu einer intensiven politischen Debatte über eine mögliche breitere Anwendung dieses Modells führen. In diesem Rahmen dürfte auch eine Abwägung der Nachteile und Risiken mit dem erwarteten Nutzen bezüglich der Erschließung und Bereitstellung von Flexibilität erforderlich sein. Bei dieser Abwägung wäre auch die Frage zu bewerten, inwieweit den Netzbetreibern Ermessensspielräume bei der Anwendung des Modells eingeräumt werden können und zugleich sichergestellt werden kann, dass es angemessen ausgestaltet und parametrierbar wird, und inwieweit hierbei behördliche Aufsichtsmöglichkeiten vorgesehen werden müssten.

8.5 Fazit

Zeitvariable Netzentgelte sind das einzige der hier untersuchten Flexibilitätsmodelle, das einen direkten Verhaltensanreiz an flexible Verbraucher auf Basis eines zeitlich veränderlichen Preissignals setzt. Gegenstand dieses Anreizes sind freiwillige, von Verbrauchern selbst initiierte netzdienliche Flexibilitätseinsätze mit dem Ziel, Spitzenbelastungen hoch belasteter Netzabschnitte oder Netzebenen zu reduzieren und so den Engpassmanagement- und evtl. auch Netzausbaubedarf zu dämpfen. Hiermit kann grundsätzlich auch die Erschließung zusätzlicher Flexibilität bei vormals nicht-flexiblen Verbrauchern angereizt werden. Mit diesem Modell kann grundsätzlich eine effiziente Allokation von Flexibilität zwischen Markt und Netz sowie zwischen den Netzebenen erreicht werden, und zwar ohne explizite Mechanismen zur Konfliktlösung zwischen unterschiedlichen Einsatzzwecken. Das Modell steht auch nicht im direkten Wettbewerb zu anderen operativen Lösungsoptionen. Es wäre aufgrund seines preis- anstatt mengensteuernden Charakters aber auch gar nicht geeignet, um konkrete Engpassmanagementmaßnahmen gezielt anzuweisen, und kann die hierauf bezogenen Konzepte daher nicht ersetzen.

Die potenziellen Effizienzvorteile dieses Modells unterliegen allerdings verschiedenen Einschränkungen. Ein wesentlicher Aspekt sind hierbei die hohen Anforderungen an die sachgerechte Gestaltung und Parametrierung zeitvariabler Netzentgelte. Bei unzureichender Erfüllung dieser Anforderungen drohen Risiken wie z. B. eine übermäßige Bindung von Flexibilität an die Netzsphäre oder sogar fallweise kontraproduktive Flexibilitätseinsätze. Daneben führt das Modell zu erhöhter Komplexität der Netzentgeltsystematik und nicht unerheblichen Transaktionskosten insbesondere bei Netzbetreibern und Lieferanten, in gewissem Umfang aber auch bei den an seiner Nutzung interessierten flexiblen Verbrauchern. Auch eine Anfälligkeit gegenüber strategischem Verhalten der Netznutzer ist unter bestimmten Gestaltungsvoraussetzungen vorstellbar; diese dürfte durch geeignete Gestaltung jedoch auszuschließen sein.

Angesichts dieser Einschränkungen und Risiken hinsichtlich der erreichbaren Effizienzvorteile erscheint es auch bei diesem Flexibilitätsmodell erforderlich, vor einer möglichen Umsetzung den zu erwartenden Nutzen und die nachteiligen Auswirkungen miteinander abzuwägen. Dabei ist zu beachten, dass das Modell in einer großen Vielfalt von Varianten ausgestaltet werden kann. Es kann erwogen werden, zunächst eine relativ einfache Gestaltung mit geringer Granularität und Fokussierung auf wenige ausgeprägte strukturelle Engpässe in Betracht zu ziehen, die zu einem späteren Zeitpunkt ggf. weiter ausdifferenziert werden kann. Ein Ausgangspunkt für die Umsetzung könnte sich evtl. aus den Regelungen zur atypischen Netznutzung ergeben.

8.6 Ausprägungsvorschläge

8.6.1 Vorschlag in BMWi-Studie von Consentec/Fraunhofer ISI

Beschreibung

Die Untersuchung von Consentec und Fraunhofer ISI zu Weiterentwicklungsoptionen der Netzentgeltsystematik im Auftrag des BMWi (Consentec und Fraunhofer ISI 2018) befasst sich in einem Abschnitt des Hauptteils in generischer Form mit Ausgestaltungsmöglichkeiten und Wirkungen zeitvariabler Netzentgelte. Ein konkreter Ausgestaltungsvorschlag findet sich im Anhang der Studie. Er wird dort als ein Beispiel für eine voraussichtlich vergleichsweise einfach umsetzbare Gestaltungsvariante mit überschaubarer Komplexität betrachtet:

- Der Vorschlag besteht im Kern darin, Verbraucher in *allen* Netzebenen mit einem arbeitsbezogenen Preissignal zu konfrontieren, das sich *ausschließlich* auf die Auslastung der Nord-Süd-Transportkapazität im Übertragungsnetz bezieht. Ziel ist die Reduktion des Engpassmanagementbedarfs und langfristig ggf. des Netzausbaubedarfs in diesem Netzabschnitt.
- Zur Ausgestaltung dieses Preissignals sieht der Vorschlag vor, dass der Arbeitspreis der Netzentgelte in Zeitfenstern mit hoher Belastung dieses Netzabschnitts ortsabhängig erhöht bzw. abgesenkt wird. Die Höhe des Zu- bzw. Abschlags soll sich danach richten, wie stark und in welcher Richtung sich Stromentnahmen an einem bestimmten Ort auf die Belastung dieses Netzabschnitts auswirken. Als mögliche Granularität für die örtliche Differenzierung sieht der Vorschlag eine Einteilung in Landkreise analog zur Gestaltung der „Verteilernetzkomponente“ nach § 10 GemAV vor. Bei dieser Ausgestaltung würde sich z. B. in Zeitpunkten mit hoher Auslastung des Übertragungsnetzes in Nord-Süd-Richtung ein Preiszuschlag in süddeutschen und ein Preisabschlag in norddeutschen Landkreisen ergeben.
- Die Festlegung der zeitlichen Lage der Hochlastzeitfenster könnte gemäß dem Vorschlag täglich für den Folgetag erfolgen, und zwar rechtzeitig vor Handelsschluss des day-ahead-Spotmarkts. (Alternativ könnten längerfristig *mögliche* Hochlastzeitfenster bekanntgegeben und jeweils am Vortag eines Liefertages entschieden werden, ob diese Zeitfenster zur Geltung kommen oder entfallen.)
- Das so berechnete orts- und zeitabhängige Preissignal müsste von Netzbetreibern auf allen Netzebenen in ihren Netzentgelten übernommen werden (außer in den Entgelten für Standardlastprofilkunden, da diese in dieses Modell nicht einbeziehbar sind). Auswirkungen dieser Anpassung der Netzentgelte auf die jährlichen Erlöse der Netzbetreiber würden dann – ebenso wie sonstige Abweichungen der tatsächlichen von den zugestandenen Erlösen – über das Regulierungskonto ausgeglichen.

Bewertung gegenüber Grundkonzept

Dieser Ausprägungsvorschlag sieht gegenüber dem in diesem Kapitel beschriebenen Grundkonzept keine speziellen Gestaltungselemente vor, die gesondert zu bewerten wären. Das vorgeschlagene Modell würde in relativ einfacher Form Verbraucher auf allen Netzebenen daran beteiligen, den aktuell gravierendsten Netzengpass zu entlasten, und könnte daher auf vergleichsweise gute Akzeptanz stoßen. Gleichwohl muss der erwartete Nutzen auch bei dieser Gestaltungsform gegen die erhöhte Komplexität der Netzentgelte, die zu erwartenden Transaktionskosten und mögliche Parametrierungsrisiken abgewogen werden.

8.6.2 Vorschlag in Agora-EW-Studie von E-Bridge/ZEW/TU Clausthal

Beschreibung

Das Konsortium von E-Bridge, ZEW und TU Clausthal schlägt in seiner Studie „Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft“ im Auftrag von Agora Energiewende (E-Bridge Consulting et al. 2018) ebenfalls eine Gestaltungsvariante für zeitvariable Netzentgelte vor. Das Modell wird dort nur in wesentlichen Eckpunkten beschrieben:

- Zentraler Gedanke ist hier, einen zeitvariablen Anreiz über den *Leistungspreis* zu vermitteln, und zwar in Orientierung an der auslegungsrelevanten Höchstlastsituation im jeweiligen Netzgebiet. Hierzu sollen Zeitfenster bestimmt werden, innerhalb derer die Netzlast voraussichtlich in der Nähe der erwarteten Höchstlast liegt. In diesen Zeitfenstern soll ein höherer Leistungspreis erhoben werden als außerhalb der Zeitfenster.
- Da dieser Vorschlag primär die Belastungssituation der Verteilnetze adressiert, sieht er vor, dass die Lage der Zeitfenster ortsabhängig unterschiedlich sein kann.
- Hinsichtlich der Fristen zur Anpassung des Preissignals – insbesondere der Lage der Zeitfenster – ist der Vorschlag offen; es werden sowohl statische (z. B. jährliche) als auch dynamische (bis hin zu untertägige) Anpassungsformen betrachtet.

Bewertung gegenüber Grundkonzept

Auch dieser Ausprägungsvorschlag weist keine gesondert zu bewertenden Elemente gegenüber dem Grundkonzept auf. Beachtenswert ist hier v. a. der Ansatz, den Leistungspreis und nicht den Arbeitspreis variabel zu gestalten, und zwar unter Berücksichtigung der auslegungsrelevanten Netzhöchstlast. Dieser Ansatz kann als eine moderate Alternative zu Konzepten gesehen werden, bei denen Entgelte an den *tatsächlichen*, erst im Nachhinein feststellbaren Beiträgen von Verbrauchern zur Netzhöchstlast orientiert werden. Ein Beispiel hierfür ist das „Triade“-Konzept des britischen ÜNB National Grid, bei dem im Nachhinein drei Höchstlastzeitpunkte bestimmt und die Bezugsleistungen der Verbraucher in diesen drei Zeitpunkten für die Entgeltermittlung herangezogen werden. Dieses Konzept ist sehr anreizstark, für Verbraucher aber schwer vorhersehbar und zudem mit fragwürdigen Verteilungseffekten verbunden. Der Vorschlag des E-Bridge-Konsortiums vermeidet diese nachteiligen Wirkungen, nimmt dafür aber in Kauf, dass Zeitfenster, in die voraussichtlich die Netzhöchstlast fällt, im Vorhinein nur mit Unsicherheiten bestimmbar sind.

Durch diesen Rückgriff auf im Vorhinein festgelegte Zeitfenster nähert sich der Vorschlag dem in Abschnitt 8.6.1 diskutierten Vorschlag an, bei dem ebenfalls Zeitfenster entsprechend der erwarteten Belastung des dort fokussierten Netzabschnitts bestimmt werden. Die Verwendung des *Leistungspreises* als „Träger“ des Preissignals erscheint angesichts der Orientierung an Höchstlastbeiträgen grundsätzlich nachvollziehbar, führt allerdings bei den Verbrauchern zu einer komplexen Überlagerung der prinzipiellen Anreizwirkungen von Leistungspreisen und des zeitvariablen Preissignals. Diese Komplexität würde durch Verwendung des Arbeits- anstelle des Leistungspreises vermieden.

8.6.3 Vorschlag in Veröffentlichung von E-Bridge/Mitnetz Strom

Beschreibung

In einer aktuellen Veröffentlichung beschreiben E-Bridge und der VNB Mitnetz Strom einen Ausprägungsvorschlag für zeitvariable Netzentgelte, der sich speziell auf flexible, lastganggemessene Verbraucher in der Niederspannungsebene bezieht (Schuster et al. 2019). Dieser Vorschlag weist folgende Merkmale auf:

- Das Preissignal wird durch einen variablen Arbeitspreis umgesetzt, der zu jedem Zeitpunkt eine von drei vor Beginn eines Jahres festgelegten Preisstufen einnimmt. Welche Preisstufe zu welchem Zeitpunkt gilt, wird jeweils mit einem Vorlauf von z. B. 72 h festgelegt.
- Bei der Bestimmung des Preisfahrplans wird die örtliche Netzbelastungssituation berücksichtigt. Der Vorschlag legt nicht fest, welche Netzebenen dabei adressiert werden können, sieht aber eine örtliche Granularität des Preissignals gemäß den Versorgungsbereichen der Ortsnetzstationen vor. Somit können Engpässe in der Ortsnetzstationsebene oder in den überlagerten Ebenen adressiert werden.
- Die niedrigste Preisstufe wird ausgewählt, wenn das örtliche Netz aufgrund dezentraler Einspeisungen stark in Rückspeiserichtung belastet ist und zur Entlastung eine örtliche Verbrauchserhöhung angereizt werden soll. Die höchste Preisstufe wird hingegen ausgewählt, wenn ein Engpass aufgrund hoher Verbrauchslast droht und eine Verbrauchsabsenkung angereizt werden soll. In Zeiträumen ohne absehbaren Engpass kommt die mittlere Preisstufe zur Geltung, die zudem generell auch für unflexible Verbraucher gilt.

Bewertung gegenüber Grundkonzept

Auch dieser Ausprägungsvorschlag greift vollständig auf die Elemente des in diesem Kapitel beschriebenen Grundkonzepts zurück. Er zeichnet sich v. a. durch eine hohe örtliche Granularität, die sich aus der Fokussierung auf die unteren Verteilnetzebenen ergibt, und die Möglichkeit der Berücksichtigung von Engpässen in beiden Transportrichtungen aus. Die Veröffentlichung macht keine detaillierten Aussagen zur Bemessung der Preisstufen, konstatiert aber, zwischen den Stufen müsse „ein ausreichender Unterschied bestehen, damit sich die Änderung des Verbraucherverhaltens für den Kunden lohnt“. Die hiermit suggerierte Idee, das Preissignal nicht nach den Kostenwirkungen im Netz, sondern nach der gewünschten Reaktion der Verbraucher auszurichten, erscheint ökonomisch zumindest fragwürdig, da hierdurch Flexibilität im Übermaß an die Netzsphäre gebunden und somit dem Markt entzogen werden kann. Daher wären auch bei diesem Vorschlag die Gestaltungs- und Parametrierungsprinzipien sorgfältig abzuwägen, um Fehlansätze zu vermeiden. Dies betrifft auch die Frage, ob eine Festlegung des Preisfahrplans mit einem Vorlauf von 72 h hinreichend verlässlich möglich ist oder ob kurzfristigere Anpassungsmöglichkeiten vorgesehen werden müssten.

8.6.4 Vorschläge der dena-Taskforce Netzentgelte

Beschreibung

Die dena hat in den vergangenen Jahren einen Stakeholder-Dialogprozess unter der Bezeichnung Taskforce Netzentgelte geführt, aus dem ein Ergebnispapier mit vielfältigen Vorschlägen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik hervorgegangen ist (dena 2018). Ein Teil dieser Vorschläge bezieht sich auf die Regelungen zur atypischen Netznutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV, die eine Ausprägungsform zeitvariabler Netzentgelte darstellen. Diese

Vorschläge zielen – wie auch die meisten sonstigen Vorschläge der Taskforce – nicht auf grundlegende Reformen der Netzentgelte, sondern auf moderate Anpassungen zur Behebung bekannter Schwachpunkte dieser Regelungen. Konkret werden folgende Anpassungen vorgeschlagen:

- Die Regelungen zur atypischen Netznutzung sehen vor, dass die zeitliche Lage der Hochlastzeitfenster jährlich im Vorhinein festgelegt wird (unter saisonaler Differenzierung). Diese starre Festlegung lässt es nicht zu, Hochlastzeitfenster kurzfristig auf Grundlage eines verbesserten Informationsstands anzupassen. Die Taskforce schlägt vor, Netzbetreiber zu ermächtigen, die Hochlastzeitfenster mit einer Frist von ca. 2-7 Tagen zurückzunehmen, wenn sich abzeichnet, dass die auslegungsrelevante Netzhöchstlast nicht in diese Zeitfenster fällt.
- Ein weiterer Vorschlag bezieht sich auf die Zuordnung der Monate zu Jahreszeiten bei der saisonalen Differenzierung. Es werden konkrete Änderungen der Zuordnung vorgeschlagen.
- Die Taskforce schlägt verschiedene Maßnahmen vor, mit denen eine verlässlichere Beachtung der Hochlastzeitfenster durch die Verbraucher bei ihren Einsatzentscheidungen erreicht werden könnte. Hierzu gehören Pönalen und sonstige Sanktionsmöglichkeiten wie auch erweiterte Mindestanforderungen an die Fähigkeiten der Verbraucher zur Steuerung ihres Verbrauchs sowie diesbezügliche Fähigkeitsnachweise.

Bewertung

Diese Vorschläge betreffen keine eigenständigen Ausprägungsmöglichkeiten zeitvariabler Netzentgelte, sondern Verbesserungsmöglichkeiten der bestehenden Regelungen. Sie werden daher nicht in Bezug auf das in diesem Kapitel diskutierte Grundkonzept, sondern in Bezug auf die Schwachpunkte der bestehenden Regelungen bewertet:

- Eine Flexibilisierung der Regelungen zur Festlegung von Hochlastzeitfenstern erscheint grundsätzlich sinnvoll. Die vorgeschlagene Rücknahmemöglichkeit von Zeitfenstern kann allerdings bei intensiver Nutzung dazu führen, dass die verbleibenden Hochlastzeitfenster nur noch einen kleinen Teil der gesamten Zeit abdecken. Die hieran teilnehmenden Verbraucher würden dann während eines großen Teils der Zeit von vergünstigten Netzentgelten profitieren. Dies könnte evtl. als angemessen angesehen werden, wenn sie in den verbleibenden Hochlastzeitfenstern dann umso höhere Entgelte zahlen müssten, aber dies spricht der Vorschlag zumindest nicht an. Im Extremfall könnte diese Gestaltung darauf hinauslaufen, dass nur noch ein Hochlastzeitfenster pro Jahr verbleibt, nämlich wenn Netzbetreiber den Zeitpunkt der Netzhöchstlast hinreichend genau prognostizieren können. Das Modell würde sich dann stark dem in Abschnitt 8.6.2 erwähnten „Triade“-Modell von National Grid annähern. Ein solches Modell ist nicht prinzipiell abzulehnen, wirft aber verschiedene Fragen hinsichtlich Anreiz- und Verteilungswirkungen auf und müsste dann konsequenterweise für alle Verbraucher angewendet werden. Dies ist mit dem Vorschlag der dena-Taskforce sicherlich nicht beabsichtigt. Es sollte aber beachtet werden, dass die vorgeschlagene Anpassung eine Entwicklung in dieser Richtung auslösen kann.
- Die vorgeschlagene Änderung bei der Zuordnung von Monaten zu Jahreszeiten erscheint nicht unplausibel, kann hier aber nicht näher bewertet werden.
- Die Maßnahmen, mit denen eine bessere Einhaltung der Hochlastzeitfenster erreicht werden soll, können hinsichtlich dieser Zielsetzung durchaus effektiv sein. Die Sanktionierung der verbraucherseitigen Reaktionen auf ein Preissignal steht jedoch in klarem Widerspruch zum freiwilligen Charakter des Grundkonzepts. Maßnahmen dieser Art mögen daher für die

konkrete Ausgestaltung der atypischen Netznutzung hilfreich sein, sollten ansonsten aber im Zusammenhang mit zeitvariablen Netzentgelten nicht in Betracht gezogen werden.

9 Kombinierbarkeit von Flexibilitätsmodellen

Mit Blick auf das große Spektrum der in dieser Untersuchung betrachteten sowie der bereits heute für das Engpassmanagement etablierten Flexibilitätsmodelle stellt sich die Frage, inwieweit unterschiedliche Modelle miteinander kombiniert oder auch parallel, aber unabhängig voneinander eingesetzt werden können. Diese Frage wurde in dieser Untersuchung nur in groben Zügen auf der Ebene der jeweiligen Grundkonzepte betrachtet. Die nachfolgend wiedergegebenen ersten Überlegungen hierzu sind daher nicht als umfassendes Analyseergebnis zu verstehen, sondern nur als Ausgangspunkt für eine vertiefte Untersuchung. Das als kaum geeignet erkannte Modell Zugriffsrecht Netzbetreiber wird hierbei nicht weiter betrachtet.

Flexibilitätszusagen vs. Einzeleinsätze

Die Flexibilitätsmodelle Langfrist-Flexibilitätszusagen und Quotierung laufen im Kern darauf hinaus, dass Netzbetreibern Einsatzrechte erteilt werden, die sie dann bedarfsweise für einzelne Flexibilitätseinsätze nutzen können. Demgegenüber geht es bei Flexibilitätsmärkten und den etablierten Engpassmanagementmodellen Redispatch/Einspeisemanagement um die Beschaffung und Vergütung einzelner Flexibilitätseinsätze.

Diese beiden Grundformen der Flexibilitätsbeschaffung dürften für ein und dieselbe Flexibilitätsoption nicht gleichzeitig anwendbar sein. Wenn ein Netzbetreiber bereits ein Einsatzrecht erworben oder zugeteilt bekommen hat, ist nicht erkennbar, warum er einen einzelnen Einsatz der betreffenden Flexibilitätsoption über ein anderes Modell beschaffen sollte. Im Gegenzug würde ein Modell wie z. B. ein Flexibilitätsmarkt unterlaufen, wenn ein Netzbetreiber gleichzeitig bereits ein Einsatzrecht an den dort angebotenen Flexibilitätsoptionen inne hätte.

Es ist jedoch durchaus vorstellbar, diese beiden Beschaffungsformen parallel zueinander, aber jeweils für unterschiedliche Flexibilitätsoptionen anzuwenden. Besonders naheliegend wäre es, ein Modell des Typs Flexibilitätszusagen/Quotierung für kleinteilige Flexibilitäten in der Niederspannungs- und evtl. noch der Mittelspannungsebene anzuwenden und ein auf einzelne Flexibilitätseinsätze bezogenes Modell für großvolumigere Flexibilitäten in den höheren Netzebenen. Grundsätzlich vorstellbar ist auch, dass Flexibilitätsanbieter sich selbst entscheiden können, an welchem Modell sie teilnehmen wollen, jedenfalls soweit die Modelle eine freiwillige Teilnahme vorsehen. So könnte sich ein flexibler Verbraucher entscheiden, *keine* Langfrist-Flexibilitätszusage zu erteilen, dafür aber seine Flexibilität an einem etwaigen Flexibilitätsmarkt anzubieten. Inwieweit dies realistisch ist, hängt aber stark davon ab, für welche Netzebenen die Modelle jeweils angewendet werden und welche Überlappungen sich hierbei ergeben.

Flexibilitätsmärkte vs. reguliertes Engpassmanagement

Die beiden auf die Beschaffung einzelner Flexibilitätseinsätze für das Engpassmanagement bezogenen Modelle, also Flexibilitätsmärkte und Redispatch/Einspeisemanagement, sind aus funktionaler Sicht grundsätzlich miteinander kombinierbar. Dies wird, wie in Kapitel 7 erwähnt, von den Befürwortern von Flexibilitätsmärkten auch vielfach gefordert. Hierin wird eine Möglichkeit gesehen, die Folgen eines möglichen Versagens lokaler Flexibilitätsmärkte zu begrenzen: Netzbetreiber könnten bei einer parallelen Nutzung der beiden Modelltypen immer dann Maßnahmen des regulierten Engpassmanagements in Anspruch nehmen, wenn diese kostengünstiger sind als vergleichbare Angebote am Flexibilitätsmarkt oder wenn dort mangels Liquidität keine ausreichenden Angebote vorliegen.

Ob eine solche Kombination von marktlichen und regulierten Beschaffungsmodellen dauerhaft aufrechterhalten werden könnte, ist jedoch fraglich. Sie würde dazu führen, dass insbesondere erzeugungsseitige Flexibilitätsanbieter, die auch über das regulierte Modell in Anspruch genommen werden können, nur mit sehr begrenzten Gewinnchancen am Markt teilnehmen könnten, evtl. sogar vollständig hiervon ausgegrenzt würden. Der Markt würde dann in erster Linie für die sonstigen Flexibilitätsanbieter – also insbesondere flexible Verbraucher sowie Erzeuger, die nicht zur Teilnahme am Redispatch verpflichtet sind – interessant bleiben. Allein diese Ungleichbehandlung der Flexibilitätsoptionen dürfte zu ineffizienten Einsatzentscheidungen der Netzbetreiber und zu ineffizienten Anreizen bei den Flexibilitätsanbietern (z. B. hinsichtlich Standortentscheidungen) führen und zudem Gerechtigkeitsfragen aufwerfen. Darüber hinaus wäre unklar, wie mit gemischten Anbietern wie z. B. Verbrauchern mit Eigenversorgung umzugehen wäre. Abgesehen davon würde sich die Frage stellen, ob der Parallelbetrieb zweier Beschaffungsmodelle für die gleichen Flexibilitätsoptionen etwa mit Blick auf Transaktionskosten langfristig gerechtfertigt werden könnte.

Aufgrund dieser Überlegungen ist es aus Sicht der Autoren wahrscheinlicher, dass – allenfalls nach einer übergangsweisen Erprobung des Parallelbetriebs beider Modelle – mittel- bis langfristig eine Entscheidung für die Fokussierung auf eines dieser Modelle getroffen würde.

Zeitvariable Netzentgelte

Das Modell Zeitvariable Netzentgelte nimmt im Vergleich zu den anderen Modellen eine Sonderstellung ein, da es überhaupt nicht auf die Beschaffung konkreter Maßnahmen oder die Erteilung von Einsatzrechten zielt. Es dürfte daher mit allen anderen diskutierten Flexibilitätsmodellen einschließlich des regulierten Engpassmanagements kombinierbar sein. Beispielsweise ist vorstellbar, dass ein flexibler Verbraucher im Niederspannungsnetz dem Netzbetreiber eine Langfrist-Flexibilitätszusage erteilt und zugleich in den Zeiträumen, in denen der Netzbetreiber das erteilte Einsatzrecht nicht ausübt, sein Verbrauchsverhalten unter Berücksichtigung der zeitvariablen Netzentgelte optimiert.

Dieses Modell kann wohlgerne dazu führen, dass ein Teil der verfügbaren Flexibilität bereits netzdienlich eingesetzt wird und insoweit nicht mehr für gleichgerichtete netzdienliche Einsätze auf Basis anderer Modelle zur Verfügung steht. Dies ist jedoch nicht nur unkritisch, sondern konzeptgemäß, da diese Einsätze dann gleichsam bereits vorweggenommen werden und die zeitvariablen Netzentgelte somit zu einer Absenkung des Engpassmanagementbedarfs beitragen.

Es können sich aber auch Fälle ergeben, in denen ein Netzbetreiber Flexibilität, die ein Verbraucher aufgrund eines Preissignals in einer bestimmten Richtung einsetzt, in der entgegengesetzten Richtung einsetzen will, etwa weil auf einer anderen Netzebene ein gegenläufiger Engpass vorherrscht. Auch dem steht nichts entgegen, denn das dem Netzbetreiber erteilte oder gesetzlich zustehende Einsatzrecht genießt in solchen Fällen konzeptgemäß Priorität.

10 Maßnahmencluster Netzentgeltsystematik

10.1 Problemdiagnose hinsichtlich netzdienlicher Flexibilitätsnutzung

Im Hinblick auf die netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung durch Netznutzer kann die Netzentgeltsystematik einerseits ein Ansatzpunkt für die *Schaffung gezielter Anreize* sein. Sie ist insofern – im Sinne der in dieser Untersuchung verwendeten Begrifflichkeiten – ein Element von *Flexibilitätsmodellen*. Dies trifft ganz unmittelbar bei dem Modell Zeitvariable Netzentgelte zu, betrifft aber auch die Modelle Langfrist-Flexibilitätszusagen und Quotierung, bei denen Anpassungen der Netzentgelte zumindest als eine von verschiedenen Möglichkeiten zur Vergütung der Flexibilitätsbereitstellung in Frage kommen.

Andererseits bildet die Netzentgeltsystematik einen Teil der *Rahmenbedingungen*, die sich auf die Funktionsweise von Flexibilitätsmodellen auswirken, ohne selbst ein Element hiervon zu sein. Aus dieser Perspektive stellt sich die Frage, welche *Hemmnisse* die Netzentgeltsystematik mit Blick auf die netzdienliche Flexibilitätsnutzung auslöst und wie diese Hemmnisse abgebaut werden könnten. Auf diese Frage und auf diesbezügliche Maßnahmenvorschläge beziehen sich die Ausführungen in diesem Kapitel.

Die in die Debatte eingebrachten Maßnahmenvorschläge adressieren in erster Linie die folgenden Hemmnisse, die sich naturgemäß auf die Flexibilitätsbereitstellung durch *Verbraucher* und Betreiber von *Eigenversorgungsanlagen* und *Speichern* beziehen:

- Die **Leistungspreise** bei den Netzentgelten können ein Hemmnis für Flexibilitätseinsätze in Form einer Anhebung des Verbrauchs oder einer Absenkung der Einspeisung aus Eigenversorgungsanlagen oder Speichern sein, da hierdurch die abrechnungsrelevante Jahreshöchstleistung eines Verbrauchers zunehmen kann. Ein Hemmnis ergibt sich hieraus besonders dann, wenn Verbraucher diese Flexibilität nur gelegentlich bereitstellen, da die zusätzlichen leistungsbezogenen Entgelte dann zu unverhältnismäßig hohen Zusatzkosten führen können. Die Stärke dieses Hemmnisses nimmt im Verlauf eines Kalenderjahres zu, denn die Wahrscheinlichkeit weiterer Gelegenheiten für ähnliche Flexibilitätseinsätze sinkt mit abnehmender Restdauer des Jahres. Bereits diese Überlegung zeigt, dass diese Wirkung des Leistungspreises nicht effizient sein kann.
- Die Vorschriften zu individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 StromNEV enthalten verschiedene **Schwellenregelungen**, aus denen sich problematische Wirkungen ergeben können. Besonders relevant sind hierbei die Schwellen für Benutzungsstundenzahlen, von denen die Mindesthöhe der individuellen Entgelte abhängt. Die wirtschaftlichen Folgen einer Unterschreitung dieser Schwellen können für Verbraucher so groß sein, dass sich hieraus ein prohibitives Hemmnis für verbrauchsseitige Flexibilitätseinsätze ergeben kann.
- Die **Arbeitspreise** der Netzentgelte bewirken in Verbindung mit weiteren arbeitsbezogenen Umlagen und Abgaben eine hohe Kostenbelastung für Strombezüge. Dies ist für Flexibilitätsoptionen, deren Einsatz zu Änderungen des *zeitlichen Verbrauchsprofils*, nicht aber zu signifikanten Änderungen des *Jahresverbrauchs* von Stromverbrauchern führt, grundsätzlich unkritisch. Problematisch ist es hingegen mit Blick auf Elektrifizierungs- und Sektorkopplungstechnologien, die im Wettbewerb mit Technologien auf Basis weniger stark preislich belasteter Energieträger stehen. Dies kann sich wiederum nachteilig auf die Flexibilitätsbereitstellung im Stromsektor auswirken, weil diese Technologien (E-Mobilität, Wärmepumpen etc.) neue Flexibilitätspotenziale schaffen können.

Darüber hinaus ergibt sich aus der hohen mengenbezogenen Kostenbelastung von Strombezügen aus dem Netz ein Hemmnis für den marktorientierten Einsatz von Eigenversorgungsanlagen und – sofern nicht von Sonderregelungen betroffen – Speichern. So ist beispielsweise die wirtschaftliche Hürde für die *Abschaltung* einer Eigenversorgungsanlage in Situationen mit geringen oder sogar negativen Strommarktpreisen sehr hoch, was zu einem ineffizienten Weiterbetrieb dieser Anlagen führen kann.

Diese Hemmnisse betreffen nicht nur *netzdienliche*, sondern grundsätzlich *alle* Flexibilitätseinsätze durch diese Netznutzer. Teilweise dürften ihre Auswirkungen auf den marktseitigen Flexibilitätsbedarf sogar deutlich gravierender sein als auf den netzdienlichen Bedarf. Sie spielen aber auch für die Modelle zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung eine Rolle, insbesondere soweit diese eine freiwillige Teilnahme oder sogar – wie bei den zeitvariablen Netzentgelten – eigenständige Einsatzentscheidungen durch die Netznutzer vorsehen.

Die in den nachfolgenden Abschnitten behandelten Maßnahmenvorschläge zum Abbau dieser Hemmnisse betreffen v. a. die Struktur der Netzentgelte, also die Bezugsgrößen, Gewichtung und Ermittlung der Entgeltkomponenten, sowie die Regelungen zu individuellen Netzentgelten. Speziell zur Problematik der hohen arbeitsbezogenen Kostenbelastung des Energieträgers Strom gibt es darüber hinaus vielfältige Vorschläge zur strukturellen Anpassung und/oder andersartigen Finanzierung der sonstigen Umlagen und Abgaben. Diese Vorschläge sind aber nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung.

10.2 Vorschläge in BMWi-Studie von Consentec/Fraunhofer ISI

Beschreibung

Die Studie von Consentec und Fraunhofer ISI im Auftrag des BMWi (Consentec und Fraunhofer ISI 2018) befasst sich schwerpunktmäßig mit Weiterentwicklungsoptionen der Entgeltstruktur, die zu einer stärkeren Orientierung der Entgelte an den netzseitigen Kostenwirkungen von Entscheidungen der Netznutzer beitragen könnten. Aus diesen Überlegungen werden v. a. folgende Vorschläge zur Struktur der verbrauchsseitigen Entgelte abgeleitet:

- Die Studie schlägt vor, Entgeltkomponenten einzuführen, die die (sehr relevanten) Wirkungen der Kostentreiber „Netzanschlusspunkt“ und „Netzanschlusskapazität“ abbilden. Diese Kostentreiber beziehen sich auf die strukturellen Anforderungen an das Netz, die sich aus Anzahl und örtlicher Lage der Anschlusspunkte je Netzebene ergeben, bzw. auf die Anforderungen an die Dimensionierung des Netzes, soweit diese sich aus den vertraglichen Netzanschlusskapazitäten je Anschlusspunkt ergeben. Die hierfür vorgeschlagenen „anschlussbezogenen“ Entgeltkomponenten können **Grundpreise**, **Kapazitätspreise** und die heute als **Baukostenzuschüsse** bekannten Einmalzahlungen sein. Die Studie betrachtet verschiedene Parametrierungen solcher Entgeltkomponenten, denen gemein ist, dass der auf diese Komponenten entfallende Erlösanteil zu den höheren Netzebenen hin zunimmt. Speziell für die Niederspannungsebene schlägt die Studie jedoch abweichende Gestaltungen vor, da hier insbesondere ein Kapazitätspreis als weniger geeignet beurteilt wird.
- Die Einführung dieser Entgeltkomponenten würde dazu führen, dass die *entnahmeabhängigen* Komponenten (**Leistungspreis** und **Arbeitspreis**) deutlich abgesenkt werden können. Diese Komponenten bilden die Wirkungen des Kostentreibers „Netzbelastung“ ab, der neben den o. g. Kostentreibern ebenfalls relevant ist, aber laut der Studie durch die heutige Netzentgeltsystematik überbewertet wird. Je nachdem, welcher Erlösanteil je Netzebene durch die anschlussbezogenen Entgeltkomponenten übernommen wird, sieht der Vorschlag

auch die Möglichkeit vor, den Leistungspreis gänzlich abzuschaffen und nur den Arbeitspreis als entnahmeabhängige Komponente beizubehalten. Den Arbeitspreis schlägt die Studie zudem als möglichen Träger eines zeitvariablen Preissignals vor (siehe Abschnitt 8.6.1).

Als weitere Option zur Absenkung des durch entnahmeabhängige verbrauchsseitige Entgelte zu deckenden Erlösanteils betrachtet die Studie **erzeugungsseitige Netzentgelte**. Es wird vorgeschlagen, hier v. a. kapazitätsbezogene Entgelte wie Kapazitätspreise oder Baukostenzuschüsse in Betracht zu ziehen, da einsatzabhängige Entgelte bei Erzeugern mit Blick auf die Effizienz von Kraftwerkseinsatzentscheidungen als problematisch angesehen werden. (Die Studie diskutiert auch weitere Motivationen für die mögliche Einführung erzeugungsseitiger Entgelte wie z. B. die Dämpfung der Spreizung verbrauchsseitiger Entgelt-niveaus und die Vermittlung von Anreizen für die Standortwahl; diese Aspekte beziehen sich aber nicht auf Hemmnisse bezüglich der Flexibilität-bereitstellung.)

Bewertung

Diese Vorschläge zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur könnten dazu beitragen, die Kostenreflexivität der Netzentgelte zu verbessern und den Netznutzern somit sachgerechtere Anreize zu vermitteln. Mit Blick auf die Flexibilität-bereitstellung würden sie durch Absenkung der Leistungs- und Arbeitspreise die von diesen Entgeltkomponenten ausgehenden Hemmnisse abschwächen, im Fall des Leistungspreises evtl. sogar vollständig eliminieren.

Diese Wirkungen würden allerdings mit u. U. erheblichen Umverteilungswirkungen zwischen den Netznutzergruppen einhergehen. Dies dürfte unabhängig davon, welche Kostenverteilung sachlich als verursachungsgerechter anzusehen wäre, eine Abwägung im Rahmen der politischen Debatte erfordern. Bei dieser Abwägung müssten auch Auswirkungen auf Transaktionskosten berücksichtigt werden, die u. a. mit der Einführung neuer Entgeltkomponenten verbunden sein können. Dies gilt auch für die in der Studie diskutierte Option, anschlussbezogene Entgeltkomponenten von den Anschlussnehmern und nicht von den Netznutzern zu erheben. Diese Option würde zu einer stärkeren Kohärenz zwischen anschlussbezogenen Entscheidungen und der Verantwortung für die Zahlung darauf bezogener Entgelte führen, wäre aber mit zusätzlichen Abrechnungsprozessen verbunden, da bislang keine (periodischen) Netzentgelte von den Anschlussnehmern erhoben werden.

10.3 Vorschläge in Agora-EW-Studie von E-Bridge/ZEW/TU Clausthal

Beschreibung

Die Studie von E-Bridge, ZEW und TU Clausthal für Agora Energiewende (E-Bridge Consulting et al. 2018) betrachtet als einen Untersuchungsschwerpunkt Möglichkeiten einer kostenorientierteren Gestaltung der Netzentgelte. Hierbei werden insbesondere folgende Vorschläge zur Weiterentwicklung der Entgeltstruktur abgeleitet:

- Es wird vorgeschlagen, auf allen Netzebenen **Grundpreise** einzuführen, die sowohl anschlusspunkt- als auch zählpunktbezogene Elemente aufweisen sollten.
- Als Bezugsgröße für leistungsbezogene Entgelte empfiehlt die Studie die vertragliche Netzanschlusskapazität anstelle der gemessenen Jahreshöchstleistung. Dies entspricht einer Einführung von **Kapazitätspreisen**.

- Zur Umsetzung **zeitvariabler Netzentgelte** schlägt die Studie ein Modell auf Basis leistungsbezogener Entgelte vor, das sich am Beitrag der Verbraucher zur zeitgleichen Netzhöchstlast und nicht an ihrer individuellen Höchstleistung orientiert (siehe Abschnitt 8.6.2).
- Zudem empfiehlt die Studie, ortsabhängige **erzeugungsseitige Baukostenzuschüsse** einzuführen. Dies wird hier v. a. mit dem Ziel begründet, Anreize zur Standortwahl von Erzeugungsanlagen zu vermitteln.

Bewertung

Diese Vorschläge weisen mit Ausnahme der Überlegungen zur Umsetzung zeitvariabler Entgelte große Übereinstimmungen mit den in Abschnitt 10.2 diskutierten Vorschlägen auf und werden daher an dieser Stelle nicht erneut bewertet.

10.4 Vorschläge der dena-Taskforce Netzentgelte

Beschreibung

Das Ergebnispapier der dena-Taskforce Netzentgelte (dena 2018) enthält neben den Vorschlägen zur Weiterentwicklung der Regelungen zur atypischen Netznutzung (Abschnitt 8.6.4) verschiedene Vorschläge zum Abbau von Hemmnissen bezüglich der Flexibilitätsbereitstellung. Diese Vorschläge sind überwiegend als Maßnahmen zur Korrektur spezifischer Schwachpunkte bestehender Regelungen und weniger als grundlegende Reformvorschläge für die Netzentgeltsystematik zu verstehen. Hierunter weisen insbesondere die folgenden Vorschläge einen Bezug zu Fragen der Flexibilitätsbereitstellung auf:

- Die Taskforce schlägt vor, Auswirkungen netzdienlicher Flexibilitätseinsätze auf die Bezugsganglinie von Verbrauchern generell bei der Netzentgeltermittlung unberücksichtigt zu lassen, also „herauszurechnen“. Dies kann sich z. B. auf die Ermittlung der Leistungsentgelte und auf die Schwellenregelungen bei den individuellen Netzentgelten beziehen. Der Vorschlag legt dabei ein sehr weites Verständnis des Begriffs der Netzdienlichkeit zugrunde, das u. a. auch die Bereitstellung von Regelenergie einschließt.
- Es werden verschiedene Weiterentwicklungen der Regelungen zur intensiven Stromnutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 2ff. StromNEV vorgeschlagen. Ein Vorschlag sieht vor, dass anhand eines Marktpreiskriteriums „Überangebotssituationen“ am Strommarkt identifiziert werden und Strombezüge, die auf solche Situationen entfallen, bei der Ermittlung der Benutzungsstundenzahl nicht berücksichtigt werden. Des Weiteren wird mit Blick auf die Gestaltung des Benutzungsstundenkriteriums vorgeschlagen, bei den Benutzungsdauerschwellen einen gleitenden anstelle des heutigen sprunghaften Übergangs vorzusehen.
- Auch für Verbraucher, die nicht von individuellen Netzentgelten profitieren, werden Maßnahmen vorgeschlagen, die einen Mehrverbrauch in Situationen mit hohem EE-Dargebot ohne zusätzliche Belastung mit Netzentgelten ermöglichen sollen. Zum einen beziehen sich diese Überlegungen auf die noch nicht erfolgte Ausgestaltung eines Instruments zur Behandlung zuschaltbarer Lasten. Zum anderen wird vorgeschlagen, dass zusätzliche Strombezüge in Situationen mit hohem EE-Dargebot – etwa auf Basis von „EE-Zeitfenstern“, die von den Netzbetreibern jeweils kurzfristig zu bestimmen wären – bei der Ermittlung der leistungsbezogenen Netzentgelte nicht berücksichtigt werden.

Neben diesen als Korrekturmaßnahmen aufzufassenden Vorschlägen umfasst das Ergebnispapier aber auch einen Vorschlag zu einer grundlegenden Reform der Netzentgeltstruktur,

nämlich zur Einführung einer auf die Netzanschlusskapazität bezogenen Entgeltkomponente (also eines Kapazitätspreises).

Bewertung

Zur Bewertung des letztgenannten Vorschlags wird auf Abschnitt 10.2 verwiesen, wo die Einführung eines Kapazitätspreises als Teil eines umfassenderen Reformvorschlags zur Entgeltstruktur diskutiert wird.

Die anderen oben beschriebenen Maßnahmen können als Korrekturmaßnahmen bekannter Schwachpunkte zur Behebung konkreter Hemmnisse in bestimmten Situationen grundsätzlich geeignet sein. Solche Maßnahmen können dazu beitragen, zumindest punktuell sachgerechte Anreize zu setzen, wenn die Möglichkeit, Schwachpunkte durch grundlegende Anpassungen zu beheben, nicht oder zumindest nicht kurzfristig besteht. Die Maßnahmen weisen allerdings verschiedene nicht unerhebliche Risiken und Unschärfen auf, die im Vorfeld einer Umsetzung abgewogen werden müssten und eine breite Anwendbarkeit fragwürdig erscheinen lassen:

- Das „Herausrechnen“ von Flexibilitätseinsätzen aus Verbrauchsganglinien bei der Netzentgeltermittlung kann ein plausibler Ansatz sein, wenn es im engeren Sinne um netzdienliche, d. h. mit Blick auf die Netzbelastungssituation ausgeführte Flexibilitätseinsätze geht. Dieser Ansatz erfordert die Anwendung von Baseline-Verfahren und dürfte insbesondere bei Engpassmanagementmaßnahmen größeren Volumens auf praktikable Weise umsetzbar sein.

Die Ausweitung dieses Ansatzes auf die Regelenergiebereitstellung erscheint jedoch fragwürdig, da dies keine netzdienliche, sondern eine systemdienliche und somit letztlich marktorientierte Leistung ist, auch wenn Regelenergieeinsätze von den ÜNB angewiesen werden. Diese Problematik wird deutlich, wenn anstelle der Regelenergie die kurzfristige Flexibilität bereitstellung für die Bilanzkreisbewirtschaftung betrachtet wird. Diese beiden Leistungen unterscheiden sich technisch kaum (insbesondere mit Blick auf die manuell eingesetzte Minutenreserve), würden dem Vorschlag zufolge aber regulatorisch grundlegend unterschiedlich behandelt.

- Anpassungen des Benutzungsstundenkriteriums, die zum Abbau von Fehlanreizen beitragen, sind grundsätzlich zu begrüßen. Die Parametrierung dieses Kriteriums ist allerdings sehr herausfordernd, und vorgeschlagene Änderungen werfen voraussichtlich Fragen hinsichtlich des Kreises der hiervon profitierenden Verbraucher und des Volumens der Entgeltreduktionen auf.
- Netzentgeltseitige Maßnahmen, die eine Anhebung des Verbrauchs in Situationen mit hohem EE-Dargebot anreizen, können in Netzgebieten, in denen diese EE-Einspeisungen auftreten, wirksame Instrumente zur Behebung oder Abschwächung von Netzengpässen sein. Es ist aber zu beachten, dass hiervon immer nur ein Teil der Netze betroffen ist und dass in anderen Netzgebieten die Anhebung des Verbrauchs in solchen Situationen sogar kontraproduktiv sein kann. Es ist grundsätzlich fraglich, ob der Preis am Strommarkt einen sinnvollen Indikator für netzseitige Maßnahmen darstellen kann. Ein solcher Indikator wird in der Regel nur mit der Netzbelastung in einem Teil der Netze korrelieren und infolgedessen in anderen Teilen der Netze nutzlose Anreize oder sogar Fehlanreize setzen.

11 Maßnahmencluster Anreizregulierung

11.1 Problemdiagnose hinsichtlich netzdienlicher Flexibilitätsnutzung

Der Einsatz von Flexibilität verursacht aus volkswirtschaftlicher Sicht im Allgemeinen Kosten, unabhängig vom Einsatzzweck und unabhängig davon, ob der Flexibilitätsanbieter hierfür eine Vergütung erhält oder nicht. Inwieweit diese Kosten an den Empfänger der bereitgestellten Flexibilität – bei netzdienlichem Einsatz also den oder die Netzbetreiber – weitergereicht werden, hängt hingegen stark vom zugrundeliegenden Flexibilitätsmodell ab. Die in dieser Untersuchung betrachteten Modelle lassen bei den Netzbetreibern nur teilweise Kosten für die Flexibilitätsbeschaffung entstehen:

- Modelle, bei denen die Flexibilitätsanbieter gar keine Vergütungen erhalten oder bei denen Vergütungen über die Netzentgelte realisiert und im Rahmen der Netzentgeltsystematik refinanziert werden, entstehen *keine* Netzkosten im Sinne der StromNEV. Dies gilt v. a. für das Modell Langfrist-Flexibilitätszusagen, wenn die pauschale Vergütung entsprechend § 14a EnWG durch reduzierte Netzentgelte erfolgt, und für das Modell Zeitvariable Netzentgelte, sowie theoretisch für die (fragwürdige) vergütungsfreie Variante des Modells Quotierung.
- Bei allen anderen Modellen führen die Vergütungszahlungen an Flexibilitätsanbieter hingegen zu Kosten bei den Netzbetreibern. Hierzu gehören auch die in dieser Untersuchung nicht vertieft betrachteten regulierten Modelle Redispatch und Einspeisemanagement.

Bereits hierdurch ergeben sich bei den Modellen unterschiedliche Anreizwirkungen für die Netzbetreiber. Darüber hinaus werden aber auch bei den Modellen, die bei den Netzbetreibern zu Kosten der Flexibilitätsbeschaffung führen, diese Kosten nicht einheitlich behandelt, und ganz grundsätzlich werden die Kosten der Flexibilitätsbeschaffung nicht auf die gleiche Weise behandelt wie Kosten des Netzausbaus, mit dem sich der Bedarf nach netzdienlicher Flexibilität beeinflussen lässt. Diese Unterschiede in der Kostenbehandlung sind auf die Regelungen der Anreizregulierung zurückzuführen, die für die Bestimmung der Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber maßgeblich sind.

Aus diesen verschiedenen Gründen können sich Anreizverzerrungen bei den Netzbetreibern ergeben, die sich auf die Wahl von Lösungsoptionen für das operative Management oder die investive Beseitigung von Netzengpässen auswirken. Das Ziel, Netzbetreibern technologie neutrale Anreize für die Wahl der Lösungsoptionen zu setzen, wird so nicht erreicht. Um diese Problematik zumindest zu entschärfen, werden zurzeit verschiedene Weiterentwicklungsoptionen des Anreizregulierungsrahmens diskutiert. Die wesentlichen Vorschläge aus der aktuellen Debatte werden in den folgenden Abschnitten dargestellt und in knapper Form bewertet; eine umfassende Bewertung dieser Vorschläge ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht möglich.

Zunächst wird nachstehend aber aufgezeigt, welche Aspekte des Regulierungsrahmens zu der Uneinheitlichkeit der Kostenbehandlung bei den in Frage kommenden Lösungsoptionen beitragen.

Besserstellung von Kapitalkosten (Capex)

Es wird aus verschiedenen Gründen davon ausgegangen, dass Lösungen mit hohem Kapitalkostenanteil regulatorisch günstiger behandelt werden als betriebskostenintensive Lösungen. Vielfach wird dies allein schon daraus abgeleitet, dass die Kapitalkosten eine kalkulatorische Eigenkapitalrendite enthalten, während für Betriebskosten keine kalkulatorische Rendite gewährt wird. In dieser allgemeinen Form ist diese Aussage aber nicht haltbar, denn die kalkulatorische

Eigenkapitalrendite soll die Kosten der Kapitalbeschaffung decken. Ob sie nach Deckung dieser Kosten zu einem verbleibenden Gewinn führt, hängt allein von ihrer Bemessung ab. Bei angemessener Höhe der Eigenkapitalverzinsung dürfte ein solcher Gewinn nicht systematisch entstehen. Allerdings verfügen Netzbetreiber vermutlich in vielen Fällen über Eigenkapitalreserven, so dass zusätzliche Investitionen keine Akquisition zusätzlichen Eigenkapitals erfordern. In diesen Fällen kann selbst eine aus Kapitalmarktsicht zu niedrige kalkulatorische Verzinsung als gewinnbringend erachtet werden.

Daneben tragen aber auch Instrumente der Anreizregulierung zu einer tendenziellen Besserstellung von Kapitalkosten bei, und zwar indem Änderungen dieser Kosten ohne Zeitverzug und zumindest vorübergehend ohne Effizienzabschläge in den Erlösen abgebildet werden. Dies gilt für Betriebskosten zumindest nicht generell, sondern nur für bestimmte Kostenelemente. Maßgebliche Instrumente für die Kapitalkostenbehandlung sind der Kapitalkostenabgleich für VNB und das Investitionsmaßnahmen-Regime für ÜNB.

Ungleichbehandlung von Betriebskosten (Opex)

Der Regulierungsrahmen behandelt nicht alle Elemente der Betriebskosten gleich, sondern sieht hierfür unterschiedliche Instrumente vor. Dies betrifft auch die im Zusammenhang mit Modellen der netzdienlichen Flexibilitätsnutzung auftretenden Kostenelemente:

- Wie oben erwähnt, entstehen bei Modellen, die eine Vergütung über Netzentgelte vorsehen, **keine Betriebskosten für die Flexibilitätsbeschaffung** bei den Netzbetreibern, da die Vergütungen innerhalb der Netzentgeltsystematik refinanziert werden.
- Die Flexibilitätskosten, die bei regulierten Engpassmanagementmaßnahmen (Redispatch und Einspeisemanagement) anfallen, werden heute als **dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten** (dnbK) behandelt und als solche keinem der beiden zentralen Anreizmechanismen der Anreizregulierung – dem Budgetprinzip und der Effizienzbewertung – ausgesetzt. Die Zuordnung zu den dnbK erfolgt dabei beim Einspeisemanagement per Verordnungsvorgabe, beim Redispatch hingegen durch eine freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) der ÜNB. Über die anreizregulatorische Behandlung dieser Kosten nach Wirksamwerden der aktuellen Reform des Redispatch-Regimes, durch die die Unterscheidung zwischen Redispatch und Einspeisemanagement aufgehoben wird, wird zurzeit diskutiert.
- Flexibilitätskosten, die durch sonstige – heute allerdings noch nicht etablierte – Flexibilitätsmodelle anfallen würden, würden beim heutigen Stand der Anreizregulierung als **beeinflussbare Kosten** behandelt und somit den beiden o. g. Anreizmechanismen unterworfen. Ebenfalls als beeinflussbare Kosten werden sonstige Betriebskosten behandelt, die im Zusammenhang mit dem Engpassmanagement anfallen (Prozesskosten, IKT-Kosten etc.).

11.2 Opex-Rendite

Beschreibung

Um eine betriebskostenseitige Kompensation für die (mutmaßliche) Besserstellung von Kapitalkosten durch die Eigenkapitalrendite zu schaffen, wird mitunter vorgeschlagen, eine kalkulatorische „Opex-Rendite“ zu gewähren. Hierdurch würde Netzbetreibern eine systematische Gewinnchance auch bei Durchführung rein operativer Maßnahmen eingeräumt.

Bewertung

Die Einführung einer Opex-Rendite würde erfordern, dass die Capex-Rendite gegenüber dem heutigen Stand abgesenkt wird, da ansonsten eine aus Sicht des Kapitalmarktes insgesamt übermäßige Rendite gewährt würde. Die Kalibrierung dieser beiden kalkulatorischen Rendite-Vorgaben wäre allerdings herausfordernd, da hierzu anders als bei Kapitalrenditen keine direkten Vergleichsmaßstäbe vorlägen. Darüber hinaus könnte die Absenkung der Capex-Rendite dazu führen, dass Netzbetreiber bei der Beschaffung *zusätzlichen* Kapitals für große Investitionsvorhaben auf Schwierigkeiten stoßen könnten.

Noch gravierender wären aber vermutlich die Fehlanreize, die von einer kalkulatorischen Rendite auf Betriebskosten ausgehen würden. Insbesondere bestünde ein Anreiz, die Betriebskosten (zumindest außerhalb der Basisjahre der Anreizregulierung) bewusst auf ein ineffizientes Niveau zu erhöhen, um die Rendite zu steigern. Angesichts der unterschiedlichen Betriebskostenintensität von Engpassmanagementlösungen dürfte es zudem schwierig sein, durch eine Opex-Rendite technologie neutrale Anreize zu vermitteln.

Allein aus diesen Gründen erscheint die Umsetzung dieses Vorschlags kaum realistisch und auch nicht zielführend.

11.3 Behandlung weiterer Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar

Beschreibung

Um Verzerrungen bei der Behandlung unterschiedlicher Arten von Flexibilitätskosten entgegen zu wirken, könnten auch die Kosten von *neuartigen* Flexibilitätsoptionen, die beim heutigen Stand der Anreizregulierung als beeinflussbare Kosten gelten würden, als dnbK behandelt werden, wie bereits heute die Kosten *regulierter* Engpassmanagementmaßnahmen.

Es ist zu beachten, dass diese Möglichkeit nur für klar abgrenzbare Kostenpositionen besteht. Dies wäre bei den Kosten neuartiger Flexibilitätsoptionen, die beispielsweise durch Beschaffung netzdienlicher Flexibilität an einem lokalen Flexibilitätmarkt entstehen, aber der Fall.

Bewertung

Dieser Vorschlag wäre grundsätzlich umsetzbar, würde aber dazu führen, dass weitere Kostenpositionen aus den zentralen Anreizmechanismen der Anreizregulierung herausgelöst würden. Netzbetreiber hätten dann auch bei diesen Kosten keinen direkten finanziellen Anreiz, im Rahmen ihrer Einflussmöglichkeiten – die aufgrund exogener Einflüsse auf die Netzbelastung zweifellos begrenzt sind – Anstrengungen zur Absenkung der Engpasskosten zu unternehmen. Ein solcher Anreiz könnte allenfalls dadurch erreicht werden, dass die Behandlung als dnbK über das Instrument einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) erfolgt und in dieser FSV ein spezifischer Anreizmechanismus zur Kostensenkung integriert wird. Bei den heute geltenden FSV der ÜNB zur Behandlung von Redispatch-Maßnahmen ist dies jedoch nicht der Fall.

Die Behandlung weiterer Kostenpositionen als dnbK wäre daher – jedenfalls in der Ausgestaltungsform ohne spezifischen Anreizmechanismus – aus regulatorischer Sicht allenfalls als eine möglichst nur übergangsweise anzuwendende Korrekturmaßnahme zur Schaffung einer graduell technologie neutraleren Behandlung von Flexibilitätskosten anzusehen.

11.4 Behandlung von Flexibilitätskosten als volatile Kosten

Beschreibung

Mit dem Instrument der volatilen Kosten sieht die ARegV eine Möglichkeit vor, die Erlösobergrenze jährlich an Änderungen bestimmter Kostenelemente aufgrund externer Treiber anzupassen, ohne diese Kostenelemente jedoch vollständig aus den Anreizmechanismen herauszulösen. Ein Effizianzanreiz verbleibt hier zum einen dadurch, dass diese Kosten in die Effizienzbewertung vor Beginn einer Regulierungsperiode einbezogen werden. Zum anderen können in den Vorschriften zur jährlichen Anpassung der Erlöse spezifische Anreizmechanismen vorgesehen werden, beispielsweise indem Änderungen der beschafften *Menge* einer Leistung anders berücksichtigt werden als Änderungen der *Beschaffungspreise*, oder indem nur ein bestimmter *Anteil* der Kostenänderungen berücksichtigt wird.

Auch dieses Instrument ist – ähnlich wie die dnbK – nur auf klar abgrenzbare Kostenpositionen wie z. B. die Kosten der Beschaffung netzdienlicher Flexibilitätseinsätze anwendbar.

Es könnte erwogen werden, dieses Instrument zur Behandlung nicht nur der Kosten neuartiger netzdienlicher Flexibilitätsoptionen, sondern auch der Kosten regulierter Engpassmanagementmaßnahmen anzuwenden, um – ähnlich wie in Abschnitt 11.3 diskutiert – einen größeren Teil der Flexibilitätskosten auf einheitliche Weise zu behandeln, dabei aber weiterhin Kostensenkungsanreize zu vermitteln.

Bewertung

Dieses Instrument ist aus regulatorischer Sicht einer Behandlung von Flexibilitätskosten als dnbK grundsätzlich zu bevorzugen, da es weitreichendere Möglichkeiten bietet, Effizianzanreize für diese Kostenelemente zu setzen. Es kann daher die Grundlage für einen vertretbaren Kompromiss zwischen Kostenorientierung und Anreizsetzung bei diesen Kosten schaffen. Die Ausgestaltung und Parametrierung eines geeigneten Anreizmechanismus dürfte allerdings herausfordernd sein, da die Engpasskosten stark von externen Einflussfaktoren getrieben und nur in begrenztem Umfang durch Netzbetreiber beeinflusst werden können. Eine detaillierte Analyse möglicher Ausgestaltungen eines solchen Mechanismus kann an dieser Stelle nicht erfolgen.

Die einheitliche Behandlung aller in Verbindung mit dem Engpassmanagement anfallenden Flexibilitätskosten wäre – wie im Fall der einheitlichen Behandlung als dnbK (Abschnitt 11.3) – als Schritt in Richtung einer technologieutraleren Regulierung zu begrüßen, würde aber weiterhin nur einen Teil der Lösungsoptionen erfassen. Immerhin würde mit dem Instrument der volatilen Kosten aber erreicht, dass diese Kosten gemeinsam mit den Kosten des Netzausbaus in der Effizienzbewertung berücksichtigt würden und so zumindest prinzipiell ein Anreiz zur Abwägung zwischen investiven und operativen Lösungen geschaffen würde. Durch die Einbeziehung von Engpassmanagementkosten ergeben sich allerdings auch bei der Effizienzbewertung zusätzliche anspruchsvolle Anforderungen an die methodische Ausgestaltung (siehe Abschnitt 11.6).

11.5 Betriebskostenabgleich für Flexibilitätskosten

Beschreibung

Es könnte erwogen werden, analog zum Kapitalkostenabgleich einen Betriebskostenabgleich für bestimmte (klar abgrenzbare) Betriebskostenelemente vorzusehen. Dieser könnte so gestaltet werden, dass die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers in jedem Jahr an den tatsächlichen Stand dieser Kostenelemente angepasst würde (evtl. in Verbindung mit einem Plankostenansatz und

Plan-Ist-Abgleich), dass diese Kosten aber weiterhin in die Effizienzbewertung jeweils vor der folgenden Regulierungsperiode einbezogen würden. Auch ein solches Instrument könnte dazu genutzt werden, alle mit dem Engpassmanagement verbundenen Kosten der Flexibilitätsbeschaffung auf einheitliche Weise zu behandeln.

Bewertung

Ein so ausgestalteter Betriebskostenabgleich hätte ähnliche Wirkungen wie die Behandlung dieser Kosten als volatile Kosten, würde aber nicht die Möglichkeit bieten, gezielte Anreizmechanismen bei der jährlichen Erlösanpassung zu integrieren. Der Ansatz wäre daher dem Instrument der volatilen Kosten aus regulatorischer Sicht unterlegen und daher nicht zu bevorzugen, zumal hierbei nicht auf bestehende Regelungen der ARegV zurückgegriffen werden könnte.

11.6 Anpassungen beim Effizienzvergleich

Beschreibung

Ein Hemmnis für den netzdienlichen Einsatz verbrauchsseitiger Flexibilität kann sich auch aus der Gestaltung des Effizienzvergleichs ergeben, nämlich wenn hierbei Vergleichsparameter verwendet werden, deren Höhe durch Flexibilitätseinsätze beeinflusst wird. So kann z. B. die zeitgleiche Netzhöchstlast, die bei vergangenen Effizienzvergleichen bereits als Parameter herangezogen wurde, durch Maßnahmen zur Begrenzung der Bezugsleistung bei verbrauchsinduzierten Netzengpässen abgesenkt werden.

Um dieses Hemmnis abzubauen, könnte beim Effizienzvergleich entweder auf Parameter, die eine solche Beeinflussbarkeit aufweisen, verzichtet oder aber versucht werden, diesen Einfluss durch Korrekturmaßnahmen zu bereinigen.

Bewertung

Das Ziel, den Effizienzvergleich möglichst technologieneutral zu gestalten, indem Einflüsse der Technologiewahl auf Vergleichsparameter vermieden oder korrigiert werden, ist zweifellos zu begrüßen. Ob es mit vertretbarem Aufwand erreicht werden kann, ist jedoch fraglich. Die Erfahrungen mit Effizienzvergleichsmethoden zeigen, dass es kaum möglich ist, vollständig auf Parameter zu verzichten, die zumindest teilweise durch Entscheidungen der Netzbetreiber beeinflusst werden. Korrekturmaßnahmen können dann grundsätzlich ein Weg sein, unvertretbar starke Einflüsse zu beheben, führen u. U. aber zu erheblichem Daten- und Rechenaufwand. So ist z. B. nur schwer vorstellbar, wie die Wirkungen einzelner Flexibilitätseinsätze aus Angaben zur Netzhöchstlast „herausgerechnet“ werden können, insbesondere wenn es sich um eine große Zahl kleinteiliger Einsätze im Massengeschäft handelt.

11.7 Simulierter Wettbewerb („Yardstick Competition“)

Beschreibung

Als Option für eine grundlegendere Reform der Anreizregulierung werden verschiedentlich Modelle diskutiert, bei denen die Erlöse der Netzbetreiber deutlich stärker als heute am Kostenniveau der gesamten Branche und weniger an den jeweils eigenen Kosten orientiert werden. Hierdurch würden in verstärkter Form wettbewerbsanaloge Bedingungen geschaffen, die im Idealfall nachhaltige technologieneutrale Anreize sowohl für Innovationen als auch für Effizienzverbesserungen vermitteln könnten.

Diese im englischen Sprachraum als „Yardstick Competition“ bezeichneten Modelle eines simulierten Wettbewerbs umfassen ebenfalls – analog zum Effizienzvergleich bei der heutigen Anreizregulierung – Methoden zur Quantifizierung der Auswirkungen struktureller Unterschiede auf das Kostenniveau. Sie verschaffen Netzbetreibern aber stärker als die heutige Regulierung Möglichkeiten, durch kurz- oder langfristig kostensenkende Maßnahmen Zusatzgewinne zu erwirtschaften, beispielsweise durch Orientierung der Erlöse am *Durchschnitt* der branchenweiten Kosten. Sie werden häufig in Verbindung mit einer deutlichen Verkürzung der Regulierungsperioden diskutiert, was in Deutschland allerdings wesentliche Vereinfachungen der Prozesse zur Kostenprüfung und Ermittlung von Erlösobergrenzen erfordern würde.

Bewertung

Die Ausgestaltungsmöglichkeiten und Wirkungen eines Regulierungsmodells dieser Art können an dieser Stelle nicht umfassend dargestellt und bewertet werden. Grundsätzlich ist aber festzuhalten, dass ein solches Modell zu einer erheblichen Änderung des Chancen-Risiken-Profiles des Netzbetriebs führen könnte und daher hohe Anforderungen an die sachgerechte Ausgestaltung stellen würde. Wesentliche Herausforderungen hierbei betreffen etwa die angemessene Berücksichtigung von Strukturunterschieden und den Umgang mit großen, extern getriebenen Kostenrisiken, die in Sektoren mit tatsächlichem Wettbewerb auch zum Ausscheiden von Unternehmen führen können.

Daher ist diese Option zwar aufgrund ihres großen Anreizpotenzials im Hinblick auf Innovationen und Effizienzverbesserungen als mögliches langfristiges Zielmodell einer Anreizregulierung nicht uninteressant, sicherlich aber nicht als eine kurzfristig durch überschaubare Eingriffe in den Regulierungsrahmen erreichbare Reformvariante geeignet.

Literatur/Quellen

- Bundesnetzagentur (2017), *Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur Erschließung von Flexibilität*. Diskussionspapier. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Flexibilitaet/Flexibilitaet_node.html.
- Connect Energy Economics (2018), *Konzepte für Redispatch-Beschaffung und Bewertungskriterien*. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/konzepte-fuer-redispatch.html>.
- Consentec (2015), *Koordination von Markt und Netz – Ausgestaltung der Schnittstelle*. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) der Schweiz. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen/_jcr_content/par/externalcontent.external.exturl.pdf/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvODEyNC5wZGY=.pdf.
- Consentec und Fraunhofer ISI (2018), *Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.html>.
- dena (2018), *Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik*. Ergebnispapier der dena-Taskforce Netzentgelte. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/ergebnispapier-der-taskforce-netzentgelte-impulse-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik/>.
- E-Bridge Consulting, ZEW und TU Clausthal (2018), *Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/neue-preismodelle-fuer-die-energie-wirtschaft/>.
- Ecofys und Fraunhofer IWES (2017), *Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. <https://www.agora-energie-wende.de/veroeffentlichungen/smart-market-design-in-deutschen-verteilnetzen/>.
- Frontier Economics und IAEW der RWTH Aachen (2016), *Praktische Aspekte bei der Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz im Verteilnetz*. Studie im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) der Schweiz. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen/_jcr_content/par/externalcontent.external.exturl.pdf/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVib-GljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvODQ4Mi5wZGY=.pdf.
- Hirth, L. und Schlecht, I. (2018), Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets. *USAEF Working Paper*, Nr. 18–369.
- Hirth, L., Maurer, C., Schlecht, I. und Tersteegen, B. (2019), Strategisches Bieten in Flex-Märkten. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 6/2019: 52–56.
- LEW (2018), Flexibilitäten im Verteilnetz – Service level Modell. Präsentation.

Literatur/Quellen

Schuster, H., Leberwurst, J. und Wittig, D. (2019), Zeitvariable Netztarife für flexible Kunden. *e/m/w* , Nr. 01/2019: 30–33.

Tersteegen, B. und Maurer, C. (2019), Redispatch- und lokale Flexibilitätsmärkte – ein hilfreicher Ansatz zur Verbesserung des Netzengpassmanagements? *VIK Mitteilungen* , Nr. 2/19: 14–17.

