



Bundesnetzagentur

Flexibilität im Stromversorgungssystem

Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität



Flexibilität im Stromversorgungssystem

Bestandsaufnahme, Hemmnisse und
Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität

Diskussionspapier

Stand: 03. April 2017

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Einleitung..... | 6 |
| 2 | Zunehmende Flexibilisierung des Stromversorgungssystems | 11 |
| 2.1 | Flexibilität im Strommarkt..... | 11 |
| 2.2 | Flexibilität im Netz..... | 12 |
| 2.2.1 | Dimensionierung des Netzes | 13 |
| 2.2.2 | Konzept zum Engpassmanagement: Die Netzampel | 15 |
| 3 | Flexibilitätshemmnisse | 17 |
| 3.1 | Hemmnisse aus der Gestaltung der Regelungen zum Stromhandel..... | 17 |
| 3.2 | Hemmnisse aus der Gestaltung des Regelleistungsmarktes | 18 |
| 3.3 | Verzerrungen des Strompreises durch Ausgestaltung von Förderungsregimen | 19 |
| 3.3.1 | Fördermechanismus der erneuerbaren Energien als Hemmnis für Flexibilität..... | 19 |
| 3.3.2 | KWK-Förderung als Hemmnisse für Flexibilität..... | 20 |
| 3.3.3 | Privilegierung von Eigenverbrauch als Hemmnis für Flexibilität | 21 |
| 3.4 | Hemmnisse in der Netzentgeltsystematik | 23 |
| 3.5 | Hemmnisse für netzdienliche Flexibilität im System der Anreizregulierung | 25 |
| 4 | Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität | 27 |
| 4.1 | Erschließung von Flexibilität für den Regelenenergiemarkt..... | 27 |
| 4.2 | Neue Organisationsformen des Engpassmanagements im Verteilernetz..... | 28 |
| 4.2.1 | Anforderungen an den energetischen und bilanziellen Ausgleich | 30 |
| 4.2.2 | Formen der Interaktion des Verteilernetzbetreibers mit den Erbringern netzdienlicher Flexibilität | 31 |
| 4.2.3 | Kompensation der Erbringer netzdienlicher Flexibilität durch den Netzbetreiber..... | 32 |
| 4.2.4 | Weitere Mindestanforderungen an ein zukünftiges Engpassmanagement | 36 |
| 4.3 | Einschränkung von lastgetriebenem Netzausbau | 39 |
| 4.4 | Stärkere Anbindung von besonderen Netzentgelten an Netzdienlichkeit | 43 |
| 4.5 | Zellulare Ansätze | 46 |
| 4.6 | Flexibilitätserbringung durch Speicher | 47 |
| 5 | Fazit | 51 |

Vorwort

Flexibilität im Stromversorgungssystem ist zum Schlagwort der Stunde avanciert. Mit dem vorliegenden Papier möchte die Bundesnetzagentur wie bereits mit den Diskussionspapieren zu Netzentgelten und zu Smart Grid und Smart Market die aktuelle energiewirtschaftliche Debatte aufgreifen, strukturieren und einige aus Sicht der Netzregulierung wichtige Punkte hervorheben.

Wir kündigen auf diese Weise nicht etwa künftiges regulatorisches Handeln an, sondern möchten mit den Netzbetreibern und den Marktakteuren ins Gespräch kommen. Dies gelingt nur, wenn die aktuelle Sicht der Bundesnetzagentur auf die Themen bekannt ist.

Das Papier hat eine klare Gliederung und unterscheidet zwischen heutiger Situation, insbesondere der heutigen Rechtslage und der künftig zu erwartenden Situation und denkbaren Ansätzen für die künftigen rechtlichen Rahmenbedingungen.

Viele zentrale Thesen des Papiers dürften angesichts der sonstigen Äußerungen der Bundesnetzagentur wenig überraschen. Da sie für das Funktionieren der Energiemärkte und eine erfolgreiche Energiewende unverzichtbar sind, müssen sie gleichwohl immer wieder deutlich betont werden. Dazu gehört das Festhalten an wettbewerblichen Lösungen, bei denen auf Preissignale aus dem Markt reagiert wird, und die explizite Absage an spezielle Förderungen für einzelne Akteure auf dem Strommarkt.

Gleichzeitig öffnet sich die Bundesnetzagentur für eine Diskussion darüber, dass Netzbetreiber die Knappheit der Netzressourcen berücksichtigen und durch weiterentwickelte Entgeltstrukturen abbilden können sollen.

Netzausbau bleibt in fast allen Fällen die sinnvollste Lösung für ein volatiles Energiesystem, das eine CO₂-arme und irgendwann CO₂-freie Erzeugung mit Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit kombinieren soll. Wir sind längst noch nicht an der Schwelle, an der sich die Frage der Sinnhaftigkeit eines 100%igen Infrastrukturausbaus konkret stellen würde. Dessen ungeachtet wird es immer wieder in einzelnen Netzen Phasen geben, in denen die Transportkapazitäten unzureichend sind oder bei denen ein durch Spitzenkappung reduzierter Netzausbau dem Netzbetreiber Handlungsspielräume eröffnet, um geordnete Planungs- und Netzausbaukonzepte verfolgen zu können.

Für diese Konstellationen wird der Netzbetreiber einen Flexibilitätsbaukasten benötigen, aus dem er sich die geeignetsten Instrumente auswählen kann. Erzeuger (Abregelung von EE-Anlagen und konventionellen Anlagen), Speicher und Lasten können gleichermaßen netzdienliche Flexibilitäten anbieten. Der insofern zu erwartende Flexibilitätsbedarf ist an das konkrete Vorliegen eines Engpasses geknüpft und sollte nicht überschätzt werden; ein eigenständiger Zukunftsmarkt wird daraus kaum entstehen. Das wäre auch nicht wünschenswert, weil dadurch für einzelne Akteure ein Interesse an der Beibehaltung von Netzengpässen entstehen könnte.

Gleichwohl hat die Bundesnetzagentur aus dem Befund zwei Konsequenzen gezogen:

1. Damit dem Netzbetreiber seitens der Akteure auch die günstigsten Optionen zur Verfügung gestellt werden, könnte man darüber diskutieren, den Netzbetreiber nicht auf einen reinen Auslagenersatz zu beschränken, sondern ihm erlauben, eine ausgehandelte Vergütung zu zahlen.

2. Der Netzbetreiber soll sich stets davon leiten lassen, was die kostengünstigste Option ist. Dazu ist es notwendig, alle Flexibilitätsmaßnahmen - genauer die dadurch für den Netzbetreiber entstehenden aufwands-gleichen Kosten - in den Effizienzvergleich nach der ARegV einzubeziehen. Wenn dies konsequent umgesetzt wird, führt dies regelmäßig dazu, dass der Netzbetreiber auf die Abregelung von EE-Anlagen tunlichst verzichten wird. Denn deren Abregelung ist unter den geltenden Vorgaben des EEG regelmäßig die für ihn teuerste Option. Die Bundesnetzagentur schlägt vor, diese ökonomischen Rahmenbedingungen nicht nur beizu-behalten, sondern durch entsprechende bilanzielle Ausgleichspflichten zu stärken

Die Diskussionsvorschläge der Bundesnetzagentur setzen bestimmte Rahmenbedingungen voraus, damit die Vorschläge realisierbar und erfolgversprechend sind. Dazu gehören insbesondere gestärkte Entbündelungsregeln und eine deutliche erhöhte Transparenz über Netzsituationen und die benötigten und genutzten Flexibi-litätsinstrumente. Die nicht seltenen Konstellation, in denen in einem Netzgebiet, Netzbetreiber, dominanter Stromlieferant und dominanter Stromproduzent zum selben Unternehmen gehören, würden ohne Entflech-tung und ohne Offenlegung aller technischen und ökonomischen Details es sehr leicht ermöglichen, auch ohne formale Rechtsverstöße Profit aus der Beibehaltung einer Engpasssituation zu schlagen. Damit wäre der Energiewende nicht gedient.

Umgekehrt gilt: Ein unabhängiger Netzbetreiber kann in einer digitalisierten Energiewelt eine wichtige Rolle einnehmen, wenn er durch transparentes, klares und neutrales Handeln für eine Vielzahl von neuen Akteuren aus den verschiedensten Sektoren einen fairen Zugang zur Energieinfrastruktur organisiert.

Der Erfolg der Energiewende ist sowohl aktueller Anlass als auch langfristiges Ziel der zur Diskussion gestell-ten Rahmenbedingungen für Flexibilitätsinstrumente. Diese Diskussion muss und kann in Ruhe und sorgfäl-tig geführt werden. Denn es gibt keinen Anlass, aus dem Diskussionsangebot der Bundesnetzagentur den Schluss zu ziehen, es gäbe ein akutes Flexibilitätsdefizit. Im Gegenteil: Es steht ausreichend und sehr preiswert Flexibilität zur Verfügung. Ein Bedarf an hoheitlich steuernden Eingriffen, um kurzfristig mehr Flexibilität zu erzielen oder langfristig ganz bestimmte Flexibilitätstechnologien zu fördern, besteht nicht. Bedarf besteht an einer objektiven, nicht durch Eigeninteressen beeinflussten Diskussion, wie man für die langfristig erforderli-chen Flexibilitäten ein Level-Playing-Field für marktliche Lösungen schafft, bei dem sich die beste Option im Wettbewerb durchsetzt.

Ich freue mich auf eine angeregte und kontroverse Diskussion.



Jochen Homann
Präsident der Bundesnetzagentur

10 Thesen zum Thema Flexibilität in einem zukünftigen Stromversorgungssystem

1. Der einheitliche, liberalisierte Strommarkt bietet einen diskriminierungsfreien und liquiden Zugang für alle Marktakteure.
2. Der Strompreis ist das zentrale Steuerungssignal für die Allokation von Erzeugung und Verbrauch auf dem Strommarkt. Der Bedarf an Steuerung und Koordination steigt mit der zunehmenden Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen sowie der zunehmenden Flexibilität in Folge des Ausbaus der erneuerbaren Energien.
3. Je weniger das Strompreissignal durch gesonderte Preiskomponenten verzerrt wird, desto näher rückt das resultierende Marktergebnis an das effiziente Marktergebnis heran.
4. Der Flexibilitätsbedarf des Strommarktes wird ausschließlich durch Marktakteure bereitgestellt. Kein Akteur, auch nicht die Speicherbetreiber, sollte irgendeine spezielle Förderung erhalten, da dies die Marktergebnisse verzerrt und das System ineffizienter macht.
5. Der Strompreis reflektiert Knappheiten im Erzeugungsmarkt. Das Netzentgelt sollte dagegen die Kosten der Inanspruchnahme der Netze reflektieren. Aus dem Zusammenwirken beider Knappheitssignale sollen sich die Reaktion und das Verhalten der Erzeuger und Verbraucher ergeben.
6. Da die Ressource Netz knapp ist und knapp bleiben wird, sollte eine weiterentwickelte Netzentgeltstruktur zu einer sicheren und effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur beitragen. Anpassungen an der Entgeltstruktur müssen dabei administrativ beherrschbar bleiben und dürfen einen diskriminierungsfreien Wettbewerb nicht behindern.
7. In einem Stromversorgungssystem, in dem weit mehr als die Hälfte der Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien stammt, wird ein aktives Engpassmanagement wichtiger. Im Rahmen des Engpassmanagements kann der Netzbetreiber mit der Marktseite zu netzdienlichen Zwecken vertragliche Vereinbarungen über die Erbringung netzdienlicher Flexibilität mit marktlichen Akteuren treffen und die Vergütung aushandeln.
8. Die Abregelung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen ist eine Flexibilitätsoption. Sie sollte den Netzbetreibern bei Netzengpässen zur Verfügung stehen, wenn sie die kostengünstigste noch zur Verfügung stehende Option darstellt.
9. Netzdienliche Flexibilität sollte gesamthaft und unter Einschluss der Abregelung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen in die "gelbe Phase" der "Netzampel" eingeordnet werden. Alle Aufwendungen für netzdienliche Flexibilitäten sollten im Rahmen der ARegV in den Effizienzvergleich eingehen, um gleichwertige Anreize zu schaffen.
10. Die Interaktion mit der Marktseite muss zwingend diskriminierungsfrei, entflechtungskonform und transparent geschehen.

1 Einleitung

In Zusammenhang mit der Energiewende wird häufig angeführt, dass ein zunehmender Bedarf für den Einsatz von Flexibilität besteht, um Versorgungssicherheit effizient gewährleisten zu können. Der Begriff der Flexibilität ist dabei sehr weitreichend. Die Bundesnetzagentur möchte mit diesem Papier einen Beitrag zur Strukturierung der Diskussion leisten.

Voraussetzung für eine sichere Stromversorgung ist zunächst ein Ausgleich von Stromerzeugung und Stromverbrauch zu jedem Zeitpunkt. Dieser Ausgleich wird über den Strommarkt sichergestellt. In der Vergangenheit war vor allem die zu deckende Last unplanbar und unvorhersehbar. Im Zuge der Energiewende gewinnen aber die fluktuierend und dargebotsabhängig einspeisenden erneuerbaren Energien an Bedeutung. So wird davon ausgegangen, dass mittelfristig mehr als die Hälfte der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stammt. Hieraus ergibt sich, dass sich die konventionelle Stromerzeugung künftig zunehmend an der sogenannten Residuallast orientieren muss. Die Residuallast bezeichnet den Stromverbrauch abzüglich der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Mit steigendem Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung geht die Residuallast an vielen Tagen und in vielen Stunden gegen null und erhöht sich danach in kurzer Zeit deutlich. Eine Flexibilisierung der Akteure im System ist also notwendig, um Versorgungssicherheit effizient gewährleisten zu können. Dazu gehört auch die Interaktion mit unseren elektrischen Nachbarn. Im- und Exporte an den Grenzkuppelstellen sind ein wesentlicher Baustein eines flexiblen Energiesystems.

Flexibilität kann dabei wie folgt definiert werden:

„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“ (vgl. Eurelectric, 2014)

Welche Entwicklungen im Stromsystem können diesbezüglich beobachtet werden? Berechnungen der Bundesnetzagentur zeigen folgende Entwicklung für die Vergleichsjahre 2015 und 2025:

1.

Die Bundesnetzagentur hat die Veränderung von dargebotsabhängiger Einspeiseleistung je Stunde gegenüber der Vorstunde für zwei Vergleichsjahre ermittelt.¹ Das Ergebnis wird in Abbildung 1 graphisch dargestellt.

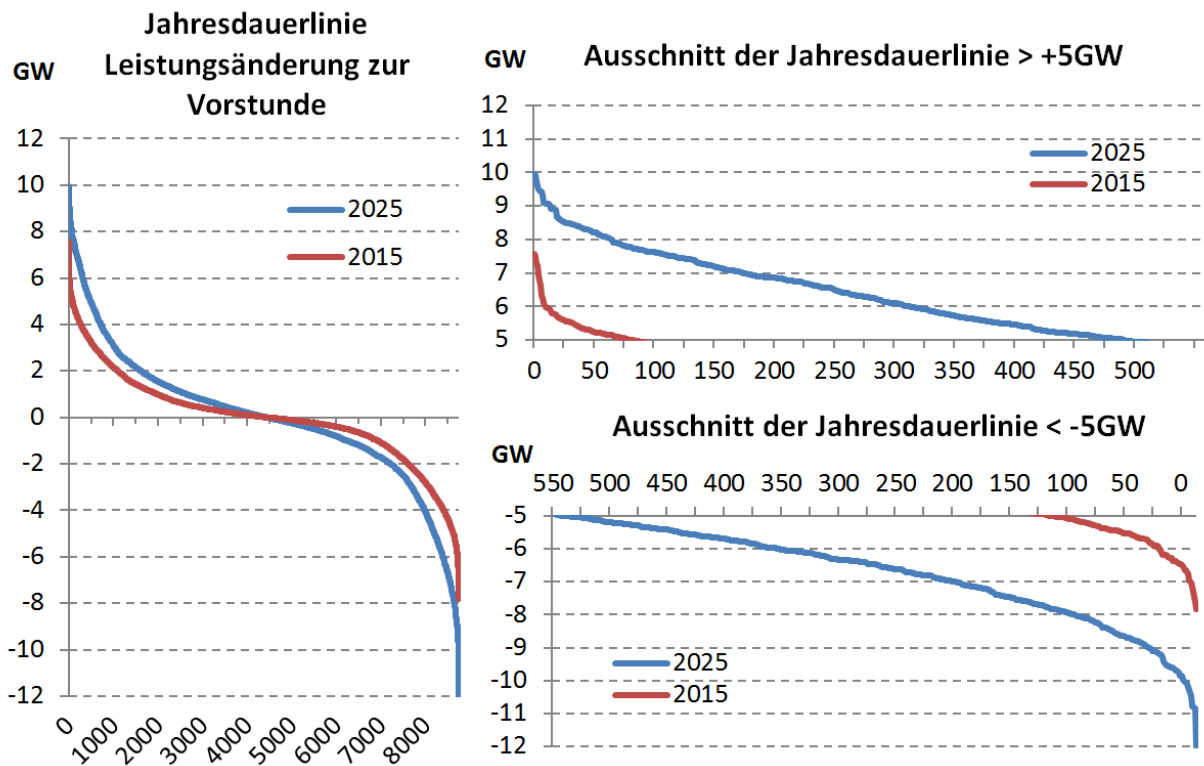


Abbildung 1: Jahresdauerlinie der Leistungsveränderung

Quelle: Berechnungen der Bundesnetzagentur auf Basis NEP 2025 und Einspeisezeitreihen veröffentlicht auf entsoe transparency platform.

Die linke Grafik stellt die Leistungsveränderungen von einer auf die darauffolgende Stunde als Dauerlinie für die Jahre 2015 und 2025 dar. Die Grafiken rechts fokussieren jeweils den oberen und unteren Teil der Jahresdauerlinie, der Leistungsänderungen von mindestens 5 GW (Leistungsanstieg und Leistungsreduktionen) darstellt.

Es zeigt sich, dass sich die gesamte Einspeiseleistung der drei volatilen erneuerbaren Energiequellen (Wind onshore und offshore, PV) in 2015 in circa 200 Stunden von einer auf die andere Stunde um mehr als 5 GW verändert hat. Die Stundenzahl teilt sich ungefähr hälftig auf Leistungsanstiege und Leistungsreduktionen auf. In 10 Jahren (2025) werden es dagegen bereits jeweils ca. 1000 Stunden sein, in denen sich die Einspeiseleistung innerhalb einer Stunde um mehr als 5 GW verändert. Innerhalb von nur 10 Jahren verfünffacht sich demnach die Anzahl der Stunden mit schnellen Einspeiseänderungen von mehr als 5 GW.

¹ Quelle: Berechnungen der Bundesnetzagentur auf Basis NEP 2025 und Einspeisezeitreihen veröffentlicht auf entsoe transparency platform.

2.

Die Bundesnetzagentur hat den Umfang der Leistungsveränderung zwischen zwei Extremwerten betrachtet. Ein Extremwert in diesem Sinne ist ein Einspeiseminimum bzw. Einspeisemaximum innerhalb eines bestimmten Zeitraums. Die Leistungsveränderung zwischen zwei Extremwerten erstreckt sich für gewöhnlich über mehrere Stunden und wird hier als Ereignis bezeichnet. Im Folgenden wird die Häufigkeit von solchen Ereignissen dargestellt, die insgesamt Leistungsänderungen von mindestens 20 bzw. 30 GW aufweisen. Die Angaben umfassen Leistungssteigerungen und Leistungsreduktionen.

Während es im Jahr 2015 nur 15 Ereignisse gab, in denen die Leistungsänderungen mindestens 30 GW betrug (Ø 33 GW), werden es zehn Jahre später voraussichtlich rund 190 Ereignisse sein (Ø 37 GW). Ereignisse mit Leistungsänderungen von mindestens 20 GW gab es in 2015 rund 180 (Ø 23 GW) und wird es in 10 Jahren rund 420 geben (Ø 30 GW).

Während also die absoluten Leistungsänderungen ansteigen (größeres Delta zwischen zwei Extrempunkten) und die Häufigkeit der Ereignisse aufgrund des fortschreitenden EE-Ausbaus ansteigt, bleibt die durchschnittliche Dauer der Ereignisse konstant bei ca. 11 Stunden. Damit muss die Geschwindigkeit, mit der sich die Leistungsänderungen vollziehen, ansteigen. Das Gesamtsystem muss sich somit an steigende Leistungsänderungen bei gleicher Dauer anpassen.

Kann daraus abgeleitet werden, dass auch ein entsprechend zunehmender Bedarf für den Einsatz von Flexibilität auf dem Strommarkt besteht? Und dass zusätzliche Maßnahmen zur Erschließung von Flexibilitätpotenzialen zu ergreifen sind?

Eine Zunahme an Flexibilitätsbedarf könnte sich beispielsweise in den Strompreisen offenbaren. Phasen mit geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energien müssten mit hohen Preisen, Phasen mit Erzeugungsüberschüssen mit sehr niedrigen Preisen einhergehen, da Anbieter und Nachfrager auf die Preissignale nicht oder nur in geringem Umfang reagieren. Die Strompreise müssten in Abhängigkeit von der EE-Einspeisesituation volatiler werden.

Zumindest in den letzten Jahren seit dem starken EE-Ausbau (ab 2010) hat der zunehmende Anteil der erneuerbaren Energien noch keine nennenswerte Zunahme der Preisvolatilität ausgelöst. Gleichzeitig sind die Großhandelspreise gefallen.

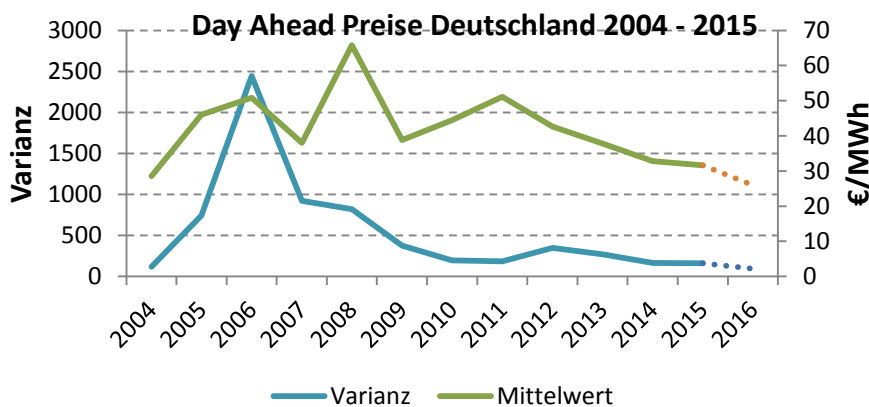


Abbildung 2: Jahresdauerlinie der Leistungsveränderung

Quelle: Berechnungen der Bundesnetzagentur, Datenbasis EEX.

Der Markt kann aktuell die Schwankungen im Erzeugungsangebot offensichtlich mit den vorhandenen Flexibilitätsoptionen, z.B. der flexibleren Fahrweise von konventionellen Kraftwerken, den Im- und Exporten oder der Speicherung auffangen. Damit der Markt auch in einem zukünftigen System mit einem deutlich höheren Anteil erneuerbarer Energien in der Lage ist, Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt übereinander zu bringen, muss das Preissignal seine Wirkung voll entfalten können. Technologieoffenheit und die Schaffung eines Level-Playing-Fields ist das Gebot der Stunde für eine wettbewerbliche Bereitstellung von Flexibilität sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbraucherseite. Ein Eingriff in den Markt durch neue Förderinstrumente wäre demgegenüber kontraproduktiv.

Marktliches Verhalten kann jedoch nicht ohne das Stromnetz realisiert werden. Eine ausreichend ausgebaute Netzinfrastruktur ist die Voraussetzung für einen einheitlichen Strommarkt, denn das - bundesweite, einheitliche - Marktergebnis sollte auch über die Netzinfrastruktur abbildbar sein. Sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilernetzebene sind dazu umfangreiche Investitionen zu tätigen, damit die Netze ihre Transportaufgabe auch in einem System mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien erfüllen können. Im Übertragungsnetz bedingt der notwendige Netzausbau bis zu dem im Bundesbedarfsplangesetz festgelegten Bedarf Investitionskosten von ca. 30 Mrd. € (davon 5 Mrd. € durch Startnetz, wie z.B. EnLAG). Hier ist die Vollverkabelung der HGÜ wie auch ein 20%iger Kabelanteil bei den im Gesetz gekennzeichneten Drehstrom-Pilotstrecken enthalten. Anhaltspunkte für den Ausbaubedarf auf der Verteilernetzebene beziffert die BMWi-Verteilernetzstudie. Das Kostenvolumen des Ausbaus liegt je nach Szenario zwischen 23 und 49 Mrd. Euro bis 2032. Diese Szenarien beruhen allerdings noch auf den Zubauraten des EEG 2014 und darüber noch hinausgehenden Länderzielen. Mit den letzten EEG-Novellen dürfte insofern nur noch der untere Rand realistisch sein.

Allerdings kann es zukünftig vermehrt zu Situationen kommen, in denen die vorhandene Netzinfrastruktur nicht ausreicht, um die Transportaufgabe des Netzes zu erfüllen. Gründe hierfür sind u.a. der stetige Zubau erneuerbarer Energien, die immer intensivere Verbindung mit dem Ausland, der Zubau und Rückbau konventioneller Erzeugungsleistung und die Reaktion der Marktseite auf das dargebotsabhängige Angebot. Netzausbau ist hier das erste Mittel der Wahl. Steht die erforderliche Netzinfrastruktur übergangsweise oder dauerhaft nicht zur Verfügung, werden Netzengpässe im Übertragungs- und Verteilernetz die Folge sein.

Diese Entwicklung zeigt sich schon heute. So nehmen die Redispatchvolumina im Übertragungsnetz kontinuierlich zu. 2015 betragen diese 16 TWh im Vergleich zu rund 5,2 TWh in 2014, das entspricht einem Zuwachs von 200%. Der Einsatz von Redispatch ist dabei nichts anderes als der Einsatz von Flexibilität für das Netz durch den Übertragungsnetzbetreiber. Gleiches gilt für Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements (EinsMan). Die Ausfallarbeit über alle EEG-Energieträger hat sich von 2014 auf 2015 mehr als verdreifacht. Insgesamt wurden im Jahr 2015 4,7 TWh abgeregelt. Rund 11% der Ausfallarbeit wurden durch Engpässe im Verteilernetz verursacht und auch dort behoben².

Auf Verteilernetzebene stellt sich das Auftreten von Netzengpässen je nach Spannungsebene, EE-Zubau und Lastsituation sehr heterogen dar. So kann in einzelnen Gebieten eines Verteilernetzes der Ausbau eines einzigen größeren Windparks mit relativ geringer Last und nur begrenzten Rückspeisekapazitäten erhebliche Probleme hervorrufen, wenn sich hier innerhalb weniger Jahre oder gar Monate erhebliche Verschiebungen

² vgl. Monitoringbericht 2015 und 2016.

bei der Geschwindigkeit der Veränderungen von Leistung und Entnahme sowie des Zeitraums der Leistungsänderung ergeben. Zeitliche oder geografische Ausgleichs- oder Glättungseffekte entstehen bei vergleichsweise kleinen Netzgebieten nur in geringem Umfang. Dann steigt aus netztechnischer Sicht der Bedarf für den Einsatz von Flexibilität für die betroffenen Verteilernetze stark an.

Wie aber können unter diesen Voraussetzungen Netzengpässe durch den Netzbetreiber effizient bewirtschaftet werden, sodass die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers jederzeit erfüllt wird?

Flexibles Verhalten kann dazu beitragen, überlastete Netzstränge zu entlasten. Dann kann auch von einem Bezug "netzdienlicher Flexibilität zum Engpassmanagement von Dritten" gesprochen werden. Als Anbieter netzdienlicher Flexibilität kommen derzeit praktisch ausschließlich die Erzeuger in Frage, perspektivisch könnten sich aber auch Lasten und Stromspeicher einbringen. Abgerufen werden diese Flexibilitäten von den Netzbetreibern. Im Sinne der obigen Definition von Eurelectric kann somit auch der Netzbetreiber Signalgeber für flexibles Verhalten sein, etwa im Hinblick auf die Auslösung einer Verhaltensänderung dritter Akteure zu netzdienlichen Zwecken.

Insbesondere auf der Ebene der Verteilernetze stellen sich dabei komplexe regulatorische Fragen, für die es tragfähige Antworten zu entwickeln gilt. In erster Linie ist zu klären, wie weit der Handlungsspielraum des Verteilernetzbetreibers bei der marktlichen Beschaffung netzdienlicher Flexibilität zum Engpassmanagement geht und durch welche Nebenbedingungen er flankiert wird.

Diese Frage ist von besonderer Relevanz, da es sich bei der Netzebene um eine Wertschöpfungsstufe handelt, die wegen ihrer Monopolstellung regulatorischen Vorgaben unterliegt. Demgegenüber wirken Erzeuger, Lasten und Speicher im wettbewerblichen Umfeld. Der Austausch zwischen regulierter Ebene und wettbewerblichen Akteuren zu netzdienlichen Zwecken sollte besondere Beachtung finden.

Folgende Leitfragen strukturieren das Papier:

- In welchen Bereichen des Stromsystems besteht Bedarf für den Einsatz von Flexibilität? (Kapitel 2)
- Wo bestehen Hemmnisse für die Bereitstellung von Flexibilität? (Kapitel 3)
- Wie können Flexibilitätpotenziale besser erschlossen werden und welche Nebenbedingungen sind dabei einzuhalten? (Kapitel 4)

Bei der Beantwortung dieser Fragen wird zwischen dem Einsatz der Flexibilität im Markt oder im Netz unterschieden. Die Trennung ergibt sich aus den unterschiedlichen wettbewerblichen, technischen und letztlich auch regulatorischen Voraussetzungen.

Das Papier hat nicht zum Ziel, konkrete Flexibilitätsbedarfe in bestimmten Segmenten des Energiesektors tatsächlich zu quantifizieren. A priori sollen keine Anwendungsfälle für den Einsatz von Flexibilität kreiert werden. Der Einsatz von Flexibilität ist weder Selbstzweck noch bleibt ein etwaiger Bedarf auf einem konstanten Niveau. Vielmehr wandelt sich der Bedarf an Flexibilität mit den Rahmenbedingungen im Stromversorgungssystem.

Ein Fazit zum vorliegenden Papier findet sich in Kapitel 5 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Die Ergebnisse sind in den "10 Thesen zum Thema Flexibilität in einem zukünftigen Stromversorgungssystem" zusammengefasst.

2 Zunehmende Flexibilisierung des Stromversorgungssystems

Für einen sicheren Betrieb des Stromversorgungssystems muss eine zentrale Anforderung erfüllt sein: Einspeisungen und Ausspeisungen müssen sich zu jedem Zeitpunkt die Waage halten. Ein Ungleichgewicht von Einspeisungen und Ausspeisungen führt zu Abweichungen von der Soll-Frequenz von 50 Hertz im Stromnetz. Abweichungen von der Soll-Frequenz gefährden die Systemstabilität unmittelbar.

Die Anforderung an das Stromversorgungssystem ist folglich, marktseitig einen kontinuierlichen Ausgleich von Ein- und Ausspeisungen durch eine Anpassung der Ein- und Ausspeisungen zu gewährleisten. Für diese Anpassungen muss Flexibilität auf dem Stromhandelsmarkt und auf dem Markt für Regelleistung bereitgestellt werden.

2.1 Flexibilität im Strommarkt

Damit Ein- und Ausspeisungen der Erzeuger und Verbraucher in einem Stromversorgungssystem stets ausgeglichen sind, wurden für den Strommarkt klare Regeln zur Verpflichtung des Bilanzkreisverantwortlichen zur Bewirtschaftung des Bilanzkreissystems gesetzt. Alle Bilanzkreisverantwortlichen sind zur Bilanzkreistreue, d.h. zum Ausgleich von Ein- und Ausspeisungen in ihrem Bilanzkreis im Viertelstundenraster, verpflichtet. Die vertragliche Verpflichtung zur Bilanzkreistreue wird flankiert durch wirtschaftliche Anreize, diesen Ausgleich herbeizuführen und sich zumindest nicht systemschädlich zu verhalten. Aufgrund der hohen Liquidität im Strommarkt ist das Bilanzierungssystem mit "symmetrischen" Ausgleichsenergetarifen ausgestaltet.

Das Bilanzkreissystem enthält die Pflicht und setzt darüber hinaus den Anreiz, Bilanzkreise aktiv zu bewirtschaften, d.h. Erzeugung und Verbrauch an die Rahmenbedingungen anzupassen. Ist absehbar, dass einer relativ großen Nachfrage (Starklast) nur ein begrenztes Stromangebot entgegensteht (Flaute), steigt der Strompreis am Stromhandelsmarkt insgesamt an. In der Folge wird ggf. ein größeres Stromerzeugungsangebot mobilisiert oder die Verbraucher reduzieren ihren geplanten Stromverbrauch. Ausgehend vom Bilanzkreissystem bildet sich das Strompreissignal im Zusammenspiel von nationalen und grenzüberschreitenden Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Märkten.

Die in den Handelskontrakten der Marktakteure erzielbaren Preise entscheiden darüber, welche Erzeuger den Strom bereitstellen und welche Verbraucher den Strom verbrauchen. Der Strommarkt sorgt somit für eine effiziente Zuordnung von Angebot und Nachfrage. Eine besondere Bedeutung kommt der Dynamik des Strommarktes zu, die sich aus dem sich kontinuierlich ändernden Stromverbrauch und der sich kontinuierlich ändernden Stromerzeugung ergibt. Änderungen in der Stromnachfrage und dem Stromangebot führen zu einer erhöhten Volatilität bei der Residuallast. Die Residuallast erfasst denjenigen Anteil der Gesamtlast, der nicht bereits durch Einspeisungen auf Basis erneuerbarer Energien abgedeckt wurde. Die Residuallast muss durch flexible, nicht dargebotsabhängige konventionelle Erzeugungsanlagen gedeckt werden. Im Stromversorgungssystem im Umfeld der Energiewende steigt der Bedarf an Flexibilität somit an.

Unflexibles Verhalten wird für Erzeuger und perspektivisch auch für Verbraucher und ihre Lieferanten zunehmend teuer:

Für Erzeuger kann es teuer werden, wenn sie bei niedrigen oder gar negativen Preisen ihre Erzeugung nicht entsprechend zurückfahren können und somit über mehr oder weniger lange Zeiträume ihre Erzeugungskos-

ten nicht durch den Strompreis gedeckt sind. Verbraucher mit unflexiblen Nachfrageverhalten können hingegen zeitweilig hohen Preisen nicht durch Verlagerung ihres Strombezugs in günstigere Zeiten ausweichen. Ihnen - beziehungsweise ihren Stromlieferanten - entgeht wegen mangelnder Flexibilität eine mögliche Kosteneinsparung. Möglicherweise zahlt ein Industriekunde für den von ihm verbrauchten Strom im Extremfall mehr als er im Rahmen seines Produktionsprozesses an Mehrwert erwirtschaftet. Flexibilität wird damit langfristig zu einem wesentlichen Bestimmungsfaktor für eine preisgünstige Stromversorgung. Für eine effiziente Koordinierung muss das Strommarktsignal daher bestenfalls unverzerrt auf Erzeuger und Verbraucher wirken können.

Flexible Erzeuger und Verbraucher können ihre Leistung nicht nur auf dem Stromgroßhandelsmarkt anbieten, sondern auch auf den Regelleistungsmärkten vermarkten. Regelleistung dient dem kurzfristigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch bspw. aufgrund von unvorhergesehenen Kraftwerksausfällen oder Prognoseabweichungen bei der Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Hohe Anforderungen an die Flexibilität gelten deshalb für den Regelleistungsmarkt seit jeher. Anlagen zur Bereitstellung von Regelleistung müssen in der Lage sein, ihre Leistung in vergleichsweise kurzer Zeit anzupassen.

Erzeugungsanlagen, die Regelleistung bereitstellen, müssen unabhängig von einem tatsächlichen Einsatz mindestens in Teillast betrieben werden. Dieser Teillastbetrieb ist bei der positiven Regelernergie durch die technologische Mindesterzeugung determiniert. Bei negativer Regelernergie muss dagegen eine sehr hohe Erzeugung gefahren werden, um die geforderte Absenkung erbringen zu können. Bei Lasten gelten die umgekehrten Verhältnisse: Positive Regelernergie durch Lasten wird durch kurzfristige Reduktion des Verbrauchs erbracht, negative Regelernergie erfordert einen niedrigen Verbrauch der kurzfristig erhöht wird (z.B. durch Hochfahren der Produktion oder elektrische Wärmeerzeugung). Übertragungsnetzbetreiber beschaffen Regelleistung durch ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren.

2.2 Flexibilität im Netz

Marktliches Verhalten kann nicht ohne das Stromnetz realisiert werden. Das Marktergebnis muss über die Netzinfrastruktur abbildbar sein, andernfalls muss der Netzbetreiber in das Marktergebnis eingreifen. Durch die zunehmend dargebotsabhängige Einspeisung, durch die Intensivierung des Im- und Exportes und vor allem durch den schleppenden Netzausbau werden die Stromnetze vermehrt an ihre Belastungsgrenze geführt. Der Einsatz netzdienlicher Flexibilität zum Engpassmanagement trägt dazu bei, diese Belastungen zu reduzieren und das Marktergebnis realisierbar zu machen.

Wie aber gestalten sich diese Maßnahmen konkret und wie ordnen sie sich in die Gesamtstrategie zum Netzausbau ein? Und welche Nebenbedingungen begrenzen den Handlungsspielraum des Netzbetreibers?

Zur Beantwortung dieser Fragen gilt es zu klären, woran sich die Netzdimensionierung bemisst. Im zweiten Schritt wird dann die Funktionsweise des Engpassmanagement diskutiert, mit dem Ziel, Anwendungsfälle für netzdienliche Flexibilität aufzuzeigen.

Ob und in welchem Maße netzdienliche Flexibilität eingesetzt werden kann, wird abhängig davon sein, auf welcher Spannungsebene ein Engpassmanagement notwendig ist, welche Erzeugungs- und Lastsituation in einem bestimmten Netzgebiet vorherrscht und inwiefern der Verantwortungsbereich des Übertragungs- und

Verteilernetzbetreibers tangiert ist. Dass 97 % der EE-Anlagen an die Verteilernetzebene angeschlossen sind, ist dabei nur ein Randaspekt. Denn dies gilt für die Anschlusssituation der Lasten seit je her. Außerdem ist die Erzeugungs- und Laststruktur in den einzelnen Netzgebieten sehr heterogen. Daher kann auch der Bedarf an netzdienlicher Flexibilität zum Engpassmanagement sehr unterschiedlich ausfallen.

2.2.1 Dimensionierung des Netzes

Auf Übertragungsnetzebene wird der Bedarf an Netzausbau in aufwändigen Verfahren (Szenariorahmen, Netzentwicklungsplanung) ermittelt und über das Bundesbedarfsplangesetz und das NABEG durch die Übertragungsnetzbetreiber realisiert. Die Bundesnetzagentur hat in diesem Prozess umfassende Zuständigkeiten erhalten. In den Netzentwicklungsplänen schlagen die Übertragungsnetzbetreiber vor, welche Maßnahmen zum Netzausbau in den nächsten Jahren notwendig sind. Diese werden dann durch die Bundesnetzagentur geprüft und, soweit die Vorhaben für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind, bestätigt. Sie bilden die Basis für den Bundesbedarfsplan und anschließend das Bundesbedarfsplangesetz. Alle Netzausbaupläne der Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass Stromleitungen nicht für Erzeugungs- oder Handelsspitzen ausgebaut werden, die vielleicht nur wenige Stunden im Jahr auftreten. Dies bedeutet, dass auch bei vollständiger Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan das Übertragungsnetz nicht ohne netzdienliche Flexibilität auskommen wird. In extremen Belastungssituationen sind weiterhin Flexibilitätsmaßnahmen zur Netzabsicherung, wie bspw. Redispatch, in einem gewissen Umfang erforderlich. Bis der Netzausbau vollendet ist, müssen sogar in sehr erheblichem Umfang Maßnahmen wie Redispatch eingesetzt werden, um trotz bestehender Netzengpässe das Marktergebnis abbilden zu können.

Im Bereich der Verteilernetze war in der Vergangenheit die vollständige Umsetzbarkeit des Marktgeschehens der Maßstab für die Netzdimensionierung. Dabei ist der gezielte Einsatz von netzdienlicher Flexibilität zur Erhöhung der Netzkapazität in der Praxis bisher nicht etabliert. Den gezielten Einsatz von netzdienlicher Flexibilität kennt das Verteilernetz historisch lediglich bei der Ladung von Nachtspeicherheizungen. Diese werden traditionell durch ein Steuersignal des Netzbetreibers geladen und erhalten dafür ein ermäßigtes Entgelt. Der Lieferant beliefert mit einem Standardlastprofil (SLP). Andernfalls würde hier die Netzkapazität schon heute nicht ausreichen, um aktives Demand-Side-Management von Nachtspeicherheizungen jederzeit netzseitig zu ermöglichen.

Mit der BMWi-Verteilernetzstudie wurden erstmals konkrete Einsparpotenziale beim Netzausbau ermittelt. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass durch den Einsatz intelligenter Betriebsmittel (untersucht wurde die Installation von regelbaren Ortsnetztransformatoren) sowie der Berücksichtigung der sogenannten Spitzenkappung die jährlichen Zusatzkosten zur Integration von EE-Anlagen in Verteilernetze erheblich reduziert werden können. Der durch den EE-Zubau induzierte Netzausbaubedarf könnte dann, betrachtet über alle Spannungsebenen (Hoch-, Mittel- und Niederspannung), signifikant gesenkt werden.

Im Rahmen des im Juli 2016 verabschiedeten Strommarktgesetzes wurde das Konzept der Spitzenkappung durch den Gesetzgeber konkretisiert. Das Konzept sieht vor, dass Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für einen bedarfsgerechten, wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze die Annahme zu Grunde legen können, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu drei Prozent reduziert werden darf. Auch im Rahmen des Verteilernetzausbaus wird damit das Prinzip operationalisiert, dass Stromleitungen nicht für besondere Erzeugungs- oder Handelsspitzen ausgebaut werden sollen. Da ca. 97 % der EE-Anlagen auf Verteilernetzebene angeschlossen sind oder

werden, handelt es sich um ein Instrument für Verteilernetzbetreiber. Die Übertragungsnetzbetreiber sind wiederum im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans verpflichtet, die Auswirkungen der Spitzenkappung in ihren Szenarien zum Netzausbau zu berücksichtigen.

Das Instrument der Spitzenkappung eröffnet Verteilernetzbetreibern die Möglichkeit, ihr Netz nicht mehr auf die Aufnahme der letzten Kilowattstunde auszulegen, sondern ein im Sinne der energiewirtschaftlichen Ziele des EnWG und EEG sinnvolles Maß zu dimensionieren. Die Wirkung des Instrumentes besteht darin, den Ausbaubedarf bestehender Leitungen zeitlich weiter in die Zukunft zu verschieben oder sogar vollständig zu vermeiden. Bei zulässiger planerischer Berücksichtigung der Spitzenkappung können mehr Anlagen angeschlossen werden, bevor ein Ausbaubedarf im Netz entsteht. Ob Netzbetreiber von dieser Möglichkeit Gebrauch machen, steht in ihrem Verantwortungsbereich. Dabei bietet sich das Instrument der Spitzenkappung vor allem in Netzgebieten an, in denen bereits viele EE-Anlagen angesiedelt sind und neu angesiedelt werden.

Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung wird mit dem Konzept der Spitzenkappung das Ziel eines volkswirtschaftlichen Optimums bei der Dimensionierung des Netzes angestrebt. Dieser Ansatz ist neu und weicht von der bisherigen Zielrichtung eines auf die vollständige Umsetzung des Marktergebnisses ausgerichteten Netzausbaus auf der Verteilernetzebene ab.

Der Optimierungsspielraum des Netzbetreibers kann sich über das Instrument der Spitzenkappung hinaus noch erweitern. Wie in der BMWi-Verteilernetzstudie gezeigt, können intelligente Betriebsmittel eine kostengünstigere Lösung für den Netzausbau darstellen als konventionelle Lösungen "in Kupfer". Denkbar ist auch, dass der Netzbetreiber auf andere Alternativen zurückgreift, die einer Kupferlösung ebenbürtig sind, aber kostengünstiger. Dies umfasst beispielsweise die Berücksichtigung von Speichern oder Lasten in der langfristigen Netzausbauplanung. Diese werden dann so eingesetzt, dass sie eine Alternative zum Netzausbau darstellen. Das Optimierungskalkül des Netzbetreibers sollte hier von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen geleitet werden. Wenn Alternativen zum Netzausbau eine kostengünstigere Lösung darstellen, müssen die Anreize im System der Anreizregulierung diese honorieren. Die darauf aufbauenden Überlegungen, ob Anreize zu kostengünstigerem Netzausbau geschaffen werden sollten und welche Konsequenzen daraus resultierten, werden aber in diesem Papier nicht weiter vertieft. Das Papier widmet sich vielmehr den Herausforderungen aus einem verzögerten, nicht möglichen oder geringer dimensionierten Netzausbau.

Unter der Voraussetzung, dass das Stromnetz vorübergehend nicht für den tatsächlichen Transportbedarf ausgelegt ist bzw. planerisch gar nicht ausgelegt wird, ergeben sich folgende Schlussfolgerungen.

Der Netzbetreiber wird operative Maßnahmen des Netzsicherheitsmanagements ergreifen müssen, die notwendig sind, weil die angestrebte Dimension des Netzausbaus noch nicht erreicht ist. Der Einsatz würde sich in diesem Fall auf einen bestimmten Zeitraum beschränken. Die Maßnahmen erfolgen aktuell nach dem in Abschnitt 2.2.2 dargestellten Konzept zum Engpassmanagement.

Zudem können (vermehrt) operative Maßnahmen dauerhaft notwendig werden, wenn der Netzbetreiber sich planerisch für eine Dimensionierung seines Netzes entschieden hat, die sich nicht an einem auf die vollständige Realisierung des Marktgeschehens ausgerichteten Netzausbau orientiert. Diese Maßnahmen ordnen sich ebenfalls in die in Abschnitt 2.2.2 dargestellte Systematik ein. Gleichwohl werden trotz des zunehmenden Optimierungskalküls der Netzbetreiber ein ausreichend dimensioniertes Verteilernetz die Regel und der konventionelle Netzausbau das Mittel der Wahl bleiben.

2.2.2 Konzept zum Engpassmanagement: Die Netzampel

Das Bild der Netzampel wird bereits seit 2011 im Zuge der Diskussion um Flexibilitätserfordernisse in den Bereichen Netz und Markt genutzt³. Die Netzampel ist als Verdeutlichung absehbar bevorstehender Netzengpässe und den möglichen Gegenmaßnahmen durch den Netzbetreiber im Rahmen der Netzbetriebsführung gedacht. Sie wird auch dazu gebraucht, eine stärkere Einbindung von Marktakteuren zur Behebung von Netzproblemen auf der Verteilernetzebene abzubilden. Dabei ist zu beachten, dass das Bild der Ampel immer nur auf ein bestimmtes vom Netzbetreiber nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien definiertes Netzsegment sinnvoll anwendbar ist. Diese Unterteilung kann sehr kleinteilig sein; gemäß der BMWi-Verteilernetzstudie gibt es in Deutschland ca. 500.000 Niederspannungsnetze, 4.500 Mittelspannungsnetze und 100 Hochspannungsnetze, die jeweils einzeln engpassbehaftet sein könnten und dann eines temporären oder dauerhaften Engpassmanagements bedürften.

Folgende rechtliche Einordnung wurde nach den Vorgaben des § 13 EnWG vorgenommen:

| | |
|--|------|
| Alle Marktteilnehmer können ihre Pläne verwirklichen, allenfalls netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG erforderlich | Grün |
| Marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG | Gelb |
| Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG und Maßnahmen nach § 14 EEG (sog. Einspeisemanagement) | Rot |

Abbildung 3: Ampel - rechtliche Einordnung nach den Vorgaben des § 13 EnWG

Quelle: Bundesnetzagentur.

In der grünen Phase können alle Marktteilnehmer ihre Pläne verwirklichen. Es gibt keine Einschränkungen durch den Netzbetreiber. Dies ist der optimale Zustand, der angestrebt werden sollte.

Sieht sich ein Netzbetreiber mit Netzproblemen konfrontiert, die er nicht mehr durch den Einsatz eigener Betriebsmittel lösen kann, verlässt er die grüne Phase. Er tritt nun in die gelbe Phase ein und greift zu sogenannten marktbezogenen Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Diese umfassen z.B. das Herauf- und Herunterfahren von konventionellen Kraftwerken (Redispatch) oder auch den vertraglich vereinbarten Einsatz von abschaltbaren und zuschaltbaren Lasten, deren Kontrahierung nach heutiger Rechtslage allerdings nur unter bestimmten Voraussetzungen zulässig ist.

Wenn sich die Gefährdung oder Störung durch die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG nicht beseitigen lässt und die zur Verfügung stehenden marktbezogenen Maßnahmen erschöpft sind, müssen die Netzbetreiber Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG ergreifen. In dieser „roten Ampelphase“ können konventionelle Erzeugungsanlagen, Lasten und auch erneuerbare Anlagen ohne vorherige Vereinbarung oder Absprache und ohne eine Entschädigungszahlung abgeschaltet (oder hochgefahren) werden.

³ So z.B. im "Smart Grid und Smart Market"-Papier der BNetzA.

Sofern es sich um einen Netzengpass handelt, gilt für EEG- und KWK-Anlagen § 13 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14 EEG (Einspeisemanagement, bzw. "EinsMan"). Das heißt: Auch sie werden bei Netzengpässen abgeschaltet oder in ihrer Einspeisung reduziert, allerdings nachrangig zu konventionellen Anlagen und mit einer gesetzlich festgeschriebenen Entschädigung (§ 15 EEG).

Wie oben dargestellt, werden die Maßnahmen nach den Vorgaben des § 13 EnWG in eine rechtliche Rangfolge eingeordnet. Was bedeutet das operativ? Der Netzbetreiber darf Maßnahmen der roten Phase nur ergreifen, wenn die Maßnahmen der grünen und gelben Phase nicht ausreichen werden. Dies bedeutet nicht, dass die Netzbetreiber dazu gezwungen sind, EinsMan-Maßnahmen allein als Istwert-basierter Prozess „auf Sicht“ zu fahren. Die Vorgaben zum Einspeisevorrang und zur gesetzlichen Maßnahmen-Rangfolge nach den §§ 13, 14 EnWG i.V.m. § 11 und 14 EEG bzw. § 3 KWKG schließen die Planung und Durchführung von EinsMan-Maßnahmen in einem Planwert-basierter Prozess, wie er auch für die Redispatch-Maßnahmen Anwendung findet, nicht aus. Die Netzbetreiber sollten bereits im Rahmen geeigneter Planwert-basierter Prozesse anhand von vorab erhebbaren Daten und Erfahrungswerten mit hinreichender Sicherheit jedenfalls eine mindest erforderliche EinsMan-Menge mit zeitlichem Vorlauf abschätzen.

Die im Gesetz angelegte Rangfolge von Maßnahmen zum Management von Netzengpässen ist nach § 13 EnWG für Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen. Für Verteilernetzbetreiber gelten die Vorschriften nach § 14 Abs. 1 EnWG entsprechend, soweit sie selbst für die Sicherheit und Zuverlässigkeit in ihrem Netz verantwortlich sind.

Wie läuft das Engpassmanagement auf der Verteilernetzebene tatsächlich ab?

Redispatchmaßnahmen finden auf der Verteilernetzebene praktisch nicht statt, da die Redispatchpotenziale im Verteilernetz stark beschränkt sind. Auf der Verteilernetzebene werden im Falle eines Netzengpasses fast ausschließlich Maßnahmen wie Einspeisemanagement ergriffen. Insbesondere für Verteilernetzbetreiber mit einer hohen EE-Einspeisung ist Einspeisemanagement oftmals das Mittel der Wahl. Auch durch die Einführung der Spitzenkappung können die Erfordernisse eines Engpassmanagements dauerhaft und flächendeckend werden. Im Falle eines Engpasses findet daher ein direkter Wechsel von der grünen in die rote Phase statt.

Dieser direkte Wechsel ist darin begründet, dass das Angebot an marktbezogenen Maßnahmen sowie die Anreize für den Netzbetreiber diese einzusetzen, derzeit kaum vorhanden sind. Deshalb muss die Frage gestellt werden, ob und wie ein effizienteres Engpassmanagement für Verteilernetze möglich würde, wenn durch zusätzliche Anreize und Nebenbedingungen zusätzliche Potenziale für marktbezogene Maßnahmen gehoben würden. In Kapitel 3.5 wird diskutiert, was einer aktiveren Nutzung von marktbezogenen Maßnahmen in der gelben Phase entgegenstehen kann. In Kapitel 0 werden Lösungsansätze skizziert.

3 Flexibilitätshemmnisse

Die Regeln zur Ausgestaltung des Strommarktes, die Förderung von erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung, die Regelungen zu Kostenregulierung und Entgeltsystematik beeinflussen die Wirtschaftlichkeit und somit den Einsatz von Flexibilität in erheblichem Maße. Die Strommarktgestaltung kann zu einem Hemmnis für die Entwicklung von Flexibilität auf der Nachfrage- oder Angebotsseite führen.

Grundsätzlich wird Flexibilität erst dann genutzt und eine Investition in Flexibilität erst dann getätigt, wenn die damit verbundenen Erlösmöglichkeiten deren Kosten übertreffen. Dabei kann es sein, dass geringe Preisdifferenzen durch eine Flexibilität mit geringen Kosten häufig ausgenutzt werden, während Flexibilitäten mit hohen Kosten auf hohe Preisdifferenzen angewiesen sind, die eher selten auftreten. Insgesamt ist eine freie Preisbildung, wie sie im Strommarktgesetz angelegt ist, unerlässlich. In den folgenden Abschnitten (3.1. bis 3.3) werden Hemmnisse aus der Strommarktgestaltung dargestellt, durch die der Einsatz von Flexibilität in der Praxis erschwert wird.

Von den Regeln zur Ausgestaltung des Strommarktes und den dort bestehenden Hemmnissen deutlich zu unterscheiden sind die Fragestellungen, die sich in Bezug auf die Netzinfrastruktur ergeben. Die Nutzung des Netzes sollte im volkswirtschaftlichen Sinne effizient gestaltet und eine unverhältnismäßige Belastung des Netznutzers vermieden werden. Der Netzbetreiber soll zu diesem Zweck seinen Handlungsspielraum nutzen und Lösungen für die effiziente Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe entwickeln. Hemmnisse, die dem entgegenstehen, werden in den Abschnitten 3.4 bis 3.5 herausgearbeitet und mit den notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen abgeglichen.

3.1 Hemmnisse aus der Gestaltung der Regelungen zum Stromhandel

Die Regelungen zur Ausgestaltung des Stromhandels haben erheblichen Einfluss auf den Einsatz von Flexibilität. Zwei Faktoren sind hier besonders relevant: Die Dauer der Bilanzierungsperiode und die damit verbundene Ausgestaltung der Handelsprodukte sowie die Länge des Zeitraums zwischen dem Handelsschluss und dem Lieferzeitpunkt.

Die Dauer der Bilanzierungsperiode wird regulatorisch bestimmt und beträgt in Deutschland gemäß Strom-NZV eine Viertelstunde. Über die Bilanzierungsperiode werden Ein- und Ausspeisungen eines Bilanzkreises saldiert. Im Idealfall entsprechen die bilanzierten Einspeisungen den Ausspeisungen, Differenzen werden vom Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt oder abgenommen und mit dem Ausgleichsenergiepreis belegt.

In anderen Ländern sind abweichende Intervalle für die Bilanzierungsperiode gewählt worden, die teilweise deutlich oberhalb von fünfzehn Minuten liegen. Für eine grenzüberschreitende Kopplung der Intraday-Märkte in diesem Zeitraster ist dies ein Ausschlusskriterium. Für eine weitere Marktkopplung wäre ein erster notwendiger Schritt die europäische Harmonisierung der Bilanzierungsperiode. Die hierfür erforderliche Umstellung ist tiefgehend, da im Rhythmus der Bilanzierungsperiode alle stromwirtschaftlichen Prozesse abgewickelt werden. In der Verordnung der EU-Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (2015/1222, "CACM-Verordnung") ist eine Kopplung der Day-Ahead- und Intraday-Märkte in einem engen Zeitrahmen vorgesehen.

Die Bilanzierungsperiode setzt zugleich den Rahmen für die Ausgestaltung von Stromhandelsprodukten. Denn die Dauer der Bilanzierungsperiode bestimmt letztlich auch die "kleinste Stückelung" für Stromhandelsprodukte. Jedoch wird die Ausgestaltung der Strommarktprodukte nicht detailliert durch den Gesetzgeber oder den Regulierer vorgegeben. Vielmehr entscheiden die Handelsakteure selber über die Ausgestaltung und Einführung von Strommarktprodukten, indem sie diejenigen Produkte, mit denen sie ihren Verpflichtungen aus Liefer-, Abnahme- und Bilanzkreisverträgen am besten nachkommen können, nachfragen. Flexibilität für den Strommarkt können folglich durch die Anpassung der Produktspezifikationen durch den Markt selber mobilisiert werden.

So werden auf dem Day-Ahead-Markt beispielsweise überwiegend stündliche Produkte gehandelt. Stündliche Produkte stellen allerdings ein Hemmnis für die Teilnahme von Flexibilitätsoptionen mit Zeitkonstanten von weniger als einer Stunde dar, da sie zusichern müssen, eine Stunde durchgehend Strom zu liefern oder ihren Verbrauch durchgehend zu verringern. Für die Teilnahme von Flexibilitätsoptionen mit geringeren Zeitkonstanten ist daher der Intraday-Markt von großer Bedeutung, auf dem Viertelstundenprodukte gehandelt werden.

Eine Möglichkeit zur Reduzierung des Regelenenergiebedarfs und zur Verminderung des Ausgleichsenergieerisikos ist die Verschiebung des Handelsschlusses des kontinuierlichen Intraday-Handels näher zum Lieferzeitpunkt. Die Prognose zur Einspeisung von konventionellen wie von erneuerbaren Energien, die Prognose des Verbrauchs und die Informationen zur Verfügbarkeit steuerbarer Lasten und Speicher werden umso besser, je näher man dem Lieferzeitpunkt kommt. Flexibilität könnte so zielgerichtet eingesetzt werden.

3.2 Hemmnisse aus der Gestaltung des Regelleistungsmarktes

Um die Kosten für Regelenenergie möglichst niedrig zu halten, sind flexible Erzeuger und Verbraucher eine sinnvolle Ergänzung zur Bereitstellung von positiver oder negativer Regelleistung aus konventionellen Kraftwerksanlagen. Sie können den Wettbewerb auf dem Regelleistungsmarkt erhöhen und tragen damit zu Kostensenkungen bei. Voraussetzung für die Teilnahme flexibler Verbraucher am Regelleistungsmarkt ist, dass sie Regelleistung zuverlässig über die geforderten Zeitintervalle bereitstellen können und entsprechend von den Übertragungsnetzbetreibern für die Regelleistungserbringung präqualifiziert werden. Hierbei ist ein hoher Qualitätsstandard erforderlich.

Zurzeit wird Regelleistung überwiegend von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeichieranlagen erbracht, da sie zuverlässig verfügbar und relativ kostengünstig sind. Es bestehen dabei Wechselwirkungen zwischen Regelleistungs- und Stromgroßhandelsmarkt:

Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt schränkt zwangsläufig die Vermarktbarkeit der jeweiligen Anlagen im Stromgroßhandel ein, da sie zur Erbringung von Regelleistung in der Lage sein müssen, ihre Einspeisung sehr kurzfristig anzupassen. Anbieter von positiver Regelleistung können nicht ihre volle Leistung am Großhandelsmarkt anbieten, da sie zur Erbringung von Regelleistung noch zusätzlichen Strom erzeugen können müssen. Zudem müssen die Anlagen je nach technischer Möglichkeit bereits auf einem bestimmten Niveau erzeugen, damit sie Regelleistung ausreichend schnell erbringen können. Thermische Kraftwerke als Anbieter von negativer Regelleistung können ihre Erzeugung daher selbst bei sehr niedrigen Strompreisen nicht vollständig reduzieren, da sie bei Abruf für Regelleistung ihre Erzeugung noch reduzieren können müssen.

Somit können die Teilnehmer am Regelleistungsmarkt ihre Erzeugung nicht vollständig an den Marktsignalen des Stromgroßhandelsmarktes ausrichten. Dies führt zu einem Sockel an konventioneller "Mindest"-Erzeugung im Stromgroßhandel. Selbst in Situationen mit hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien bleiben die Anlagen in Betrieb, da sie wie oben beschrieben für die Regelleistungsbereitstellung verfügbar sein müssen. Dies kann zu negativen Preisen, ineffizientem Export von Strom und mit weiter steigenden Anteilen der erneuerbaren Erzeugung an der Gesamterzeugung auch zur Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen beitragen. Mittel- und langfristig muss daher die Höhe der konventionellen Mindesterzeugung reduziert werden.

Die weitere Öffnung der Regelleistungsmärkte für neue Anbieter kann dem oben beschriebenen Problem der Wechselwirkungen zwischen Regelleistungs- und Stromgroßhandelsmarkt begegnen: Die zusätzliche Teilnahme von neuen, flexiblen Anbietern kann den Erzeugungssockel aus konventionellen Anlagen auf dem Stromgroßhandelsmarkt senken, indem die Regelleistungsvorhaltung aus konventionellen Anlagen durch die anderer, flexiblerer Anbieter ersetzt würde. Zu den möglichen neuen Anbietern zählen auch Betreiber von flexiblen Lasten (bspw. stromintensive Industrieunternehmen) und Speichern.

Ein Versuch, große Lasten an den Regelleistungsmarkt heranzuführen, wurde mit der Verordnung über abschaltbare Lasten (AbLaV) unternommen. Nach der ersten Verordnung konnten Lasten mit einer Abschaltleistung von mindestens 50 MW, die an der 110 kV-Ebene oder höher angeschlossen waren, an einer separaten Ausschreibung von Abschaltleistung der Übertragungsnetzbetreiber teilnehmen. Wie die Bundesnetzagentur in ihrem Evaluierungsbericht festgestellt hat, war das Ergebnis jedoch, dass der Anbieterkreis stark beschränkt war und fünf von sechs Anbietern vom Regelleistungsmarkt in die AbLaV gewechselt sind. Aufgrund der geringen Konkurrenz und der hohen Vergütung in der AbLaV wurde dem Regelleistungsmarkt Potenzial entzogen.

Die Novellierung der AbLaV im Jahr 2016 hat versucht den Anbieterkreis und den Wettbewerb innerhalb der AbLaV zu vergrößern, indem die Teilnahmebedingungen erleichtert wurden. So liegt die Mindestabschaltleistung jetzt bei 10 MW, der Angebotszeitraum wurde von einem Monat auf eine Woche verkürzt und die Anschlussspannungsebene der Last wurde auf 20 kV reduziert. Gleichzeitig wurden die Mindestlöse abgesenkt. Ob dies zu mehr flexiblen Anbietern führt oder ob im Gegenteil noch mehr Potenzial der Regelleistung entzogen wird, kann noch nicht beurteilt werden.

3.3 Verzerrungen des Strompreises durch Ausgestaltung von Förderungsregimen

3.3.1 Fördermechanismus der erneuerbaren Energien als Hemmnis für Flexibilität

Der Ausbau und die Förderung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist ein gesellschaftlich anerkanntes Ziel der Energie- und Klimapolitik in Deutschland. Die konkrete Umsetzung der Förderung über eine arbeitsabhängige Vergütung je erzeugter MWh Strom hemmt allerdings die Flexibilität der Erzeugung, da es die Reaktion der Erneuerbare-Energien-Anlagen auf die tatsächlichen Marktgegebenheiten erheblich einschränkt.

In Situationen, in denen dargebotsabhängig einspeisende erneuerbare Energien und unflexible konventionelle Kraftwerke auf eine schwache Nachfrage treffen, kann der Strompreis unter null sinken. Dies ist ein klares Signal des Marktes, dass es in diesen Situationen effizient ist, sowohl Erneuerbare-Energien-Anlagen herun-

terzufahren und die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken zu reduzieren als auch den Verbrauch zu erhöhen. Dabei sollte ein Marktmechanismus entscheiden, welche dieser Lösungen in bestimmten Situationen kosteneffizient ist. Denn auch die Flexibilisierung der konventionellen Energien erzeugt Kosten, die entweder durch Eigentümer konventioneller Erzeugungsanlagen oder durch Verbraucher zu tragen sind.

Im System der festen Einspeisevergütung und der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber findet jedoch keinerlei Reaktion der Erneuerbare-Energien-Anlagen auf Preissignale statt.⁴ Aus diesem Grund produzieren die Anlagen in dieser Vermarktungsform unabhängig von den tatsächlichen Marktgegebenheiten. Auch im System der Direktvermarktung mit Marktprämie findet keine vollständige Reaktion der Erneuerbare-Energien-Anlagen auf die Preissignale statt, da die Marktprämie als fixer Aufschlag auf den jeweils aktuellen Marktpreis ausgestaltet ist. Somit müsste zunächst die Summe aus Marktpreis und Marktprämie, abzüglich der variablen Kosten der Anlage und des Direktvermarkters negativ werden, bevor der Anlagenbetreiber einen Anreiz hat, abzuschalten. So wird selbst dann Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt, wenn die Marktpreise signalisieren, dass jegliche zusätzliche Erzeugung volkswirtschaftliche Kosten verursacht. Diese Konstellation trifft auch für Biomasse zu. Die Anlagen haben aufgrund der sehr hohen arbeitsbezogenen Förderung besonders wenige Anreize, sich flexibel zu verhalten. Diese Situation wird solange bestehen, wie die EE-Förderung ausschließlich arbeitspreisbezogen erfolgt. Die Kosten artikulieren sich in negativen Preisen.

Überlegenswert ist, die Förderung von erneuerbaren Energien perspektivisch an einem System zu orientieren, das auf die Einsatzentscheidungen und Kaufentscheidungen am Strommarkt weniger verzerrend wirkt. Dies kann aus naheliegenden Gründen nicht in einer rein leistungspreisbezogenen Förderung bestehen. Anlagen, die ihr Geld schon mit Errichtung und ohne jede Produktion verdienen, werden kaum nach Effizienzkriterien gebaut und eingesetzt werden. Außerdem würden sich die Finanzierung der erneuerbaren Energien und der konventionelle Erzeugung noch weiter auseinander entwickeln.

Nachdenken könnte man über eine strommengenbezogene Förderung. Die Bundesnetzagentur regt an, entsprechende Überlegungen wieder aufzunehmen und in einer Studie, die Vor- und Nachteile sorgfältig auf ihre volkswirtschaftlichen Gesamteffekte hin abwägt, zu untersuchen.

3.3.2 KWK-Förderung als Hemmnisse für Flexibilität

In vielen Stadtwerken und Industriebetrieben sind KWK-Anlagen installiert, die mit ihrer Stromerzeugung im Strommarkt oder in der Eigenversorgung agieren und arbeitsbezogene Förderungen erhalten (sogenannte KWK-Zulage). Sie profitieren außerdem von den vermiedenen Netzentgelten. Auch viele Biomasse-Anlagen werden als KWK-Anlagen betrieben, weil dies teilweise eine Voraussetzung ihrer Förderfähigkeit darstellt.

Diese Förderungen werden im Strompreisgebot der KWK-Anlage am Markt berücksichtigt: Diese können den Strom zu geringeren Preisen als andere Kraftwerke anbieten. Dadurch kommt es zu einer Verzerrung des effizienten Kraftwerkseinsatzes: Es laufen konventionelle Kraftwerke mit hohen variablen Kosten, die ohne verzerrende Effekte nicht laufen würden. Der Effizienzdruck auf die Anlagen ist deutlich vermindert. Aus diesem

⁴ Die Möglichkeit, limitierte Gebote im Fall von deutlich negativen Börsenpreisen und bei Aufruf zu einer zweiten Auktion abzugeben, könnte als Preisreaktion der Übertragungsnetzbetreiber gedeutet werden. Dies stellt aber keine Flexibilität dar und soll hier nicht betrachtet werden.

Grund laufen zahlreiche gasbetriebene KWK-Anlagen auch in Zeiten, in denen Gaskraftwerke eigentlich wegen niedriger Strompreise nicht wirtschaftlich eingesetzt werden können.

Während sich der Strompreis für die Letztverbraucher durch die KWK-Umlage erhöht, sinkt der durchschnittliche Strompreis auf dem Großhandelsmarkt. Aufgrund der arbeitsbezogenen Förderung lassen sich KWK-Anlagen auch bei negativen Preisen betreiben. Die technisch gegebene Flexibilität der Anlagen kommt dadurch nicht zum Einsatz. Die im politischen Raum vielfach vorgetragene technische Fähigkeit der KWK-Anlagen, flexibel auf wechselnde Anforderungen zu reagieren und die Kennlinien hoch und runter zu fahren, sind vor dem Hintergrund der ökonomischen Situation der KWK-Anlagen ohne Bedeutung: Ihre Erlössituation lässt keine Preisreaktion erwarten; die Anreize aus der direkten Förderung, den vermiedenen Netzentgelten und den Erträgen aus der Wärmebereitstellung werden das Strompreissignal in praktisch sämtlichen Stunden des Jahres übersteigen. Rund 96 TWh/a (netto), also ca. 16% des deutschen Stromverbrauchs, werden in KWK-Anlagen erzeugt.

Ein Versuch KWK-Anlagen zu flexiblerem Verhalten anzuregen, wurde mit der Einführung des Konzeptes "Nutzen statt Abregeln" durch den § 13 Absatz 6a EnWG unternommen. Liegt ein Engpass im Übertragungsnetz vor, kann der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Redispatches KWK-Anlagen in definierten Engpassgebieten Verträge anbieten. Diese beinhalten die Möglichkeit, dass der Netzbetreiber die KWK-Anlage im Falle eines Engpasses runterregeln darf. Die Wärmebereitstellung erfolgt dann mithilfe von vom Übertragungsnetzbetreiber bezahlten Heizstäben, die zusätzlich engpassentlastenden Stromverbrauch generieren. Dieser Prozess ist ein erster Schritt in Richtung einer flexibleren Fahrweise von KWK-Anlagen, der aber nur durch eine großzügige Vergütung durch die Übertragungsnetzbetreiber möglich ist.

Die Wärmebereitstellung von Power-to-Heat-Anlagen (es erfolgt eine Umwandlung von Strom in Wärme z.B. durch einen Heizstab) ist ein Beispiel dafür, wie Flexibilität im Rahmen einer Sektorkopplung bereitgestellt werden kann.

3.3.3 Privilegierung von Eigenverbrauch als Hemmnis für Flexibilität

Insbesondere die Belastung des Strompreises mit arbeitsbezogenen Abgaben, Umlagen und Steuern sowie Netzentgelten, von denen Eigenversorgungskonzepte weitestgehend befreit sind, machen Investitionen in Anlagen der Eigenversorgung wirtschaftlich. Der Preisvorteil einer Eigenerzeugungsanlage gegenüber dem Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung kann dabei bis zu 19 ct/kWh betragen.⁵ Zusätzlich zu den Preisvorteilen aus der Befreiung von Netzentgelten, Steuern und Umlagen erhalten die Eigenversorger unter Umständen auch vermiedene Netzentgelte sowie eine Förderung von KWK-Strom auch bei Eigenverbrauch. Sowohl das Eigenversorgungsprivileg als auch die sonstigen Vorteile werden fast immer unbefristet gewährt: Auch lange nach einer vollständigen Refinanzierung der Anlage durch die Allgemeinheit können die geldwerten Vorteile, Entlastungen und Förderungen weiterhin in Anspruch genommen werden.

Zahlreiche Investitionen werden getätigt, um in den Genuss der Vorteile dieses Privilegs zu kommen. Nicht die energiewirtschaftliche Sinnhaftigkeit der jeweiligen Investition steht im Vordergrund, sondern lediglich das Abschöpfen eines möglichst großen Anteils der aus dem Privileg resultierenden Vorteile.

⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2015), „Leitfaden zur Eigenversorgung“, Oktober 2015.

Gegenwärtig führen die Privilegien für Eigenverbraucher dazu, dass die Eigenerzeugungsanlage gar nicht oder allenfalls stark verzerrt bei extremen Preisen am Wettbewerb mit den anderen Erzeugungsanlagen am Großhandelsmarkt teilnimmt. Der Eigenversorger reagiert nicht oder allenfalls äußerst eingeschränkt auf Strompreissignale und wird nur in wenigen Stunden des Jahres mit sehr stark negativen Strompreisen auf einen Fremdstrombezug zurückgreifen. In den meisten Stunden des Jahres wird die Einsatzentscheidung zugunsten der Eigenerzeugung ausfallen, da die Produktionskosten einer Kilowattsunde Strom angesichts der eingesparten Abgaben, Umlagen und Steuern praktisch immer niedriger sind als die Kosten eines Fremdstrombezugs.

Damit entfällt die koordinierende Funktion des Strommarktes auch im Hinblick auf die CO₂-Emissionen: Eine Eigenverbrauchsanlage kann in praktisch jeder Marktlage rentabel betrieben werden, auch wenn sie aufgrund eines schlechten Wirkungsgrades oder eines CO₂-lastigen Brennstoffs (Kohle) gerade im Vergleich zum Gesamtmarkt erhöhte Emissionen aufweist. Die Wirkung des CO₂-Handels entfällt in dieser Konstellation; dies gilt auch dann, wenn das betreffende Industrieunternehmen keine Vorzüge im CO₂-Zertifikate-System genießt.

Eine Anlage, die mehr oder weniger ganzjährig durchläuft, steht zugleich auch nicht als Flexibilitätsquelle zur Verfügung. Die Eigenverbrauchsprivilegierung reduziert also die zur Flexibilitätserbringung zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten und stellt daher ein Flexibilitätshemmnis dar. Die Datenlage zum Eigenverbrauch ist derzeit noch schlecht; geschätzt wird, dass 62 TWh/a, also über 10% des deutschen Stromverbrauchs, aus Eigenerzeugungsanlagen stammen.⁶

Neben dem industriellen und gewerblichen Eigenverbrauch sind die sog. "Prosumer" ein weiterer Fall des Eigenverbrauchs. Der Begriff "Prosumer" beschreibt dabei einen Haushaltskunden, der Teile oder seinen gesamten Verbrauch selbst erzeugt (v.a. mit PV-Anlagen), ohne dabei das Verteilernetz zu benutzen. Gleichwohl ist er für den Fall, dass seine eigene Erzeugung nicht ausreicht, an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen, und nutzt damit die von den übrigen Netznutzern finanzierte Infrastruktur. Für den Fall, dass seine eigene Erzeugung nicht ausreicht. Da der eigenerzeugte Strom nicht mit Umlagen (in voller Höhe) und Abgaben etc. belegt ist, sind Prosumer dauerhaft von den Marktpreissignalen abgekoppelt, weil der Eigenverbrauch stets günstiger ist als der Bezug von Strom aus dem Netz.

Dieser Effekt wird noch dadurch verstärkt, dass Prosumer derzeit noch von Lieferanten auf Basis von Standardlastprofilen beliefert werden, die vom Netzbetreiber vorgegeben sind und die individuelle Verbrauchs- und Erzeugungssituation nicht hinreichend erfassen können. Eine elementare Voraussetzung, damit Preissignale überhaupt bei Haushaltskunden ankommen können, ist aber die Möglichkeit der Lieferanten, Marktpreisschwankungen unter Berücksichtigung des tatsächlichen Verbrauchsverhaltens an die Kunden weiterzugeben. Um ihnen eine aktive Rolle zu ermöglichen, müssen Prosumer zukünftig mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sein und viertelstündlich bilanziert werden, wenn sie als Marktteilnehmer agieren und ihre Flexibilität einbringen möchten. Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende ermöglicht diesem Flexibilitätsbedürfnis entsprechend die Abkehr vom Standardlastprofil, indem es Netzbetreiber verpflichtet, Netznutzern soweit es für einen variablen Tarif erforderlich ist, eine Bilanzierung und Abrechnung auf Basis von Zählerstandsgängen zu ermöglichen, wenn die jeweilige Entnahmestelle mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist, § 12 Abs. 4 StromNZV. Daneben schafft das MsbG der zunehmenden Bedeutung der

⁶ Vgl. Prognos (2014), "Letztverbrauch 2015 Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage", Berlin, 08.10.2014.

Prosumer entsprechend die Grundlage für eine Zählerstandsgangmessung (= die Messung einer Reihe viertelstündig ermittelter Zählerstände von elektrischer Arbeit) bei Erzeugungsanlagen, die mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind.

3.4 Hemmnisse in der Netzentgeltsystematik

Lastspitzen

Die Netznutzer beeinflussen durch ihr Verhalten die Netzkosten und den zusätzlichen Netzausbaubedarf. In der heutigen Netzentgeltsystematik wird davon ausgegangen, dass die Kosten des Netzes vom Beitrag der Netznutzer an der zeitgleichen Jahreshöchstlast getrieben werden. Daher werden die Netzkosten über den statistisch wahrscheinlichen individuellen Beitrag eines Netznutzers an der zeitgleichen Jahreshöchstlast zugeordnet.

Bei größeren lastganggemessenen Verbrauchern ist die Leistungspreiskomponente bei den Netzentgelten die dominierende Komponente. Deren Höhe ist abhängig von der unternehmensindividuellen Bezugsspitze im Laufe eines Jahres. So wird ein starker Anreiz für lastganggemessene Unternehmen gesetzt, ihre Leistungsspitze abzusenken. Das kann durch Effizienzmaßnahmen geschehen, aber auch durch Verstetigung der Last. Beispielsweise werden von vielen Letztverbrauchern Produktionsprozesse nacheinander und nicht mehr parallel durchgeführt, um die Netzentgeltzahlungen abzusenken. Dies kann als eine betriebliche Aktivierung von Lastmanagementpotenzialen interpretiert werden, die netzdienlich erfolgt.

Das Streben nach einer Verstetigung der Last kann ein flexibles Reagieren auf niedrige Marktpreise, die Bereitstellung von negativer Regelleistung oder weiterer Dienstleistungen für Netzbetreiber einschränken. Dies ist nicht der Fall, wenn der Verbrauch unterhalb der individuellen Jahreshöchstlast liegt. In diesem Bereich verursacht eine Reaktion der Last auf ein Signal (z.B. Strompreis oder Regelernergieabruf) keine zusätzlichen Netzentgelte und kann daher ohne weiteres verwirklicht werden.

Durch Lasterhöhungen können aber auch neue netzentgeltrelevante Bezugsspitzen entstehen, die derzeit in der Regel teurer sind als potenzielle Verdienstmöglichkeiten an Regelleistungs- oder Spotmärkten. Wird das Netz durch die Lasterhöhung stark beansprucht, ist auch an hohen Netzentgelten nichts auszusetzen. Im Gegenteil, aus Sicht des Netzes ist es sinnvoll, die Knappheit der Ressource Netz durch entsprechende Entgelthöhen widerzuspiegeln. Sofern dies nicht der Fall ist, d.h. sofern das Netz durch eine Lasterhöhung nicht zusätzlich belastet wird, kann über eine Anpassung der Regelungen diskutiert werden. Allerdings sind keine einfachen Lösungen zu erwarten, weil der Netzzustand sehr situativ und sehr lokal ist und weil die Bemessung der Handlungsspielräume stark missbrauchs- und diskriminierungsanfällig ist.

Es sind allerdings zunehmend Netzsituationen möglich, in denen eine Erhöhung/Senkung der Spitzenlast nicht mit einer entsprechenden Erhöhung/Senkung der Netzkosten in Zusammenhang steht. Dies gilt beispielsweise in denjenigen Fällen, in denen die Netzdimensionierung nicht nur durch die Last, sondern auch von der Einspeisung erneuerbarer Energien bestimmt wird. Auch gibt es Fälle, in denen Netze aus historischen Gründen überdimensioniert sind, so dass sich die Erhöhung von Lastspitzen nicht in Netzausbaubedarf niederschlagen würde. Insbesondere orientiert sich die Dimensionierung von Netzen auch an der vertragli-

chen Anschlussleistung, die oftmals deutlich oberhalb der Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers liegt. Schließlich kann der statistisch ermittelte „wahrscheinliche“ Gleichzeitigkeitsgrad von dem individuellen Gleichzeitigkeitsgrad eines Verbrauchers abweichen.

Besondere Netzentgelte

Über § 19 Abs. 2 StromNEV soll - laut Verordnungsbegründung - ein Verbrauchsverhalten privilegiert werden, das einen individuellen Beitrag zur Senkung bzw. Vermeidung von Netzkosten erbringt. Hiermit soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass der statistisch ermittelte „wahrscheinliche“ Gleichzeitigkeitsgrad von dem individuellen Gleichzeitigkeitsgrad eines Verbrauchers abweichen kann.

Es wird zwischen den atypischen (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) und stromintensiven Netznutzern (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV) unterschieden. Während die atypischen Netznutzer ihre Spitzenlast in den historisch lastschwachen Nebenzeiten des Netzes haben, zeichnen sich die stromintensiven Netznutzer durch einen gleichmäßigen und zugleich hohen Strombezug aus.

Die tatsächlichen Ausgestaltungen der Sonderregelungen in § 19 Abs. 2 StromNEV verhindern allerdings einen systemdienlichen Einsatz von Lasten. Die Regelungen nach § 19 Abs. 2 StromNEV entfalten unter den veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Energiewende in ihrer jetzigen Ausgestaltung überwiegend keinen nennenswerten Nutzen im Hinblick auf Netzkostensenkungen oder Netzstabilität.

Das bestehende starre Korsett des § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV zur Förderung einer atypischen Netznutzung ist nicht geeignet, Flexibilisierungspotenziale zu heben. Die von den Netzbetreibern zu bestimmenden Hochlastzeitfenster schreiben ein bestimmtes Abnahmeverhalten ein Jahr im Voraus fest vor. Die Hochlastzeitfenster können hierbei bereits per se ein netzdienliches Abnahmeverhalten nicht sicherstellen. So kann in einigen Netzgebieten der Fall eintreten, dass ein Hochlastzeitfenster zeitlich mit einer Erzeugungsspitze aus dezentraler Erzeugung (z.B. Windkraft) zusammentrifft. Eine Erhöhung der Entnahmelast kann dann in derartigen Situationen auch aus netztechnischen Gründen sogar erwünscht sein, würde aber mit dem Verlust des Anspruchs auf reduzierte Netzentgelte pönalisiert. Zugleich wäre die bestehende Regelung in diesem Fall auch ein zusätzliches Hemmnis für die Synchronisation von Verbrauch und Erzeugung, behindert also zugleich auch ein marktdienliches Abnahmeverhalten, ohne dass dies aus netztechnischen Gründen gerechtfertigt wäre.

Die Regelungen des § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV beschreiben damit ein holzschnittartiges System einer auslastungs- bzw. zeitabhängigen Entgeltbildung, mit dem ein netzdienliches Verhalten gefördert werden soll. Dieses Ziel kann in der gegenwärtigen Ausgestaltung (Bestimmung und Fixierung der Zeitfenster ein Jahr im Voraus, einheitliche Ermäßigungen für alle Lasten unabhängig vom konkreten Netzverknüpfungspunkt und der jeweiligen Einspeisung) allerdings nicht hinreichend realisiert werden. Insbesondere läuft die Regelung in Netzgebieten, deren Dimensionierung bereits durch dezentrale Einspeisung getrieben wird, völlig in Leere, da gemäß der Regelungen der StromNEV bei der Bildung von Hochlastzeitfenstern ausschließlich auf den Zeitpunkt der höchsten Entnahmelast des Anschlussnetzes abgestellt werden darf.

Die Regelungen des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV, die ein hohes und gleichmäßiges Verbrauchsverhalten begünstigen, fördern ebenfalls allenfalls zufällig - abhängig von der Netzsituation - ein netz- und systemdienliches Verhalten. In Schwachlastzeiten ist die hohe Entnahme durch stromintensive Letztverbraucher in der Regel irrelevant, in Starklastzeiten ist die hohe Entnahme netzbelastend.

Verbraucher können nach geltender Regelung des § 19 Abs. 2 Satz 2 von erheblichen Netzentgeltreduzierungen profitieren, wenn sie mindestens 7.000 Benutzungsstunden pro Jahr erreichen und mehr als zehn Gigawattstunden Strom pro Jahr verbrauchen. Dies reizt eine sehr gleichmäßige Stromabnahme unabhängig von den jeweiligen Netz- und Marktgegebenheiten an. Allerdings führt dies dazu, dass die Nachfrager ihren Verbrauch weder in Knappheitssituationen senken noch bei sehr niedrigen oder negativen Strompreisen die Stromnachfrage erhöhen, wenn sie hierdurch unter die für eine Netzentgeltreduzierung notwendige Anzahl von Vollbenutzungsstunden oder verbrauchte Gigawattstunden fallen.

Die betreffenden Letztverbraucher zeigen ein erhebliches Maß an technischer Lastflexibilität. Allerdings setzen sie es nicht in Reaktion auf den Strommarkt ein, sondern in Reaktion auf die Regelungen der StromNEV, da die Anreize der weitgehenden Netzentgeltreduzierung wesentlich höher als die des gegenwärtigen Strompreissignals sind. Der systematische Ansatz des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV muss daher als geradezu flexibilitätsfeindlich bewertet werden.

3.5 Hemmnisse für netzdienliche Flexibilität im System der Anreizregulierung

Für die Verteilernetzbetreiber kommt es ab der dritten Regulierungsperiode mit der Novelle der Anreizregulierungsverordnung zu einer erheblichen Anpassung. Von dem bisher geltenden reinen Budgetansatz wird auf ein System mit fortlaufendem Kapitalkostenabgleich umgestellt. Damit wird dann das tatsächliche Investitionsverhalten der Netzbetreiber erlösseitig reflektiert. Es erfolgt ein jährlicher Abgleich der Kapitalkosten (CAPEX) auf Basis tatsächlicher Investitionen und Abschreibungen. Für Betriebskosten (OPEX) gilt weiterhin der Budgetansatz. Betriebskosten fallen beim Netzbetreiber als Aufwand an. Sie werden ohne Verzinsung oder Gewinnaufschläge bei der Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt.

Der Verteilernetzbetreiber wird bei der Planung, beim Ausbau und bei der Steuerung seines Netzes Entscheidungen treffen, die zum Einsatz von entweder mehr Netzausbau mit geringerem Bedarf an netzdienlicher Flexibilität oder eher weniger Netzausbau mit höherem Bedarf an netzdienlicher Flexibilität (z.B. durch planerische Berücksichtigung der Spitzenkappung, die zu mehr Engpassmanagement führt) führen. Die Ausgestaltung der Regulierung entscheidet darüber, in welche Richtung das Verhalten des Netzbetreibers gelenkt wird.

Zwei zentrale Stellgrößen im System der Anreizregulierung werden vor dem Hintergrund der Überlegungen in diesem Papier betrachtet:

- Anreize hinsichtlich der Dimensionierung des Netzes, die sich auf die Höhe des Sachanlagevermögens bzw. die Verzinsungsbasis auswirken.
- Die regulatorische Behandlung der Kosten für die vom Netzbetreiber eingesetzte netzdienliche Flexibilität im Rahmen des Engpassmanagements.

Der Verteilernetzbetreiber bewertet die Handlungsoptionen auch unter Berücksichtigung des in der Anreizregulierung vorgesehenen Effizienzvergleichs, die in den Betriebs- und Kapitalkosten eingehen.

Die Bemessungsbasis für die Eigenkapitalverzinsung und damit auch die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung sind niedriger, wenn der Netzbetreiber sich entscheidet, sein Netz im Rahmen des planerischen Frei- raums geringer zu dimensionieren als es bei einem umfangreicheren Netzausbau der Fall wäre. Der Anreiz zu

einer kapitallastigen Investitionsstrategie wird korrigiert durch den Effizienzvergleich, der Anreize zur Kostenkontrolle bzw. Kostensenkung setzt.

Entscheidet sich der Netzbetreiber, sein Netz niedriger zu dimensionieren, erhöht sich die Notwendigkeit, Engpassmanagement durchzuführen. In diesem Fall entstehen ihm Kosten, die er an Dritte, die zur Engpassbehebung beitragen, zu entrichten hat. Aktuell sind dies im Wesentlichen Entschädigungszahlungen für EE-Anlagen. Perspektivisch können sich hier weitere Optionen im Sinne vertraglicher Vereinbarungen über die Erbringung netzdienlicher Flexibilität mit marktlichen Akteuren ergeben (siehe Kapitel 0). Relevant ist, wie diese Kosten regulatorisch behandelt werden.

Zahlungen aus den vorgenannten "marktbezogenen" Maßnahmen sind den operativen Kosten zuzuordnen und gehen in den Effizienzvergleich ein. Ihre kurzfristige Anpassung außerhalb des Basisjahres ist nicht vorgesehen. Entschädigungszahlungen beim EinsMan sind ebenfalls den operativen Kosten zuzuordnen und können nach § 15 EEG über die Netzentgelte refinanziert werden, soweit die Maßnahme erforderlich war. Gemäß § 11 Abs. 2 Satz 17 ARegV werden diese Kosten bei der Feststellung der Erlösobergrenze jedoch den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zugerechnet. Damit gehen die Entschädigungszahlungen nicht in den Effizienzvergleich ein. Mehr Abregelungen wirken sich also neutral für den Netzbetreiber aus.

Folgerichtig würde ein Netzbetreiber, der sich unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten optimiert, selbst wenn er eine Auswahl an verschiedenen netzdienlichen Flexibilitätsoptionen zur Verfügung hätte, nicht nach alternativen, effizienteren Lösungen suchen, sondern sich an der Klassifizierung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten orientieren und somit EinsMan im Rahmen des Engpassmanagement betreiben.

Insgesamt ist die Abregelung von EE-Anlagen also für den Netzbetreiber in der gegenwärtigen regulatorischen Behandlung in jedem Fall attraktiver als marktbezogene Maßnahmen. Die Anreize aus der ARegV wirken derzeit der Ausschöpfung der Möglichkeiten zum Engpassmanagement nach § 13 EnWG entgegen und stellen somit ein Hemmnis für einen effizienzorientierten Netzbetrieb dar. Ist der Netzbetreiber zukünftig häufiger in der Situation, in denen Engpassmanagement notwendig wird, ist die regulatorische Ungleichbehandlung von vergleichbar wirkenden netzdienlichen Flexibilitäten von kritischer Relevanz.

Bestenfalls sollten die Anreize über das Regulierungssystem so gesetzt werden, dass der Netzbetreiber die volkswirtschaftlich effiziente Mischung aus Netzausbau und Flexibilität aus seinem einzelwirtschaftlichen Interesse anstrebt.

4 Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität

Im vorstehenden Kapitel wurden Hemmnisse in Bezug auf Flexibilität herausgearbeitet. Diese bestehen vor allem im Hinblick auf Verzerrungswirkungen des Strompreises durch die Ausgestaltung von Förderregimen, im Hinblick auf die gegenwärtige Ausgestaltung für besondere Netzentgelte, die den Flexibilitätseinsatz hemmen sowie im Hinblick auf die gegenwärtige Ausgestaltung der Netzaufgelte im Verteilernetzbereich und die damit verbundene Kostenanerkennung im System der Anreizregulierung. Oberste Prämisse ist und bleibt eine sichere und wirtschaftliche Stromversorgung. Zentrales Instrument für eine sichere und kostengünstige Stromversorgung ist der Strommarkt 2.0. Die Frage, inwiefern die bestehenden Strukturen überdacht werden sollten, muss daher immer vor dem Hintergrund diskutiert werden, welche Rückwirkungen sie auf den Strommarkt 2.0 haben.

In diesem Kapitel werden Ansätze diskutiert und bewertet, die dazu dienen könnten die im vorstehenden Kapitel identifizierten Hemmnisse zu beseitigen.

4.1 Erschließung von Flexibilität für den Regelleistungsmarkt

Um im Bereich der Regelleistungsbereitstellung zusätzlichen flexiblen Erzeugern und Verbrauchern (bspw. den Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen, flexiblen Lasten und Speichern) die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten zu erleichtern, hat die Bundesnetzagentur bereits im Jahr 2011 eine Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen für alle drei Regelleistungsarten vorgenommen. Durch eine weitere Öffnung der Regelleistungsmärkte für neue Anbieter kann durch die Erweiterung der Regelleistungsbereitstellungsmöglichkeiten auch der Wettbewerb am Regelleistungsmarkt erhöht werden, wodurch die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz der Regelleistung gesenkt werden könnten.

Um den Marktzugang von flexiblen Anbietern im Regelleistungsmarkt zu erleichtern, sollten die Ausschreibungsbedingungen und Präqualifikationsanforderungen optimiert werden. Konkret könnten die Ausschreibungszeiträume verkürzt bzw. die Häufigkeit der Ausschreibung erhöht sowie die Dauer der Zeitscheiben der einzelnen Produkte reduziert werden. Hierdurch könnte die Marktteilnahme bspw. von EE-Anlagen und flexiblen Verbrauchern erleichtert werden, da sie ihre Einspeisung aufgrund zusätzlicher bzw. aktueller Informationen nahe zum Erbringungszeitraum besser abschätzen können und zudem nicht über eine zu lange Zeitspanne zur Verfügung stehen müssten.

In den aktuellen Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und der Minutenreserve erwägt die Bundesnetzagentur eine Anpassung der vorstehend genannten Punkte. Insbesondere die Verkürzung des Ausschreibungszyklus der Sekundärregelung und Minutenreserveleistung von derzeit einer Woche bzw. einem Werktag auf einen Kalendertag in Verbindung mit einer vortägigen Ausschreibung sowie die Verringerung der Produktlaufzeiten der Sekundärregelung könnten zu einer Flexibilisierung des Regelleistungsangebotes führen. Die Bundesnetzagentur hat entsprechende Eckpunkte im Markt zur Konsultation gestellt und am 13. Juli 2016 hierzu einen Workshop veranstaltet.

Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber ihre Präqualifikationsanforderungen für Regelleistung mit Blick auf die Eigenschaften flexibler Anbieter wie Speicher und EE-Anlagen geprüft und insoweit neue Präqualifi-

kationsbedingungen für die Erbringung von Primärregelleistung durch Batteriespeicher sowie für die Erbringung von Minutenreserveleistung durch Windenergieanlagen erstellt.

Bei der Erbringung von Sekundärregelung und Minutenreserve durch flexible Verbraucher kann die Dienstleistung Aggregation eine wichtige Rolle spielen. Durch Aggregation werden Flexibilitäten von kleinen und mittleren Lasten gebündelt und vermarktet, die die Anforderungen für eine alleinige Teilnahme an der Regelleistung nicht erfüllen. Die Funktion des Aggregators wird gegenwärtig von Lieferanten wahrgenommen, die in einem funktionierenden wettbewerblichen Umfeld agieren und um Kunden und die besten Problemlösungen konkurrieren. Um zukünftig auch lieferantenunabhängigen Aggregatoren den Zugang zu den Regelleistungsmärkten zu erleichtern, hat der Gesetzgeber den § 26a StromNZV neugefasst. Daneben hat die Bundesnetzagentur gemeinsam mit dem BMWi bereits Anfang 2016 einen Dialogprozess zwischen den betroffenen Kreisen initiiert. Ziel dieses Prozesses war die Erarbeitung einer Branchenlösung, zur Integration von lieferantenunabhängigen Aggregatoren in die Regelleistungsmärkte für Sekundärregelung und Minutenreserve. Das Ergebnis des Dialogprozesses ist ein Branchenleitfaden, der Ende 2016 veröffentlicht wurde. Im März 2017 hat die Bundesnetzagentur ein entsprechendes Festlegungsverfahren eröffnet und ein Eckpunktepapier zur Konsultation gestellt, um einen standardisierten Rahmen zu schaffen.

4.2 Neue Organisationsformen des Engpassmanagements im Verteilernetz

Netzausbau ist auch auf Verteilernetzebene das Mittel der Wahl, um langfristig ein Energieversorgungssystem bewältigen zu können, in dem mehr als die Hälfte der Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien stammt. Auf dem Weg dahin kann es vermehrt zu Situationen kommen, in denen die Netzinfrastruktur auf Verteilernetzebene übergangsweise oder aufgrund des Instruments der Spitzenkappung nicht ausreicht, um die Transportaufgabe des Netzes zu erfüllen. In diesen Situationen muss der Verteilernetzbetreiber die Netzengpässe bewirtschaften. Wie dies bisher erfolgt und welche Hemmnisse damit verbundenen sind, wurde in Kapitel 2.2 dargestellt.

In diesem Kapitel werden nun Ansatzpunkte skizziert, wie Engpassmanagement im Verteilernetz zukünftig erfolgen könnte. Die Überlegungen sind abzugrenzen von der Diskussion um dezentrale Ansätze und lokale Märkte, die einen Energiemengenausgleich zum Ziel haben, der nicht mehr zentral über den Energy-only-Markt (EOM) erfolgt, sondern auf unterlagerten Ebene und in lokal oder regional fragmentierten Gebieten stattfindet (zelluläre Ansätze). Diese Fragmentierung zementiert Engpässe und geht davon aus, dass diese auch langfristig bestehen werden. Der Ansatz des vorliegenden Papiers setzt jedoch vielmehr darauf, zum nachhaltigen Erhalt großer liquider Märkte, auf denen diskriminierungsfrei gehandelt werden kann, Engpässe durch Netzausbau abzubauen. Für den Zeitraum, in dem Leitungsausbau in einer Übergangszeit noch nicht erfolgt ist, muss dann ein Umgang mit den Engpässen und eine Rolle des Verteilernetzbetreibers definiert werden. Somit sind die Überlegungen in diesem Papier auch abzugrenzen von Studien, die sich mit Alternativen Konzepten zur Vermeidung von Netzausbau beschäftigen.

Insgesamt sollte das Verfahren zum Ziel haben, Strom aus erneuerbaren Energien besser in das System zu integrieren. Es kann deshalb sinnvoll sein, dem Netzbetreiber alternative Maßnahmen gegenüber der Abregelung von erneuerbaren Energien zu eröffnen. Eine engpassentlastende Wirkung kann auch durch netzdienliche Flexibilität, die durch zu- oder abschaltbare Lasten oder Speicher erbracht wird, erreicht werden.

Eine Beurteilung dieser Möglichkeit des Verteilernetzbetreibers, von diesen Instrumenten Gebrauch zu machen, hängt von der Frage ab, inwieweit dies für das Gesamtsystem dienlich ist und für den Verbraucher kostenseitig zu Einsparungen u.a. in den Netzentgelten führen kann.

Zur Zielerreichung sollte aus Sicht der BNetzA ein proaktives, effizientes und geordnetes Verfahren des Verteilernetzbetreibers zum Engpassmanagement entwickelt werden. Der Netzbetreiber sollte dazu wirtschaftliche Anreize haben. Zur Erreichung eines möglichst hohen Grades an Integration der EE-Strommengen in das System bleibt der bedarfsgerechte Netzausbau das Mittel der Wahl. Die Rahmenbedingungen müssen deshalb so gesetzt werden, dass es nicht zu einer künstlichen Verfestigung des Engpasses kommt. Dies muss bei allen Ansätzen vermutet werden, bei denen eine Vorhaltung der Kapazität einer Flexibilität honoriert wird.

Es sollte ein Level-Playing-Field netzdienlicher Flexibilitätsoptionen bezüglich ihrer regulatorischen Abbildung geschaffen werden. Hohe Anforderungen sind auch an Transparenz und Diskriminierungsfreiheit zu stellen.

Grundlage für ein proaktives, effizientes und geordnetes Engpassmanagement sind **Lastflussprognosen**. Diese ermöglichen, dass der Netzbetreiber in einer der Echtzeit vorgelagerten Phase an potenzielle Erbringer von netzdienlicher Flexibilität herantritt, um einen prognostizierten Engpass in seinem Netz zu beseitigen. Dafür hat der Netzbetreiber den Erbringer der netzdienlichen Flexibilität zu **vergüten/entschädigen**. Außerdem ist ein **energetischer und bilanzieller Ausgleich** der Energiemengen nötig, um den Eingriff in das Marktergebnis nachträglich zu korrigieren. Dies setzt einen **intelligenten Verteilernetzbetreiber** voraus, der jederzeit über den Zustand seines Netzes informiert ist. Das heißt, die Entwicklung zu einem Smart Grid ist ein Schlüsselfaktor, um den zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden. Nicht alle Verteilernetzbetreiber werden von dieser Entwicklung gleich stark betroffen sein. Inwiefern sie aktiv werden müssen, hängt maßgeblich von der Spannungsebene und der angeschlossenen erneuerbaren Erzeugungsleistung ab.

Zur Zielerreichung sind folgende Aspekte zu konkretisieren:

- Wie kann der energetische und bilanzielle Ausgleich erfolgen?
- Wie erfolgt die Interaktion des Netzbetreibers mit den Erbringern netzdienlicher Flexibilität?
- Wie sieht die Vergütung/Entschädigung (Kompensation) aus?
- Was sind weitere Mindestanforderungen an Entflechtung und Transparenz?
- Wie erfolgt die regulatorische Anerkennung im Rahmen der Anreizregulierung?
- Welche Rückwirkungen hat der Ansatz auf den Strommarkt 2.0?

4.2.1 Anforderungen an den energetischen und bilanziellen Ausgleich

Bei jeder Form des Engpassmanagement durch den Verteilernetzbetreiber ist eine korrekte Bilanzierung der geänderten Energiemengen essentiell. Setzt ein Verteilernetzbetreiber im Rahmen des Engpassmanagement Speicher und Lasten ein oder nimmt er die Abregelung von erneuerbaren oder konventionellen Erzeugungsanlagen vor, so stellt sich die Frage, wer für den bilanziellen Ausgleich dieser Maßnahmen zuständig ist. Im Gegensatz zum Redispatch beim Übertragungsnetzbetreiber ist ein gleichzeitiges Hoch- und Runterfahren von Anlagen zum bilanziellen Ausgleich der Maßnahmen häufig nicht möglich.

Zwei Vorgehensweisen sind daher denkbar. Entweder eine Bilanzierung durch den Verteilernetzbetreiber oder durch den Anlagenbetreiber: Einerseits könnten Marktteilnehmer bzw. deren Bilanzkreisverantwortliche, die dem Netzbetreiber Flexibilität anbieten, für die Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise verantwortlich gemacht werden. Die Kosten für einen unausgeglichenen Bilanzkreis hätte dann der jeweilige Anbieter über die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie zu tragen. Dies würde sowohl für Speicher und Lasten, die im Falle eines Engpasses vom Netzbetreiber zu einer erhöhten Leistungsaufnahme angewiesen werden, als auch für EEG-Erzeugungsanlagen, die zur vertraglich vereinbarten Abregelung angefordert werden, gelten. Da ein aktives Engpassmanagement des Netzbetreibers mithilfe von Marktteilnehmern nur mit entsprechender Vorlaufzeit stattfinden kann, sollte der bilanzielle Ausgleich ohne größere Probleme möglich sein. Ein Ausgleich könnte sowohl durch das Handeln am Intraday-Markt als auch durch eine angepasste Fahrweise von Anlagen, die dem entsprechenden Bilanzkreis zugeordnet sind, erfolgen. Durch eine Anpassung der Fahrweise und der Vermarktung der Anlagen kann auch die notwendige Menge und Umfang von Gegengeschäften reduziert werden. Insbesondere bei größeren Marktteilnehmern können sich auch innerhalb des Portfolios Maßnahmen finden lassen, die sich entsprechen und einen bilanziellen Ausgleich jeder einzelnen Maßnahme überflüssig machen.

Andererseits könnte die Verantwortung zum bilanziellen Ausgleich der Maßnahmen auch beim Verteilernetzbetreiber angesiedelt werden. Dies hätte allerdings zur Folge, dass Verteilernetzbetreiber eine aktivere Rolle als „Energiehändler“ wahrnehmen müssten. Außer zur Bewirtschaftung des Verlustenergie- und Differenzbilanzkreises ist dies jedoch aus Gesichtspunkten des Unbundling nicht diskriminierungsfrei darstellbar und daher nicht wünschenswert. Zudem hieße das, dass Verteilernetzbetreiber die technischen und personellen Ressourcen für einen 24-Stunden-Handel aufbauen müssten. Alternativ zum aktiven bilanziellen Ausgleich durch den Verteilernetzbetreiber, könnte dieser auch eine Kooperation mit dem Übertragungsnetzbetreiber eingehen. Letzterer könnte dann entweder durch das Regeln von Kraftwerken, die ihm zur Verfügung stehen, oder durch die Beschaffung an den Energiemärkten den Ausgleich vornehmen.

Ist es dem Netzbetreiber nicht möglich, mit entsprechender Vorlaufzeit Engpässe zu prognostizieren, so muss er bei Erkennen der Engpasssituation ohnehin geeignete Notfallmaßnahmen ergreifen. Dem Anlagenbetreiber wird es dann nicht möglich sein, seinen Bilanzkreis auszugleichen. Ein möglicherweise daraus folgender energetischer Ausgleich würde dann über den Abruf von Regelenergie erfolgen. Zu diskutieren ist, ob in diesem Fall eine Überwälzung der Entschädigungszahlungen an EE- oder KWK-Anlagenbetreiber in die Erlösobergrenze erfolgen sollte. Eine solche Regelung hätte den Vorteil, dass echte finanzielle Anreize für ein vorausschauendes, basierendes Vorgehen geschaffen werden.

4.2.2 Formen der Interaktion des Verteilernetzbetreibers mit den Erbringern netzdienlicher Flexibilität

Für die Interaktionen des Netzbetreibers mit den Erbringern netzdienlicher Flexibilität sind unterschiedliche Formen denkbar. Zu beachten ist, dass die Beseitigung eines Engpasses nur durch Akteure erfolgen kann, deren Verhaltensänderung tatsächlich eine netztechnische Entlastung des Engpasses hervorruft. Dies verengt den Raum der potenziellen Erbringer netzdienlicher Flexibilität. Zwei Modelle werden nachfolgend in die Diskussion eingebracht.

I) Klassischer Ansatz (Modell A)

Auch heute schon ergreifen die Netzbetreiber Maßnahmen zum Management von Engpässen – dies allerdings vor allem durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Redispatches mit der Erzeugungsseite. Auch die Abregelung von EE-Anlagen ist eine solche Maßnahme. Der EinsMan Leitfadens reglementiert die Abschaltreihenfolge und die Entschädigung. Diese Maßnahmen könnten auch um einen Zugriff des Verteilernetzbetreibers auf ab- und zuschaltbare Lasten und Speicher erweitert werden. Die Akteure müssten ihr Verhalten im Falle eines Netzengpasses auf Veranlassung des Verteilernetzbetreibers anpassen. Die verschobenen Mengen wären energetisch und bilanziell auszugleichen. Die angewiesenen Anlagen müssten eine finanzielle Kompensation für einen entstandenen wirtschaftlichen Schaden erhalten.

II) Interaktion des Netzbetreibers mit Erbringern von netzdienlicher Flexibilität (Modell B)

Alternativ zu der vorstehenden Variante kann der Verteilernetzbetreiber zukünftig als Nachfrager von netzdienlicher Flexibilität auftreten. Zu diesem Zweck kann der Netzbetreiber mit konventionellen oder EE-Anlagen, ab- und zuschaltbaren Lasten und Speichern interagieren. Im Rahmen dieser Interaktion räumen Letztgenannte dem Netzbetreiber eine gewisse Steuerungsmöglichkeit ein, um den Engpass zu beseitigen. Unter den Anbietern von netzdienlicher Flexibilität, die am effektivsten auf den Engpass wirkt, sollte er die wirtschaftlichste Option auswählen. Bei diesem Modell handelt der Netzbetreiber mit den Erbringern netzdienlicher Flexibilität bilateral eine vertragsbasierte Vergütung für die Verhaltensänderung aus. Diese Übereinkunft umfasst die Steuerungsmöglichkeit der netzdienlichen Flexibilität durch den Verteilernetzbetreiber zum Zeitpunkt x für eine Leistungsänderung von y und eine entsprechende Vergütung an den Erbringer der netzdienlichen Flexibilität. Wie auch bei Modell A wären die verschobenen Mengen energetisch und bilanziell auszugleichen. Da eine detaillierte technische und vertragliche Ausgestaltung der Interaktion zwischen Netzbetreiber und Erbringer netzdienlicher Flexibilität dann im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers liegt, müssen klare Anforderungen an die bilateralen Verträge gestellt werden, um das Missbrauchspotential des Netzbetreibers zu begrenzen. Daher sind die bilateralen Verträge diskriminierungsfrei und unter Einhaltung der geltenden Unbundlingvorschriften auszugestalten, um zu verhindern, dass assoziierte Unternehmensbereiche bevorzugt werden.

Ist die Anzahl der potenziellen Anbieter hoch genug, könnten auch organisierte Plattformen eine Möglichkeit der Interaktion sein. § 13 Abs. 6 Satz 2 EnWG sieht als Voraussetzung für die Kontrahierung von ab- und zuschaltbaren Lasten durch die Übertragungsnetzbetreiber schon heute eine gemeinsame Internetplattform vor. Über den § 14 Abs. 1 EnWG erstreckt sich die Möglichkeit der plattformbasierten Kontrahierung ab- und zuschaltbarer Lasten zumindest de jure auch auf den Verteilernetzbereich. Allerdings erscheint diese Plattformlösung für netzdienliche Flexibilitäten für das hier in Rede stehende Engpassmanagement im Verteilernetz und die dortigen Speicher und Lasten angesichts des beschränkten Volumens und der regionalen Heterogeni-

tät nur unter ganz bestimmten Voraussetzungen überhaupt sinnvoll. Aus heutiger Sicht ist das Potential für derartige Plattformen eher gering einzuschätzen.

Es besteht aus hiesiger Sicht daher Zeit und Anlass, die laufenden Versuchsprojekte wie SINTEG, die unter anderem derartige Formen des Engpassmanagements im Verteilernetz zum Gegenstand haben, abzuwarten. Nach deren Auswertung wäre zu klären, für welche Spannungsebenen sich die Etablierung einer Plattform für netzdienliche Flexibilitäten überhaupt anbietet und wer - auch unter Unbundlinggesichtspunkten - Betreiber einer solchen Plattform sein kann (Netzbetreiber oder ein marktlicher Dritter). Zu beachten ist, dass die Organisation eines plattformbasierten Engpassmanagements mit zusätzlichen Transaktionskosten verbunden ist. Eine Abwägung von Kosten und Nutzen dieser Form des Engpassmanagements gegenüber anderen Alternativen ist daher von Bedeutung.

4.2.3 Kompensation der Erbringer netzdienlicher Flexibilität durch den Netzbetreiber

Je nachdem, ob der Verteilernetzbetreiber zukünftig Erbringer netzdienlicher Flexibilität im Rahmen eines administrativen Eingriffs anweist, ihr Verhalten zu netzdienlichen Zwecken zu ändern (Modell A), oder ob der Verteilernetzbetreiber als Nachfrager in eine Interaktion mit Erbringern von netzdienlicher Flexibilität tritt (Modell B), ist die Vorgehensweise mit einer unterschiedlichen Form der „Gegenleistung“ für die Erbringung netzdienlicher Flexibilität verbunden. Es hat jeweils unterschiedliche Vor- und Nachteile, ob der Netzbetreiber insoweit eher "Preise" zahlt, die bilateral ausgehandelt oder in anderen Verfahren ermittelt werden, oder ob er lediglich "Entschädigungen" zahlen kann, die sich an den Kosten oder Nachteilen orientieren, die dem Flexibilitätsanbieter durch den Zugriff des Netzbetreibers entstehen. Für beide Modelle werden mögliche Vorgehensweisen zur Diskussion gestellt.

I) Kompensation in Modell A

Bereits heute etablierte Vorgehensweisen können Anhaltspunkte für eine Entschädigung im Modell A liefern.

Erzeuger, die für Redispatch herangezogen werden, erhalten auch nach den Änderungen der §§13 ff EnWG durch das Strommarktgesetz im Kern weiterhin "nur" eine Entschädigung, die lediglich die Nachteile kompensiert, die den Erzeugern durch den Eingriff des Netzbetreibers entstehen. Profitable Geschäftsmodelle können sich in dieser Konstellation somit nicht etablieren.

Im Bereich von regelbaren Lasten ist die gesetzliche Wertung weniger eindeutig. Diese können in der technischen Wirkung dem Steuern von Erzeugung gleichkommen. Die Regelungen sind allerdings andere. Insbesondere die AbLaV setzt - aus Gründen, die wenig mit einem sachgerechten Engpassmanagement zu tun haben - insoweit auf einen Mix aus marktlichen Verfahren und über Marktniveau liegenden Preisen. Eine klare gesetzliche Wertung ist dem heute nicht zu entnehmen.

Gemäß § 15 Abs. 1 EEG sind gegenwärtig Anlagenbetreiber, deren Einspeisung von Strom zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses reduziert wird, für 95% der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen in einem Jahr ein Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu

100% zu entschädigen. EE- und KWK-Anlagenbetreiber sollen schon heute finanziell so gestellt werden, als hätte der Eingriff nicht stattgefunden.

Würde die bereits etablierte Vorgehensweise des „reinen Kostenersatzes“ auf alle netzdienlichen Flexibilitätsoptionen (hier insbes. Lasten und Speicher) übertragen, sodass der Netzbetreiber sie finanziell so zu stellen hat, als wäre der Eingriff in die Fahrweise nicht erfolgt, würde die Aktivierung netzdienlicher Flexibilität allein aus den technischen Möglichkeiten der Anlage und den entsprechenden konkretisierenden gesetzlichen Regelungen geleitet.

Vor- und Nachteile eines reinen Kostenersatzes

Ein zentraler Nachteil eines „reinen Kostenersatzes“ besteht in der Schwierigkeit, die Kosten im Einzelfall angemessen zu bestimmen. Zusätzliche oder eingesparte Erzeugungsauslagen lassen sich bei Anwendung der Redispatch-Regelung auf Lasten vermutlich noch mit hinreichender Genauigkeit bestimmen. Die administrative Bestimmung der Opportunitätskosten bei Letztverbrauchern ist allerdings praktisch nicht leistbar. Selbst bei der Bestimmung der Vergütung für Opportunitätskosten der Stromerzeugungsanlagen und Speicher nach § 13a Abs. 2 Nr. 3 EnWG ergeben sich erhebliche methodische Probleme. Bei theoretisch unzähligen Erzeugungs- und Nutzungsprozessen in verschiedenen Branchen ist eine individualisierte und belastbare Berechnung nicht vorstellbar. Dies ist auch dem Umstand geschuldet, dass Erzeugungsanlagen und Speicher eine ganz andere Geschäftsgrundlage haben als Lasten. Erzeugungsanlagen verdienen ihr Geld mit der Erzeugung bzw. Verschiebung von Energiemengen und unter bestimmter Voraussetzung der Vorhaltung von Leistung. Lasten hingegen verdienen – im industriellen Bereich – ihr Geld hingegen mit ihrem spezifischen Produktionsprozess. Daher sind die Opportunitätskosten erzeugungs- und lastseitiger Flexibilitätsoptionen nur schwerlich vergleichbar.

Auch unter Effizienz Gesichtspunkten ist ein reiner Kostenersatz kritisch zu hinterfragen. Geschäftsmodelle über das Angebot netzdienlicher Flexibilität sind aufgrund des reinen Kostenersatzes unattraktiv. Es muss also davon ausgegangen werden, dass in einem solchen Fall der Entschädigungszahlung alternative Maßnahmen oder Flexibilitäten nicht angeboten werden würden. In Bezug auf konventionelle Kraftwerke erscheint dies durchaus sinnvoll. Denn diese sollen gerade nicht im Hinblick auf vorübergehende Engpässe errichtet und konzipiert werden, sondern sich an den Signalen des Strommarktes orientieren. Allerdings würde durch ein striktes Entschädigungsprinzip eben auch anderen, innovativen und möglicherweise kostengünstigen Flexibilitätsdienstleistungen eine aktive Reaktion auf die Nachfrage des Netzbetreibers nach netzdienlicher Flexibilität verwehrt.

Ein Vorteil des Modells A ist, dass weder die Erzeugungsanlagen noch die Lasten oder Speicher einen Anreiz haben, durch ihr Verhalten einen Fortbestand des Engpasses zu fördern. Außerdem kann ein administrativer Ansatz auch unter nicht wettbewerblichen, sehr kleinräumigen Bedingungen mit nur begrenztem Flexibilitätsangebot funktionieren. Gerade in ländlichen Gebieten mit viel EE-Erzeugung und nur wenig Last wäre dies von Vorteil.

Auch kann mit der Vorgehensweise eines reinen Kostenersatzes ein Level-Playing-Field der Flexibilitätsoptionen erreicht werden. Dies würde dadurch erreicht, dass der Kostenersatz von Lasten und Speichern analog der Vorgehensweise zur Entschädigung beim Redispatch erfolgen würde. In der Zielrichtung gleichwertig wäre diese Vorgehensweise damit auch zur Entschädigungszahlung bei EE-Anlagen und es wäre zu überlegen, inwiefern Lasten auch in die Abschaltreihenfolge des EinsMan-Leitfaden zu überführen wären. Wie bereits

angedeutet, unterscheiden sich die zu kompensierenden Opportunitäten jedoch beträchtlich. Während die EE-Anlage für die eindeutig messbaren nicht eingespeisten Energiemengen entschädigt wird, ist eine (industrielle) Last für die entgangene oder verzögerte Produktion zu kompensieren.

II) Kompensation in Modell B

Modell B unterscheidet sich wesentlich von Modell A. Hier geht es nicht um Entschädigung eines Eingriffs und eine administrative Bestimmung der Kosten bzw. Opportunitätskosten, die die Erbringung netzdienlicher Flexibilität mit sich bringt, sondern die Leistung (Einräumung einer netzdienlichen Steuerungsmöglichkeit der Anlage) und Gegenleistung (Vergütung) wird zwischen Erbringer der netzdienlichen Flexibilität und dem Verteilernetzbetreiber ausgehandelt und vertraglich fixiert. Dadurch wird ein Handlungsspielraum eröffnet. Diese Interaktion muss zwingend diskriminierungsfrei, entflechtungskonform und transparent geschehen. Ist die engpassentlastende Wirkung netztechnisch gewährleistet, sollte der der Netzbetreiber den Erbringer netzdienlicher Flexibilität unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten auswählen. Dadurch wird die Zielprämisse eines effizienten Engpassmanagements erreicht. Bei einer plattformbasierten Organisation würde sich die Höhe der Vergütung anhand der eingehenden Gebote bestimmen.

Vor- und Nachteilen einer ausgehandelten Vergütung

Ein Aushandeln der Vergütung hätte den Vorteil, dass die Erbringer netzdienlicher Flexibilität selbst eine Bewertung der entstehenden Kostenpositionen vornehmen. Das heißt, es erfolgt eine freie Preisbildung, flankiert durch regulatorische Rahmenbedingungen. So würde die Entschädigungszahlung für EE-Anlagen als „last-resort“-Maßnahme die Obergrenze für die Vergütung darstellen.

Wissen über die Höhe der Opportunitätskosten im Rahmen eines administrativen, behördlichen Prozesses ist somit nicht erforderlich. Unter der Annahme eines hinreichenden Wettbewerbs würde sich ein effizienter Preis für netzdienliche Flexibilität einstellen. Wenn die geforderte Vergütung für den Netzbetreiber zum Zeitpunkt x wirtschaftlich ist, wird er diese Option ziehen. Diese ist dann in jedem Fall kostengünstiger als die Abregelung von EE-Anlagen und führt zu einer verbesserten Integration erneuerbarer Energien. Ist die Flexibilitätsoption für den Verteilernetzbetreiber nicht wirtschaftlich darstellbar, kann er in letzter Instanz auf die Abregelung von EE-Anlagen zurückgreifen, bei der er nach gewohnter Vorgehensweise entschädigt wird. Auch diese Vorgehensweise ermöglicht somit ein Level-Playing-Field der Flexibilitätsoptionen (siehe nachstehende Ausführungen zur regulatorischen Kostenanerkennung im Rahmen der Anreizregulierung).

Allerdings ist das Modell B auch mit Nachteilen behaftet. Die Eröffnung eines Handlungsspielraums, in dem Verteilernetzbetreiber und Erbringer der netzdienlichen Flexibilität eine Vergütung aushandeln, kann insbesondere in kleinteiligen, integrierten Strukturen dazu führen, dass Anbieter netzdienlicher Flexibilität ihr Verhalten auf einen Fortbestand des Engpasses ausrichten und ihr Geschäftsmodell darauf ausrichten. Auch kann die Liquidität an netzdienlicher Flexibilität lokal sehr eingeschränkt sein. Dies kann dazu führen, dass einzelne Anbieter über zu viel Marktmacht verfügen. Würde eine plattformbasierte Beschaffung netzdienlicher Flexibilität in Erwägung gezogen, könnte je nach Ausgestaltung der Preisbildung im Gebotsverfahren etwa ein Einheitspreisverfahren dazu führen, dass hohe Marktpreise des Grenzanbieters zu hohen Preisen und damit zu überhöhten Kosten für die Erbringung netzdienlicher Flexibilität führen. All diese Faktoren wären kontraproduktiv zur Zielsetzung einem effizienten Engpassmanagement.

Im Gegensatz zu Modell A, könnte eine ausgehandelte Vergütung tatsächlich dazu führen, dass dem Verteilernetzbetreiber auch Speicher oder Lasten zur Engpassmanagement zur Verfügung stehen. Daher könnte die Befürchtung entstehen, dass dem EOM Flexibilität entzogen würde, da diese Akteure sich nun nicht mehr nur am Strommarkt alleine ausrichten.

Allerdings ist davon auszugehen, dass das Netz nur in bestimmten Stunden im Jahr Flexibilität nachfragen muss. Dadurch, dass Speichern und Lasten eine zusätzliche Verdienstmöglichkeit eröffnet wird, können sich zusätzliche Flexibilitäten entwickeln, die dann in den allermeisten Stunden dem Markt zur Verfügung stehen. D.h. auch der Strommarkt könnte davon profitieren. Allerdings treten neben das Strompreissignal weitere Preissignale, die temporäre lokale Anreize für Lasten und Speicher setzen und den Großhandelsmarkt verzerren und Investitionsentscheidungen die Planungsgrundlage entziehen können.

Basis der Entschädigung/Vergütung

Unabhängig von diesen beiden Varianten des Modells A und des Modells B ist zu erörtern, ob eine arbeits- oder eine leistungspreisbezogene Vergütung/Entschädigung erfolgen sollte. Verfolgt man diesen Gedanken weiter, stellt sich die Frage, ob für Lasten analog zur AbLaV insoweit ein Vorhalte-Entgelt in Form einer Leistungsvergütung gezahlt werden soll oder ob statt-dessen nur die konkret abgeforderte Arbeit oder Leistung vergütet/entschädigt werden soll. Die BNetzA votiert insofern für eine arbeitspreisorientierte Vergütung. Dies hat an dieser Stelle den Vorteil, dass es Flexibilitätsanbietern nicht möglich ist, bereits durch das Vorhalten ihrer Leistung wirtschaftliche Vorteile zu erlangen und ihr Geschäftsmodell dauerhaft auf einen möglichen Abruf netzdienlicher Flexibilität im Falle eines Engpasses auszulegen. Dadurch werden keine Kapazitäten für netzdienliche Belange gebunden, die dann nicht mehr auf die Preissignale des EOM reagieren würden. Nur eine arbeitspreisbezogene Vergütung im Falle eines tatsächlichen Abrufs sollte auch regulatorisch anerkannt werden. Damit wäre die Vergleichbarkeit verschiedener Flexibilitätsoptionen gewährleistet.

Zwischenfazit

Ein Engpass zeigt an, dass das Netz temporär nicht in der Lage ist, das Marktergebnis zu realisieren. Durch die Aktivierung oder Erbringung netzdienlicher Flexibilität nach Modell A oder B erfolgt die notwendige Korrektur im Rahmen der dargestellten aktiven Engpassmanagement. Diese ist in ihrer Wirkung gleichzusetzen zu der bisher praktizierten Abregelung von erneuerbaren Energien im Rahmen von EinsMan. Um die Beeinflussung des Marktergebnisses in geordnete Bahnen zu lenken, sind für jede Form der Erbringung netzdienlicher Flexibilität ein geordnetes Verfahren vor Echtzeit und ein bilanzieller Ausgleich der Energiemengen vonnöten.

Dreh- und Angelpunkt eines Engpassmanagement im Verteilernetz wird sein, ob es sich in der Tendenz um einen administrativen Ansatz mit reinem Kostenersatz handeln wird, bei dem der Netzbetreiber netzdienliche Verhaltensänderungen auch auf der Lastseite anweisen kann (Modell A), oder ob er Leistung und Gegenleistung mit dem Erbringer netzdienlicher Flexibilität aushandelt (Modell B), und sich die Vergütung im Rahmen dieser Interaktion (ggf. auch über eine Plattform) bildet.

Für beide Modelle ist zu diskutieren, wie diese sich in die in Kapitel 2.2. eingeführte bildliche Darstellung der Ampel einfügen.

Mögliche Ausgestaltung:

| | |
|--|------|
| Durch bedarfsgerechten Netzausbau können alle Marktteilnehmer ihre Pläne verwirklichen; allenfalls netzbezogene Maßnahmen. | Grün |
| Proaktives, effizientes und geordnetes Verfahren des Verteilernetzbetreibers zum Engpassmanagement mithilfe verschiedener Flexibilitätsoptionen wie Regelung von konventionellen, kraftwärmegekoppelten und erneuerbaren Erzeugungsanlagen, Speicher, zu- und abschaltbare Lasten. Zwei denkbare Formen der Interaktion: Modell A oder B → bilanzieller Ausgleich ist erforderlich, Vergütung/Entschädigung durch Netzbetreiber; idealerweise vor Echtzeit | Gelb |
| Notfallmaßnahmen (Ultima Ratio) → kurzfristig kein Ausgleich des Bilanzkreises möglich, keine Vergütung/Entschädigung durch Netzbetreiber; Echtzeit | Rot |

Abbildung 4: Netzampel als aktiver Raum des Engpassmanagements im Verteilernetz.

Quelle: Bundesnetzagentur.

Elementare Bestandteile eines zukünftigen Engpassmanagement sollten folgende, modellunabhängige Nebenbedingungen sein, die das Diskriminierungspotenzial des Verteilernetzbetreibers begrenzen. Elementar für das angestrebte Ziel eines möglichst effizienten Engpassmanagements wird auch sein, wie die Kostenanerkennung der Kompensation im System der Anreizregulierung erfolgt. Die von der Bundesnetzagentur präferierte Vorgehensweise wird nachfolgend dargelegt.

4.2.4 Weitere Mindestanforderungen an ein zukünftiges Engpassmanagement

Gleichwertige Anreize im System der Anreizregulierung

Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist eine regulatorische Gleichbehandlung aller Kosten für die Erbringung netzdienlicher Flexibilität wünschenswert. Wie in Abschnitt 2.2 dargestellt, stellt die Behandlung der Kosten für die Abregelung von EE-Anlagen als dnbK ein Hemmnis für einen effizienzorientierten Netzbetrieb dar. Da der Bedarf an netzdienlicher Flexibilität innerhalb der Regulierungsperiode stark schwanken kann, spricht vieles dafür, die Kompensationszahlungen für alle netzdienliche Flexibilitäten den volatilen Kosten zuzuordnen. Dies betrifft sowohl die eine mögliche Vorgehensweise nach Modell A als auch nach Modell B.

Eine Option wäre, in Anlehnung an die Behandlung von Verlustenergiekosten gemäß Festlegung der BK8 zu volatilen Kosten (BK-12/011-108) die Erlösobergrenze der Netzbetreiber jährlich um die Differenz aus der Kompensation für die netzdienlichen Flexibilität (Entschädigungszahlungen nach EinsMan, Entschädi-

gung/Vergütung für ab- und zuschaltbare Lasten und Speicher) im Basisjahr und den Kosten im aktuellen Jahr in der laufenden Regulierungsperiode anzupassen. Die Kosten aus dem Basisjahr würden außerdem in den Effizienzvergleich eingehen. Das gleiche gilt für die Behandlung von Redispatchkosten. Auch diese müssten folgerichtig zukünftig als volatile Kosten eingeordnet werden.

Durch diese Vorgehensweise würde – nach einer erneuten VO-Änderung – im Rahmen der Anreizregulierung ein Level-Playing-Field der netzdienlichen Flexibilitäten geschaffen. Die regulatorische Besserstellung von EinsMan gegenüber netzdienlichen Flexibilitäten zum Engpassmanagement, die derzeit schon im Rahmen der gelben Phase durchgeführt werden, würde aufgehoben.

Insbesondere wenn man Modell B verfolgt, dürfte die Abregelung von erneuerbaren Energien zur Entlastung von Netzengpässen teurer sein als die Abregelung von konventionellen Anlagen aber auch als andere oben beschriebene netzdienliche Flexibilitätsoptionen, wenn diese engpassentlastend zur Verfügung stehen.

Der Einspeisevorrang wäre in beiden Modellen ökonomisch abgesichert. Die EE-Anlage würde erst nach Ausschöpfung/Aktivierung aller zur Verfügung stehenden Alternativen abgeregelt. Eine formelle gesetzliche Absicherung des Einspeisevorranges für erneuerbare Energien (mit all den bekannten europarechtlichen Folgediskussionen) wäre insofern nicht mehr notwendig.

Der Effizienzvergleich sollte in einem kapitalkostenlastigen System dazu genutzt werden, effizientes Handeln zu belohnen und den Netzbetreiber anzureizen, verschiedene Alternativen bei der Dimensionierung seines Netzes sowie im Falle eines Engpasses zu bedenken. Inwieweit diese Anreize mit der in Sommer 2016 in Kraft getretenen novellierten ARegV tatsächlich noch eine ausreichende Anreizwirkung entfalten können, ist allerdings fraglich.

Langfristig sollte deshalb als Option erwogen werden, auf einen regulatorischen Ansatz abzustellen, der in kosten- und technologieneutraler Weise Effizienz aus sich heraus belohnt und deutlicher von den tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber abstrahiert. Damit verbunden wäre eine Abkehr von Ansätzen, die zwischen kapital- oder betriebskostenlastigen Lösungen differenzieren.

Unbundling

Die Entflechtungsvorschriften sehen vor, dass der Netzbetreiber unabhängig von anderen Bereichen der Energieversorgung ist. Der Sinn und Zweck dieser Vorschriften beschränkt sich nicht auf die Ahndung von einzelnen konkreten Verstößen des Netzbetreibers. Vielmehr geht es um die Prävention von Möglichkeiten zur Diskriminierung. Daher ist aus Unbundlingsicht wichtig, in welchem Verhältnis der Netzbetreiber zu Speichern, Erzeugungsanlagen oder Lasten steht, deren netzdienliches Verhalten er sich im Falle von Engpässen zunutze macht. Nach Sinn und Zweck des Unbundlings ist für beide der zur Diskussion gestellten Modelle eine vollständige Transparenz der Beziehungen des Netzbetreibers zu den genutzten Flexibilitätsanbietern und der technischen und ökonomischen Bedingungen, zu denen diese Nutzung stattfindet, unerlässlich.

Weiterhin ist zu unterscheiden, ob er mit diesen Akteuren auf vertraglicher Basis Vereinbarungen trifft und Dienstleistungen einkauft (Modell B), diese anweist (Modell A) oder ob er selbst Eigentümer der Flexibilitätsoption ist. Verträge mit den vorgenannten Akteuren über netzdienliche Maßnahmen sind grundsätzlich möglich. Diese sind diskriminierungsfrei unter Berücksichtigung der Entflechtungsvorschriften des EnWG auszugestalten. Assoziierte Unternehmenseinheiten dürfen nicht bevorzugt werden.

Komplexer wird diese Fragestellung, wenn Netzbetreiber entsprechende Anlagen selbst besitzen oder betreiben möchte. Dieser Fall wird anhand von Speicheranlagen illustriert. Speicheranlagen sind nach geltender Rechtslage bei der Entnahme von Energie aus dem Stromnetz ("einspeichern") wie Letztverbraucher und bei der Einspeisung von Energie in das Stromnetz ("ausspeichern") wie Erzeuger zu bewerten. Problematisch wird es dabei spätestens dann, wenn der Netzbetreiber Elektrizität in das Stromnetz einspeist und damit dem Markt zuführt. Denn es ist Netzbetreibern nicht gestattet, Energie zu erzeugen oder am Handel teilzunehmen. Sobald durch einen Stromspeicher elektrische Energie in das Netz eingespeist wird, ist das so zu bewerten wie die Einspeisung von Strom aus einer herkömmlichen Erzeugungsanlage.

Vertragliche Vereinbarungen zu netzdienlichen Zwecken zwischen Netzbetreiber und Dritten sind unbundlingkonform, wenn sie diskriminierungsfrei zustande kommen und ausgestaltet sind. Es stellt sich die Frage, ob im Rahmen des aktiven Engpassmanagement Diskriminierungspotenziale zugunsten verbundener Unternehmen entstehen können. Dies betrifft beispielsweise den Informationsaustausch über Engpässe, die zu bewirtschaften sind, die örtliche Begrenztheit der dort bestehenden Anbieter sowie die Vergabe von Verträgen zur Flexibilitätsbereitstellung. Gleiches gilt, wenn der Netzbetreiber Anlagen im eigenen Verbund im Rahmen eines administrativen Eingriffs in ihrer Fahrweise anweist.

Es muss verhindert werden, dass die assoziierten Unternehmenseinheiten beim Engpassmanagement bevorzugt werden. Mindestvoraussetzung für eine aktive Engpassbewirtschaftung muss daher eine effektive Entflechtung des Netzbetreibers sein. Die Gleichbehandlung aller Akteure ist dabei essentiell.

Zur Gewährleistung eines Mindestmaßes an Diskriminierungsfreiheit ist von allen Netzbetreibern, die netzdienliche Flexibilität nutzen, die rechtliche, informatorische und operationelle Entflechtung in ihrem Unternehmen umzusetzen. Mit den heutigen gesetzlichen Regelungen kann eine Diskriminierung in diesem Bereich durch komplexe Verhaltensregelungen, die ein diskriminierungsfreies Flexibilitätsmanagement erfordert, allerdings trotzdem nicht völlig ausgeschlossen werden, dies kann nur bei eigentumsrechtlicher Entflechtung gewährleistet werden.

Transparenz

Entscheidet sich ein Verteilernetzbetreiber für ein Management eines Engpasses, so muss er dies transparent kommunizieren, um allen in Frage kommenden Akteuren gleich zu behandeln. Zur Begrenzung von Diskriminierungen müssen die Netzzustände aller Netzsegmente transparent und rechtzeitig allen potenziellen Marktteilnehmer mitgeteilt werden. Dies muss als aktive Kommunikationspflicht und nicht nur als passives Informationsangebot des Netzbetreibers ausgestaltet werden. Ein transparenter und diskriminierungsfreier Informationsaustausch sollte darüber hinaus auch eine Veröffentlichungspflicht für den Netzbetreiber zu kontrahierten und aktivierten Leistungen und den dafür bezahlten Entschädigungen/Vergütungen umfassen.

4.3 Einschränkung von lastgetriebenem Netzausbau

Im vorherigen Kapitel wurde allgemein beschrieben, wie ein Management von Engpässen im Verteilernetz erfolgen könnte. In Zukunft könnten jedoch speziell in der Niederspannungsebene verbrauchsseitige Herausforderungen auftreten. Es stellt sich die Frage, ob auch in Netzsegmenten, in denen die Verbrauchsseite netzdimensionierend ist, eine Optimierung analog zur Spitzenkappung durchgeführt werden sollte, um einen teuren Netzausbau zur Befriedigung der letzten Kilowattstunde Last zu vermeiden.

Vor der Energiewende orientierte sich die Dimensionierung der Netze mehr als heute an der jeweils zu versorgenden Verbrauchslast. Diese Systematik hat sich in einigen Netzen durch die Energiewende geändert, ist aber in vielen Netzen, vor allem in städtischen, heute noch maßgeblich. Nun zeichnet sich eine neue Herausforderung für die Netze ab. Es ist absehbar, dass in den kommenden Jahren eine Vielzahl von zusätzlichen Verbrauchseinrichtungen an die Netze angeschlossen werden müssen. Dies umfasst Wärmepumpen und Elektromobile, aber auch heute noch nicht bekannte Anwendungen. Das Besondere ist, dass diese eine stärkere Gleichzeitigkeit in ihrem Bezugsverhalten aufweisen. Das bedeutet, dass viele Verbraucher zeitgleich auf ein Preissignal reagieren oder kollektiv bestimmte Verhaltensweisen an den Tag legen. Dies lässt sich am Beispiel der Elektromobilität verdeutlichen. Die Fahrzeugeigner werden den Ladevorgang voraussichtlich nahezu gleichzeitig in den Abendstunden zwischen 17 und 19 Uhr nach Feierabend starten. Hinzu kommt ein prinzipiell flexibleres Verhalten dieser Verbraucher, das durch die variablen Erneuerbaren und die damit verbundene Reaktion auf zukünftig wachsende Preisunterschiede angereizt werden könnte. Verschärft werden kann das Problem höherer Gleichzeitigkeit noch durch Vertriebe oder Aggregatoren, die die neuen, aber auch schon im Netz angeschlossenen Verbrauchseinrichtungen wie Nachtspeicherheizungen zentral steuern und auf gleiche Preissignale reagieren lassen werden. Dieses Szenario dürfte insbesondere in den Niederspannungsnetzen zu Herausforderungen führen, da diese nicht auf Verbrauchslasten in dieser Größenordnung (Ladeleistung Schnellladestation > 22 kW) und Gleichzeitigkeit ausgelegt sind. Derartige Geschäftsmodelle können den Netzausbaubedarf folglich deutlich erhöhen. Ein wesentlicher Treiber für diese Entwicklungen ist die zunehmende Digitalisierung. Zwar können digitale Lösungen und Geschäftsmodelle in bestimmten Anwendungsfeldern zu einer effizienteren Nutzung der Infrastruktur führen, jedoch können sie sich wie anhand des vorstehenden Beispiels illustriert auch negativ auf das Netz auswirken. Damit marktliches, durch digitale Geschäftsmodelle erst mögliches Verbrauchsverhalten nicht über ein sinnvolles Maß hinaus zu lastgetriebenem Netzausbau führt, erscheint es angezeigt, dass der Netzbetreiber die knappe Ressource Netz auch vor dem Hintergrund sich verändernder Reaktionen der Lastseite bewirtschaftet.

Deutlich wird anhand dieses Beispiels auch, dass der Verbraucher zwei, nicht zwangsläufig deckungsgleiche Signale empfängt: Ein Marktsignal, das anzeigt, ob die Kilowattstunde Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt teuer oder günstig ist. Und eine Verhaltensaufforderung des Netzbetreibers, die - je nachdem inwiefern das marktliche Verhalten der Lastseite die Netzinfrastruktur beansprucht - als Korrektiv für die Belange des Netzes wirkt.

Die Herausforderung besteht darin, die Verhaltensaufforderung des Netzbetreibers an die Lastseite so auszugestalten, dass so wenig wie möglich in das Marktgeschehen eingegriffen wird. Gleichwohl kann die Netzinfrastruktur nicht jedes Marktergebnis abfangen. Das wäre volkswirtschaftlich ineffizient. Die Stellschrauben des Netzbetreibers sind daher mit der gebotenen Sorgfalt zu justieren. Wo hierfür Ansatzpunkte bestehen, wird nachfolgend erläutert.

Bisher gibt es im Energiewirtschaftsgesetz die Regelung des § 14a, der es Netzbetreibern erlaubt, gegen ein verringertes Netzentgelt unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zu steuern, d.h. beispielsweise als abschaltbare Last einzusetzen. Eine Verordnung, die diese Regelung konkretisiert, um eine sinnvolle und transparente Anwendung zu gewährleisten, fehlt jedoch noch.

Unabhängig von der bisherigen Ausgestaltung und dem Zweck des § 14a EnWG muss die Frage gestellt werden, ob die in absehbarer Zeit hinzukommenden flexiblen Verbraucher durch Ausbau der Netze oder durch alternative Methoden ins Netz integriert werden sollen. Analog zur Spitzenkappung auf der Einspeiseseite macht es auch auf der Entnahmeseite Sinn, den Netzausbau auf ein volkswirtschaftlich optimales Maß zu beschränken. Insbesondere die zunehmend am Markt agierenden Verbraucher würden eine Netzdimensionierung erfordern, die nur in sehr wenigen Stunden im Jahr tatsächlich benötigt würde. Eine teure Infrastruktur bei einer geringen Auslastung wäre die Folge. Zu beachten ist, dass es hier um Verbrauchseinrichtungen geht, bei denen geändertes Verbrauchsverhalten kaum zu Komforteinbußen der Nutzer führen, da die gewünschte Energiedienstleistung wie Heizen oder Fahren dennoch erbracht werden kann. Im Folgenden werden Lösungsansätze und Fragen diskutiert, wie sowohl ein maßvoll ausgebautes Netz als auch ein flexibles Verhalten am Markt von Verbrauchern erreicht werden kann.

Aktive Steuerung durch Verteilernetzbetreiber

Ein möglicher Ansatz wäre, die im Gesetz verankerte Verordnungsermächtigung zu nutzen und den bestehenden § 14a EnWG zu konkretisieren. Dass die Verordnungsermächtigung bislang nicht ausgeübt wurde, zeigt, wie schwierig die richtige Ausgestaltung dieser Möglichkeit ist. Derzeit haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, insbesondere Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird. Die Steuerung muss für die in Satz 1 genannten Letztverbraucher und Lieferanten zumutbar sein und kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen. Dafür werden bisher i.d.R. starre Zeitfenster definiert.

Im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende sind diese steuerbaren Verbrauchseinrichtungen darüber hinaus als Pflichteinbaufälle für das intelligente Messsystem vorgesehen. Dies könnte die direkte Steuerungsmöglichkeit für den Netzbetreiber erhöhen, da bisher aufgrund mangelnder leistungsfähiger Steuerungstechnik größtenteils statische Sperrzeiten verwendet werden.

Das Ziel einer möglichen Konkretisierung durch eine Verordnung müsste eine gewisse Standardisierung sein. Nur so kann Transparenz erreicht und Transaktionskosten können reduziert werden. Die zu klärenden Fragen wie beispielsweise zur Vergütungshöhe werden weiter unten diskutiert. Grundsätzlich gibt die weitere Ausgestaltung der Möglichkeit zur aktiven Steuerung dem Verteilernetzbetreiber ein Werkzeug in die Hand, seinen Netzausbau wirtschaftlich zu gestalten. Der Steuerungs- und Koordinationsaufwand bleibt auch bei einer stärkeren Automatisierung in diesem Modell für den Netzbetreiber verhältnismäßig hoch.

Vorgabe eines Gleichzeitigkeitsfaktors

Derzeit wird ein weiteres Modell⁷ diskutiert, wie Überlastungen in den Verteilernetzen verhindert, aber gleichzeitig so viel Flexibilität für den Markt wie möglich zugelassen werden kann. Demnach würde der Verteilernetzbetreiber für verschiedene Netzsegmente Freigabequoten bzw. Gleichzeitigkeitsfaktoren vorgeben. Bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von beispielsweise 0,8 hieße das, dass Lieferanten nur jeweils 80 % der Leistung ihrer im entsprechenden Netzsegment unter Vertrag genommenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zuschalten dürften. In diesem Fall übernehmen die Lieferanten oder Aggregatoren unter den Vorgaben der Verteilernetzbetreiber die Steuerung der Verbrauchseinrichtungen. Gleichzeitigkeitsfaktoren könnten über Simulationen oder reale Messwerte berechnet werden. Sie sollen räumlich und zeitlich aufgelöst formuliert werden, um Schwankungen des Verbrauchs bzw. der Erzeugung (saisonal sowie über einen Tag) mit berücksichtigen zu können. In einem weiteren Schritt könnte zudem die lokale Erzeugung berücksichtigt werden, was insbesondere zur Mittagszeit zu nochmals höheren Gleichzeitigkeitsfaktoren führen könnte. Den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen würde ein vermindertes Netzentgelt eingeräumt werden.

Das Ziel, Netzengpässe und damit Ausbaubedarf zu vermeiden, kann auf diese Weise erreicht werden, ohne dass ein aktives Eingreifen in den Netzbetrieb seitens des Verteilernetzbetreibers nötig wäre. Dies vereinfacht die Handhabung für den Verteilernetzbetreiber. Allerdings steht dem wiederum auch ein erhöhter Prognoseaufwand entgegen. Darüber hinaus ergeben sich positive Effekte, wenn Lieferanten eine größere Anzahl an verschiedenen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in ihrem Portfolio für ein definiertes Netzsegment haben. So können Lieferanten ihre Anlagen je nach Verfügbarkeit und Zahlungsbereitschaft optimal einsetzen. Die Einschränkungen für die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen werden auf das situativ notwendige Mindestmaß reduziert und so Wohlfahrtsgewinne erzielt.

Die Optimierung durch die Lieferanten ist jedoch zugleich auch ein Nachteil. Das Modell setzt einen Anreiz zur Monopolisierung in den einzelnen Netzsegmenten, für die Gleichzeitigkeitsfaktoren definiert wurden. Eine steuerbare Verbrauchseinrichtung (z.B. 22 kW), die bei einem Lieferanten unter Vertrag ist, der nur diese eine steuerbare Verbrauchseinrichtung in dem definierten Netzsegment (Gleichzeitigkeitsfaktor=0,8) in seinem Pool hält, würde während der Engpasszeiten einer dauerhaften Restriktion unterliegen. Diese steuerbare Verbrauchseinrichtung wäre in dem Beispiel dauerhaft auf 17,6 kW beschränkt und würde möglicherweise bald zum jeweiligen Marktführer wechseln. Dieses Problem ist umso größer, desto kleiner der definierte Bereich ist (z.B. nur ein Niederspannungsstrang).

Ob die jeweiligen Marktführer im einzelnen Netzelement aber in der Lage wären, Monopolpreise zu verlangen und Monopolrenditen zu erzielen, wäre allerdings fraglich. Die Eintrittsbarrieren für Vermarktung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in den einzelnen definierten Netzsegmenten dürften nicht besonders hoch sein. Es entstehen kaum irreversible Kosten für Lieferanten, wenn sie neue steuerbare Verbrauchseinrichtungen unter Vertrag nehmen. Dieser potenzielle Wettbewerb führt dazu, dass die jeweiligen Marktführer diszipliniert werden. Nutzen diese ihre Monopolstellung aus, würde ein neuer Lieferant in den Wettbewerb eintreten und dem Marktführer die Kunden abspenstig machen ("hit and run competition").

⁷ EnBW (2015), Modellversuch "Flexibler Wärmestrom"

Für das Modell sprechen der geringe direkte Steuerungsaufwand für den Netzbetreiber und die positiven Effekte der optimierten Eingriffe.

Offene Fragen zu § 14a EnWG

Ein zentraler ungeklärter Punkt ist die Höhe der angemessenen Netzentgeltreduktion. Aktuell entspricht das Sondernetzentgelt bei den meisten Netzbetreibern zwischen 20 % und 40 %⁸ des allgemeinen Netzentgeltes für Kunden in der Niederspannungsebene. Die jeweilige Höhe wird jedenfalls maßgeblich das Angebot von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen beeinflussen und umgekehrt. Damit verbunden ist auch die Frage, wie oft und wie stark die Verbraucher abgeregelt werden dürfen und ob sie zur Teilnahme verpflichtet sind, wenn entsprechende Voraussetzungen vorliegen. Fraglich wäre auch, ob der einzelne Abruf, bzw. das Herunterregeln eines steuerbaren Verbrauchers eine zusätzliche Reduktion des zu zahlenden Netzentgelts nach sich ziehen sollte. Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob und wenn ja, welche Grenzen definiert werden müssten, ab wann das Netz auszubauen ist, um übermäßige und letztlich volkswirtschaftlich ineffiziente Abschaltungen zu verhindern (analog zu den drei Prozent pro Anlage bei der Spitzenkappung). Dabei darf die Nutzeneinschränkung für die Verbraucher nicht zu weit gehen, der tägliche Energiebedarf zur Befriedigung der Grundbedürfnisse (Mobilität, Wärme) muss sichergestellt sein.

Derzeit ist der Verteilernetzbetreiber verpflichtet, allen Verbrauchern, die die Bedingungen erfüllen, diese Entgeltreduktion einzuräumen auch wenn der Verteilernetzbetreiber keinen Nutzen davon hat. Diese Pflicht steht der Zielerreichung, einen wirtschaftlichen Netzbetrieb und Ausbau zu ermöglichen, entgegen. Aus diesem Grund sollte der Netzbetreiber die Wahl haben, ob und in welchen Netzbereichen er diese Möglichkeit nutzen möchte. Eine Diskriminierung einzelner steuerbarer Letztverbraucher muss durch klare Kriterien ausgeschlossen werden. Beispielsweise müssten die Netzsegmente, für die diese Regelung gelten soll, transparent ausgewiesen werden. Denkbar wäre zudem die Steuerbarkeit von flexiblen Verbrauchseinrichtungen ab einer bestimmten Anschlussleistung verpflichtend vorzugeben, um dem Netzbetreiber ein zuverlässiges Mittel in die Hand zu geben.

Darüber hinaus wäre zu klären, wer im Fall einer Doppelvermarktung der Last das erste Zugriffsrecht hat - Verteilernetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber oder Vermarktung am Spotmarkt. Es spricht viel dafür den Verteilernetzbetreiber prioritär zu behandeln, da dieser zur Lösung lokaler Probleme nur einen sehr beschränkten Anbieterkreis hat. Dies könnte allerdings die Entwicklung intelligenter Produkte für den Markt (Regelenergie- oder Strommarkt) einschränken. Eine funktionierende standardisierte Kommunikation aller Akteure ist jedenfalls unerlässlich.

Unabhängig vom Lösungsansatz sollte bedacht werden, dass es in Deutschland derzeit immer noch über zwei Millionen Heizstromkunden gibt. Deren Betrieb ist nur über die Netzentgeltreduktion des § 14a EnWG einigermaßen wirtschaftlich. Die beiden diskutierten Lösungsansätze sehen allerdings nur dann eine Vergütung durch den Netzbetreiber vor, wenn die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in einem engpassbelasteten Gebiet steht und der Netzbetreiber einen Flexibilitätsbedarf hat. Andere müssten das volle Netzentgelt bezahlen. Für die betroffenen Verbraucher müssten entsprechende Übergangsregelungen gefunden werden.

⁸ Dies umfasst auch eine verringerte Konzessionsabgabe und geringere Mehrwertsteuerzahlungen.

Anreizwirkung: Vergütung über Netzentgeltreduktion oder Anreizregulierung

Die oben dargestellten Lösungsansätze wurden beide mit einer Vergütung der Flexibilität durch eine Reduktion der Netzentgelte diskutiert. Die diesbezügliche Handhabung für den Netzbetreiber und die Verbraucher ist verhältnismäßig einfach, da keine zusätzlichen Zahlungsströme abgewickelt werden müssen. Gerade bei einer Vielzahl von kleinen Verbrauchern ist dies von Vorteil. Für den Netzbetreiber ist diese Lösung aufkommensneutral, da die verringerten Netzentgelte der einen Verbraucher letztlich durch höhere Zahlungen von anderen unflexiblen Verbrauchern ausgeglichen werden. Durch das Suchen von smarten Lösungen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen kann der Verteilernetzbetreiber folglich ineffiziente Kosten durch zusätzlichen Netzausbau im Benchmarking vermeiden. Gegensätzlich wirkt jedoch, dass sich mit dem Verzicht auf Netzausbau auch die verzinsbare Kapitalbasis des Verteilernetzbetreibers durch die ausbleibende Investition nicht vergrößert.

Die Alternative wäre, die Vergütung über direkte Zahlungen außerhalb der Netzentgeltsystematik zu lösen und in das Regime der ARegV zu überführen. Dabei wäre es sachgerecht diese Kosten in das Benchmarking einfließen zu lassen und nicht als "dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten" zu behandeln (vgl. die Diskussion in Abschnitt 3.5.).

Eine zukünftige gesetzliche Regelung sollte es dem Netzbetreiber überlassen, ob er Vorgaben zu Quoten machen oder direkt steuern möchte. Beide Varianten sind denkbar. Welche letztendlich vorteilhafter ist, müsste im Detail untersucht werden. Wichtig ist, dass die offenen Fragen zeitnah geklärt werden und damit eine Standardisierung erreicht wird.

4.4 Stärkere Anbindung von besonderen Netzentgelten an Netzdienlichkeit

Eine Netzentgeltstruktur, die die Kosten der Inanspruchnahme der Netze reflektiert, führt aus statischer Sicht zu einer effizienten Bepreisung der Infrastruktur. Dieser Prämisse folgend sollten Knappheiten im Netz angemessen durch Netzentgelte reflektiert werden. An diesen Maßstäben sollte sich aus statischer Sicht eine netzdienliche Ausgestaltung der Netzentgeltstruktur orientieren.

Damit könnte es zu Situationen kommen, in denen das Preissignal des Strommarktes und das Knappheitssignal der Netzentgelte unterschiedliche Verhaltensanreize setzen. Diese differierenden Preissignale wären hinzunehmen und dürften nicht als "Verzerrungen" missverstanden werden. Nur durch differenzierte Preissignale könnte nämlich sichergestellt werden, dass die vorhandenen bzw. zu entwickelnden Flexibilitäten statisch effizient eingesetzt werden.

Dies bedeutet dann, dass zwei separate Signale geführt werden - eines für die Knappheiten im Netz und eines für Angebot und Nachfrage nach Energiemengen. Der Netznutzer würde dann auf eine Mischung aus Netz- und Marktsignal reagieren.

Im Kern enthält die Netzentgeltstruktur, jedenfalls dort, wo die Knappheit durch die Entnahme determiniert wird, bereits ein geeignetes Knappheitssignal in Gestalt des Leistungspreises. Eine weiterentwickelte Netzentgeltstruktur, die die Kosten des Netzes und Knappheiten im Netz reflektiert, könnte dazu beitragen, Engpasssituationen zu reduzieren. Voraussetzung dafür wäre, dass das Netzentgelt inhärent zu einem netzdienlichen Verhalten der Netznutzer anreizt, d.h. gewissermaßen ein netzdienliches Signal sendet. Je lokaler und je näher

an Echtzeit das Signal gesendet wird, desto wirksamer wäre es aus statischer Sicht. Andererseits steigt damit auch die Komplexität.

Eine Flexibilisierung und Dynamisierung dieses Signals im Hinblick auf Situation in den einzelnen Netzen wäre eine mögliche Zukunftsperspektive zur Stärkung der nachfrageseitigen Flexibilität. Dies setzt allerdings sowohl auf Seiten der Nutzer als auch auf Seiten der Netzbetreiber ein hohes Maß an Information über den jeweiligen Zustand der Netze voraus. Die fortschreitende Digitalisierung sowohl der Netze als auch der Verbrauchseinrichtungen eröffnet dafür aber durchaus Möglichkeiten.

Eine Kopplung der Netzentgelte an das Preissignal des Strommarktes wäre aus den vorangegangenen Überlegungen heraus abzulehnen. Dies würde dazu führen, die Begrenztheit der Ressource Netz zu ignorieren. Ein übermäßiger Netzausbau oder regelmäßige Korrekturen des Marktergebnisses durch die Netzbetreiber in Form von Redispatch wären die Folge.

Oberste Prämisse ist und bleibt jedoch in jedem Fall eine sichere und wirtschaftliche Stromversorgung. Zentrales Instrument für eine sichere und kostengünstige Stromversorgung ist der Strommarkt 2.0. Auch die Anbindung der besonderen Netzentgelte muss daher immer vor dem Hintergrund diskutiert werden, welche Rückwirkungen auf den Strommarkt 2.0 bestehen bzw. durch die Änderungen induziert werden.

Zu beachten ist, dass eine langfristige Refinanzierung der Netzkosten auch dann gewährleistet sein muss, wenn einzelne Netzkunden abweichende Netzentgelte erhalten, die auf Engpassbepreisung beruhen.

Erste Anknüpfungspunkte für eine netzdienlichere Ausgestaltung der Entgeltsystematik bilden die Regelungen zu besonderen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 StromNEV. Dabei erscheint es fraglich, ob die an § 19 Abs. 2 festgestellten Mängel im Rahmen der bestehenden Regelung korrigiert werden können oder ob langfristig eine vollständige Neuregelung an die Stelle der atypischen bzw. der stromintensiven Netznutzung treten sollte.

Ziel einer überarbeiteten Regelung sollte die Stärkung der Netzdienlichkeit als Voraussetzung für eine Netzentgeltermäßigung sein. Hierzu wäre der individuellen Netzsituation Rechnung zu tragen. Zugleich muss eine Regelung administrativ handhabbar sein.

Vor diesem Hintergrund sollten aus Sicht der Bundesnetzagentur bei einer Diskussion um die Weiterentwicklung der Regelungen für besondere Netzentgelte folgende Problemfelder adressiert werden:

§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Die derzeitige Ausgestaltung der Regelung orientiert sich einseitig an dem Zeitpunkt der höchsten Entnahmelast aus dem Anschlussnetz des betroffenen Netznutzers. Es muss daher berücksichtigt werden, dass in bestimmten Netzregionen mittlerweile nicht mehr die Entnahmelast, sondern die aus dezentraler Erzeugung eingespeiste Leistung netzdimensionierend wirkt. In derartig geprägten Netzen ist eine Belohnung der Reduzierung der Entnahmelast überflüssig; sie kann zum Teil sogar kontraproduktiv sein.

- Zahlreiche Netzbetreiber halten die bestehende Regelung des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV insgesamt für entbehrlich. Zum einen profitieren viele Verbraucher von Mitnahmeeffekten, weil ihre Spitzenlast pro-

duktions- oder betriebsbedingt außerhalb der Hochlastzeit des Netzes liegt. Zum anderen ist der Anreiz zu einer gezielten Verhaltensänderung oftmals nicht notwendig, da viele Netze gut ausgebaut sind.

- Die Regelung sollte so flexibel ausgestaltet sein, um dem einzelnen Netzbetreiber tatsächlich eine an die konkreten Netzbelastungen angepasste Anreizsetzung zu ermöglichen. Ein erster Schritt wäre die Möglichkeit zu schaffen, die Vorgaben zur Bildung von Hochlastzeitfenstern auch kurzfristig den Erfordernissen des Netzbetriebs anpassen zu können. D. h. bei Bedarf sollte eine monatliche oder noch kurzfristigere Änderung (z.B. day-ahead) möglich sein.

§ 19 Abs. 2. S. 2 StromNEV

Bei fortschreitender Änderung des Energieversorgungsystems werden hier grundlegende Modifikationen notwendig werden. Ein hoher, gleichmäßiger Stromverbrauch unter den Bedingungen eines insgesamt fluktuierenden Energiesystems, wie es bei Anteilen von volatiler erneuerbarer Erzeugung von deutlich über 40 % an der Stromproduktion mittelfristig zu konstatieren sein wird, wird kein geeigneter Maßstab für eine Netzentgeltprivilegierung mehr sein. Die derzeitigen individuellen Netzentgelte verlieren immer mehr den technischen Nutzen für die Netze. Hohe Bandlasten werden auch als Abnehmer für die konventionelle Mindesterzeugung nicht mehr gebraucht werden. Der Wert eines gleichmäßigen hohen Stromverbrauchers würde für das Netz nur noch in einer gleichmäßigen hohen Entgeltzahlung bestehen.

Wie die bereits bestehenden und die von entsprechenden Anbietern flexibler Lasten vehement geforderten Ausnahmen von der Regelung (z.B. im Rahmen der AbLaV, der Regelenergie, des Redispatch und der SINTEG-Projekte) zeigen, sollte auch die gegenwärtige Regelung des § 19 Abs. 2 Satz 2 so modifiziert werden, dass sie die größeren Flexibilitätspotentiale gerade der großen industriellen Verbraucher nicht mehr beschränkt, sondern für das Gesamtsystem erschließt.

Eine Überarbeitung der individuellen Netzentgelte sollte nicht unter dem Aspekt einer Einschränkung der Netzentgeltermäßigungen angegangen werden, sondern versuchen, gerade das Flexibilitätspotential der großen Nachfrager zugänglich zu machen. Die derzeit diskutierten Ansätze zeigen die Richtung auf, in die die Entwicklung gehen muss: Wenn ein bestimmtes Verhalten nicht auf die Erreichung der Mindestjahresbenutzungsstunden angerechnet wird, dann wird für dieses Verhalten die Beschränkung aufgegeben. Künftigen Flexibilitätserfordernissen des Systems wird man dadurch gerecht, dass man diesen Weg konsequent zu Ende geht, damit der grundsätzliche (Fehl)-Anreiz, eine Anlage unflexibel auf Dauerbetrieb auszurichten, entfällt; denn dies ist der entscheidende Punkt. Sowohl eine marktdienliche als auch eine netzdienliche Nutzung der Verbrauchsflexibilität wird künftig gerade mit einer Abkehr von einer gleichmäßigen Stromnutzung einhergehen. Ein mittelfristig erfolgsversprechender Ansatz kann daher darin bestehen, die "Eintrittsschwelle" einer bestimmten Jahresnutzungsdauer aufzugeben.

Vorstellbar wäre, in einem ersten Schritt die Höhe der gegenwärtigen Begünstigungen für eine befristete Zeitspanne (z.B. 3 Jahre) einzufrieren und die Voraussetzungen einer bestimmten Jahresbenutzungsstundenzahl fallen zu lassen. Das Einfrieren kann durch Festschreiben der prozentualen Entlastung vom veröffentlichten Netzentgelt erfolgen. Ergänzend könnte man die Erfüllung von zusätzlichen Kriterien wie z.B. Präqualifikation für den Regelenergiemarkt, Bereitschaft zum Redispatch oder die in der AbLaV vorgesehenen Anforderungen zur Voraussetzung der Begünstigung machen. Damit würde berücksichtigt, dass die netzentlastende Wirkung sich nicht allein aus dem individuellen Verhalten ergibt, sondern insbesondere aus den statistischen Effekten einer ungleichzeitigen Entnahme; je höher die Spannungsebene, desto weiträumiger sind die techni-

schen Ausgleichseffekte und desto mehr Nachfrager wirken zugunsten des Netzes zusammen [derzeit sind 21 % der von § 19 Abs. 2 Satz 2 begünstigten Nutzer in der Hochspannung, 31 % in HS/MS und 48 % in der Mittelspannung angeschlossen]. Die Unternehmen würden auf diese Weise von den Fesseln der Bandlast befreit, könnten ihr Flexibilitätspotential einsetzen und würden sich wirtschaftlich jedenfalls nicht schlechter als unter der bisherigen Regelung stellen. Zur Vermeidung schädlicher Netzbelastungen sollte dem Netzbetreiber die Setzung einer zulässigen Jahreshöchstlast gestattet werden. Der Vorschlag intendiert, nicht die Anreizwirkungen der Bandlastanforderung durch Ausnahmen und Zusatzregeln zu kurieren, sondern unmittelbar an der Ursache des Problems anzusetzen.

Die Befristung eines solchen Modells schafft die nötige Zeit für die Diskussion einer langfristigen Lösung. Dabei sollte sowohl eine verursachungsgerechte Bepreisung der Inanspruchnahme des durch die allgemeinen Netzentgelte finanzierten Netzes durch die industriellen Stromverbraucher als auch die Erschließung des Flexibilitätspotentials, das diese Nutzer bieten, strukturell gelöst werden. Etwa indem bei Letztverbrauchern, die an höhere Netzebenen angeschlossen sind, generell berücksichtigt wird, dass diese Spannungsebenen vorrangig eine Verteilfunktion für die nachgelagerten Ebenen haben und dass diese aus dieser Funktion auch einen großen Teil ihrer Kosten tragen müssen.

4.5 Zellulare Ansätze

In der Diskussion um die Nutzung von Flexibilität wird regelmäßig die Forderung nach sogenannten zellularen Ansätzen erhoben. Zellulare Ansätze sehen vor, ein Gleichgewicht zwischen lokaler Erzeugung und Verbrauch auf der niedrigsten möglichen Stufe anzustreben. Eine solche Zelle könnte beispielsweise als kleinste Einheit ein einzelner Haushalt sein, der über eine PV-Anlage seine Energie selbst bereitstellt und über einen Batteriespeicher vor Ort speichert. Alles, was die Zellen allein nicht erzeugen oder verbrauchen, sollen sie als Überschuss oder Zusatzbedarf aus benachbarten Zellen beziehen. Zellen mit viel Gewerbe und Industrie sowie Zellen mit dichter Bebauung ohne ausreichende Erzeugung würden durch den Import von Energie aus benachbarten Zellen mit deren Überschüssen ausgeglichen. Durch die lokale Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch seien regenerative Energiequellen adäquat in das Stromversorgungssystem integriert und der notwendige Übertragungsbedarf stark reduziert. Zudem würde durch den direkten Bezug von Anwendern und der notwendigen Technik eine Akzeptanz für die Energiewende geschaffen.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur spricht nichts dagegen, wenn einzelne Bürger oder Gemeinden einen möglichst lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch anstreben. Dies kann unter Umständen tatsächlich die Bereitschaft der Bürger erhöhen, an der Energiewende zu partizipieren und auch mögliche Unwägbarkeiten eher in Kauf zu nehmen. Ein lokaler Mengenausgleich ist bereits heute in dem bestehenden Marktssystem möglich. Jeder Marktteilnehmer hat die Möglichkeit, Verträge mit lokalen Erzeugungseinheiten zu schließen und seinen Strombedarf auf diese Weise lastnah⁹ zu decken. Essentiell ist dabei, dass weiterhin jede verbrauchte Kilowattstunde einem Bilanzkreis zugeordnet werden muss. Nachteile, die den Marktakteuren bei einem lokalen Energiemengenausgleich dadurch entstehen, dass sie die Beschaffungsmöglichkeiten des Ener-

⁹ Dies ist selbstverständlich explizit nur vertraglich bzw. ökonomisch möglich, die Physik sorgt jedoch ohnehin dafür, dass auch der tatsächlich bezogene Strom lastnah aus dem benachbarten Windpark und nicht vom weit entfernten Braunkohlekraftwerk im fernen Brandenburg bezogen.

giemarktes nicht mehr in Gänze nutzen können sind dabei betriebswirtschaftlicher Natur und müssen daher von den Akteuren bei der Entscheidung für ein solches Modell berücksichtigt werden.

Ein zellulärer Ansatz ist als eine Beschaffungsoption für einen kleinen Teil der Nachfrage denkbar, jedoch keinesfalls als Organisationsprinzip des gesamten deutschen und europäischen Stromsystems denkbar. Versorgungssicherheit kann in großen Verbrauchszentren nicht oder nur mit erheblichen ökonomischen und ökologischen Mehrkosten durch kleinteilige Strukturen gewährleistet werden. Da die Kapazitäten zum Stromaustausch zwischen den Zellen beschränkt sind, würden zusätzliche teure Flexibilitätsoptionen als Backup-Kapazitäten (z.B. Speicher oder Power-to-x-Anlagen) benötigt. Unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten ist der zelluläre Ansatz abzulehnen, da nicht die Erzeugungseinheiten mit den geringsten Grenzkosten genutzt werden, so wie es im Großhandelsmarkt der Fall ist, sondern die räumlich vorhandenen. Insgesamt hat der zelluläre Ansatz eine Tendenz zu kleinen, illiquiden Märkten und stellt ein Rollback in das Zeitalter vor Liberalisierung und Unbundling dar.

Gerade bei einem zunehmenden Anteil von dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen ist ein überregionaler Austausch von Strommengen wichtig und volkswirtschaftlich sinnvoll. Ein einheitlicher Markt und ein ausgebautetes Netz sind die Grundlage dafür, dass regionale Ungleichzeitigkeiten genutzt werden können.

4.6 Flexibilitätserbringung durch Speicher

Grundsätzlich sind Stromspeicher dazu geeignet, die Produktion und den Verbrauch von Strom zeitlich zu entkoppeln. Insofern stellen sie eine Flexibilitätsoption dar. Wie bei allen anderen Flexibilitätsoptionen lohnt aber ein genauerer Blick auf die Details.

Stromspeicher sind in verschiedenen Ausprägungen technisch realisierbar. Sie haben als Pumpspeicherkraftwerke teilweise die gleiche Größenordnung wie große fossile Kraftwerke, als häusliche Batteriespeicher ähneln sie in ihrer Leistung kleinen privaten PV-Anlagen. Dazwischen sind alle Größen denkbar und auch bereits realisiert oder in Planung.

Für das Stromsystem kommen bei Speichern sowohl marktdienliche Verwendungen in Betracht als auch netzdienliche. Wie bei anderen Flexibilitäten stehen diese beiden Einsatzarten in einem Spannungsverhältnis zueinander. Ein netzdienlicher Einsatz kann dem Markt Liquidität entziehen, ein marktdienlicher Einsatz von Speichern führt regelmäßig zu einer höheren Netzauslastung oder zu einem Netzausbaubedarf.

Ein marktdienlicher Einsatz von Speichern bedeutet, dass der Speicherbetreiber die Preisunterschiede am Strommarkt für zeitliche Arbitragegeschäfte ausnutzt und dadurch zu einer Minderung der Strompreisvolatilitäten beiträgt. Dieser Einsatz von Speichern ist traditionell z.B. das Geschäftsmodell der Pumpspeicherkraftwerke. Die gegenwärtige Marktlage mit einem hohen Maß an kostengünstiger Flexibilität erlaubt mit diesem Geschäftsmodell nur geringe Erträge. Selbst den abbeschriebenen Pumpspeicherkraftwerken gelingen derzeit keine Erträge, die die Vollkosten decken. Dies gilt, obwohl den Pumpspeichern sowohl bei den Netzentgelten als auch bei der Zahlung der EEG-Umlage weitgehende Ausnahmen gewährt werden: Die Netzentgelte werden netzgekoppelten Speichern ganz oder weitgehend erlassen und die EEG-Umlage entfällt vollständig, auch für die Speicherverluste wird keine Umlage erhoben.

Die Tatsache, dass selbst abgeschriebene Speicher mit umfassenden Privilegien allenfalls eine schwache Rentabilität aufweisen, macht verständlich, warum spezifisch teurere Speicher erst recht nicht ohne weitgehende Privilegien und offene oder versteckte Förderungen in den Markt eintreten können. Bei heutigen Kosten müssten Batteriespeicher am Strommarkt einen Erlös von etwa 200 €/MWh einnehmen.¹⁰ Bei größeren Speichern ist davon auszugehen, dass die Kosten etwas darunter liegen. Die aktuellen Marktpreisschwankungen betragen meist nur 10 % dieses Wertes. Von einer Teilnahme am normalen Strommarkt sind Batteriespeicher also noch weit entfernt.

Darin drückt sich aus, dass Speicher als Flexibilitätsinstrument im Markt derzeit und auf die absehbare Zukunft nicht benötigt werden. Es gibt eine Fülle anderer Flexibilitäten, die zu deutlich niedrigeren Kosten als Speicher die erforderliche Flexibilität im Markt sicherstellen. Dies kann sich womöglich in einer oder zwei Dekaden ändern; heute bereits in diese noch sehr teure Technologie zu investieren, treibt die Kosten der Energieversorgung heute ohne dass sich heute ein Vorteil ergeben würde.

Ein Beispiel für einen marktlichen Stromspeichereinsatz ist der Regelleistungsmarkt. Im Primärregelungsmarkt sind derzeit rentable Batteriespeicherprojekte zu beobachten. Diese müssen, ebenso wie die übrigen Marktteilnehmer, bestimmte Präqualifikationsbedingungen erfüllen. Derartige Projekte, die sich der Konkurrenz stellen und sich am Markt durchsetzen, werden von der Bundesnetzagentur begrüßt. Nicht nur Batteriespeicher, sondern auch anderen Speicherbetreibern gelingt es bei der gegenwärtigen Parametrierung der Regelleistungbeschaffung, vernünftige Erlöse zu erwirtschaften, obwohl auch bei Regelleistung kein Mangel an Flexibilitäten gegeben ist und die Konkurrenz lebhaft ist.

Der Speicherzubaу, den wir faktisch heute erleben, findet in einem Finanzierungs- und Regelsystem statt, das für diese Massen Anwendung nicht geeignet ist. Es droht durch die Speichereuphorie die Wiederholung des kostenintensiven PV-Booms, der zu hohen Kosten für die Solidargemeinschaft geführt hat, ohne allerdings im Fall der Speicher einen entsprechenden Nutzen zu erbringen. Die Refinanzierung der meisten heutigen Speicher findet über separierte Märkte und in Marktnischen statt. Viele Speicher werden eingesetzt, um die betriebswirtschaftliche Optimierung im Eigenverbrauch zu steigern. Durch die Neufassung der gesetzlichen Regelung der EEG-Umlage bei Eigenverbrauch aus Speichern wurde die als „doppelt“ wahrgenommene EEG-Umlagezahlung bei Zwischenspeicherung behoben; das Eigenverbrauchsprivileg liegt damit oberhalb der spezifischen Speicherkosten, sodass gegenwärtig die Investitionskosten gut gedeckt werden können.

Der Speicher im Eigenverbrauch stellt aber dem Markt keine Gegenleistung zur Verfügung. Im Gegenteil, er erhöht die Probleme und Kosten der allgemeinen Stromversorgung, weil der Letztverbraucher mit Speicher kaum noch prognostizierbar ist und weil seine Nachfrage auf dem Großhandelsmarkt, auf dem echte Konkurrenz herrscht, fehlt. Diese betriebswirtschaftliche Optimierung leistet keinen Beitrag zur volkswirtschaftlichen Effizienz. Die Ausfälle an Netzentgelten und Umlagen werden von anderen Teilnehmern des Strommarktes getragen. Dieses Ungleichgewicht lässt sich auch nicht durch eine Verbreiterung der Privilegien in einem Massenrollout von PV-Speichern und Mieterstrommodellen ausgleichen – es sei denn die Ausfälle werden aus Steuermitteln getragen.

¹⁰ Quelle: iSEA/RWTH Aachen (2016), Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher, Jahresbericht 2016 Speichermonitoring.

Aus den regelmäßig erheblichen Verlusten von Stromspeichern resultieren ungewollte Effekte für die Dekarbonisierung der Stromversorgung. Im Idealfall eines neuen Batteriespeichers liegen die Verluste bei 10% der eingespeicherten Strommenge. Im realen Betrieb liegen die Verluste regelmäßig deutlich höher und können bei 30% liegen. Bei Pumpspeicherkraftwerken können Verluste bis zu über 40 % betragen; Druckluftspeicher weisen je nach Technik über 50 % Verluste auf. Die Strommenge, die für die Verluste aufgewendet werden muss, muss im System zusätzlich erzeugt werden. Nach der aktuellen Marktlage wird zusätzliche Stromnachfrage fast immer von Steinkohlekraftwerken erzeugt. Wenn ein großes Pumpspeicherkraftwerk von 1 GW Leistung eine jährliche Volllaststundenzahl von 1000 aufweist, dann entstehen bei einem Wirkungsgrad von 80 % rund 200 GWh/a an Verlusten, die aus Kohlestrom ersetzt werden und damit 200.000 t CO₂ verursachen.

Der reale Speichereinsatz großer und vor allem kleiner Speicher kommt auch in zwei weiteren Aspekten heute eher dem Betrieb fossiler Kraftwerke als einer erfolgreichen Energiewende zugute.

1) Indem die Stromspeicher im Sommer die solare Mittagserzeugung aufnehmen, werden die Flexibilitätsanforderungen an Kohlekraftwerke vermindert. Kohlestrom kann damit spezifisch günstiger erzeugt werden; Braunkohlekraftwerke können ihre technische Flexibilisierung weiter in die Zukunft verschieben.

2) Wenn der Speichereinsatz in einem Haushalt erfolgt, der über ein Standardlastprofil versorgt wird, dann löst die damit verbundene Eigenverbrauchsoptimierung eine starke Abweichung des Haushaltes vom Standardlastprofil aus. Die Differenzen werden dann aus Regelenenergie bereitgestellt werden müssen, wozu derzeit noch überwiegend fossile Kraftwerke bereitgehalten werden, die den so genannten Must run Sockel bilden.

Speicher in privaten Haushalten oder in E-Mobilen, die zugleich am Strommarkt oder am Regelenenergiemarkt teilnehmen, können in der Niederspannung einen zusätzlichen Transportbedarf auslösen. Sie haben also potentiell einen spezifisch hohen kostentreibenden Effekt auf die Netzinfrastruktur und können angesichts der bestehenden Akzeptanzprobleme des Netzausbaus die netztechnischen Probleme vergrößern.

Im netzdienlichen Einsatz stellen sich bei Speichern technische und regulatorische Fragen, die dem Einsatz von Speichern enge Grenzen setzen. Als dauerhafte Alternative zum Netzausbau sind Speicher ungeeignet.

Die Größenordnung der Netzengpässe im Übertragungsnetz in Deutschland ist so groß, dass sie durch Speicher in keinem Fall spürbar entlastet werden könnten. Wenn ein HGÜ-Korridor eine Leistung von 2 GW aufweist, werden darin bei einer Windfront von 5 Stunden Dauer 10 GWh Strom transportiert. Eines der momentan größten Speicherprojekte mit einer Kapazität von 14,5 MWh ist der WEMAG-Batteriespeicher in Schwirin. Um 10 GWh Strom zu speichern wären fast 700 Speicher dieses Typs notwendig, vorausgesetzt diese Speicher wären zu Beginn der Windfront vollständig leer. Weder diese Prämisse noch die Anzahl von 700 solcher Projekte sind realistisch.

Wie in Kapitel 0 dargestellt ist es jedoch denkbar, dass Verteilernetzbetreiber Speicherdienstleistungen netzdienlich zum operativen Engpassmanagement kontrahieren. Dabei befinden sich Speicher im Wettbewerb mit den übrigen Flexibilitätsoptionen, die dem Verteilernetzbetreiber zur Verfügung stehen. Der Einsatz von Speichern wird für den Verteilernetzbetreiber dann attraktiv, wenn diese Dienstleistung eine wirtschaftliche Alternative zu anderen Flexibilitätsoptionen darstellt. Die oben dargestellten Nebenbedingungen, insbesondere die Entflechtungsvorschriften sind unbedingt einzuhalten.

Flexibilitätspotenziale von Stromspeichern können sowohl im marktdienlichen als auch im netzdienlichen Betrieb eingesetzt werden. In der Debatte über die Stromspeicher werden aber die Erforderlichkeit und die Fähigkeiten von Stromspeichern überschätzt, die Kosten und die Nebeneffekte der Stromspeicherung werden hingegen unterschätzt. Es bleibt die Herausforderung, einen chancengleichen Wettbewerb der Flexibilitäten herzustellen, was im Fall der Speicher einen Abbau bestehender Begünstigungen erforderlich macht. Kein Akteur sollte irgendeine spezielle Förderung erhalten, da dies die Marktergebnisse verzerrt und das System ineffizienter macht.

5 Fazit

Eine Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch ist mittel- und langfristig nötig, um den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien effizient in die Strommärkte und in das Stromversorgungssystem zu integrieren und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dafür bildet der Strompreis ein zentrales Allokationssignal. Verschiedene Regelungstatbestände des gegenwärtigen Rechtsrahmens sind jedoch von Fehlanreizen durchzogen und verzerren das Allokationssignal. Dadurch wird ein Level-Playing-Field beim Einsatz von Flexibilität verhindert. Zur verbesserten Erschließung von Flexibilitätsoptionen im Markt sollten Verzerrungen des Marktergebnisses, die durch spezielle Förderung entstehen, abgebaut werden, da diese das System ineffizienter und teurer machen.

Durch den stetigen Zubau erneuerbarer Energien, die Reaktion der Marktseite auf das dargebotsabhängige Angebot und planerische Freiräume im Rahmen der Spitzenkappung kann es temporär oder dauerhaft vermehrt zu Situationen kommen, in denen die vorhandene Netzinfrastruktur nicht ausreicht, um die Transportaufgabe des Netzes zu erfüllen. Netzengpässe drohen oder entstehen. Aktuell findet im Verteilernetz so gut wie kein aktives Management von Netzengpässen statt. Das Mittel der Wahl ist daher die Abregelung erneuerbarer Energien. Echte marktbezogene Optionen stehen dem Netzbetreiber kaum zur Verfügung. Ein weiterer Grund für eine mangelnde Nutzung marktbezogener Optionen sind Fehlanreize bei der Anerkennung der entstehenden Kosten im System der Anreizregulierung.

In einem Stromversorgungssystem, in dem mehr als die Hälfte der Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien stammt, wird ein aktives Engpassmanagement wichtiger. Daher wird ein Modell skizziert, wie das Engpassmanagement für Verteilernetzbetreiber in einem künftigen Stromversorgungssystem aussehen könnte. Im Rahmen des Engpassmanagements gibt es verschiedene Optionen, wie der Netzbetreiber mit Engpässen umgehen kann. Wesentlich dafür ist die regulatorische Gleichbehandlung netzdienlicher Flexibilitätsoptionen. Nur so erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit, aus verschiedenen Optionen die effiziente Maßnahme auszuwählen. Eine denkbare Ausgestaltungsform der Interaktion zwischen Verteilernetzbetreiber und Marktteilnehmern wäre es, einen Markt für netzdienliche Flexibilität zu schaffen. Weitere zwingende Voraussetzungen dafür wären jedoch eine deutlich höhere Transparenz und ein effektives Unbundling. Zudem müsste ein Umgang mit der Gefahr von Marktmacht und strategischem Verhalten der Marktteilnehmer gefunden werden. Vor der Umsetzung in der Praxis wäre es ferner notwendig, die Auswirkungen auf die Liquidität anderer Marktsegmente und mögliche Auswirkungen auf das grundsätzliche Strommarktdesign und den Zuschnitt von Gebotszonen zu prüfen.

Auch sollte über Möglichkeiten diskutiert werden, ob, wie weitgehend und gegebenenfalls durch welche Instrumente lastgetriebener Netzausbau gesteuert und eingeschränkt werden sollte. Ein möglicher Ansatz wäre, die im Gesetz verankerte Verordnungsermächtigung zu nutzen und den bestehenden § 14a EnWG zu konkretisieren. Der Ausgestaltung dieser Regelungen wird im Rahmen der Sektorkopplung eine besondere Bedeutung zukommen.

Grundsätzlich sollten Preissignale – sei es zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Strom oder zur Abbildung von Knappheiten in der Netzinfrastruktur – jeweils möglichst unverzerrt wirken. Dabei ist zu akzeptieren, dass das Signal für den Strommarkt und das Signal für die Netznutzung nicht deckungsgleich sind, sondern wegen der unterschiedlichen Knappheiten einander auch widersprechen können.

Oberste Prämisse ist und bleibt jedoch eine sichere und wirtschaftliche Stromversorgung. Zentrales Instrument für eine sichere und kostengünstige Stromversorgung ist der Strommarkt 2.0. Die Frage, inwiefern die bestehenden Strukturen überdacht werden sollten, muss daher immer vor dem Hintergrund diskutiert werden, welche Rückwirkungen sie auf den Strommarkt 2.0 haben.

Die Regelungen zu atypischen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV könnten künftig zu einem Anknüpfungspunkt für die Bepreisung von Knappheiten im Netz ausgestaltet werden. Dagegen wird die derzeitige Regelung zu individuellen Netzentgelten für stromintensiven Netznutzern nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV den künftig sich stellenden Anforderungen an ein hochflexibles Energiesystem nicht mehr gerecht werden, so dass hier grundlegende Änderungen sinnvoll werden. Insbesondere für eine mittelfristige Lösung wäre es vorstellbar, die Höhe der gegenwärtigen Begünstigungen für eine befristete Zeitspanne (z.B. 3 Jahre) einzufrieren und die Voraussetzungen einer bestimmten Jahresbenutzungszahl fallen zu lassen. Ein solches, auch an bestimmte Voraussetzungen koppelbares Einfrieren würde eine flexible Reaktion der befreiten Unternehmen auf Strompreise möglich machen und das Flexibilitätspotential relevanter Lasten erschließen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jahresdauerlinie der Leistungsveränderung.

Abbildung 2: Strompreisniveau und Varianz.

Abbildung 3: Ampel - rechtliche Einordnung nach den Vorgaben des § 13 EnWG.

Abbildung 4: Netzampel als aktiver Raum des Engpassmanagements im Verteilernetz.

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|----------|---|
| AbLaV | Verordnung zu abschaltbaren Lasten |
| ARegV | Anreizregulierungsverordnung |
| CACM | Capacity Allocation and Congestion Management |
| EE | erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| EOM | Energy-only-Markt |
| GW | Gigawatt |
| HGÜ | Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung |
| kV | Kilovolt |
| KW | Kilowatt |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz |
| MW | Megawatt |
| NEP | Netzentwicklungsplan |
| PV | Photovoltaik |
| SLP | Standardlastprofil |
| StromNEV | Stromnetzentgeltverordnung |
| TWh | Terrawattstunde |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| VNB | Verteilernetzbetreiber |

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Stand

April 2017

Text

Abteilung 6

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de