

## dena-Ergebnispapier

# „Marktrollen und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem“.

### 1 Einleitung

Für die Integration großer Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien ist eine deutliche Flexibilisierung der Stromversorgung nötig. Demand Side Management, d.h. die Nutzung flexibler Stromlasten zur Anpassung der Stromnachfrage, kann dabei einen wichtigen Beitrag zur Erbringung von Systemdienstleistungen und zum Ausgleich von Preisschwankungen am Strommarkt leisten. Grundsätzlich besteht, insbesondere in Unternehmen aus Industrie und Gewerbe, ein deutliches Potenzial an flexiblen Lasten. Große, stromintensive Unternehmen mit eigenem Bilanzkreis können diese Lasten selbständig vermarkten. Für eine Erschließung der Potenziale in der Breite werden Aggregatoren benötigt, die kleinere Einzellasten zu vermarktungsfähigen Produkten zusammenführen.<sup>1</sup> Die Marktrolle des Aggregators ist neu und es gibt noch keine Standards, welche die Dienstleistung und die Zusammenarbeit mit den anderen Marktrollen erleichtern.

#### **Planspiel „Marktrollen und Prozesse bei der Nutzung flexibler Lasten als Regelenergie“**

Aus diesem Grund hat der dena-Arbeitskreis Lastmanagement ein Planspiel zur Vermarktung von flexiblen Stromlasten im Stromversorgungssystem durchgeführt. Beteiligt waren alle relevanten Marktrollen, d.h. Aggregatoren, Stromlieferanten, Netzbetreiber sowie Branchenverbände möglicher Lastmanagement anwendender Unternehmen. Ziel des Planspiels war anhand des Beispiels eines Einsatzes von Lastmanagement für Regelenergie einen Überblick bestehender Prozesshemmnisse zu gewinnen und geeignete Lösungsansätze abzuleiten.

Die Ergebnisse des Planspiels sind in diesem Papier zusammengefasst und können teilweise auch auf andere Anwendungsfälle von überbetrieblichem Lastmanagement übertragen werden.

#### **dena-Arbeitskreis Lastmanagement**

Der Arbeitskreis Lastmanagement hat zum Ziel, Unternehmen für die Möglichkeiten zur Vermarktung flexibler Lasten zu sensibilisieren und die vorhandenen Potenziale für Lastmanagement, insbesondere im Bereich Industrie und Gewerbe, nutzbar zu machen. Branchenverbände, Vermarkter von flexiblen Lasten, Stromlieferanten und Netzbetreiber arbeiten als Teilnehmer des Arbeitskreises gemeinsam an Lösungsvorschlägen zur Flexibilisierung der Stromnachfrage. Der Arbeitskreis Lastmanagement wird im Rahmen des dena-Projekts „Effiziente Energiesysteme“ durchgeführt.

---

<sup>1</sup>Als Aggregator wird im Weiteren ein Unternehmen bezeichnet, das flexible Stromlasten identifiziert, diese technisch anbindet, die für deren Nutzung notwendigen Vereinbarungen schließt und in einem Pool ggf. gemeinsam mit Erzeugungseinheiten z. B. als Regelenergie vermarktet.

## 2 Überbetriebliche Vermarktung flexibler Lasten

Demand Side Management bezeichnet die Anpassung der Stromnachfrage z.B. eines Unternehmens in Abhängigkeit von der Situation im Stromversorgungssystem. Der jeweilige Stromverbraucher erhält ein externes Signal, bspw. ein Preissignal, und passt daraufhin seine Stromnachfrage im Sinne der überbetrieblichen Anforderungen kurzfristig an. Dieser Anpassungsfähigkeit sind Grenzen durch die Anforderungen aus der betrieblichen Wertschöpfung, sowie ggf. dem Gesundheits-, Arbeits- und dem Umweltschutz gesetzt. Die Erschließung von flexiblen Lasten muss darüber hinaus nicht nur technisch, sondern auch ökonomisch umsetzbar sein.

### Anwendungsfälle für Lastmanagement

Mögliche Anwendungsfälle für flexible Lasten sind:

- Begrenzung der betrieblichen Spitzenlast
- Ausnutzung von Preisschwankungen auf dem Strommarkt
- Ausgleich von Bilanzkreisen
- Ausgleich der Systembilanz durch die Vorhaltung und Bereitstellung von Regelleistung bzw. durch das mit der Abschaltverordnung spezifisch geschaffene DSM-Produkt
- Netzengpassmanagement (bilaterale Verträge und Abschaltverordnung, Redispatch)
- Vorhaltung und Bereitstellung von Regelleistung

In vielen Unternehmen<sup>2</sup> aus Industrie und Gewerbe gibt es Potenziale<sup>3</sup> für den Einsatz von Lasten im Sinne eines überbetrieblichen Lastmanagements. Das Potenzial wird bisher aber nur eingeschränkt genutzt. Dies liegt an den begrenzten Erlösmöglichkeiten auf den verschiedenen Märkten für Flexibilität<sup>4</sup>, an Markteintrittshemmnisse (z.B. Produktgrößen Regelleistung) und verschiedenen Prozesshemmnissen bei der Erschließung von DSM-Potenzialen. Das Ziel sollte sein, dass flexible Stromlasten diskriminierungsfrei auf allen Märkten für Flexibilität neben anderen Flexibilitätsoptionen ihre Dienstleistungen anbieten können.

Erste Schritte, die den Einsatz von Lastmanagement in Deutschland seit jüngerer Vergangenheit befördern sind bspw. die durch die Bundesnetzagentur geänderten Ausschreibungsbedingungen für Regelleistung, die Möglichkeit eines Pooling für die Erbringung von Regelleistung sowie die Einführung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten für Unternehmen, die am Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlos-

---

<sup>2</sup> Es wird im Weiteren angenommen, dass es sich um Unternehmen mit einer Jahresarbeit >100 MWh und damit einer registrierenden Leistungsmessung handelt. Bei der Vermarktung von flexiblen Stromlasten bei Verbrauchern unter 100.000 kWh im Jahr (z.B. Kunden mit Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen) können sich durch Eingriffe in den Lastverlauf Änderungen des angesetzten Standardlastprofils und damit negative Effekte für den Differenzbilanzkreis des betroffenen Verteilnetzbetreibers ergeben. Mit der Einführung von intelligenten Messsystemen für Stromverbraucher unter 100.000 kWh im Jahr und der angestrebten Konkretisierung der Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung (EnWG §14a) durch eine Rechtsverordnung, sollen sich in diesem Bereich verbesserte Voraussetzungen für ein Lastmanagement ergeben.

<sup>3</sup> Vgl. u.a. dena Netzstudie II, dena, 2010; Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, agora Energiewende, 2013

<sup>4</sup> Vgl. dena Ergebnispapier „Die Entwicklung der Märkte für Flexibilität“, 2013

sen sind.<sup>5</sup> Es wurden damit die Zugangskriterien für den Markt für Regelleistung gesenkt und ein Instrument geschaffen, welches einen klaren Rahmen für die Einbeziehung von flexiblen Stromlasten für die Systemstabilisierung durch die Übertragungsnetzbetreiber bietet. Aktuell sind in Deutschland rund 1.000 MW abschaltbare Lasten entsprechend der Abschaltverordnung bei den Übertragungsnetzbetreibern vertraglich gebunden.<sup>6</sup>

### **Aggregation von flexiblen Lasten**

Um jedoch auch die Schaltflexibilität von kleinen und mittleren Stromverbrauchern nutzen zu können, bedarf es der neuen Marktrolle des Aggregators. Der Aggregator ist ein Dienstleister, der flexible Stromlasten in Unternehmen identifiziert, diese bündelt und gemeinsam vermarktet. Der Aggregator kann entweder selbst Stromlieferant sein, oder als reiner Dienstleister für flexible Stromlasten auftreten. Die Bündelung von vielen Stromverbrauchern hat den Vorteil, dass eine höhere Verfügbarkeit, längere Schaltzeiten und größere Schaltleistungen erreicht werden können. Die Teilnahme an den Märkten für Regelleistung und am Energiegroßmarkt wird dadurch für viele flexible Stromverbraucher überhaupt erst möglich. Die Herausforderung ist, die Marktrolle Aggregator in die bestehenden Marktprozesse von Stromlieferanten und Netzbetreibern einzubetten. Insbesondere an den Schnittstellen der Marktakteure treten heute beim Einsatz von flexiblen Stromlasten Fragestellungen auf, die mit den derzeitigen Festlegungen und Mechanismen nicht ohne weiteres zu lösen sind.

### **Exkurs: Einsatz von Regelleistung zur Sicherstellung der Systemstabilität**

Alle Netznutzer sind verpflichtet, ihre Netznutzung in Form von Fahrplänen anzumelden. Ein Fahrplan gibt in einem ¼-Stunden Takt an, welche Ein- und Ausspeisungen der Netznutzer in einer Regelzone plant. Hierbei werden alle Ein- und Ausspeisungen innerhalb einer Regelzone zu einem sogenannten Bilanzkreis zusammengefasst. Die Bilanzkreisverantwortlichen haben bei der Fahrplananmeldung sicherzustellen, dass in der Planung das Gleichgewicht zwischen Ein – und Ausspeisungen, d.h. zwischen Last und Erzeugung bewahrt wird.

Im tatsächlichen Netzbetrieb bzw. zum Zeitpunkt der Stromlieferung kommt es jedoch zu nicht prognostizierbaren und nicht vermeidbaren Störungen des Gleichgewichts. Diese Abweichungen gleichen sich über Durchmischungseffekte teilweise aus, dennoch können es im Saldo der gesamten Regelzone zu einem Ungleichgewicht zwischen Ein- und Ausspeisungen kommen. Wird das Gleichgewicht zwischen Einspeisungen und Entnahmen aus dem Stromnetz nicht aufrechterhalten, kommt es zu einer Abweichung von der Soll-Netzfrequenz von 50 Hz.

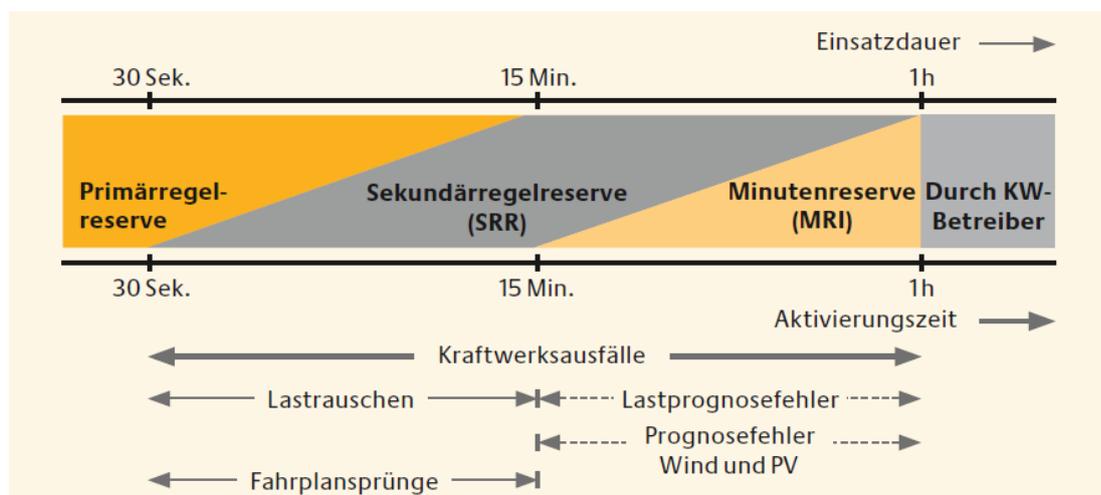
---

<sup>5</sup> Vgl. Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLastV), 2012 sowie die Beschlüsse der Bundesnetzagentur zu den Festlegungen Minutenreserve Ausschreibung, BK6-10-099, 2011 sowie Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelleistung, BK6-10-098, 2011

<sup>6</sup> Vgl. die Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber auf [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), Stand 31.10.2013

dena-Ergebnispapier „Marktrollen und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem“

Für die Regelung der Netzfrequenz sind derzeit ausschließlich die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Sie setzen Regelleistung zur Stabilisierung der Netzfrequenz ein. Die Regelleistung wird vorab in einem Ausschreibungsverfahren vertraglich gebunden. Die Abbildung 1 zeigt den zeitlichen Ablauf des Einsatzes der drei Regellenergieprodukte sowie die Ursachen für die Abweichung der Netzfrequenz auf.



**Abbildung 1: Einsatz von Regelleistung.**

Flexible Stromlasten können Regelleistung, insbesondere für die Produkte Sekundärregelleistung und Minutenreserve, erbringen, wenn sie je nach Abruf ihren Strombezug einsenken oder erhöhen. Dieses Verhalten entspricht der gegenteiligen Anpassung der Erzeugungsleistung eines konventionellen Kraftwerks. Die Eigenschaften der Regelleistungsprodukte, die von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben werden, sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Erbringung von Primärregelleistung ist aufgrund der Anforderungen, wie schnelle Aktivierungszeit und Mindestleistung, derzeit für flexible Stromlasten kaum möglich. Es gibt nur einen präqualifizierten Anbieter.<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Vgl. insbesondere zu den Anforderungen an Regelleistung bei der Präqualifikation den Transmission Code 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, VDN, 2007

| Produkt               | Ausschreibungszeitraum | Mindestangebot | Zeitscheiben   | Poolung von technischen Einheiten  |
|-----------------------|------------------------|----------------|--|--|
| Primärregelleistung   | eine Woche             | 1 MW           | keine  | Poolung in gleicher Regelzone möglich  |
| Sekundärregelleistung | eine Woche             | 5 MW           | Hauptzeit (Mo.-Fr, 08:00-20:00 Uhr)<br>Nebenzeit (00:00-08:00. und 20:00-24:00 sowie Sa., So. und Feiertage) | Poolung in gleicher Regelzone möglich<br>regelzonenübergreifende Poolung zur Erreichung der Mindestgröße |
| Minutenreserve        | einen Tag              | 5 MW           | 6 Zeitscheiben à 4 Stunden beginnend bei 00:00 Uhr eines Tages   | Poolung in gleicher Regelzone möglich<br>regelzonenübergreifende Poolung zur Erreichung der Mindestgröße |

**Tabelle 1: Produkteigenschaften Regelleistung.<sup>8</sup>**

Industrieanlagen können Lasten nur in Ausnahmefällen mehr als einen Tag verschieben. Aufgrund der langen Ausschreibungszeiträume ist im Allgemeinen eine Bündelung von mehreren Stromlasten zur Angebotsabgabe notwendig.

### 3 Betroffene Markttrollen beim Einsatz von flexiblen Stromlasten für Regelleistung

Der Einsatz von flexiblen Stromlasten für die Erbringung von Regelleistung (im Weiteren Fokus auf Sekundärregelleistung und Minutenreserve) im Stromversorgungssystem setzt die Beteiligung von mehreren Markttrollen voraus. Für den Einsatz von Regelleistung sind die Markttrollen und deren Aufgaben in der Tabelle 2 zusammengefasst. Die Markttrollen Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) und Aggregator können auch zusammenfallen. Auch kann ein Unternehmen einen eigenen Bilanzkreis führen und damit gleichzeitig die Markttrolle Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) einnehmen. Im Weiteren wird für den allgemeinen Fall davon ausgegangen, dass die Markttrollen von verschiedenen Organisationen wahrgenommen werden.

<sup>8</sup> Produkte und deren Eigenschaften nach StromNZV und Beschlüssen der Bundesnetzagentur.

| Marktrolle  | Schnittstelle zum Lastmanagement   |
|---|--|
| Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ regelmäßige Ermittlung des Bedarfs an Regelleistung</li> <li>■ Präqualifizierung der Anbieter</li> <li>■ Ausschreibung und Vergabe der Vorhaltung von Regelleistung sowie Abruf von Regelleistung</li> </ul>        |
| Verteilnetzbetreiber (VNB)                        | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Netzanschluss der flexiblen Stromlast im Verteilnetz;</li> <li>■ sichere Netzführung auch bei Schaltungen von leistungsstarken, flexiblen Stromlasten im Verteilnetz</li> </ul>                                     |
| Aggregator – Vermarkter von flexiblen Stromlasten | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Identifizierung, Aggregation und Vermarktung von flexiblen Stromlasten für Regelleistung und ggf. andere Anwendungen</li> <li>■ Treffen von Abstimmungen und Vereinbarungen mit den weiteren Marktrollen</li> </ul> |
| Bilanzkreisverantwortlicher (BKV)                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ beliefert das Unternehmen mit Strom</li> <li>■ erstellt Fahrpläne auf Basis von Verbrauchsprognosen</li> <li>■ ist bei Abruf von Fahrplanänderungen betroffen</li> </ul>  |
| Unternehmen mit flexibler Last                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Identifizierung von flexiblen Stromlasten</li> <li>■ Bewertung von Verfügbarkeit und Randbedingungen für den Einsatz</li> <li>■ kontinuierliche Prozesskontrolle</li> </ul>   |

**Tabelle 2: Marktrollen beim Einsatz flexibler Lasten**

Die Marktrollen schließen bei einer Vermarktung von flexiblen Stromlasten für Regelleistung untereinander Vereinbarungen bzw. führen Absprachen zur Abwicklung durch. Folgende Vereinbarungen sind im Vorfeld einer Vermarktung zu treffen (siehe Tabelle 3).

| Nr. | Vereinbarung  | Inhalte und Bedeutung  |
|-----|---|--|
| 1   | <b>Bestätigung des Anschlussnetzbetreibers (kurz: VNB-Bestätigung)<sup>9</sup></b><br>„Bestätigungserklärung des Anschlussnetzbetreibers für Regelleistungsvorhaltung und –erbringung (Anschlussnetzbetreiberbestätigung)“  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Bezeichnung der Technischen Einheiten, deren Standorte sowie deren maximale Regelleistung positiv und negativ</li> <li>■ Zählpunkte für den Transport der Regelleistung und deren maximale Ausspeise- und Bezugsleistung</li> </ul> |
| 2   | <b>BKV-Bestätigung<sup>10</sup></b><br>„Bestätigungserklärung des Bilanzkreisverantwortlichen im Rahmen der Minutenreserverbringung bzw. Sekundärleistungserbringung“   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Bestätigung der Möglichkeit zur Regelleistungserbringung/dem Abruf durch den ÜNB im Bilanzkreis des BKV; kein Gegenregeln des BKV bei Regelleistungserbringung</li> </ul>   |
| 3   | <b>Stromliefervereinbarung</b><br>Unternehmen - Bilanzkreisverantwortlicher   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Strombezugsbedingungen des Unternehmens; Toleranzgrenzen der Stromabnahme</li> </ul>  |
| 4   | <b>Präqualifizierung Übertragungsnetzbetreiber<sup>11</sup></b> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Präqualifikation für die Erbringung von SRL</li> <li>■ Musterprotokoll zum Nachweis der Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve</li> <li>■ Anhang D3 zum Transmission Code 2007 (MRL)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Nachweis der notwendigen technischen Anforderungen</li> </ul>   |
| 5   | <b>Netzanschlussvertrag</b><br>des Unternehmens mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber  | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Vereinbarte maximale Spitzenleistung</li> <li>■ ggf. atypische Netznutzung</li> </ul>   |
| 6   | <b>Vermarktungsvereinbarung</b><br>Unternehmen / Aggregator   | <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Höhe der Schaltleistung, Schaltdauer, Verfügbarkeit, Vergütung, IT-Anbindung, Eingriffshäufigkeit</li> </ul>  |

**Tabelle 3: Vereinbarungen bei der Vermarktung von flexiblen Stromlasten**
<sup>9</sup> Vgl. den Vordruck der Anschlussnetzbetreiberbestätigung der Übertragungsnetzbetreiber, 2013, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)
<sup>10</sup> Vgl. den Vordruck der BKV-Bestätigung der Übertragungsnetzbetreiber, 2013, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)
<sup>11</sup> Vgl. die Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber, 2013, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)

## 4 Vorgehen, Herausforderungen und Lösungsansätze bei der Vermarktung von flexiblen Stromlasten

Für den Einsatz von flexiblen Stromlasten für Sekundärregelleistung und Minutenreserve sind verschiedene Etappen zu durchlaufen (siehe Abbildung 2).

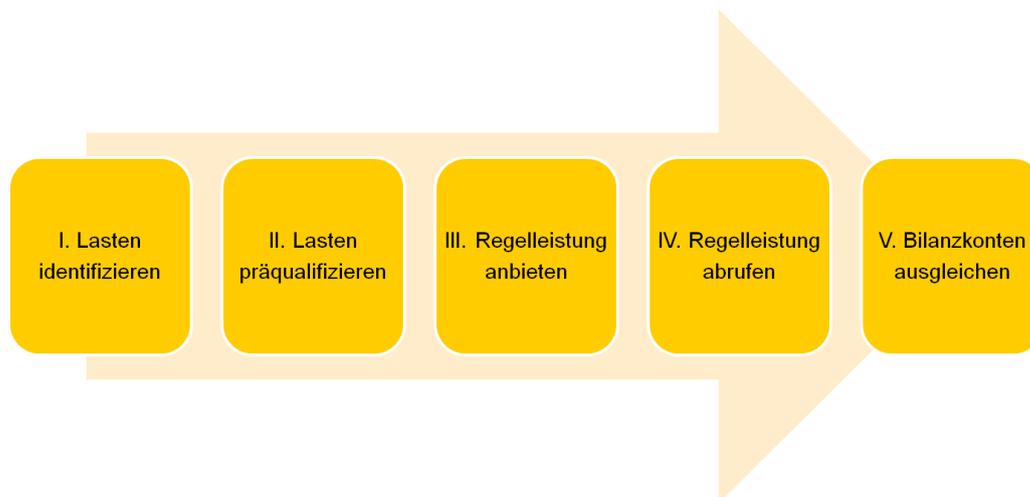


Abbildung 2: Etappen bei einer Vermarktung von flexiblen Stromlasten für Regelleistung.

### 4.1 Identifizierung der Stromlasten

#### 4.1.1 Prozessablauf

1. Vermarkter flexibler Lasten identifizieren gezielt Unternehmen, die über grundsätzlich vermarktungsfähige Lasten verfügen. Für eine technisch und wirtschaftlich sinnvolle Vermarktung unter derzeitigen Rahmenbedingungen für Regelleistung ist von einer regelbaren Last von rund 500 kW<sub>el</sub> im Jahresdurchschnitt auszugehen.
2. Gemeinsam mit dem Unternehmen wird das genaue Schaltpotenzial sowie dessen Verfügbarkeit ermittelt und eine erste Abschätzung und Bewertung der Wirtschaftlichkeit für flexible Lasten, durchgeführt. Hierfür ist die Erhebung und Auswertung von Prozessdaten notwendig. Im Idealfall kann auf die Daten eines bereits etablierten Energiemanagementsystems im Unternehmen zurückgegriffen werden.
3. Fällt die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit einer möglichen Vermarktung entsprechend positiv aus, so erfolgen die Vereinbarung eines Vergütungsmodells zwischen Unternehmen und Vermarkter sowie die Konzeption der technischen Anbindung (Fernwirktechnik mit Schnittstelle zur lokalen Mess- und Steuerungstechnik im Unternehmen). Im Rahmen des Vergütungsmodells werden die geplanten Eingriffe in Höhe und Dauer sowie die erzielbare Prognosegüte und Verfügbarkeit, die mit dem schaltbaren Prozess erreicht werden kann, berücksichtigt.

4. Nach der Installation und Anbindung der Fernwirktechnik beginnt der Testbetrieb des Aggregators mit der flexiblen Stromlast. Es werden Testschaltungen durchgeführt und die Verfügbarkeit sowie die mögliche Schaltdauer und -höhe der flexiblen Lasten überprüft.

#### 4.1.2 Herausforderungen und Lösungsansätze

##### **Möglichkeiten für überbetriebliches Lastmanagement zu wenig bekannt**

Vielen Unternehmen in Deutschland sind die Möglichkeiten, die sich aus einer Vermarktung ihrer flexiblen Stromlasten ergeben, noch nicht bewusst. Die Unternehmen haben ggf. bereits ein Spitzenlastmanagementsystem zur Beschränkung des maximalen Leistungsbezugs aus dem Stromnetz installiert. Aufgrund der fehlenden Sensibilisierung und des fehlenden Wissens über das Handlungsfeld Demand Side Management verbunden mit der Komplexität des Themas wird jedoch eine Prüfung und Bewertung einer überbetrieblichen Vermarktung in der Breite nicht durchgeführt.

- Branchenverbände können einen wichtigen Beitrag leisten, um ihre Mitgliedsunternehmen zu den Chancen von überbetrieblichem Lastmanagement zu sensibilisieren und informieren.
- Alle Akteure und Multiplikatoren, die in Industrie und Gewerbe zu Demand Side Management aufklären und informieren wollen, sollten auf eine zielgruppengerechte Kommunikation achten. Insbesondere gilt es die Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Lasten einfach und anschaulich für Personen ohne energiewirtschaftlichen Hintergrund darzulegen.
- Die Potenzialprüfung zur überbetrieblichen Vermarktung flexibler Lasten sollte zu einem Bestandteil des betrieblichen Energiemanagements werden und dementsprechend auch in Leitfäden zum Energiemanagement, in Interpretationshilfen zur ISO50001 und im Rahmen von Energieberatungen einfließen. Der Aufwand für eine Potenzialanalyse sollte durch ein schrittweises Vorgehen (Grobbeurteilung, Feinanalyse) begrenzt werden<sup>12</sup>.

##### **Hoher Aufwand zur Klärung von Prozessfragen**

Die Identifizierung von flexiblen Lasten und die Untersuchung des genauen Potenzials ist im Allgemeinen durch die notwendigen zu klärenden Prozessfragen mit hohem Aufwand und Transaktionskosten verbunden (gilt auch für weitere Vermarktungsoptionen).

- Die Nutzung vorhandener Informationen und Prozesse aus einem bestehenden Energiemanagementsystem reduziert den Aufwand für die Identifizierung und Bewertung von flexiblen Lasten erheblich.
- Für eine breitere Nutzbarmachung von DSM sollte die Möglichkeit der Erstellung von Branchenkonzepten für Lastmanagement geprüft werden. Diese könnten für jeweils eine Branche das Wissen für die Erschließung typischer flexibler Lasten zusammenfassen.
- Darüber hinaus sollte bei Energieberatern, Contractoren, Hersteller und Anlagenbauer das Thema Lastmanagement ausreichend bekannt gemacht werden. Diese können im Rahmen von Begehungen und Beratungen im Unternehmen bzw. bei der Realisierung von Anlagen gleich die Möglichkeiten für den Einsatz beim Lastmanagement mitberücksichtigen.

---

<sup>12</sup> Siehe auch dena-Handbuch Lastmanagement (2012).

## 4.2 Präqualifizierung

### 4.2.1 Prozessablauf

1. Der Aggregator stellt auf Grundlage der vorherigen Etappe die identifizierten technischen Anlagen (technische Einheit) beim Übertragungsnetzbetreiber zur Präqualifikation vor. Der Übertragungsnetzbetreiber führt anschließend eine separate Prüfung für jede technische Einheit im Pool des Anbieters und, sofern noch nicht vorhanden, auch für den Aggregator selbst durch. Für die Präqualifikation der flexiblen Stromlasten durch den Übertragungsnetzbetreiber sind der Transmission Code (Anhang3), die Musterverträge MRL/SRL sowie das Musterprotokoll Nachweis MRL/SRL relevant.<sup>13</sup> Folgende Kriterien sind für eine erfolgreiche Präqualifikation mindestens zu erfüllen:
  - a. Messbarkeit der flexiblen Stromlast am Netzanschlusspunkt, so dass Schaltungen der Stromlast eindeutig im Gesamtlastgang identifiziert werden können. Andernfalls ist eine direkte Messung der flexiblen Stromlast notwendig.
  - b. Für die flexible Stromlast muss es möglich sein, den aktuellen sowie den prognostizierten vorausseilenden Arbeitspunkt der nächsten 15 Minuten dem Übertragungsnetzbetreiber anzugeben. Im Falle eines Pools wird dem ÜNB ein aggregierter Arbeitspunkt angegeben. Alternativ muss durch ein geeignetes Steuerungskonzept plausibel nachgewiesen werden, dass ein Abruf in eine entsprechende, wirksame Lastveränderung umgesetzt wird.
  - c. Die flexible Stromlast ist mit einem Steuerungskonzept zu versehen, das sicherstellt, dass bei einem Abruf ein Gegensteuern z.B. von anderen (redundanten) Anlagen erfolgt.

Bei einem Wechsel einer Anlage zu einem anderen Aggregator gilt die Präqualifikation der technischen Einheit weiter.

2. Der Aggregator holt vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber, an dem die flexible Stromlast angeschlossen ist, eine Bestätigungserklärung (VNB-Bestätigung) ein. Damit bestätigt der Verteilnetzbetreiber, dass aus netztechnischen Gründen einer Vermarktung im Rahmen der Regelleistung nichts entgegensteht.
3. Sofern das Unternehmen von einem anderen Stromlieferanten (BKV) als dem Aggregator versorgt wird, wird mit dem BKV eine Vereinbarung über die Öffnung des Bilanzkreises für die Vermarktung als Regelleistung und die Ausgestaltung einer entsprechenden Kompensation getroffen. Grundsätzlich ist der Bilanzkreisverantwortliche nach §26 StromNZV zur Öffnung des Bilanzkreises für die Erbringung von Minutenreserve verpflichtet. Zum Nachweis gegenüber dem ÜNB wird das Formular BKV Bestätigung genutzt und anschließend beim Übertragungsnetzbetreiber eingereicht.

---

<sup>13</sup> Vgl. [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)

4. Parallel zur Präqualifizierung intensiviert der Aggregator den Testbetrieb mit der flexiblen Last und nimmt Feinjustierungen der Steuerungs- und Regelungstechnik vor.

In der Praxis werden derzeit rund zwei Monate benötigt, um alle Fragen der Präqualifikation einer flexiblen Stromlast zu beantworten.

#### 4.2.2 Herausforderungen und Lösungsansätze

##### Zugriff von Aggregatoren auf Bilanzkreise Dritter

Für Aggregatoren ist der Zugriff auf flexible Stromlasten im Bilanzkreis eines Stromlieferanten (Bilanzkreisverantwortlicher) grundsätzlich möglich. Die dafür zu treffenden Klärungen benötigen einen hohen Zeitaufwand. Für den Bilanzkreisverantwortlichen verursacht die Öffnung Mehraufwendungen. Zum einen entsteht Aufwand für die operative Abwicklung der Fahrpläne bei Abruf und zum anderen erhöht sich bei Lasten mit Nachholen das finanzielle Risiko aufgrund von Prognosefehlern durch den Aggregator, die u.U. zu Ausgleichsenergie führen können.<sup>14</sup>

Derzeit gibt es keine Maßgabe für eine angemessene Vergütung zwischen Aggregator und Bilanzkreisverantwortlichem.

- Der Zugriff durch einen Aggregator auf Bilanzkreise Dritter sollte daher klarer geregelt und standardisiert werden. Bei der Entwicklung eines entsprechenden Vorgehens sollte geprüft werden, inwieweit bestehende bzw. geplante Vorgehensweisen im internationalen Umfeld geeignete Modelle sind, um auf Deutschland übertragen zu werden. Zum Beispiel ist in Frankreich und der Schweiz vorgesehen den Ausgleich der Bilanzkreise und die Abrechnung einer Vergütung für die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen nach einem Regelenenergieabruf an einen Aggregator über den Übertragungsnetzbetreiber abzuwickeln.
- Entwicklung eines Mustervertrags zu den mit dem BKV zu klärenden Punkten und Festlegung einer pauschalen jährlichen Standardvergütung für die Öffnung des Bilanzkreises, ggf. gestaffelt nach Anzahl/Größe der Anlage.

##### Einfluss auf die Netzsituation im Verteilnetz

Bei einem Abruf von flexiblen Lasten, die überbetrieblich vermarktet werden, erfolgt dies im Allgemeinen ohne weitere Kenntnis des Verteilnetzbetreibers. Die beteiligten Marktrollen (Übertragungsnetzbetreiber, Aggregator) müssen hierüber nicht informieren. Ein Abruf von leistungsstarken Stromlasten kann aber unter Umständen zu Schwierigkeiten bei der Betriebsführung im Verteilnetz, insbesondere hinsichtlich der Spannungshaltung, führen. Je niedriger die Spannungsebene des Verteilnetzes, desto geringer ist in der Tendenz die Toleranz gegen Spannungshübe.

---

<sup>14</sup> Die Auswirkungen auf die Lastprognose des Bilanzkreisverantwortlichen sind in Abschnitt 4.5.2 genauer beschrieben.

Bei der Auslegung der Verteilnetze wird bisher bei den Planungsgrundsätzen mit aus der Historie abgeleiteten Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Last<sup>15</sup> gearbeitet. Die Dimensionierung erfolgt auf dieser Basis mit geringerer Leistung als die Summe aller Netzanschlüsse. Eine umfassende Erschließung und Aktivierung von Lastmanagementpotenzialen könnte dazu führen, dass die herkömmlich angesetzten Gleichzeitigkeitsfaktoren ihre Gültigkeit verlieren und die Netze mit höherer Leistung ausgelegt werden müssen. Das EnWG sieht in §14 Absatz 2 vor, bei der Planung des Verteilnetzausbaus Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen sowie dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen.<sup>16</sup>Die Umsetzung einer Rechtsverordnung, die hierfür allgemeine Grundsätze festlegen soll, steht bislang noch aus.

Verteilnetzbetreiber sind bisher selten oder erstmalig mit der Schaltung flexibler Lasten in ihrem Netzgebiet konfrontiert. Es können sich damit lange Bearbeitungszeiten für die Erstellung der VNB-Bestätigung im Rahmen der Präqualifizierung ergeben.

- Solange die Anzahl der gesteuerten leistungsstarken Stromlasten im Verteilnetz gering ist, sind noch keine signifikanten Auswirkungen auf die Betriebsführung und Netzplanung zu erwarten.
- Bei Bedarf können Verteilnetzbetreiber und Aggregator im Zuge des Einholens der VNB-Bestätigung vereinbaren, dass der Aggregator alle Abrufe von flexiblen Lasten auch dem Verteilnetzbetreiber parallel anzeigt. Auch besteht grundsätzlich die Möglichkeit Zeitfenster zu vereinbaren, im Rahmen derer flexible Lasten für eine überbetriebliche Vermarktung genutzt werden können, um netztechnische Restriktionen zu bestimmten Zeiten zu berücksichtigen (in Analogie zu atypischer Netznutzung).
- Die Bestätigung des Verteilnetzbetreibers für die Vermarktung einer flexiblen Stromlast in seinem Netzgebiet ist derzeit nicht mit einer Bearbeitungsfrist und nachvollziehbaren technisch- / wirtschaftlichen Kriterien hinterlegt.

#### **Festlegung eines Arbeitspunkts bei schwankender Stromnachfrage**

Bei der Präqualifizierung der Stromlast durch den Übertragungsnetzbetreiber muss der aktuelle Arbeitspunkt sowie der geplante Arbeitspunkt der Last innerhalb der nächsten 15 Minuten in ausreichender Genauigkeit angegeben werden. Diese Angabe ist bei produktionsabhängigen Prozessen nicht ohne weiteres möglich, da die Stromlasten auslastungsabhängig oder z.B. auf Basis einer Temperatursteuerung anfallen.

- Für die vereinfachte Präqualifikation von flexiblen Stromlasten sollte geprüft werden, inwieweit dies durch Standardschemata für die geeignete Festlegung von Arbeitspunkten für bestimmte Prozessarten unterstützt werden könnte (z.B. für temperaturgesteuerte Prozesse).

---

<sup>15</sup> Wird in einem Verteilnetz mit hohem Anteil erneuerbarer Energien der netzauslegungsrelevante Fall durch Rückspeisung bestimmt, dann wird dieser Fall durch die im Netzabschnitt vorliegende Mindestlast beeinflusst. Eine umfassende Erschließung und Aktivierung von Lastmanagementpotenzialen könnte dazu führen, dass die herkömmlich angesetzten Gleichzeitigkeitsfaktoren ihre Gültigkeit verlieren und dadurch auch die Mindestlast eingesenkt wird.

<sup>16</sup> Vgl. EnWG (2013)

## 4.3 Ausschreibung von Regelleistung und Angebot der flexiblen Stromlast

### 4.3.1 Prozessablauf

1. Die Übertragungsnetzbetreiber schreiben Regelleistung öffentlich aus und vergeben entsprechend dem prognostizierten Bedarf diskriminierungsfrei Zuschläge für die Leistungserbringung. Grundlage hierfür sind der Transmission Code, die StromNZV, die Beschlüsse der Bundesnetzagentur für die Ausschreibung von Sekundär- und Minutenreserve vom 18.10.2011 sowie das EnWG. Aktuell wird nur in der Regelzone 50HzT ein von der Bundesnetzagentur genehmigter Kernanteil ausgeschrieben, so dass in den anderen Regelzonen der geographische Erfüllungsort für Regelleistung aktuell kein Vergabekriterium ist.
2. Für die Beteiligung an der Ausschreibung erstellen die Aggregator in Zusammenarbeit mit den Unternehmen Prognosen über ihr Schaltpotenzial in der jeweiligen Zeitscheibe.
3. Abgabe eines Angebots für Regelleistung durch den Aggregator

### 4.3.2 Herausforderungen und Lösungsansätze

Die Eigenschaften und Voraussetzungen von flexiblen Lasten für den Einsatz als Regelleistung unterscheidet sich von konventionellen Erzeugungseinheiten, insbesondere bei der Vorhersagbarkeit, der möglichen Zeitdauer der Leistungserbringung, ihrer Schaltleistung sowie ihrer Leistungsgradienten.

Die Anforderungen der Regelenergieprodukte, insbesondere hinsichtlich der Ausschreibungs- und Erbringungszeiträume, sind für flexible Stromlasten nur sehr schwer erfüllbar und erschweren den Zugang zum Regelenergiemarkt. Grundsätzlich können die nötigen Ausschreibungs- und Erbringungszeiträume auch über Pooling erreicht werden. Dies schränkt aber das mögliche Angebot dann stark ein, wenn für einen Teil des Ausschreibungs- bzw. Erbringungszeitraums nur ein geringeres Lastmanagementpotenzial vorliegt.

- Es sollte daher geprüft werden, wie die Markteintrittshemmnisse für neue Anbieter (z.B. lange Ausschreibungszeiträume für Sekundärregelleistung auf dem Regelenergiemarkt) gezielt weiter abgebaut werden können. Hierbei sollte auch geprüft werden, ob der bestehende Regelleistungsmarkt gezielt weiterentwickelt werden kann. Entsprechend dem dänischen Modell könnte ergänzend zu den bisherigen Ausschreibungen für vorzuhaltende Regelleistung Anbietern kurzfristig vor Erbringungszeitpunkt ermöglicht werden, noch Angebote ohne Leistungspreis einzusteuern, die bei einem Abruf mit dem angebotenen Arbeitspreis entlohnt werden. Dies kommt Anbietern entgegen, die nur mit einem kurzfristigen Zeithorizont ihre Verfügbarkeit für die Regelleistungserbringung prognostizieren können.

## 4.4 Einsatz von Regelleistung durch flexible Stromlasten

### 4.4.1 Prozessablauf

1. Die Übertragungsnetzbetreiber rufen zur Sicherstellung der Systemstabilität nach EnWG Regelleistung bei den im Vorfeld für den Zeitraum beauftragten Regelleistungsanbietern ab. Die Abruf-

- reihenfolge erfolgt entsprechend den angebotenen Arbeitspreisen (Minutenreserve, Sekundärregelleistung).
2. Der Aggregator führt ein kontinuierliches Poolmanagement durch. Sobald er vom Übertragungsnetzbetreiber die Leistungsanforderung erhält, setzt er diese mit seinem Pool an flexiblen Stromlasten entsprechend deren Verfügbarkeit sowie unter Berücksichtigung der jeweils getroffenen Vereinbarungen um. Er gibt hierfür das Regelungssignal an die verfügbaren Lasten in seinem Pool weiter.
  3. Die Unternehmen passen daraufhin die Leistungsaufnahme ihrer flexiblen Lasten an und erfüllen damit die vom Übertragungsnetzbetreiber geforderte Lastvariation.

#### 4.4.2 Herausforderungen und Lösungsansätze

##### Vermeidung von Gegenregeln und Prognosefehlern des Bilanzkreisverantwortlichen

Der Bilanzkreisverantwortliche verpflichtet sich gemäß BKV-Bestätigung sicherzustellen, dass bei Abruf der Regelleistung kein Gegenregeln erfolgt. Damit soll gewährleistet werden, dass die Regelleistung die vom Übertragungsnetzbetreiber gewünschte physikalische Wirkung im Stromnetz erzielt.

Außerdem erfolgt bei Unternehmen durch die Bilanzkreisverantwortlichen häufig ein direktes Monitoring der aktuellen Last, um die Lastprognose kurzfristig optimieren zu können. Das Lastprognosesystem des Bilanzkreisverantwortlichen ist nicht in der Lage unplanmäßige, scheinbar zufällige Abrufe von Regelleistung und damit Lastanpassungen der Unternehmen korrekt in der Prognose abzubilden. Das Lernverhalten der Prognosesysteme wird dadurch erschwert, da bisherige Lernmuster nicht mehr gelten. Eine Korrektur der Abrufe (inkl. Nachholung) im Prognosesystem muss daher zur Sicherung der Prognosegüte vorgenommen werden.

- Um ein Gegenregeln und fehlerhafte Prognosen zu vermeiden, ist es notwendig, dass der Bilanzkreisverantwortliche möglichst zeitnah über den Abruf der flexiblen Stromlast für Regelleistung in Kenntnis gesetzt wird. Der Prozess kann im Rahmen der BKV-Bestätigung zwischen Aggregator und Bilanzkreisverantwortlichen ausgehandelt werden.

Weitere Herausforderung: siehe auch Einfluss von Abrufen auf die Netzsituation im Verteilnetz (siehe Abschnitt 4.2.2)

## 4.5 Bilanzkonten ausgleichen

### 4.5.1 Prozessablauf

1. Aufgrund der Änderung der Leistungsaufnahme durch das Unternehmen bei einem Regelernergieabruf kommt es zu einer Abweichung ggü. dem ursprünglich prognostizierten Strombezug mit dem Stromlieferanten als Bilanzkreisverantwortlichen.

2. Die Erbringung von Minutenreserve erfolgt über eine Fahrplanlieferung, so dass der Übertragungsnetzbetreiber im Falle eines Abrufs diesen Fahrplan dem Aggregator zur Erfüllung übermittelt.
3. Aggregator und die betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen gleichen nach Erbringung ihre Bilanzkreise aus. Der Aggregator teilt hierfür die Fahrplanlieferung der ÜNB entsprechend den für den Abruf herangezogenen unterschiedlichen Lasten auf die einzelnen Bilanzkreisverantwortlichen auf.
4. Handelt es sich bei der geschalteten Last um einen Prozess, der nachgeholt werden muss, so muss der Aggregator dieses Nachholen prognostizieren und in geeigneter Weise kurzfristig die abweichenden Strommengen z.B. über den Intradayhandel ausgleichen, um Ausgleichsenergiekosten zu minimieren. Eine entsprechende technische und organisatorische Ausstattung – 24/7 Betrieb – ist hierfür die Voraussetzung. Mindesthandelsgrößen und der operative Aufwand für das Handelsgeschäft setzen dem Nachholen Grenzen.
5. Ein geplantes Nachholen führt zu einer Abweichung der ursprünglichen Lastprognose des Bilanzkreisverantwortlichen für das Unternehmen, die durch ein entsprechenden Ausgleich der Bilanzkonten zwischen BKV und dem Aggregator wieder glattgestellt wird. Der Bilanzkreisverantwortliche trägt u.U. das Risiko von Ausgleichsenergie bei Prognosefehlern des Aggregators. Unternehmen, die einen eigenen Bilanzkreis unterhalten, tragen selbst das Prognoserisiko und können sich bei Bedarf die notwendigen Strommengen für den Ausgleich beschaffen. Entsprechendes gilt, wenn Stromlieferant und Aggregator in einer gemeinsamen Marktrolle agieren.
6. Das Unternehmen erhöht/verringert ggf. nach einem gewissen Zeitraum den Leistungsbezug, um den entfallenen/vorgezogenen betrieblichen Prozess wieder auszugleichen.

#### 4.5.2 Herausforderungen und Lösungsansätze

Keine weiteren Hinweise.

#### 4.6 Übergeordnete Herausforderungen über alle Prozessschritte

Unabhängig von den konkreten Etappen bei einer Vermarktung von flexiblen Stromlasten für Regelleistung wurden folgende übergreifenden Herausforderungen identifiziert, die der Nutzbarmachung von flexiblen Lasten derzeit entgegenstehen.

##### **Erhöhte Netzentgelte durch Überschreitung der betrieblichen Spitzenlast**

Die bei dem (Verteil-)netzbetreiber zu bezahlende Jahreshöchstlast für die Stromnetznutzung des Unternehmens kann bei Schaltungen z.B. beim Abruf von negativer Regelleistung zusätzlich angehoben werden. Es entstehen dem Unternehmen dadurch u.U. Mehrkosten durch ein höheres Netzentgelt, die den Erlös aus der Vermarktung schmälern, bzw. die nutzbare Flexibilität der Last einschränken. Eine Einschränkung kann auch im Hinblick auf eine notwendige Nachholung der geschalteten Arbeit auftreten.

Auch ein ggf. mit dem Stromlieferanten vereinbarter Leistungspreis kann entsprechend zusätzliche Bezugskosten verursachen und somit limitierend wirken.

- Es sollte geprüft werden, inwieweit die Systematik der Netzentgelte auch für Verbraucher, die nicht unter die atypische Netznutzung fallen, so angepasst werden kann, dass der grundsätzliche Anreiz einer Optimierung des netzauslegungsrelevanten Leistungsbezugs bestehen bleibt, aber gleichzeitig bestehende Spielräume in der Netzauslastung für die Erbringung von z.B. Systemdienstleistungen durch überbetriebliches Lastmanagement genutzt werden können. Denkbar sind dabei Ausnahmen bei der Abrechnung der Spitzenlast, wenn in netzunkritischen Zeiten Regelleistung abgerufen wird.

### **Starres Hochlastzeitfenster reduziert Flexibilitätspotential bei atypischer Netznutzung**

Stromverbraucher mit einem Strombezug, der erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller anderen Stromverbraucher im Verteilnetz abweicht, können mit dem Netzbetreiber ein individuelles Stromnetzentgelt vereinbaren.<sup>17</sup> Das Ziel ist es, über eine Netzentgeltreduzierung Anreize für eine Vergleichmäßigung der Netzbelastung zu setzen.

Im Zusammenhang mit der Vermarktung von flexiblen Stromlasten sind dabei die Überschreitung der Spitzenlast bei der Vermarktung von flexiblen Stromlasten im Hochlastzeitfenster und die Festlegung der Zeiten für das Hochlastzeitfenster zu beachten.

Aus einem Beschluss der Bundesnetzagentur folgt, dass im Falle der atypischen Netznutzung Leistungsspitzen aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers für Redispatch oder die Erbringung von negativer Regelleistung, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast nicht zu berücksichtigen sind.<sup>18</sup> Mögliche Auswirkungen auf das Netzentgelt bleiben aber bestehen, wenn für das Nachholen einer zuvor wegen des Regelleistungsabrufs entfallenen Arbeit zu einer neuen Lastspitze im Höchstlastfenster führt.

- Es sollte daher geprüft werden, wie die Regelungen zur atypischen Netznutzung erweitert werden können, so dass Lastspitzen für ein notwendiges Nachholen nach Regelleistungsabruf bei der Berechnung des Leistungspreises des Strombezugs nicht berücksichtigt werden.
- Darüber hinaus sollte geprüft werden, inwieweit das Instrument des individuellen Netzentgelts sinnvoll flexibilisiert werden kann. Anstelle der Ermittlung eines pauschalen Hochlastzeitfensters je Netzebene könnte auch eine Ermittlung des Hochlastzeitfensters für einzelne Netzstränge ermöglicht werden. Dies birgt den Vorteil, dass die lokale Netzsituation dann besser berücksichtigt werden kann und das Flexibilitätspotenzial für steuerbare Lasten tendenziell erhöht würde.

---

<sup>17</sup> Vgl. § 19 Abs.2 S.1 StromNEV

<sup>18</sup> Vgl. den Beschluss BK4-12-1656 der Bundesnetzagentur, 2012

## 5 Fazit

Lastmanagement kann zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten. Durch Lastmanagement können wichtige Systemdienstleistungen zur Verfügung gestellt werden, wenn konventionelle Kraftwerke zukünftig in immer weniger Stunden am Netz sind. Preisschwankungen auf dem Strommarkt und Abweichungen in Bilanzkreisen können ausgeglichen werden.

Ein im dena-Arbeitskreis Lastmanagement durchgeführtes Planspiel zeigt verschiedene Herausforderungen und Hemmnisse, welche die überbetriebliche Vermarktung flexibler Lasten heute noch erschweren oder einschränken. Für eine breite Nutzbarmachung der vorhandenen Lastmanagementpotenziale in Deutschland sollten daher insbesondere folgende Voraussetzungen geschaffen werden:

### **Unternehmen in der Breite für Lastmanagement sensibilisieren**

- Für eine breite Sensibilisierung der Unternehmen in Industrie und Gewerbe sind bestehende Netzwerke zu Energieeffizienz und Multiplikatoren (z.B. Branchenverbände und Energieberater) auch zu den Möglichkeiten des überbetrieblichen Lastmanagements zu informieren.
- Die Potenzialprüfung zur überbetrieblichen Vermarktung von flexiblen Lasten sollte zu einem Bestandteil des betrieblichen Energiemanagements werden.

### **Marktrolle des Aggregators etablieren**

- Um auch flexible Stromlasten von kleinen und mittleren Unternehmen für den Markt erschließen zu können, ist der Zugriff eines Aggregators auf Bilanzkreise Dritter zu regeln und zu standardisieren. Bei der Entwicklung eines entsprechenden Vorgehens sollte geprüft werden, inwieweit eine gebündelte Abwicklung über den Übertragungsnetzbetreiber, wie dies beispielsweise in Frankreich und der Schweiz vorgesehen ist, auch auf Deutschland übertragen werden sollten.
- Es sollte ein Pflichtenheft mit konkreten Anforderungen und Kriterien an die Erschließung von flexiblen Lasten entwickelt werden, um die Zusammenarbeit zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Aggregatoren zu erleichtern und nach Möglichkeit, Standards für die Festlegung von Arbeitspunkten bei verschiedenen Prozessarten zu definieren.

### **Netzentgeltsystematik flexibilisieren**

- Die Möglichkeiten für ein überbetriebliches Lastmanagement werden stark eingeschränkt durch die von der betrieblichen Spitzenlast abhängigen individuellen Netznutzungsentgelte. Es sollte geprüft werden, inwieweit die Systematik der Erhebung von Netzentgelten vor dem Hintergrund des ursprünglichen Ziels einer Optimierung des netzauslegungsrelevanten Leistungsbezugs und mit Blick auf die Nutzung ggf. verbleibender Spielräume für Lastflexibilität angepasst werden könnte.
- Darüber hinaus sollten die Auswirkungen einer übergeordneten Steuerung/eines übergeordneten Zugriffs auf Lasten in Verteilnetzen genauer untersucht werden, um Maßgaben bzw. technische und wirtschaftliche Kriterien dafür zu entwickeln, in welchem Umfang in den Verteilnetzen Spielräume für Lastflexibilität zur Verfügung stehen.

### **Markthemmnisse verhindern**

- Es sollte geprüft werden, wie derzeit noch bestehende Markteintrittshemmnisse für neue Anbieter (z.B. lange Ausschreibungszeiträume für Sekundärregelleistung auf dem Regelenenergiemarkt) gezielt weiter, abgebaut werden können, unter Beachtung der notwendigen Anforderungen an die Regelleistung zur Wahrung der Systemsicherheit. Hierbei sollte geprüft werden, ob der bestehende Regelleistungsmarkt weiterentwickelt werden kann. Entsprechend dem dänischen Modell könnte ergänzend zu den bisherigen Ausschreibungen für vorzuhaltende Regelleistung Anbietern kurzfristig vor Erbringungszeitpunkt ermöglicht werden, noch Angebote ohne Leistungspreis einzusteuern, die bei einem Abruf mit dem angebotenen Arbeitspreis entlohnt werden.
- Bei den Diskussionen zur Weiterentwicklung des Strommarktdesigns sollten die Möglichkeiten von Lastmanagement berücksichtigt werden. Ziel muss es sein, Instrumente und Produkte so zu gestalten, dass die dabei getroffenen Vorgaben die Teilnahme von flexiblen Lasten und damit einen fairen Wettbewerb gegenüber anderen Optionen ermöglichen.

### **Hintergrund dena-Arbeitskreis Lastmanagement**

Das Ergebnispapier wurde im Rahmen des Projekts „Effiziente Energiesysteme“ und auf Basis der Erkenntnisse aus dem dena-Arbeitskreis Lastmanagement 2013 erstellt.

Der Arbeitskreis Lastmanagement hat zum Ziel, Unternehmen für die Möglichkeiten zur Vermarktung flexibler Lasten zu sensibilisieren und die vorhandenen Potenziale für Lastmanagement insbesondere im Bereich Industrie und Gewerbe nutzbar zu machen. Branchenverbände, Vermarkter von flexiblen Lasten, Stromlieferanten und Netzbetreiber arbeiten als Teilnehmer des Arbeitskreises gemeinsam an Lösungsvorschlägen zur Flexibilisierung der Stromnachfrage. Der Arbeitskreis Lastmanagement wird im Rahmen des dena-Projekts „Effiziente Energiesysteme“ durchgeführt.

Das Projekt „Effiziente Energiesysteme - Information und Dialog für eine zukunftsfähige Energieversorgung“ ist eine Initiative der dena und wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages. Kooperationspartner des Projekts für das Fachmodul Lastmanagement sind die ABB AG und die Capgemini Deutschland GmbH.

Weitere Informationen zum Projekt, zum Thema Lastmanagement und dem Arbeitskreis Lastmanagement unter [www.effiziente-energiesysteme.de](http://www.effiziente-energiesysteme.de).