

# Diskussionspapier: Die Bedeutung von Nachholeffekten bei der Regelleistungserbringung durch flexible Lasten (Demand Side Management - DSM).

10.10.2016

## Abstract.

Dieses Arbeitspapier untersucht Hemmnisse bei der Vermarktung von Regelleistung aus flexiblen Lasten, bei denen die Regelleistungserbringung in die Bilanzkreise Dritter eingreift. Besonderer Fokus liegt dabei auf dem Umgang mit sogenannten „Nachholeffekten“ nach einer Regelleistungserbringung.

Befindet sich eine verbrauchsseitige technische Einheit, die zur Regelleistungsvermarktung herangezogen werden soll, nicht im Bilanzkreis des DSM-Vermarkters, ist die Zustimmung des betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen für die Vermarktung notwendig. In der Praxis kommt es hierbei häufig zu Unstimmigkeiten und langwierigem individuellem Klärungsbedarf. Denn durch den Eingriff eines Dritten in den Bilanzkreis können zusätzlicher Arbeitsaufwand und zusätzliche Risiken für den Bilanzkreisverantwortlichen entstehen. Ein angemessener Interessensausgleich zwischen den Akteuren der geplanten Regelleistungsvermarktung und dem stabilen und prognostizierbaren Management des Bilanzkreises ist daher vonnöten.

Ein Aspekt, der seitens der Bilanzkreisverantwortlichen als risikobehaftet angesehen wird, ist das mögliche Auftreten von sogenannten Nachholeffekten. Falls ein Unternehmen durch einen Regelleistungsabruf merkbar von seiner geplanten Produktion abgewichen ist, kann es dies anschließend durch einen veränderten Strombezug ausgleichen wollen. Das kann zu einer höheren oder niedrigeren Leistungsaufnahme führen, die vom üblichen, prognostizierten Verbrauchsverhalten abweicht (Nachholeffekte). Diese Abweichungen gegenüber dem Fahrplan können unter Umständen zu Ausgleichsenergiekosten für den Bilanzkreisverantwortlichen führen. Aufgrund der bisher geringen Anzahl an präqualifizierten Lasten existiert noch keine ausreichende Datenbasis, um das Auftreten und die Auswirkungen von Nachholeffekten substanziiert einordnen zu können. Die dena schlägt daher vor, mithilfe einer eingehenden Untersuchung eine Daten- und Wissensgrundlage zu schaffen, aus der sich empirisch belegbare Schlussfolgerungen und belastbare Regelungen zur Feststellung und zum Umgang mit Nachholeffekten ableiten lassen.

## Inhaltsverzeichnis.

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>3</b>
1.1	Regelleistung. ....	3
1.1.1	Primärregelleistung (PRL).....	4
1.1.2	Sekundärregelleistung (SRL). ....	4
1.1.3	Minutenreserve (MRL). ....	4
1.2	Akteursrollen der Regelleistungsvermarktung. ....	5
1.2.1	Bilanzkreisverantwortlicher. ....	6
1.2.2	DSM-Vermarkter/Aggregator. ....	7
1.2.3	Verteilnetzbetreiber. ....	7
1.2.4	Übertragungsnetzbetreiber. ....	7
1.2.5	Unternehmen (Lasteneigner).....	7
1.3	Teilnahme am Regelleistungsmarkt. ....	7
1.4	Abrechnung von Regelleistung – Ausgleichsenergie.....	8
<b>2</b>	<b>Koordinations- und Abstimmungsbedarfe bei der DSM-Vermarktung am Regelleistungsmarkt.</b> .....	<b>8</b>
2.1	Erstellung des Korrekturfahrplans. ....	8
2.2	Nichtverkaufte Strommengen.....	9
2.3	Korrektur von Messreihen. ....	9
2.4	Nachholeffekte.....	9
<b>3</b>	<b>Umgang mit Nachholeffekten</b> .....	<b>10</b>
3.1	Nachholeffekte bei verschiedenen Prozessarten.....	10
3.2	Die Bedeutung von Nachholeffekten. ....	12
3.3	Lastprognose und Echtzeitbewirtschaftung.....	12
3.4	Lastprofilbewirtschaftung und niedrigeres Prognoseniveau.....	12
3.5	Aktueller Umgang mit Nachholeffekten.....	12
<b>4</b>	<b>Lösungsvorschlag</b> .....	<b>13</b>
<b>5</b>	<b>Abkürzungen</b> . ....	<b>14</b>

## 1 Einleitung.

Die Zielsetzungen der nationalen und europäischen Energie- und Klimapolitik machen grundlegende Umgestaltungen des Stromversorgungsystems in Deutschland erforderlich. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und dem daraus resultierenden Anstieg fluktuierender Stromeinspeisung entsteht zunehmend Bedarf nach mehr Flexibilität im Stromsystem. Flexibilität liefern Kraftwerke, die ihre Leistung schnell und weitreichend entsprechend der Stromnachfrage und der Stromerzeugung von Windkraft und Photovoltaikanlagen anpassen können, Speicher, die den erneuerbaren Strom zwischenspeichern können oder auch leistungsfähige Stromnetze, die den Strom großflächig transportieren und verteilen können. Eine andere Möglichkeit ist, den Stromverbrauch stärker an die Stromerzeugung anzupassen, das sogenannte Demand Side Management (DSM). Beim DSM können Stromverbraucher, vor allem industrielle und gewerbliche, ihre flexiblen Lasten vermarkten, z. B. als Systemdienstleistung in Form von Regelleistung oder bei der Beschaffungsoptimierung am Strommarkt, v. a. am Spotmarkt.

Im Jahr 2014 hat die Deutsche Energie-Agentur (dena) mit Unterstützung des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg ein Pilotprojekt zur Umsetzung von DSM aufgesetzt. Ziel des laufenden Projekts ist es, Unternehmen in Baden-Württemberg dabei zu unterstützen, vorhandene Lastverlagerungspotenziale zu erkennen und wirtschaftlich zu vermarkten, sowie die Ausgestaltung eines Marktes für DSM in Deutschland zu fördern.

In der Praxis zeigt sich, dass bei der DSM-Vermarktung verschiedene Marktakteure mit unterschiedlichen Interessen beteiligt sind und dadurch verschiedene Hemmnisse für die Marktentwicklung der flexiblen Lasten auftreten. Daher sollen auf Initiative des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und der Bundesnetzagentur (BNetzA) gemeinsame Regelungen und Standards durch die Beteiligten erarbeitet werden. Im ersten Schritt liegt der Fokus hierbei auf der Regelleistungsvermarktung.

### 1.1 Regelleistung.

Mithilfe von Regelleistung werden von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) Ungleichgewichte zwischen Last und Erzeugung im Stromsystem ausgeglichen, die in Summe über die verschiedenen Bilanzkreise hinweg verbleiben. Wesentliche Gründe für den Regelleistungsbedarf sind:

- Lastrauschen: Schwankung der Last aufgrund des nicht steuerbaren Verhaltens vieler unterschiedlicher Netznutzer.
- Kraftwerksausfälle: Technische Ausfälle von Kraftwerken können nicht vollständig ausgeschlossen werden.
- Prognosefehler erneuerbarer Energien: Die tatsächliche Menge erneuerbarer Stromerzeugung weicht von der Vorhersage ab.
- Lastprognosefehler: Unerwartete Ereignisse führen zu Abweichungen von der Lastprognose.
- Fahrplansprünge: Da der Stromhandel nur in Viertelstundenblöcken erfolgt, müssen An- und Abfahrplanen von Kraftwerken sowie Fahrplanstufen durch den Einsatz von Regelenergie ausgeglichen werden.

Es gibt drei verschiedene Regelleistungsarten, die sich in ihren Eigenschaften sowie in ihrer Aktivierungsgeschwindigkeit unterscheiden.

**Tab. 1 - Übersicht der Regelleistungsprodukte**

	<b>Primärregelleistung</b>	<b>Sekundärregelleistung</b>	<b>Minutenreserveleistung</b>
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Ausschreibungszeitpunkt	i. d. R. Dienstag der Vorwoche	i. d. R. Mittwoch der Vorwoche	i. d. R. vortäglich Mo-Fr, 10 Uhr
Produktzeitscheibe	Gesamte Woche	HT: Mo-Fr, 8-20h, exkl. Feiertage NT: restlicher Zeitraum	6 Zeitscheiben à 4 Stunden, beginnend um 00:00 Uhr eines Tages
Produktdifferenzierung	symmetrisches Produkt	positive bzw. negative SRL	positive bzw. negative MRL
Mindestangebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Pooling	Pooling in gleicher Regelzone möglich	Pooling in gleicher Regelzone möglich; regelzonenübergreifendes Pooling zur Erreichung der Mindestgröße möglich	Pooling in gleicher Regelzone möglich; regelzonenübergreifendes Pooling zur Erreichung der Mindestgröße möglich

### 1.1.1 Primärregelleistung (PRL).

Jeder ÜNB im europäischen Stromnetz beteiligt sich anteilig an der Beschaffung der in Europa solidarisch vorgehaltenen Primärregelleistung. Bei Frequenzabweichungen wird diese innerhalb von 30 Sekunden (siehe Abb. 1) automatisiert aktiviert. Die Primärregelleistung muss für bis zu 15 Minuten bereitstehen und wird dann von der Sekundärregelleistung abgelöst. Anbieter von Primärregelleistung sind meist thermische oder hydraulische Großkraftwerke. Maximal drei Prozent der im Netzregelverbund benötigten Gesamtprimärregelleistung dürfen von einer Erzeugungseinheit stammen.

### 1.1.2 Sekundärregelleistung (SRL).

Sekundärregelleistung wird von dem ÜNB per Fernzugriff abgerufen, in dessen Regelzone die Abweichung aufgetreten ist. Sie muss innerhalb von fünf Minuten (siehe Abb. 1) vollständig aktiviert werden. Oft werden für die Erbringung von Sekundärregelleistung Gaskraft- oder Pumpspeicherwerke eingesetzt.

### 1.1.3 Minutenreserve (MRL).

Minutenreserve wird vom ÜNB beim bereitstellenden Unternehmen angefordert. Sie muss innerhalb von 15 Minuten (siehe Abb. 1) vollständig aktiviert werden können. Der mit Minutenreserve abzudeckende Zeitraum pro Störung beträgt mindestens 15 Minuten und höchstens eine Stunde in konstanter Höhe. Für die Minutenreserve wird in der Regel auf regelbare Kraftwerke, z. B. Steinkohlekraftwerke, zurückgegriffen. Sie kann aber

auch durch kleinere Kraftwerke und flexible Lasten bereitgestellt werden, die in einem Pool mit insgesamt mindestens 15 MW-Leistung betrieben werden.

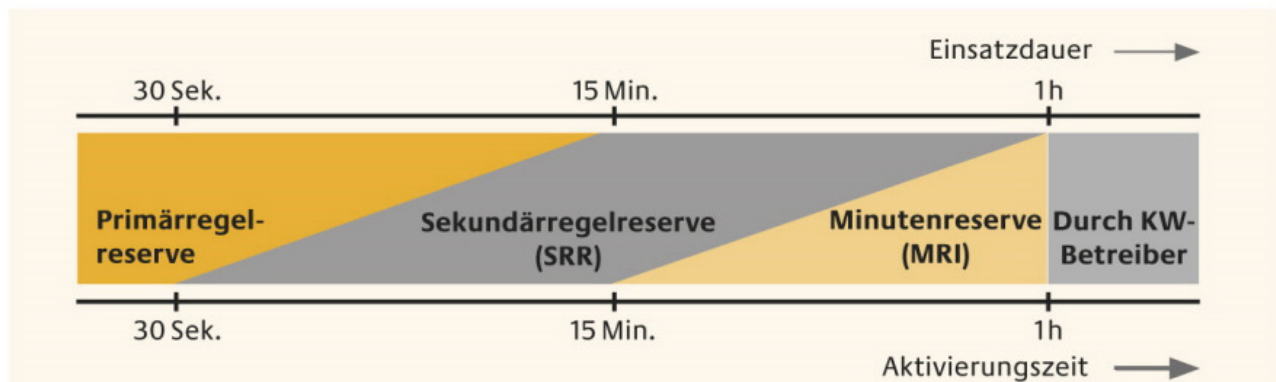


Abb. 1 - Zeitlicher Ablauf der Regelleistungsbereitstellung nach Produkten.

Die Regelleistungsprodukte werden zurzeit von der BNetzA im laufenden „Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung sowie für Minutenreserve“ überarbeitet. Es sollen unter anderem Ausschreibungszyklen, Produktzeitscheiben und Mindestangebotsgröße angepasst werden.

## 1.2 Akteursrollen der Regelleistungsvermarktung.

Hauptsächlich wird Regelleistung bisher von konventionellen Kraftwerken erbracht. Da die konventionellen Kraftwerke aber marktbedingt in Zukunft zeitweise nicht am Netz sein werden, müssen Alternativen erschlossen werden. Eine mögliche Alternative ist das DSM. Die Vermarktung von flexiblen Lasten als Regelleistung eröffnet verschiedene Fragestellungen zu Akteursrollen und den Abwicklungsprozessen zwischen den Akteuren. Diese wurden im Rahmen des Pilotprojekts Demand Side Management Baden-Württemberg untersucht und als interaktive Onlinegrafik für die Projektwebsite [www.dsm-bw.de](http://www.dsm-bw.de) aufbereitet. Die Grafik zeigt auf, zwischen welchen Akteursrollen eine Verbindung und somit eine Interaktion besteht. Nachdem in diesem Abschnitt die unterschiedlichen Akteure, die an der Regelleistungsvermarktung beteiligt sind, vorgestellt werden, werden ab Kapitel 2 die Probleme und Hemmnisse der Regelleistungsvermarktung zwischen den Akteursrollen thematisiert.



Abb. 2 – Übersicht: Akteursrollen zur Regelleistungsvermarktung.

### 1.2.1 Bilanzkreisverantwortlicher.

Die Belieferung von Kunden mit elektrischer Energie erfolgt im Rahmen von Bilanzkreisen. Ein Bilanzkreis ist ein virtuelles Strom- oder Gasmengenkonto, in dem alle Entnahmen und Einspeisungen erfasst und saldiert werden. Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) ist dafür verantwortlich, dass in jeder ¼-Stunden-Messperiode die Leistungsbilanz des Bilanzkreises ausgeglichen ist. Die Leistungsbilanz verrechnet dabei die Summe der Entnahmen mit der Summe der Einspeisungen.

Eine wichtige Aufgabe des BKV ist es, die Strommengen, die von jedem Stromproduzenten in seinem Bilanzkreis erzeugt bzw. von jedem Stromabnehmer verbraucht werden, zu prognostizieren. Diese Prognosen, die sogenannten Fahrpläne, müssen im Rahmen des Fahrplanmanagements viertelstundengenau erstellt und beim jeweiligen ÜNB für den Folgetag eingereicht werden.

Bei Regelleistungserbringung durch flexible Lasten in seinem Bilanzkreis kommen dem BKV verschiedene Aufgaben zu, z. B.:

- Öffnung des Bilanzkreises für Regelleistungserbringung (siehe auch 1.3).
- Abwicklung von Fahrplananpassungen nach einem Regelleistungsabruf durch den ÜNB (siehe auch 2.1).

### 1.2.2 DSM-Vermarkter/Aggregator.

Die meisten DSM-Vermarkter sind vor allem als Stromlieferanten oder Direktvermarkter tätig und entwickeln mit der DSM-Vermarktung ein neues Geschäftsfeld. DSM-Vermarkter, die keine Stromlieferung anbieten, brauchen immer eine bilaterale Vereinbarung mit dem jeweiligen BKV, um die Flexibilität eines Verbrauchers als Regelleistung vermarkten zu können. Meist ist der Stromlieferant in Doppelfunktion auch als BKV tätig.

Aufgaben von DSM-Vermarktern beim Demand Side Management:

- Unterstützung bei der Identifizierung flexibler Stromlasten
- Zusammenführen der Lasten verschiedener Unternehmen in einem Pool
- Vermarkten des Pools, Teilnahme an Ausschreibungen der ÜNB
- Ansteuern der präqualifizierten Anlagen der Unternehmen bei einem Regelleistungsabruf

### 1.2.3 Verteilnetzbetreiber.

Flexible Lasten sind in der Regel auf der Verteilnetzebene an das Stromnetz angeschlossen. Der Verteilnetzbetreiber (VNB) muss gewährleisten, dass die Regelleistung über das Verteilnetz erbracht werden kann. Er stellt die sogenannte Bestätigungserklärung des Anschlussnetzbetreibers (VNB-Bestätigung) aus, die ein Unternehmen benötigt, um für die Erbringung von Regelleistung präqualifiziert zu werden.

### 1.2.4 Übertragungsnetzbetreiber.

Die ÜNB sind für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes verantwortlich. Dafür setzen sie u. a. Regelleistung ein. Die wesentlichen Aufgaben der ÜNB im Kontext von DSM sind:

- Präqualifikation von flexiblen Lasten für die Regelleistungserbringung
- Ausschreibung des prognostizierten Regelleistungsbedarfs
- Abruf der Regelleistung bei Frequenzabweichungen

### 1.2.5 Unternehmen (Lasteneigner).

Unternehmen können in ihrer Funktion als sogenannte Lasteneigner durch die Vermarktung flexibler Lasten neue Erlösmöglichkeiten erschließen und durch Regelleistungserbringung zur Stabilität des Stromnetzes beitragen. Die Vermarktung kann dabei bei großen Unternehmen mit eigenem Bilanzkreis eigenständig oder mit Hilfe eines DSM-Vermarkters (Poolbetreibers) erfolgen.

## 1.3 Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

Möchte ein Unternehmen seine flexiblen Stromlasten am Regelleistungsmarkt vermarkten, muss es jede technische Einheit, mit der es Regelleistung anbieten möchte, vorab präqualifizieren. Mit der Präqualifikation wird der Nachweis erbracht, dass die technische Einheit zur Erbringung von Regelleistung geeignet ist und die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen erfüllt. Teil der Präqualifikation ist es, die Zustimmung des zuständigen BKV einzuholen, da bei der Erbringung von Regelleistung ein Eingriff in den Fahrplan des Bilanzkreises durch einen Dritten erfolgt. Dazu stellt der DSM-Vermarkter im Rahmen der Präqualifikation den Antrag auf Öffnung des Bilanzkreises (Bestätigungserklärung des BKV) beim zuständigen

BKV. Über den Bilanzkreisvertrag mit dem ÜNB ist der BKV zur Öffnung des Bilanzkreises für die Erbringung von MRL verpflichtet. Mit dem Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages zur *Weiterentwicklung des Strommarktes* (Juli 2016) wurde diese Regelung ebenfalls für die Sekundärregelleistung (Bilanzkreisöffnung gemäß § 26a StromNZV) übernommen.

#### 1.4 Abrechnung von Regelleistung – Ausgleichsenergie.

Wenn es in einem Bilanzkreis zu Abweichungen der prognostizierten Strommengen kommt, also ein Erzeuger z. B. weniger Strom einspeist als geplant, entsteht ein Ungleichgewicht. Eine solche Unterspeisung eines Bilanzkreises kann von einem anderen, überspeisten Bilanzkreis ausgeglichen werden. Erst wenn die ungeplanten Abweichungen der Bilanzkreise sich nicht untereinander ausgleichen, setzt der ÜNB Regelenergie ein. Die hierfür anfallenden Kosten stellt der ÜNB den verursachenden BKV als Ausgleichsenergie in Rechnung. Der Preis für die Ausgleichsenergie, der sogenannte reBAP ("regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis"), ergibt sich aus der Umlage der für die Regelleistungserbringung anfallenden Kosten auf die unausgeglichene Bilanzkreise. Je nachdem, ob die jeweiligen Fehlprognosen für das gesamte Stromsystem schädlich bzw. dienlich waren, können sich dadurch reBAP-Kosten bzw. reBAP-Einnahmen für die BKV ergeben.

## 2 Koordinations- und Abstimmungsbedarfe bei der DSM-Vermarktung am Regelleistungsmarkt.

Die konkreten im Pilotprojekt DSM Baden-Württemberg ermittelten Abstimmungsbedarfe zwischen den unterschiedlichen Marktrollen werden in diesem Abschnitt thematisiert. Im Einzelnen handelt es sich um folgende Punkte:

- Erstellung des Korrekturfahrplans
- Nichtverkaufte Strommengen
- Korrektur von Messreihen
- Nachholeffekte

### 2.1 Erstellung des Korrekturfahrplans.

Durch die Bilanzkreisöffnung können für den BKV Mehraufwendungen und finanzielle Risiken entstehen. Zunächst führt der Abruf von Regelleistung zu einem Ungleichgewicht im Bilanzkreis zwischen Einspeisung und Entnahme. Der verantwortliche DSM-Vermarkter teilt dem BKV mit, dass es einen Regelleistungsabruf gegeben hat. Um seine Bilanz wieder auszugleichen, muss der BKV Fahrplankorrekturen vornehmen und diese an den ÜNB weitergeben. Diese zusätzlichen Arbeitsschritte verursachen Arbeitsaufwand und somit zusätzliche Kosten.

Sollte es in Zukunft häufiger zu Regelleistungsabrufen kommen, wird eine stärkere Prozessautomatisierung erforderlich. Dies führt perspektivisch zu zusätzlichen EDV-Kosten für den BKV. Eine Weiterentwicklung der Prozessautomatisierung ist zwar auch ohne Flexibilitätsvermarktung zu erwarten, der konkrete Bedarf dafür wird aber zeitlich früher auftreten, wenn ein Unternehmen Regelleistung vermarkten möchte. DSM kann hier



also als Innovationstreiber fungieren und für die BKV die Grundlage für eine verbesserte Bedarfsprognose oder die Entwicklung neuer Marktfelder bedeuten.

## 2.2 Nichtverkaufte Strommengen.

Zusätzliche Kosten bzw. entgangene Erlöse können dem BKV durch nichtverkaufte Strommengen entstehen. Wenn positive Regelleistung über flexible Lasten abgerufen und dafür die Leistung von stromverbrauchenden Anlagen gedrosselt wird, kann das zu einer geringeren Stromabnahme führen als der BKV geplant hatte. Hinzukommt, dass der BKV aufgrund der Kurzfristigkeit des Regelleistungsabrufs nichtverkaufte Strommengen auch nicht mehr im Intraday-Handel veräußern kann. Hier können Handelsgeschäfte (zurzeit) bis zu 30 Minuten, bevor sie fällig sind, gehandelt werden. Im umgekehrten Fall können aber auch zusätzliche Verkaufsmengen entstehen, wenn negative Regelleistung abgerufen wird. Dieser Fall tritt in der Praxis aber seltener auf.

## 2.3 Korrektur von Messreihen.

Im Hinblick auf die Prognosegenauigkeit und -häufigkeit ist die Einordnung des einzelnen Kunden ausschlaggebend. Für Kunden, die beim BKV mit einem Standardlastprofil geführt werden, werden keine expliziten Prognosen erstellt. Bei Kunden, die einen Stromzähler mit registrierender Leistungsmessung bzw. zukünftig Zählerstandsgangmessung nutzen, wird hingegen in der Regel der real eingetretene Verbrauch (des Vortags oder eines Durchschnittstags) herangezogen, um Verbrauchsprognosen für den Folgetag zu erstellen. Hat an dem Tag, der als Datengrundlage zur Prognoseerstellung herangezogen wird, ein Regelleistungsabruf stattgefunden, führt dies zu einer veränderten Datengrundlage und beeinträchtigt ggf. die folgende Prognose. Korrigiert der BKV die Messdaten des VNB im Bezug auf den Regelleistungsabruf manuell, entsteht dadurch ein zusätzlicher Arbeitsaufwand der beim BKV zusätzliche Kosten verursacht.

## 2.4 Nachholeffekte.

Unternehmen, die aufgrund eines Regelleistungsabrufs merkbar von ihrer geplanten Produktion abgewichen sind, werden dies durch Erhöhung oder Verringerung des Strombezugs, durch längeren oder kürzeren Betrieb der Anlagen oder auch durch einen höheren Produktionsdurchsatz ausgleichen wollen. Ist das der Fall, spricht man von einem sogenannten Nachholen. Es ist auch denkbar, dass der Regelleistungsabruf keine nennenswerte Auswirkung auf die geplanten Produktionsmengen hat und kein Nachholen erforderlich wird. Wenn das Unternehmen dem BKV mit ausreichend zeitlichem Vorlauf mitteilen kann, dass es eine Nachholung plant, kann dieser die Information in seine Planung einbeziehen und bis 30 Minuten vor dem Nachholen im Intraday-Handel zusätzlich Strom beschaffen bzw. verkaufen oder über die Nutzung eines flexiblen Erzeugers steuernd eingreifen. Ist dem BKV vorher nicht bekannt, wann das Unternehmen nachholen möchte, hat er keine Reaktionsmöglichkeit. Dann kann das Nachholen, je nach Ausprägung, eine Abweichung in der Bilanz des BKV verursachen, die ggf. dazu führen kann, dass beim BKV Ausgleichsenergiekosten anfallen.

### Exkurs: Portfolioeffekt.

Da in einem Bilanzkreis eine Vielzahl von Erzeugern und Verbrauchern verschiedener Typen und Gewerke bilanziert werden, ist in den erstellten Prognosen immer eine generelle Unsicherheit enthalten. Hier greift

üblicherweise der sog. Portfolio-Effekt, nach dem das Gesamtrisiko diversifizierter Portfolios niedriger ist als die Summe der Einzelrisiken. Dies gilt auch für die Zusammenfassung verschiedener Erzeuger und Verbraucher in einem Bilanzkreis. Der Stromverbrauch unterliegt notwendigerweise einer statistischen Varianz. Dieser Sachverhalt wird in den Fahrplänen der BKV berücksichtigt, so dass Nachholeffekte in Folge eines Regelleistungsabrufs nicht zwangsläufig zum Bezug von Ausgleichsenergie führen müssen. Der Einfluss von Regelleistungsabrufen auf den Portfolioeffekt ist davon abhängig, wie häufig und in welchem Leistungsumfang Regelleistungsabrufe innerhalb eines Bilanzkreises zukünftig auftreten. Sollte das Risiko für Abweichungen durch die Regelleistungsabrufe steigen, müssten die BKV ihr Risikomanagement entsprechend anpassen.

### 3 Umgang mit Nachholeffekten.

Für den Umgang mit möglichen Nachholeffekten existieren bisher keine Regelungen, die den Informationsaustausch, die Mitteilungspflichten und -fristen sowie die angemessene Kompensation aller Beteiligten festlegen. Das vorliegende Papier soll einen Beitrag zur Diskussion und zur Erarbeitung eines solchen Marktstandards liefern. Der Fokus liegt hierbei auf dem Problem der Nachholeffekte.

Im Rahmen des dena-Pilotprojekts „Demand Side Management Baden-Württemberg“ wurden die DSM-Potenziale verschiedener Unternehmen ermittelt. Im Zuge dieser Ermittlungen erfasste die dena u. a. prozesstechnische Parameter zur Steuerung, Regelung und dem Verhalten der untersuchten Prozesse. Basierend auf diesen Daten und dem intensiven Austausch mit den Projektbeteiligten (u. a. Unternehmen, DSM-Vermarkter, Netzbetreiber) wurde der aktuelle Kenntnisstand zum Thema „Prozesscharakteristika und Nachholen“ erhoben und bewertet.

#### 3.1 Nachholeffekte bei verschiedenen Prozessarten.

Die Analyse unterschiedlicher Prozesse zeigt, dass generell zwischen Prozessen mit und Prozessen ohne Nachholeffekt zu unterscheiden ist.

##### **Prozesse ohne Nachholeffekte: Eigenerzeugung.**

Erzeugungsanlagen weisen i. d. R. keine Nachholeffekte auf. Im Falle eines Abrufs werden die Netzersatzanlagen zugeschaltet. Sie speisen Strom ins Netz ein und stellen damit positive Regelleistung bereit. Die Lastreduktion muss zu keinem späteren Zeitpunkt ausgeglichen werden (siehe Abb. 3). Prozesse ohne Nachholeffekte sind zum Beispiel industrielle Eigenerzeugungsanlagen, kontinuierlich mit hoher Auslastung betriebene Prozesse oder Wärmeprozesse mit substituierbarer Brennstoffquelle. Eigenerzeugungsanlagen (Netzersatzanlagen und teilweise BHKWs) fallen im engeren Sinn nicht unter die Definition von DSM, da sich dieses in erster Linie auf die Flexibilisierung von Verbrauchsprozessen bezieht. Im Pilotprojekt DSM Baden-Württemberg hat sich gezeigt, dass die Erzeugungsanlagen einen risikoarmen Einstieg für Unternehmen in die Regelleistungsvermarktung darstellen.

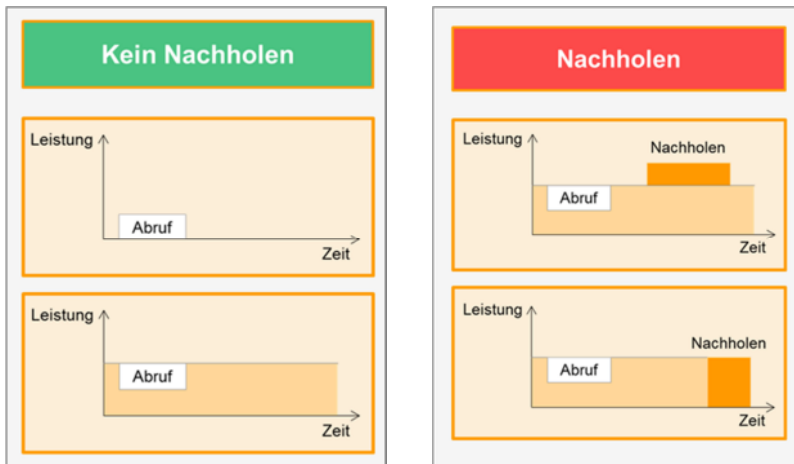


Abb. 3 - Unterschied Prozesse ohne Nachholen (links ) und mit Nachholen (rechts).

#### Prozesse ohne Nachholeffekt: Lastverzicht.

Neben den Erzeugungsanlagen gibt es auch Verbrauchsprozesse, die keine Nachholeffekte aufweisen. Dazu gehören Prozesse mit sehr hoher Volllaststundenzahl wie z. B. Elektrolysen und Wärmeprozesse mit substituierbarer Brennstoffquelle, bei denen auf eine Co-Befuerung mit Gas umgestellt werden kann, z. B. Glas-schmelzen. Im Falle eines Abrufs positiver Regelleistung wird die Leistung des Prozesses reduziert. Im Anschluss an den Abruf ist entweder kein Nachholen möglich, da der Prozess wieder auf Volllast läuft und eine Lasterhöhung nicht möglich oder gewünscht ist, oder ein Nachholen ist nicht notwendig, da andere Mechanismen im Falle des Abrufs greifen. Die Regelleistungsbereitstellung erfolgt in beiden Fällen in Form eines Lastverzichts (siehe Abb. 3).

#### Prozesse mit Nachholeffekt: Lastverschiebung.

Ein Lastverzicht ist nur bei wenigen Verbrauchsprozessen wirtschaftlich sinnvoll. In der Regel werden Lasten zur Bereitstellung von Regelleistung verschoben (siehe Abb. 3). Im Falle eines Abrufs kommt es also zu einer Lasterhöhung oder Lastreduzierung, ausgehend vom Normalbetriebsfall. Beispielhaft hierfür sind Kälteanlagen: Kälteprozesse sind temperaturgeführte Prozesse, deren Anlagen in der Regel mit unterschiedlichen Anzahlen an Kompressoren und ggf. einem Kältespeicher variabel auf die Gegebenheiten (benötigte Kältemenge, Außentemperaturen etc.) reagieren. Kommt es zu einem Regelleistungsbefehl, passt die Anlage ihren Betriebspunkt entsprechend der Anforderung an (Erhöhung oder Verringerung der Leistung) und nutzt das technisch mögliche Temperaturband aus. Die folgende Temperaturänderung im System führt im Anschluss zu einer geänderten Lastabnahme durch die Kälteanlage, so lange bis die programmierte Solltemperatur in der Anlagensteuerung wieder erreicht ist. Das Nachholen der Anlage lässt sich in der Regel zeitlich nicht genau planen.

#### Prozesse mit Nachholeffekt: Zeitliche Verlängerung des Stromverbrauchs.

Es gibt Prozesse, die im Normalbetrieb in definierten Zeitfenstern auf einem festen Betriebspunkt betrieben werden (z. B. Mahlprozesse). Kommt es zu einem Regelleistungsbefehl, wird die Leistungsaufnahme der Anlage

gedrosselt. Um die minderproduzierte Menge im Anschluss an den Abruf nachzuholen, kann die Anlage nicht mit einer höheren Leistung als üblich betrieben werden, da sie einen festen Betriebspunkt besitzt. Vielmehr muss die abgerufene Leistung zeitlich an die geplanten Produktionszeitfenster angehängt werden (Abb. 3).

### 3.2 Die Bedeutung von Nachholeffekten.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass verschiedene und sogar gleichartige Prozesse unterschiedliche Nachholcharakteristika aufweisen können. Inwiefern das Nachholen für den BKV relevante Auswirkungen hat, hängt von folgenden Faktoren ab:

- Typ des Nachholeffekts: Lastverschiebung, zeitliche Verlängerung des Strombezugs
- Prognostizierbarkeit der Nachholeffekte
- Größe der präqualifizierten Last im Verhältnis zur Gesamtlast des Unternehmens mit flexiblen Lasten
- Größe und Zusammensetzung des gesamten Bilanzkreises
- Höhe der im Bilanzkreis des BKV gleichzeitig abgerufenen Regelleistung

### 3.3 Lastprognose und Echtzeitbewirtschaftung.

Erstellt das Unternehmen Lastprognosen und meldet die veränderte Leistungsaufnahme nach einem Regelleistungsabruf bei seinem BKV an, kann dieser entsprechend reagieren. Das trifft vor allem auf sehr leistungsstarke Prozesse und dementsprechend große Stromabnehmer zu. Der BKV kann bis zu 30 Minuten vor der Nachholung am Intraday-Handel noch auf eine Änderung reagieren. Bei Unternehmen mit geringer Gesamtlast und kleinerer Prozessleistung ist es nicht üblich, dass sie dem BKV ständig aktualisierte Lastprognosen liefern. In diesem Fall wäre der BKV nicht über ein mögliches Nachholen informiert und hätte demnach nicht die Möglichkeit, durch entsprechende Handelsgeschäfte die Laständerung aufzufangen. In diesem Fall muss mit dem Lasteneigner darüber eine Vereinbarung zum Umgang mit Nachholung getroffen werden.

### 3.4 Lastprofilbewirtschaftung und niedrigeres Prognoseniveau.

Die Höhe der Prozessleistung, die für den Regelleistungsabruf herangezogen wird und das Verhältnis dieser Leistung zur Gesamtlast des Unternehmens bzw. der gesamten verwalteten Strommenge des BKV sind wichtig für die Einordnung der Relevanz eines möglichen Nachholens bei einem einzelnen Prozess. Ist der flexible Prozess im Vergleich zur Gesamtlast relativ gering, ist die Wahrscheinlichkeit höher, dass mögliche Nachholeffekte von der Prognoseunsicherheit der gesamten Lastabnahme überlagert wird und keine messbaren Auswirkungen für den BKV entstehen. Im umgekehrten Fall, dass die Leistung des flexiblen Prozesses im Verhältnis zur Gesamtlast relativ groß ist und es sich nicht um einen prognostizierten Prozess handelt, ist es wahrscheinlicher, dass eine Nachholung in der Leistungsmessung am Zählpunkt sichtbar wird und in Folge auch Auswirkungen auf das Fahrplanmanagement des BKV hat. Diese Auswirkungen sind abhängig von der Häufigkeit und dem zeitlichen Umfang der Regelleistungsabrufe.

### 3.5 Aktueller Umgang mit Nachholeffekten.

Die dena hat im Rahmen der Untersuchung der Nachholproblematik Gespräche mit verschiedenen BKV, DSM-Vermarktern und Unternehmen geführt. Alle Akteure geben an, dass zum aktuellen Zeitpunkt und Stadium

der Marktentwicklung die Frage nach dem Vorhandensein und der Ausprägung von Nachholeffekten noch sekundär und nicht von hoher Relevanz ist. Derzeit sind insgesamt noch relativ wenige Verbrauchsanlagen präqualifiziert. Aufgrund der kaum vorhandenen Datenbasis über das Verhalten einzelner Anlagen nach einem Regelleistungsabruf sind aktuell keine Nachholeffekte und ihre potenziellen Folgen für den BKV bekannt oder gemessen. Da andere Fragen, wie bspw. die Details der Präqualifikation sowie die Einigung über den Umgang mit Fahrplänen und geplanten Energiemengen von höherer Relevanz sind, existieren noch keine prozessspezifischen Modellkonzepte zum Umgang mit den Nachholeffekten.

Die verstärkte Einbindung von flexiblen Lasten in das Stromsystem ist erklärtes Ziel der Bundesregierung. Wenn in Zukunft durch einen erhöhten Flexibilitätsbedarf eine wachsende Anzahl von flexiblen Lasten für die Bereitstellung von Regelleistung genutzt wird, kann die Bedeutung von Nachholeffekten rasch zunehmen. Mehrere größere Anlagen mit Nachholeffekten in einem Bilanzkreis können bewirken, dass Bilanzkreise stärker von ihren Prognosen abweichen. Da aufgrund der geringen Datenbasis eine valide Risikoabschätzung zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich ist, sollte im weiteren Verlauf der Abstimmung zwischen den BKV und den DSM-Vermarktern der Fokus darauf gelegt werden, geeignete Untersuchungen durchzuführen und daraus Schlussfolgerungen abzuleiten.

#### **4 Lösungsvorschlag.**

Die beschriebenen offenen Fragen zum Umgang mit Nachholeffekten von Anlagen nach einem Regelleistungsabruf sind in ihrer Bedeutung nicht zu vernachlässigen. Das zuverlässige Bilanzkreismanagement ist eine wichtige Voraussetzung für sichere Versorgung mit Strom. Andererseits sollte die beginnende Flexibilisierung im Stromsystem nicht durch eine Überbetonung der Risikowahrnehmung gehemmt werden, da die Energiewende Veränderungen mit sich bringt, die einen erhöhten Flexibilitätsbedarf nach sich ziehen. Aufgrund der geringen Anzahl an präqualifizierten Lasten besteht derzeit noch keine ausreichende Datenbasis über mögliche negative Nachholeffekte, sodass noch keine hinreichend belastbaren Schlussfolgerungen und Anforderungen an den Umgang mit Nachholungen abgeleitet werden können. Aus diesem Grund schlägt die dena die Durchführung einer eingehenden Untersuchung des Problems zusammen mit den betroffenen Akteuren an beispielhaften Einzelprozessen mit unterschiedlicher Charakteristik (verschiedene Anlagentypen, Zeiträume und Leistungen) vor. Dafür sollte eine Arbeitsgruppe bestehend aus verschiedenen Marktakteuren (Unternehmen, DSM-Vermarkter, BKV und ÜNB) eingerichtet werden, die unterschiedliche Szenarien der Regelleistungserbringung in der Praxis erprobt und analysiert. Die Regelleistungsabrufe und mögliche Nachholvorgänge sollten messtechnisch hochaufgelöst erfasst und anschließend detailliert werden. Ausgehend von dieser Datenbasis kann dann abgeschätzt werden, ob und in welcher Art und Ausprägung Nachholeffekte auftreten, ob diese für das Bilanzkreismanagement Relevanz haben und wie sie ggf. beim Fahrplanmanagement integriert werden können. Außerdem wird durch das interdisziplinär zusammengesetzte Team sichergestellt, dass alle möglichen Auswirkungen berücksichtigt und so die Ergebnisse möglichst interessensneutral ermittelt werden. Um die noch junge Marktentwicklung fundiert zu unterstützen, sollte die Untersuchung zeitnah umgesetzt werden. Das Ziel sollte sein, eine Daten- und Wissensgrundlage zu schaffen, aus der sich empirisch belegbare Schlussfolgerungen und belastbare, zukunftsfähige sowie allgemeine Regelungen ableiten lassen.

## 5 Abkürzungen.

<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>BKV</b>	Bilanzkreisverantwortliche(r)
<b>BMWi</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<b>Bnetza</b>	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
<b>DSM</b>	Demand Side Management
<b>EDV</b>	Elektronische Datenverarbeitung
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>HT</b>	Hochtarif
<b>MRL</b>	Minutenreserve
<b>MW</b>	Megawatt
<b>NT</b>	Niedertarif
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>PRL</b>	Primärregelleistung
<b>reBAP</b>	regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
<b>SRL</b>	Sekundärregelleistung
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>VNB</b>	Verteilnetzbetreiber

### Bei Interesse oder Rückfragen wenden Sie sich bitte an:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)  
Carolin Schenuit  
Energiesysteme und Energiedienstleistungen  
Chausseestraße 128 a  
10115 Berlin  
Tel: +49 (0)30 72 61 65-821  
Fax: +49 (0)30 72 61 65-699  
E-Mail: schenuit@dena.de  
Internet: www.dena.de