



dena-HINTERGRUNDPAPIER

Geld verdienen mit intelligentem Stromverbrauch

Demand Side Management (DSM): Einführung und praktische Erfahrungen
in Deutschland

Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Chausseestraße 128 a

10115 Berlin

Tel: +49 (0)30 66 777 - 0

Fax: +49 (0)30 66 777 - 699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Autoren

Carolin Schenuit, dena

Lukas Vogel, dena

Bildnachweis Titelbild: ©shutterstock.com/tonton

Stand: 12/2018

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Das vorliegende Hintergrundpapier wurde im Rahmen des dena-Projekts „Deutsche Energiewende-Expertise für China – Beitrag der dena zur Arbeit des China National Renewable Energy Center (CNREC)“ erstellt. Die dena unterstützt die Arbeit des Think Tanks CNREC, der die chinesische Regierung bei der Umgestaltung des Energiesystems berät. Dabei bringt die dena insbesondere ihre Expertise zu technischen und regulatorischen Fragen bei den Themen Netzentwicklung sowie Förderpolitik für erneuerbare Energien ein.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

1	Einführung in Demand Side Management (DSM)	4
1.1	Definition von DSM.....	4
1.2	DSM-Potenziale	5
1.3	Märkte für DSM	6
1.3.1	Regelleistungsmarkt	7
1.3.2	DSM-Vermarktung am Spotmarkt (Intraday)	12
1.3.3	Ausgleichsenergie im Bilanzkreismanagement und DSM	13
1.3.4	Netzengpassmanagement	13
1.4	Aktuelle Marktsituation für DSM.....	14
2	DSM-Pilotprojekte der dena	15
2.1	Pilotprojekt DSM Baden-Württemberg	15
2.2	Pilotprojekt DSM Bayern.....	16
2.3	Ergebnisse der Pilotprojekte	16
2.3.1	Beteiligte Branchen und Prozesse	17
2.3.2	Roadmap DSM	18
2.3.3	Handlungsbedarf.....	19
	Abbildungsverzeichnis	21
	Tabellenverzeichnis	22

1 Einführung in Demand Side Management (DSM)

Die Zielsetzungen der nationalen und europäischen Energie- und Klimapolitik machen grundlegende Umgestaltungen des Stromversorgungssystems in Deutschland erforderlich. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und dem daraus resultierenden Anstieg fluktuierender Stromeinspeisung entsteht zunehmend Bedarf nach mehr Flexibilität im Stromsystem. Eine Option zur Bereitstellung von mehr Flexibilität im Stromsystem ist, den Stromverbrauch stärker an die Stromerzeugung anzupassen, das sogenannte Demand Side Management (DSM).

Demand Side Management (DSM), auch überbetriebliches Lastmanagement genannt, ist die gezielte Steuerung der Stromnachfrage durch das Ab- und Zuschalten von Lasten aufgrund von Preissignalen. Es kann dazu beitragen, fluktuierende erneuerbare Energien in das Stromsystem zu integrieren, Erzeugungs- und Nachfrageschwankungen auszugleichen, Ausgleichs- und Regelenergie bereitzustellen und überlastete Netzabschnitte zu entlasten. Gleichzeitig eröffnet DSM für Unternehmen eine zusätzliche Erlösquelle. Denn Stromverbraucher, vor allem industrielle und gewerbliche, können ihre flexiblen Lasten auf unterschiedlichen Marktfeldern vermarkten.

Große und energieintensive Unternehmen, die einen eigenen Bilanzkreis verwalten, können ihre flexiblen Lasten teilweise auch selbst vermarkten. Lasten von eher kleinem Umfang können im Zusammenschluss mit anderen Unternehmen über einen Pool vermarktet werden. Den Aufbau und die Vermarktung des Pools übernimmt dabei ein spezialisiertes Dienstleistungsunternehmen (Aggregator).

Im Folgenden werden der Begriff „Demand Side Management“ sowie einzelne DSM-Potenziale definiert und die Märkte für DSM vorgestellt.

1.1 Definition von DSM

Der Begriff Demand Side Management ist nicht einheitlich definiert. Je nach Land und Institution existieren verschiedene unscharfe Abgrenzungen zu ähnlichen Begriffen wie Demand Response, Demand Side Integration oder Lastmanagement, die oft als Synonyme oder als Unterkategorien voneinander verwendet werden. Teils wird die Art der Vermarktung (z. B. stromnetzbezogene Maßnahmen) oder auch des Signals (z. B. externer automatisierter Eingriff) mit in die Definition einbezogen. Im aktuellen Marktumfeld und vor dem Hintergrund des Ziels, möglichst viele Märkte für DSM zu erschließen, erscheint es sinnvoll, den Begriff auch möglichst offen zu definieren.

Folgende Definition bietet sich allgemein an:

Demand Side Management ist das aktive individuelle Schalten bzw. Beeinflussen von Stromlasten als Reaktion auf ein externes Preissignal oder ein vertraglich vereinbartes Schaltsignal.

Es muss zudem berücksichtigt werden, ob die Flexibilisierung von betrieblichen (Eigen-) Stromerzeugungsanlagen wie GuD-Kraftwerke, BHKWs oder Notstromaggregaten mit unter DSM gefasst wird. Gerade bei mittleren und größeren Industriebetrieben sind häufig eigene Stromerzeuger vorhanden, die für eine flexible Vermarktung oft einfacher zu erschließen sind als die Verbrauchsprozesse. Wenn ein Unternehmen als geschlossene Einheit betrachtet wird, ist aus Sicht des Stromlieferanten und auch des Netzbetreibers die Last am Netzübergabepunkt entscheidend. Es ist demnach unerheblich, ob Laständerungen durch verringerte bzw. erhöhte Stromlasten oder erhöhte bzw. verringerte Eigenstromerzeugung des Unternehmens bereitgestellt werden. DSM im weiteren Sinne beinhaltet daher auch Stromeigenerzeugungsprozesse, da sie im Prozess der

DSM-Potenzialerschließung auch als Sprungbrett für die oftmals schwieriger zu vermarktenden Verbrauchsprozesse dienen können.

1.2 DSM-Potenziale

Auch der Begriff der DSM-Potenziale wird meist unscharf verwendet, was zu großen Definitionsdiskrepanzen in der Forschung und Literatur sowie in der öffentlichen Diskussion führt. Die bloße technische Möglichkeit der Regelung eines Prozesses bedeutet für ein Unternehmen noch nicht, dass dieser Prozess auch flexibel vermarktet werden kann. Regelfähig im Sinne von Erhöhung und Reduktion der Leistungsaufnahme ist prinzipiell oft jeder betriebliche Prozess. Die Vermarktungsfähigkeit eines Prozesses ist aber von einer Vielzahl weiterer Faktoren abhängig, wie folgende Abbildung veranschaulicht.



Abbildung 1: DSM-Potenziale

Das **theoretische DSM-Potenzial** ist dabei der am weitesten gefasste Begriff und beschreibt die langfristige Flexibilisierbarkeit eines Prozesses, auch durch Umplanungen der Produktion und ggf. durch die Neuananschaffung von Betriebsmitteln.

Das **technische DSM-Potenzial** ist die gegenwärtig verfügbare, technisch flexibilisierbare Leistung eines Prozesses. Bei den technischen DSM-Potenzialen werden daher auch die bestehenden Produktionsabläufe einbezogen. Diese lassen sich kurzfristig oft nicht ändern und schränken Flexibilisierungen ein, weshalb das technische DSM-Potenzial in der Regel kleiner als das theoretische DSM-Potenzial eines Prozesses ist.

Weitere Teilmengen des technischen DSM-Potenzials sind das **wirtschaftliche DSM-Potenzial** und das **akzeptierte DSM-Potenzial**. Das wirtschaftliche DSM-Potenzial wird definiert als das unter aktuellen Marktbedingungen und unter Berücksichtigung aller Vermarktungs- sowie Opportunitätskosten wirtschaftlich vermarktbarere DSM-Potenzial. Das akzeptierte DSM-Potenzial wiederum ist das Potenzial, welches aus subjektiver Sicht des einzelnen Unternehmens für eine flexible Vermarktung in Frage kommt. Es gibt durchaus wirtschaftliche DSM-Potenziale, welche von Unternehmen nicht für eine Vermarktung freigegeben werden, z. B. weil es sich um qualitätskritische Prozesse handelt oder weil das Unternehmen Vorbehalte gegen bestimmte Vermarktungswege hat, wenn diese beispielsweise mit externen Eingriffen in die eigene Produktion einhergehen.

Das **realisierbare DSM-Potenzial** ist die Schnittmenge von akzeptiertem und wirtschaftlichem DSM-Potenzial und stellt somit den tatsächlichen Flexibilitätsumfang dar, der für ein Unternehmen für eine flexible Vermarktung in Frage kommt und sich unter den gegebenen Marktbedingungen auch wirtschaftlich vermarkten lässt.

1.3 Märkte für DSM

Große und energieintensive Unternehmen, die sehr professionelle Prozesse für die Energiebeschaffung haben, können grundsätzlich ihre flexiblen Lasten selbst vermarkten. Bei kleineren Lasten erfolgt die Vermarktung am besten im Zusammenschluss mit anderen Unternehmen über den Pool eines DSM-Vermarkters.

Es gibt derzeit in Deutschland folgende Vermarktungsmöglichkeiten für lastseitige Flexibilität (siehe auch untenstehende Abbildung):

- **Regelenergie:** Vermarktung als Regelenergie zum Ausgleich von Ungleichgewichten zwischen Last und Erzeugung über den auf Ausschreibungen basierenden Regelleistungsmarkt.
- **Abschaltbare Lasten-Verordnung:** Vermarktung der gezielten Zu- oder Abschaltung von Lasten zur Stabilisierung des Netzbetriebs nach § 18 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), z. B. im Rahmen des Netzengpassmanagements.
- **Spotmarkt:** Teilnahme am Intraday-Spotmarkt der europäischen Strombörse EEX, indem der Bezug von Strom auf Stunden mit niedrigem Strompreis verschoben wird.
- **Ausgleichsenergie:** Vermarktung als Bilanzkreis-Ausgleichsenergie an Bilanzkreisverantwortliche zur Kompensation kurzfristiger Fahrplanabweichungen.

Diese Marktfelder (mit Ausnahme der AbLaV) sind nicht mit Blick auf die große Heterogenität von Verbrauchsprozessen gestaltet worden, sondern primär mit Blick auf Erzeugungsanlagen (v. a. Großkraftwerke). Erst in den letzten Jahren wurden sie für die Teilnahme von flexiblen Lasten geöffnet. Im Folgenden werden die o. g. Marktfelder, ihre Bedeutung für DSM in der Praxis und die Perspektiven für DSM in der Zukunft kurz vorgestellt.



Abbildung 2: DSM-Marktfelder

1.3.1 Regelleistungsmarkt

Regelleistung ist eine wichtige Systemdienstleistung, welche der Erhaltung der Systemstabilität, insbesondere der Frequenzhaltung im Stromnetz, dient. Das bedeutet, dass immer so viel Strom produziert werden muss wie auch verbraucht wird. Grundsätzlich geschieht dieser Volumenabgleich im Rahmen der Handelsaktivitäten am Strommarkt, aber natürlich können in der Realität Abweichungen zwischen den gehandelten Strommengen und der tatsächlichen Stromabnahme auftreten, die dann kurzfristig ausgeglichen werden müssen.

Mithilfe von Regelleistung werden von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) solche Abweichungen zwischen Plan- und Ist-Mengen ausgeglichen, die in Summe über alle 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.

Regelleistungsprodukte

Es gibt drei verschiedene Regelleistungsarten, die sich in ihren Eigenschaften sowie in ihrer Aktivierungsgeschwindigkeit unterscheiden. Im Juli 2018 trat eine neue Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA) in Kraft, durch die die Ausschreibungszeiträume sowie die Produktzeitscheiben verkürzt und z. T. harmonisiert wurden.

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung (SRL)	Minutenreserveleistung (MRL)
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	kalendertäglich	kalendertäglich
Ausschreibungszeitpunkt	i. d. R. Dienstag der Vorwoche	Beginn der Ausschreibung: 7 Tage vor Erbringungstag Ende der Ausschreibung: am Vortag der Erbringung, 8 Uhr	Beginn der Ausschreibung: 7 Tage vor Erbringungstag Ende der Ausschreibung: am Vortag der Erbringung, 10 Uhr
Produktzeitscheibe	gesamte Woche	Zeitscheibe à 4 Stunden	Zeitscheibe à 4 Stunden
Produktdifferenzierung	<u>ein</u> Angebot für pos. <u>und</u> neg. PRL	Angebot <u>jeweils</u> für pos. und neg. SRL	Angebot <u>jeweils</u> für pos. und neg. MRL
Mindestangebotsgröße	1 MW	5 MW Ausnahme: ab 1 MW unter bestimmten Voraussetzungen	5 MW Ausnahme: ab 1 MW unter bestimmten Voraussetzungen
Pooling	in gleicher Regelzone zulässig	in gleicher Regelzone zulässig	in gleicher Regelzone zulässig

Tabelle 1: Übersicht der Regelleistungsprodukte

Die Regelleistungsarten werden stufenweise abgerufen, d. h. zunächst wird bei Abweichungen die Primärregelleistung (PRL) eingesetzt, deren Kapazitäten aber begrenzt sind, weshalb sie im Anschluss durch den Einsatz der Sekundärregelleistung (SRL) ergänzt wird. Danach greift wiederum die Minutenreserveleistung (MRL) und ersetzt die beiden anderen Regelleistungen über einen längeren Zeitraum, bis über den Handelsmarkt oder Bilanzkreisausgleich wieder Gleichgewicht hergestellt ist.

Die **Primärregelleistung (PRL)** reagiert innerhalb von 30 Sekunden auf Abweichungen der Netzfrequenz und wird aktuell meist durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt, die ab einer gewissen Leistungsgröße dazu verpflichtet sind, Primärregelleistung anzubieten. Neuerdings gibt es vereinzelt erste Anlagen, bei denen PRL durch Batterieparcs zur Verfügung gestellt wird.

Sekundärregelleistung (SRL) muss innerhalb von 5 Minuten in voller Höhe bereitgestellt werden, was ebenfalls in erster Linie durch konventionelle Kraftwerke, neuerdings jedoch auch bereits durch einige informations- und steuerungstechnisch gut angeschlossene Verbrauchsprozesse bereitgestellt werden kann.

Die **Minutenreserveleistung (MRL)** wird innerhalb von 15 Minuten bereitgestellt und kann durch die längere Vorankündigungsdauer und aktuell kleinere Zeitscheiben von deutlich mehr Anbietern erbracht werden.

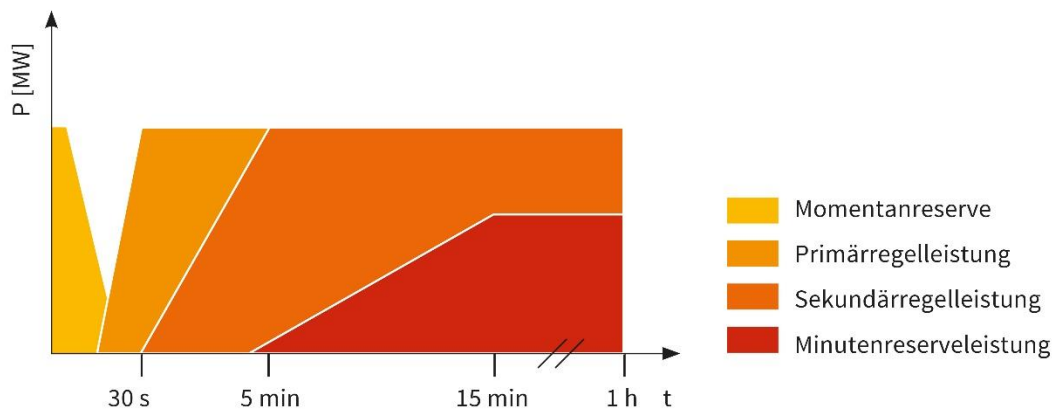


Abbildung 3: Zeitliche Einordnung der Regelleistungsprodukte

Es gibt positive und negative Abweichungen der Stromnetzfrequenz, weshalb es für SRL und MRL jeweils positive und negative Produkte gibt. Positive Regelleistung bedeutet für ein Kraftwerk, dass es anbietet, seine Stromerzeugung im Abruffall heraufzufahren und mehr Strom ins Stromnetz einzuspeisen. Für einen Stromverbraucher bedeutet dies, dass er anbietet, seine Last im Abruffall zu reduzieren. Negative Regelleistung bedeutet dementsprechend für einen Stromerzeuger, weniger Strom zu produzieren, für einen Verbraucher hingegen, mehr Strom aus dem Stromnetz zu beziehen. Für SRL und MRL existieren getrennte positive und negative Produkte, PRL kann aktuell nur symmetrisch (also positiv und negativ im gleichen Maße) angeboten werden.

Ausschreibung von Regelleistung

Die Übertragungsnetzbetreiber schreiben ihren Bedarf an Regelleistung gemeinsam über die Internetplattform www.regelleistung.net aus. Die Ausschreibungsbedingungen für diese Märkte werden von der Bundesnetzagentur häufig angepasst, vor allem um die Märkte für neue Anbieter wie flexible Lasten zu öffnen und deren Teilnahme zu ermöglichen. Um an den einzelnen Märkten teilnehmen zu können, muss jede teilnehmende technische Anlage vorher **präqualifiziert werden**. Bei der Präqualifikation geht es um den Nachweis gegenüber dem ÜNB, dass die Anlagen technisch in der Lage sind, die Anforderungen der einzelnen Regelleistungsarten zu erfüllen. Im Anschluss können Anbieter ihre präqualifizierten Anlagen in den regelmäßigen

Ausschreibungen anbieten. Ein Aggregator, der mehrere technische Anlagen in einem virtuellen Kraftwerk bündeln will, muss sich ebenfalls präqualifizieren. Dabei wird die Leistungsfähigkeit seiner IT-Systeme und der Nachweis der Abrufbarkeit der angebotenen Regelleistung geprüft. Die ausgeschriebenen Regelleistungsmengen werden dabei abhängig vom prognostizierten Bedarf von den ÜNB festgelegt. Primärregelung wird aktuell wöchentlich, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung werden kalendertäglich ausgeschrieben. Sowohl bei der Sekundärregelung als auch bei der Minutenregelung gibt es aktuell 6 Zeitscheiben à 4 Stunden. Primärregelung wird durchgängig ausgeschrieben.

Bei den Ausschreibungen für SRL und MRL werden zwei Preiselemente, ein Leistungs- sowie ein Arbeitspreis, angeboten. Der Leistungspreis gibt an, für welchen Preis die Vorhaltung der Leistung über die Zeitscheibe angeboten wird. Der Arbeitspreis gibt den Preis für den tatsächlichen Abruf der Leistung in €/MWh an. Der Zuschlag erfolgt auf Basis der angebotenen Leistungspreise, die den bezuschlagten Anbietern dann für die Vorhaltung ihrer Leistung im Angebotszeitraum gezahlt werden. Die tatsächlichen Abrufe wiederum erfolgen gemäß der Merit-Order der angebotenen Arbeitspreise. Das bedeutet, dass zunächst die Leistungen mit den günstigsten Arbeitspreisen abgerufen werden und erst bei hohem Regelleistungsbedarf Anbieter mit höheren Arbeitspreisen Leistung bereitstellen müssen. Für PRL wird nur der Leistungspreis geboten, die Vergütung erfolgt also unabhängig von den tatsächlich stattfindenden Abrufen.

Akteursrollen der Regelleistungsvermarktung

Hauptsächlich wird Regelleistung bisher von konventionellen Kraftwerken erbracht. Im weiteren Verlauf der Energiewende wird dieser Anbieterkreis aber absehbar kleiner, gleichzeitig steigt der Bedarf an systemstabilisierenden Aktivitäten durch erneuerbare Kraftwerke und Verbraucher. Die Vermarktung von flexiblen Lasten als Regelleistung eröffnet verschiedene Fragestellungen zu Akteursrollen und den Abwicklungsprozessen zwischen den Akteuren. Die Grafik zeigt auf, zwischen welchen Akteursrollen eine Verbindung und somit eine Interaktion besteht.

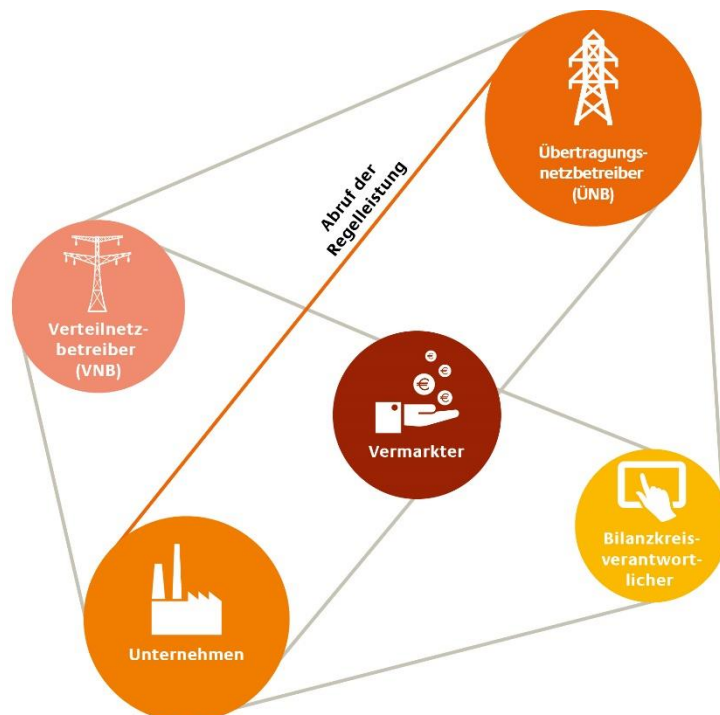


Abbildung 4: Akteursübersicht

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 Viertelstunden-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
- Abwicklung von Fahrplananpassungen nach einem Regelleistungsabruf durch den ÜNB

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 sind z. B.:

- 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

Wie in der Beschreibung der Regelleistungsmärkte angeführt (s. o.), sind die Anforderungen für bestimmte Vermarktungswege von einzelnen Prozessen oft nicht allein einzuhalten (Beispiel: Mindestleistung). Daher bietet es sich an, verschiedene Prozesse eines oder mehrerer Unternehmen gemeinsam anzubieten. Dieser Vorgang wird **Pooling** genannt. Dabei können beispielsweise mehrere Lasten, die einzeln nicht über den gesamten Zeitraum eines Regelleistungsabrufs verfügbar sind oder die einzeln nicht die Mindestleistungsgrenzen zur Teilnahme an den Regelleistungsmärkten erreichen, gemeinsam vermarktet werden.

Für die Vermarktung des Pools ist in der Regel ein (DSM-)Vermarkter oder Poolbetreiber zuständig. Dieser bindet weitere Prozesse in den Pool ein, hält zur Absicherung einzelner Prozesse Leistungen vor und übernimmt die Vermarktung des Pools z. B. am Regelleistungsmarkt. Damit stellt er ein Bindeglied zwischen unterschiedlichen Anbietern von Flexibilität sowie den Nachfragern, z. B. den ÜNB, dar. Das Pooling von Lasten bietet sich grundlegend für alle Vermarktungswege an, wobei viele andere Vermarktungswege wie z. B. die Spotvermarktung geringere Anforderungen an die Teilnehmer haben und kein Pooling erforderlich machen. Pooling kann dazu beitragen, auch kleinere, ansonsten schwer zu vermarktende Prozesse zu vermarkten.

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.

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

Unternehmen (Lasteigner)

Unternehmen können in ihrer Funktion als sogenannte Lasteigner 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.

Bedeutung von Regelleistung für DSM

Für DSM ist Regelleistung die aktuell am höchsten vergütete Vermarktungsform und daher für viele Betriebe interessant. Außerdem ist das Vergütungssystem attraktiv, da bei der Wahl eines sehr hohen Arbeitspreises nur selten Abrufe erfolgen und die Vergütung über den Leistungspreis für die Bereitschaft zu Lastflexibilisierungen erfolgt. So ist es für den Anbieter zum Teil steuerbar, eine niedrige Abrufhäufigkeit zu erreichen und so wenige Anpassungen in den Verbrauchsprozessen vornehmen zu müssen. Gleichzeitig sind die technischen Anforderungen und der informationstechnische Aufwand, um an diesen Märkten teilzunehmen, für viele Verbrauchsprozesse sehr hoch. Bei den meisten Verbrauchsprozessen besteht besonders bei der steuerungstechnischen Anbindung Nachrüstbedarf vor einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Als Vermarktungswege kommen für Verbrauchsprozesse hauptsächlich SRL und MRL in Frage. Die maßgeblichen Herausforderungen bei der Vermarktung von SRL und MRL für Unternehmen sind:

- **Die Höhe der regelbaren Leistung.** Für die MRL und SRL gelten aktuell noch Mindestteilnahmegrößen von 5 MW. Durch gemeinsames Bieten mit anderen Verbrauchsanlagen oder Erzeugern (sog. Pooling) können aber auch Prozesse mit kleineren Leistungen mitbieten.
- **Die informations- und steuerungstechnische Anbindung der Prozesse.** Die Prozesse müssen für eine Regelleistungsvermarktung am besten zentral ansteuerbar und im Falle der SRL auch fernsteuerbar sein. Dies setzt in der Regel das Vorhandensein einer zentralen Prozessleitsteuerung sowie die individuelle Anbindung der einzelnen Prozesse an diese voraus. Die Fernsteuerbarkeit ist technisch dann unkompliziert durchführbar. Allerdings kann eine Fernsteuerbarkeit intern zu sehr hohen Widerständen im Unternehmen führen, weil keine externen Eingriffe in den eigenen Betriebsablauf gewünscht werden.
- **Die Kürze der Vorankündigungsdauer vor Abrufen.** Für die MRL muss die angebotene Leistung innerhalb von 15 Minuten, bei der SRL innerhalb von 5 Minuten vollständig erbracht werden. Das ist für viele Verbrauchsprozesse nicht oder nur in eingeschränktem Maße möglich.
- **Die Prognose des Betriebszustands des einzelnen Prozesses zum Zeitpunkt der Ausschreibung.** Viele Unternehmen können durchaus auch kurzfristig Prozesse flexibilisieren, je nach aktueller Auslastung. Für die Regelleistungsvermarktung müssen sie allerdings für einen Zeitpunkt in der Zukunft einen festen Betriebszustand ihrer Prozesse vorhersagen können, zu dem sie Regelleistung anbieten wollen, sodass die geforderte Anpassung sicher geleistet werden kann. Das ist für viele Prozesse nicht möglich. Gerade im Falle der SRL, bei der die Vorlaufzeit für die Prognose eine Woche beträgt, ist die Anforderung oftmals prohibitiv für eine Regelleistungsvermarktung.

Perspektiven für DSM auf dem Regelleistungsmarkt

Viele Faktoren sprechen für eine verstärkte Teilnahme von Verbrauchsprozessen auf den Regelleistungsmärkten. So wurden in den letzten Jahren die Anforderungen an Mindestangebotsmengen bereits gesenkt. Auch aktuelle Konsultationsverfahren der Bundesnetzagentur sowie die Ziele des im Juli 2016 verabschiedeten Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) zielen auf eine verstärkte Marktöffnung der Regelleistungsmärkte für neue Anbieter und flexible Verbrauchsprozesse. Gleichzeitig finden Energiemanagementsysteme in den Unternehmen stärkere Verbreitung und auch die informationstechnische Anbindung der einzelnen Prozesse wird verstärkt vorangetrieben, sodass die Voraussetzungen für eine Regelleistungsvermarktung vermehrt geschaffen werden. Für viele kleinere Prozesse ist der Aufwand einer Regelleistungsvermarktung allerdings sehr hoch und die erwarteten Erlöse sind demgegenüber zu gering.

1.3.2 DSM-Vermarktung am Spotmarkt (Intraday)

Die Vermarktung von Verbrauchsprozessen am Stromspotmarkt beinhaltet kurzfristige Anpassungen der Stromlast an den Strompreis. Durch den Zubau erneuerbarer Energien und den gleichzeitigen Rückgang konventioneller Kraftwerkskapazitäten werden am Strommarkt in Zukunft voraussichtlich verstärkt Knappheitssituationen mit hohen Preisspitzen einerseits sowie Überschusssituationen mit sehr niedrigen bzw. sogar negativen Strompreisen andererseits auftreten. Eine Anpassung des Verbrauchs an den aktuellen Strompreis kann daher zur Optimierung der Strombeschaffungskosten eines Unternehmens beitragen.

Für eine derartige flexible Vermarktung ist es notwendig, dass ein Unternehmen im Stromliefervertrag mit seinem Stromlieferanten entsprechende Regelungen zur flexiblen Vermarktung aufnimmt. Dies kann zum Beispiel geschehen, indem das Unternehmen eine Vereinbarung mit dem Stromlieferanten trifft, bestimmte, vorher definierte Prozesse zu Stunden mit hohen Preisspitzen nicht zu betreiben und dafür einen Rabatt auf den Strompreis zu erhalten. Der Stromlieferant hat im Gegenzug ein geringeres Bezugsrisiko durch Preisspitzen. Er kann entsprechend den eigenen Beschaffungsbedarf reduzieren, anstatt teure Strommengen kaufen zu müssen bzw. langfristig im Vorfeld beschaffte, verfügbar gewordene Strommengen sogar zu hohen Preisen zu verkaufen.

Im Gegensatz zu den stark reglementierten Regelleistungsmärkten sind diese bilateralen Verträge zwischen Unternehmen und Stromlieferanten frei verhandelbar und unterliegen grundsätzlich keinen technischen Einschränkungen.

Bedeutung der Vermarktung am Spotmarkt (Intraday) für DSM

Der Großteil der Strompreisbestandteile ist für Stromverbraucher fest und unterliegt nicht der Volatilität des Börsenstrompreises. Hierunter fallen beispielsweise Netzentgelte oder die EEG- sowie weitere Umlagen, die unabhängig vom Verbrauchszeitpunkt je MWh zu entrichten sind. Je nach individuellen Befreiungen können die Fixbestandteile wie für Privathaushalte bis zu deutlich über 2/3 des Strompreises ausmachen. Dadurch sind die Anreize für die meisten Unternehmen aktuell zu gering, um ihre Verbrauchsprozesse stark am aktuellen Börsenstrompreis auszurichten. Zudem sind die aktuellen Börsenstrompreise insgesamt auf einem sehr niedrigen Preisniveau.

Perspektiven der Vermarktung am Spotmarkt (Intraday)

Gleichwohl ist die flexible Spotvermarktung aufgrund der relativ einfachen Umsetzung für viele Unternehmen eine sinnvolle Ergänzung ihres Stromliefervertrags, die ihnen Perspektiven für zukünftig flexiblere Vermarktungswege eröffnen kann. Langfristig sind durch einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und einen schrumpfenden konventionellen Kraftwerkspark verstärkt volatile Strompreise zu erwarten. Zudem wurde die freie Preisbildung im Rahmen des Strommarktgesetzes als festes Ziel in das EnWG aufgenommen,

d.h. diese Preisschwankungen sollen auch nicht von außen beeinflusst werden. Vielmehr sollen sie ein Preissignal dafür aussenden, dass ein Bedarf an Flexibilität besteht.

1.3.3 Ausgleichsenergie im Bilanzkreismanagement und DSM

Der Strommarkt in Deutschland setzt sich aus sehr vielen einzelnen Bilanzkreisen zusammen, in denen handelstechnisch Stromverbraucher und Stromerzeuger zusammengefasst sind. Jeder dieser Bilanzkreise hat einen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), der für Verbraucher, sofern sie nicht selbst an der Strombörse tätig sind, sehr häufig auch Stromlieferant ist. Der Bilanzkreisverantwortliche aggregiert Fahrpläne und Prognosen seiner Bilanzkreisteilnehmer und sorgt über den Stromhandel dafür, dass sein Bilanzkreis immer ausgeglichen ist. Das bedeutet, dass der Bilanzkreis immer so viel Strom verbraucht wie er erzeugt bzw. eingekauft hat und überschüssige Strommengen rechtzeitig an der Strombörse verkauft werden. Falls durch Prognoseabweichungen Bilanzkreisungleichgewichte entstehen und der Bilanzkreisverantwortliche diese durch kurzfristigen Handel nicht ausgleichen kann, stellt der Übertragungsnetzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen für diese Abweichungen Ausgleichsenergie in Rechnung. Im Vergleich zur oben beschriebenen Regelleistung, die für einen physikalischen Ausgleich im Stromsystem sorgt, ist die Ausgleichsenergie zunächst ein bilanzieller Ausgleich. Bezogen auf DSM hat der Bilanzkreisverantwortliche die Möglichkeit, innerhalb seines Bilanzkreises gegenzuregeln, um die Ausgleichsenergiekosten zu vermeiden.

Vertraglich funktioniert dies, ähnlich wie die Spotvermarktung, über einen bilateralen Vertrag zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem stromverbrauchenden Unternehmen. Hierbei ermöglicht das Unternehmen dem Bilanzkreisverantwortlichen, den Verbrauch bzw. die Erzeugung kurzzeitig zum Zweck des Bilanzkreisausgleichs anzupassen.

Bedeutung der Ausgleichsenergievermarktung für DSM

Aktuell sind die Ausgleichsenergiepreise meist relativ niedrig, sodass Bilanzkreisverantwortliche nur in geringem Maße Anreize haben, Strukturen für DSM-Maßnahmen in ihrem Bilanzkreis aufzubauen. Ähnlich wie bei der Spotvermarktung sind die technischen Hürden für diese Vermarktungsform jedoch gering, weshalb bei entsprechenden finanziellen Anreizen die Erbringung von Ausgleichsenergie für Unternehmen durchaus eine attraktive Option werden kann.

Perspektiven der Ausgleichsenergievermarktung für DSM

Mit dem Strommarktgesetz wird im EnWG die Stärkung der Bilanzkreise und der Anreize zur Bilanzkreistreue als klares Ziel benannt, um die Systemstabilität zu stärken. Hierfür hat die Bundesnetzagentur bereits Ende 2015 einen Diskussionsprozess zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiesystems gestartet, der das Festlegungsverfahren zur Anpassung des Ausgleichsenergiesystems eingeleitet hat. Es ist wahrscheinlich, dass sich dadurch die Ausgleichsenergiepreise erhöhen, z. B. durch eine Pönale für Bilanzkreisabweichungen oder höhere Preise für Ausgleichsenergie seitens der ÜNB. Dadurch wäre ein höherer Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche geschaffen, innerhalb ihrer Bilanzkreise verstärkt Flexibilitätsoptionen zu erschließen und auch DSM-Potenziale vertraglich zu sichern.

1.3.4 Netzengpassmanagement

Netzengpassmanagement beschreibt das Finden und Beseitigen von Netzengpässen im Übertragungsnetz. Langfristig geschieht dies hauptsächlich durch die Anpassung und den Ausbau der Stromnetze, kurzfristig durch Eingriffe des Übertragungsnetzbetreibers in den Kraftwerkseinsatz (Redispatch).

So kann es vorkommen, dass die Stromübertragungskapazitäten nicht ausreichen, um bereits verkaufte Strommengen zu übertragen. Dies kann passieren, wenn eine hohe Stromerzeugung aus konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken in Norddeutschland auf eine hohe Stromnachfrage in Süddeutschland trifft. Dann müssen große Strommengen von Nord nach Süd transportiert werden, was aktuell insbesondere zwischen Bayern und Thüringen zu einer sehr starken Belastung bis hin zu einer Überlastung der Stromleitungen führen kann. Aus diesem Grund müssen die ÜNB in das Geschehen eingreifen, um die Leitungen nicht zu überlasten und Folgeschäden zu vermeiden. Im beschriebenen Beispiel wäre es beispielsweise denkbar, konventionelle Kraftwerke in Süddeutschland zuzuschalten, die sonst nicht oder weniger Strom erzeugt hätten oder in Norddeutschland einspeisende Kraftwerke herunterzuregeln.

Bedeutung von Netzengpassmanagement für DSM

DSM spielt aktuell beim Netzengpassmanagement in Deutschland eine sehr untergeordnete Rolle. Dies liegt hauptsächlich daran, dass aktuell genügend Erzeugungsanlagen und Flexibilität am Markt verfügbar sind und Lasten für den Redispatch daher nur in Ausnahmefällen heruntergeregelt werden müssen. Für langfristiges Netzengpassmanagement, also als Alternative für Stromnetzausbau, wird DSM von den ÜNB gegenwärtig nicht vorgesehen.

Perspektiven von Netzengpassmanagement für DSM

Die Vergütungsmechanismen für Redispatch-Maßnahmen erfolgten bisher grenzkostenbasiert. Diese Regelung wurde durch ein Urteil des Oberlandesgerichts Düsseldorf im Frühjahr 2015 aufgehoben und wird aktuell geändert. Es ist zu erwarten, dass die bisherigen Entschädigungszahlungen für diese Eingriffe in Zukunft steigen werden und sich nicht nur an den Grenzkosten, sondern auch an den entgangenen Erlösen orientieren werden. In anderen Strommärkten, wie beispielsweise dem amerikanischen PJM-Markt im Nordosten der USA, nehmen DSM-Maßnahmen bereits heute im langfristigen Netzengpassmanagement als Alternative für Stromleitungen in Engpassregionen erfolgreich an Kapazitätsmärkten teil.

1.4 Aktuelle Marktsituation für DSM

DSM ist in weiten Teilen der Industrie kaum bekannt und wird nur teilweise in der energieintensiven Industrie eingesetzt. Entscheidend für die weitere Verbreitung von DSM ist es, einen diskriminierungsfreien Zugang zu den bestehenden und zukünftigen Marktfeldern zu ermöglichen. Neben diesen regulatorischen Aspekten ist insbesondere die weitere Erprobung und damit verbundene Klärung technischer Herausforderungen in den Unternehmen notwendig.

In den letzten Jahren haben sich die Märkte für Flexibilität deutlich entwickelt. Es gibt viele Vermarkter, die Pools bilden und anbieten, die Zugangsbedingungen für DSM am Regenergiemarkt wurden und werden verbessert, flexiblere Stromlieferverträge können aufgrund zunehmenden Wettbewerbs abgeschlossen werden und eine stärkere Verbreitung von Energiemanagementsystemen (EMS) in den Unternehmen findet statt. Gleichzeitig führen das niedrige Niveau der Stromgroßhandelspreise sowie deren Preisspread nur zu geringen Anreizen für die Industrie, ihren Strombezug zu flexibilisieren.¹ Mittelfristig wird erwartet, dass weitere konventionelle Kraftwerkskapazitäten aus dem Markt gehen werden und – verbunden mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien – deutliche Marktpreissignale entstehen. Schritte dazu sind beispielweise der Start der Kapazitätsreserve in 2017 sowie der sukzessive Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland bis 2022.

¹ Eine wichtige Ausnahme bildet die Optimierung der Netzentgelte in Form von Spitzenlastmanagement, welches aufgrund der starken finanziellen Anreizwirkung in weiten Teilen der Industrie angewendet wird.

2 DSM-Pilotprojekte der dena

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) hat im Zeitraum 2013 bis 2016 in den beiden süddeutschen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg zwei Pilotprojekte zum Thema „Demand Side Management“ durchgeführt. Die Projekte standen im Zusammenhang mit politischen Diskussionen um den Übertragungsnetzausbau, der eine bessere Verbindung der norddeutschen Erzeugungszentren und der süddeutschen Lastzentren ermöglichen sowie der Öffnung der Regelleistungsmärkte im Jahr 2011 und den damit verbundenen Erlöspotenzialen für Unternehmen dienen soll.

Ziel der beiden Pilotprojekte war es, Unternehmen in Bayern und Baden-Württemberg dabei zu unterstützen, vorhandene Potenziale für flexible Lasten zu erkennen und diese wirtschaftlich zu vermarkten. Gleichzeitig sollte anhand der Praxiserfahrungen ermittelt werden, wie die Ausgestaltung eines Marktes für DSM in Deutschland unterstützt werden kann. Dafür wurden branchenübergreifend die DSM-Potenziale in Unternehmen aus Mittelstand, Industrie und Gewerbe untersucht. Die Unternehmen wurden anschließend dabei unterstützt, die kommerziellen Vermarktungsmöglichkeiten der ermittelten flexiblen Lasten zu prüfen und gegebenenfalls umzusetzen.

2.1 Pilotprojekt DSM Baden-Württemberg

Von Juli 2014 bis Dezember 2016 hat die dena mit Unterstützung des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg ein Pilotprojekt für DSM umgesetzt.

Baden-Württemberg ist eine der am stärksten entwickelten Industrieregionen Deutschlands, daher spielt dort die Frage nach nutzbaren Flexibilisierungspotenzialen eine wichtige Rolle. Das Energiekonzept Baden-Württemberg 2020 sieht vor, den Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Stromerzeugung auf mindestens 20 Prozent zu erhöhen. Durch die Abschaltung von Atomkraftwerken ab 2018 (AKW Philippsburg mit 1,4 GW in 2018 und AKW Neckarwestheim mit 1,3 GW in 2022) und die sukzessive Überführung von Kohlekraftwerken in die Klimareserve entfallen in der Region viele konventionelle Erzeugungskapazitäten. Gleichzeitig benötigt Baden-Württemberg aufgrund seiner Wirtschaftsstärke große Mengen Strom. Vor diesem Hintergrund ist die Analyse des möglichen Beitrags von DSM-Potenzialen in Unternehmen im Bundesland besonders interessant.

Projektbeteiligte

Das Pilotprojekt DSM Baden-Württemberg war interdisziplinär aufgebaut. Um den praxisnahen Projektansatz sowohl aus wissenschaftlicher als auch aus politischer Perspektive zu begleiten, hat die dena verschiedene Akteure eingebunden.

Projektbeirat: Der Projektbeirat als zentrales Steuerungsgremium diente dazu, durch Einbeziehen von Fachbehörden, Netzbetreibern, Fachverbänden und Forschungsinstituten das Projekt fachlich zu unterstützen und inhaltliche Entwicklungsbedarfe bei regulatorischen und prozessbezogenen Themen zu diskutieren. Er setzte sich aus Mitgliedern des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UMBW), des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, der Bundesnetzagentur, der Netzbetreiber sowie verschiedener Verbände zusammen. Aufseiten der Verbände waren der Verband kommunaler Unternehmen e. V., der Verband für Energie- und Wasserwirtschaft Baden-Württemberg e. V. – VfEW, der Landesverband der Baden-Württembergischen Industrie e. V. und der Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI) vertreten.

Wissenschaftliche Begleitforschung: Ergänzend zur marktorientierten und gesetzgeberischen Perspektive wurde das Pilotprojekt durch das Fraunhofer IPA wissenschaftlich begleitet. Ziel war es, die aktuellen Rahmenbedingungen für DSM zu analysieren, Herausforderungen bei der Marktintegration zu identifizieren und Lösungsvorschläge für die weitere Markterschließung zu entwickeln.

DSM-Vermarkter: DSM-Vermarkter spielen bei der Nutzung von DSM-Potenzialen eine zentrale Rolle. Sie stehen Unternehmen unterstützend bei der Potenzialanalyse zur Seite und ermöglichen auch kleineren Unternehmen, ihre Lastverlagerungspotenziale zu vermarkten, indem sie die flexiblen Lasten in sogenannten Pools zusammenfassen. Im Rahmen des Pilotprojekts haben verschiedene DSM-Vermarkter kommerzielle Angebote für die identifizierten DSM-Potenziale erstellt, interessierte Unternehmen weiterführend beraten und teilweise bei der Umsetzung der DSM-Vermarktung begleitet.

Unternehmen: Im Rahmen des Projekts sollten die Lastverlagerungspotenziale von baden-württembergischen Unternehmen analysiert und diese Unternehmen in die Vermarktung begleitet werden. Dafür hat die dena Unternehmen verschiedenster Branchen für die Teilnahme gewonnen und bei der Identifikation und weiterführenden Analyse ihrer DSM-Potenziale begleitet. So konnten durch die Betrachtung realer betrieblicher Anforderungen, Anlagen und Prozesse wichtige Erkenntnisse für die weitere Marktentwicklung gewonnen werden.

2.2 Pilotprojekt DSM Bayern

Von 2013 bis 2016 hat die dena gefördert durch das Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie das Pilotprojekt DSM Bayern durchgeführt. Ziel des Pilotprojekts war es, bayrische Unternehmen dabei zu unterstützen, vorhandene Lastverlagerungspotenziale zu erkennen und erfolgreich zu vermarkten. Mithilfe der im Projekt gewonnenen Erkenntnisse wurden unter Einbindung weiterer Marktakteure Lösungen für identifizierte Problemstellungen sowie praktische Hilfen für die Umsetzung von Demand Side Management entwickelt.

Projektbeteiligte

Im Pilotprojekt wurden unterschiedliche Industrieunternehmen aus Bayern als Projektteilnehmer angeworben, bei der Identifizierung ihrer Flexibilitätspotenziale unterstützt und durch die dena und am Projekt beteiligte Direktvermarkter von Strom bei der möglichen Vermarktung dieser Potenziale begleitet.

Parallel zu diesem praxisbezogenen Vorgehen begleitete ein fachkundiger Projektbeirat das Projekt. Der Projektbeirat setzte sich zusammen aus Industrieunternehmen, DSM-Vermarktern, Technologieanbietern, Stadtwerken, Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern (VNB), der Bundesnetzagentur, dem Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, Verbänden, der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) sowie Vertretern der dena.

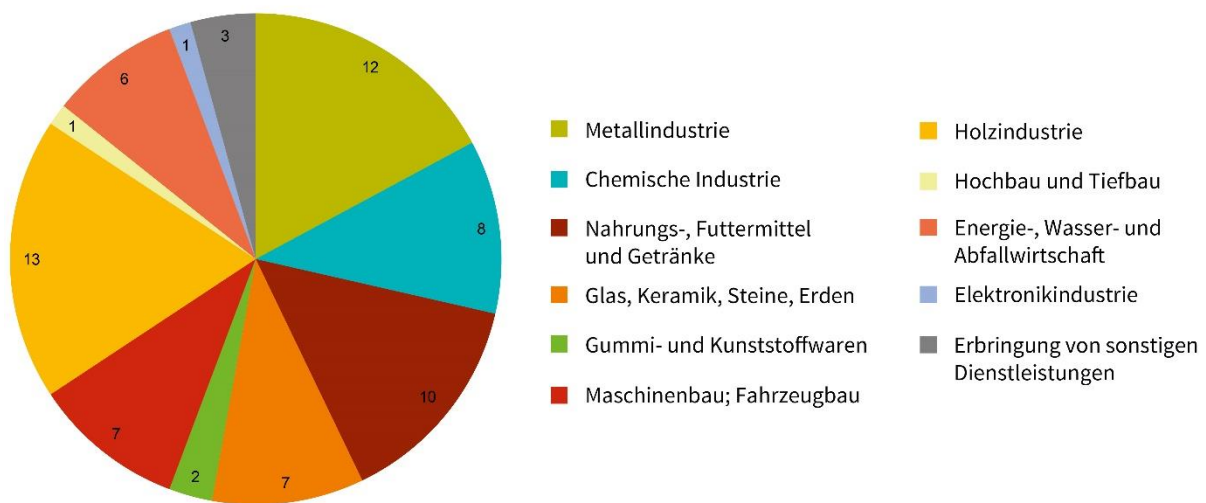
2.3 Ergebnisse der Pilotprojekte

In vielen Unternehmen gibt es DSM-Potenziale. Auch Vermarktungswege für diese Potenziale sind grundsätzlich vorhanden. Die Rahmenbedingungen in den verschiedenen Marktfeldern für Flexibilität sind aber immer noch sehr anspruchsvoll und auf Unternehmen der Energiewirtschaft, wie etwa Kraftwerksbetreiber, zugeschnitten. Dies verhindert eine breitere Marktteilnahme von Unternehmen ohne entsprechende Expertise.

2.3.1 Beteiligte Branchen und Prozesse

Im Rahmen der Pilotprojekte konnte in den Unternehmen eine Vielzahl von geeigneten Prozessen identifiziert werden. Besonders häufig wurden Potenziale für DSM bei mechanischen Verarbeitungs- sowie bei Kälte- und Wärmeprozessen festgestellt. Eine weitere wichtige Erkenntnis war, dass die DSM-Potenziale nicht branchenspezifisch sind. Sie konnten in fast allen Branchen ermittelt werden, unabhängig von der Unternehmensgröße. Ob sich die DSM-Potenziale in der Praxis erschließen lassen, hängt allerdings nicht nur von den Prozessen ab, sondern ebenso von beteiligten Personen, betrieblichen Strukturen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Branchenübersicht und Anzahl der teilnehmenden Unternehmen:



Übersicht und Anzahl der Prozessarten:

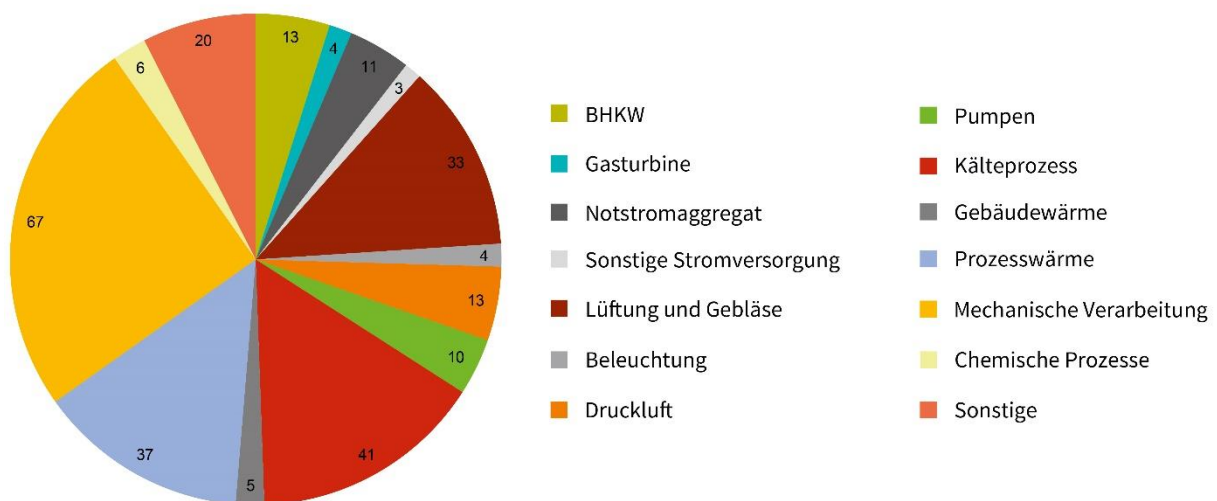


Abbildung 5: Übersicht der beteiligten Branchen und Prozesse in den Pilotprojekten DSM Baden-Württemberg und DSM Bayern

Praxisbeispiel: Flughafen Stuttgart vermarktet Regelenergie

Im Pilotprojekt DSM Baden-Württemberg hat der Flughafen Stuttgart als erstes Unternehmen seine flexiblen Stromlasten vermarktet. Das Unternehmen verfügt neben eigenen Erzeugungsanlagen (BHKW) und Notstromaggregaten auch über eine Reihe von Energiespeichermöglichkeiten. Dazu gehören Wärme- und Kälte-

speicher. Im Rahmen einer Potenzialanalyse wurden die Notstromaggregate, Klimaanlage und das Blockheizkraftwerk auf Steuerungs- und Einsparpotenziale geprüft. Der Einsatz von Kälte- und Lüftungsanlagen ist besonders gut für DSM geeignet, da sie sich kurzzeitig abschalten lassen, ohne dass die Kühlleistung spürbar beeinträchtigt wird. Seit dem 16. Dezember 2015 stellt der Flughafen zunächst 3,2 MW Regelleistung durch Notstromaggregate über das virtuelle Kraftwerk der EnBW Energie Baden-Württemberg AG bereit.

2.3.2 Roadmap DSM

Im Rahmen des Pilotprojekts DSM Bayern hat die dena eine Roadmap entwickelt, die einen Überblick der Herausforderungen gibt und konkrete Handlungsempfehlungen ausspricht:

- Die Herausforderungen der **Informations- und Datenlage** beziehen sich darauf, Unternehmen über Vermarktungsmöglichkeiten von DSM zu informieren und in den Unternehmen prozessspezifische Energiedaten zu erheben, um vorhandene Flexibilitätspotenziale zu ermitteln.
- **Energiewirtschaftliche Herausforderungen** bündeln in erster Linie Herausforderungen bestehender regulatorischer Regelungen der Flexibilitätsmärkte.
- **Betriebswirtschaftliche Herausforderungen** umfassen notwendige Kosten für die Erschließung und Vermarktung von DSM bei Unternehmen sowie die Gegenüberstellung von Kosten und erzielbaren Erlösen.
- **Technische Herausforderungen** ergeben sich, wenn industrielle Prozesse flexibel eingesetzt und geschaltet werden sollen.
- Neben diesen Herausforderungen gibt es weiterhin offene Fragen im Bereich DSM, die sich in den **Forschungsbedarf** einordnen.

Die Roadmap (siehe Abbildung 6) leitet aus den Erfahrungen des Pilotprojekts Handlungsempfehlungen ab, damit die in Deutschland vorhandenen DSM-Potenziale besser erschlossen werden können. Übergeordnetes Ziel der Roadmap ist es, den Handlungsbedarf zu beschreiben, um den in Zukunft erwarteten Flexibilitätsbedarf auch mit flexiblen Lasten erschließen zu können. Die beschriebenen Herausforderungen basieren auf Erfahrungen der teilnehmenden Unternehmen und DSM-Vermarkter bei der Erschließung und Vermarktung von Flexibilitäten, flankiert durch die Projektbegleitforschung und die Erfahrungen und Einschätzungen der Stakeholder im Projektbeirat. Die abgeleiteten Handlungsempfehlungen sind Ergebnis der Diskussion der Herausforderungen und der Erörterung geeigneter Lösungswege in diesem breiten Stakeholderkreis.

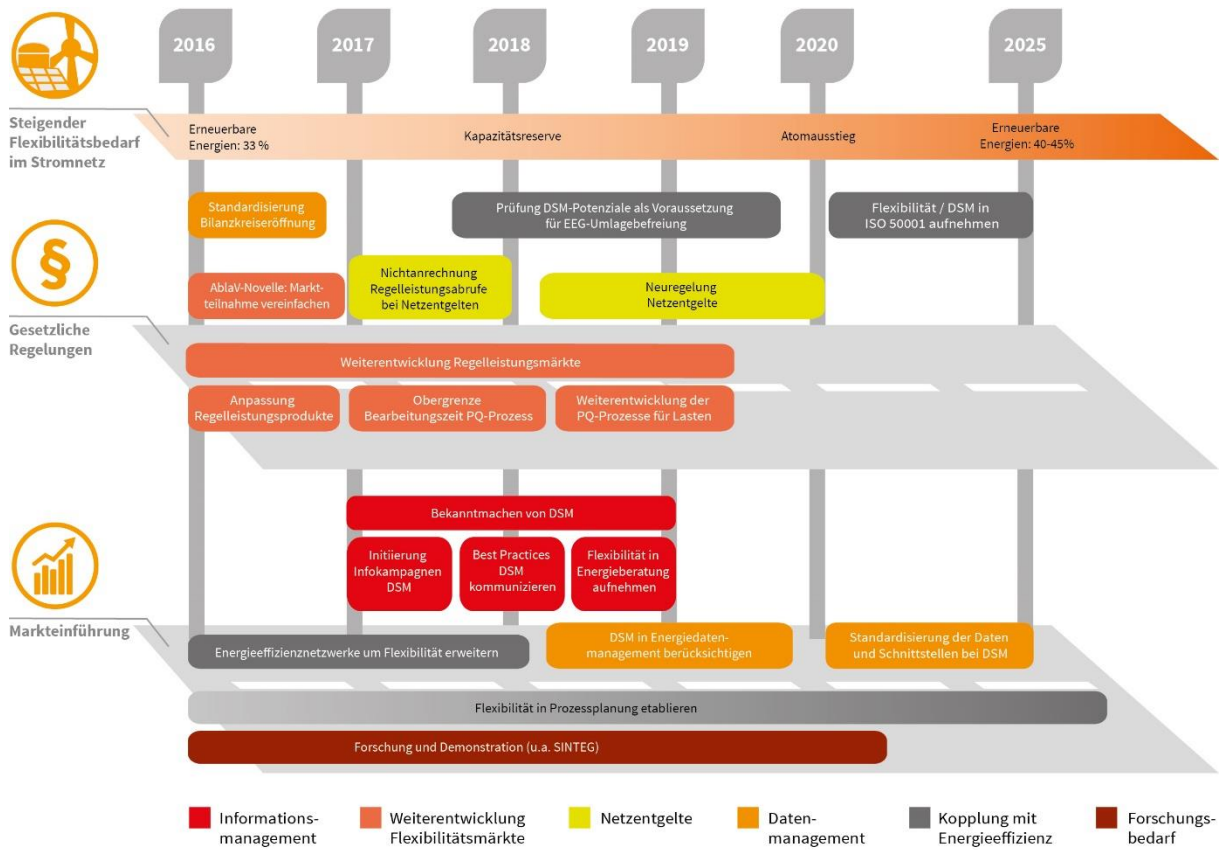


Abbildung 6: Roadmap DSM

2.3.3 Handlungsbedarf

Die Herausforderungen treten in unterschiedlichen Gebieten auf. Basierend auf den Projekterfahrungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern und in enger Abstimmung mit dem Projektbeirat hat die dena für jedes Handlungsfeld Handlungsempfehlungen abgeleitet, um die vorhandenen Herausforderungen bei der Erschließung und Vermarktung von DSM-Potenzialen zu meistern.

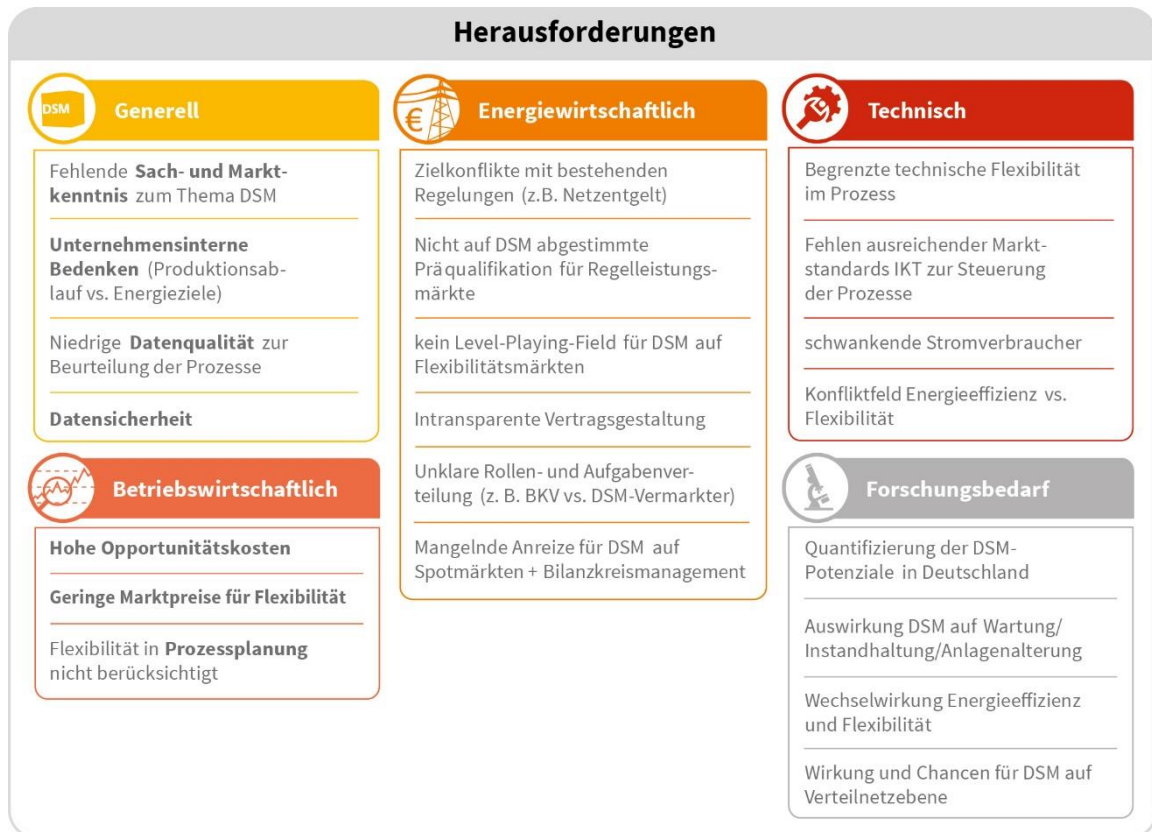


Abbildung 7: Übersicht von DSM-Herausforderungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern

Aus den Erfahrungen des Pilotprojekts DSM Bayern lässt sich folgendes Bild über die aktuelle Marktsituation von DSM in Deutschland ableiten. Die wichtigsten Handlungsempfehlungen, um DSM-Potenziale in Deutschland weiter zu erschließen, sind:

- **Informationskampagnen zu DSM** für Industrieunternehmen durchführen und DSM thematisch in den Austausch **bei Energieeffizienznetzwerken einbeziehen**.
- **Ein Level-Playing-Field**, also gleiche Marktteilnahmevoraussetzungen für alle Flexibilitätsoptionen anstreben und vorhandene Markteintrittsbarrieren abbauen.
- **Aktuelle Netzentgeltsystematik überprüfen, kurzfristig vor allem die besonderen Netzentgelte**, im Hinblick auf ihre gewünschte Wirkung im Kontext der Bereitstellung von Flexibilität und der Erschließung von DSM.
- **DSM-Potenzialprüfung** als Pflicht in BAFA-Anforderungsliste zur EEG-Umlagebefreiung und perspektivisch als Standard in Energieaudits nach DIN EN ISO 50001 aufnehmen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: DSM-Potenziale.....	5
Abbildung 2: DSM-Marktfelder.....	6
Abbildung 3: Zeitliche Einordnung der Regelleistungsprodukte.....	8
Abbildung 4: Akteursübersicht.....	9
Abbildung 5: Übersicht der beteiligten Branchen und Prozesse in den Pilotprojekten DSM Baden-Württemberg und DSM Bayern.....	17
Abbildung 6: Roadmap DSM.....	19
Abbildung 7: Übersicht von DSM-Herausforderungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern.....	20

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Regelleistungsprodukte 7

