



Skript zum Online
Hauptfach- und APMB-Versuch

DEMAND SIDE INTEGRATION

- FLEXIBILISIERUNG DER STROMNACHFRAGE



ANMERKUNG

Mit dem hier angebotenen Online-Versuch im Rahmen des Praktikums sollen im Selbststudium wesentliche Grundlagen zum Verständnis der Optionen zur Flexibilisierung der Nachfrageseite (Demand Side Integration) und ihrer energiewirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeiten vermittelt werden.

Die hierbei erlernten theoretischen Grundlagen und Kenntnisse sollen anhand eines Beispiels angewandt werden. Dabei sind Lösungsvorschläge zu erarbeiten, die online an das IER gesendet und dort – als Voraussetzung für das Testat - geprüft werden.

Inhaltsverzeichnis

1. EINLEITUNG	4
2. ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER KONTEXT	6
2.1 KLIMA- UND ENERGIEPOLITISCHE ZIELE	6
2.2 HERAUSFORDERUNGEN BEI STEIGENDEM ANTEIL ERNEUERBARER ENERGIEN	7
2.3 OPTIONEN ZUR BEREITSTELLUNG VON FLEXIBILITÄT	10
2.4 NUTZEN VON DSI AUS SYSTEMSICHT	11
3. ERMITTLUNG UND BEWERTUNG VON DSI-POTENTIALEN	13
3.1 DEFINITION VON POTENTIALBEGRIFFEN	13
3.2 QUALITATIVE EINORDNUNG VON DSI-ANWENDUNGEN	16
3.3 ERHEBUNG QUANTITATIVER DSI-POTENTIALE UND IHRER CHARAKTERISTIKA	17
3.3.1 <i>Schaltbare Kapazitäten</i>	17
3.3.2 <i>Zeitrestriktionen</i>	20
3.3.3 <i>Ökonomische Charakteristika</i>	23
4. ERLÖSMÖGLICHKEITEN DURCH DSI AUS BETRIEBSSICHT	27
4.1 NETZENTGELTREDUKTION	27
4.2 EIGENVERBRAUCHSOPTIMIERUNG	28
4.3 VERORDNUNG ZU ABSCHALTbaren LASTEN	28
4.4 REGELLEISTUNGSMARKT	28
4.5 GROßHANDELSMARKT	29
4.6 BILANZKREISMANAGEMENT	29
4.7 NETZENGPASSMANAGEMENT	29
5. ZUSAMMENFASSUNG	30
6. LITERATURVERZEICHNIS	
FEHLER! TEXTMARKE NICHT DEFINIERT.	

1. Einleitung

Seit der Entdeckung des dynamoelektrischen Prinzips und dem Beginn der Elektrizitätserzeugung in größerem Stil in der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts hat sich die Anzahl und Vielfalt der genutzten Stromanwendungen erheblich vergrößert. Heute sind elektrische Verbraucher aus vielen Bereichen des täglichen Lebens nicht mehr wegzudenken, sei es im Haushalt, in der Arbeitsumgebung oder im Mobilitätsbereich. Diese Entwicklung ist zum einen der hohen Innovationskraft im Bereich der Elektrogeräte sowie der dazugehörigen Dienstleistungen und zum anderen dem über viele Jahrzehnte gewachsenen Stromversorgungssystem zu verdanken.

Als Konsequenz dieser Entwicklung müssen sich die meisten Menschen in Deutschland praktisch keine Gedanken über die Herkunft des Stroms machen, da er rund um die Uhr zu meist einheitlichen Tarifen bequem zur Verfügung steht. Das Nachfrageverhalten wird damit auch weitgehend unelastisch an den Strommärkten abgebildet. Stromanwendungen sind jedoch nicht per se unelastisch. Eine Vielzahl von Verbrauchern ist prinzipiell nicht an exakte Zeiträume für deren Betrieb gebunden und hat daher Freiheitsgrade für eine flexiblere Betriebsweise.

Bislang fehlte die Notwendigkeit, diese vorhandenen Freiheitsgrade auszunutzen¹ bzw. zusätzliche verbraucherseitige Flexibilität zu erschließen. Die historisch gewachsene Architektur des Stromsystems ermöglicht jederzeit die bedarfsgerechte Deckung der Nachfrage. Dies ist insbesondere auf die flexible Einsatzmöglichkeit der thermischen Kraftwerke - als bislang vorherrschender Erzeugungstechnologie - zurückzuführen.

Unter den Vorzeichen des Umwelt- und Klimaschutzes, der technischen Fortschritte, insbesondere im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung und der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), sowie der Entwicklung des Nutzerverhaltens mit zunehmendem Autonomiestreben, durchläuft das deutsche Stromsystem einen historischen Transformationsprozess mit zunehmender Dynamik. Eine prägende Bedeutung kommt dabei der stetig anwachsenden Stromeinspeisung aus verteilten und dargebotsabhängigen erneuerbaren Quellen zu. In Folge dessen verringert sich die vorhandene Flexibilität auf der Erzeugungsseite kontinuierlich.

Das Stromversorgungssystem in Deutschland ist im weltweiten Vergleich gekennzeichnet durch einerseits ein exzellentes Niveau der Versorgungssicherheit, gemessen beispielsweise an der mittleren Nichtverfügbarkeit von Netzkunden (System Average Interruption Index

¹ In Industriebetrieben mit registrierender Leistungsmessung sind Lastmanagementsysteme zwar verbreitet, diese werden jedoch in der Regel rein innerbetrieblich eingesetzt.

SAIDI), andererseits aber auch durch bereits heute sehr hohe Systemkosten, gemessen an den Strompreisen für Industrie- und Haushaltskunden (Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA) 2015). Um den beschriebenen Transformationsprozess erfolgreich zu gestalten und dabei die hohe Versorgungsqualität mindestens zu erhalten sowie den weiteren Anstieg der Systemkosten möglichst zu begrenzen, werden innovative Ansätze auf Ebene der Marktakteure und des regulatorischen Rahmens benötigt.

Einen solchen Ansatz stellt die konsequente Nutzung der genannten Freiheitsgrade zur Flexibilisierung dar, die auf der Nachfrageseite bereits bestehen oder noch geschaffen werden können. Die gezielte Beeinflussung der Nachfrage geeigneter Stromanwendungen wird in diesem Skript als Demand Side Integration (DSI) bezeichnet (vgl. (Apel et al. 2012)) und steht im Mittelpunkt der Betrachtung. Ausgangshypothese ist, dass es in substantiellem Umfang Stromverbraucher gibt, die mit vergleichsweise geringem Erschließungs- und Nutzungsaufwand in hinreichendem Maß flexibel eingesetzt werden können, sodass ihre energiewirtschaftliche Nutzung sowohl aus Systemsicht als auch betriebswirtschaftlich erhebliche Vorteile bietet – gerade auch im Vergleich zu alternativen Optionen zur Systemflexibilisierung. Konzepte zur Einbeziehung der Nachfrageseite in energiewirtschaftliche Planungen entstanden ursprünglich in den USA unter dem Eindruck der ersten Ölpreiskrise 1973 und werden seitdem mit zunehmender Intensität erforscht. Während ursprünglich integrierte Planungsansätze im Fokus standen (vgl. (Rüffler 2000)), spielen DSI-Konzepte in jüngerer Zeit eine immer wichtigere Rolle bei der Systemintegration zunehmender Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien (vgl. (Stadler 2005)).

Das vorliegende Skript gliedert sich in fünf Abschnitte. Der zweite Abschnitt geht auf energiewirtschaftliche Entwicklungen und die Bedeutung von DSI-Optionen im Kontext der Transformation des Energiesystems ein. Abschnitt drei führt wesentliche Kriterien zur Segmentierung und Bewertung von DSI-Potentialen ein und erläutert eine Systematik zu Erhebung der verschiedenen relevanten Größen aus Systemperspektive. In Abschnitt vier werden mögliche Erlöschancen durch die Nutzung von DSI-Potentialen aus betrieblicher Sicht² im gegenwärtigen regulatorischen Rahmen beschrieben, schließlich erfolgt eine Zusammenfassung.

² Fokus auf Unternehmen mit registrierender Leistungsmessung (Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistung), da hier im heutigen Marktrahmen deutlich höhere Chancen auf eine wirtschaftliche Nutzung von DSI-Potentialen bestehen als bei Kleinverbrauchern wie Haushalten.

2. Energiewirtschaftlicher Kontext

Als Ausgangspunkt der Untersuchung wird zunächst auf die klima- und energiepolitischen Ziele der deutschen Bundesregierung und die sich daraus ergebenden Herausforderungen hinsichtlich der Systemintegration erneuerbarer Energien eingegangen.

2.1 Klima- und energiepolitische Ziele

In ihrem Energiekonzept von 2011 zeichnet die deutsche Bundesregierung die Vision eines bis zum Jahr 2050 weitgehend dekarbonisierten Energieversorgungssystems (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2010). Gleichzeitig soll bis 2022 der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie erfolgen. Wesentliche Säulen zur Erreichung einer klimafreundlicheren und nachhaltigeren Energieversorgung in Deutschland sollen zum einen die Erhöhung der Energieeffizienz und zum anderen der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien sein. Dabei wurden verschiedene quantitative Ziele festgelegt. Unter anderem soll

- der Ausstoß an Treibhausgasen, gemessen in CO₂-Äquivalenten, bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80 bis 95 % im Vergleich zu 1990 reduziert,
- der Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 % gegenüber 2008 verringert,
- der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 % und bis 2050 auf 60 % erhöht, sowie
- der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf 35 % und bis 2050 auf 80 % gesteigert werden (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 2010).

Gleichzeitig bestehen weitere quantitative Ziele auf anderen administrativen Ebenen, die beispielsweise durch das Klima- und Energiepaket 2030 der Europäischen Union oder durch das integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept des Bundeslandes Baden-Württemberg vorgegeben sind. Neben den genannten quantitativen Zielen sind die in § 1(1) des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) beschriebenen qualitativen Ziele energiepolitisch maßgeblich: es wird eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas angestrebt, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Diese qualitativen Ziele werden in der öffentlichen Diskussion häufig zu einem „energiepolitischen Zieldreieck“ aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit zusammengefasst, wobei zunehmend auch die Bedeutung eines vierten Aspekts betont wird, der in der Mitte des

„Zieldreiecks“ verortet werden kann: die gesellschaftliche Akzeptanz (vgl. (Hauff et al. 2011)).

2.2 Herausforderungen bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien

Zur Erreichung der beschriebenen energiepolitischen Ziele kommt der Steigerung der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik (PV) eine tragende Rolle zu. Gefördert durch Einspeisetarife haben diese sich bereits seit Anfang der 1990er Jahre von einem Nischendasein zu relevanten Elementen des deutschen Energiesystems entwickelt. Im Jahr 2015 war der Beitrag erneuerbarer Energien an der Deckung des Bruttostromverbrauchs mit knapp 33 % größer als der von Braunkohle, Steinkohle, Erdgas oder Kernenergie. Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien hat sich dabei seit 1990 fast verzehnfacht (Graichen et al. 2016).

Abb. 1 zeigt, wie sich der Trend bei der Stromerzeugung in Zukunft fortsetzen könnte, falls die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erreicht werden. Dargestellt sind links die prognostizierte Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazität und rechts der Stromerzeugung in Deutschland bis ins Jahr 2050, sortiert nach Energieträgern.

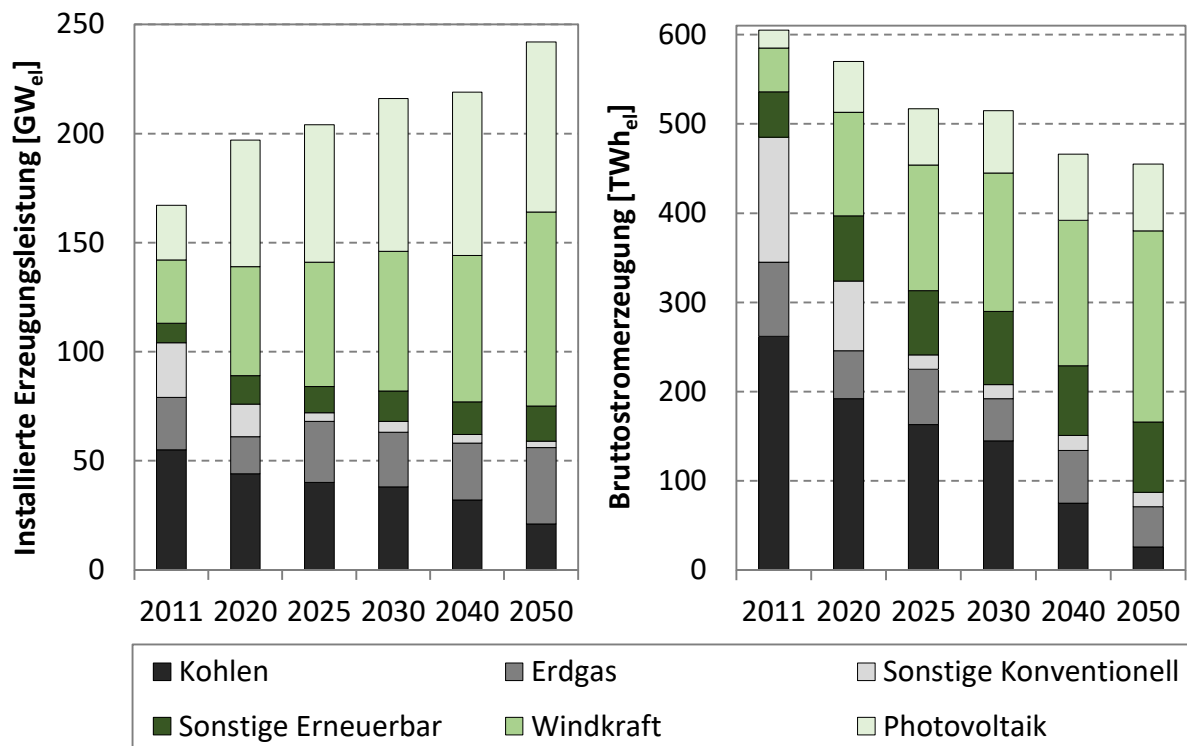


Abb. 1: Entwicklung der installierten Erzeugungsleistung und der Bruttostromerzeugung in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2050

Die zugrundeliegenden Daten sind dem Zielszenario der Energierferenzprognose (Schlesinger et al. 2014) entnommen. Demnach ist zu erwarten, dass sich der Wachstumstrend bei

Wind und PV in den kommenden Jahren und Jahrzehnten weiter fortsetzen wird und gleichzeitig konventionelle Kraftwerkskapazitäten kontinuierlich aus dem Markt verschwinden werden.

Diese Entwicklung hat deutliche Auswirkungen auf die Ganglinie der Residuallast, die sich als Differenz zwischen Verbraucherlast und volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energien ergibt. Neben weiteren Einflussfaktoren, wie dem Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze in Deutschland oder den Grenzkuppelstellen im europäischen Binnenmarkt, werden die zukünftigen Anforderungen an das Elektrizitätssystem wesentlich durch die Entwicklung der Residuallast bestimmt (vgl. (Peek und Diels 2016)).

Abb. 2 verdeutlicht die grundlegende Veränderung im Jahresverlauf der Residuallast in Deutschland bei weiter stark steigender Einspeisung aus Wind und PV. Dargestellt sind die Jahresverteilung der historischen Residuallast aus dem Jahr 2014 sowie ein Ausblick auf eine Situation mit 80 % Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, die sich nach politischer Zielsetzung um das Jahr 2050 einstellen könnte³. Das Wetterjahr ist analog zu 2014 gewählt. Klar erkennbar nehmen Situationen mit sehr niedriger bis deutlich negativer Residuallast (grün im Diagramm) zu, während Situationen mit hoher Residuallast (rot im Bild) aufgrund des geringen Kapazitätsbeitrags von Wind und PV weiterhin auftreten.

Zwar kommt es heute auch in Situationen mit geringer Stromnachfrage und hohem Dargebot aus Wind und Sonne noch nicht zu einer systemweiten Überdeckung der Nachfrage durch die Einspeisung erneuerbarer Energien. In den Verteilnetzen ergibt sich jedoch in besonders windkraft- und PV-reichen Gebieten mit geringen Lasten bereits ein anderes Bild, da lokale Überschüsse aufgrund von Netzengpässen nicht immer abtransportiert werden können (vgl. (Bundesnetzagentur (BNetzA) und Bundeskartellamt (BKartA) 2015)).

Neben ausgeprägteren Extremwerten ist zukünftig auch von einem häufigeren Auftreten zunehmend steiler Gradienten in der Residuallast auszugehen. Die partielle Sonnenfinsternis am 20. März 2015 in Teilen Europas gab einen Vorgeschmack, welche Herausforderungen dies für den stabilen Netzbetrieb bedeutet. Die minutenschnelle Änderung der Einspeiseleistung von ca. 1,5 Millionen PV-Anlagen in Deutschland konnte letztlich sicher bewältigt werden, da sich die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) frühzeitig vertraglich mit ausreichend Regelleistung abgesichert haben und die Strommärkte hinreichend flexibel reagiert haben (vgl. (Redl und Praetorius 2015)).

³ Dabei ist hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung von Stromnachfrage und installierten Erzeugungskapazitäten der Entwicklungspfad aus dem Zielszenario von /Schlesinger et al. 2014/ unterstellt.

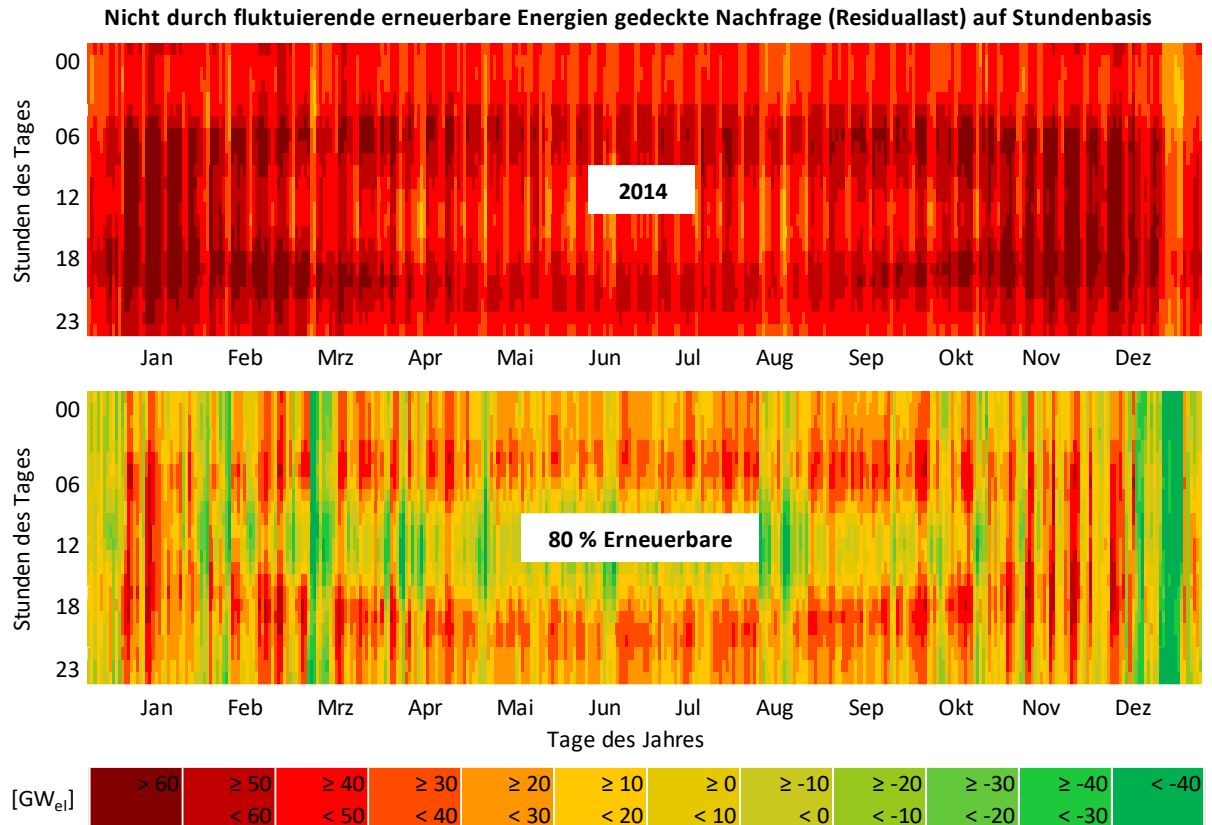
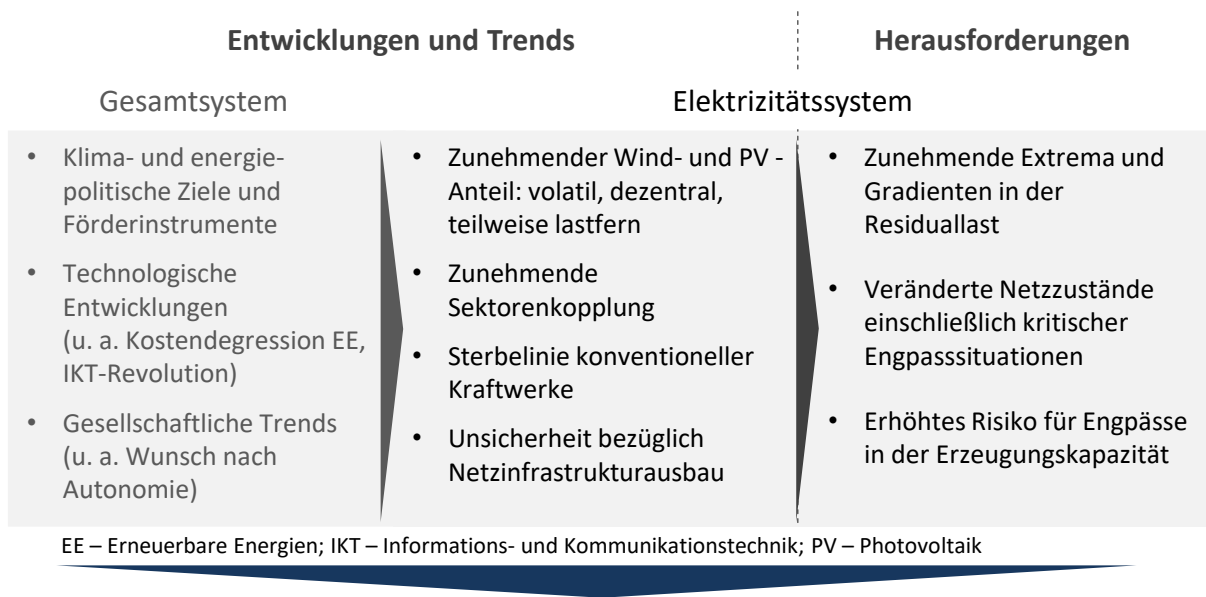


Abb. 2: Jahresverteilung der Strom-Residuallast im Jahr 2014 sowie bei analogem Wetterjahr für eine Situation mit 80 % Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

Bei regelbaren Kraftwerken ist in den kommenden Jahren aus zwei wesentlichen Gründen mit einem kontinuierlichen Rückgang der Erzeugungskapazitäten zu rechnen. Zum einen verschwinden bis 2022 in Folge des beschlossenen Kernenergieausstiegs über 10 GW_{el}, insbesondere in Süddeutschland, aus dem Markt. Zum anderen können konventionelle Kraftwerke aufgrund ihrer im Vergleich zu erneuerbaren Energien höheren Grenzkosten sowie des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien im Mittel immer weniger Volllaststunden realisieren. Dies wird in der Literatur auch als Merit-Order-Effekt oder Compression-Effect bezeichnet (vgl. z. B. (Sensfuß et al. 2008), (Nicolosi und Fürsch 2009)).

Das Beschriebene lässt erkennen, dass die Umstellung eines großen Teils der Stromversorgung von überwiegend zentralen und dargebotsunabhängigen konventionellen Kraftwerken auf überwiegend dezentrale und dargebotsabhängige erneuerbare Erzeugungsanlagen bei verstärkter Sektorkopplung starke strukturelle Veränderungen verursacht. Zunehmende Extrema und Gradienten in der Residuallast, veränderte Netzzustände einschließlich kritischer Engpasssituationen sowie ein erhöhtes Risiko für Engpässe in der Erzeugungskapazität stellen wesentliche Herausforderungen dar. Es entsteht ein zunehmender Bedarf nach Flexibilität auf allen Ebenen des Elektrizitätssystems (siehe Abb. 3).



Bedarf nach Flexibilität auf allen Ebenen

Abb. 3: Entwicklungen, Trends und Herausforderungen im Elektrizitätssystem

2.3 Optionen zur Bereitstellung von Flexibilität

Bestehende Studien kommen zu dem Ergebnis, dass eine Umstellung des deutschen Stromsystems auf bis zu 100 % Anteil erneuerbarer Energien mit heute verfügbaren Technologien und unter Wahrung einer akzeptablen Versorgungssicherheit technisch machbar wäre (vgl. (Henning und Palzer 2012), (Faulstich et al. 2011), (Klaus et al. 2010)). Die zentrale und nach wie vor unbeantwortete Frage ist jedoch, wie die Systemintegration weiterhin stark steigender Einspeisung aus Wind und PV möglichst effizient im Sinne des gesellschaftlichen Gesamtaufwands erreicht werden kann. Heute großtechnisch eingesetzte Technologien zum Ausgleich von Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage, die sich im Stromsystem stets die Balance halten müssen, sind regelbare Kraftwerke, Pumpspeicher, Übertragungs- und Verteilnetze. Diese Technologien werden auch zukünftig eine wesentliche Rolle spielen, allerdings ist ihr weiterer Ausbau aus ökonomischen, ökologischen und gesellschaftlichen Gründen begrenzt.

Zur Bereitstellung von Flexibilität stehen im Stromsystem verschiedene Optionen mit unterschiedlichen Einsatzbereichen und Charakteristika zur Verfügung (vgl. z. B. (Lund et al. 2015)). Abb. 4 zeigt eine Übersicht relevanter Optionen, die den Bereichen Erzeugung, Netze, Verbraucher, Speicher sowie Sektorenkopplung zugeordnet sind. Eine weitere Unterscheidung besteht in der Lokalisierung in zentralen oder verteilten Strukturen.

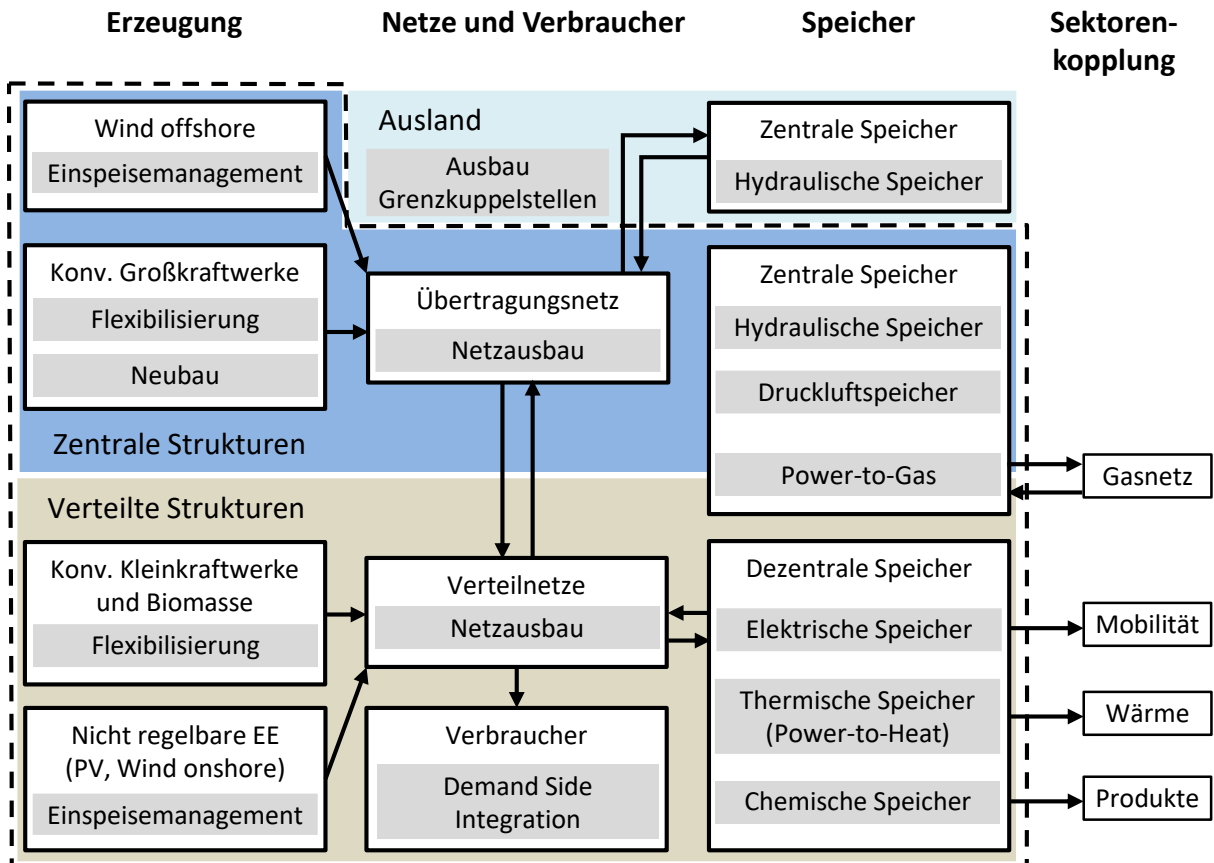


Abb. 4: Übersicht über Optionen zur Flexibilisierung des Elektrizitätssystems

2.4 Nutzen von DSI aus Systemsicht

Das vorliegende Skript fokussiert die bisher noch kaum ausgeschöpften Flexibilitätsressourcen der Nachfrageseite, die hier unter DSI zusammengefasst werden. DSI stellt aufgrund des sehr hohen technischen Potentials sowie des häufig geringen Erschließungsaufwands mit lediglich anfallenden Investitionen in IKT mutmaßlich eine vielversprechende Option zur Systemflexibilisierung dar. Weitere Vorteile ergeben sich aus der regionalen Verteilung von DSI-Potentials, die eine Flexibilitätsbereitstellung sowohl auf systemweiter als auch auf lokaler Ebene erlaubt⁴. Die Arbeit baut auf der Annahme auf, dass es genügend Stromverbraucher gibt, die mit vergleichsweise geringem Erschließungs- und Nutzungsaufwand in hinreichendem Maß flexibel eingesetzt werden können, sodass ihre energiewirtschaftliche Nutzung sowohl aus Systemsicht als auch betriebswirtschaftlich überzeugende Vorteile bietet. Wie aus Abb. 5 ersichtlich, können DSI-Potentials in drei Bereichen des Elektrizitätssystems nutzenbringend eingesetzt werden. Erstens beeinflussen sie den Bilanzausgleich zwischen Stromangebot und Stromnachfrage im Bilanzkreissystem und am Großhandelsmarkt

⁴ Hierbei ist die Einschränkung zu treffen, dass nicht in allen relevanten Gebieten, beispielsweise in ländlichen Gebieten mit hohen Wind- und PV-Anteilen aber wenig Industrie und Gewerbe, geeignete Verbraucher zu finden sind (vgl. Büchner et al. 2014).

für Strom. Zweitens wirken sie bei der Bereitstellung von Reservekapazitäten im Rahmen von Systemdienstleistungen, als Momentanreserve oder Regelleistung. Drittens können DSI-Optionen einen Beitrag zur Netzentlastung durch Bereitstellung von Kapazitäten für das Engpassmanagement auf Übertragungs- und Verteilnetzebene leisten.

Werden in den drei genannten Bereichen DSI-Potentiale eingesetzt, die die technischen Anforderungen zuverlässig und mit möglichst geringem Kostenaufwand erfüllen, leisten sie einen Beitrag zur sicheren und kostengünstigen Strombereitstellung. Dabei können sich DSI-Potentiale einerseits positiv auf die Systembetriebskosten auswirken, da eine effizientere Lastdeckung bei vorteilhafteren Betriebspunkten der Erzeugungseinheiten und eine günstigere Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung oder Netzengpassmanagement möglich werden. In Bezug auf erneuerbare Stromerzeugung könnte der Marktwert von EE-Anlagen durch eine veränderte Struktur der Marktpreise für Strom erhöht und der Abregelungsbedarf im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen verringert werden (vgl. z. B. (Winkler et al. 2015), (Critz et al. 2013)).

Nutzen durch geeignete DSI-Potentiale aus Systemsicht:

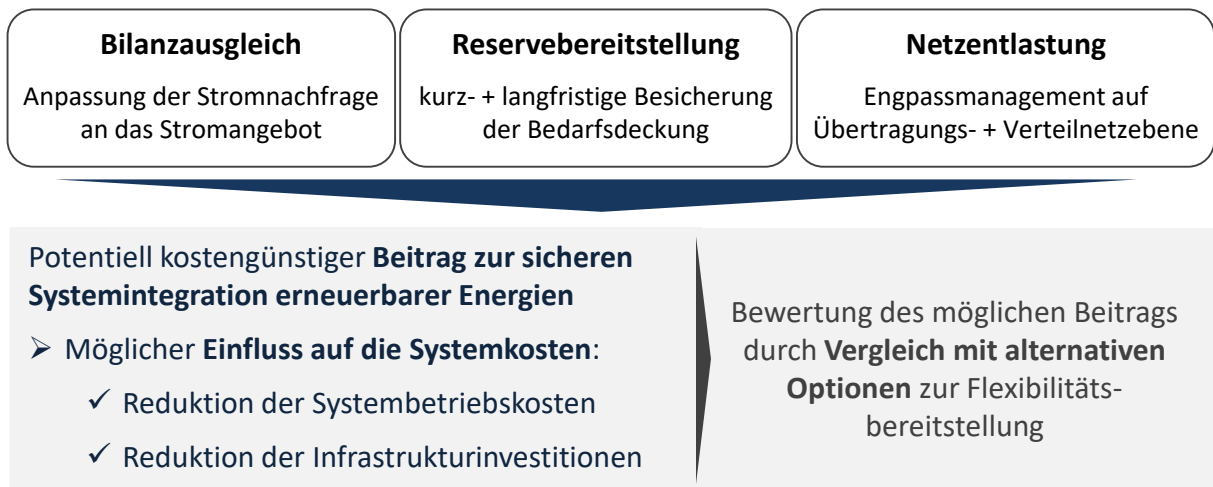


Abb. 5: Nutzen durch geeignete DSI-Potentiale aus Systemsicht

Andererseits kann die Erschließung und Nutzung von vergleichsweise günstigen DSI-Optionen den Bedarf für Neuinvestitionen in die Energieinfrastruktur reduzieren, indem Kapazitäten an Backup-Kraftwerken, Stromspeichern oder Leitungen eingespart bzw. der Zeitpunkt ihres Zubaus nach hinten verschoben werden kann (vgl. z. B. (Strbac 2008)). Auf diese Weise kann DSI einen substantiellen Beitrag zur Erreichung der verschiedenen in § 1(1) EnWG definierten Ziele⁵ leisten.

⁵ möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität

3. Ermittlung und Bewertung von DSI-Potentialen

Um belastbare Aussagen zu den Möglichkeiten von DSI im Rahmen der weiteren Entwicklung des Energiesystems in Deutschland treffen zu können, ist eine detaillierte Kenntnis der zur Verfügung stehenden Potentiale notwendig. Wesentliches Ziel der Potentialbestimmung ist die Segmentierung von Verbrauchern hinsichtlich der unter realen Bedingungen technisch und wirtschaftlich am besten geeigneten Potentiale für konkrete Nutzungsformen im Energiesystem. Die für eine DSI-Analyse relevanten Daten sind in Abb. 6 verdeutlicht. Diese sind - neben der schaltbaren Kapazität in positiver oder negativer Richtung – Informationen zu Verfügbarkeit und Zeitrestriktionen sowie Erschließungs- und Nutzungsaufwand von DSI-Potentialen.

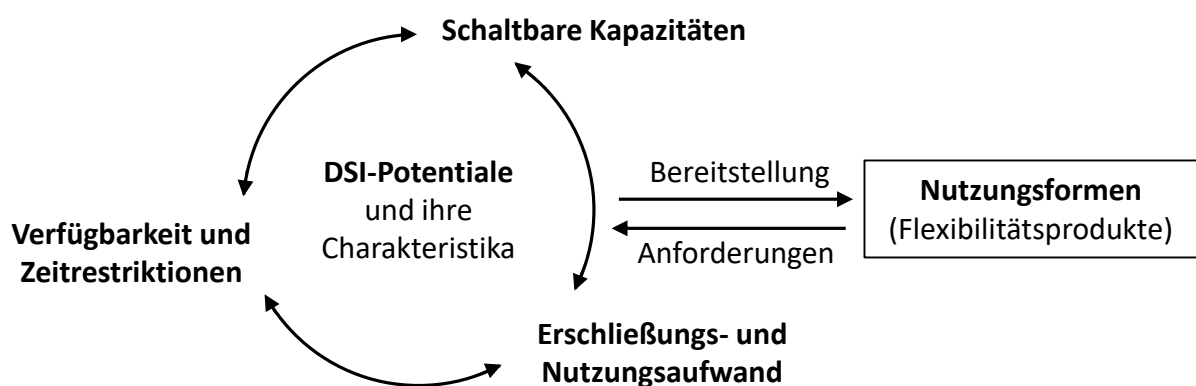


Abb. 6: Übersicht zur Charakterisierung von DSI-Potentialen

Zunächst wird auf die Definition von Potentialbegriffen und Zielgrößen eingegangen. Anschließend werden die Zielgrößen zur Bewertung von DSI-Potentialen und das Vorgehen zu ihrer Bestimmung beschrieben.

3.1 Definition von Potentialbegriffen

Analog zu den Erzeugungspotentialen auf Basis erneuerbarer Energiequellen oder der Klassifizierung von Energieeffizienzpotentialen sind bei der Bewertung von DSI-Optionen verschiedene Potentialbegriffe abzugrenzen. Abb. 7 gibt dazu einen Überblick.

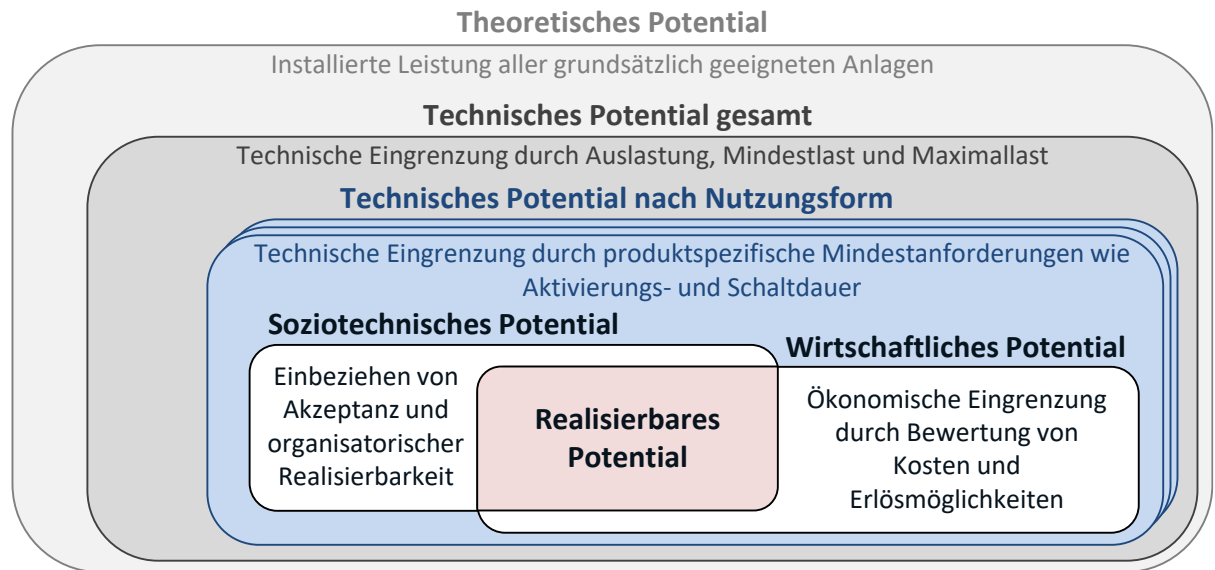


Abb. 7: Abgrenzung der Potentialbegriffe

Im Rahmen dieses Skripts wird das *theoretische DSI-Potential* als installierte elektrische Leistung aller grundsätzlich für DSI geeigneten technischen Anlagen definiert. Beim theoretischen DSI-Potential wird nicht nach Schaltung in positiver oder negativer Richtung unterschieden, da theoretisch die volle Leistung in beide Richtungen geschaltet werden könnte. In der Praxis ist aufgrund eines zu einem definierten Zeitpunkt festgelegten Betriebspunkts nur eine Schaltung in eine Richtung oder eine Schaltung mit einem Teil der Leistung in beide Richtungen möglich.

Bei einem *technischen DSI-Potential* werden technische Restriktionen hinsichtlich einer Mindest- und Maximallast sowie der häufig typzeitraumabhängige Betriebspunkt der jeweiligen DSI-Option in Abgrenzung zum theoretischen DSI-Potential einbezogen. Dabei wird das Schaltpotential in positiver oder negativer Richtung differenziert. Als Schaltung in positiver Richtung wird die Reduktion des Stromverbrauchs oder die Erhöhung der Stromeinspeisung bezeichnet, als Schaltung in negativer Richtung die Erhöhung des Stromverbrauchs oder die Reduktion der Stromeinspeisung.

Abb. 8 veranschaulicht die technischen Möglichkeiten zur Bereitstellung eines DSI-Potentials durch Stromverbraucher.



Abb. 8: Erbringungsmöglichkeiten für Lastreduktion und Lasterhöhung

Das technische DSI-Potential kann in Bezug auf konkrete Nutzungsformen, wie beispielsweise die Flexibilitätsvermarktung im Rahmen konkreter Produkte am Großhandels- oder Regelleistungsmarkt, näher definiert werden. Dazu werden technische Anforderungen dieser Nutzungsformen wie die maximale Aktivierungsdauer oder die minimale Schaltdauer berücksichtigt.

Unter dem *soziotechnischen DSI-Potential* versteht (Langrock et al. 2015) eine Teilmenge des technischen Potentials, das neben den rein technischen Aspekten auch die individuelle Perspektive der Anlagenbetreiber widerspiegelt und somit wirtschaftliche und logistische Rahmenbedingungen sowie subjektive Einschätzungen berücksichtigt. Bei (Styczynski und Sauer 2015) werden in diesem Kontext Realisierbarkeits- und Akzeptanzfaktoren beschrieben.

Eine eingeschränkte Realisierbarkeit kann bei industriellen Produktionsprozessen u. a. folgende Ursachen haben: Lieferverpflichtungen, Befürchtung einer negativen Rückkopplung auf Produktqualität oder Anlagenlebensdauer, fehlende Mitarbeiterressourcen, mangelnde Liquidität für Investitionen, Präferenz für Opportunitäten oder Vorbehalte gegen externes Eingreifen in die Prozesssteuerung. Hinzu kommen Hemmnisse, die durch den regulatorischen Rahmen bzw. das Marktdesign bedingt sind. Für die Abschätzung soziotechnischer DSI-Potentiale sind empirische Erhebungen eine wesentliche Grundlage.

Das *wirtschaftliche DSI-Potential* ist ebenfalls eine Teilmenge des technischen Potentials und kennzeichnet sich durch Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu alternativen Optionen. Dabei ist zwischen der betriebswirtschaftlichen und der volkswirtschaftlichen Perspektive zu unterscheiden. Das *realisierbare DSI-Potential* ergibt sich schließlich als Schnittmenge des soziotechnischen und des wirtschaftlichen DSI-Potentials und stellt ein Maß des zu erwartenden tatsächlich leistbaren Beitrags von DSI-Potentialen dar (vgl. (Roon und Gobmaier 2010)).

3.2 Qualitative Einordnung von DSI-Anwendungen

Eine qualitative Einordnung typischer Stromanwendungen in Bezug auf DSI-relevante Eigenschaften erfolgt entsprechend den genannten Zielgrößen schaltbare Kapazität, Verfügbarkeit, Erschließungs- und Nutzungsaufwand (vgl. Tab. 1). Zeitrestriktionen sind dabei aufgrund ihrer Heterogenität innerhalb der dargestellten Anwendungsbereiche nicht schematisch erfasst. Wesentliche Zusammenhänge, die dabei deutlich werden, sind zum einen der Einfluss der schaltbaren DSI-Kapazität je Standort auf den spezifischen Erschließungsaufwand. Je höher die flexibilisierbare Bezugsleistung eines Stromabnehmers und je besser der bestehende Ausstattungsgrad mit notwendiger IKT ist, desto spezifisch günstiger wird die Aktivierung für DSI. Beides hängt in hohem Maß mit der Standortgröße zusammen, die von Großbetrieben zu Privathaushalten abnimmt. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass sich dieser Zusammenhang zukünftig merklich relativieren könnte, wenn durch IKT-Standardisierung sowie neue Produkte und Dienstleistungen im Smart-Energy-Bereich Kleinverbraucher günstiger für DSI erschlossen werden können, als dies heute der Fall ist.

Tab. 1: Qualitative Einordnung von Stromanwendungen hinsichtlich ihrer DSI-Eignung

	Anwendungsbereich	Schaltb. Kapazität je Standort	Verfügbarkeit	Spez. Erschließungsaufwand	Nutzungsaufwand
Produktionsprozesse	Stromintensive Industrie	Sehr hoch	Sehr hoch (nur Lastreduktion)	Gering / bereits erschlossen	Prozessbeeinträchtigung
	Sonstige Industrie	Hoch	Je nach Betriebsweise	Relativ gering	
Querschnittstechnologien	Große Betriebe (Industrie, GHD)	Hoch	Je nach Betriebsweise /Witterung	Relativ gering	Idealerweise keine Beeinträchtigung
	Mittelgroße Betriebe	Relativ gering		Relativ hoch (Stand heute)	
	Kleine Betriebe, Haushalte	Gering		Hoch (Stand heute)	

Grün – günstig; Orange – bedingt günstig; Rot – ungünstig für DSI-Nutzung

Zum anderen beeinflussen der typische Betriebsmodus und die Auslegung eines Stromverbrauchers seine Verfügbarkeit und den Nutzungsaufwand für DSI. Bei stromintensiven Produktionsprozessen wird aufgrund ihrer Kapitalintensität und ihrer Bedeutung für die Wertschöpfung am jeweiligen Standort, meist Vollauslastung angestrebt, sofern dies die konjunkturelle Situation zulässt (vgl. z. B. (Essers 2015)). Damit verbunden ist häufig eine sehr hohe mögliche Verfügbarkeit für die Leistungsbereitstellung für Lastabschaltungen, beispielsweise im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) oder der Regelleistungsmärkte.

Gleichzeitig ist der Nutzungsaufwand aufgrund möglicher Prozessbeeinträchtigungen und entsprechender Opportunitätskosten typischerweise hoch.

3.3 Erhebung quantitativer DSI-Potentiale und ihrer Charakteristika

Abb. 9 ordnet den zu analysierenden Bereichen schaltbare Kapazitäten, Verfügbarkeit und Zeitrestriktionen sowie Erschließungs- und Nutzungsaufwand konkrete Zielgrößen zu. Diese werden in diesem Abschnitt inklusive Unsicherheiten, Regionalisierung und zukünftiger Entwicklung quantifiziert. In der linken Spalte der Abbildung sind wesentliche Parameter erfasst.

Zu erhebende Parameter	Zielgrößen
<ul style="list-style-type: none"> - Installierte Leistung - Min. und max. Last - Auslastung - Aktivierungsdauer und Schaltdauer (Abgleich mit Produkthanforderungen) - Schalthäufigkeit - Soziotechnische Realisierbarkeit - Standortspezifische Kapazität und Ausstattungsmerkmale - Bedeutung Stromverbrauch in Wertschöpfungsstruktur - ... 	<p>mit Berücksichtigung von</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Schaltbare Kapazitäten <ul style="list-style-type: none"> - in positiver Richtung $P_{pos}(t)$ - in negativer Richtung $P_{neg}(t)$ ✓ Verfügbarkeit & Zeitrestriktionen <ul style="list-style-type: none"> - Schaltdauer d_s - Verschiebedauer d_v - Kumulierte Schaltdauer d_{kum} ✓ Erschließungs- & Nutzungsaufwand <ul style="list-style-type: none"> - Investitionskosten c_{inv} - Fixe Betriebskosten c_{fix} - Variable Kosten c_{var} - Bereitstellungskosten c_{Ber} <p> ✓ Unsicherheiten $\pm F$ ✓ Regionalisierung $\sum_{r \in R}$ ✓ Zukünftiger Entwicklung heute → 80 % EE </p>

Abb. 9: Zielgrößen und zu ihrer Bestimmung zu erhebende Parameter

3.3.1 Schaltbare Kapazitäten

Zur Erhebung der Zielgrößen schaltbare DSI-Kapazität in positiver bzw. negativer Richtung wird zwischen den oben beschriebenen Potentialbegriffen differenziert. Für eine belastbare energiewirtschaftliche Bewertung ist die Erhebung von auf konkrete Nutzungsformen bezogenen soziotechnischen DSI-Potentialen anzustreben.

Theoretisches DSI-Potential

Zunächst wird die installierte Leistung der betrachteten DSI-Optionen bestimmt, die in diesem Skript als theoretisches Potential bezeichnet wird. Aufgrund unterschiedlicher verfügbarer Datenquellen werden dazu drei leicht unterschiedliche Berechnungsverfahren genutzt. Verfahren A kann genutzt werden, wenn bei Produktionsprozessen die Produktionskapazität der betrachteten Anlagen bekannt ist. Sind keine Daten zu Produktionskapazitäten bekannt, können diese über Produktionsmengen und Angaben zur durchschnittlichen Auslastung er-

mittelt werden. Neben der Produktionskapazität m_{Kap} gehen der spezifische Stromverbrauch E_{spez} und ein Nichtverfügbarkeitsfaktor v_N in die Berechnung ein.

Nach Verfahren B wird die installierte Leistung auf Basis des Jahresstromverbrauchs E_i und der durchschnittlichen Vollastbenutzungsstunden VBH der betrachteten Anlagen ermittelt. Der Jahresstromverbrauch kann teilweise bestehenden Erhebungen entnommen werden, wird in der Regel aber über eine statistisch erfasste Bezugseinheit und ihren spezifischen Stromverbrauch bestimmt.

Die Berechnungsvariante C nutzt schließlich Daten zum statistisch erfassten Anlagenbestand N und zur durchschnittlich installierten Leistung je Anlage $P_{\text{el, Anlage}}$ (vgl. (Steurer et al. 2016)).

Technisches DSI-Potential und seine Verfügbarkeit

Auf Basis der installierten Leistung wird das technische DSI-Potential ermittelt. Dazu werden Daten zur Anlagenauslastung⁶, zur Maximallast und zur Minimallast benötigt. Das technische DSI-Potential in positiver Richtung $P_{\text{pos, tech}}$ ergibt sich aus der Differenz von Momentanlast und Mindestlast, ausgedrückt durch den Auslastungsfaktor v_A und den Mindestlastfaktor v_{min} . Das technische DSI-Potential in negativer Richtung $P_{\text{neg, tech}}$ kann analog dazu über den Maximallastfaktor v_{max} und die Auslastung bestimmt werden.

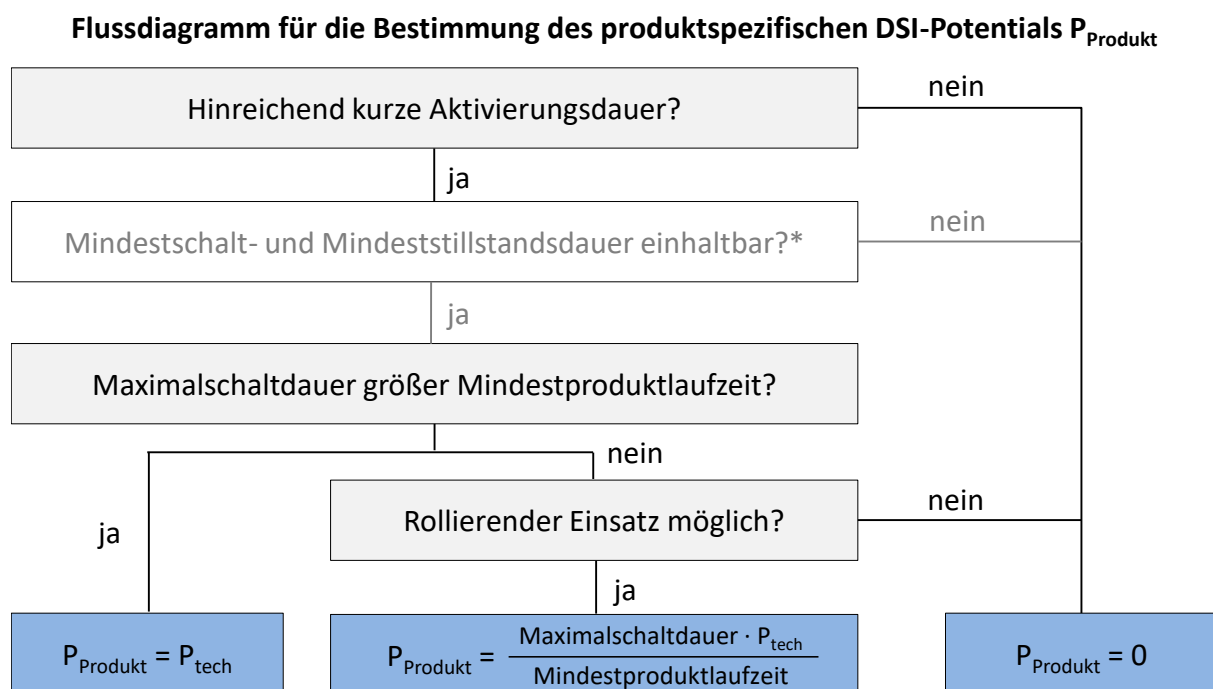
Bei vielen Querschnittstechnologien zeigt die Auslastung deutliche wiederkehrende Muster im saisonalen, unterwöchigen oder untertägigen Verlauf. Neben der Witterung beeinflussen Betriebsweise und Verbraucherverhalten die Auslastung von vielen DSI-Optionen maßgeblich. Bei stromintensiven Produktionsprozessen wird aufgrund der Kapitalintensität der Anlagen häufig Vollauslastung angestrebt. Einen relevanten, jedoch schwer prognostizierbaren Einfluss haben konjunkturelle Effekte und ungeplante Anlagenausfälle. Eine Mindest- oder Maximallast kann aus technischen oder organisatorischen Gründen einzuhalten sein. Technische Gründe für eine Mindestlast sind beispielsweise eine mögliche Anlagen- oder Produktbeschädigung bei Vollabschaltung. Aus organisatorischen Gründen kann beispielsweise bei Lüftungsanlagen in Betrieben außerhalb der Schichtzeiten oder bei Stromheizungen außerhalb des Nutzungszeitraums während der Heizperiode keine Lastzuschaltung durchgeführt werden.

DSI-Potential nach Nutzungsform

Als Nutzungsform für DSI-Potentiale bestehen im aktuellen Marktrahmen verschiedene konkrete Energiemarktprodukte mit definierten Produkthanforderungen. In Abb. 10 sind im

⁶ Die Anlagenauslastung ist grundsätzlich eine zeitabhängige Größe. Aufgrund ihrer zentralen Bedeutung für die Erhebung von DSI-Potentialen wird sie unter ‚schaltbare Kapazitäten‘ und nicht unter ‚Zeitrestriktionen‘ behandelt.

Flussdiagramm die notwendigen Schritte zur Ermittlung des produktspezifischen DSI-Potentials P_{Produkt} einer DSI-Option dargestellt. Zunächst wird geprüft, ob die Aktivierungsdauer der betrachteten DSI-Option kleiner oder gleich der maximal zulässigen Aktivierungsdauer des betrachteten Energiemarktprodukts ist. Sofern für das Vermarktungsprodukt relevant und für die DSI-Option bekannt, wird zudem geprüft, ob die Mindestschaltdauer⁷ der DSI-Option kleiner oder gleich der maximalen Produktlaufzeit und die Mindeststillstandsdauer der DSI-Option kleiner oder gleich der maximalen Stillstandsdauer des Produkts ist (vgl. (Langrock et al. 2015)). Sind die genannten Kriterien nicht erfüllt, besteht kein produktspezifisches DSI-Potential.



* Aufgrund unzureichender Datenverfügbarkeit nicht für gesamthafte Potentialbestimmung herangezogen.

Abb. 10: Flussdiagramm zur Bestimmung der energiemarktproduktspezifischen technisch schaltbaren Leistung

Sind die genannten Kriterien erfüllt, wird im nächsten Schritt geprüft, ob die maximale Schaltdauer der DSI-Option größer oder gleich der minimalen Schaltdauer des Vermarktungsprodukts ist. Ist dies der Fall, entspricht das produktspezifische DSI-Potential dem technischen DSI-Potential. Anderenfalls ist zu prüfen, ob ein rollierender Einsatz der DSI-Option möglich ist. Die Möglichkeit zum rollierenden Einsatz von DSI-Potentialen kann häufig über das Zusammenschalten mehrerer Anlagen (Pooling) erreicht werden. Ist ein rollierender Einsatz möglich, so ergibt sich das produktspezifische DSI-Potential aus dem technischen DSI-Potential multipliziert mit dem Quotienten aus der maximalen Schaltdauer

⁷ Auf die hier genannten Zeitrestriktionen wird in Abschnitt 3.3.2 detailliert eingegangen.

der DSI-Option und der minimalen Schaltdauer des Produkts. Andernfalls besteht kein produktspezifisches DSI-Potential.

Soziotechnisches DSI-Potential

Technische DSI-Potentiale werden in der Praxis in aller Regel auch bei gegebenen wirtschaftlichen Vermarktungsmöglichkeiten aus organisatorischen, sozialen oder regulatorischen⁸ Gründen nicht gänzlich realisiert. Das soziotechnische DSI-Potential P_{soztech} ergibt sich in positiver bzw. negativer Richtung aus dem technischen DSI-Potential in positiver bzw. negativer Richtung über den Realisierbarkeitsfaktor v_R .

3.3.2 Zeitrestriktionen

Zeitrestriktionen für die Nutzung flexibler Nachfrage sind in zweierlei Hinsicht von Bedeutung. Zum einen gibt es für konkrete Nutzungsformen bestimmte Mindestanforderungen an Zeitrestriktionen wie die Aktivierungsdauer. Kann eine DSI-Option geforderte Zeitkriterien nicht einhalten, kann sie nicht am entsprechenden Markt teilnehmen. Dabei ist das Zusammenschalten technischer Einheiten zu Pools häufig möglich. Zum anderen bestimmen Zeitrestriktionen wie die mögliche Schaltdauer und Schalthäufigkeit darüber, in welchem Umfang schaltbare Verbraucher an den Flexibilitätsmärkten teilnehmen können, für die sie sich aufgrund erfüllter Mindestanforderungen eignen. Wesentliche Zeitrestriktionen bei der Flexibilitätsbereitstellung durch DSI sind in Abb. 11 schematisch dargestellt.

⁸ Bestehende regulatorische Restriktionen könnten zukünftig teilweise abgebaut werden.

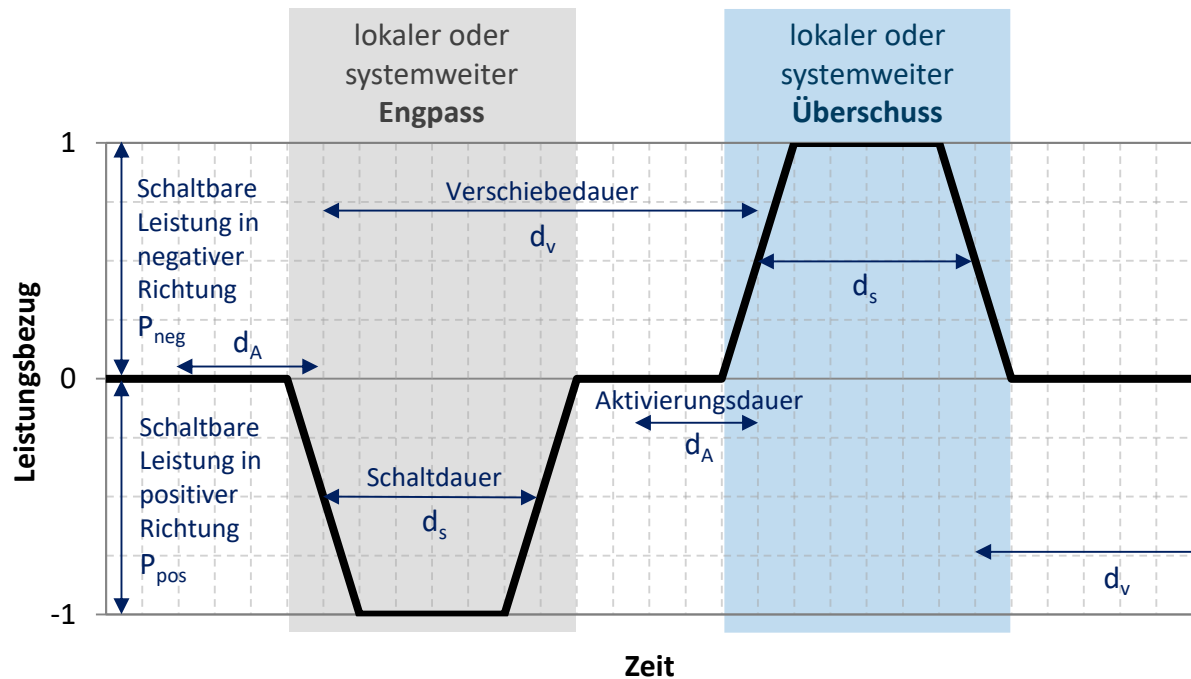


Abb. 11: Zeitrestriktionen bei der Flexibilitätsbereitstellung durch Flexibilitätsoptionen wie z. B. DSI; in Anlehnung an (Ostertag 2014)

Ein Bedarf für Schaltung in positiver Richtung besteht in lokalen oder systemweiten Engpassituationen, ein Bedarf für Schaltung in negativer Richtung in entsprechenden Überschussituationen, mit entsprechenden zeitlichen Anforderungen. Neben den eingetragenen Größen Aktivierungsdauer d_A , Schaltdauer d_s und Verschiebedauer d_v spielt die kumulierte Schaltdauer d_{Kum} über längere Zeitabschnitte eine relevante Rolle.

Aktivierungsdauer

Die Aktivierungsdauer d_A wird definiert als Zeitdauer bis zur vollständigen Aktivierung der abgerufenen Leistungsänderung (Definition in Anlehnung an (Langrock et al. 2015)).

Schaltdauer, Verschiebedauer und kumulierte Schaltdauer

Als Zeitdauer zwischen vollständiger Aktivierung und Beginn der Rückaktivierung eines Abrufs wird die Schaltdauer d_s definiert (Definition in Anlehnung an (Langrock et al. 2015)). Aufgrund technischer und organisatorischer Restriktionen gibt es für die meisten DSI-Optionen eine maximale Obergrenze von d_s . Ein häufiges Beispiel für eine technische Restriktion ist die durch die Schaltung hervorgerufene intolerable Veränderung relevanter Parameter wie der Luftqualität oder Temperatur eines Mediums. Eine organisatorische Restriktion ist beispielsweise das vom Betreiber der DSI-Option vorgegebene Erbringen einer Energiedienstleistung innerhalb eines bestimmten Zeitraums.

Verschiebbare Lasten sind per se in ihrer möglichen Schaltdauer eingeschränkt, da die entgangene oder überhöhte Nachfrage kompensiert werden muss. Abschaltbare Lasten ohne Kompensation müssen rein theoretisch kein zeitliches Limit der Abschaltdauer haben, solange die technische Anlage dadurch keinen Schaden nimmt.

Wie Abb. 12 an einem generischen Beispiel verdeutlicht, gibt die Verschiebedauer d_v bei verschiebbaren Lasten die Zeitdauer an, innerhalb derer die entgangene oder überhöhte Nachfrage kompensiert werden muss. Bei allen anderen DSI-Optionen entfällt diese Restriktion. Im Beispiel wird die Schaltung in positiver Richtung durch Absenken des Leistungsbezugs vom aktuellen Leistungsniveau $P_{akt,\emptyset}$ auf Mindestlast P_{min} über die Schaltdauer $d_{s, pos}$ erreicht. Anschließend wird die Bezugsleistung auf die maximale Leistung P_{inst} erhöht, um die entgangene Nachfrage nachzuholen.

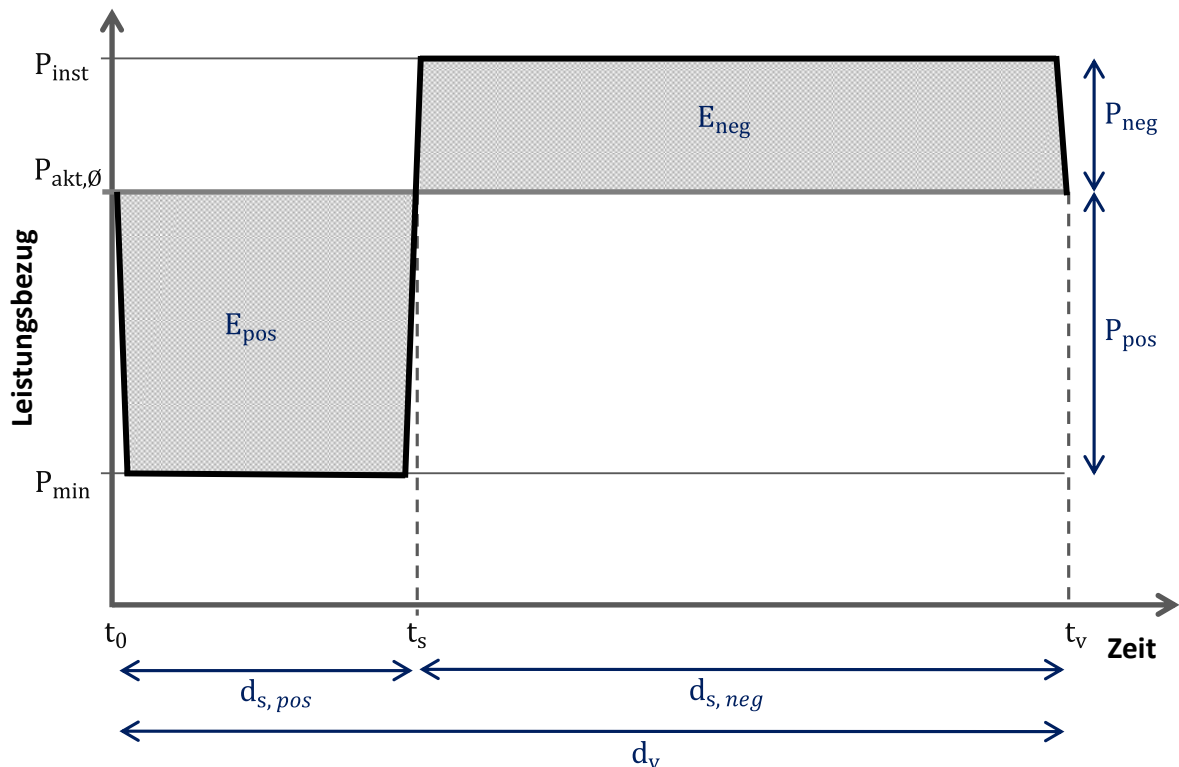


Abb. 12: Generisches Beispiel zu Zeitrestriktionen bei Lastverschiebung

Wird d_v als Zeitspanne zwischen dem Zeitpunkt der Aktivierung t_0 und dem Zeitpunkt t_v definiert, so ergibt sich die während d_v in positiver Richtung verschobene Energiemenge $E_{pos,dv}$ als Integral der in positiver Richtung geschalteten Leistung über die Zeit. Der analoge Zusammenhang gilt für die in negativer Richtung verschobene Energiemenge $E_{neg,dv}$. d_v ist so definiert, dass nach Ablauf dieser Dauer die verschobene Energiemenge in positiver Richtung gleich der verschobenen Energiemenge in negativer Richtung sein muss, sofern Effizienzverluste vernachlässigt werden können.

Eine weitere, ebenfalls nur für verschiebbare Lasten relevante, wesentliche Zeitrestriktion ist die maximale kumulierte Schaltdauer $d_{\text{Kum,max}}$, über die die verschiebbare Last innerhalb eines definierten Zeitraums geschaltet werden kann, der über die Dauer einer Schaltung hinausgeht, beispielsweise ein Jahr. d_{Kum} ergibt sich aus der Schaltdauer d_s und der Schalthäufigkeit f_s über den betrachteten Zeitraum, $d_{\text{Kum,max}}$ aus den jeweiligen Maximalwerten für eine DSI-Option.

3.3.3 Ökonomische Charakteristika

Ein häufig genanntes, wesentliches Argument für DSI im Vergleich zu alternativen Flexibilisierungsoptionen ist die schnelle und relativ kostengünstige Erschließbarkeit der Potentiale. Die detaillierte und differenzierte Untersuchung des tatsächlich anfallenden Aufwands für die Aktivierung von DSI-Potentialen ist daher ein wesentlicher Aspekt der Potentialanalyse. Bei der Stromerzeugung wird die sortierte Grenzkostenkurve der bietenden Kraftwerke als Merit-Order-Kurve⁹ bezeichnet. Anhand dieser Kurve lässt sich für eine gegebene Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt bestimmen, mit welchen Kraftwerken diese Nachfrage kostenminimal gedeckt werden kann (Roon und Huck 2010). Analog dazu lässt sich eine Merit-Order-Kurve der Flexibilitätsoptionen bilden. In Abb. 13 ist eine solche Merit-Order-Kurve der Flexibilitätsoptionen als generisches Beispiel dargestellt.

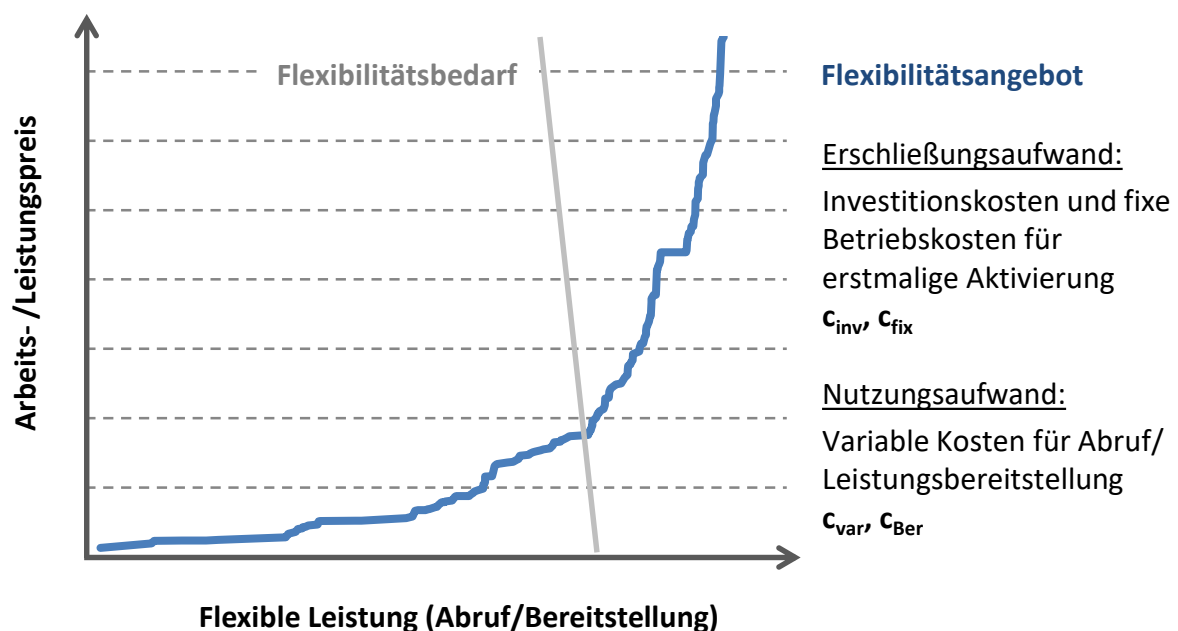


Abb. 13: Ökonomische Charakterisierung der Flexibilitätsbereitstellung durch DSI

Dabei ist zwischen Flexibilitätsabruf, vergütet durch den Arbeitspreis, und Flexibilitätsbereitstellung, vergütet durch den Leistungspreis, zu unterscheiden. Der Flexibilitätsbedarf, verur-

⁹ englisch für Wert-Reihenfolge

sacht durch lokale oder systemweite Engpass- oder Überschusssituationen ist im Beispiel als Gerade eingetragen, die die Angebotskurve schneidet. Das Zurverfügungstellen von flexibel schaltbaren Kapazitäten verursacht auf Seiten der DSI-Anbieter Kosten. Diese lassen sich in den Erschließungsaufwand für die Aktivierung des Potentials und den Nutzungsaufwand für den Abruf bzw. die Vorhaltung schaltbarer Kapazität unterteilen.

Erschließungsaufwand

Um nachfrageseitige Flexibilität an den Energie- und Systemdienstleistungsmärkten sinnvoll anbieten zu können, braucht ein Anlagenbetreiber...

- ...ausreichend Freiheitsgrade für den flexiblen Betrieb. Diese entstehen durch Wärme-, Kälte- oder Stoffspeicher, durch „Überdimensionierung“ der Kapazität eines Verbrauchers, durch Energieträger-Bivalenz oder durch organisatorische Maßnahmen.
- ...eine geeignete steuerungstechnische Anbindung. Mit dieser sollen zum einen Schaltvorgänge entsprechend Markt- oder Netzsignalen durchgeführt werden können. Zum anderen soll gewährleistet werden, dass keine ungewünschte Beeinträchtigung von Nutzungskomfort oder Produktivität auftritt.
- ...personelle Kapazitäten zur Organisation und Durchführung der Flexibilitätsbereitstellung und zu ihrer Vermarktung. Diese Kapazitäten können intern oder durch Dienstleister, die über entsprechendes Know-How verfügen, bereitgestellt werden.

Der Erschließungsaufwand setzt sich aus den notwendigen Investitions- und Fixkosten für die kommunikationstechnische Anbindung der betrachteten DSI-Potentiale zusammen. Die Investitionskosten $c_{inv,i}$ einer DSI-Option setzen sich dabei aus den Kosten $c_{ikt,i}$ der für die kommunikationstechnische Anbindung notwendigen Hardwarekomponenten wie Aktoren, Sensoren oder Automatisierungsstationen und den Implementierungskosten $c_{imp,i}$ für Montage, Inbetriebnahme und Programmierung zusammen.

Auf Basis der Annuitätenmethode kann die Annuität der Investition $c_{inv,ann,\varnothing,i}$ mit Hilfe der technischen Lebensdauer n der Investitions und des kalkulatorischen Zinssatzes z bestimmt werden.

Die anfallenden jährlichen Fixkosten setzen aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten $c_{wul,\varnothing,i}$ und den Kosten $c_{comm,\varnothing,i}$ der notwendigen Commodities Strom (IKT-Eigenverbrauch) und Internet-Anbindung (sofern noch nicht vorhanden) zusammen.

Maßgeblich für die notwendigen Investitionen zur DSI-Aktivierung ist die bereits vorhandene IKT-Ausstattung an einem Standort.

Nutzungsaufwand

Bei Abrufen von DSI-Potentialen können aus verschiedenen Gründen variable Kosten c_{var} anfallen. Dies ist insbesondere bei industriellen Produktionsprozessen der Fall, da es hier zu Eingriffen in den Produktionsablauf kommt. Durch die zeitliche Verlagerung der Produktion können Opportunitätskosten sowie ein erhöhter Personal-, Material- oder Energieaufwand entstehen. Bei Produktionsausfall ohne Kompensation sind Deckungsbeitragsverluste zu verzeichnen (vgl. (Langrock et al. 2015)).

Bereitstellungskosten c_{Ber} entstehen allein durch das Ermöglichen eines Flexibilitätsabrufs, unabhängig davon ob tatsächlich ein Abruf erfolgt. Beispielsweise können für einen Anlagenbetreiber erhöhte Strombezugskosten entstehen, weil eine Anlage bei ungünstigeren Prozessparametern betrieben wird, um einen Flexibilitätsabruf wie Lasterhöhung möglich zu machen (vgl. (Langrock et al. 2015)). Der anfallende Nutzungsaufwand kann von den Unternehmen häufig nicht genau beziffert werden, branchenspezifisch ergeben sich jedoch typische Kostenspannen. Industrieprozesse kennzeichnen sich durch typischerweise hohe Auslastungen, die die Möglichkeit zum Nachholen bei Lastverschiebung deutlich einschränken, sowie durch hohe Einzellasten. Dabei entfällt etwa die Hälfte des Stromverbrauchs in Deutschland auf die Industrie (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016). Auf Basis von Wertschöpfungsstrukturen lässt sich der Wert, den der Stromeinsatz für die Produktion eines Gutes für ein Unternehmen hat, monetär abschätzen. In der Theorie ergibt sich ab einem bestimmten Preis für den Strombezug ein ökonomischer Anreiz, die Produktion temporär einzustellen, da die durch die Produktion erzielbaren Erlöse¹⁰ die verursachten Kosten nicht decken können. Alternativ ergibt sich ein Preis¹¹, für den es für das Unternehmen wirtschaftlich wäre, für einen bestimmten Zeitraum nicht zu produzieren. Hinsichtlich einer solchen theoretischen Schwelle für die Rentabilität einer Strombezugsunterbrechung bestehen erhebliche Unterschiede zwischen den Industriebranchen.

Nach dem in (r2b energy consulting GmbH (r2b) 2014) beschriebenen Ansatz werden Daten zur Kostenstruktur des statistischen Bundesamts auf Viersteller-Ebene (z. B. (Statistisches Bundesamt (Destatis) 2015)) für die Jahre 2008 bis 2012 verwendet, um den Nutzungsaufwand bei Lastabschaltung $c_{var, LA, i}$ für die verschiedenen Industriebranchen zu bestimmen. Diese wird dabei nach (r2b energy consulting GmbH (r2b) 2014) definiert als maximale Zahlungsbereitschaft am Strommarkt, die sich aus dem Umsatz U_i , den sonstigen Kosten des Strombezugs $K_{Strombezug, sonst, i}$, den sonstigen variablen Kosten $K_{var, sonst, i}$ sowie dem Jahresstrombezug E_i ergibt. Deutlich niedriger als bei Lastabschaltung liegen die anfallenden variablen Kosten bei Lastverschiebung. Kostendaten für den Nutzungsaufwand bei Lastver-

¹⁰ bzw. den Wert, den die produzierten Güter als Zwischenprodukt für weitere Prozesse darstellen

¹¹ der beispielsweise durch einen Dienstleister oder Netzbetreiber auf Basis bestehender Verträge gezahlt werden könnte

schiebung werden durch empirische Erhebungen, Angaben von Branchenverbänden sowie eine umfassende Analyse bestehender Literaturstellen erhoben.

4. Erlösmöglichkeiten durch DSI aus Betriebsicht

Der heutige Marktrahmen für die Nutzung von DSI in Deutschland wird im Hinblick auf die Nutzungsbereiche Bilanzausgleich, Reservebereitstellung und Netzentlastung untersucht.

4.1 Netzentgeltreduktion

Nach § 17(2) StromNEV setzt sich das zu entrichtende Netzentgelt von Stromkunden mit Registrierender Leistungsmessung (RLM) - Abrechnung aus einer Arbeitskomponente für die im Abrechnungsjahr entnommene elektrische Arbeit sowie aus einer Leistungskomponente zusammen. Letztere ergibt sich als Produkt aus dem Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung¹² der Entnahme im Abrechnungsjahr. Durch eine Begrenzung der meist auf viertelstündliche Werte bezogenen betrieblichen Höchstlast können Industrie- und GHD-Betriebe somit wirksam ihre Netznutzungskosten verringern. Entsprechend stark verbreitet sind betriebliche Lastmanagementsysteme, die meist auf Basis vorgegebener Abschaltprioritäten die Einhaltung eines definierten Sollwerts gewährleisten (vgl. (Schreijäg 2013)).

Endverbrauchern mit atypischem Nachfrageverhalten haben Netzbetreiber nach § 19(2) Satz 1 StromNEV ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Hierfür definiert der Netzbetreiber für jede Jahreszeit für jede Netzebene sog. Hochlastzeitfenster, in denen die Gesamtlast aller Entnahmen aus dieser Netzebene voraussichtlich maximal ist. Das individuelle Netzentgelt berechnet sich dann, indem der Leistungspreis nicht mit der Jahreshöchstlast multipliziert wird, sondern mit der Maximallast im Hochlastzeitfenster. Dadurch kann sich die Ausrichtung des Stromverbrauchs auf festgelegte Hochtarif(HT)- und Niedrigtarif(NT)zeitfenster lohnen.

Für Betriebe mit einem Jahresverbrauch von mehr als 10 GWh_{el} ist eine Vergleichmäßigung der Stromnachfrage finanziell lukrativ, da sich nach § 19(2) Satz 2 StromNEV ab 7.000 Benutzungsstunden die zu entrichtenden Netzentgelte deutlich reduzieren¹³. Die Benutzungsstunden sind als Quotient aus Gesamtjahresleistung und Höchstlast definiert.

Die genannten Nutzungsformen flexibler Lasten tragen zu einer Begrenzung der vom Verteilernetzbetreiber (VNB) vorzuhaltenden Netzkapazität bei, allerdings wirken sie rein statisch und nur bei lastseitigem Auslegungsfall.

Standardlastprofil (SLP)-Kunden mit unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen wie Elektrospeicherheizungen und Wärmepumpen können nach § 14a EnWG von reduzierten Netzentgelten profitieren. Trotz des Fehlens einer konkretisierenden Normierung und Festlegung

¹² Nach § 19(1) sind Netzbetreiber verpflichtet, Letztverbrauchern mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme, der in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht, auch eine Abrechnung auf Basis von Monatsleistungspreisen anzubieten.

¹³ Nutzung von „Sonderformen der Netznutzung“

durch die BNetzA wird dabei üblicherweise in den Verteilnetzen ein zweigliedriger Ermäßigungstatbestand mit HT-/NT-Differenzierung angewendet (vgl. (Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (bne) 2014), (Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg (LRegB) 2013)). Daraus ergibt sich ein Anreiz zur Verbrauchsausrichtung nach diesen statischen Zeitfenstern.

4.2 Eigenverbrauchsoptimierung

Für Endverbraucher mit Eigenerzeugungsanlagen bestehen zwei Nutzungsschemata zur Kostenreduktion durch DSI-Einsatz. Zum einen besteht ein Anreiz, den Eigenverbrauch zu maximieren, wenn die Differenz aus den variablen Kosten der Eigenerzeugungsanlage und einer möglichen Einspeisevergütung im Betrag kleiner sind als der Strombezugspreis. Dies gilt bei sinkender Einspeisevergütung nach EEG und gleichzeitig steigenden Abgaben und Umlagen auf den Fremdstrombezug für immer mehr Endverbraucher. Die Eigenverbrauchsmaximierung bewirkt einen Bilanzausgleich zwischen Stromerzeugung und –nachfrage, jedoch nur auf punktueller Ebene. Auf regionaler oder systemweiter Ebene kann sie einen Bilanzausgleich sowohl befördern als auch ihm entgegenwirken. Zum anderen setzen viele RLM-Kunden ihre Eigenerzeugungsanlagen so ein, dass sie nach den oben beschriebenen Mechanismen Netzentgelte einsparen können.

4.3 Verordnung zu abschaltbaren Lasten

Die AbLaV wurde zunächst auf den Zeitraum 1. Januar 2013 bis 31. Dezember 2015 begrenzt und dann bis 30. Juni 2016 verlängert. Im Rahmen der Verordnung sind die ÜNB dazu verpflichtet, monatlich je 1.500 MW_{el} an sofort abschaltbaren Lasten (SOL) und schnell abschaltbaren Lasten (SNL) auszuschreiben. Diese können sowohl für Netzengpassmanagement als auch für die Reservebereitstellung in Ergänzung des Regelleistungsportfolios eingesetzt werden (Weißbach 2015).

4.4 Regelleistungsmarkt

Der Einsatz von Regelenergie dient dem Ausgleich von Frequenzabweichungen auf Übertragungsnetzebene. Die Rahmenbedingungen zu Ausschreibungen und Abrufen der verschiedenen Qualitäten Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenregelleistung (MRL) sind im TransmissionCode der ÜNB (Verband der deutschen Netzbetreiber (VDN) 2007) beschrieben. An den Regelleistungsmärkten sind schaltbare Lasten in einer Größenordnung von 1.000 MW_{el} präqualifiziert. Ein Großteil des am Regelleistungsmarkt präqualifizierten DSI-Potentials ist auch im Rahmen der Ausschreibungen nach AbLaV präqualifiziert (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2015), sodass es hier zu Überschneidungen kommt.

4.5 Großhandelsmarkt

Am Spotmarkt EPEX¹⁴ SPOT in Paris können für den deutsch-österreichischen Markt Day-Ahead- und Intraday-Produkte, an der EEX¹⁵ in Leipzig Terminmarktprodukte gehandelt werden. Daneben besteht die Möglichkeit zu OTC¹⁶-Geschäften. Trotz der deutlich weniger restriktiven Produkthanforderungen ist von einer niedrigeren Beteiligung von DSI-Potentialen als bei den beschriebenen Systemdienstleistungen auszugehen, da die erzielbaren spezifischen Erlöse niedriger liegen (vgl. (Hoffmann 2013)), (Klobasa et al. 2013)) schätzt die für optimierte Beschaffung eingesetzte Leistung von industriellen Produktionsprozessen für, hochgerechnet auf Gesamtdeutschland, einer Größenordnung von über 1.000 MW_{el}.

4.6 Bilanzkreismanagement

Ein Bilanzkreis setzt sich aus verschiedenen Einspeise- und Entnahmestellen zusammen, die sich in einer Regelzone befinden. In jedem Bilanzkreis ist ein Gleichgewicht zwischen Einspeisung und Entnahme durch den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zu gewährleisten. Diese Rolle können Stromhändler, Vertriebsabteilungen von Energieversorgungsunternehmen oder auch große Industriebetriebe mit eigener Strombeschaffung einnehmen (vgl. (Hoffmann 2013)). DSI-Potentiale können indirekt über den Strommarkt oder über flexible Lasten des BKV am Bilanzkreismanagement teilnehmen. Eine weitere Einsatzmöglichkeit ergibt sich theoretisch daraus, dass Bilanzkreise, die eine Gegenposition (short- bzw. long-Position) zur nicht ausgeglichenen Regelzone (long- bzw. short-Position) einnehmen, einen Teil des Ausgleichsenergiepreises (reBAP¹⁷) vergütet bekommen. In Kenntnis der aktuellen Position der Regelzone und des eigenen Bilanzkreises könnten auf diese Weise Erlöse durch flexible Anlagenfahrweise erzielt werden. Dies wäre in der Praxis jedoch, sofern rechtlich möglich, mit erheblichen Risiken verbunden.

4.7 Netzengpassmanagement

Für das Netzengpassmanagement bestehen aktuell außer den genannten AbLaV-Produkten keine für DSI-Optionen zugänglichen Produkte (Smart Energy Demand Coalition (SEDC) 2015). Dies schließt auch die Netzreserve und die Kapazitäts- und Klimareserve ein (vgl. (Wustlich 2015)). Auf Verteilnetzebene gibt es keine entsprechenden Produkte.

¹⁴ European Power Exchange

¹⁵ European Energy Exchange

¹⁶ Over-the-Counter

¹⁷ regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis

5. Zusammenfassung

Zusammenfassend bestehen im aktuellen Marktrahmen verschiedene Möglichkeiten zum Einsatz von DSI-Potentialen für Bilanzausgleich und Reservebereitstellung im Rahmen von Systemdienstleistungen. Für die DSI-Nutzung zur Netzentlastung gibt es dagegen praktisch keine Möglichkeiten. Mit Abstand am meisten genutzt werden DSI-Potentiale derzeit für die betriebliche Optimierung von Netzentgelten und Eigenverbrauch, was im Wesentlichen keinen Beitrag zur Systemflexibilisierung leistet. Auch im Bereich der Reservebereitstellung werden schaltbare Lasten in nennenswertem Umfang eingesetzt. Hier ist jedoch genau wie bei der Nutzung für Bilanzausgleich noch erhebliches Steigerungspotential vorhanden.

6. Literaturverzeichnis

Apel, R.; Aundrup, T.; Buchholz, B.; Domels, H.; Funke, S.; Gesing, T. et al. (2012): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Frankfurt am Main.

Büchner, J.; Katzfey, J.; Flörcken, O.; Moser, A.; Schuster, H.; Dierkes, S. et al. (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Hg. v. E-Bridge Consulting GmbH. Bonn.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010): Energiekonzept. für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. München.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016): Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand: Januar 2016. Berlin.

Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA) (2015): Monitoringbericht 2015. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 10. November 2015. Bonn.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (bne) (2014): Positionspapier Der Flexmarkt. Eckpunkte zur Ausgestaltung eines wettbewerblichen Rahmens für nachfrageseitige Flexibilität. Berlin.

Critz, D. K.; Busche, S.; Connors, S. (2013): Power systems balancing with high penetration renewables. The potential of demand response in Hawaii. In: *Energy Conversion and Management* 76, S. 609–619. DOI: 10.1016/j.enconman.2013.07.056.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2015): Marktentwicklung Lastmanagement in Deutschland. dena-Ergebnispapier. Berlin.

Essers, C. (2015): Industrielle Stromflexibilität - Kann, Soll oder Muss? In: *EW Magazin für die Energiewirtschaft* (12), S. 16–17.

Faulstich, M.; Foth, H.; Calliess, C.; Hohmeyer, O.; Holm-Müller, K.; Niekisch, M.; Schreurs, M. et al. (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Berlin.

Graichen, P.; Kleiner, M. M.; Podewils, C. (2016): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016. Berlin.

Hauff, J.; Heider, C.; Arms, H.; Gerber, J.; Schilling, M. (2011): Gesellschaftliche Akzeptanz als Säule der energiepolitischen Zielsetzung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (10), S. 85–87.

Henning, H.-M.; Palzer, A. (2012): 100 % Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Freiburg.

Hoffmann, R. (2013): Identifikation und Bewertung von Möglichkeiten zur Vermarktung flexibler Erzeugung und steuerbaren Lasten bei ausgewählten Industrieunternehmen. Masterarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).

Klaus, T.; Vollmer, C.; Werner, K.; Lehmann, H.; Müschen, K. (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau.

Klobasa, M.; Angerer, A.; Lüllmann, A.; Schleich, J.; Buber, T.; Gruber, A. et al. (2013): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Berlin.

Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg (LRegB) (2013): Rundschreiben 2013/05 zu Mitteilungspflichten nach § 28 Nr. 1, 3 und 4 ARegV. Stuttgart.

Langrock, T.; Achner, S.; Jungbluth, C.; Marambio, C.; Michels, A.; Weinhard, P. et al. (2015): Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien.

Lund, Peter D.; Lindgren, Juuso; Mikkola, Jani; Salpakari, Jyri (2015): Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45, S. 785–807. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.057.

Nicolosi, M.; Fürsch, M. (2009): The Impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market – The Example of Germany. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)* (3), S. 246–254.

Ostertag, F. (2014): Demand Side Integration in Deutschland. Vergleich mit anderen Flexibilisierungsoptionen und Entwicklung des regulatorischen Rahmens. Masterarbeit. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).

Peek, M.; Diels, R. (2016): Strommarktdesign der Zukunft. Dessau-Roßlau.

r2b energy consulting GmbH (r2b) (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Köln.

Redl, C.; Praetorius, B. (2015): Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030. Herausforderungen für die Stromversorgung in Systemen mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie. Berlin.

- Roon, S. von; Gobmaier, T. (2010): Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland.
- Roon, S. von; Huck, M. (2010): Merit Order des Kraftwerksparks. München.
- Rüffler, W. (2000): Integrierte Ressourcenplanung in Baden-Württemberg. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.
- Schlesinger, M.; Hofer, P.; Kemmler, A.; Kirchner, A.; Koziel, S.; Ley, A. et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück.
- Schreijäg, A. (2013): Spitzenlast-Optimierung, Lastgang-Analyse. Nutzen der Lastoptimierung, Grundlagen, Vorgehen, Technik, Umsetzung. 4. Netzwerktreffen EnBW Netzwerk Energieeffizienz Heuberg-Alb. Straubenhardt, 22.01.2013.
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M. (2008): The merit-order effect. A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. In: *Energy Policy* 36 (8), S. 3086–3094. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.03.035.
- Smart Energy Demand Coalition (SEDC) (2015): Mapping Demand Response in Europe Today 2015.
- Stadler, I. (2005): Demand response. Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Kassel.
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (2015): Fachserie 4 Reihe 4.3 Kostenstruktur der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden - Fachserie 4 Reihe 4.3 - 2013.
- Steurer, M.; Haasz, T.; Klempp, N.; Fahl, U.; Hufendiek, K. (2016): Beitrag des Gewerbes im Smart Market mit Fokus auf erdgasspezifische Anwendungen. Stuttgart.
- Strbac, G. (2008): Demand side management: Benefits and challenges. In: *Energy Policy* 36 (12), S. 4419–4426. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.09.030.
- Styczynski, Z.; Sauer, D. U. (Hrsg.) (2015): Demand-Side-Management im Strommarkt. Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“.
- Verband der deutschen Netzbetreiber (VDN) (2007): TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin.
- Weißbach, T. (2015): DSM – Erfahrungen und Perspektiven aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers. Projektkonferenz Demand Side Management Baden-Württemberg. Stuttgart, 14.12.2015.
- Winkler, J.; Sensfuß, F.; Pudlik, M. (2015): Analyse ausgewählter Einflussfaktoren auf den Marktwert Erneuerbarer Energien. Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket 4. Karlsruhe.

Wustlich, G. (2015): Kapazitäts- und Klimareserve. Plattform Strommarkt. Berlin.