

PROSPEKTIVE FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IN DER PRODUZIERENDEN INDUSTRIE



Arbeitspaket 7.3: Industrielle Lastverschiebepotenziale
Förderkennzeichen: 03SIN514

PROSPEKTIVE FLEXIBILITÄTSOPTIONEN IN DER PRODUZIERENDEN INDUSTRIE

Lastverschiebepotenziale erkennen, modellieren
und vermarkten

Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF, Magdeburg

WindNODE – Das Schaufenster für intelligente Energie im Nordosten Deutschlands



Gefördert durch:



Konvergente Infrastrukturen

Energiesysteme von der Idee zur Realisierung

Das Forschungsfeld Konvergente Infrastrukturen (KIS) des Fraunhofer IFF in Magdeburg entwickelt Lösungen zur effizienten Umwandlung und nachhaltigen Bereitstellung von Energie. Neben Strom als Hauptmedium bilden Wärme und Gas, Verkehr sowie die zugehörige Informations- und Kommunikationstechnik die wesentlichen Infrastrukturen des Forschungs- und Entwicklungsspektrums von KIS ab. Die sektorenübergreifende Herangehensweise ermöglicht es, gesamtwirtschaftliche Planungs- und Betriebskonzepte für Energiesysteme zu entwerfen, zu optimieren und zu erproben. Langjährige Erfahrung und die Anwendung moderner Werkzeuge, wie VR-gestützte Planung, maschinelles Lernen und KI-basierte Datenanalyseverfahren, erlauben die bestmögliche Integration von regenerativ geprägten Energiekonzepten in die verschiedenen Standorte. So können unter Berücksichtigung von Erzeuger-, Last-, Wandler- und Speicherstruktur Energieressourcen nachhaltig, effizient und wirtschaftlich in Unternehmen integriert werden.

Executive Summary

Ziel und Zweck

Das vorliegende Dokument beinhaltet eine Zusammenstellung technischer und markt-integrativer Spezifikationen zu industrieller Flexibilität. Es stellt einen breitgefächerten Überblick über den aktuellen Forschungsstand, den regulatorischen Rahmen sowie das technisch-wirtschaftliche Potenzial für Flexibilität im Kontext der deutschen Industrie- bzw. Energiesystemlandschaft dar.

Die Veröffentlichung richtet sich primär an Energiemanager und Produktionsverantwortliche in Unternehmen, Akteure der Energiewirtschaft, Beschäftigte im Bereich Forschung und Entwicklung sowie Entscheider in rechtlichen und regulatorischen Institutionen. Ziel und Zweck ist es, die Adressaten zu sensibilisieren, zu informieren und ihnen Werkzeuge vorzustellen, um energetische Flexibilität im industriellen Umfeld identifizieren, modellieren und letztendlich wirtschaftlich einsetzen zu können.

Kernaussagen

- Flexibilität ist die Fähigkeit von Anschlussnehmern, ihren Energiebezug durch interne Maßnahmen an Markt- oder Systemsignale anzupassen.
- Die Mobilisierung von Flexibilität betrifft viele Stakeholder und ist perspektivisch und aktuell eine gesamtgesellschaftliche Herausforderung.
- Flexibilität ist einer von mehreren Bausteinen zur Realisierung der Energiewende und zur nachhaltigen Integration von erneuerbaren Energien.
- Technologieoffenheit ist oberstes Gebot bei der Erreichung der Klima- und Energieziele.
- Es besteht ein grundsätzlicher Konflikt zwischen Energieeffizienz und Flexibilität.

- Ein verstärkter Abgleich von Bedarfs- und Angebotspotenzial von Flexibilität unter Einbeziehung der netzseitigen Anforderungen und der preislichen Korridore ist notwendig.
- Flexibilität kann als Qualitätsmerkmal für nachhaltige Unternehmen in der Produktkennzeichnung ausgewiesen werden.
- Die Prozesse der Netzengpassbewirtschaftung bestimmen maßgeblich die am Markt handelbaren Produkte. Sie sind aktuell etabliert, jedoch nur einem beschränkten Kreis an Akteuren vorbehalten.
- Die Heterogenität der deutschen Industrielandschaft bietet Vorteile bei der Erfüllung von Anforderungen eines flexiblen Energiesystems.
- Einheitliche Standardisierungstätigkeiten zur Kommunikation zwischen Markt, Netzbetreiber und Anschlussnehmer sind noch nicht vollständig abgeschlossen.
- Adaptierbarkeit und Übertragbarkeit von branchen- bzw. standort-spezifischen Methoden zur Identifizierung und Nutzbarmachung von Flexibilität sind offene Forschungs- und Entwicklungsfragen.
- Die Notwendigkeit des Netzausbaus bleibt uneingeschränkt bestehen und damit auch die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende.

Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht bietet dem Leser drei Wertversprechen, um bezüglich des Einsatzes von energetischer Flexibilität zu informieren, zu sensibilisieren und zu befähigen:

- Eine Enzyklopädie der Flexibilitätsoptionen in produzierenden Unternehmen basierend auf dem Stand der Entwicklung und entsprechender Veröffentlichungen
- Vermarktungsansätze (Makler) für Flexibilität nach gängigem Recht sowie zukünftig
- Einen Werkzeugkasten für die Identifikation, Modellierung, Kommunikation und wirtschaftliche Nutzbarmachung von Flexibilitäten

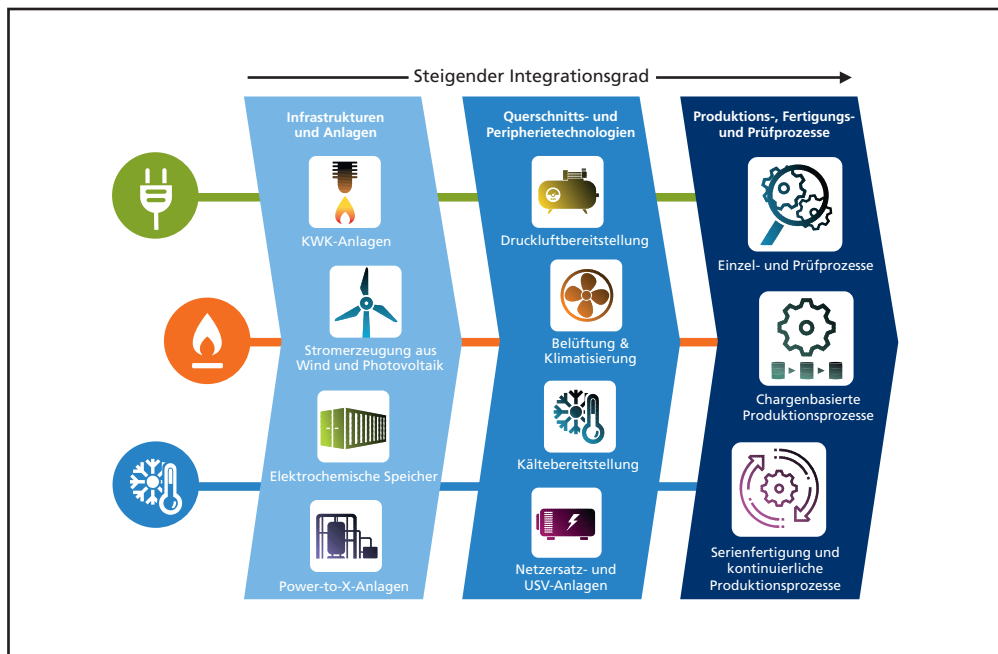
Die Kernaussagen zu den genannten Punkten sind nachfolgend zusammengefasst.

Enzyklopädie – Wissensbasis und Nachschlagewerk

Eine Querschnittsanalyse signifikanter Veröffentlichungen, Stellungnahmen und Studien bestätigt, dass die Themen Lastverschiebung und Flexibilität seit 2008 intensiv von mehreren Seiten beleuchtet worden sind. Diesbezügliche und zahlreiche Abschätzungen zu theoretisch, technisch, wirtschaftlich und praktisch realisierbaren Flexibilitätspotenzialen belegen, dass Lastverschiebung ein wirksames Werkzeug zur Integration erneuerbarer Energien und damit zur Entwicklung von nachhaltigen Energiesystem sein kann.

In einer genaueren Untersuchung ist die Einteilung in drei Integrationsebenen als zweckmäßig eingestuft wurden: (1) Infrastrukturen und Anlagen, (2) Querschnitts- und Peripherietechnologien, (3) Produktions-, Fertigungs- und Prüfprozesse. Sie unterscheiden sich in diesem Bericht im Grad der Prozesstiefe und haben mit steigendem Integrationsgrad größere Effekte auf die Kernwertschöpfungskette. In allen Ebenen bietet das Thema Sektorkopplung durch Zusammenlaufen mehrerer Energiemedien (u. a. Strom, Wärme, Gas) die wichtigsten Voraussetzungen und den potenziellen Wert für

energetische Flexibilität. Es wurden unterschiedliche Anlagen- und Prozesssysteme hinsichtlich Wirkungsweise, Vor- und Nachteilen intensiv analysiert.

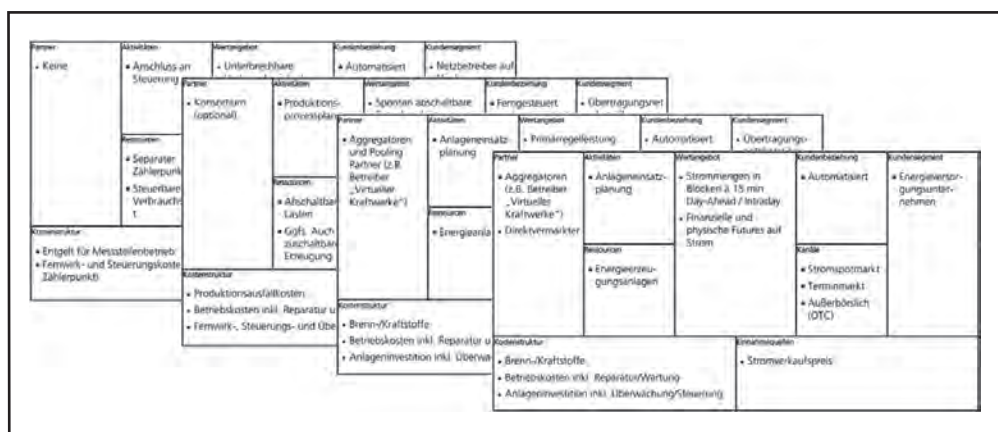


Zur Einbettung in das Gesamtenergiesystem des industriellen Sektors wurde eine Verbrauchsanalyse einzelner Technologien bzw. Prozesse zum Strombedarf durchgeführt, wobei mechanische Nutzung über 50 Prozent ausmachte, gefolgt von Wärme (30 Prozent) und Kälte (4 Prozent).

Makler – Vermittler von Angebot, Nachfrage und Marktplatz

Die Vermarktung von Flexibilität ist in den Kontext des aktuellen deutschen Energiemarktdesigns und die Prozesse der Netzbetreiber für einen stabilen Netzbetrieb eingegliedert behandelt. Nach den regulatorischen Gegebenheiten des Jahres 2019 sind vier Vermarktungsoptionen durch das Business Model Canvas (BMC) beschrieben. Regelleistung ist trotz Einhaltung der hohen Markteintrittsbarrieren derzeit als das lukrativste Geschäftsfeld identifiziert worden.

Zusätzlich sind Optionen zur Kostenreduktion ebenfalls durch das BMC erläutert, wobei atypische und stromintensive Netznutzung die größten Potenziale bieten.



Allgemein wurden regulatorische Rahmenbedingungen und hohe Markteintrittsbarrieren als die wesentlichen Hemmnisse für den Roll-Out von Flexibilität auf dem deutschen Energiemarkt identifiziert.

Fähigkeiten technischer Anlagen gepaart mit Datenmodellen und mathematischer Beschreibung erlaubten den Abgleich mit den prospektiven Bedarfen der Netzbetreiber, wodurch beispielsweise Fahrplanbänder und Energiesilos für zukünftige Marktprodukte an Bedeutung gewinnen können.

Werkzeugkasten – Ausrüstung, Instrumente und Hilfsmittel

Zum Umgang mit Flexibilität zeigt dieser Bericht ausgewählte mathematische Modellierungsansätze und Zielfunktionen auf, derer sich Energiemanager zur Nutzbarmachung von Anwendungsfällen bedienen können. Klassische 15-Minuten-Fahrpläne haben die höchste Eignung und Annahme. Flexgrafiken sind perspektivisch die geeignetste Form, um Charakteristiken abzubilden.

Eine Übersicht der Standardisierungstätigkeiten in Deutschland und weltweit spiegelt die grundsätzliche Herausforderung wider, individuelle Prozesse einheitlich zu standardisieren. Zweckmäßige Ansätze zu internen und marktbezogenen Prozessen bieten vor allem die DIN SPEC 91366 sowie die DIN SPEC 91410-1. Hinsichtlich Kommunikation sind je nach Anwendungsfall verschiedene Protokolle geeignet

In Form eines Good Practice Manuals (Erfahrungsbericht) sind 3 Anwendungsfälle unterschiedlicher Unternehmenstypen, darunter die integrierte Versorgungsinfrastruktur der InfraLeuna GmbH, das intelligente Lastmanagement der Siemens AG am Standort Berlin und die energieflexiblen Fertigungsprozesse der aRTE Möbel GmbH in Magdeburg beschrieben. Sie zeigen gegenüberstellend verschiedene Konzepte, Motivationen und Mechanismen den Energiebezug in Unternehmen wirtschaftlich und flexibel zu gestalten.

Inhalt

Executive Summary	3
1	
Einführung	11
1.1	
Motivation und Ambition	11
1.2	
Methodik, Struktur und Abgrenzung	12
1.3	
Querschnitt ergänzende Literatur	13
2	
Flexibilitäten identifizieren	16
2.1	
Begriffsdefinition und Kontext	16
2.2	
Portfolio	17
2.2.1	
Klassifizierung nach Integrationsgrad	17
2.2.2	
Infrastrukturen und Anlagen	19
2.2.2.1	
Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen	19
2.2.2.2	
Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik	20
2.2.2.3	
Elektrochemische Speicher	20
2.2.2.4	
Power-to-X-Anlagen	21
2.2.3	
Querschnitts- und Peripherietechnologien	22
2.2.3.1	
Druckluftbereitstellung	22
2.2.3.2	
Belüftung und Klimatisierung	22
2.2.3.3	
Kältebereitstellung	23
2.2.3.4	
Netzersatz- und USV-Anlagen	24
2.2.4	
Produktions-/Fertigungs- und Prüfprozesse	24
2.2.4.1	
Einzel- und Prüfprozesse	26
2.2.4.2	
Chargenbasierte Produktionsprozesse	26
2.2.4.3	
Serienfertigung und kontinuierliche Produktionsprozesse	27
2.3	
Branchen- und technologiespezifische Analyse	27
2.3.1	
Strombedarf im industriellen Sektor	28

2.3.2	
Branchenbetrachtung	30
2.3.3	
Technologiespezifisches Flexibilitätspotenzial	30
3	
Flexibilitäten modellieren	35
3.1	
Methoden	35
3.1.1	
Flexgrafan.....	35
3.1.2	
Puffercharakteristiken	36
3.1.3	
Variable und fixe Leistungsprofile	37
3.1.4	
15-min-Energiewerte	38
3.2	
Zielfunktionen.....	38
3.2.1	
Maximaler Warendurchsatz.....	39
3.2.2	
Lastspitzenminimierung	39
3.2.3	
Effizienzsteigerung.....	39
3.2.4	
Marktgetriebene Lastanpassung.....	40
3.3	
Bewertungsgrößen	40
3.4	
Standardisierung.....	41
3.4.1	
Konzepte und Modelle.....	42
3.4.1.1	
DIN SPEC 91366	42
3.4.1.2	
DIN SPEC 91410-1	42
3.4.1.3	
USEF Energy.....	43
3.4.2	
Kommunikationsprotokolle	43
3.4.2.1	
EEBUS.....	43
3.4.2.2	
openADR.....	44
3.4.2.3	
VHP ready.....	45

4	
Flexibilitäten vermarkten	46
4.1	
Marktrechtlicher und regulatorischer Kontext	46
4.1.1	
Überblick	46
4.1.2	
Akteure	46
4.1.3	
Netzbetrieb.....	47
4.1.4	
Strommarkt	48
4.1.5	
Bilanzkreismanagement	50
4.2	
Aktuelle Vermarktungsoptionen.....	51
4.2.1	
Strombörse.....	51
4.2.2	
Regelleistungsmarkt.....	53
4.2.3	
Abschaltbare Lasten.....	58
4.2.4	
Unterbrechbare Verbrauchseinheiten.....	61
4.3	
Aktuelle Einsparoptionen	63
4.3.1	
Atypische Netznutzung	63
4.3.2	
Stromintensive Netznutzung	67
4.3.3	
Bilanzkreisausregelung	68
4.3.4	
Spitzenlastmanagement.....	70
4.3.5	
Verbesserte Integration von EE-Eigenerzeugung	72
4.4	
Prospektive Flexibilitätsprodukte.....	72
4.4.1	
Systemseitige Bedarfsanalyse	72
4.4.2	
Definition von Flexibilitätsattributen	73
4.4.3	
Ableitung von Produkten zur Lastverschiebung	75
4.5	
Bewertung.....	76
4.5.1	
Anforderungen an zukünftige Flexibilitätsmechanismen	76
4.5.2	
Hemmnisse.....	76
4.5.3	
Empfehlungen	77

5	
Praktische Anwendungsfälle	79
5.1.1	
Das Erprobungsumfeld.....	79
5.1.2	
Erfassung des Flexibilitätpotentials.....	79
5.1.3	
Automatisierung der Prozesse	79
5.1.4	
Energiemanagementsystem	80
5.1.5	
Datenerfassung und Analyse.....	80
5.1.6	
Beeinflussbarkeit der Lasten	80
5.2	
Integrierte energieflexible Versorgungsinfrastruktur am Chemiestandort InfraLeuna	81
5.2.1	
Vorstellung der InfraLeuna GmbH	81
5.2.2	
Sicherstellung einer wirtschaftlichen Energieversorgung	81
5.2.3	
Flexibles Energiemanagement	82
5.2.4	
Freiheitsgrade in perspektivischen Handlungsfeldern.....	82
5.3	
Energiereflektierte Fertigungsprozesse im Handwerk am Beispiel der Tischlerei aRTE Möbel GmbH.....	83
5.3.1	
Vorstellung der aRTE Möbel GmbH	83
5.3.2	
Prozessbeschreibung	83
5.3.3	
Steuerung.....	84
5.3.4	
Flexibilität durch Speicherdimensionierung	85
6	
Kernaussagen und Empfehlungen	87
7	
Literaturverzeichnis	89
8	
Autorenliste.....	96
9	
Impressum	97

1 Einführung

1.1 Motivation und Ambition

Die Bundesrepublik Deutschland hat durch die Bekennung zu den Zielen des Pariser Klimaabkommens (COP21¹) ihre Bereitschaft und ihren Handlungswillen gezeigt, bei der Begrenzung der Erderwärmung durch eine massive Emissionsminderung der Treibhausgase ihre Vorreiterrolle als führende Industrienation zu festigen und darüber hinaus ihrer Verantwortung als wirtschaftsstärkstes EU-Mitglied gerecht zu werden. Trotz zuletzt aufgekommener Kritik, zeigt dies nicht zuletzt die Verabschiedung des Klimaschutzplans 2050 [1], in dem konkrete Entwicklungspfade zur Erreichung der Ziele innerhalb der nächsten 30 Jahre benannt und erläutert sind. Die damit einhergehend angestrebte Reduzierung des bundesweiten CO₂-Ausstoßes verlangt demzufolge nach einer intensiven Untersuchung der Potenziale aller verfügbaren Maßnahmen, die zur Erreichung des Klimaziels beitragen können. Dass insbesondere der industrielle Sektor maßgeblichen Einfluss auf die ökologischen Kennwerte hat, zeigte nicht zuletzt die drastische Verbesserung der Emissionswerte während der produktionstechnischen Einschränkungen im Zuge des CORONA-Virus².

Grundsätzlich könnte die emissionsfreie Versorgung Deutschlands durch den intensiven Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) zumindest bilanziell aus schließlich regenerativer Erzeugung bis 2050 gewährleistet werden [2]. Für die Behebung des zeitlichen und örtlichen Ungleichgewichts zwischen Verbrauch und Erzeugung müssen jedoch weiterhin volkswirtschaftlich tragbare Lösungskonzepte erarbeitet und umgesetzt werden. Aus der historischen Entwicklung des Energieversorgungssystems ergab sich bezüglich der zeitlichen Diskrepanz bisher eine Anpassung der generatorischen Bereitstellung, orientiert am geforderten Bedarf. Demgegenüber verlangt vor allem der volatile Einspeisecharakter und die steigende Durchdringung regenerativer Anlagen eine Revision dieser Systematik. Neben den abnehmenden Steuerungsspielräumen auf der Erzeugerseite müssen für eine vollständige Abkehr von fossilen Brennstoffen zunehmend Flexibilitätspotentiale auf der Verbraucherseite aktiviert werden.

Energieintensive Anschlussnehmer, also vorrangig industrielle Produktions- und Fertigungsstätten sowie Infrastrukturen, weisen diesbezüglich eine besondere Eignung auf. Aufgrund ihres hohen Verhältnisses von Leistung je Anschlusspunkt haben sie effektiven Einfluss auf das elektrische Energieversorgungsnetz. Historisch bedingt befinden Sie sich zumeist in der Nähe konventioneller (fossiler) Erzeugungszentren, deren Abschaltung entweder bereits erfolgt oder beschlossen wurde. Folglich besteht eine wesentliche Herausforderung darin, dass angesiedelte Lastzentren zukünftig die stabilisierende Rolle und die Funktionen wegfallender Kohle- und Gaskraftwerke einnehmen müssen. Eine Erweiterung der Tätigkeiten betreffender Firmen auf dieses zum größten Teil noch unerschlossene Anwendungsgebiet ist jedoch mit einer Reihe technischer, finanzieller, regulatorischer und auch sozioökonomischer Herausforderungen verbunden.

Innerhalb dieser Untersuchung werden die technischen und wirtschaftlichen Einflussfaktoren und Effekte von industrieller Lastflexibilisierung mit Blick auf die aktuellen und prospektiven Rahmenbedingungen analysiert und bewertet. Potenziellen Anbietern und Nutzern soll so eine Übersicht der notwendigen Schritte und Verfahren von der Erken-

¹ United Nations Framework Convention on Climate Change, 21st Conference of the Parties

² SPIEGEL online, »Hat Corona positive Auswirkungen auf Luft und Klima?«, 23.03.2020

nung von Flexibilitäten, über die Modellierungsmöglichkeiten, hin zur Vermarktung und Integration in die Wertschöpfungskette gegeben werden. Begleitend dazu erfolgt ein Abgleich des spezifischen Flexibilisierungspotenzials energieintensiver Branchen in Deutschland mit dem zu erwartenden Bedarf. Diese Untersuchung soll insbesondere aufzeigen, bis zu welchem Grad in die internen Strukturen von Unternehmen eingegriffen werden müsste, um langfristigen Anforderungen einer lastseitigen Stabilisierung des Elektroenergieversorgungsnetzes gerecht zu werden.

Anbietern und Nutzern soll so eine Übersicht der notwendigen Schritte und Verfahren von der Erkennung von Flexibilitäten, über die Modellierungsmöglichkeiten, hin zur Vermarktung und Integration in die Wertschöpfungskette gegeben werden. Begleitend dazu erfolgt ein Abgleich des spezifischen Flexibilisierungspotenzials energieintensiver Branchen in Deutschland mit dem zu erwartenden Bedarf. Diese Untersuchung soll insbesondere aufzeigen, bis zu welchem Grad in die internen Strukturen von Unternehmen eingegriffen werden müsste, um langfristigen Anforderungen einer lastseitigen Stabilisierung des Elektroenergieversorgungsnetzes gerecht zu werden.

Ausgangsbasis für die Untersuchungen im Rahmen dieser Studie ist das Verbundprojekt WindNODE – Das Schauenfenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands im Rahmen des SINTEG-Förderprogramms¹. Das Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF beschäftigt sich innerhalb des Teilarbeitspakets 7.3 mit Lastflexibilisierungspotenzialen der energieintensiven Industrie. Gemeinsam mit weiteren Partnern aus Forschung, Industrie und Gewerbe war es das Ziel theoretische Potenziale in praxisnahe Anwendungsfälle zu überführen und in Demonstratoren zu erproben.

1.2 Methodik, Struktur und Abgrenzung

Mit Blick auf die betriebspezifischen Strombedarfe industrieller Standorte lässt sich konstituieren, dass die Mehrzahl an Branchen auf Basis ihrer jährlichen Stromabnahme je Anschluss (Betriebsstätte) Voraussetzungen zur theoretischen Lastflexibilisierung erfüllt. Eine Pauschalisierung ist jedoch bei der individuellen Analyse von Fertigungs- und Produktionsstandorten unzweckmäßig und nur im Rahmen der nachfolgenden theoretischen Betrachtungen zur erweiterten Flexibilitätsanalyse industrieller Spektren zielführend. Das gewählte Vorgehen stellt damit eine Analyse auf Basis von verallgemeinerten und z. T. vereinfachten Grundannahmen industrieller Branchen dar. Es induziert damit keine uneingeschränkte Übertragbarkeit auf individuelle Produktions- oder Fertigungsstätten. Stattdessen soll jedoch die Methodik zur Adaptierung auf konkrete Unternehmensstandorte aufgezeigt werden.

Im ersten Schritt erfolgt auf Basis einer Vorabeinschätzung mit der Erkennung von Flexibilitäten innerhalb betrieblicher Infrastrukturen. Dabei werden unterschiedliche Integrationsebenen der Flexibilisierung gewählt, dessen technische Potenziale jeweils individuellen Anforderungs- und Nutzungsprofilen genügen. Während die ersten beiden Ebenen gute Bedingungen für Querschnittsanwendungen über mehrere Wirtschaftszweige hinweg bieten, nimmt die Spezifik innerhalb der dritten Ebene deutlich zu. Hier geht es insbesondere um das Potenzial, das sich durch die Steuerung von Fertigungs- und Produktionsprozessen erschließen ließe. Die ermittelten Kennzahlen werden anschließend genutzt, um Synergien zwischen Netzbetreibern und Industrieunternehmen erkennbar zu machen.

Im zweiten Schritt werden Werkzeuge für eine zweckmäßige Modellierung von Flexibilitätsoptionen vorgestellt und beispielhaft erläutert. Dabei sind Ansätze geltender

¹ Förderprogramm SINTEG: »Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende«

Normen und Standards ebenso betrachtet, wie mathematische und energiewirtschaftliche Methoden. Auch hier zeigt sich eine sehr hohe Abhängigkeit des gewählten Anwendungsfeldes, insbesondere mit Blick auf eine anschließende Vermarktungsabsicht. Zusätzlich werden Zielfunktionen für eine Nutzbarmachung von Flexibilitäten aufgezeigt und Bewertungsindikatoren vorgestellt.

Die präsentierten Varianten der Modellierung bilden die Grundlage zur Ableitung von Vermarktungsoptionen im dritten Schritt. Die Analyse erfolgt sowohl nach geltendem Recht als auch unter Berücksichtigung der prospektiven Entwicklungen innerhalb der Energiewirtschaft. Hierbei werden regulatorische Tendenzen durch den Abgleich von Bedarf und Angebot in einem zukünftigen Energiesystem abgeschätzt. Produkte der Lastflexibilisierung erschließen sich so durch mögliche Anforderungsprofile von Seiten der Netzbetreiber und unter Berücksichtigung von Wettbewerbsmechanismen. Darauf aufbauend lassen sich Empfehlungen für ein Markt- und Regulierungsdesign ausstellen.

Ausgewählte realisierte Anwendungsfälle in Unternehmen (engl. good practice), in denen Flexibilitäten entweder vermarktet oder zur Kostenreduzierung bzw. Netzstützung eingesetzt wird, sind durch eine Ausführung der dazu notwendig gewordenen Handlungen und Maßnahmen im Abschnitt 5 präsentiert.

Die durchgeführten Analysen sollen Flexibilitätsinteressierten einen Überblick über die Mechanismen, Werkzeuge und Wechselwirkungen bieten, die es bei der Befähigung von Industriestandorten zur Lastflexibilisierung zu berücksichtigen gilt. Sie zielen damit auf einen Transfer wissenschaftlicher Ergebnisse in die wirtschaftliche Praxis ab, insbesondere in die bisher nur wenig sensibilisierten Segmente kleiner und mittelständiger Unternehmen.

1.3

Querschnitt ergänzender Literatur

Die bisherigen Ergebnisse bei Potenzialerhebungen und Analysen von lastseitigen Flexibilitäten basieren zumeist auf unterschiedlichen Begriffsdefinitionen für Potenzial und lassen sich deshalb nur schwer vergleichen. Die weiteren Analysen und Ausführungen orientieren sich an den Definitionen der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) [3] bzw. getroffenen Erweiterungen im Rahmen der SynErgie-Studie, wonach Potenzialerhebungen allgemein in theoretische, technische, wirtschaftliche und praktische Flexibilitätspotentiale eingeteilt werden.

Dabei meint das theoretische Flexibilisierungspotential die maximal mögliche Flexibilisierung einer Technologie. Beispielsweise bezogen auf Belüftungsanlagen wäre das theoretische Flexibilisierungspotential die maximal installierte Leistung aller Belüftungsmotoren. Denn rein theoretisch könnte die Gesamtheit aller Anlagen, insofern sie gleichzeitig im Betrieb wären, auf einen Schlag abgeschaltet werden. Um zusätzlich technische, ökologische und infrastrukturelle Aspekte einzubeziehen, wird darauf aufbauend das technische Flexibilisierungspotential eingeführt. Hier wird berücksichtigt, dass nicht alle Anlagen gleichzeitig im Betrieb sind und auch nur ein Teil der Anlagen mit Steuereinheiten zur Flexibilisierung ausgestattet sind bzw. ausgestattet werden können. Das wirtschaftliche Flexibilisierungspotential bezieht darüber hinaus monetäre Faktoren ein. Insbesondere Amortisationsbetrachtungen einer Ausstattung von Anlagen mit Flexibilisierungstechnologien spielen hier hinein und schränken das technische Potential somit weiter ein. Zuletzt berücksichtigt das praktische Flexibilisierungspotential alle weiteren, nicht betrachteten Einflussfaktoren und gibt dadurch Auskunft, über den tatsächlich realisierten bzw. realisierbaren Anteil. Denn auch wenn ökonomisch und technisch die Voraussetzungen für eine Flexibilisierung gegeben sind, muss eine praktische Umsetzung nicht zwingend erfolgen. Ursachen hierfür sind sehr vielseitig zu finden. Hinzu kommt, dass pragmatisch bedingt auch nicht-wirtschaftliches

Potenzial praktisch realisiert wird (Demonstratoren, Machbarkeitsnachweise, Imagefaktoren).

Einführung

Tabelle 1 zeigt eine Übersicht ausgewählter Veröffentlichung mit Initiativen zur technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Untersuchung für den Einsatz von Lastverschiebung.

Jahr	Kurztitel (Autor/Herausgeber/Kontext)	Sektor	Potenzialtyp	Bemerkung
2008	Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger (VDE ETG) [4]	GHD	Techn.	Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf
2010	dena-Netzstudie II (dena) [5]	HH/ Ind./ GHD	Tech.	Zeitraum 2015-2020
2010	Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung (EWI, Prognos, GWS) [6]	Ind./ GHD	Real.	Studie
2010	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global [7]	Ind.	Theor.	Leitstudie
2010	Handbuch Lastmanagement (dena) [8]	Ind./ GHD	Tech.	Lastmanagement
2011	Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland (FFE) [3]	Ind.	Prakt.	Für Deutschland
2012	Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign (EWI Köln) [9]	GHD	Wirt.	Untersuchungen des Stromversorgungssystem bis 2030
2012	Demand Side Integration – Lastverschiebepotenziale in Deutschland (VDE ETG) [10]	Ind./ GHD	Tech.	
2013	Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien (BET Aachen) [11]	Ind.	Prakt.	Technologien zur Bereitstellung Flexibilitäten z. B. BEE-Szenario
2013	Speicherstudie 2013 (Fraunhofer ISE) [12]	Ind.	Prakt.	Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern
2013	Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast (DIW Berlin) [13]	Ind.	Tech.	Untersuchungen Lastmanagement in Süddeutschland
2013	Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland (Fraunhofer ISE) [14]	Ind./ GHD	Theor.	Bewertungen nur für Süddeutschland
2014	Erlöspotenziale für Unternehmen durch Lastverschiebung bei dynamischer EEG-Umlage (Energy Brainpool) [15]	GHD	Theor.	Kosteneinsparungen durch Lastverschiebung (für Unternehmen)
2014	Implementierung von Demand Side Management im deutschen Strommarkt (Helmholtz Zentrum) [16]	GHD	Tech.	DSM Allgemein und Strommarkt

Tabelle 1:
Klassifizierung und Stromverbrauch der Industriezweige.

2014	Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale (BMVIT) [17]	Ind./GHD	Prakt.	Auflistung der Erkenntnisse unterschiedlicher Studien aus verschiedenen Ländern
2015	Leitstudie Strommarkt 2015 (Connect Energy Economy) [18]	GHD	Theor.	Maßnahmen für sicheren und günstigen Transformationsprozess des Strommarktes
2015	Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien (BET Aachen) [19]	Ind.	Prakt.	Informationen zu Flexibilitätspotenzialen, Nutzungsformen, unterschiedlicher Branchen
2015	Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 (acatech) [20]	HH/GHD/Ind.	Theor.	Potenzialabschätzung für alle 3 Sektoren
2015	Identifikation und Realisierung wirtschaftlicher Potenziale für Demand Side Integration in der Industrie in Deutschland (Trianel) [21]	Ind.	Wirt.	Flexibilisierungsoptionen
2015	Potentiale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 (VDE ETG) [22]	Ind./GHD/HH	Tech.	Technischer und psychologischer Ansatz
2015	Potenzial für Demand Side Management der energieintensiven Industrie in Deutschland (World Energy Council) [23]	Ind.	Tech.	Zusätzliche Kosten durch DSM ermittelt
2016	Impulspapier Strom 2030 (BMWi) [24]	HH/GHD/Ind.	Theor.	Langfristige Trends und dessen Aufgaben für die Zukunft
2016	Demand Side Management - Die Industrie als zentraler Akteur eines flexiblen Strommarktes (Deloitte) [25]	Ind./GHD	Tech.	Identifikation, Bewertung, Vermarktung Flexibilitäten
2016	Demand Side Management - Unternehmen als Anbieter für Flexibilität im Energiesystem (dena) [26]	Ind./GHD	Tech.	Ergebnisse aus Pilotprojekt in Baden-Württemberg
2016	Roadmap Demand Side Management (dena) [27]	Ind.	Theor.	Schlussfolgerungen aus Projekt in Bayern, Handlungsfelder, Forschungsbedarf
2016	Möglichkeiten für grenzüberschreitenden Handel mit lastseitigen Flexibilitäten (Fraunhofer ISI) [28]	GHD	Theor.	Für Deutschland, Österreich und Schweiz
2017	Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie - Methoden, Potenziale, Hemmnisse (SynErgie) [29]	Ind.	Alle	Ausgewählte energieintensive Prozesse
2017	Lastflexibilisierung in der Industrie – Metastudienanalyse zur Identifikation relevanter Aspekte bei der Potenzialermittlung [30]	Ind.	Alle	Metastudie

2 Flexibilitäten identifizieren

2.1 Begriffsdefinition und Kontext

Gemäß Definition nach DIN SPEC 91366 [31] beschreibt Flexibilität im Kontext von Energiesystemkomponenten die »Fähigkeit einer energie- bzw. leistungsrelevanten Erzeuger-, Verbraucher- oder Speicheranlage, sich schnell und mit geringem Aufwand an Markt- oder Systemsignalen des Energiesektors anzupassen«. Damit adressiert Flexibilität innerhalb der VDE-Festlegungen [10] primär den Bereich Demand Side Response (DSR), d. h. die Reaktion des Verbrauchers auf ein externes Anreizsignal, was mit der Erhöhung oder Reduzierung der Abnahmeleistung für einen bestimmten Zeitraum verbunden ist. Daneben beschreibt Demand Side Management (DSM) die direkte Beeinflussung des lastseitigen Verbrauchs (von extern), z. B. durch den Einsatz von Fernwirktechnik. DSR und DSM werden zusammengefasst unter dem Begriff Demand Side Integration (DSI) geführt. Da viele Anschlussnehmer häufig nicht nur Verbraucher, sondern auch Erzeuger (Prosumer) sind, wird immer häufiger auch die Bezeichnung Offer Side ergänzt.

Während im Bereich der Haushalte DSI-Maßnahmen per Definition eine Beibehaltung des Komforts fordern, d. h. anwenderseitig keine Einschränkungen spürbar sein sollen, können derartige Folgen im industriellen Maßstab nicht von vornherein ausgeschlossen werden. Interne Auswirkungen von Flexibilitätsmaßnahmen müssen daher kontrolliert mit ihren Vorteilen gegengewichtet werden und erfordern daher besonderer Beachtung hinsichtlich des Ursache-Wirkungs-Prinzips.

In Anlehnung an die Konventionen für Regelleistung und die Potenzialdefinition zahlreicher Studien beschreibt positive Flexibilität die Reduzierung der entnommenen Anschlussleistung nach dem Verbraucherzählpeilsystem, d. h. entweder durch Verringerung des Verbrauchs oder durch Erhöhung der Eigenerzeugung. Dementgegen ist negative Flexibilität mit einer Erhöhung der Anschlussleistung durch Zuschalten von Last oder einer Reduzierung von Eigenerzeugung verbunden.

Flexibilität wird grundsätzlich an einem messtechnisch ausgestatteten Anschlusspunkt beschrieben. Lastseitig erfolgt dadurch eine Aggregation der internen Anlagen, Technologien und Prozesse an der Schnittstelle zum Netzbetreiber (nichtsdestotrotz sind Einzelerfassungen nicht ausgeschlossen). Dadurch ergeben sich jedoch monetäre Auswirkungen auf die Mechanismen der Netznutzung. Insbesondere der signifikante Kostenanteil des Netznutzungsentgeltes, der allgemein aus der gemessenen Jahreshöchstlast resultiert (§ 17 StromNEV), kann durch Flexibilitätsmaßnahmen leicht torpediert werden. Gleiches gilt für die Vergünstigungen infolge atypischer Netznutzung nach § 19 StromNEV.

Bestrebungen industrieller Anschlussnehmer bezüglich energiearmer und ressourcenschonender Produktions- und Fertigungstechniken einhergehend mit einer Erfassung der Energieflüsse (Energiemanagementsystem) sind grundsätzlich positiv zu sehen. Hierbei existieren beispielsweise Anreize zur Reduzierung bzw. Befreiung der EEG-Umlage durch Erfüllung der Vorgaben nach DIN EN ISO 50001 »Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung« oder EMAS¹. Es besteht jedoch ein gewisses Dilemma zwischen Energieeffizienz und Flexibilität, da effizienzoptimierte Prozesse wenig Spielraum für Änderungen/Anpassungen zulassen ohne negative Effekte auf den Energiebedarf zu zeigen. Geschaffene und verfügbare Frei-

¹European Eco-Management and Audit Scheme / Verordnung EG 1221/2009 über die freiwillige Teilnahme an einem Gemeinschaftssystem für Umweltmanagement und Umweltbetriebsprüfung

heitsgrade zur Flexibilisierung von Anschlussleistung müssen folglich durch Erstattungen und Vergünstigungen kompensiert werden. Dafür soll auch die Frage eines Wertes für Flexibilität diskutiert werden. Eine Klärung erfordert jedoch neben Akteuren der Einbeziehung der Angebots- und Bedarfsseite auch eine Involvierung der regulatorischen und gesetzlichen Instanzen.

2.2 Portfolio

2.2.1 Klassifizierung nach Integrationsgrad

Industrielle Energie- und Versorgungsinfrastrukturen bzw. Standorte sind durch eine hohe Komplexität gekennzeichnet. Mit zunehmender Systemtiefe steigen die Wechselwirkungen der Komponenten untereinander sowie die Einflüsse auf die Produktions- und Fertigungsebene. Daher kann erwartet werden, dass der technische und wirtschaftliche Aufwand bzw. Effekt zur Erschließung von Flexibilität umso mehr steigt, je tiefer in die bestehenden Strukturen eingegriffen wird. Deshalb muss untersucht werden, inwieweit die Bedürfnisse von Seiten des Netzbetreibers nicht bereits durch weniger tiefe Eingriffe befriedigt werden können. Gleichzeitig stellt sich die Frage nach Anreizen, wie industrieseitig die Akzeptanz für die Intervention der Prozessebene und damit ein Umdenken verantwortlicher Mitarbeiter erreicht werden kann. Aus diesem Grund wird sektorübergreifend eine Einteilung in drei Integrationsebenen vorgeschlagen (siehe Abbildung 1):

1. Infrastrukturen und Anlagen
2. Querschnitts- und Peripherietechnologien
3. Produktions-, Fertigungs- und Prüfprozesse

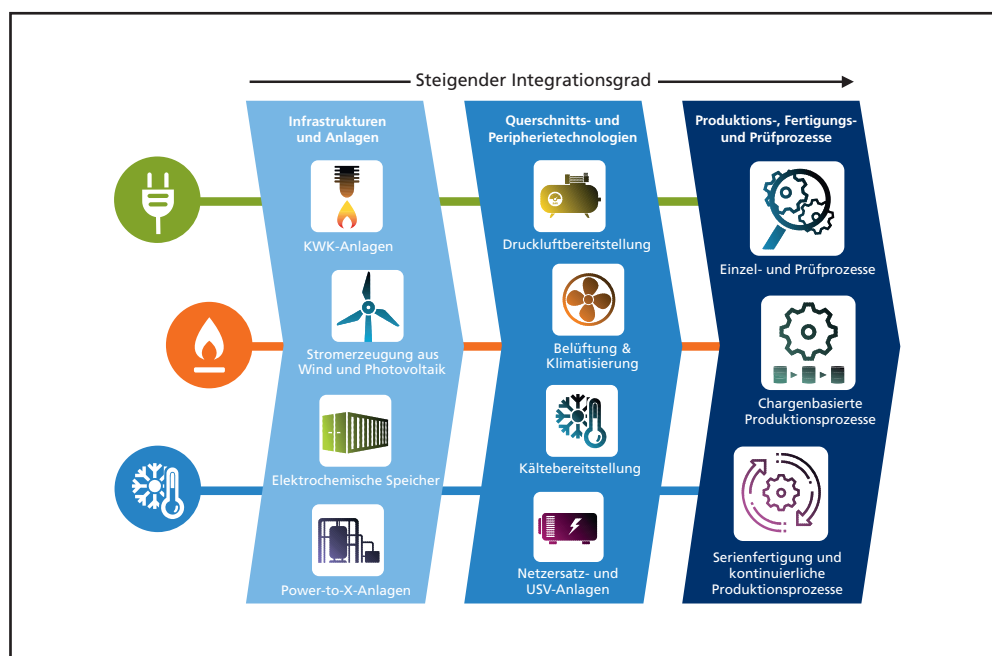


Abbildung 1:
Integrationsebenen für
Flexibilitätsoptionen

Jede Ebene ist von individuellen Merkmalen gekennzeichnet und erfüllt entsprechend andere Anforderungen. Die Einteilung begründet sich zum einen durch die differenziert betrachtete Abhängigkeit mit der Fertigung bzw. Produktion. Je tiefer die Integrationsebene, desto mehr wächst der Einfluss auf die Kerngeschäftsebene des Unternehmens und die Wechselwirkungen nehmen zu. Dementsprechend ergeben sich andere Eigenschaften hinsichtlich Komplexität und personeller sowie organisatorischer Abhängigkeit. Zum zweiten charakterisieren sich die Integrationsebenen i. d. R. durch technische Kenngrößen, wie Leistung und Automatisierungsgrad.

Tabelle 2 zeigt zusammengefasst eine multikriterielle Bewertung der Integrationsebenen nach den beschriebenen Aspekten ihrer Nutzbarmachung. Expertenworkshops lieferten die Basis für die dargestellte Bewertung nach den vorgeschlagenen Kriterien in den Spaltenköpfen.

	Infrastrukturen und Anlagen	Querschnittstechnologien	Produktions-, Fertigungs- und Prüfprozesse
Automatisierungsgrad (Überwachung und Steuerung)	<ul style="list-style-type: none"> • Automatisiert • Echtzeitfähige Parameterüberwachung 	<ul style="list-style-type: none"> • Teilautomatisiert, häufig nur binär steuerbar (EIN/AUS) • Überwachung z.T. indirekt über Temperatur, Druckbereich oder Konzentration • Kontinuierliche Steuerbarkeit effizienztechnisch anzustreben 	<ul style="list-style-type: none"> • Automatisiert und manuell • Echtzeitfähige oder stichprobenartige Erfassung von Parametern oder Qualitätskenngrößen
Verfügbare Leistung / Kapazität / Verschiebezeiten	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Leistungen oberhalb von 100 kW möglich • Bereitstellung über längere Zeiträume realisierbar (> 1 h) 	<ul style="list-style-type: none"> • Breiter Leistungsbereich je nach Einsatzgebiet • Geringe Unterbrechungs- bzw. Verschiebezeiten (< 15 min) 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Leistungen möglich • Unterbrechungen und Verschiebepotenziale durch Erfüllung von Kundenwünschen begrenzt
Abhängigkeit der Produktion bzw. Fertigung	<ul style="list-style-type: none"> • Technische Abhängigkeit i. d. R. durch redundante Versorgung abgesichert 	<ul style="list-style-type: none"> • Indirekt durch technische Einrichtungen und Produktionsprozesse • Qualitätssicherung durch Einhaltung der Parametergrenzen (Temperatur, Druck) 	<ul style="list-style-type: none"> • Unmittelbar
Personelle & organisatorische Auswirkungen	<ul style="list-style-type: none"> • Gering • Berücksichtigung zusätzlicher Randbedingungen in der Einsatzplanung von Energieanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Gering, da i. d. R. Prozesse automatisiert werden können 	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr hoch, jedoch individuell abhängig • Mehraufwand durch geänderte zeitliche Rahmenbedingungen und geänderte betriebliche Abläufe
Komplexität der Nutzbarmachung	<ul style="list-style-type: none"> • Änderung der mathematischen Zielfunktion und ihrer Randbedingungen in der Einsatzplanung • Interaktion mit Marktsignalen • Prognose und Optimierung notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> • Einhaltung von Mindestanforderungen • Schnelle Reaktion auf Änderungen notwendig • Ggfs. Flexibilitätspotenzial auf Kosten von Effizienzvorteilen 	<ul style="list-style-type: none"> • Individuell abhängig • Starke Interaktionen mit vor- und nachgelagerten Prozessen / Instanzen
Zeitlicher minimaler Vorlauf für Änderungsanforderungen	<ul style="list-style-type: none"> • < 15 min • Teilweise Betrieb mit Echtzeitreaktion möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • > 15 min um Puffercharakteristik auf Anforderung vorzubereiten 	<ul style="list-style-type: none"> • > 1 Tag zur Berücksichtigung personeller, betrieblicher und technischer Wechselwirkungen

Tabelle 2:
Zusammenfassung einer multikriteriellen Bewertung der Integrationsebenen nach beschriebenen Aspekten ihrer Nutzbarmachung.

Während die verfügbaren Komponenten der Infrastrukturen- und Anlagenebene zwar zur günstigen und preislich flexiblen Versorgungssicherheit beitragen, besteht aufgrund des zumeist vorliegenden Netzanschlusses keine unmittelbare Notwendigkeit dieser für eine Fortführung von Produktion bzw. Fertigung. Folglich ist die Abhängigkeit als gering zu bewerten, was auch die Freiheiten für Steuerung- und Optimierung im Kontext eines Energiemanagements dieser Komponenten erhöht.

In der zweiten Integrationsebene werden Anlagen und Systeme betrachtet, die im Querschnitt über eine Vielzahl industrieller Standorttypen Anwendung finden. Sie sind zur Bereitstellung von Hilfsenergie (z. B. Druckluft), Schaffung von Umgebungs- und Prozessbedingungen (z. B. Temperatur, Belüftung) und Vorhaltung von Reserveleistungen (z. B. Netzersatz- und USV-Anlagen) erforderlich, was diesbezügliche Abhängigkeiten erhöht. Vorteilhaft

Zuletzt repräsentiert die dritte Integrationsebene die unmittelbare Einflussnahme von Fabrikprozessen auf die energetische Bilanz. Die aktive Beeinflussung, Steuerung und Verschiebung dieser Prozesse stellt einen Flexibilitätsmechanismus dar, der unmittelbar auf die energetische Charakteristik am Anschlusspunkt Wirkung entfaltet. Dementsprechend ergeben sich hohe personelle und organisatorische Abhängigkeiten. Zudem ist diese Integrationsebene stärker als anderen von den individuellen Eigenschaften der Branche geprägt.

2.2.2 Infrastrukturen und Anlagen

Das wohl größte wirtschaftliche Potential für die Flexibilisierung des Energiebezugs bieten separat bereitgestellte Speicher- und Wandlungseinheiten, da diese in der Regel durch externen Bezug substituierbar sind. Dies erlaubt theoretisch die Dimensionierung, Integration und den Betrieb dieser Komponenten weitestgehend unabhängig von den eigentlichen Bedarfsprozessen. Ungewünschte Wechselwirkungen mit sensiblen Fertigungs- und Produktionsprozessen können damit minimiert werden. Zudem besteht die Möglichkeit Flexibilität bereits beim Last-Erzeugungs-Verhältnis im Planungsprozess zu berücksichtigen. Doch auch bestehende Infrastrukturen und Anlagen können durch Kombination von Anwendungsfällen und Synergieeffekte in ihrer Wirtschaftlichkeit gesteigert werden.

2.2.2.1 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) generieren sowohl elektrische als auch thermische Energie zumeist aus Brennstoffen und Gasen. Die kombinierte Nutzung ermöglicht hohe Wirkungsgrade, allerdings können beide Produkte nicht vollständig unabhängig voneinander erzeugt werden. Hier unterscheidet man in stromgeführten und wärmegeführten Betrieb, je nachdem welche Energieform sollwerttechnisch vorgegeben werden soll. Die jeweils andere ist prozesstechnisch abhängig und kann nur in beschränkten Grenzen variiert werden.

Im Betrieb lassen sich theoretisch sowohl positive (Leistungserhöhung) als auch negative Flexibilität (Leistungsreduzierung) bereitstellen. Die guten Steuerungseigenschaften zur Deckung des Wärme- und Strombedarfs für Werksinfrastrukturen lassen KWK-Anlagen prädestiniert für Flexibilität erscheinen. Hinzu kommt der breite verfügbare Leistungsbereich, der gleichzeitig eine hohe Skalierbarkeit garantiert. Zwar ergeben sich dadurch hohe Wirksamkeiten aus Sicht des Netzbetreibers, allerdings stellen sich ebenfalls starke Abhängigkeiten für die Sicherung der Fertigung und Produktion auf Seiten des Anschlussnehmers ein.

Vorteile

- Positive und negative Flexibilität
- Gute Steuerbarkeit
- Hoher kombinierter Wirkungsgrad
- Geringe Standby-Verluste
- Skalierbar (breiter Leistungsbereich)
- Teillastbetrieb (mit Effizienzminderung) möglich
- Gute CO₂-Bilanz bei Nutzung nachhaltiger Rohstoffe

Nachteil

- Abhängigkeiten durch Kraft-Wärme-Kopplung
- Hohe Anschaffungs- und Betriebskosten

Flexibilitäten identifizieren

Tabelle 3:
Bewertung von KWK-Anlagen.

2.2.2.2

Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik

Die Wandlung von Windenergie und Solarstrahlung in elektrischen Strom erfolgt grundsätzlich dargebotsabhängig. In der Folge können solche Anlagen ausschließlich abgeregelt werden. Ein grundsätzlicher Teillastbetrieb könnte zusätzliches Hochfahrpotenzial freisetzen, was jedoch nach aktuellen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich und insgesamt ressourcenverschwendend wäre.

Windkraftträder und Photovoltaikanlagen sind jedoch i. d. R. bereits mit modernen Fernwirk- und -überwachungsgeräten ausgestattet, die die technischen Voraussetzungen für eine Integration in das lokale Energiemanagement schaffen. Zu klären sind in diesem Zusammenhang die Rechtevergabe für Eingriffe sowohl mit dem Eigentümer als auch mit Instanzen der Vermarktung.

Vorteile

- Geringe Betriebskosten
- Skalierbar (breiter Leistungsbereich)
- CO₂-neutraler Betrieb

Nachteil

- Volatile Einspeisung (wetterabhängig)
- Nur negative Flexibilität (Abregelung)
- Hoher Platzbedarf

Tabelle 4:
Bewertung von Anlagen der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik

2.2.2.3

Elektrochemische Speicher

Die elektrische Energielandschaft ist momentan nur spärlich mit Speichertechnologien bestückt. Hintergrund ist vor allem die teure Kostenstruktur sowie Unklarheiten bei der Einordnung von Speichern mit Blick auf die Belastung durch Umlagen und Steuern. Technisch betrachtet erfüllen elektrische Speicher alle Voraussetzungen für die Fähigkeit Flexibilität bidirektional einzusetzen und so die Eigenversorgung zu optimieren, externe Anreizsignale wahrzunehmen und die Stabilität des Energieversorgungsnetzes zu erhöhen [32].

Ausgehend vom aktuellen Entwicklungsstand können folgende Speichertechnologien für Flexibilitätsanwendungen genutzt werden:

- Lithium-basierte Speicher weisen hohe Energiedichten und Leistungswerte auf. Sie verfügen über eine vergleichsweise lange kalendarische und zyklische Lebensdauer, benötigen aber aufgrund technischer Eigenschaften und hoher Sicherheitsanforderungen ein aufwändiges Management. Längere Ruhezeiten können sich negativ auf die Performance auswirken und Alterungsprozesse beschleunigen.

- Natrium-basierte Speicher gehören zu den Hochtemperatursystemen und weisen dadurch neben hohen Betriebskosten infolge des aktiven Wärmemanagements zusätzliches Gefahrenpotenzial auf. Positiv wirken sich niedrige Rohstoffpreise, eine hohe Energiedichte und lange Lebensdauer auf die Attraktivität möglicher Anwendungsfelder aus.
- Leistung und Kapazität von Redox-Flow-Batterien sind vollständig unabhängig dimensionierbar, wodurch Nutzungsprofile individuell und zugeschnitten bedient werden können. Hohe Wartungsintensitäten sowie sehr hohe Kapazitätskosten verhindern bisher die flächendeckende Anwendung. Giftige und knappe Rohstoffe (Vanadium, Zink, Brom) haben zusätzliche negative ökologische und ökonomische Effekte. Wesentlicher Vorteil ist die Möglichkeit Energie auch längerfristig ohne signifikante Selbstentladungseffekt zu speichern.
- Konventionelle Bleibatterien rücken aufgrund ihrer hohen Selbstentladung und der preislichen Entwicklung alternativer Speicher zunehmend in den Hintergrund. Ihre geringe Wartung, die Robustheit und der hohe preisliche Wettbewerb machen sie jedoch für vereinzelte Anwendungen weiterhin attraktiv. Vor allem an Orten mit erhöhten Gefährdungsanforderungen ist ihr Einsatz nach wie vor empfehlenswert.

Tabelle 5:
Bewertung von elektrochemischen Speichern.

Vorteile	Nachteil
<ul style="list-style-type: none"> – Positive und negative Flexibilität – Sehr gut steuerbar (teillastfähig) – Skalierbar (breiter Leistungsbereich) – Hohe Energiedichte 	<ul style="list-style-type: none"> – Hohe Anschaffungs- und Betriebskosten – Aufwendiges Sicherheits- und Betriebsmanagement – Regulatorische Einordnung (Doppelbelastung) – Lebensdauer je nach Anwendungsfall zu berücksichtigten

2.2.2.4 Power-to-X-Anlagen

Die Umwandlung von elektrischem Strom in andere Medien, die Träger von Energie sind, wird unter dem Begriff Power-to-X zusammengefasst. Dabei kann die Wandlung in gasförmige bzw. flüssige Energieträger auf chemischer Basis erfolgen, z. B. durch Erzeugung von Wasserstoff / Erdgas (Power-to-Gas), oder aber in thermische Energie stattfinden (Power-to-Heat). Das Konzept kann bei geeigneten Rahmenbedingungen zukünftig zu einer stärkeren Integration von überschüssigem, regenerativem Strom beitragen, allerdings müssen dafür aktuell noch sehr hohe Wandlungsverluste in Kauf genommen werden. Hinzu kommt, dass Energie durch die Umwandlung in ihrer Wertigkeit herabgesetzt wird, da elektrischer Strom aufgrund seiner Steuerungs- und Transportfähigkeit sowie den vielfältigen Verwertungsoptionen allgemein höher eingestuft wird.

Tabelle 6:
Bewertung von Power-to-X-Anlagen

Vorteile	Nachteil
<ul style="list-style-type: none"> – Sehr gut steuerbar (teillastfähig) – Skalierbar (breiter Leistungsbereich) – Integration und Speicherung (Power-to-Gas) überschüssiger Energie aus regenerativen Erzeugern 	<ul style="list-style-type: none"> – Hohe Anschaffungs- und Betriebskosten – Nur negative Flexibilität (Abregelung) – Hohe Wandlungsverluste

Flexibilität lässt sich durch Power-to-X-Anlagen generieren, indem bei (kurzfristigen) Überschusssituationen entweder die enorme Aufnahmekapazität des vorhandenen

Wärmenetzes oder aber die Speicherfähigkeit in chemischer Form genutzt wird. In der Folge sind Power-to-X-Anlagen primär nur unidirektional betreibbar. Ein reversibler Betrieb erfordert einen chemischen Wandlungsprozess, der unter KWK-Anlagen einzuordnen ist.

2.2.3 Querschnitts- und Peripherietechnologien

Querschnitts- und Peripherietechnologien werden innerhalb der industriellen Fertigung prozess- und branchenübergreifend breit angewandt. Sie dienen allgemein der Bereitstellung von Hilfs- und Reserveenergie sowie Belüftungs- und Klimatisierungszwecken. Aufgrund der unkoordinierten Nutzung in verschiedenen Bereichen ist anzunehmen, dass derartige Anlagen häufig überdimensioniert sind und nicht für Teilbereiche optimiert werden. Dieser Sachverhalt kann für Überlegungen der Flexibilisierbarkeit näher untersucht werden.

Grundsätzlich gilt jedoch, dass sich die bestimmende und limitierende Größe zur Flexibilisierung von Querschnitts- und Peripherietechnologien aus der Senke im Prozess ergibt.

2.2.3.1 Druckluftbereitstellung

Druckluft wird in Prozessen und Anlagen zur Verrichtung mechanischer Arbeit benötigt. Kompressoren verdichten angesaugte Luft unter Freisetzung von Wärme, wodurch über 70 Prozent des Energieeintrags für Kompressions- und Leerlaufverluste erhalten [33]. Effizienztechnisch ließen sich durch Reduzierung des Druckniveaus ca. 6 bis 8 Prozent je Bar an Energie einsparen (lt. Herstellerangabe: KAESER Kompressoren). Adaptiert man diese Charakteristik, kann durch Ausnutzung des Toleranzbereiches ein erhebliches Flexibilisierungspotenzial in industriellen Infrastrukturen erschlossen werden.

In der klassischen Steuerungsvariante größerer Unternehmen werden verschiedene Kompressoren regelungstechnisch zu einer Kaskade zusammengeführt. Bei niedrigem Luftverbrauch herrscht damit maximaler Druck, was die Leerlaufverluste hoch ausfallen lässt. Neuartige Regelungskonzepte von Kompressoren zielen daher eher auf eine Verbesserung der Effizienz ab, was mit einer Verengung und Verringerung des zulässigen Druckbandes einhergeht. Dies wiederum geht auf Kosten möglicher Flexibilität.

Vorteile

- Positive und negative Flexibilität
- Sehr gut steuerbar (teillastfähig)
- Geringe Zusatzkosten

Nachteil

- Starke Abhängigkeiten

Tabelle 7:
Bewertung von Druckluft-
anlagen

2.2.3.2 Belüftung und Klimatisierung

Lufttechnische Anlagen sorgen dafür, dass der CO₂-Gehalt, die Temperatur, die Feuchtigkeit und die Verschmutzung der Luft so reguliert wird, dass die Arbeits- und Prozessbedingungen in einem Gebäude, einer Fertigungshalle oder speziell für einen Prozess immer ideal gleichbleiben. Grundsätzlich wird zwischen Be- und Entlüftungsanlagen, Luftheizungsanlagen, (Teil-)Klimaanlagen, Hygieneanlagen und sonstige Industrieanlagen, wie z. B. Absaugvorrichtungen, unterschieden. Der Flexibilisierungsbereich ist durch gesetzliche oder betriebs- bzw. prozessbedingte Grenzwerte des Mediums Luft

beschränkt. Vor allem die Temperatur und Konzentrationsmengen sind dabei von entscheidender Bedeutung.

Eine sensorbasierte Regelung zur Anlagenführung ist als Stand der Technik zu betrachten und kann unnötige Luftmengenwülvungen vermeiden. Während jedoch konventionelle Anlagen lediglich binär betrieben werden konnten (EIN/AUS), verfügen moderne Systeme auf Basis von Frequenzumrichter über eine stetige Stellmöglichkeit. Dieser hohe Automatisierungsgrad kann für Flexibilisierungsmaßnahmen genutzt werden.

Tabelle 8:
Bewertung von Belüftungs- und Klimatisierungsanlagen

Vorteile	Nachteil
<ul style="list-style-type: none"> – Positive und negative Flexibilität – Sehr gut steuerbar (hoher Automatisierungsgrad) – Geringe Zusatzkosten 	<ul style="list-style-type: none"> – Einhaltung von Grenzwerten vorrangig – Eingeschränkte Leistung

2.2.3.3 Kältebereitstellung

Für die Bereitstellung von Kälte im industriellen Maßstab haben sich zwei Hauptwege durchgesetzt: Während Absorptionskältemaschinen Wärme als Antriebsenergie nutzen (z. B. durch Verwendung industrieller Abwärme), nehmen Kompressionskältemaschinen durch die Nutzung von Strom aus dem elektrischen Energieversorgungsnetz eine relevantere Position in Bezug auf Flexibilität ein. Kommerzielle Kälteanlagen können Kälteleistungen im Megawattbereich erreichen. Sie können modular aufgebaut sein und sind gut regelbar. Je nach Temperaturbereich der zur Verfügung zu stellenden Kälte unterscheiden sich die dafür notwendigen elektrischen Bezugswerte zum Teil stark.

Normale Kälte wird meistens durch Wasser in einem Bereich zwischen 6 und 12 Grad Celsius bereitgestellt. Tiefkälte deckt mit Hilfe von Kompressionskältemaschinen Temperaturen von bis zu -50 Grad Celsius ab. Je nach Anwendungsgebiet findet eine Staffelung des Einsatzes von Kompressoren zur Kältegenerierung statt. Wirtschaftlich motiviert wird abhängig vom Anforderungsprofil (von Grundkältebereitstellung bis hin zur Spitzenwertabdeckung) zwischen permanent laufenden, binär bzw. stufig schaltbaren und kontinuierlich geregelten Typen ausgewählt.

Flexibilität lässt sich hauptsächlich durch Nutzung des häufig vorhandenen Pufferspeichers im Kaltwasserkreislauf generieren. Die Sollwertvorgabe der einzustellenden Vorlauftemperatur hat dabei maßgeblich Einfluss auf den externen Strombezug und kann damit als Flexibilisierungsgröße dienen. Flexibilität steht damit grundsätzlich in Konflikt mit einer effizienzmotivierten, bedarfsgerechten, d. h. möglichst kleinen, Dimensionierung des Pufferspeichers. Gleichzeitig kann auch das Kältemedium selbst mit zunehmenden Temperaturen zu weniger Bedarf elektrischer Energie führen.

Tabelle 9:
Bewertung von Anlagen zur Kältebereitstellung

Vorteile	Nachteil
<ul style="list-style-type: none"> – Positive und negative Flexibilität – Sehr gut steuerbar (hoher Automatisierungsgrad) – Großer Leistungsbereich (Skalierbarkeit) – Kurzzeitige Flexibilisierung durch Modulation 	<ul style="list-style-type: none"> – Flexibilität des Pufferspeichers auf Kosten einer effizienten Dimensionierung – Teilweise hohe Abhängigkeit der Produktqualität von der Temperaturabweichung – Beschränkte Langzeitflexibilität

2.2.3.4 Netzersatz- und USV-Anlagen

Die Notstromversorgung in Unternehmen bewirkt, dass bei Wegfall des Netzbezugs essentielle Aufgaben der Produktion fortgeführt und kritische Anlagen und Geräte weiterbetrieben werden können. Dadurch sollen Mitarbeiter und Produktionsgüter vor Schäden bewahrt werden. Diese Aufgabe übernehmen Netzersatzanlagen (NEA), die zumeist von Dieselmotoren angetrieben werden. Einrichtungen der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), die ihre Energie aus Akkumulatoren beziehen und vorwiegend IT-Bereiche absichern, sind grundsätzlich ungeeignet für Flexibilisierungszwecke.

NEA können i. d. R. innerhalb weniger Minuten anlaufen und ihre Leistung dem Bedarf anpassen. Als Richtlinie zur Dimensionierung wird allgemein eine Überbrückungszeit für aufrecht zu erhaltene Versorgungsbereiche von 72 Stunden angenommen. Durch die seit langer Zeit bestehende Anwendung sind hohe Leistungsbereiche markttechnisch verfügbar und NEA bereits vielfältig in industriellen Infrastrukturen im Einsatz. Lange Stillstandzeiten bieten prinzipiell gute Voraussetzungen für Flexibilitätsanwendungen, zumal notwendige Testläufe durch alternative Nutzung vermieden werden könnten. Diese werden jedoch häufig durch die Anforderungen an Netzersatzanlagen eingeschränkt.

Vorteile	Nachteil
<ul style="list-style-type: none"> – Hohe Leistungen – Geringe Zusatzkosten – Gute Steuerbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> – Einsatzbeschränkungen – Nur positive Flexibilität (Hochfahren) – Fossile Brennstoffe – Einhaltung rechtlicher Rahmenbedingungen (u. a. Luftreinhaltung, Lärm) – Emission von Luftschadstoffen (Stickoxide und Feinstaub) – Je nach Anwendungsfall hohe Kosten der Infrastrukturanbindung, -schaltung und Sicherheit

Tabelle 10:
Bewertung von Netzersatz- und USV-Anlagen

2.2.4 Produktions-/Fertigungs- und Prüfprozesse

Auch ohne neuartige Anwendungsfälle der Netzstützung ist der Flexibilitätsbegriff in modernen Fabrikssystemen neben Variabilität und Mobilität einer der Hauptplanungsgrundsätze zur Verringerung der Störanfälligkeit. Dabei unterscheidet man grundsätzlich [34]:

- Funktionale bzw. technologische Flexibilität (Realisierung eines bestimmten Spektrums an Produktionsaufgaben)
- Strukturelle Flexibilität (Anpassung von räumlicher und zeitlicher Organisation für veränderte Produkte und Volumina)
- Kapazitive Flexibilität (Produkt- und Volumenvariation, ohne die Zahl der Elemente in einem definierten Zeitraum zu ändern)
- Logistische Flexibilität (Anpassung der Logistikleistung)

Die nachfolgenden Analysen zu Maßnahmen der Lastverschiebung greifen damit insbesondere Potenziale der strukturellen und kapazitiven Flexibilität auf. Trotz Einbeziehung dieser planerischen Flexibilität bedeutet eine aktive Beeinflussung von Produktions- und Fertigungsprozessen signifikante und komplexe Wechselwirkungen im Bereich der Komponenten und Teilsysteme, Rohstoffe und Ressourcen, Logistik und

Kosten – vor allem durch die unmittelbare Nähe zum Produktionsgut. Insbesondere anlagenübergreifende Abhängigkeiten prägen die Charakteristik eines flexibilisierten Produktionssystems. Aus diesem Grund wird suggeriert, dass die eigentliche Fertigungs- und Produktionsplanung auch langfristig durch ein fabrikeigenes Planungs- und Steuerungssystem erfolgen wird. Externe Signale für eine Anpassung des Leistungsbezugs oder des Fahrplans werden aufgrund der hohen Spezifik nur über- bzw. vorgegeben. So sollen Auswirkungen auf die qualitativen Eigenschaften ausschließlich durch unternehmensinterne Instanzen kontrolliert werden.

Die Einteilung von Fertigungs- und Produktionsprozessen kann nach vielerlei Kriterien erfolgen, u. a. nach Anordnung der Systeme, Grad der technologischen Verbundenheit der Teilsegmente oder Mechanisierungsgrad [35]. Zweckmäßig erscheint zur Bewertung von Flexibilität eine kombinierte Klassifizierung nach Kontinuität des Materialflusses und Wiederholung. Demnach werden nachfolgend Fertigungs- und Verarbeitungsprozesse wie folgt eingeteilt:

- Einzel- und Prüfprozesse
- Chargenbasierte Produktionsprozesse (engl. batch process)
- Serienfertigung und kontinuierliche Produktionsprozesse

Abbildung 2 zeigt die im Rahmen der Untersuchungen fokussierten Fertigungs- und Prozesstypen hinsichtlich ihrer typischen Einordnung in die Produktionsvolumen und ihrer Diversifizierung. Dies begründet ihre Attraktivität für verschiedene Anforderungsprofile der Flexibilisierung.

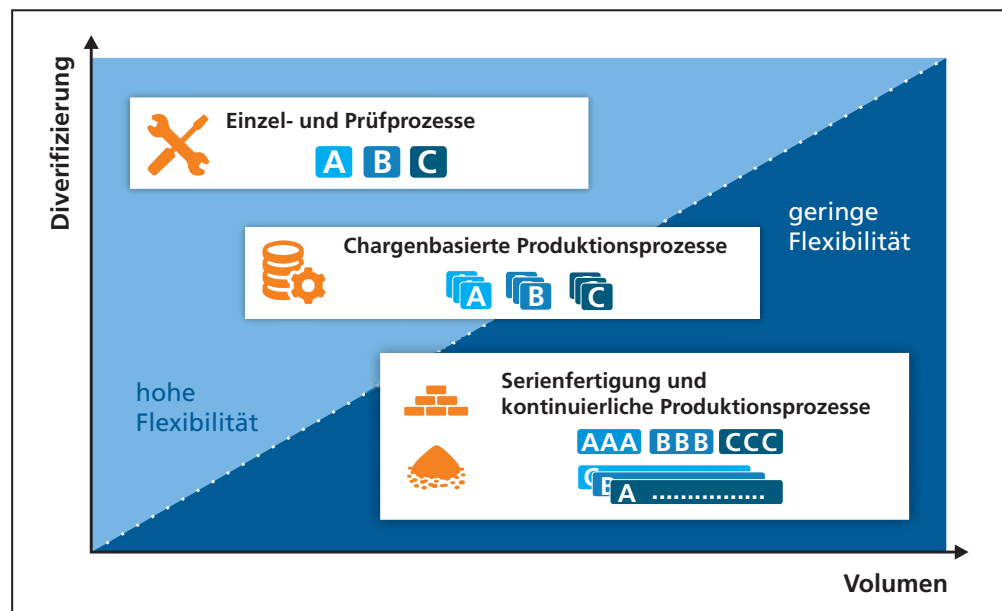


Abbildung 2:
Industrielle Fertigungs- und
Prozesstypen

Einzel- und Prüfprozesse weisen aufgrund ihrer Individualität nur geringfügige wiederholende Muster auf. Dementsprechend sind die verschiedenen Produktionsschritte A, B und C separat zu betrachten. Sie verfügen grundsätzlich über hohes Potenzial zur organisatorischen Flexibilisierung, jedoch mobilisieren sie aufgrund ihrer geringen Volumina nur vergleichsweise kleine Energiemengen.

Dementgegen zeichnen sich Serienfertigung und kontinuierliche Produktionsprozesse durch einen hohen Spezialisierungsgrad (geringe Diversität) aus. Ihre Arbeitsschritte (A,

B und C gemäß Abbildung 2) laufen unmittelbar sequenziell oder parallel ab. Aus Effizienzgründen sind derartige Prozesse für Anpassungen des Ablaufs bzw. des Energiebedarfs tendenziell unempfindlich. Ihr hoher Durchsatz verbunden mit den entsprechend hohen Energieeinträgen bewirkt jedoch meistens eine starke Wirkung schon bei geringfügigen Anpassungen.

Chargenbasierte Produktionsprozesse sind hinsichtlich ihrer Flexibilität und ihres Durchsatzvolumens sehr breit einzuordnen. Aufgrund von Qualitätsanforderungen sind deren Lastprofile zwar eher als unveränderlich einzuordnen, allerdings lassen sich Änderungen im Bedarfslastgang durch zeitliche Verschiebung der Produktionsschritte (A, B und C) erreichen.

2.2.4.1

Einzel- und Prüfprozesse

Energieintensive Einzelprozesse sind dadurch gekennzeichnet, dass sie zwar häufig Teil einer Fertigungskette sind, jedoch zeitlich keine unmittelbaren Auswirkungen auf vor- bzw. nachgelagerte Arbeitsschritte vorweisen. Dies erfolgt häufig durch Separation – zeitlich, räumlich, betriebstechnisch oder organisatorisch. Als Beispiele können hier Wuchtanlagen, Löt- sowie Schweißstationen, Pressen und auch Öfen aufgeführt werden. Auch Prüfstände oder Testfelder, z. B. für Motoren, eignen sich prinzipiell zur Flexibilisierung des Energiebezugs. Zum einen sind sie zwar durch kurzzeitige, jedoch meistens auch sehr hohe Leistungswerte charakterisiert. Zum anderen sind sie nicht immer unmittelbar in die Fertigungslinie integriert und somit planerisch und organisatorisch (teil) unabhängig. Eine negative Beeinflussung des Produktionsgutes kann damit minimal gestaltet werden. Eine Durchführung kann durch angemessene Vorlaufzeit optimal mit der Produktion abgestimmt werden.

Vorteile

- Hohe Leistungsspitzen verschiebbar
- Gute organisatorische Planbarkeit
- Geringe Zusatzkosten

Nachteil

- Nur positives Potenzial (mit Nachholung)
- Meistens nur geringe Energiemengen
- Priorisierte Einhaltung von Lieferverpflichtungen

Tabelle 11:
Bewertung von Einzel- und Prüfprozessen

2.2.4.2

Chargenbasierte Produktionsprozesse

Ein Chargenprozess (oder auch Batchprozess) ist Teil der diskontinuierlichen Produktionsverfahren und beschreibt nach ISA-88 einen Prozess, »der zur Herstellung von abgegrenzten Stoffmengen führt, indem Mengen von Einsatzstoffen unter Nutzung einer oder mehrerer Einrichtungen innerhalb eines abgegrenzten Zeitraums einer geordneten Folge von Prozessaktivitäten unterzogen werden.« Häufig begrenzt das Fassungsvermögen des Gefäßes oder der Anlage die nutzbare Werkstoffmenge, außerdem sind feste Zykluszeiten für einzelne Schritte einzuhalten. Auch eine Variation der Menge (Teilauslastung) würde nur geringfügige Änderungen des energetischen Fahrplans bedeuten.

Die beschriebenen Charakteristika äußern sich zumeist in festen energetischen Lastprofilen der Chargenprozesse. Um qualitative Vorgaben einzuhalten sind aktive Änderungen dieser von Seiten der Industrie akzeptanztechnisch grundsätzlich nicht gewollt. Stattdessen können jedoch Zwischenspeicher vor und nach ausgewählten Prozessen genutzt werden, damit eine zeitliche Verschiebung des Lastprofils möglich wird. Eine Flexibilisierung unter Beibehaltung der Produktionsrate kann folglich nur erreicht werden, wenn keine Vollausslastung besteht.

Flexibilitäten identifizieren

Tabelle 12:
Bewertung von chargenbasierter Fertigung

Vorteile	Nachteil
<ul style="list-style-type: none"> - Positive und negative Flexibilität - Hohe Energiemengen verschiebbar - Gute Steuerbarkeit durch vorhandene Prozessautomatisierung - Geringe Zusatzkosten 	<ul style="list-style-type: none"> - Priorisierte Einhaltung von Lieferverpflichtungen - Unmittelbare Einflüsse auf Produktionsgut - Fixe Profile - Pufferkapazitäten/Zwischenspeicher benötigt

2.2.4.3 Serienfertigung und kontinuierliche Produktionsprozesse

Serienfertigung beschreibt Fertigungsprozesse mit hoher Wiederholungsrate, darunter fallen für nachfolgende Untersuchungen ebenfalls Techniken der Sortenfertigung oder der Massenproduktion. Alle Verfahren kennzeichnen sich durch eine geringe Varianz und hohe Stückzahlen. Ein Beispiel für die Serienfertigung ist das Herstellen von Kraftfahrzeugen. Die Serienfertigung lässt sich insofern flexibel betreiben, dass unter Beibehaltung des Produktionsziels entweder einzelne Segmente oder Prozesse zeitlich verschoben werden können oder die Gesamtkette abschnittsweise beschleunigt oder verlangsamt wird. Somit ergeben sich hohe Abhängigkeiten mit vor- oder nachgelagerten Prozessen, die durch Pufferkapazitäten oder Anpassung der Produktionsverfahren kompensiert werden müssen.

Kontinuierliche Fertigungsprozesse kennzeichnen sich durch eine Permanenz des Materialflusses. Tätigkeiten des Transports werden dabei parallel oder eng gekoppelt an die Fertigung durchgeführt. Die Produktionslinien sind damit vollständig auf das Produkt ausgerichtet und zielen auf hohe Durchsätze ab. Einzelne Fertigungsschritte weisen dabei (planerisch dimensioniert) zumeist ähnliche Durchsatzraten auf, was einerseits den Bedarf an Zwischenspeichern minimiert, andererseits jedoch zu starken Abhängigkeiten der gesamten Strecke führt. Verfahrenstechnisch sind kontinuierliche Fertigungsprozesse immer mit physikalischen Wandlungsprozessen oder chemischen Reaktionen verbunden. Damit bezieht es sich hauptsächlich auf gasförmige und flüssige Medien, da diese zweckgebunden über Rohrsysteme transportiert werden können. Aber auch zerkleinerte Festkörper sind für den kontinuierlichen Betrieb geeignet.

Die semikontinuierliche Fertigung kombiniert Prozesse des Chargenbetriebs mit kontinuierlichen Techniken. Auch hier nehmen Puffertechnologien eine Schlüsselrolle bei der Flexibilisierung ein.

Tabelle 13:
Bewertung von Serienfertigung und kontinuierlichen Produktionsprozessen

Vorteile	Nachteil
<ul style="list-style-type: none"> - Positive und negative Flexibilität - Hohe Energiemengen verschiebbar - Gute Steuerbarkeit durch vorhandene Prozessautomatisierung (kontinuierlich) - Geringe Zusatzkosten 	<ul style="list-style-type: none"> - Priorisierte Einhaltung von Lieferverpflichtungen - Unmittelbare Einflüsse auf Produktionsgut - Starke Einflüsse auf gesamte Produktionskette → Pufferkapazitäten oder angepasste Produktionsverfahren benötigt

2.3 Branchen- und technologiespezifische Analyse

Ob und wie Flexibilität im industriellen Umfeld nutzbar gemacht werden kann, ist hochgradig individuell. Rückschlüsse auf das verfügbare Potenzial sind jedoch in einer ersten Abschätzung durch eine branchenspezifische Analyse zweckmäßig. Ausgehend

vom Energieverbrauch Deutschlands im industriellen Sektor sind in den folgenden Abschnitten deshalb Strombedarfe nach Wirtschaftszweig und Nutztechnologie rechnerisch abgeleitet. Das Vorgehen ermöglicht es anschließend, breit gültige Aussagen über die allgemeine Verfügbarkeit von Flexibilitätspotenzial zu formulieren.

2.3.1

Strombedarf im industriellen Sektor

Im Referenzjahr 2016¹ betrug der Jahresendenergieverbrauch in Deutschland 2.542 TWh, woran der industrielle Sektor mit 717 TWh einen Anteil von 28,2 Prozent besaß.

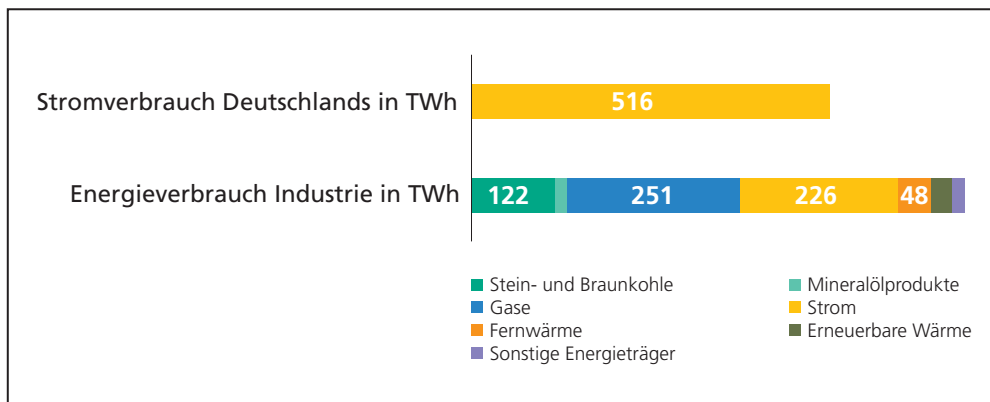


Abbildung 3:
Stromverbrauch Deutschlands
im Vergleich zum industriellen
Endenergieverbrauch nach
Energieträgern

Bei der Betrachtung des Energiemediums Strom (Abbildung 3) weisen industrielle Abnehmer mit einer Jahresenergie von 226 TWh ca. 43 Prozent des Gesamtbedarfs Deutschlands auf (Umweltbundesamt). Die weiteren Untersuchungen basieren auf einer Klassifizierung der Industrien nach Wirtschaftszweigen gemäß WZ 2008². Tabelle 14 zeigt die Wirtschaftszweige mit ihrem zugeordnetem Jahresstromverbrauch. Etwa die Hälfte des gesamten Strombedarfs ist allein den nachstehenden Verbänden energieintensiver Industrien (EI) zuzuordnen:

- Bundesverband Baustoffe, Steine und Erden
- Verband der chemischen Industrie e.V.
- Bundesverband Glasindustrie e.V.
- Wirtschaftsvereinigung Metalle e.V.
- Verband Deutscher Papierfabriken e.V.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl

Innerhalb der energieintensiven Zweige sind vor allem die Prozesse der Grundstoffindustrie, d. h. der Elektrolichtbogenofen, die Behälterglasherstellung, die Roh- und Zementmahlung, die Chlor-Alkali-Elektrolyse und die Rohstoffschmelzanlage energetisch dominant. Ihre Flexibilisierbarkeit zur Deckung von Bedarfsprofilen ist bereits innerhalb des SynErgie-Projektes [29] ausführlich untersucht und bewertet worden. Der enorme Energieeintrag und das breite Spektrum an Verwertungsketten über mehrere Industriezweige hinweg macht sie für Lastmanagementanalysen besonders attraktiv.

¹Hohe Datenverfügbarkeit, keine signifikante Veränderung in den Folgejahren

²Unter Berücksichtigung der Vorgaben nach NACE Rev. 2 der Europäischen Gemeinschaft / Verordnung (EG) Nr. 1893/2006

WZ 008 Kode	Bezeichnung	Jahresstrom- verbrauch [36] 2016 in TWh	Anzahl Betriebe ¹ in Deutschland
10	Hrst. von Nahrungs- und Futtermitteln	16,1	5.393
11	Getränkeherstellung	1,8	547
12	Tabakverarbeitung	0,2	25
13	Hersteller von Textilien	1,6	710
14	Hersteller von Bekleidung	0,1	252
15	Hersteller von Leder, Lederwaren und Schuhen	0,1	125
16	Hersteller von Holz-, Flecht-, Korb- und Kork- waren (ohne Möbel)	4,6	1.137
17	Hersteller von Papier, Pappe und Waren daraus	18,8	912
18	Hersteller von Druckerzeugnissen, Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern	2,1	1.302
19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	6,5	66
20	Hersteller von chemischen Erzeugnissen	51,5	1.645
21	Hersteller von pharmazeutischen Erzeugnissen	1,8	353
22	Hersteller von Gummi- und Kunststoffwaren	14,2	3.254
23	Hersteller von Glas- und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden	12,3	3.199
24	Metallerzeugung und -bearbeitung	43,0	1.063
25	Hersteller von Metallerzeugnissen	12,8	7.806
26	Hersteller von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen	4,1	1.924
27	Hersteller von elektrischen Ausrüstungen	4,4	2.238
28	Maschinenbau	9,1	6.203
29	Hersteller von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	16,6	1.327
30	Sonstiger Fahrzeugbau	1,2	332
31	Hersteller von Möbeln	1,0	1.009
32	Hersteller von sonstigen Waren	1,2	1.666
33	Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen	0,6	2.300

Tabelle 14:
Klassifizierung und
Stromverbrauch der
Industriezweige

¹Korrigierte Werte des statistischen Bundesamtes auf Basis eigener Berechnungen

Um der hohen Diversität und Heterogenität der deutschen Industrielandschaft gerecht zu werden, ist es jedoch zweckmäßig, das betrachtete Spektrum an Technologien, Prozessen und Produktionsverfahren mit dem Ziel einer perspektivischen Mobilisierung von Flexibilität über zusätzliche industrielle Branchen zu erweitern. Erst unter Einbeziehung aller Freiheitsgrade ist eine Abwägung der verschiedenen Optionen zum Zweck eines gesamtheitlichen und volkswirtschaftlichen Optimums für eine nachhaltige, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung in Deutschland möglich.

2.3.2 Branchenbetrachtung

Die Untersuchungen fokussieren und beschränken sich auf Betriebe als Teil des Wirtschaftszweigschlüssels (WZ 2008) Abschnitt C – Verarbeitendes Gewerbe (Lfd. Nr. 10 bis 33). Weitere Branchen und Industriezweige weisen unter Umständen analoge Charakteristiken zur Übertragung der vorgestellten Methodik auf, werden jedoch nicht explizit behandelt.

Durch die unterschiedliche Größe der Unternehmen je Industriezweig bildet eine pauschale Mittelwertbildung des Jahresstromverbrauchs pro Unternehmen zwar nur bedingt individuelle Standorte ab, nichtsdestotrotz erhält man Auskunft darüber, in welchen Branchen die potenzielle Flexibilisierung je Anschlusspunkt größeren Einfluss auf das Energieversorgungsnetz hat. Tabelle 14 zeigt zu diesem Zweck den gemittelten Jahresstromverbrauch.

Die dargestellte Linie in Abbildung 4 stellt die summierte Gesamtleistung der Wirtschaftszweige dar. 80 Prozent des Jahresenergieverbrauchs sind durch die fünf Branchen der o.g. Verbände energieintensiver Industrien abgedeckt. Die Erschließung und Nutzbarmachung verfügbarer Flexibilität in den nachrangigen Wirtschaftszweigen ist aufgrund der Diversität deshalb erwartungsgemäß mit einem höheren Aufwand verbunden.

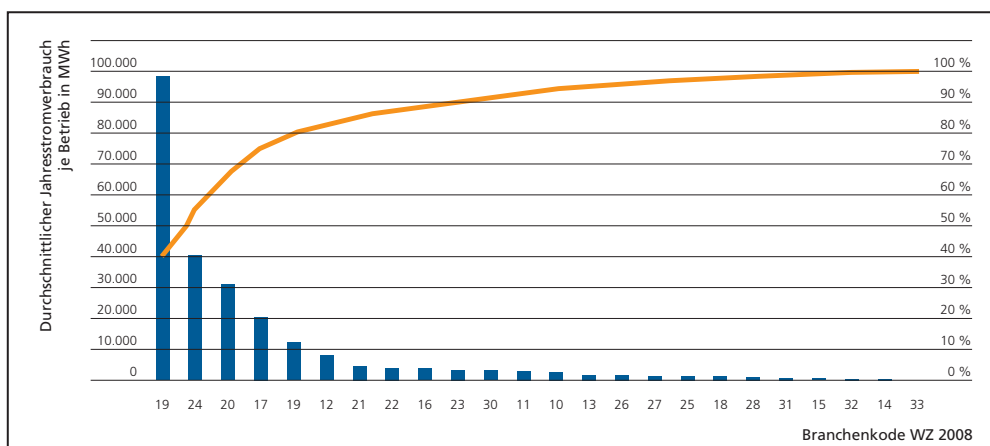


Abbildung 4:
Durchschnittlicher
Jahresstromverbrauch
je Betriebsstätte

Dennoch lässt die heterogene Ausprägung eine verbesserte Erfüllung von Anforderungen eines flexiblen Energiesystems erwarten. Diese These soll nachfolgend durch eine technologiespezifische Analyse geprüft werden.

2.3.3 Technologiespezifisches Flexibilitätspotenzial

Um Rückschlüsse auf die Flexibilisierbarkeit des eingangsseitigen Strombezugs ziehen zu können, erfolgt eine Analyse der letztlich aufgewendeten Nutzenergie. Dieses

Vorgehen erlaubt eine breite Gültigkeit trotz der Besonderheiten einzelner Branchen. Die Nutzenergieform wird dabei wie folgt unterteilt:

1. Bereitstellung von (Prozess-)Kälte
2. Bereitstellung von (Prozess-)Wärme
3. Herbeiführung chemischer Reaktionen
4. Verrichtung mechanischer Arbeit

Die Datengrundlage orientiert sich hauptsächlich an [36] und ist durch weiterführende Recherchen auf Portalen wie destatis.de und statista.com ergänzt. Es wird darauf abgezielt, den genannten vier Nutzenergieformen ein Flexibilitätpotenzial unter Zuweisung einer dominanten Technologie zuzuordnen. So kann Auskunft darüber gegeben werden, wo in den Unternehmen flexibilisierbare Mechanismen zu finden sind. Zudem ergeben sich Rückschlüsse, auf die technischen Fähigkeiten der Netzanschlusseite.

Die Bereitstellung von Kälte erfolgt meistens durch Verdichtungsprozesse unter Verwendung von Kompressoren. Obwohl jeder Kompressionsanlage ein Motor als Basistechnologie zugeordnet werden kann, ist eine Unterteilung auf Basis der verschiedenartigen Nutzungsprofile zweckmäßig.

Der Anteil (Prozess-)Wärme, welche durch Strom bereitgestellt wird, ist gegenüber Dampf- oder Gas-basierter Bereitstellung geringer. Nichtsdestotrotz führen erhöhte Anforderungen an die Steuerbarkeit und die zeitlichen Randbedingungen zu elektrothermischer Nutzenergiebereitstellung durch Strom in einer Vielzahl von Anwendungsgebieten.

Einen Sonderstatus nehmen reaktive Prozesse ein, die vorwiegend in der Chemie- und Grundstoffindustrie zu finden sind. Hierbei wird durch Bereitstellung von Elektrizität eine chemische Reaktion herbeigerufen bzw. unterstützt. Hohe Abhängigkeiten der verfahrenstechnischen Abläufe sowie stoffliche Wechselwirkungen beschränken die Flexibilisierungsmaßnahmen hier maßgeblich.

Zu Prozessen, bei denen mechanische Arbeit durch Wandlung von elektrischem Strom verrichtet wird, zählen sowohl jegliche Abläufe, die Material formen, schneiden oder pressen und die Mehrheit aller Transportprozesse, als auch jegliche Anlagen zur Druckluftbereitstellung sowie Belüftung und Prüfstände. Die dahinterstehende Basistechnologie ist in den meisten Fällen durch einen Elektromotor beschreibbar.

Um eine verlässliche Aussage darüber zu erhalten, welchem der Bereiche welche Art Flexibilisierungspotenzial zuzuordnen ist, wurden die energetischen Anteile der Wirtschaftszweige bzw. Branchen in einer Prozess-Flexibilisierungsmatrix ermittelt. Das Ergebnis zeigt Tabelle 15. Auf Basis der Angaben nach [36] sind hier die Jahresstromverbräuche den dominanten Nutzenergieformen sowohl prozentual als auch absolut zugeordnet und durch eine Summenbildung aggregiert ermittelt.

Durch Zuordnung der dominanten Prozesse zu jedem WZ erhält man die prozentualen Anteile der Nutzenergieform nach Abbildung 5.

Die Grafik verdeutlicht die Erbringung des größten Anteils Nutzenergie in Form mechanischer Arbeit (über 50 Prozent). Dies betrifft jedoch nicht nur Energie zur Krafteinprägung auf Produktionsgüter (z. B. Pressen), sondern auch Prozesse und Verfahren, welche der Integrationsebene »Querschnittstechnologien« zuzuordnen sind und damit beispielsweise auch Aufgaben der Belüftung und Klimatisierung übernehmen.

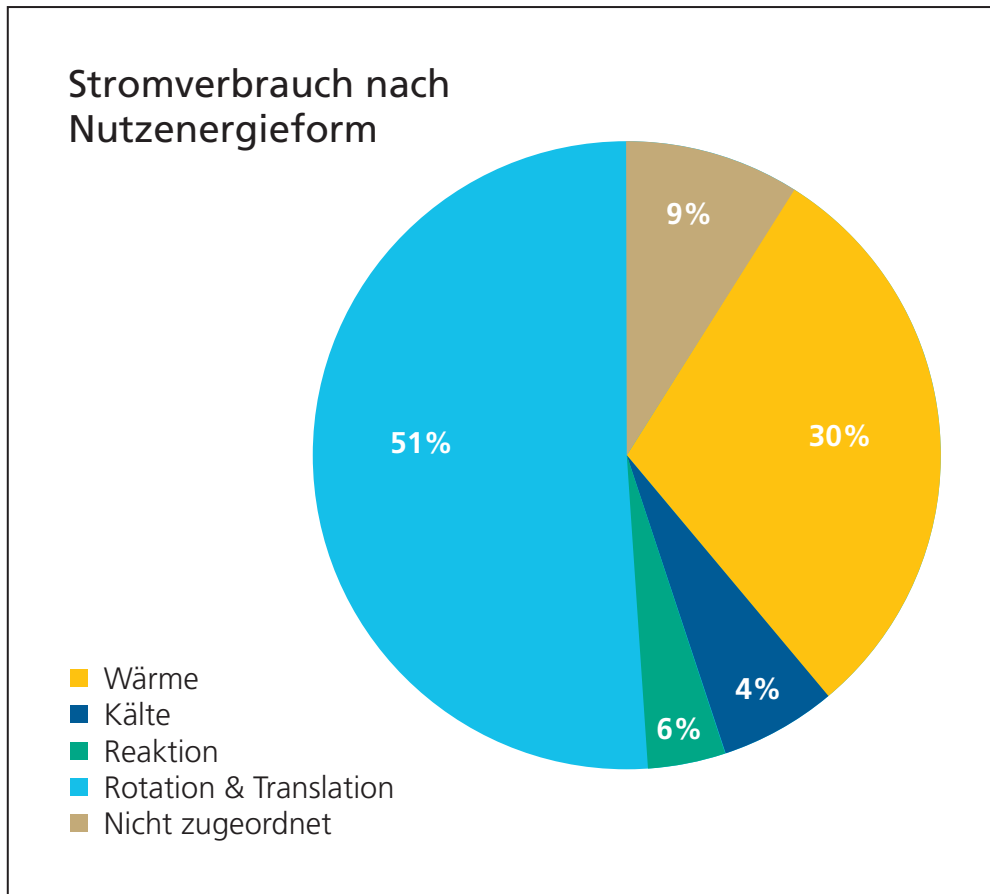


Abbildung 5:
Prozentuale Anteile der Nutztechnologien

Da eine pauschale Aussage über die Anforderungen an mechanische Nutzenergie stark individuell ist, müssen Ableitungen an die Reduktion, Erhöhung und Verschiebung des Nutzenergiebezugs standortspezifisch analysiert und bewertet werden.

Der zweitgrößte Anteil kommt mit 30 Prozent Heizaufgaben und der Bereitstellung von Prozesswärme zuteil. Mit höherem Temperaturen wachsen hierbei die prozessbezogenen Anforderungen und senken damit die Potenziale für Flexibilisierung. Demgegenüber ist der Gesamtanteil an Nutzenergie für die Kältebereitstellung mit 4 Prozent vergleichsweise gering. Durch ihre thermische Trägheit lässt sie sich hingegen besser flexibilisieren. Vereinfacht betrachtet muss innerhalb eines vorgegebenen Intervalls eine definierte Energiemenge zum Erreichen des Solltemperaturniveaus eingebracht werden. Die zulässigen Ober- und Untergrenzen dieses Niveaus können jedoch durch zeitliche Variation des Eingangsenergiebezugs ausgenutzt werden. Besonders durch die im Allgemeinen verbesserten Isolationsmaßnahmen (Kühlhäuser/-truhen) eignen sie sich für Flexibilisierungszwecke.

Die Flexibilisierung chemischer Reaktionen wird aufgrund der streng einzuhaltenden Stoffparameter allgemein als kritisch bewertet. Rund 10 Prozent des Nutzenergiebedarfs bleibt nicht zuordenbar.

Flexibilitäten identifizieren

WZ-Kode	Bezeichnung	Korrigierter* Stromverbrauch in TWh	Anteil zur Bereitstellung von (Prozess-) Kälte	in TWh	Anteil zur Bereitstellung von (Prozess-) Wärme
10	Nahrung/Futtermitteln	16,1	30,0%	4,8	30,0%
11	Getränke	1,8	30,0%	0,5	30,0%
12	Tabak	0,2	15,0%	0,0	30,0%
13	Textilien	1,6	21,0%	0,3	29,0%
14	Bekleidung	0,1	21,0%	0,0	29,0%
15	Leder/-waren, Schuhe	0,1			
16	Holz-, Flecht-, Korbwaren	4,6			18,4%
17	Papier/Pappe	18,8	2,0%	0,4	65,0%
18	Druckerzeugnisse	2,1			
19	Kokerei/Mineralöl	6,5	15,0%	1,0	30,0%
20	Chemie	51,5	1,0%	0,5	1,0%
21	Pharmazie	1,8	1,0%	0,0	1,0%
22	Gummi/Kunststoff	14,2	3,5%	0,5	5,5%
23	Glas/Keramik	12,3	1,5%	0,2	75,0%
24	Metallerz./-bearbeitung	43,0	1,0%	0,4	45,2%
25	Metallerzeugnisse	12,8	1,0%	0,1	45,2%
26	DV-Geräte	4,1			34,6%
27	Elektr. Ausrüstungen	4,4			34,6%
28	Maschinenbau	9,1	5,0%	0,5	45,2%
29	Kfz	16,6	3,0%	0,5	20,0%
30	Sonstiger Fahrzeugbau	1,2	3,0%	0,0	20,0%
31	Möbel	1,0			30,0%
32	Sonstige Waren	1,2			
33	Reparatur von Maschinen	0,6			
Gesamtstromverbrauch		226,0 TWh	100,0 %	9,9 TWh	4,4 %

Tabelle 15:
Stromanteile der Nutztech-
nologien nach Industriezweig

*Bilanzieller Abgleich durch Nutzung mehrerer Quellen (Abweichungen durch Rundungen), [36]
ergänzt durch Angaben nach statista.com und destatis.de

in TWh	Anteil zur Herbeiführung chem. Reaktionen	in TWh	Anteil zur Verrichtung mech. Arbeit	in TWh	Nicht zugeordneter Energieverbrauch in TWh
4,8			20,0%	3,2	3,2
0,5			20,0%	0,4	0,4
0,1			54,0%	0,1	0,0
0,5			50,0%	0,8	0,0
0,0			50,0%	0,1	0,0
					0,1
0,9			63,5%	2,9	0,8
12,2			33,0%	6,2	0,0
					2,1
2,0	35,0%	2,3	20,0%	1,3	0,0
0,5	22,0%	11,3	76,0%	39,2	0,0
0,0	22,0%	0,4	77,0%	1,3	0,0
0,8			85,0%	12,1	0,9
9,2			23,5%	2,9	0,0
19,5			50,0%	21,5	1,6
5,8			50,0%	6,4	0,5
1,4					2,7
1,5					2,9
4,1			30,0%	2,7	1,8
3,3			72,0%	11,9	0,8
0,2			72,0%	0,9	0,1
0,3			70,0%	0,7	0,0
					1,2
					0,6
67,7 TWh 30 %		14,0 TWh 6,2 %		114,7 TWh 50,7 %	19,8 TWh 8,8 %

Flexibilitäten identifizieren

3 Flexibilitäten modellieren

3.1 Methoden

Sowohl nach aktuellen Randbedingungen als auch prospektiv ist eine eindeutige Kommunikation zwischen Netzbetreiber, Markt und Anschlussnehmer entscheidend dafür, dass Flexibilität vermittelt werden kann. Die Fähigkeiten der Angebotsseite müssen zunächst optimal abgebildet werden, um auf die Bedürfnisse der Nachfrageseite zugeschnitten werden zu können. Gleichzeitig bilden zweckdienliche Modellierungsansätze auch die Voraussetzung dafür, neuartige Produkte und Vermarktungsoptionen aufzuzeigen.

Entsprechend dem aufgezeigten Flexibilitätsportfolio gibt es eine Vielzahl an mathematischen Verfahren, die die individuellen Eigenschaften abbilden können. Je nach Anwendungsfall sind dabei jedoch einige Verfahren besser, manche schlechter geeignet, um die Flexibilitätseigenschaften zwischen Akteuren bzw. Instanzen auszutauschen. Aus diesem Grund werden nachfolgend ausgewählte Modellierungsverfahren erläutert, die je nach Technologie bevorzugt verwendet werden sollten.

3.1.1 Flexgraphen

Das Konzept der Flexgraphen wurde erstmals 2013 durch Thomas Nuytten in [37] vorgestellt. Seitdem wurde deren Anwendbarkeit u. a. im EU-Projekt industRE [38] auch praktisch nachgewiesen. Flexgraphen basieren auf einem generischen Modell, wonach der zeitabhängige Energieein- bzw. -austrag durch beidseitige Flexibilitätsbänder begrenzt wird und die Leistung innerhalb dieser Grenzen flexibel eingebracht werden kann. Sie eignen sich daher grundsätzlich zur Beschreibung des gesamten Flexibilitätsportfolios. Grafisch ergibt sich im Energie-Zeit-Diagramm damit eine aufgespannte Fläche, die durch steuerungstechnische Variation der Bezugsleistung genutzt werden kann (siehe Abbildung 6).

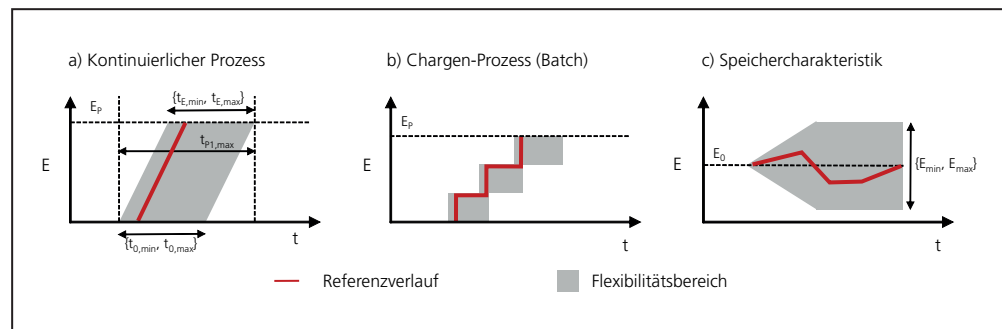


Abbildung 6:
Beispielflexgraphen [39]

Ein kontinuierlicher Prozess mit variabler Geschwindigkeitsstellung (z. B. Fließband) stellt Teilabbildung a) dar. Unter Annahme eines konstant bleibenden Energiebedarfs ergeben sich zwei Freiheitsgrade:

1. Die proportional zum Leistungsbezug stellbare Geschwindigkeit wird durch minimale und maximale Gradienten beschränkt.
2. Eine zeitliche Freiheit erlaubt eine Verschiebung von Start und Endzeit unter Ausnutzung der maximalen Geschwindigkeit.

Ein stufenförmiger Energiebedarf (z. B. durch Batch-Prozesse) zeigt der mittlere Flexgraph b). Unter Beibehaltung der Einzelprozessgradienten offenbart sich die Flexibilität durch zeitliche Verschiebung. Hier ist jedoch die Wechselwirkung mit vor- und nachgelagerten Schritten ausschlaggebend für die zeitliche Verschiebbarkeit. Speicher jeglicher Art können durch Flexgraphen nach c) modelliert werden. Ausgehend von einer festgelegten Nulllinie (E0) können Ein- und Ausspeichercharakteristik innerhalb definierter Grenzen für Kapazität und Gradient dargestellt werden.

Ein wesentlicher Vorteil von Flexgraphen ist außerdem, dass einzelne Teilsysteme in einem gemeinsamen Flexgraphen addiert werden können. Dies bietet die Möglichkeit eine übergreifende Flexibilität komplexer Systeme zwischen verschiedenen Akteuren zu übergeben. Ein Beispiel verdeutlicht Abbildung 7.

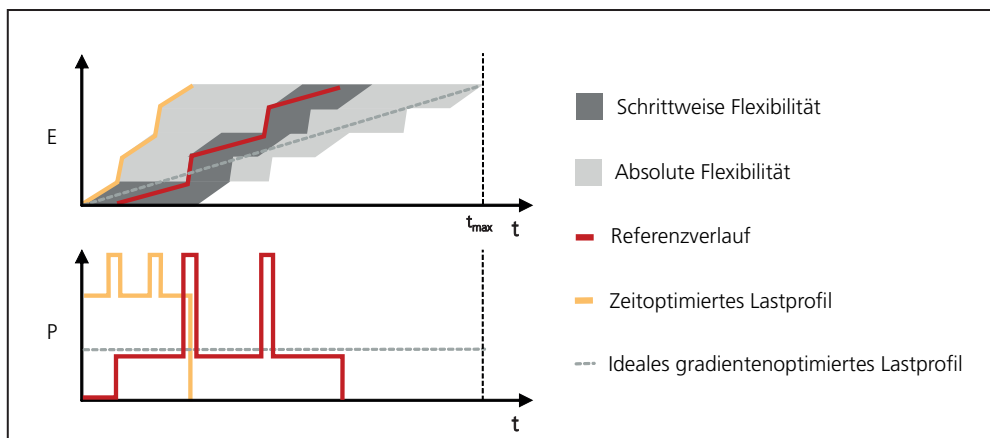


Abbildung 7:
Kombinierter Flexgraph [39]

Hier zeigt sich, dass ein zeitlich optimierter Betrieb die linksseitige Grenze der Flexibilität kennzeichnet (orangefarbene durchgezogene Linie). Indem ein möglichst linearer Anstieg des Energiebezugs bei gleichzeitiger Ausnutzung der maximal verfügbaren Zeit angestrebt wird, kann die am Anschlusspunkt bezogene Leistung auf ein Minimum begrenzt werden (gestrichelte Linie).

3.1.2 Puffercharakteristiken

Bestimmte Technologien (vorwiegend im Bereich der Querschnittsanwendungen), aber auch konkret bei elektrischen Speichern und Power-to-X-Anlagen besitzen die Eigenschaft eines Puffers, um die unmittelbare Wirkung von Bezugs- auf Nutzenergie abzufedern. Eingangsseitig kann dabei der Energiebedarf P_{Ein} in definierten Grenzen flexibilisiert werden, ohne dass sich ausgangsseitig (P_{Nutz}) größere Qualitätseinschränkungen ergeben. Grund dafür ist die variable Puffergröße Δx , die innerhalb definierter Grenzen variieren darf. Das Prinzip verdeutlicht Abbildung 8.

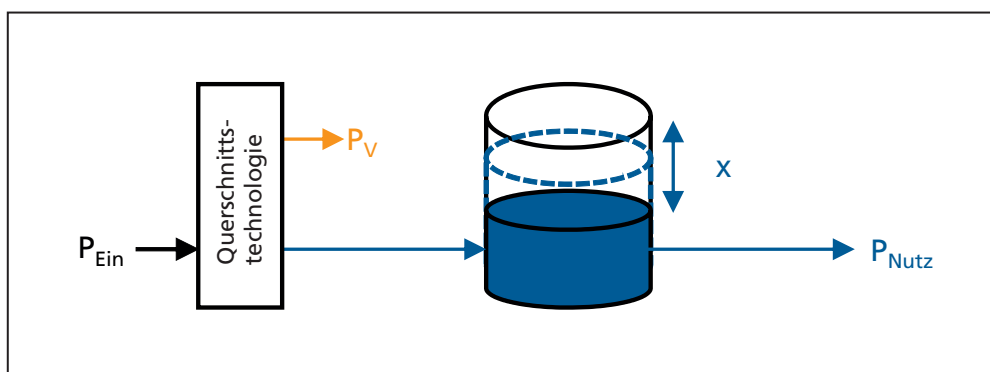


Abbildung 8:
Prinzip der Puffer- bzw.
Speichercharakteristik

Konkret kann dies an folgenden Beispielen verdeutlicht werden:

- Die zeitliche Trägheit der Temperatur im Kühlprozess sowie bei der Klimatisierung erlaubt grundsätzlich einen flexiblen Leistungsbezug, jedoch unter der Bedingung, dass die einzubringende Energie innerhalb eines Zeitfensters (z. B. 15 Minuten) garantiert wird.
- Bei der Druckluftbereitstellung dient das Kompressionsniveau ebenfalls als Flexibilisierungsgröße. Da für den ungestörten Betrieb ausschließlich die Einhaltung von Ober- und Untergrenze notwendig ist, können durch die Ausnutzung dieses Bandes energetische Schwankungen in den Kompressionseinheiten kompensiert werden.
- An die Belüftung sind im Allgemeinen restriktivere Bedingungen hinsichtlich Flexibilisierung geknüpft, insbesondere bei den Auswirkungen auf Qualität und Schadstoffgehalt für Innenräume. Dazu kommt die Beibehaltung des personellen Komforts. Dennoch kann der Strömungsdurchsatz als Puffergröße genutzt werden und anschlussseitig den Energiebezug beeinflussen. Die umgeschichtete Luftmenge darf dabei vorgegebene Untergrenzen nicht verletzen. Potential bietet sich vor allem durch den ohnehin gängigen Einsatz von (steuerbaren) Frequenzumrichtern.

Nach [40] ergibt sich beispielsweise für den Druckluftbereich eine potenzielle Einsparung von 6 Prozent bis 8 Prozent der aufzubringenden Energie für jedes reduzierte Bar an Komprimierung. Werden die technischen Voraussetzungen geschaffen, verfügbare Puffer mit den Produktionsanforderungen zu vereinen, kann durch intelligente Steuerung das Delta des Druckniveaus zur Veräußerung von Flexibilität genutzt werden. Hierbei ergeben sich jedoch überproportional große Konflikte mit Energieeffizienzmaßnahmen, da aktuell verfügbare Toleranzen eher geringgehalten werden und zur Reduzierung des Energiebedarfs dienen.

3.1.3 Variable und fixe Leistungsprofile

Batch-basierte Fertigungs- bzw. Produktionsstrecken sind danach charakterisiert, dass sich die Bearbeitungsschritte in abgeschlossene Prozeduren (Stationen) einteilen lassen. Abhängig vom industriespezifischen Verfahren sind diese in sich geschlossenen Prozeduren im Kontext einer Verbrauchssteuerung als nicht flexibilisierbar anzunehmen (gleichbleibendes Bedarfsprofil der Stationen), da andernfalls das Produktionsgut Schaden nehmen könnte bzw. Qualitätseinbußen zu erwarten wären. Stattdessen kann jedoch der zeitliche Abstand der sequentiell zu durchlaufenden Stationen verschoben werden. Das Prinzip verdeutlicht Abbildung 9.

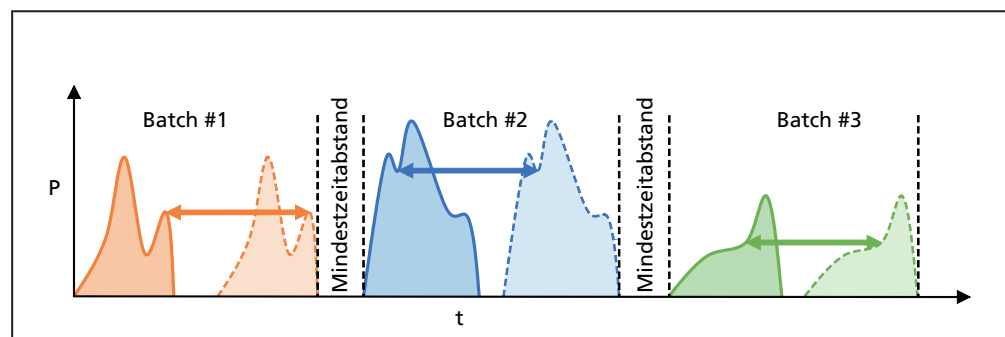


Abbildung 9:
Flexibilisierbarkeit einer
Batch-Prozessstrecke

Durch mathematische Verknüpfung nacheinander ablaufender (Batch-)Prozesse kann Flexibilität auf diese Weise auch für eine gegebene Produktionsstrecke ermittelt werden. Hierbei werden insbesondere Zwischenschritte (Lagerung/Transport) zeitlich und

kapazitätstechnisch untersucht und die ermittelten Freiheitsgrade für die Optimierung der (Batch-)Prozesse herangezogen. Das Modellierungskonzept kann insbesondere auch auf Komponenten der Anlagen- und Infrastrukturebene übertragen werden.

3.1.4 15-min-Energiewerte

Historisch bedingt, getrieben vom Handel mit Strom an den Börsenplätzen sowie außerbörslich (Over-the-Counter), sind nach aktuellen Rahmenbedingungen viertelstündliche Energiemengen die erste Wahl für den Austausch von Flexibilitätsreserven. Höhere zeitliche Auflösungen sind darüber hinaus möglich. Diese Art der Modellierung bietet den Vorteil, dass Kapazitäten von Anschlussnehmern durch leicht handhabbare tabellarische Vorlagen oder die Unified Modeling Language (UML) mitgeteilt werden können (siehe Tabelle 16).

Zeit		Fahrplan	Positive Flexibilität		Negative Flexibilität	
Von	bis	Leistung in MW	Leistung in MW	Preis in Euro/MW	Leistung in MW	Preis in Euro/MW
16:00	16:15	20	5,0	80	2,0	70
16:15	16:30	20	7,0	80	1,0	70
16:30	16:45	20	3,0	80	6,0	70
...

Tabelle 16:
Flexibilitätsmodellierung
durch 15-Minuten-Zeitreihe

Das Modellierungskonzept kann prinzipiell auf das gesamte Flexibilitätsportfolio übertragen werden. Allerdings ist die Aggregation mehrerer kleinerer Einheiten in den Bereich der handelbaren Größen auf den Energiemärkten zielführend.

Als wesentlicher Nachteil dieser Modellierungstechnik zeigt sich die fehlende Abbildung der Wechselwirkungen einzelner Zeitfenster. Wird beispielsweise eine Flexibilität in einer bestimmten Viertelstunde nicht abgerufen, kann sie unter Umständen zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt hinzugerechnet werden. Analog wäre eine Speicherkapazität zu variablen Zeitpunkten in der Lage Energie aufzunehmen bzw. abzugeben. Hierzu müsste jedoch mindestens der aktuelle Ladezustand direkt oder indirekt übergeben werden. Ein Flexibilitätsanbieter kann seine Fähigkeiten einer flexiblen Energieaufnahme oder -abgabe demzufolge nicht korrekt mitteilen.

3.2 Zielfunktionen

Neben der Hauptprämisse eines wirtschaftlichen Einsatzes von Flexibilitäten gibt es weitere Zielfunktionen, nach denen eine Optimierung der Lastkennlinie (beispielsweise über einen Tag) berechnet werden kann. Je nach Komplexität gibt es eine Reihe mathematischer Verfahren zur Lösung dieser Aufgaben, beginnend bei Linearer Optimierung über die Iterative Suche bis hin zu Methoden der Künstlichen Intelligenz. Auf die Verfahren wird im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen nicht weiter eingegangen, jedoch sind nachfolgend ausgewählte Zielfunktionen aufgeführt, die als Ausgangsbasis für die Flexibilisierung des energetischen Bezugs gesetzt werden können.

3.2.1 Maximaler Warendurchsatz

Nimmt man die Größe K als Indikator für die Ausgangswaren der Produktion bzw. Herstellung (z. B. Stückzahl, Masse oder Volumen) an, so besteht das Ziel eines maximalen Warendurchsatzes darin die Ableitung dieser Größe innerhalb eines vorgesehenen Zeitfensters zu maximieren.

Die Nebenbedingungen beinhalten dabei, dass der (nachgelagerte) Prozess so schnell wie möglich startet und Stillstandszeiten minimal angenommen werden. Die Gradienten der Teilschritte werden vollständig ausgenutzt, überschreiten aber nicht die technischen Grenzen.

Erwartungsgemäß stellt sich die benötigte Strommenge durch den Bedarf auf Seiten der Produktion ein. Die sich ergebene Kennlinie markiert gleichzeitig die linksseitige Grenze bei der Entwicklung von Flexrafen. Als ersten Anhaltspunkt zur Optimierung komplexer Strecken sollte zunächst derjenige Prozess identifiziert werden, der gesamtseitlich betrachtet den »Flaschenhals« bildet.

3.2.2 Lastspitzenminimierung

Wirtschaftlicher Treiber für eine Lastspitzenminimierung ist die Zusammensetzung der deutschen Netzentgelte aus Arbeits- und Leistungspreis. Indem die u.U. nur kurzzeitig auftretende Jahreshöchstlast als Grundlage für die Berechnung des Leistungspreises das ganze Jahr über angenommen wird, sind Anschlussnehmer intrinsisch bestrebt, ihren Energiebezug im ganzjährlichen Betrachtungszeitraum zu glätten.

Die Zielfunktion formuliert folglich die Minimierung der maximal bezogenen Leistung im Betrachtungszeitraum unter gleichzeitiger Beibehaltung des Gesamtenergiebezugs. Illustrativ werden dabei Verbrauchsanteile zu Starklastzeiten in die »Täler« der Schwachlastbereiche verschoben.

Als eine der wesentlichen Herausforderungen zeigt sich bei dieser Art der Optimierung die Wahl des Betrachtungszeitraumes. Monetäre Effekte sind hierbei nur wirksam, wenn der optimierte Tageslastgang im Kontext des gesamten Jahres optimiert wird. Damit ergibt sich mathematisch ein iterativer Prozess der die Optimierungsaufgabe mitunter sehr komplex gestaltet.

3.2.3 Effizienzsteigerung

Die Effizienzsteigerung beruht auf der Annahme, dass Teilprozesse in einem bestimmten Arbeitsbereich energie- und damit i. d. R. kostenoptimal betrieben werden können, jedoch noch nicht sind. Unter der Voraussetzung, dass die Charakteristik bekannt ist und dass die Produktion noch nicht an der maximalen Kapazitätsgrenze gefahren wird, kann durch gezielte Variation des Durchsatzes einzelner Anlagen und Prozesse die Gesamteffizienz gesteigert werden.

Eine Optimierung bedeutet letztendlich eine Anpassung der zeitlichen Verweildauer des Guts in bestimmten Stationen und ist in den meisten Fällen mit einer Erhöhung der Be- und Verarbeitungszeit verbunden.

Dieser Mechanismus ist häufig bereits (als Option) in der Betriebsführung integriert und ist stark von den individuellen Eigenschaften des Fertigungsstandortes abhängig, wodurch eine pauschalisierte Skizze der mathematischen Zusammenhänge an dieser Stelle keine Mehrwerte liefert.

3.2.4 Marktgetriebene Lastanpassung

Unter Einbeziehung aktueller Preissignale, insbesondere des Intraday-Strommarktes, kann die kurzfristige Beschaffung von Strommengen zur Deckung des Eigenbedarfs im Einklang mit den Flexibilisierungspotenzialen der lokalen Fertigung wirtschaftlich optimiert werden. Voraussetzung für positive Ergebnisse bei der Abwägung zwischen dem Einsatz lokaler Energieanlagen, der Produktionsanpassung und dem Einkauf sind jedoch verlässliche Prognosen der eigenen Bedarfe für die kommenden Stunden und Tage.

3.3 Bewertungsgrößen

Ausgehend von einem ungesteuerten Referenzlastgang lässt sich die Flexibilität nach erfolgter Optimierung durch folgende Indikatoren numerisch benennen.

Die absolute leistungsbezogene Flexibilität P_{Flex} bezeichnet die Leistungsdifferenz zwischen den Maximalwerten des Energiebezugs mit und ohne Flexibilitätserbringung für einen abgegrenzten Betrachtungszeitraum. Ein Beispiel zeigt ein schematisches Lastprofil vor (alt) und nach der Flexibilisierung (neu).

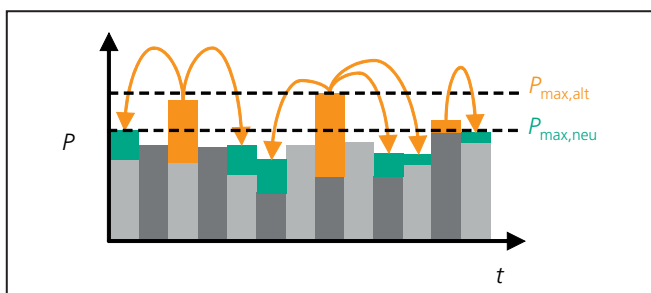


Abbildung 10:
Absolute leistungsbezogene
Flexibilität

Die in Abbildung 10 durch die Pfeile gekennzeichneten Maßnahmen einer Verschiebung von Energie innerhalb der zeitlichen Blöcke führen im betrachteten Zeitfenster zu einer Reduzierung der maximal bezogenen Leistung. Diese leistungsbezogene Flexibilität berechnet sich damit gemäß folgender Formel:

$$P_{\text{Flex}} = P_{\text{max,neu}} - P_{\text{max,alt}}$$

Der zeitliche Bezug muss entsprechend durch Angabe des zeitlichen Fensters bzw. des Zeitpunktes der Flexibilisierung erfolgen.

Die absolute zeitliche Flexibilität Δt_{Flex} wird definiert als die Zeitdifferenz zwischen dem frühest- und spätestmöglichen Einsatz einer Zu- oder Abschaltmaßnahme, unabhängig von der ungesteuerten Referenz. Anwendung findet diese Bewertungsgröße daher vor allem bei der Verschiebung fixer Lastprofile, siehe Abbildung 11.

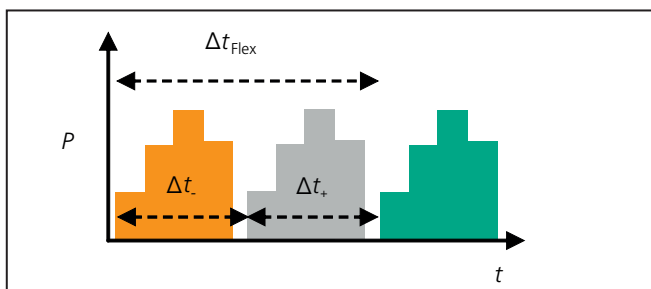


Abbildung 11:
Absolute zeitliche Flexibilität

Unter Einbeziehung der Referenz ergibt sich dabei eine negative Δt_{-} und positive Verschiebezeit Δt_{+} , die in Summe der absoluten zeitlichen Flexibilität entsprechen. Das bezifferte Fenster kann daraufhin als Variable in die Einsatzplanung aufgenommen und bei dem Optimierungsprozess berücksichtigt werden.

Um quantitativ Auskunft über die Flexibilität einer berechneten Zeitreihe gegenüber dem Referenzlastgang zu erhalten, d.h. eine integrierte Größe zeitlicher und energetischer Flexibilität, bietet sich die mittlere quadratische Abweichung (engl. Mean Squared Error, MSE) an.

$$\text{MSE} = \frac{1}{n_{t15}} \sum_{i=1}^{N_{t15}} (P_{t15,\text{Flex}} - P_{t15,\text{Plan}})^2$$

Hierbei werden vereinfacht die 15-Minuten-Leistungswerte P_{t15} über n_{t15} 15-Minuten-Blöcke verwendet. Indem stärkere Differenzen durch Bildung der Quadrate auch höher gewichtet in den Indikator einfließen, wird effizienteren Maßnahmen entsprechend Rechnung getragen.

3.4 Standardisierung

Bezogen auf nationale und internationale Tätigkeiten in der Standardisierung ist das Thema Energieflexibilität noch ein Randthema, welches aber immer mehr in den Fokus rückt. Eine Reihe von Standardisierungsbestrebungen und -maßnahmen, die eine Realisierung und breite Anwendbarkeit ermöglichen sollen, sind momentan in der Ausgestaltungsphase. Aktuell werden diesbezüglich Kommunikationsprotokolle angepasst und weiter- bzw. neuentwickelt, um eine Interoperabilität zwischen den Systemen bezogen auf die neuen Anwendungsfälle aus der Lastflexibilisierung zu gewährleisten. Doch auch prozessuale, definitions- und modellierungstechnische Initiativen sind notwendig, um mittelfristige Hürden für einen umfänglichen Einsatz für die Bereiche Industrie, Gewerbe und auch Haushalte zu ermöglichen. Nachstehende Abschnitte sollen einen Überblick über laufende und abgeschlossene Standardisierungstätigkeiten im Bereich Flexibilisierung von energierelevanten Anlagen geben.

Für Endanwender, die im Rahmen eines Flexibilisierungsprojektes, nach Technologien bzw. Geräten suchen, die sie bei der Bereitstellung von Flexibilisierungsoptionen unterstützen, können die aufgeführten Kommunikationsprotokolle ein Auswahlkriterium für mögliche Softwareanwendungen oder Geräte sein.

Aktuell gibt es eine Vielzahl herstellerepezifischer Ansätze für eine standardisierte Beschreibung von Flexibilität. Die nachfolgende Aufstellung beinhaltet folglich nicht alle Standardisierungsansätze. Eine Konsolidierung wird erst in den nächsten fünf Jahren erwartet, wenn durch ausreichend viele Flexibilisierungsprojekte Erfahrungen (Vor- und Nachteile) zu den jeweiligen Standards gesammelt wurden. Bis dahin müssen Endanwender sehr genau abwägen, welche Anwendungsfälle (Funktionsbausteine) sie in den nächsten fünf bis zehn Jahren im Unternehmen umsetzen möchten und welche Standards genau diese Anwendungsfälle erfüllen und in dem gewünschten Bereich bzw. Umfeld zur Anwendung kommen.

3.4.1 Konzepte und Modelle

3.4.1.1 DIN SPEC 91366

Im Rahmen der bisher durchgeführten Studien, insbesondere der letzten vier Jahre, die zu den Themen Energieflexibilisierung geführt wurden, hat sich herauskristallisiert, dass produzierende Unternehmen zwar in vielfältigster Weise über Flexibilisierungspotenziale verfügen, diese Potenziale aber zumeist nicht kontinuierlich und über einen längeren Zeitraum zur Verfügung stehen. Oftmals sind es spezielle Zeitpunkte innerhalb eines Produktionszyklus.

Aus diesem Grund wurde in der DIN SPEC 91366 ein Referenzmodell erarbeitet, welches die verschiedenen Ausprägungs- und Einflussfaktoren berücksichtigt. Mit Hilfe dieses Modells soll ein Unternehmen sein kurzfristiges und begrenztes Flexibilisierungspotenzial qualitativ identifizieren und bewerten können. Darauf aufbauend besteht die Möglichkeit, dass das Referenzmodell auch als Datenmodell für die Kommunikation herangezogen werden kann, um eine automatisierte Beschreibung und Vermittlung von Energiepotenzialen zu erreichen.

Anwendungsfälle	Beschreibung von kurzfristig, sich ständig verändernden Flexibilitätsoptionen
Zielgruppe	Energieintensive Industrieunternehmen, Energiedienstleister
Mehrwert für den Anwender	In einem Unternehmen gibt es nicht nur eine Flexibilitätsoption, sondern eine ganze Vielzahl. Diese Optionen sollen mit dem vorgeschlagenen Referenzmodell genauer erfasst, beschrieben und bewertet werden können. Der Anwender kann die einzeln beschriebenen Flexibilitätsoptionen unterschiedlich in seinem Unternehmen umsetzen.
Merkmale	Einteilung in Merkmalsgruppen: <ul style="list-style-type: none"> • Organisatorische Faktoren • Prozessfaktoren • Technische Prozessfaktoren • Anlagenübergreifende technische Faktoren • Energetische Faktoren

Tabelle 17:
Eigenschaften der
DIN SPEC 91366

3.4.1.2 DIN SPEC 91410-1

Die DIN SPEC 91410-1 ist ein neuer Standard, der die Anforderung von Flexibilitätsanbietern an einer Flexibilitätsplattform definiert. Ausgehend von der Testphase der Flexibilitätsplattform der 50Hertz im Rahmen des WindNODE-Projekts als Teil des SINTEG-Forschungsprogramms sollen Erfahrungen zu den notwendigen Prozessen und Kommunikationsmechanismen dargestellt werden. Hervorzuheben ist die Beschreibung und Einordnung der Flexibilitätsplattform in die markt- und netzbezogenen Abläufe. Die SPEC-Norm beinhaltet diesbezüglich die zu erbringenden Zugangsvoraussetzungen potenzieller Anbieter. Eine detaillierte Abfolgebeschreibung des Gebots- und Abrufprozesses inklusive der Anforderungen an Schnittstellen und Daten sowie die Abrechnung und Erbringungskontrolle sollen das vollständige Handlungsspektrum flexibler Anschlussnehmer abbilden. Der Standard definiert dazu die Vorgabe von positiver und negativer Flexibilität als Tabelle mit 15-Minuten-Werten und zugeordnetem Abrufpreis im Rahmen eines Gebotsprozesses.

Anwendungsfälle	Teilnahme an einer Flexibilitätsplattform zur Netzengpassbewirtschaftung
Kommunikationsprotokolle	Nicht spezifiziert / nur Empfehlungen
Besondere Eigenschaften	Darstellung der prozessualen Abläufe Gesammelte Erfahrungen aus den SINTEG-Projekten WindNODE, enera, C/sells, sowie NEW 4.0 Praktische Erprobung während der Testphase
Anwendungsbezug Markt	Abbildung des vollständigen Handelsspektrums von Anbietern, um Flexibilität an einer Flexibilitätsplattform zu vermarkten

Tabelle 18:
Eigenschaften der
DIN SPEC 91410-1

3.4.1.3 USEF Energy

Das Universal Smart Energy Framework (USEF) spezifiziert Akteure, Services, Produkte und Vertragsinhalte für eine Vermarktung von Flexibilitätsoptionen. Das Framework definiert ein allgemeines Rollenmodell sowie die jeweiligen Interaktionen bzw. Beziehungen zueinander. Hierdurch kann ein einzelner Akteur (Interessent/Anbieter) erkennen, wie seine Position im Flexibilitätsmarkt ist und wer seine Vertragspartner sein können. Die verschiedenen Anwendungsfälle werden in Form von UML-Sequenzdiagrammen und in tabellarischer Form beschrieben. Dadurch wird sehr genau definiert, wie die Interaktion zwischen Akteuren und/oder IT-Systemen aussehen kann, um Flexibilitätsoptionen automatisiert und wirtschaftlich vermarkten zu können.

Das Framework verwendet für die Kommunikation sein eigenes Datenmodell auf Anwendungsebene (OSI-Modell Layer 7) und setzt für das Empfangen und Versenden der Nachrichten auf Standard-Internet-Technologien wie beispielsweise XML, http und TCP.

Anwendungsfälle	Detaillierte Beschreibung der Interaktion und Kommunikation zwischen Akteuren (Rollen) und IT-Systemen
Kommunikationsprotokolle	Eigenes Datenmodell und Nutzung von Standard-Internet-Technologien, wie XML oder https
Zielgruppe	Flexibilitätsanbieter (Unternehmen), Versorgungsunternehmen, Energiedienstleister
Mehrwert für den Anwender	Mithilfe des Frameworks bekommen die interessierten Akteure einen korrekten, anwendungsnahen Einblick, welche Bestandteile für die Umsetzung eines Projektes zur Bereitstellung von Flexibilitätsoptionen notwendig sind, welche Akteure existieren und was ihre Aufgaben sind.

Tabelle 19:
Eigenschaften von USEF
Energy

3.4.2 Kommunikationsprotokolle

3.4.2.1 EEBUS

EEBUS definiert sich als eine herstellerunabhängige und neutrale Kommunikationssprache für Anwendungsfälle im energetischen Kontext, die eine starke Vernetzung von proprietären Geräten und Anlagen ermöglichen soll. Der Fokus liegt hier im Smart Home Bereich. Dafür wurde ein eigenes Datenmodell mit Energiekontext entwickelt. Die Systemarchitektur orientiert sich an dem »Smart Grid Architecture Model« (SGAM) Framework. Dadurch soll die vertikale Integration beispielsweise für eine Energiemanagement-Anwendung im Smart Home Bereich mit der Kopplung zu anderen Akteuren am Energiemarkt beschrieben werden.

EEBUS ist lizenzkostenfrei und richtet sich an Hersteller von Smart-Home-Anwendungen sowie an Gerätehersteller, die ihre Produkte durch mehr Interoperabilität zu anderen Produkten steigern wollen. Dazu kann die SPINE-Toolbox als eine Art Entwicklungsanleitung genutzt werden.

Anwendungsfälle	Smart Energy, Smart Home and Building, E-Mobility, Vorlage zur Entwicklung von Anwendungen im Smart Home Bereich
Kommunikationsprotokolle	ZigBee, KNX, uPnP, 6LowPAN, CIM (via SOAP oder HTTP(s))
Besondere Eigenschaften	SPINE (Smart Premises Interoperable Neutral Message Exchange) beschreibt die Anwendungsszenarien definiert durch die EEBUS-Mitglieder anhand ihrer Daten.
Anwendungsbezug Markt	Austausch von Kosten- und Preisinformationen zwischen einer Vielzahl an Anbietern und Nutzern

Tabelle 20:
Eigenschaften von EEBUS

3.4.2.2 openADR

Das Kommunikationsprotokoll »openADR« ist ein De-facto-Standard aus Nordamerika und wurde speziell für die Verschiebung von einzelnen Lasten entwickelt. Energieversorger und Netzbetreiber können Demand Response (DR) Nachrichten mit ihren Kunden austauschen. Die dafür erforderlichen Anwendungsfälle berücksichtigen auch die verschiedenen Steuerungsstrategien/-mechanismen. OpenADR baut auf dem weitverbreiteten IT-Standard XML zur Beschreibung von Informationen und auf XMPP zur Verteilung von Informationen auf. Auch openADR definiert sein eigenes Datenmodell, um die Informationen digital zu erfassen. Der Standard ist zurzeit in Deutschland noch nicht so weit verbreitet und wird im Forschungsumfeld sowie Pilotprojekten eingesetzt. Die OpenADR Alliance betreut diesen Standard und wird von 130 Mitgliedsunternehmen aus den verschiedensten Branchen unterstützt.

Anwendungsfälle	Demande Response (DR) im Vordergrund, Verbrauchsreduzierung und Lastverlagerung als Flexibilitätsoptionen.
Kommunikationsprotokolle	Datenstruktur in XML und Kommunikation auf Basis von HTTP und XMPP
Besondere Eigenschaften	Hierarchische Struktur: VTN (Virtual Top Node) kommuniziert mit VEN (Virtual End Node), OpenADR basiert auf nachrichtenbasierten Austausch von Ereignissen (Signalen), Kommunikation via PUSH oder PULL
Anwendungsbezug Markt	Die Preisangaben beziehen sich auf Veränderungen des Energieverbrauchs, entweder absolut oder relativ.

Tabelle 21:
Eigenschaften von openADR

3.4.2.3 VHP ready

Das Kommunikationsprotokoll »VHP ready« wurde zur Überwachung und Steuerung von dezentralen Erzeugungs- und Speichereinrichtungen mit Flexibilisierungspotential entwickelt. Mithilfe von VHPready können unter anderem verteilte Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen sowie Energiespeicher zu einem »virtuellen Kraftwerk« ver-

bunden werden. Das virtuelle Kraftwerk bietet seine Erzeugungsleistungen am Energiemarkt an. Für eine wirtschaftliche Betriebsführung der Anlagen können diese über Fernwirktechnik automatisiert überwacht und gesteuert werden. Der Standard setzt dazu auf dem internationalen Standard IEC 61850 auf und kann für vordefinierte Anlagentypen verwendet werden. Dadurch ist es möglich bereits auf Protokollebene festzulegen, welche Informationen zur Verfügung und ausgetauscht werden können. Der Informationsraum wird jedoch eingeschränkt. Deshalb ist es nicht ohne weiteres möglich, spezifische Merkmale für Flexibilisierungsoptionen hinzuzufügen. Der Kommunikationsstandard ist aber erweiterbar. Diese Option wird auch von den Geräteherstellern genutzt, um eigene Funktionalitäten zu ergänzen. In der Konsequenz wird aber die Interoperabilität und Komptabilität eingeschränkt, da alle Anwendungen diese Erweiterungen vorab kennen müssen.

Anwendungsfälle	Dezentrale Energieressourcen (DER) Steuerung und Überwachung von Einheiten, Batterien, Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmespeichern, Wärmepumpen, Elektroheizungen sowie PV- und Windkraftanlagen
Kommunikationsprotokolle	IEC 60870-5-104, IEC 61850-7-420, TCP/IP, TLS, SNTP/NTP
Besondere Eigenschaften	Unterstützung der Übermittlung von Fahrplänen oder von Fahrplanänderungen sowie der Umsetzung und Überwachung von Anlagen, Zeitpläne repräsentiert durch Energieblöcke mit Startzeit, Dauer und Prozentwert
Anwendungsbezug Markt	Preisdaten oder Kosten werden in der aktuellen Version von VHP ready nicht unterstützt.

Tabelle 22:
Eigenschaften von VHP ready

4 Flexibilitäten vermarkten

4.1 Marktrechtlicher und regulatorischer Kontext

4.1.1 Überblick

Der heutige Aufbau der deutschen Energiewirtschaft ist das Resultat mehrerer Neuregelungen, die zu einem freien Handel und Wettbewerb auf dem Energiemarkt führten. Grundlage für diese Entwicklung ist die EU-Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität 96/92/EG vom 19. Dezember 1996 [41]. Infolgedessen mussten die EU-Mitgliedstaaten die Liberalisierung des Energiemarktes in ihrem nationalen Recht verankern. In Deutschland wurde dies mit Hilfe des Gesetzes über die Elektrizität- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) bewerkstelligt [41]. Es folgten weitere Novellierungen hin bis zur letzten großen Änderung am 20.12.2012. Insbesondere die Regelungen zur Entflechtung bzw. Unbundling der Bereiche Energieerzeugung, -netz, -vertrieb und -handel führten zum heutigen Aufbau der deutschen Energiewirtschaft. Die Regelungen sorgten für eine Aufteilung der Stromversorgung in den regulierten Netzbereich, bestehend aus Stromverteilung und -transport, sowie den wettbewerblichen Bereich, bestehend aus Stromerzeugung, -handel und -vertrieb. Für Anbieter von Lastflexibilität ergeben sich so verschiedene Vermarktungsmöglichkeiten, deren Hintergrund in diesem Abschnitt näher erläutert werden.

Abbildung 12 zeigt die heutige Zweiteilung der deutschen Energiewirtschaft. Auf der einen Seite gibt es den Netzbereich, welcher zum physikalischen Energieaustausch dient, und auf der anderen den Energiemarkt, der alle energiewirtschaftlichen Aktivitäten regelt.

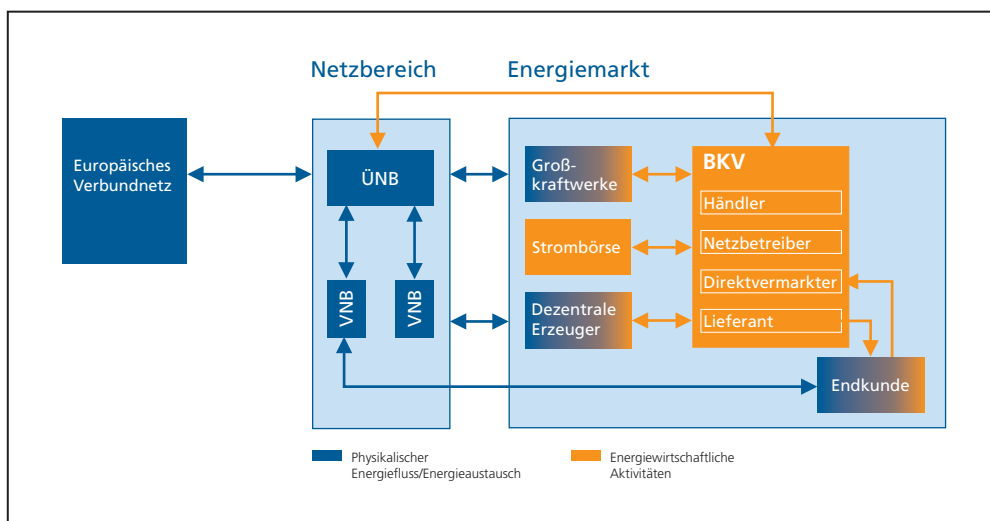


Abbildung 12: Strommarktdesign [42]

4.1.2 Akteure

Zur Verdeutlichung der Mechanismen des deutschen Strommarktes sind nachfolgend die wichtigsten Akteure vorgestellt. Sie können innerhalb ihrer Institution mehrere Rollen einnehmen:

- Der Stromproduzent ist für die Generation von Elektrizität verantwortlich. Er besitzt folglich eigene Erzeugungsanlagen, z. B. konventionelle Kraftwerke oder regenerative Erzeugung. Neben EnBW, RWE und Vattenfall – als den größten Stromproduzenten Deutschlands – gibt es eine Vielzahl kleinerer und mittlerer Stadtwerke, die diese Rolle abdecken. Stromproduzenten können sich auch in Form eines »Virtuellen Kraftwerks« zusammenschließen.
- Stromversorger oder Händler stellen die Belieferung von Unternehmen oder Haushalten mit Strom sicher, indem die notwendigen Mengen auf dem Markt oder direkt beim Produzenten beschafft werden. Durch seine Beschaffungsstrategie bestimmt er maßgeblich die Stromkosten für den Anschlussnehmer. Er ist auch dafür verantwortlich, den prognostizierten Strombedarf an den Netzbetreiber zu übermitteln. Stromversorger können außerdem eine Berechtigung für den Messstellenbetrieb erhalten.
- Als Endkunden werden alle belieferten Haushalte bzw. Großabnehmer bezeichnet. Sie beziehen über den Stromversorger in geregelten Belieferungsverträgen ihren benötigten Strom. Großabnehmer haben die Möglichkeit direkt am Markt zu agieren.
- Der Netzbetreiber sorgt für einen stabilen und zuverlässigen Betrieb des Energieversorgungsnetzes. Er muss den angeschlossenen Netzkunden Zugang zum Stromnetz gewährleisten und unter anderem die Überlastung von Betriebsmitteln (z. B. durch Redispatch) vermeiden bzw. beheben.
- Der Bilanzkreisverantwortliche saldiert zu jedem Zeitpunkt die Energiemengenkonten für seinen Bilanzkreis. Er erstellt dazu täglich neue Prognosen seiner Einspeise- und Entnahmestellen und plant den Ausgleich durch die in seinem Bilanzkreis angeschlossenen Kraftwerke bzw. durch Handelsgeschäfte.
- Die Bundesnetzagentur fungiert als Regulierungsinstanz und bestimmt die Bedingungen, zu denen Stromanbieter die Netze zur Belieferung ihrer Kunden nutzen können. Dies beinhaltet unter anderem die Mitsprache bei der Entgeltregelung sowie die Einhaltung des »Unbundling«.

Der deutsche Strommarkt befindet sich seit der Marktliberalisierung 1998 in einem ständigen Wandel. Nach dem Prinzip des »Unbundling« soll die Energieversorgung bzw. -vermarktung vom Netzbetrieb entkoppelt stattfinden, um Diskriminierungsfreiheit und Transparenz zu gewährleisten. Übertragungsnetzbetreiber müssen die Einhaltung dieser Entflechtungsvorgaben zum Erhalt der Zertifizierung durch die Bundesnetzagentur nachweisen. In der Verteilnetzebene sind diese Vorgaben weniger streng. Historisch bedingt sind beispielsweise viele regionale Stadtwerke gleichzeitig Netzbetreiber und Grundversorger. Die Entflechtung muss hier durch separate Geschäftsbereiche eines Akteurs gewährleistet werden.

4.1.3 Netzbetrieb

Dem deutschen Netzbereich übergeordnet ist das Europäische Verbundnetz. Es wird von dem European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE) organisiert, welches ein Zusammenschluss von 43 Netzbetreibern aus 36 Ländern in Europa ist. Es dient zur Verteilung der elektrischen Energie über die Ländergrenzen hinaus.

In Deutschland stellt das Hoch- (220 kV) und Höchstspannungsnetz (380 kV) die nötige Infrastruktur zum physikalischen Energiefluss des Stromes und sichert somit den Stromtransport und die Stromverteilung über große Distanzen von den Einspeise- zu den Verbrauchspunkten [43]. Es gibt vier deutsche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die ein natürliches Monopol unter staatlicher Aufsicht bilden.

Verantwortlich sind die ÜNB u. a. für die Frequenzregelung, d.h. für die Einhaltung des Gleichgewichts zwischen Leistungserzeugung und -nachfrage. Beim Auftreten von Netzfrequenzschwankungen nutzen die ÜNB ein dreistufiges System, das sukzessiv die Leistungsabweichungen ausregelt. Das System besteht aus folgenden Regelleistungsstufen:

- Primärregelleistung (PRL) bzw. Frequency Containment Reserve (FCR)
- Sekundärregelreserve (SRL) bzw. Frequency Restoration Reserve (FRR)
- Minutenreserve (MRL) bzw. Frequency Restoration Reserve (FRR) oder Tertiärregelung

Diese Regelungsstufen zur Leistungs-Frequenz-Regelung unterscheiden sich u. a. in ihren technischen Eigenschaften und ihrer Einsatzdauer. PRL, SRL und MRL werden sowohl als positive Reserve – nötig bei Unterspeisung des Netzes – sowie als negative Reserve – nötig bei Überspeisung des Netzes – vorgehalten. Die Regelleistungsstufen werden von den ÜNB über öffentliche Ausschreibungen beschafft. Bei besonders hohen Leistungsabweichungen in den Regelzonen können die ÜNB auf weitere Maßnahmen zurückgreifen [44]:

- Austausch von Notreserven über das europäische Verbundnetz
- Einsatz von abschaltbaren Lasten
- Aktivierung von stillstehenden Kraftwerken (Kaltreserve)
- Börsengeschäfte

Den ÜNB nachgelagert sind die Verteilnetzbetreiber (VNB). Sie sind für das Nieder-, Mittel- und z.T. Hochspannungsnetz (Spannungsebenen 400/230 V bis 110 kV) zuständig und somit hauptverantwortlich für den Transport der elektrischen Energie zum Endkunden. Auch sie sind zu einer stabilen Systemführung verpflichtet, wodurch Vermarktungsmöglichkeiten für Anbieter von Lastflexibilität bestehen. Die Netzbetreiber – ÜNB und VNB – stellen somit die nötige physikalische Infrastruktur für den Energiemarkt [42].

4.1.4 Strommarkt

Im Europäischen Verbundnetz ist die European Power Exchange in Paris, die EPEX Spot, der Marktplatz für kurzfristig lieferbare Strommengen, d.h. Day-Ahead (einen Tag Voraus) und Intraday (innerhalb des laufenden Tages). Dort sind insbesondere Akteure aus Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz aktiv. Die Energiebörse in Leipzig (EEX) vermittelt dagegen langfristige Lieferverträge, sogenannte Futures bzw. auch Terminkontrakte. Die meisten Strommengen werden jedoch »Over-the-counter« (OTC) gehandelt. Hierbei werden Stromlieferverträge direkt zwischen dem Produzenten und dem (stromintensiven) Endkunden geschlossen.

Die Bedeutung des deutschen Strommarktes und der Ware Strom spiegelt sich in der Churn-Rate von rund zehn wieder. Die Churn-Rate beschreibt die Umschlaghäufigkeit und dient als Indikator für die Liquidität (zum Vergleich: Die Churn-Rate von Öl lag im Jahr 2010 bei ca. 100). Jede physisch gelieferte Strommenge wurde daher zuvor zehnmal auf dem Strommarkt gehandelt [45]. Anbieter von Lastflexibilität haben an der Strombörse die Auswahl unterschiedlicher Produktvarianten. Unterschieden wird zwischen Spot- und Terminmarkt.

Auf dem Spotmarkt werden Strommengen kurzfristig gehandelt. So kann z. B. der Bilanzkreis für den Folgetag – Day-Ahead-Auktion – oder auch noch am gleichen Tag – Intraday-Auktion – abgesichert werden, wenn mit Abweichungen in den Last- oder Erzeugungsprognosen gerechnet wird. Produktarten, die zum Großteil gehandelt werden, sind:

- Base-Block: Dient zur Grundlastdeckung über einem Tag. Lieferung erfolgt mit konstanter Leistung von 1 MW über 24 Stunden von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr.
- Peak-Block: Dient zur Spitzenlastdeckung. Die Lieferung erfolgt mit konstanter Leistung von 1 MW über 12 Stunden von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr.
- Stunden-Block: Einzelstundenkontrakte, die einzeln gekauft bzw. verkauft werden können. Dienen zur präzisen Spitzenlastdeckung.

Auf dem Terminmarkt hingegen werden Strommengen langfristig – bis zu sechs Jahre – gehandelt. Abbildung 13 zeigt die Produktpalette auf dem Terminmarkt und den Unterschied zwischen bedingten – Käufer hat Ausübungsrecht und Verkäufer ist zur Erfüllung verpflichtet – und unbedingten Termingeschäften – sowohl Käufer als auch Verkäufer sind zur Erfüllung verpflichtet.

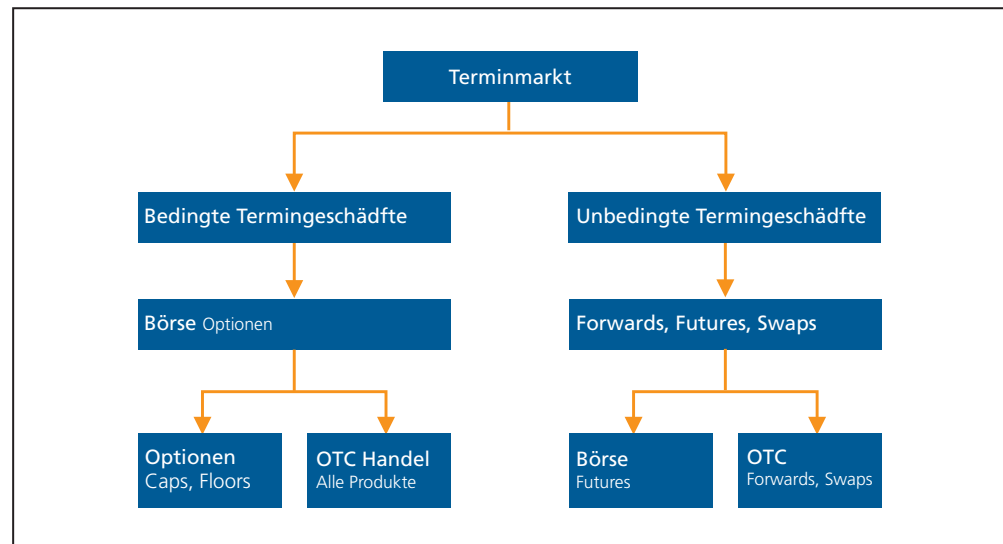


Abbildung 13:
Untergliederung des Terminmarktes und der handelbaren Produkte

Die zwei wichtigsten Basisprodukte, die auf dem Terminmarkt gehandelt werden, sind nach [44]:

- Futures sind physisch gelieferte Mengen Strom, welche zur Absicherung (Hedging) gegen fallende Strompreise genutzt werden. Der Preis wird heute festgelegt und der Käufer bzw. Verkäufer ist zu einem zukünftigen vereinbarten Zeitpunkt verpflichtet, den Kauf bzw. Verkauf zu tätigen.
- Optionen dienen zum bilanziellen Ausgleich. Der Käufer hat das Recht, ist jedoch nicht verpflichtet, das Produkt zu einem heute festgelegten Preis zu einem zukünftigen Zeitpunkt zu kaufen. Optionen dienen ebenfalls als Absicherung gegen schwankende Strompreise.

Durch den kurzfristig möglichen Handel bietet der Spotmarkt Vermarktungsmöglichkeiten von Lastflexibilität. Neben diesen Vermarktungsvarianten gibt es noch die Möglichkeit von bilateralen Geschäften (OTC-Handel). Darunter fallen alle Transaktionen und Handelsaktivitäten, die nicht über die Strombörsen stattfinden. In Deutschland werden rund drei Viertel der Strommarktgeschäfte über den OTC-Handel abgewickelt

[41]. So ist z. B. auch ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich im Bilanzkreis bis 16 Uhr des Folgetages über den Day-After-Handel möglich.

Flexibilitäten vermarkten

4.1.5 Bilanzkreismanagement

Ein weiterer zentraler Bestandteil des Energiemarktes sind die Bilanzkreise (BK). Sie sind virtuelle Energiemengenkonten, die alle Viertelstunde-Entnahmen und Einspeisungen saldieren [46]. In Deutschland existieren rund 2000 Bilanzkreise. Der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) bildet für seinen Bilanzkreis täglich neue Bedarfsprognosen bzw. Fahrpläne und teilt diese dem Übertragungsnetzbetreiber mit. Diese Fahrpläne saldieren die Prognosen von Stromlast und -erzeugung sowie die Verkäufe und Zukäufe – z. B. über die Strombörse – innerhalb eines Bilanzkreises. Gibt es Abweichungen innerhalb eines Bilanzkreises, kann dieser physisch durch einen anderen Bilanzkreis, ausgeglichen werden. Wenn jedoch das Saldo aller Bilanzkreise innerhalb einer Regelzone negativ bzw. positiv ist, muss der zuständige Übertragungsnetzbetreiber, normalerweise mittels Regelenergie, ausgleichen. Jedoch muss jeder Bilanzkreis für sich mittels Ausgleichsenergie ausgeglichen werden.

Tabelle 23 zeigt beispielhaft, wie es zu einem Ungleichgewicht in einem Bilanzkreis kommen kann und wie dieser bilanziell mittels Ausgleichsenergie ausgeglichen wird.

Einspeisung in MWh		Auspeisung in MWh	
Erzeuger X	180,54	GHD Verbraucher S	30,58
Prosumer Y	2,63	Industrieverbraucher	120,31
Kauf Z	20,00	Privater Verbrauch U	20,00
Nötige Ausgleichsenergie	12,76	Verkauf V	25,00
	215,93		215,93

Tabelle 23:
Beispiel eines bilanziellen Ausgleichs im Bilanzkreis mittels Ausgleichsenergie [47]

Abbildung 14 verdeutlicht an einem Beispiel die Interaktion zwischen physischem und bilanziellem Ausgleich innerhalb von drei Bilanzkreisen.

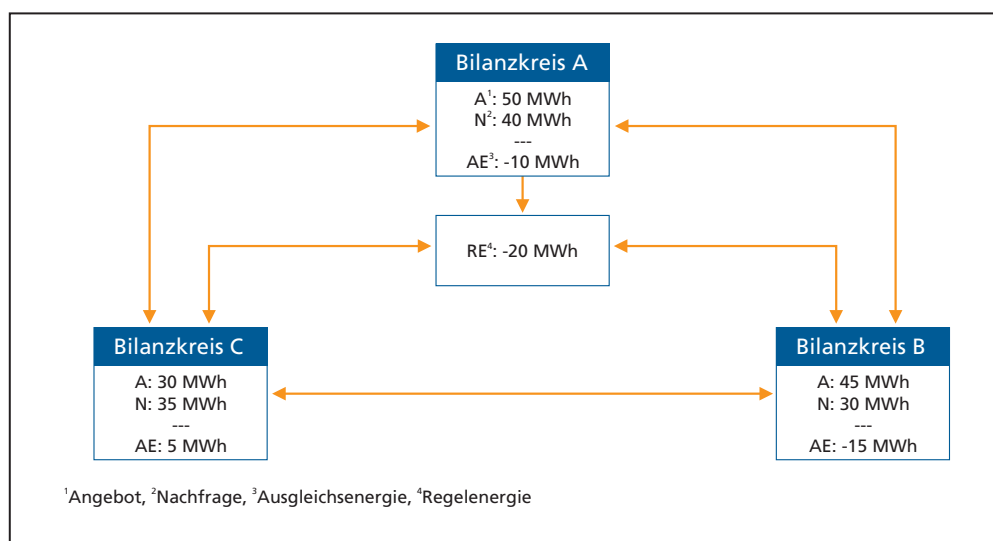


Abbildung 14:
Beispiel für bilanziellen und physikalischen Ausgleich zwischen drei Bilanzkreisen

Bilanzkreis A und B haben jeweils einen Angebotsüberschuss an elektrischer Energie von 10 bzw. 15 MWh. Bilanzkreis C hat eine Unterspeisung von 5 MWh, die zum physikalischen Ausgleich von Bilanzkreis A und B genutzt werden kann. Insgesamt gibt es einen negativen Saldo von 20 MWh, welcher durch Regelenergie ausgeglichen werden muss. Die Kosten für den Einsatz von 20 MWh Regelungsenergie, die sich über den regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzkreisausgleichsenergiepreis (AEP) berechnen, müssen nun Bilanzkreis A und B tragen. Dabei erhält der ÜNB einen AEP in Höhe von 20 MWh und Bilanzkreis C, der trotz Abweichungen in der Bedarfsprognose geholfen hat die Regelzone auszugleichen, einen reBAP in Höhe von fünf. Insgesamt kann es zu vier verschiedenen Konstellationen kommen, die entscheidend für die Richtung der Zahlungsströme sind [47]:

1. Positiver AEP und unterdeckter BK-Saldo: BKV zahlt an ÜNB
2. Positiver AEP und überdeckter BK-Saldo: ÜNB zahlt an BKV
3. Negativer AEP und unterdeckter BK-Saldo: ÜNB zahlt an BKV
4. Negativer AEP und überdeckter BK-Saldo: BKV zahlt an ÜNB

Die nachfolgende Analyse der Geschäftsmodelle zeigt auf Grundlage der verschiedenen Konstellation, wie Anbieter von Lastflexibilität durch Erhalt des reBAPs ein Geschäftsmodell aufbauen können.

4.2 Aktuelle Vermarktungsoptionen

4.2.1 Strombörse

Eine initiale Möglichkeit zur Vermarktung von Lastflexibilität bietet die deutsche Strombörse. Unterschieden wird zwischen einer direkten und indirekten Teilnahme an der Strombörse. Bei der direkten Teilnahme fungieren die Unternehmen als Stromhändler und können so ihre Lastflexibilität über die Produktpalette an der Strombörse direkt vermarkten. Jedoch ist die direkte Teilnahme mit einer hohen Markteintrittsbarriere verbunden [48]:

- Mind. 50.000 Euro haftendes Eigenkapital
- Nachweis der persönlichen Zuverlässigkeit und der beruflichen Eignung der geschäftsführungsberechtigten Person/-en (z. B. durch Einreichung des polizeilichen Führungszeugnisses)
- Technische Anbindung an das Handelssystem
- Anerkennung als Handelsteilnehmer durch die European Commodity Clearing AG (ECC)
- Zulassung mindestens eines Händlers, der persönlich zuverlässig ist und die notwendige Eignung nachgewiesen hat (z. B. EEX-Börsenhändlerprüfung)
- Bildung eines eigenen Bilanzkreises

Durch die hohen Markteintrittsbarrieren sind in Deutschland momentan nur 56 Unternehmen berechtigt direkt an der EEX-Strombörse teilzunehmen. Aus diesen Gründen

wird im Folgenden ausschließlich das Geschäftsmodell zur indirekten Teilnahme an der EEX-Strombörse näher beschrieben. Jedoch kann das folgende beschriebene Geschäftsmodell ebenfalls auf die direkte Teilnahme angewendet werden, ist aber mit einem höheren administrativen Aufwand sowie hohen finanziellen Kapazitäten verbunden. Ebenso kann das Geschäftsmodell auf den OTC-Handel angewendet werden, da sich die bilateralen Verträge zwischen den Unternehmen oftmals an den Strommarktpreisen orientieren. Bei der indirekten Teilnahme erfolgt die Vermarktung von Lastflexibilität über Energieversorgungsunternehmen, Stromhändler oder Aggregatoren, wie z. B. virtuelle Kraftwerke, die als Partner fungieren. Wirtschaftlich sinnvoll ist die indirekte Teilnahme erst ab einem Jahresstromverbrauch von über 100.000 kWh [44].

Das Wertangebot dieses Geschäftsmodells sind die verschiedenen Handelsprodukte. Am Day-Ahead-Markt können Unternehmen z. B. bis spätestens 12 Uhr des Vortages ein Blockangebot abgeben. Die resultierenden Preise ergeben sich dann aus der Schnittstelle, wo Angebot und Nachfrage zur Deckung kommen – auch Merit-Order-Effekt oder Markträumungspreis genannt [44]. Kanäle sind die verschiedenen Marktplattformen, auf denen die verschiedenen Produkte gehandelt werden. Die Kundenbeziehung zum Energieversorgungsunternehmen erfolgt automatisiert. Hauptaktivität ist die Anlageneinsatzplanung. Ziel ist ein Pareto-optimierter Betrieb der Anlagen. Die Strombezugskosten müssen niedrig sein. Gleichzeitig dürfen nicht zu hohe Wirkungsgradverluste bzw. Steuerungskosten entstehen. Der Zeitraum für die Planung ist abhängig von den verwendeten Kanälen. Bei der Teilnahme am Spotmarkt ist eine kurzfristige bzw. flexible Planung nötig. Die Teilnahme am Terminmarkt hingegen erfordert eine längerfristige Planung, da hier Produkte bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt werden können. Die Einnahmen in diesem Geschäftsmodell werden durch Arbitrage-Geschäfte erzielt. Es werden die Preisdifferenzen zwischen Zeiten hoher Strompreise und Zeiten niedriger Strompreise ausgenutzt.

Als Partner fungieren Aggregatoren – z. B. virtuelle Kraftwerke – oder Direktvermarkter, welche Liquidität sammeln und so den Zugang zur Strombörse erleichtern können. Ebenfalls ist es ihnen möglich, durch die große Liquidität, die Konditionen gegenüber den Energieversorgungsunternehmen zu verbessern und Transaktionskosten zu senken. Des Weiteren können sie die nötige Informationsinfrastruktur stellen und die Kommunikationswege koordinieren. So werden die Investitionskosten für Unternehmen reduziert. Die Kostenstruktur besteht aus den Transaktionskosten, die bei einem Handel über die Börse entstehen. Diese sind – durch das zwischengeschaltete Energieversorgungsunternehmen – geringer als bei einer direkten Teilnahme. Weitere Kosten sind Betriebskosten, infolge eines höheren Wartungs- und Steuerungsaufwandes.

Einen Überblick der Vermarktungsmechanismen von Strom an den genannten Märkten in Form eines Business Model Canvas (BMC) zeigt Tabelle 24

Partner	Aktivitäten	Wertangebot	Kundenbeziehung	Kundensegment
<ul style="list-style-type: none"> Aggregatoren (z. B. Betreiber »Virtueller Kraftwerke«) Direktvermarkter 	<ul style="list-style-type: none"> Anlageneinsatzplanung 	<ul style="list-style-type: none"> Strommengen in Blöcken à 15 min Day-Ahead/ Intraday Finanzielle und physische Futures auf Strom 	<ul style="list-style-type: none"> Automatisiert 	<ul style="list-style-type: none"> Energieversorgungsunternehmen
	<ul style="list-style-type: none"> Energieerzeugungsanlagen 		<ul style="list-style-type: none"> Kanäle Stromspotmarkt Terminmarkt Außerbörslich (OTC) 	
Kostenstruktur <ul style="list-style-type: none"> Brenn-/Kraftstoffe Betriebskosten inkl. Reparatur/Wartung Anlageninvestition inkl. Überwachung/Steuerung 		Einnahmequellen <ul style="list-style-type: none"> Stromverkaufspreis 		

Tabelle 24:
BMC für den Handel am Strommarkt

Die historischen Marktdaten zeigen, dass an der Day-Ahead-Börse die Volatilität des Strompreises groß ist. In Zeiten großer Stromnachfrage zwischen 07:00-10:00 Uhr und 17:00-20:00 Uhr sind die gehandelten Strompreise u.U. fast doppelt so teuer wie zu den übrigen Zeiten. Unternehmen sollten daher ihre Last zu diesen Zeiten anpassen, um so den höchsten Profit mit diesem Geschäftsmodell zu erzielen. Jedoch ist zu beachten, dass der Preis nicht nur aus der Stromnachfrage resultiert. Ebenfalls das Stromangebot und somit auch die zunehmende Einspeisung durch erneuerbare Energien haben Einfluss. Kommt es zu Prognoseabweichungen bei den erneuerbaren Energien sinkt das Angebot, wodurch die Preise an der Strombörse steigen. Daher ist die Strombeschaffung über die Strombörse immer mit höheren Risiken verbunden, als über standardisierte Tarifprodukte. Eine zuverlässigere Variante wäre es daher, nur einen geringen Teil des Strombedarfs über den Spotmarkt zu beschaffen. Unternehmen können den Großteil ihrer benötigten Energie auf den Terminmarkt kaufen, wodurch sie gegen Preisschwankungen abgesichert sind. Einen geringen Teil können sie dann über den Spotmarkt beschaffen.

Durch die hohen Markteintrittsbarrieren und die damit verknüpften Ressourcen – wie geschultes Personal – ist das Geschäftsmodell für größere Unternehmen geeignet.

Perspektivisch könnten Nutzer von Elektrofahrzeugen die Preisschwankungen am Spotmarkt zum Laden der Batterie nutzen. Jedoch könnten Besitzer dadurch momentan nur 100 bis 200 Euro pro Jahr verdienen [49]. Bei Investitionskosten von ca. 2.000 bis 5.000 Euro für eine intelligente Ladesäule, rentiert sich das Geschäftsmodell aktuell nicht [49]. Zukünftig denkbar wären Anreizprogramme der Netzbetreiber und des Gesetzgebers, um hohe Lastspitzen durch gleichzeitiges Laden von Elektrofahrzeugen zu verhindern.

Zurzeit gibt es Forschungsprojekte, welche die Teilnahme am Strommarkt für Unternehmen automatisiert. So konzipiert das Forschungsprojekt »Happy Power Hour II« eine Vermarktungsmöglichkeit von Lastflexibilität für mittelständische Unternehmen [50]. Bei dem Konzept erfolgt die Vermarktung über einen zwischengeschalteten Stromhändler. Unternehmen übermitteln die zuvor definierten Prozessrestriktionen, wie z. B. max. Verschiebedauer des Prozesses oder max. Leistungsaufnahme, an den Stromhändler. Dieser erstellt dann auf dieser Grundlage einen strompreisoptimierten und prozessspezifischen Fahrplan. Anschließend wird dieser vollautomatisiert an das Unternehmen übermittelt und ebenfalls vollautomatisiert umgesetzt.

Die große Produktpalette an der Strombörse bietet für Unternehmen mit kurzen Vorlaufzeiten die Möglichkeit ihre Lastflexibilität zu vermarkten. So bietet insbesondere der Intradaymarkt die Option kurzfristig auf Preissignale zu reagieren und die Last zu flexibilisieren. Ebenfalls kann die fortschreitende Digitalisierung in Unternehmen die Marktdurchdringung erhöhen. So können Algorithmen die Vermarktung an der Strombörse im Zusammenhang mit der Prozessstruktur optimieren, wodurch die Gewinnmargen steigen können und der Zugang erleichtert wird.

Die aktuelle Netzentgeltsystematik stellt demgegenüber ein Hemmnis zur Teilnahme an der Strombörse dar. So gibt es keine Sonderregelungen für Unternehmen, die die atypische Netznutzung in Anspruch nehmen. Resultierend können die Unternehmen ihre Vergünstigungen verlieren, wenn sie ihre Last – infolge von Preissignalen der Strombörse – ins Hochlastzeitfenster verschieben.

4.2.2 Regelleistungsmarkt

Regelleistung ist ein notwendiges Werkzeug der Übertragungsnetzbetreiber, die Systemstabilität durch Ausgleichsenergie sicherzustellen. Um zu jedem Zeitpunkt eine konstante Frequenz von 50 Hz einzuhalten ist ein permanentes Gleichgewicht zwischen

erzeugter und verbrauchter Energie zu garantieren. Zwar realisiert der Strommarkt bilanziell, dass innerhalb einer Viertelstunde jede eingespeiste Strommenge auch gleich der abgenommenen ist. Allerdings können sich Ungleichgewichte bei den Momentanwerten bilden, unvorhergesehene Ausfälle von Kraftwerken oder Prognosefehler sind mitunter nicht mehr durch Aktivitäten am Intraday-Handel zu kompensieren.

Der Regelleistungsmarkt zählt aktuell zu den beliebtesten Märkten, auf denen Lastflexibilität vermarktet wird [28]. Die Vermarktung findet über die Internet-Plattform www.regelleistung.net statt. Es werden drei verschiedene Produktarten über die Plattform vermarktet.

- Primärregelleistung (PRL) ist die erste zu aktivierende Maßnahme. Sie wird nicht vom ÜNB aktiviert, sondern ist frequenzabhängig, d.h. der Anbieter der Primärregelleistung misst die Netzfrequenz eigenständig. Sobald die Netzfrequenz das Totband zwischen 49,99 Hz und 50,01 Hz verlässt muss der Anbieter die Primärregelleistung innerhalb von 30 s vollständig erbringen und für mindesten 15 min aufrechterhalten können [51]. Im Vergleich zu den beiden anderen Regelleistungsarten muss die Primärregelleistung als symmetrisches Produkt angeboten werden, d. h. es muss sowohl positive als auch negative Lastflexibilität bereitgestellt werden. Bei erfolgreicher Vermarktung muss die Primärregelleistung 24 Stunden zur Verfügung stehen.
- Sekundär- und Minutenregelleistung (SRL, MR) hingegen können als asymmetrisches Produkt angeboten werden. Sie kommen nachgelagert zur PRL zum Einsatz. Hier werden nur vier Stunden-Blöcke gleichzeitig vermarktet, in denen bei gewonnener Auktion die Regelleistung vorgehalten werden muss.

Die Charakteristika der drei Produktarten sind in Tabelle 25 zusammengefasst.

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserveleistung
Aktivierungszeit	30 s	5 min	15 min
Bereitstellung	30 s - 5 min	5 min - 15 min	15 min - 1 h
Ausschreibungszeitraum	Wöchentlich	Wöchentlich	Täglich
Ausschreibungszeitpunkt	i. d. R. werktäglich (D-2), 15 Uhr	i. d. R. mittwochs (W-1)	i. d. R. Mo-Fr, 10 Uhr
Produktdifferenzierung	Keine (symmetrisches Produkt)	Positiv und negativ	Positiv und negativ
Mindestgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Angebotsinkrement	1 MW	1 MW	1 MW
Pooling	Innerhalb der Regelzone	Innerhalb der Regelzone	Innerhalb der Regelzone
Vergabe	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order	Leistungspreis-Merit-Order
Vergütung	Marginal Pricing	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)	ay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)

Tabelle 25:
Zusammenfassung der
Regelleistungscharakteristika
[52], [53], [51]

Zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt müssen die technischen Einheiten der Unternehmen die Präqualifikationsbedingungen der Übertragungsnetzbetreiber erfüllen. Die wichtigsten Anforderungen und Tests während des Präqualifikationsverfahren sind in Tabelle 26 zusammengefasst.

IT-Anforderungen:	Redundantes Leitsystem, mit einer automatischen Umschaltung innerhalb eines festgelegten Zeitraums. Netzwerkverkehr muss verschlüsselt über einen VPN-Tunnel geroutet werden.
Betriebsfahrt:	Probeweise Erbringung der Regelreserve. Währenddessen erfolgt eine Aufzeichnung von Einspeisung bzw. Leistungsbezug, des Arbeitspunktes und des Sollwerts.
Leittechnischer Test:	Korrekte Erfassung und Übermittlung der als Echtzeitdaten geforderten Messwerte Problemloser Empfang und Umsetzung von Sollwertvorgaben resp. Abruf Simulation des Ausfalls der Datenverbindung zwischen ÜNB und Regelreserveanbieter zur Überprüfung der Redundanz.
Organisatorische Anforderungen:	In der Zeit des Zuschlags muss beim Regelreserveanbieter ein geschulter Mitarbeiter via Telefon oder E-Mail erreichbar sein. Dieser muss berechtigt sein, Eingriffe in das Steuerungssystem vorzunehmen. Teilnahme am Regelenergiemarkt muss mit dem VNB und BKV abgestimmt werden.

Tabelle 26:
Überblick über Tests und Anforderungen während des Präqualifikationsverfahrens [53]

Die Kosten für die Regelreserveanbieter, die für den Präqualifikationsantrag entstehen, müssen die Anbieter selbst tragen. Allgemein sind die technischen Anforderungen zur Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt höher – im Vergleich zu den beiden anderen Regelleistungsarten. Weitere Präqualifikationsanforderungen sowie Checklisten zur Teilnahme am Verfahren sind unter www.regelleistung.net zu finden. Ist die Präqualifikation erfolgreich, gilt diese für fünf Jahre. Während dieser Zeit kann an den Auktionen teilgenommen werden.

Seit dem 30. Juli 2019 erfolgen Zuschläge für Sekundärregelleistung und Minutenreserve nicht mehr über das Mischpreisverfahren, sondern wieder über das Leistungspreisverfahren. Ursache ist ein Gerichtsurteil des Oberlandesgerichts Düsseldorf, das das Verfahren nach Klage mehrerer Unternehmen gekippt hat [54]. So erhalten Bieter mit den niedrigsten Leistungspreisen den Zuschlag, bis der nötige Bedarf gedeckt ist. Im Falle eines nötigen Abrufes entscheiden die Arbeitspreise. So werden bei notwendiger negativer bzw. positiver Regelenergie Angebote mit dem höchsten bzw. niedrigsten Arbeitspreis nacheinander abgerufen. Ab Juni 2020 ist geplant, dass die Vermarktung von Regelenergie in einen Regelleistungs- und Regelarbeitsmarkt aufgeteilt wird [55]. Die wichtigsten momentan bekannten Details zum neuen Marktdesign sind [56]:

- Präqualifizierte Anbieter können Regelarbeit direkt am Regelarbeitsmarkt anbieten.
- Regelleistungsanbieter müssen weiterhin ebenfalls Regelarbeit am Regelarbeitsmarkt anbieten.
- Weiterhin werden sechs Produktzeitscheiben je vier Stunden vermarktet.
- Der Markt schließt eine Stunde vor der jeweilige Produktscheibe.
- Die Vergabe erfolgt über die Merit-Order des Arbeitspreises.
- Auf den Regelleistungsmarkt wird nur zurückgegriffen, wenn der Regelarbeitsmarkt ausfällt.

Da bei der Primärregelleistung nicht zwischen Regelleistung und -arbeit unterschieden wird, betrifft dies nur die Vermarktung von Sekundär- und Minutenregelleistung.

Das BMC zur aktuellen Vermarktungsmöglichkeit von Lastflexibilität als Regelleistung ist in Tabelle 27 dargestellt.

Partner <ul style="list-style-type: none"> • Aggregatoren und Pooling Partner (z. B. Betreiber »Virtueller Kraftwerke«) 	Aktivitäten <ul style="list-style-type: none"> • Anlageneinsatzplanung 	Wertangebot <ul style="list-style-type: none"> • Primärregelleistung • Sekundärregelleistung • Minutenreserve 	Kundenbeziehung <ul style="list-style-type: none"> • Automatisiert 	Kundensegment <ul style="list-style-type: none"> • Übertragungsnetzbetreiber
	Ressourcen <ul style="list-style-type: none"> • Energieanlagen 		Kanäle <ul style="list-style-type: none"> • Regelleistung.net 	
Kostenstruktur <ul style="list-style-type: none"> • Brenn-/Kraftstoffe • Betriebskosten inkl. Reparatur/Wartung • Anlageninvestition inkl. Überwachung/Steuerung 		Einnahmequellen <ul style="list-style-type: none"> • Leistungspreis für vorgehaltene Leistung • Arbeitspreis für abgerufene Energie 		

Tabelle 27:
BMC für Regelleistung

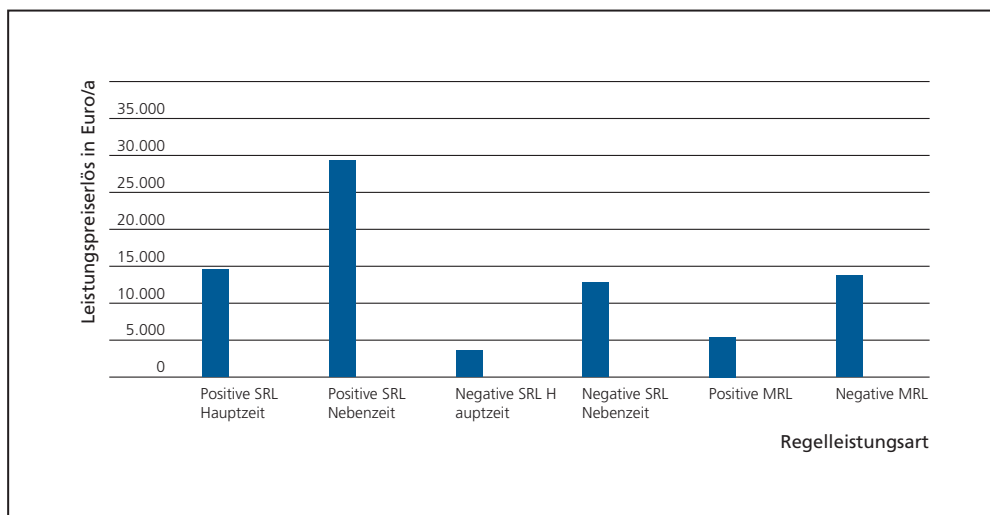
Das Wertangebot umfasst die drei genannten Regelleistungsarten. Einnahmequelle zur Vermarktung von Primärregelleistung ist lediglich der Leistungspreis für die vorgehaltene Leistung. Der Arbeitspreis wird hier nicht vergütet, da durch den ständigen Frequenzausgleich u. a. erhebliche Transaktionskosten bei der Abrechnung anfallen würden. Zur Vermarktung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve gibt es zwei Einnahmequellen. Zum einen gibt es die Zahlung des Leistungspreises für die vorgehaltene Leistung und zum anderen den Arbeitspreis bei abgerufener Energie. Durch diese zwei Einnahmequellen ergeben sich zwei Strategien, die Unternehmen verfolgen können, um Einnahmen zu generieren:

1. Es wird ein Angebot mit hohem Leistungspreis abgeben, sodass der Anbieter den Zuschlag gerade so noch bekommt. Gleichzeitig wird der Arbeitspreis sehr hoch angesetzt. Das hat zur Folge, dass die Wahrscheinlichkeit für einen tatsächlichen Abruf der Regelleistung gering ist. Kommt es doch zu einem nötigen Abruf, können die Unternehmen hohe Einnahmen generieren. Am 17. Oktober 2018 wurde so eine Anlagengruppe für einen Arbeitspreis von 77.777 Euro/MWh bezuschlagt, ohne dass nach Einschätzung der Bundesnetzagentur eine Rechtfertigung dafür bestand. Allgemein ist diese Strategie für Unternehmen geeignet, die möglichst keinen Eingriff in ihren Produktionsprozess gestatten und trotzdem Einnahmen am Regelleistungsmarkt, durch die Leistungsvorhaltung generieren wollen. Dafür eignet sich MRL am besten, da sie nur bei großen Prognoseabweichungen zum Einsatz kommt [51].
2. Der Leistungspreis wird so angesetzt, dass er möglichst hoch ist und der Anbieter gleichzeitig den Zuschlag erhält. Zur gleichen Zeit wird der Arbeitspreis so angesetzt, dass ein tatsächlicher Abruf sehr wahrscheinlich ist. So erhält das Unternehmen gleichzeitig die Leistungspreis- und Arbeitspreisvergütung. Diese Strategie ist für Unternehmen geeignet, bei denen der Abruf der Regelleistung keine erheblichen negativen Auswirkungen z. B. auf den Produktionsprozess haben.

Für beide Strategien ist es nötig, dass Unternehmen die aktuellen Angebotspreise und das Anbieterverhalten auf www.regelleistung.net analysieren. Jedoch kann der tatsächliche Bedarf an Regelleistung sowie das Anbieterverhalten nicht immer zuverlässig vorhergesagt werden, wodurch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt immer mit Risiken verbunden ist. Des Weiteren unterscheiden sich die Einnahmequellen von der angebotenen Produktart. Abbildung 15 zeigt wie hoch die mittleren Erlöse pro Jahr bei

einer ständigen Vermarktung von 1 MW flexibler Last als SRL bzw. MRL sind. Grundlage für die Erlöse sind die bezuschlagten Leistungspreise.

Abbildung 15:
Mittlere Leistungspreiserlöse bei ständiger Vermarktung von 1 MW flexibler Last über ein Jahr



Die Erlöse zeigen, dass sich durch die Vermarktung positiver SRL in der Nebenzeit – Montag bis Freitag von 20:00 bis 8:00 Uhr – die größten Erlöse erzielen lassen. Gleichzeitig fallen die Erlöse in der Hauptzeit – übrige Zeit der Woche, einschließlich der gesetzlichen Feiertage – der jeweiligen SRL durchschnittlich geringer aus. Bei der Vermarktung von MRL sind die mittleren Erlöse von negativer Regelleistung ca. 250 Prozent höher als von positiver Regelleistung. Durch die hohen Differenzen in den Erlösen ist die richtige Wahl der zu vermarktenden Regelleistungsart daher entscheidend, um die Gewinne zu maximieren und somit das Geschäftsmodell wirtschaftlich zu betreiben.

Hauptaktivität bei dem Geschäftsmodell ist die Anlageneinsatzplanung. Bei der Vermarktung von PRL fällt diese intensiver aus, da sie als 24-Stunden-Produkt vermarktet wird und während dieser Zeit zur Verfügung stehen muss. Bei SRL und MRL hingegen ist die Anlageneinsatzplanung flexibler, aufgrund der Vermarktung als 4-Stunden-Produkte.

Partner für das Geschäftsmodell können Pooling-Partner sein. Sinnvoll ist dies, wenn die technische Einheit die geforderten Mindestleistungen nicht erreicht. Zu beachten ist, dass auch im Pooling-Verbund alle technischen Einheiten präqualifiziert sein müssen. Kosten entstehen insbesondere durch die notwendigen Investitionen, die für die Präqualifizierung der technischen Einheiten nötig sind. Gleichzeitig entstehen während der Vorhaltung der Regelleistung bzw. des Abrufs der Regelarbeit Personalkosten, da während dieser Zeit geschultes Personal für den Übertragungsnetzbetreiber erreichbar sein muss.

Die Kundenbeziehung erfolgt automatisiert. Nach einer erfolgreichen Präqualifizierung der technischen Einheit kann über die Plattform www.regelleistung.net an den Auktionen teilgenommen werden. Gleichzeitig erfahren die Unternehmen kurze Zeit später, ob das Angebot bezuschlagt wurde. Die Aktivierung der Primärregelleistung erfolgt dann automatisch mittels Frequenzmessung. Über die Aktivierung von SRL und MRL werden die Unternehmen i. d. R. telefonisch oder per E-Mail vom Übertragungsnetzbetreiber benachrichtigt.

Schlüsselressourcen sind flexible Produktionsanlagen. Ein wichtiger Punkt ist, wie schnell die technische Einheit hochgefahren bzw. runtergefahren werden kann, um den geforderten Sollwert vom Übertragungsnetzbetreiber zu erreichen. Davon ist abhängig welche Regellenergiearten von Unternehmen vermarktet werden können.

Generell ist die Teilnahme für Anbieter von Lastflexibilität am Sekundär- und Minutenreservemarkt mit geringeren Aufwendungen verbunden. Durch die geringeren Präqualifikationsbedingungen sind die Markteintrittsbarrieren und nötigen Investitionskosten geringer. Gleichzeitig herrscht, wie Abbildung 16 zeigt, insbesondere auf dem Minutenreservemarkt ein großer Wettbewerb zwischen den Anbietern, wodurch ebenfalls die erzielten Erlöse geringer ausfallen.

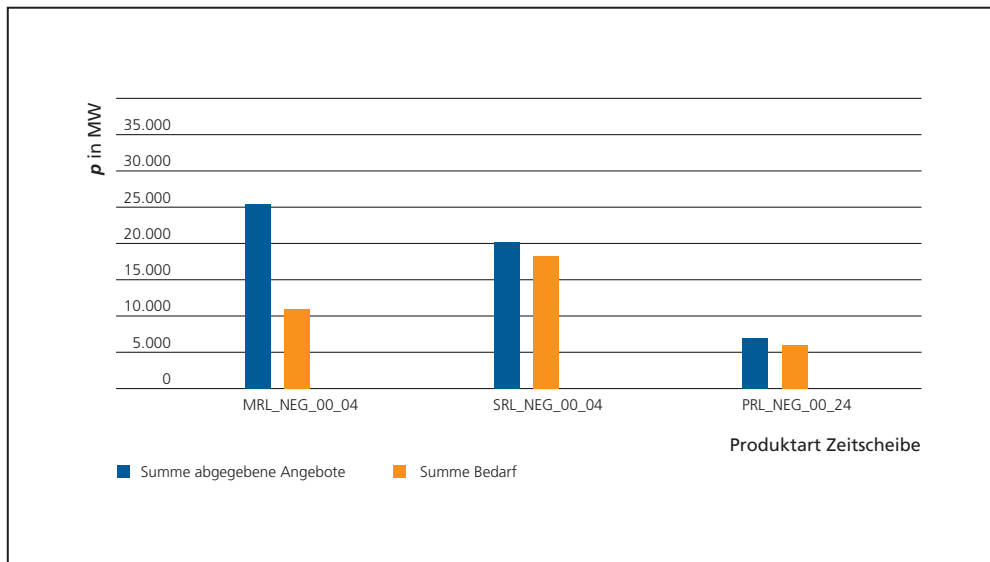


Abbildung 16:
Vergleich abgegebener Gebote mit tatsächlichem Bedarf ausgewählter Regellenergiearten am 10.10.2019

Ebenfalls ist mit großen Marktveränderungen durch die neue Einteilung des Regelleistungsmarktes zu rechnen. Durch die Einteilung in Regelleistungs- und Regelarbeitsmarkt können sich die Erlöse ebenfalls ändern. Eine Einschätzung zum zukünftigen Erlöspotential ist momentan nicht möglich. Jedoch ist der Regelleistungsmarkt momentan und zukünftig ein wichtiger Bestandteil zur Frequenzregelung. Daher bietet er wahrscheinlich zukünftig weiterhin eine ökonomische Möglichkeit zur Vermarktung von Lastflexibilität.

4.2.3 Abschaltbare Lasten

Neben den Optionen der Regelleistung sind Netzbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet Abschaltbare Leistung vorzuhalten, die im Bedarfsfall zeitnah durch (teil-)automatisierte Maßnahmen zu einer Trennung von Entnahmeleistung führen muss. Gesetzlich geregelt sind sie in der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Im Sommer 2016 wurden sie in novellierter Form bis zum Juli 2022 verlängert. Die Ausschreibung erfolgt wöchentlich – über die Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung, www.regelleistung.net. Dabei wird abschaltbare Leistung in zwei Kategorien unterteilt:

- Sofort abschaltbare Lasten (SOL): »Sofort abschaltbare Lasten sind abschaltbare Lasten, deren Abschaltleistung nachweisbar unverzüglich ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes sowie automatisch frequenzgesteuert bei Unterschreiten einer vorgegebenen Netzfrequenz herbeigeführt werden kann.«
- Schnell abschaltbare Lasten (SNL): »Schnell abschaltbare Lasten sind abschaltbare Lasten, deren Abschaltleistung nachweisbar innerhalb von maximal 15 Minuten ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes herbeigeführt werden kann.«

Abschaltbare Entnahmeleistung	
Ausschreibung	Wöchentlich über regelleistung.net
Produktarten	SOL und SNL mit Angabe der Abrufdauer zwischen 1 Viertelstunde (VS) und 32 VS
Angebotsgröße	Mindestens 5 MW und maximal 200 MW
Netzanschluss	Mittelspannung und höher, jedoch max. zwei Umspannungen unterhalb des HS-Netzes und im physikalischen Wirkungsbereichs des HS-Knotens
Leistungspreis	Max. 500 Euro/MW
Arbeitspreis	Max. 400 Euro/MW
Zuschlagsverfahren	Pay-as-bid
Mindestverfügbarkeit	552 VS pro Woche – 120 VS mögliche Nichtverfügbarkeit
Vermarktungsmöglichkeiten	Einsatz auf Regellenergie- und Spotmarkt grundsätzlich vorrangig
Bedingung für vortägige Vermarktung am Spotmarkt	DA > Arbeitspreis und mindestens 200 Euro/MWh
Pooling	Unbegrenzt

Tabelle 28:
Zusammenfassung wichtigster Eigenschaften von abschaltbaren Lasten [51], [52], [57]

Die wöchentliche Ausschreibung der Netzbetreiber für SOL und SNL umfasst je 750 MW in einer Viertelstunde. Tabelle 28 fasst die wichtigsten Rahmenbedingungen zusammen, die Unternehmen erfüllen müssen, um ihre Lastflexibilität als abschaltbare Last vermarkten zu können.

Das BMC zur Vermarktung von abschaltbaren Lasten ist in Tabelle 29 dargestellt.

Partner	Aktivitäten	Wertangebot	Kundenbeziehung	Kundensegment
<ul style="list-style-type: none"> • Konsortium (optional) 	<ul style="list-style-type: none"> • Produktionsprozessplanung 	<ul style="list-style-type: none"> • Spontan abschaltbare Entnahmeleistung am Anschlusspunkt 	<ul style="list-style-type: none"> • Ferngesteuert und automatisch frequenz-gesteuert (SOL) • Ferngesteuert (SNL) 	<ul style="list-style-type: none"> • Übertragungsnetzbetreiber
	Ressourcen <ul style="list-style-type: none"> • Abschaltbare Lasten • Ggfs. Auch zuschaltbare Erzeugung 		Kanäle <ul style="list-style-type: none"> • Regelleistung.net 	
Kostenstruktur <ul style="list-style-type: none"> • Produktionsausfallkosten • Betriebskosten inkl. Reparatur und Wartung • Fernwirk-, Steuerungs- und Überwachungstechnik 			Einnahmequellen <ul style="list-style-type: none"> • Leistungspreis für vorgehaltene Leistung (max. 500 Euro/MW nach AbLaV) • Arbeitspreis für vermiedenen Energiebezug (max. 400 Euro/MWh nach AbLaV) 	

Tabelle 29:
BMC für abschaltbare Lasten

Aktuell sind vor allem Unternehmen wie die TRIMET Aluminium am Markt tätig und bieten abschaltbare Teillasten am Markt an.

Das Wertangebot bei dem Geschäftsmodell sind die zwei möglichen Varianten von abschaltbaren Lasten. Durch die geforderte schnelle Aktivierung von SOL sind diese mit höheren technischen Anforderungen und somit auch mit höheren Investitionen verbunden als SNL. Folglich sind aktuell vier Rahmenverträge mit Anbietern von präqualifizierten SOL geschlossen. Diese umfassen eine Gesamtleistung von 793 MW. Für präqualifizierte SNL sind hingegen elf Rahmenverträge mit einer Gesamtleistung von 1500 MW geschlossen. Besonders geeignet für die Vermarktung sind stromintensive Prozesse auf Grund des vergleichsweise hohen Mindestgebots von 5 MW [51].

Die Höhe der Angebote sowie die daraus folgende mögliche Einnahmequelle sind gedeckelt. Das Angebot für den Leitungspreis darf max. 500 Euro/MW und der Arbeitspreis max. 400 Euro/MWh betragen. Der Leistungspreis wird für die Leistungsvorhaltung gezahlt. Bei Aktivierung der abschaltbaren Last erfolgt die Zahlung des Arbeitspreises.

Bei der Vermarktung von sofort abschaltbaren Lasten lag im Jahr 2019 häufig ein Angebotsoligopol vor. Dabei wurde der nötige mittlere Bedarf an sofort abschaltbaren Lasten auf der Plattform nicht erreicht. Die geringe Anzahl von Marktteilnehmern hat zur Folge, dass der maximale Leistungs- und Arbeitspreis in dem Zeitraum immer gezahlt wurde. Im Vergleich dazu herrschte auf dem Markt für schnell abschaltbare Lasten ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage. Jedoch haben auch hier immer Angebote mit dem annähernd maximalen Leistungs- und Arbeitspreis den Zuschlag bekommen, da die höchsten Angebote auch bei Überschreitung des mittleren Bedarfs an SNL einen Zuschlag bekamen.

Die höheren freien Kapazitäten von rund 300 MW auf dem Markt für SOL bedeuten für Anbieter von Lastflexibilität, dass sie mit größerer Sicherheit länger höhere Einnahmen durch die Vermarktung generieren können. Auf dem Markt für SNL können die Zuschlagspreise sinken, sobald mehr Teilnehmer auf den Markt drängen. Daher erscheint die Vermarktung von Anlagen – bei technischer Eignung – als SOL perspektivisch wirtschaftlicher. Aufgrund der geringen Marktteilnehmer gab es von der Bundesnetzagentur im Jahr 2018 bereits Anstöße, die Dimensionierung der abschaltbaren Lasten zu reduzieren [58]. So gab es in einem Konsultationsentwurf den Vorschlag, die Summe der Abschaltleistungen für SOL auf 500 MW und für SNL auf 250 MW zu reduzieren. Dies hätte zur Folge, dass auch die Einnahmequellen der Unternehmen durch die geänderte Marktsituation sinken würden. Konkrete Umsetzungsabsichten für diesen Vorschlag finden sich aktuell aber nicht.

Hauptaktivität in dem Geschäftsmodell ist die Produktionsprozessplanung. Durch die wöchentliche neue Ausschreibung der abschaltbaren Lasten kann diese ebenfalls wöchentlich erfolgen. Das bietet Unternehmen die Möglichkeit wöchentlich flexibel zu entscheiden, ob Kapazitäten zur Teilnahme an der Vermarktung bestehen. Entscheidend ist, dass die Opportunitätskosten, die durch die Drosselung oder Abschaltung entstehen, nicht die Einnahmen der Vermarktung überschreiten. Besonders Prozesse in der verarbeitenden Industrie eignen sich für dieses Geschäftsmodell, da sie oftmals auch ohne hohe Qualitätseinbußen in der Produktion abgeschaltet oder gedrosselt werden können. Falls die abschaltbaren Lasten in Unternehmen nicht die Mindestangebotsgröße erreichen, besteht die Möglichkeit zur Bildung eines Konsortiums mit anderen Unternehmen. Zu beachten ist jedoch, dass diese im gleichen Wirkungsbereich des gleichen Hochspannungsknotens liegen müssen.

Der Kostenschwerpunkt liegt in den Produktionsausfallkosten, die bei Abruf der abschaltbaren Last entstehen. Durch einen höheren Verschleiß infolge des schnellen Hoch- und Runterfahrens der Anlagen können höhere Wartungskosten entstehen.

Weiterhin entstehen Kosten für Steuerungs- und Fernwirktechnik, die benötigt wird um die Präqualifikationskriterien zu erfüllen. Insbesondere bei SOL sind die Investitionskosten höher – u. a. durch den erforderlichen Einbau von Frequenzrelais – als bei SNL.

Generell ist ein Geschäftsmodell auf Grundlage der AbLaV durch die hohe Mindestangebotsgröße von 5 MW besonders für die Großindustrie geeignet. Durch die Novellierung des Gesetzes 2016 wurden die Mindestanforderungen zwar herabgesetzt, aktuell zeigt sich jedoch durch die geringe Anzahl an Marktteilnehmern, dass nur wenige Unternehmen ihre Lastflexibilität über diesen Weg vermarkten wollen. Insbesondere der aktive Eingriff in die Produktion, durch das Abschalten von Anlagen, kann Auswirkungen auf die Qualität und Stabilität des gesamten Produktionsprozesses haben [52]. Des Weiteren ist die Verordnung derzeit bis zum 01. Juli 2022 begrenzt. Aktuelle Tendenzen zur Verlängerung oder Abschaffung der Verordnung finden sich nicht. Für Unternehmen bildet dieser kurze Planungshorizont ein Hemmnis, große Investitionen zu tätigen.

Vorteil bei dem Geschäftsmodell ist, dass die als abschaltbare Last bezuschlagte Leistungsscheibe parallel an der Day-Ahead-Börse – bei Energiepreisen höher als 200 Euro/MWh – und auf dem Regelleistungsmarkt – als PRL, positive SRL und positive MRL – vermarktet werden kann [59]. Die Vermarktung wird dann wie ein Abruf gehandhabt. Zusätzlich wird bei der Vermarktung auf dem Day-Ahead-Markt der Leistungspreis gezahlt, jedoch nicht bei Vermarktung auf dem Regelleistungsmarkt. Daher eignet sich dieses Geschäftsmodell besonders als Ergänzung für Unternehmen, die schon auf dem Regelleistungsmarkt und der Strombörse aktiv sind.

4.2.4 Unterbrechbare Verbrauchseinheiten

Eine Sonderform der Netznutzung sind die unterbrechbaren Verbrauchseinheiten gemäß § 14 des EnWG. Vergleichbar ist die Regelung mit der AbLaV nur auf Niederspannungsebene. Momentan ist das die einzige Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber – abgesehen von Notfallmaßnahmen – auf Lastflexibilität zuzugreifen [60]. Durch das Gesetz werden Verteilnetzbetreiber verpflichtet, Letztverbrauchern ein reduziertes Netzentgelt zu zahlen, wenn sie im Gegenzug netzdienlich steuerbar sind [60]. Unter Letztverbraucher fallen laut Gesetz alle steuerbaren Verbrauchseinheiten, die über einen separaten Zählerpunkt im Bereich der Niederspannungsebene verfügen. Darunter fallen explizit auch Elektromobile. Die aktuell bestehenden Rahmenbedingungen zur Teilnahme an der Regelung für lastseitige Flexibilität sind:

- Bestehender Netznutzungsvertrag zwischen Netzbetreiber und Lieferant oder Letztverbraucher
- Technische Möglichkeit zur vollständigen Unterbrechung der Verbrauchseinheit durch den Netzbetreiber
- Steuerbare Verbrauchseinheit besitzt separaten Zähler und technischen Zählerpunkt

Werden diese Rahmenbedingungen erreicht, kann für die entsprechende Verbrauchseinheit ein individuelles Netzentgelt bei dem zuständigen Netzbetreiber ausgehandelt werden. Bei der Avacon Netz GmbH reduziert sich dieses Netzentgelt z. B. von 0,0568 Euro/kWh auf 0,0244 Euro/kWh, was einer Netzentgeltreduzierung von ca. 43 Prozent entspricht [61]. Zu beachten ist, dass die Höhe der Netzentgeltreduzierung nicht gesetzlich vorgeschrieben ist. So muss die Reduzierung mit dem Netzbetreiber ausgehandelt werden, wenn diese nicht – wie bei der Avacon Netz GmbH – auf der Internetplattform veröffentlicht wird. Tabelle 30 verdeutlicht das BMC für die Vermarktung von Lastflexibilität, die als unterbrechbare Verbrauchseinheit eingestuft werden kann.

Partner <ul style="list-style-type: none"> Keine 	Aktivitäten <ul style="list-style-type: none"> Anschluss an Steuerung 	Wertangebot <ul style="list-style-type: none"> Unterbrechbare Verbrauchseinheit 	Kundenbeziehung <ul style="list-style-type: none"> Automatisiert 	Kundensegment <ul style="list-style-type: none"> Netzbetreiber auf Niederspannungsebene
	Ressourcen <ul style="list-style-type: none"> Separater Zählerpunkt Steuerbare Verbrauchseinheit 		Kanäle <ul style="list-style-type: none"> Direkt 	
Kostenstruktur <ul style="list-style-type: none"> Entgelt für Messstellenbetrieb Fernwirk- und Steuerungskosten (Einbau separater Zählerpunkt) 		Einnahmequellen <ul style="list-style-type: none"> Reduziertes Netzentgelt 		

Flexibilitäten vermarkten

Tabelle 30:
BMC für abschaltbare Lasten

Das Wertangebot sind unterbrechbare Verbrauchseinheiten, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden, wie z. B. Speicherheizungen bzw. Nachtspeicheröfen, Warmwasserspeicher, Fußbodenheizungen, Zentralheizungen, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Kühlanlagen.

Sie ermöglichen dem Verteilnetzbetreiber die Systemstabilität zu Spitzenlastzeiten zu gewährleisten, indem die Verbrauchseinheiten heruntergeregelt bzw. abgeschaltet werden. Abbildung 17 zeigt, dass die Regelung aktuell insbesondere von Verbrauchern mit Nachtspeicherheizungen genutzt wird. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Anteil von Nachtspeicherheizungen jedoch um vier Prozent gesunken und Anteile von Wärmepumpen, Direktheizungen und Ladeeinrichtungen entsprechend gestiegen [62]. Insgesamt wurden im Jahr 2018 für 1.419.968 steuerbare Verbrauchseinrichtungen ein reduziertes Netzentgelt berechnet [62]. Davon befinden sich momentan ca. 50 Prozent in Bayern oder Baden-Württemberg, da die Regelung ursprünglich eingeführt wurde, um die gleichmäßige Stromproduktion von Atomkraftwerken – die zum Großteil im Süden Deutschlands stehen – zu unterstützen.

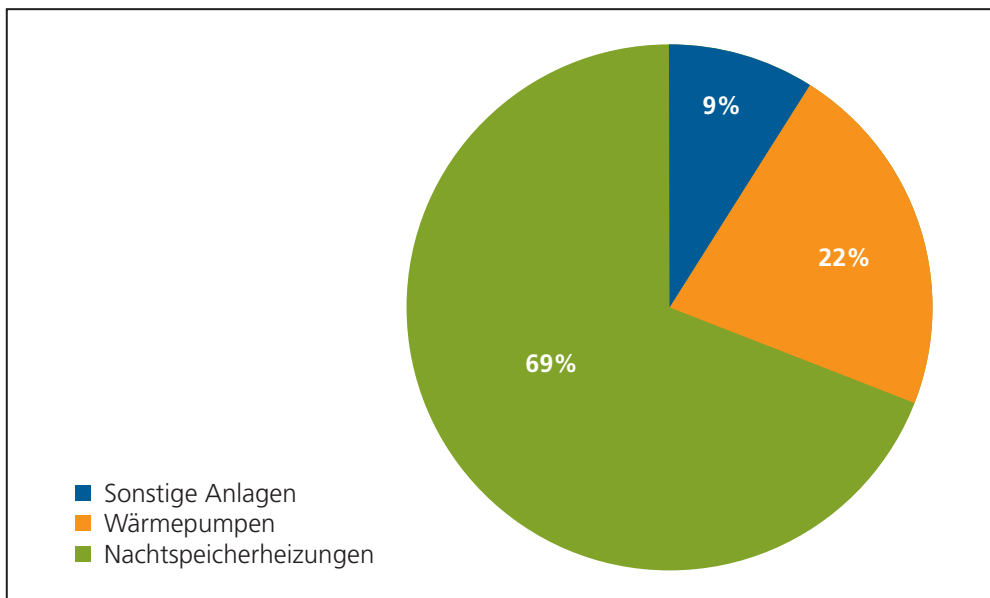


Abbildung 17:
Zählerpunktverteilung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen [62]

Das Kundensegment ist auf die Verteilnetzbetreiber im Niederspannungsbereich beschränkt. Nach Angaben der Bundesnetzagentur machen aktuell rund 80 Prozent der befragten Netzbetreiber von der Regelung Gebrauch [62].

Die Gesetzeslage gibt keine konkreten Vorgaben zur Netzentgeltreduktion. Daher sind die Einnahmequellen vom zuständigen Netzbetreiber abhängig. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Umfrage eine durchschnittliche Netzentgeltreduzierung von 57 Prozent festgestellt, was 3,53 ct/kWh entspricht [62]. Jedoch existiert eine hohe Standardabweichung. So beträgt der höchste Rabatt 83 Prozent und der niedrigste nur 11 Prozent [62]. Daher muss vor der Teilnahme an der Regelung, und den folgenden nötigen Investitionen, mit dem zuständigen Verteilnetzbetreiber die Netzentgeltreduktion ausgehandelt werden. Zu beachten ist, dass durch die aktuelle Gesetzeslage die Einnahmequelle lediglich vom Verbrauch, d.h. von der elektrischen Arbeit, abhängig ist. Eine Vergütung der elektrischen Leistung wie bei der AbLaV findet nicht statt. Forderungen zur Anpassung des Vergütungsmodells gab es schon im Jahr 2017 durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) [63].

Kosten entstehen durch den verpflichtenden Einbau von intelligenten Messsystemen, die über eine bidirektionale Kommunikationsanbindung verfügen müssen. Des Weiteren müssen Entgelte für den Messstellenbetrieb inkl. Messdienstleistung an den Verteilnetzbetreiber gezahlt werden. Die Kommunikation erfolgt direkt. Oftmals setzen die Verteilnetzbetreiber eine Rundsteuerung ein oder eine vom Netzbetreiber betriebene lokale Schaltuhr [64]. Den Schaltzeitpunkt der unterbrechbaren Verbrauchseinheiten legt der Verteilnetzbetreiber fest. Lediglich für die Dauer der Abschaltung gibt es teilweise vorgeschriebene Regelungen. So dürfen elektrische Wärmepumpen pro Tag maximal drei Mal für jeweils maximal zwei Stunden abgeschaltet werden.

Das Geschäftsmodell ist besonders für den Betrieb großer Elektrospeicherheizungen geeignet, da eine zeitweise Unterbrechung meist durch die gespeicherte Wärme überbrückt werden kann [64]. Im Hinblick auf die zunehmende Elektrifizierung des Wärmesektors kann die Regelung einen wichtigen Baustein zur Vermeidung von Engpässen im Verteilnetz darstellen. Aktuell sind jedoch noch viele teilnehmende Verbrauchseinheiten mit Zeitschaltuhren ausgestattet, die durch diese starre Betriebsweise die Flexibilität im Netz hemmen. Nur die neuen teilnehmenden Verbrauchseinheiten sind verpflichtet ein intelligentes Messsystem einzubauen, das bidirektional kommunizieren kann. Dies erlaubt dem Verteilnetzbetreiber flexibler auf Engpässe im Stromnetz zu reagieren, indem er die Verbrauchseinheiten bedarfsweise abschaltet. Dadurch wird der Einsatz systemdienlicher.

Ebenfalls wirtschaftlich anwendbar ist die Regelung für Inhaber von Elektrofahrzeugen oder Unternehmen mit elektrischem Fuhrpark und eigener Ladeinfrastruktur. So kann der Verteilnetzbetreiber die Aufladung mehrerer Elektrofahrzeuge über Nacht – wenn das Fahrzeug nicht gebraucht wird – staffeln, sodass eine gleichmäßige Netzauslastung koordiniert werden kann. So werden Lastspitzen im Netz verringert und gleichzeitig erhalten die Eigentümer ein reduziertes Netzentgelt.

4.3 Aktuelle Einsparoptionen

4.3.1 Atypische Netznutzung

Im folgenden Geschäftsmodell setzen Unternehmen ihre Lastflexibilität ein, um ein individuelles Netzentgelt zu bekommen. Nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV steht Letztverbrauchern ein individuelles Netzentgelt zu, wenn ihre Maximalleistung nicht im Hochlastzeitfenster des zuständigen Netzbetreibers anfällt. Durch dieses atypische Stromabnahmeverhalten lassen sich die anfallenden Netzentgelte um bis zu 80 Prozent reduzieren. Die jeweiligen Hochlastzeitfenster (HLZF) werden individuell und jährlich durch den jeweiligen Netzbetreiber neu festgelegt. In den entsprechenden Zeiten weist

das Netzgebiet und die Netzebene einen hohen Stromverbrauch durch viele Verbraucher auf [65].

Flexibilitäten vermarkten

Eine wichtige Voraussetzung zur Reduzierung der Netzentgelte ist das Erreichen der Erheblichkeitsschwelle. Berechnet wird die Erheblichkeitsschwelle aus der Differenz zwischen Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers und der höchsten Last des Letztverbrauchers im HLZF bezogen auf die Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers. Die geforderten Mindestschwellenwerte liegen je nach Spannungsebene zwischen 5 und 30 Prozent.

Eine weitere Voraussetzung ist das Erreichen der Bagatellgrenze in allen Netz- und Umspannebenen von 500 Euro. D.h. die prognostizierte Entgeltreduzierung muss mindestens 500 Euro betragen. Ebenfalls muss immer eine Verschiebung von mindestens 100 kW aus dem Hochlastzeitfenster stattfinden. Dafür muss eine ausführliche und nachvollziehbare Begründung für die Vorhersehbarkeit dieser Leistungsreduzierung bei der Beantragung des reduzierten Netzentgeltes eingereicht werden.

Sollte der Letztverbraucher die geforderten Anforderungen erreichen, so steht ihm die Berechnung eines individuellen Netzentgeltes nach [42] zu. Im Unterschied zur allgemeinen Entgeltberechnung, wird – beim individuellen Netzentgelt – nicht die Jahreshöchstleistung mit dem Leistungspreis des jeweiligen Netzbetreibers multipliziert, sondern die höchste Leistung im jeweiligen Hochlastzeitfenster.

Tabelle 31 zeigt beispielhaft die Hochlastzeitfenster 2019 der Avacon Netz GmbH im Netzgebiet Sachsen-Anhalt.

Netzebene	Jahreszeit	Zeitraum (Hochlastzeit)		
HS	Frühling			
	Sommer			
	Herbst	06:30 - 07:00 Uhr	17:00 - 17:15 Uhr	
	Winter	05:15 - 05:45 Uhr	17:15 - 17:30 Uhr	
HS / MS	Frühling	08:00 - 08:45 Uhr	18:00 - 19:45 Uhr	
	Sommer			
	Herbst	16:30 - 19:45 Uhr		
	Winter	07:45 - 08:45 Uhr	10:45 - 12:15 Uhr	16:30 - 19:45 Uhr
MS	Frühling	18:15 - 19:45 Uhr		
	Sommer			
	Herbst			
	Winter	18:00 - 20:00 Uhr		
MS / NS	Frühling	18:30 - 19:30 Uhr		
	Sommer			
	Herbst			
	Winter	11:15 - 11:45 Uhr	18:15 - 19:30 Uhr	
NS	Frühling	11:00 - 12:00 Uhr	18:30 - 19:30 Uhr	
	Sommer			
	Herbst			
	Winter	11:00 - 11:45 Uhr	13:00 - 13:15 Uhr	18:15 - 19:15 Uhr

Tabelle 31:
Hochlastzeitfenster in Avacon Netz GmbH in Abhängigkeit der Netzebene und Jahreszeit [61]

Alle notwendigen Kriterien und Unterlagen, die bei der Beantragung eingereicht werden müssen, sind in Tabelle 32 zusammengefasst.

Kriterien:	Jahreshöchstlast muss vorhersehbar erheblich vom Zeitpunkt der Jahreshöchstlast des Netzbetreibers abweichen
	Erreichen der Erheblichkeitsschwelle
	Mindestverlagerung von 100 kW Leistung in allen Netz- und Umspannebenen
	Prognostizierte Entgeltreduzierung von mindestens 500 Euro
	Verbrauchsdaten des Vorjahres und Prognosedaten für das Genehmigungsjahr
	Ausführliche und nachvollziehbare Begründung für die Vorhersehbarkeit der Leistungsreduzierung innerhalb der Hochlastzeitfenster
	Einreichung der Unterlagen bis zum 30. September des Kalenderjahres, für das die Vereinbarung erstmalig Anwendung finden soll
Antragstellung:	Zuerst Vertragsabschluss mit dem jeweiligen Netzbetreiber
	Bis zum 30. September – rückwirkend reduziertes Netzentgelt – bei der Bundesnetzagentur oder Landesbehörde
	Einhaltung der festgelegten Kriterien müssen jährlich bis zum 30. Juni des Folgejahres vorgelegt werden

Tabelle 32:
Zusammenfassung wichtigster Eigenschaften von abschaltbaren Lasten [51], [52], [57]

Folgendes Beispiel zeigt die möglichen Einsparung bei der Berechnung des individuellen Netzentgeltes. Das Beispiel stammt aus dem »Faktenpapier atypische Netznutzung« vom Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V. Hannover. Es zeigt die möglichen Einsparungen bei Schöpfwerken, die mit zwei Pumpen ausgestattet sind¹. Eine Pumpe wird zu Zeiten des Hochlastzeitfensters ausgeschaltet, sodass die Leistung in dem Zeitraum von 586 kW auf 308 kW reduziert werden konnte. Daraus resultiert eine absolute Netzentgeltreduktion von 5635,06 Euro im Jahr, was einer relativen Reduzierung von 24,5 Prozent entspricht.

Das BMC zur atypischen Netznutzung ist in Tabelle 33 dargestellt.

Partner	Aktivitäten	Wertangebot	Kundenbeziehung	Kundensegment
<ul style="list-style-type: none"> Keine 	<ul style="list-style-type: none"> Verschiebung der stromintensiven Prozesse Personaleinsatzanpassung 	<ul style="list-style-type: none"> Systemdienliches Verhalten Entlastung des elektrischen Netzes zu Hochlastzeiten 	<ul style="list-style-type: none"> Automatisiert Kommunikation mit bNetzA zum 30.09. eines Jahres 	<ul style="list-style-type: none"> Netzbetreiber auf Nieder-, Mittel und Hochspannungsebene
	Ressourcen		Kanäle	
	<ul style="list-style-type: none"> Flexible Produktionsanlagen 		<ul style="list-style-type: none"> Veröffentlichung der Zeitfenster durch Netzbetreiber 	
Kostenstruktur			Einnahmequellen	
<ul style="list-style-type: none"> Steuerungskosten (Personalaufwand) Wirkungsgradverluste 			<ul style="list-style-type: none"> Reduziertes Netzentgelt 	

Tabelle 33:
BMC für atypische Netznutzung

¹Annahmen: Jahreshöchstlast 586 kW, Höchstlast im HLZF 308 kW, Jahresarbeit 317.059 kWh/a, Netzebene: Mittelspannung, Erheblichkeitsschwelle 20 Prozent, Leistungspreis 20,27 Euro/kWh, Arbeitspreis 0,035 Euro/kWh

Das Wertangebot des Geschäftsmodells entspricht dem systemdienlichen Verhalten, welches die Unternehmen den Netzbetreiber anbieten. Damit wird das elektrische Netz zu den Hochlastzeiten geringer belastet und der Netzbetreiber muss ggf. weniger Investitionen in den Ausbau des elektrischen Netzes tätigen. Die Kundenbeziehung erfolgt automatisch, wobei die nötigen Unterlagen für das vorherige Jahr jeweils zum 30. September eingereicht werden müssen. Daraufhin entscheidet die Bundesnetzagentur, ob das reduzierte Netzentgelt bewilligt wird. Wichtiger Kommunikationskanal ist die Homepage des zuständigen Netzbetreibers. Dort werden die Hochlastzeitfenster veröffentlicht, nach denen sich das Unternehmen richten muss. Allgemein gültige Hochlastzeitfenster gibt es nicht. Hauptaktivität ist das Verschieben der stromintensiven Prozesse aus dem Hochlastzeitfenster, mit dem Ziel die Lastspitzen in diesem zu senken. Dafür sind flexible Produktionsanlagen notwendig, die diesen Verschiebeprozess erlauben, ohne dass es zu großen Produktionseinschränkungen kommt. Dadurch, dass die Hochlastzeitfenster teilweise mehrmals über den Tag verteilt auftreten, ist es ebenfalls nötig den Personaleinsatz danach auszurichten, um einen höheren Personalaufwand zu vermeiden.

Die Einnahmequelle ist das reduzierte Netzentgelt infolge der beschriebenen neuen Berechnung des Leistungspreises. Kosten können insbesondere durch den notwendigen Steuerungsaufwand der Produktionsanlagen entstehen. Des Weiteren kann die atypische Netznutzung zu erhöhten Opportunitätskosten führen. Maschinen, die im Hochlastzeitfenster runtergeregelt werden müssen, laufen nicht mehr im optimalen Betriebspunkt, wodurch es u.U. zu Wirkungsgradverlusten kommt. Die dadurch entstandenen Kosten müssen Unternehmen bei der Planung gegen die möglichen reduzierten Netzentgelte vergleichen, um die Gewinnschwelle bei der atypischen Netznutzung zu erreichen.

Für Unternehmen bietet die atypische Netznutzung neben dem reduzierten Netzentgelt weitere Vorteile. So müssen sie für eine erfolgreiche Beantragung ihren Lastgang analysieren. Dadurch können Schwachstellen – wie ineffiziente Prozesse – im Unternehmen aufgedeckt werden. Entsprechend können Prozessanpassungen oder Energieeffizienzmaßnahmen resultieren, die die Energieverbrauchskosten im Unternehmen senken können. Des Weiteren kann durch die nötigen Investitionen in die Steuerungstechnik der Zugang zum Regelleistungsmarkt erleichtert werden, was für Unternehmen ein weiteres mögliches Geschäftsmodell darstellt. Der Netzbetreiber profitiert durch die atypische Netznutzung, indem er weniger Investitionen in den Ausbau des elektrischen Netzes tätigen muss, da das Netz zu den Hochzeiten weniger belastet wird.

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, die Hochlastzeitfenster für das folgende Jahr immer bis zum 31. Oktober zu veröffentlichen. Für Unternehmen bietet das auf der einen Seite eine frühe Planungssicherheit für das kommende Jahr. Jedoch kann durch die frühe Veröffentlichung der Zeitfenster für ein ganzes Jahr die Flexibilität im elektrischen Netz gehemmt werden. So werden die Zeitfenster aufgrund von historischen Daten geplant. Die Unternehmen sind dann ein Jahr fest daran gebunden. Im Falle von Prognoseabweichungen, bspw., wenn dezentrale Erzeuger im Hochlastzeitfenster viel elektrische Energie ins Netz speisen, ist die atypische Netznutzung nicht mehr systemdienlich. Da die Unternehmen in dem Zeitfenster gleichzeitig ihre Last drosseln, muss der Netzbetreiber gegen das Ungleichgewicht regeln. So gibt es Impulse, z. B. im Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums, dass die Hochlastzeitfenster zukünftig wöchentlich bzw. perspektivisch täglich veröffentlicht werden [65]. Teilweise wird sogar eine kurzfristige Aufhebung des Hochlastzeitfensters seitens der Netzbetreiber vorgeschlagen. So könnte die atypische Netznutzung besser zur Systemstabilität beitragen, da Unternehmen flexibler reagieren müssen.

Weiterhin zu beachten ist, dass die Hochlastzeitfenster von der Jahreszeit abhängig sind. Für Unternehmen bedeutet dies einen höheren Planungsaufwand, da die Produktion ggf. alle drei Monate umstellen müssen.

4.3.2 Stromintensive Netznutzung

Eine besondere Möglichkeit für Unternehmen, ein individuelles Netzentgelt in Anspruch zu nehmen, ist die stromintensive Netznutzung. Sie ist in § 19 Abs. 2 Satz 2 der StromNEV gesetzlich verankert. Entscheidend zur Gewährleistung des individuellen Netzentgeltes ist die Benutzungsstundenanzahl der Unternehmen. Ab einer Benutzungsstundenanzahl von 7000 h/a und einem gleichzeitigen Stromverbrauch von über 10 GWh/a kann ein reduziertes Netzentgelt beantragt werden. Jedoch muss in Abhängigkeit der Benutzungsstundenanzahl immer ein Mindestanteil vom veröffentlichten Netzentgelt entrichtet werden (siehe Tabelle 34).

Tabelle 34:
Benutzungsstundenanzahl und der daraus resultierte Mindestanteil an Netzentgelten

Benutzungsstundenanzahl	Mindestanteil Netzentgelt
mind. 7000 h/a	20 %
mind. 7500 h/a	15 %
mind. 8000 h/a	10 %

Die Benutzungsstundenanzahl berechnet sich dabei als Verhältnis des Jahresstromverbrauchs und der maximalen Entnahmeleistung. Notwendige Voraussetzungen sowie wichtige Aspekte zur Beantragung des individuellen Netzentgeltes sind in Tabelle 35 zusammengefasst.

Tabelle 35:
Kriterien für individuelles Netzentgeltes bei der stromintensiven Netznutzung

Kriterien:	Benutzungsstundenanzahl mind. 7000 h/a
	Stromverbrauch von mind. 10 GWh/a
	Berechnung und Darstellung des physikalischen Pfades beim zuständigen Netzbetreiber einholen
Antragsstellung:	Zuerst Vertragsabschluss mit dem jeweiligen Netzbetreiber
	Bis zum 30. September – rückwirkend reduziertes Netzentgelt – bei der Bundesnetzagentur oder Landesbehörde
	Einhaltung der festgelegten Kriterien müssen jährlich bis zum 30.06 des Folgejahres vorgelegt werden

Das individuelle Netzentgelt wird mit der Betrachtung einer fiktiven Direktleitung berechnet. Vom Anschlusspunkt des Letztverbrauchers wird eine Direktleitung auf einer bestehenden Trasse hin zu einer Erzeugungsanlage simuliert, die den Strombedarf vom Letztverbraucher vollständig decken kann. Die Kosten der fiktiven Direktleitung und Leitungsnutzung ergeben dann die Höhe des individuellen Netzentgeltes, wobei die geltenden Mindestanteile des Netzentgeltes nicht unterschritten werden dürfen [66]. Die Berechnungen werden auf Anfrage vom Netzbetreiber durchgeführt, welcher laut Gesetz ebenfalls die Kosten für die Berechnung tragen muss [67]. Aktuell nehmen insbesondere Betriebe aus der Aluminium-, Elektro-, Chemie-, Glas-, und Papierbranche teil [50].

Das BMC zur stromintensiven Netznutzung ist in Tabelle 36 dargestellt.

Partner	Aktivitäten	Wertangebot	Kundenbeziehung	Kundensegment
<ul style="list-style-type: none"> Keine 	<ul style="list-style-type: none"> Benutzungsstunden -zahl >7.000 h Jahresenergie >10 GWh 	<ul style="list-style-type: none"> Lastglättung 	<ul style="list-style-type: none"> Automatisiert 	<ul style="list-style-type: none"> Netzbetreiber auf Nieder-, Mittel und Hochspannungsebene
	Ressourcen		Kanäle	
	<ul style="list-style-type: none"> Stromintensive Produktionsanlagen Eigenerzeugung 		<ul style="list-style-type: none"> Direkt 	
Kostenstruktur		Einnahmequellen		
<ul style="list-style-type: none"> Ggfs. erhöhter Stromverbrauch 		<ul style="list-style-type: none"> Individuelles Netzentgelt 		

Tabelle 36:
BMC für stromintensive
Netznutzung

Das Wertangebot bei dem Geschäftsmodell ist die gleichmäßige Verteilung der betrieblichen Last. Ziel ist es, die Netzbetreiber (Kundensegment) durch die gleichmäßige Stromabnahme zu entlasten. Die Kundenbeziehung verläuft automatisiert. Die Beantragung des individuellen Netzentgelts muss – äquivalent zur atypischen Netznutzung – bis zum 30. September des Jahres eingereicht werden. Anschließend muss bis zum 30. Juni des Folgejahres die erforderliche Benutzungsstundenanzahl nachgewiesen werden. Hauptaktivität ist das Erreichen der geforderten Mindestbenutzungsstundenanzahl von 7000 Stunden, sowie des Jahresenergiebedarfs von 10 GWh. Daher muss in den Unternehmen jederzeit ein Überblick über die geforderten Werte herrschen. So kann ggf. Stromlast und -verbrauch erhöht werden, um die Mindestwerte zu erreichen. Ressourcen sind vorwiegend stromintensive Produktionsanlagen bzw. die Variation von verfügbarer Eigenerzeugung, die eine hohe Nennleistung aufweisen. Momentan erfüllen insbesondere Aluminiumwerke diese Anforderungen und nehmen an der Verordnung teil.

Steht ein Unternehmen kurz vor dem Erreichen der Mindestwerte, erhöht es häufig seine Verbrauchswerte mitunter ohne produktionstechnische Notwendigkeit. Dieser Mechanismus steht häufig in Konflikt mit der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen. Folglich hemmt die aktuelle Regelung zur stromintensiven Netznutzung auch die lastseitige Flexibilität. So werden Unternehmen für die Vergleichmäßigung ihres Bezugs stark monetär entlohnt, obwohl netzstützendes Verhalten gesamtheitlich betrachtet einen höheren Einfluss auf die Systemsicherheit gehabt hätte. Anders als beispielsweise bei der atypischen Netznutzung gibt es keine Freigabe zur parallelen Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Ebenfalls existiert keine Sonderregelung zur Bereitstellung von negativer Regelenergie, da die Leistungsspitzen bei Abruf von Regelenergie Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte haben können. Die aktuelle gesetzliche Regelung wirkt folglich nicht systemdienlich und hemmt die lastseitige Flexibilität. Netzbetreiber sehen die stromintensiven Letztverbraucher ebenfalls kritisch [62]. Forderungen nach einer Reform der aktuellen Gesetzeslage zur Förderung der Lastflexibilität gab es bereits im Juni 2015 im Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Auch die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, die Netzentgeltsystematik zu reformieren, um mehr Flexibilität zu ermöglichen [68], [69]. Aktuell steht diese Reform aber noch aus [68].

4.3.3 Bilanzkreisausregelung

Das Geschäftsmodell zur Bilanzkreisausregelung beruht auf der in Abschnitt 4.1.5 beschriebenen Grundlage, dass die Zahlungsströme beim regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) in zwei Richtungen laufen können. Zum einen vom Bilanzkreisverantwortlichen zum Übertragungsnetzbetreiber sowie – für

dieses Geschäftsmodell entscheidend – vom Übertragungsnetzbetreiber zum Bilanzkreisverantwortlichen. Erzielt wird dies, indem der Bilanzkreis versucht bei einem positiven Ausgleichsenergiepreis ein positives Bilanzkreis-Saldo zu erreichen bzw. bei einem negativen Ausgleichsenergiepreis ein negatives Bilanzkreis-Saldo. So wird darauf spekuliert, dass die anderen Bilanzkreise im Regelverbund Prognoseabweichungen vom gemeldeten Fahrplan haben, die durch den eigenen Bilanzkreis ausgeglichen werden können. Das Geschäftsmodell funktioniert wie ein OTC-Handel, d.h. es findet ein außerbörslicher Handel zwischen dem Unternehmen, welches die Lastflexibilität zur Verfügung stellt, und dem Bilanzkreisverantwortlichen, welcher den reBAP erhält, statt. Das Business Model Canvas zu diesem Geschäftsmodell ist in Tabelle 37 dargestellt.

Das Wertangebot ist der physikalische Ausgleich anderer Bilanzkreise, wenn diese Prognoseabweichungen haben. Dies ist eine Systemdienstleistung, da dadurch weniger Regelleistung abgerufen werden muss. Der symmetrisch gestaltete Ausgleichsenergiepreis-Mechanismus belohnt diese Systemdienstleistung durch Zahlung des reBAP. Das Kundensegment ist der Bilanzkreisverantwortliche im Bilanzkreis der Lastflexibilität.

Eine automatisierte Beziehung erscheint in diesem Geschäftsmodell nicht praktikabel, da es sich um ein riskantes und gesetzlich nicht eindeutig freigegebenes jedoch theoretisch lukratives Geschäftsmodell handelt. Das Unternehmen muss sich bei jedem Abruf von Lastflexibilität bewusst sein, dass der Abruf bei einer Fehleinschätzung vom Bilanzkreisverantwortlichen nicht vergütet wird. Schlimmstenfalls entstehen sogar Kosten, wenn sich der Zahlungsstrom umkehrt.

Hauptaktivität ist das Zuschalten bzw. Abschalten von Lasten, wenn der Bilanzkreisverantwortliche das Signal an das Unternehmen sendet. Die zentrale Einnahmequelle ist der reBAP. Der bisher höchste reBAP kam am 17. Oktober 2017 zustande. Er betrug 20.615 Euro/MWh aufgrund von abgerufener Minutenreserve [51]. Dadurch entstanden Gesamtkosten von acht Millionen Euro für die Bilanzkreisverantwortlichen innerhalb einer halben Stunde.

Partner <ul style="list-style-type: none"> Keine 	Aktivitäten <ul style="list-style-type: none"> Anlageneinsatzplanung Flexible Reaktion auf Signale des BKV 	Wertangebot <ul style="list-style-type: none"> Physikalischer Ausgleich der Bilanzkreise 	Kundenbeziehung <ul style="list-style-type: none"> Teilautomatisiert 	Kundensegment <ul style="list-style-type: none"> Bilanzkreisverantwortlicher
	Ressourcen <ul style="list-style-type: none"> Flexible Produktionsanlagen Eigenerzeugung Zu- oder abschaltbare Lasten 		Kanäle <ul style="list-style-type: none"> Direkt 	
Kostenstruktur <ul style="list-style-type: none"> Steuerungskosten Produktionsausfallkosten 			Einnahmequellen <ul style="list-style-type: none"> Individuelles Netzentgelt 	

Tabelle 37:
BMC für atypische
Netznutzung

Entscheidender Bestandteil des Geschäftsmodells ist, dass andere Bilanzkreise Prognoseabweichungen haben und diese vorausschaubar sind. Diese Prognoseabweichungen in den Bilanzkreisen können dabei verschiedene Ursachen haben:

- Abweichende Wetterprognose, wodurch es zu einer höheren bzw. niedrigeren Einspeisung durch volatile Energieträger kommt

- Kraftwerksausfälle
- Prognosefehler im Stromverbrauch
- Andere technische Fehler im Verbundnetz

Flexibilitäten vermarkten

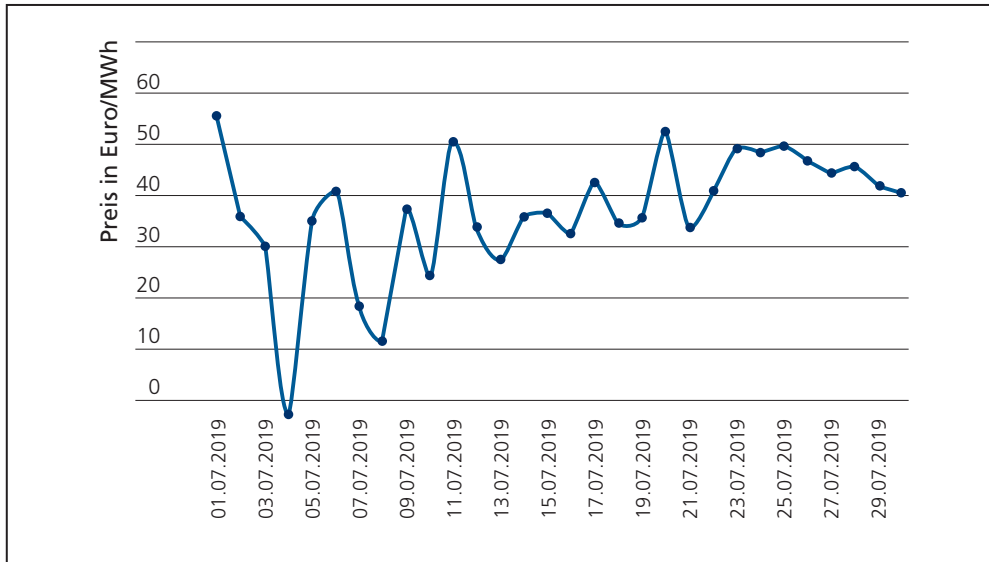


Abbildung 18:
Durchschnittlicher reBAP im August 2019]

Insbesondere bei abweichenden Wetterprognosen kann der Bilanzkreisverantwortliche ein Signal an Unternehmen schicken, die Last zu erhöhen bzw. zu verringern. Ebenfalls eignet sich das Geschäftsmodell für Lastflexibilität in Bilanzkreisen mit wenig volatilen Erzeugungsanlagen, da abweichende Wetterprognosen oftmals zu Bilanzkreisabweichungen in Bilanzkreisen mit vielen volatilen Erzeugungsanlagen führt. Bilanzkreise mit wenig volatilen Erzeugungsanlagen können dies nutzen und entsprechend gegensteuern, sodass sie diese Bilanzkreise physisch ausgleichen und den reBAP erhalten. Die historische Häufigkeitsverteilung des reBAP [62] zeigt, dass dieser mehrheitlich positiv ist. Für dieses Geschäftsmodell heißt das, dass eine Überdeckung des eigenen Bilanzkreises öfter nötig ist. Daher eignet sich negative Lastflexibilität – entspricht einer Zuschaltung bzw. einer Erhöhung der Leistungsaufnahme von Anlagen – besser. Nachteil dieses Geschäftsmodells ist die momentan unsichere rechtliche Lage. Zwar stellt der physikalische Ausgleich anderer Bilanzkreise eine Systemdienstleistung dar, jedoch heißt es in Satz 2 § 4 der Stromnetzzugangsverordnung [70]:

»[...] Der Bilanzkreisverantwortliche ist verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in einem Bilanzkreis [...]«

Bei Anwendung des Geschäftsmodells würde bewusst gegen diesen Grundsatz verstoßen.

4.3.4 Spitzenlastmanagement

Beim Spitzenlastmanagement wird die maximale auftretende Lastspitze in einer bestimmten Abrechnungsperiode (oftmals Jahr oder Monat) verringert. Entsprechend wird diese Maßnahme auch als Peak Shaving oder Lastspitzenkappung bezeichnet [71]. Grundlage ist, dass Unternehmen mit einer registrierten Leistungsmessung (ab 100 MWh/a) einen Arbeitspreis sowie einen Leistungspreis zahlen müssen. Der Leistungspreis ergibt sich über den höchsten gemessenen Mittelwert in einem 15-minütigen Intervall innerhalb der betrachteten Abrechnungsperiode. Ab einer Benutzungsstun-

denzahl von über 2500 h/a Jahr sinkt für Unternehmen zwar der Arbeitspreis, jedoch steigt hingegen der zu zahlende Leistungspreis deutlich an – teilweise um das 4- bis 6-fache. Durch diesen deutlichen Preisanstieg ist ein Spitzenlastmanagement daher insbesondere für stromintensive Unternehmen mit Benutzungsstunden größer 2500 h/a sowie ab einer Last von 500 – 1000 kW geeignet [71].

Tabelle 38:
BMC zum Spitzenlast-
management

Partner <ul style="list-style-type: none"> • Energieberater • EVU 	Aktivitäten <ul style="list-style-type: none"> • Anlageneinsatzplanung 	Wertangebot <ul style="list-style-type: none"> • Gleichmäßige Netzauslastung und Stromabnahme • Verringerung der Leistungsspitzen 	Kundenbeziehung <ul style="list-style-type: none"> • Automatisiert 	Kunden-segment <ul style="list-style-type: none"> • Netzbetreiber
	Ressourcen <ul style="list-style-type: none"> • Energieerzeugungsanlagen • Stromspeicher • Mess- und Regelungstechnik 		Kanäle <ul style="list-style-type: none"> • Direkt 	
Kostenstruktur <ul style="list-style-type: none"> • Steuerungskosten inkl. Mess- und Regelungstechnik • Produktionsausfallkosten 			Einnahmequellen <ul style="list-style-type: none"> • Senkung der Energiekosten 	

Das Wertangebot ist die Verringerung der Leistungsspitze. Daraus resultiert eine gleichmäßige Stromabnahme sowie Netzauslastung für das Kundensegment – den Netzbetreiber. Durch die registrierte Leistungsmessung erfolgt die Kundenbeziehung automatisiert. Hauptaktivität ist die Anlageneinsatzplanung. Dabei werden historische Lastgänge ausgewertet und die Stunden, in denen die Lastspitzen auftreten, analysiert. Die Auswertung verfolgt zwei Ziele [71]:

- Verschieben der Einsatzzeiten von energieintensiven Prozessen bzw. Maschinen, sodass diese gestaffelt laufen
- Lastspitzen der Prozesse reduzieren, z. B. durch zeitliche Streckung von Aufheizevorgängen

Nötige Ressourcen sind Mess- und Regelungstechnik für die einzelnen technischen Einheiten, um die Leistungsaufnahme bei drohenden Leistungsspitzen kurzfristig zu unterbrechen. Besonders technische Einheiten, die einen hohen Anteil an der gesamten Leistungsaufnahme haben bzw. wo eine Lastverschiebung einfach durchzuführen ist, sollten mit der Mess- und Regelungstechnik ausgestattet werden. So eignen sich z. B. Kühlaggregate für eine Lastverschiebung zur Reduzierung der Spitzenlast, da Kühlräume als Kältespeicher fungieren können [71]. Ebenso verfügen Druckluftanlagen häufig über einen Druckluftspeicher, wodurch der Betrieb des Kompressors kurzfristig verschoben werden kann [71]. KWK-Anlagen, wie Blockheizkraftwerke oder Notstromaggregate, eignen sich ebenfalls zur Verringerung der Lastspitzen. Im Fall einer hohen Leistungsaufnahme im Unternehmen kann deren Leistung erhöht werden und der Netzbezug reduziert werden [71].

Die Einnahmequelle ist die Reduzierung der Energiekosten infolge eines geringeren Leistungspreises. Wenn z. B. ein Unternehmen, welches an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist, bei über 2500 Benutzungsstunden die Leistungsspitze von 350 kW auf 300 kW reduzieren kann, so reduzieren sich die Netznutzungsentgelte um 5.793 Euro im Jahr (Preise von der Avacon Netz GmbH).

Kosten entstehen durch Investitionen in die Steuerungs- und Messtechnik. Die Auswertung der Messdaten kann ebenfalls Kosten verursachen, da dafür fachmännisches Personal nötig ist. Gegebenenfalls kann die Auswertung auch über Energieberater erfolgen, die auf Lastganganalysen und -auswertungen spezialisiert sind. Des Weiteren können Kosten durch Produktionsausfall, infolge der Lastreduzierung, entstehen.

Spitzenlastmanagement eignet sich insbesondere für energieintensive Unternehmen, die über Zwischenspeicher zur Verschiebung der Lasten verfügen. Wichtig ist, dass das Spitzenlastmanagement über den gesamten Abrechnungszeitraum aktiv betrieben wird, denn auf Grund einer einzigen Leistungsspitze – z. B. infolge einer fehlerhaften Anlageneinsatzplanung – kann das Spitzenlastmanagement unwirtschaftlich werden.

Zusätzlich lässt sich das Spitzenlastmanagement mit anderen Vermarktungsmöglichkeiten von Lastflexibilität kombinieren. Da die Lastflexibilität nur zu den Spitzenlastzeiten benötigt wird, kann sie über den restlichen Zeitraum anderweitig, z. B. über Regelenergie, vermarktet werden.

4.3.5

Verbesserte Integration von EE-Eigenerzeugung

Selbsterzeugter Strom aus erneuerbaren Energien soll vor Ort besser genutzt werden. Eine vollständige Integration volatiler Erzeugung durch Anpassung der Bedarfsseite (Lastflexibilität) führt zudem zu einer Entlastung des öffentlichen Netzes, was zusätzlich Kostenvorteile des Anschlussnehmers durch reduzierte Steuern oder Umlagen schaffen kann. Solange jedoch keine vollständige Entkopplung des Anschlussnehmers von dem öffentlichen Netz vorliegt, wird in jedem Fall eine bedarfsunabhängige Nutzungsgebühr festgesetzt, die den bilanziell autarken Betrieb (engl. Net Zero Energy) ökonomisch nicht wettbewerbstauglich macht. Meist kann eine komplett autarke Erzeugung auch nicht erreicht werden, da durch Wetterschwankungen oder andere Hemmnisse keine durchgehende Stromversorgung durch erneuerbare Energien sichergestellt wird. Hierzu ist zusätzlich die Integration von Flexibilitätsmechanismen, wie elektrische Speicher, notwendig. Gegenüber Fremdbezug via Power Purchase Agreement (PPA) kann die lokale Erzeugung aus regenerativen Quellen, wie Windenergie- und Photovoltaik- sowie KWK-Anlagen, lukrativ sein, wenn die erzeugte Energie vollständig integriert wird. Gleichzeitig wird durch den schonenden Umgang mit vorhandenen Ressourcen zum Klimaschutz beitragen und der eigene CO₂-Fußabdruck reduziert. Je nach Konfiguration erhöht sich auch der Grad der Versorgungssicherheit.

4.4

Prospektive Flexibilitätsprodukte

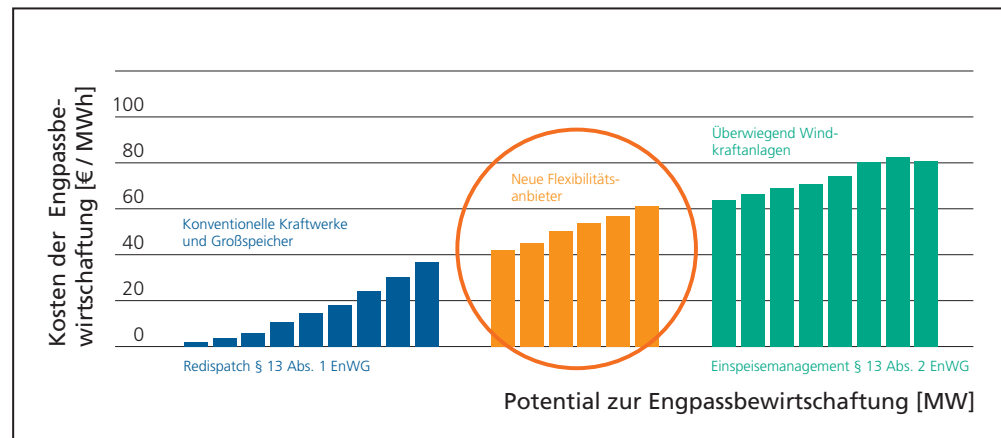
4.4.1

Systemseitige Bedarfsanalyse

Im Fall einer potenziellen Gefährdung (präventiv) oder einer Störung im System (kurativ) ist es die Pflicht der Netzbetreiber Maßnahmen zu ergreifen, die den sicheren Systembetrieb weiter gewährleisten. Je nach Dringlichkeit und Verfügbarkeit alternativer Maßnahmen erfordert diese Prozedur, der sogenannte Redispatch, in der Regel einen temporären Eingriff in den liberalen Energiemarkt. Daher müssen beispielsweise finanzielle Entschädigungen für heruntergefahrenen Kraftwerke geleistet und zudem die Kosten für die heraufgefahrenen und in der Regel teureren Kraftwerke getragen werden. Die finanziellen Aufwendungen für derartige Eingriffe werden durch die Netzbetreiber auf die Kunden umgelegt.

Der Bedarf von Seiten der Netzbetreiber ergibt sich aus der Leistungs- bzw. Kostendifferenz zwischen konventionellen Redispatch-Maßnahmen und dem Einspeisemanagement (siehe Abbildung 19). Dementsprechend sind die angesetzten Marktpreise für Flexibilitätsprodukte in einem Fenster vordefiniert.

Abbildung 19:
Neue Flexibilitätsoptionen
aus Sicht der Netzbetreiber
(Quelle: 50Hertz)



Zusätzlich ergeben sich momentan Entwicklungen auf Initiative des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG), die diese Lücke durch alternative Maßnahmen verringern sollen. Dazu werden zahlreiche Veränderungen im Respatch-Mechanismus erläutert, die regulatorisch und technisch unter »Redispatch 2.0« zusammengefasst sind. Danach werden konventioneller Redispatch, nach EnWG, und Einspeisemanagement, nach EEG und KWKG, vereinheitlicht in das EnWG aufgenommen. Die Netzbetreiber haben damit die Verpflichtung alle Anlagen ab 100 kW Leistung einzubeziehen, wodurch die beteiligten Anlagen deutlich zahlreicher und dezentraler werden. Die neuen Rahmenbedingungen greifen nach Angaben des BDEW bereits ab dem 01.10.2021. Mit dem BDEW-Projekt »Redispatch 2.0« und dem Vorhaben »Connect+« gibt es aktuell zwei laufende Untersuchungen zu den prozessualen Abläufen und der systemtechnischen Einbettung in die Energiewirtschaft.

Die Wahl industrieller Flexibilität als Kraftwerk ersatz bei Redispatch-Maßnahmen und die mögliche Abdeckung von Maßnahmen des Einspeisemanagements wird damit aus bedarfstechnischer Sicht zusätzlich eingeschränkt. Für den abgeleiteten Flexibilitätswert aus Sicht des Netzbetreibers (max. 60 EUR/MWh) und die aufzubringenden Selbstkosten aus Sicht von Anbietern (ca. 150 EUR/MWh, Expertenmeinungen WindNODE-Workshop) ergibt sich schlussfolgernd eine hohe Diskrepanz, die nach erster Einschätzung durch Mechanismen des Price Matching allein nicht überwunden werden kann. Zusätzlich sind Anpassungen in regulatorischen Rahmenbedingungen vorzunehmen, die die Notwendigkeit nach Lastflexibilität vor den Hintergrund eines nachhaltigen Umgangs mit Energie und Ressourcen stellen. Denn der Umstieg Deutschlands auf erneuerbare Energien im Kontext der Energiewende bedeutet letztendlich vor allem ein Umdenken in der Nutzung regenerativer Quellen, wonach ein schwankendes Angebot durch eine flexible Nachfrageseite zu bedienen ist.

4.4.2 Definition von Flexibilitätsattributen

Um die Eignung eines industriellen Prozesses für die Lastflexibilisierung einschätzen zu können, wurden Kriterien nach [72] definiert, die sowohl technische, wirtschaftliche als auch akzeptanztechnische Aspekte widerspiegeln sollen.

Der wichtigste Faktor ist dabei die generelle Akzeptanz. Sie ist die Voraussetzung dafür, ob technische oder wirtschaftliche Überlegungen überhaupt relevant werden, wenn gleich eine akzeptanztechnische Bewertung bereits technische und wirtschaftliche

Argumente enthält. Akzeptanz bezieht sich somit auf die allgemeine Bereitschaft von Betreibern von Industriezweigen allgemein, Lasten, Prozessen oder auch Betriebsmitteln einen eingeschränkten Versorgungsdienst im Falle eines Lastflexibilitätsereignisses (mit finanziellem Ausgleich) in Kauf zu nehmen.

Darauf aufbauend meint Flexibilität als weiteres Kriterium die grundsätzliche Eigenschaft eines Prozesses in Lastflexibilisierungsstrategien berücksichtigt zu werden. Diese Überlegung basiert auf der Annahme, dass entsprechende Kommunikation, Steuerbarkeit und finanzielle Anreizsysteme existieren.

Zuletzt kommt die technische Komponente in Form der Steuerbarkeit an sich hinzu. Steuerbarkeit bezieht sich auf die Ausstattung des jeweiligen Prozesses, bzw. seiner Betriebsmittel, mit einer entsprechenden Kommunikations-, Überwachungs- und Fernwirktechnik.

Zur Ableitung von sowohl spezifischen aber auch gleichermaßen allgemein gültigen Produkten werden den identifizierten Flexibilitätsoptionen Attribute zugeordnet, die deren Potential für Lastflexibilisierung charakterisieren sollen. Die Bedeutung dieser Attribute ist nachfolgend beschrieben:

- *Unterbrechbar*: Die Option besitzt die Fähigkeit, eine vorab angekündigte Abschaltung der Energieversorgung von mehr als 5 min ohne schwerwiegende technische oder wirtschaftliche Folgen zu überstehen.
- *Verschiebbar*: Das Lastprofil einer Option bleibt unverändert, kann aber um mindestens 15 Minuten nach hinten oder nach vorne verschoben werden.
- *Modulierbar*: Die Option bietet die Möglichkeit, das Lastprofil anzupassen, solange der notwendige Energieeinsatz über ein festgelegtes Zeitfenster konstant bleibt.
- *Speicherfähig*: Die in die Option eingespeiste Energie kann nach einem zeitlichen Versatz und u.U. mit Verlusten zurückgewonnen werden, ohne produktionsbezogene technische oder wirtschaftliche Folgen nach sich zu ziehen.
- *Kontingenzfähig*: Die Option ist in der Lage, eine externe Abschaltung der Energieversorgung auch ohne Vorankündigung ohne größere technische oder wirtschaftliche Folgen zu überstehen.

Attribut	Infrastrukturen und Anlagen	Querschnittstechnologien	Einzel- und Prüfprozesse	Chargenbasierte Fertigungsprozesse	Serienfertigung und Kontinuierliche Produktionsprozesse
Unterbrechbar	Ja	Nein	Nein	Eingeschränkt	Ja
Verschiebbar	Ja	Nein	Ja	Eingeschränkt	Eingeschränkt
Modulierbar	Eingeschränkt	Ja	Nein	Nein	Nein
Speicherfähig	Ja	Eingeschränkt	Nein	Nein	Nein
Kontingenzfähig	Ja	Ja	Nein	Nein	Eingeschränkt
Flexibilitätspotential	Hoch	Mittel	Mittel	Gering	Mittel

Tabelle 39:
Attribute der Flexibilitätsoptionen

4.4.3 Ableitung von Produkten zur Lastverschiebung

Ausgehend von den spezifizierten Attributen zur Flexibilität industrieller Prozesse sollen nun ausgewählte Produktmöglichkeiten abgeleitet werden, die entweder netzbezogen oder marktbezogen eingesetzt bzw. bereitgestellt werden können. Sie können ergänzend zu aktuellen Marktprodukten zur Flexibilisierung des Energiesystems beitragen und sowohl netzbetreiber- als auch anbieterseitig Mehrwerte bei der prozessualen Aufgabenbewältigung bieten.

1. Maximalleistung

Bei der Einhaltung einer Maximalleistung für ein vorgegebenes Zeitfenster wird der vom Anschlussnehmer übermittelte Fahrplan durch den Netzbetreiber beantwortet und tendenziell durch monetäre Anreize gedrückt. Damit wird dem Flexibilitätsanbieter erneut die Möglichkeit gegeben, seinen Fahrplan an die zurückgespielten Randbedingungen des Netzbetreibers anzupassen (z. B. durch Modulation). Eine Entlohnung für diese Art der Flexibilität kann durch vielfältige Preismodelle oder Vergünstigungen realisiert werden.

2. Fahrplankorridor

Der Fahrplankorridor beschreibt ein zeitabhängiges Leistungsband, bei dem neben dem eigentlichen Fahrplan eines Anschlussnehmers zusätzlich eine Ober- und Untergrenze übermittelt wird. Zusätzlich werden die zeitabhängigen Freiheitsgrade mit kostentechnischen Parametern unterlegt, sodass im Bedarfsfall eine kontinuierliche und kurzfristige Anpassung der aktuellen Anschlussleistung durch den Netzbetreiber angefordert werden kann.

3. Energiesilos

Energiesilos gleichen dem Prinzip eines Speichers. Sie befähigen den Anschlussnehmer Energie bedarfs- und zeitabhängig zu nutzen. Jedoch bedeutet eine Anpassung durch netzseitig angeforderte Maßnahmen in Zeitslot 1 immer die Durchführung eines komplementären Vorgangs in Zeitslot 2 (bspw. muss eine 1-MWh-Leistungsabsenkung zwischen 14 und 15 Uhr zwischen 17 und 18 Uhr in Form einer 1-MWh-Leistungserhöhung nachgeholt werden). Dementsprechend kann die Fähigkeit bzw. Notwendigkeit zeitabhängig durch Energiesilos übergeben werden. Durch abgerufene Maßnahmen kann der Silostand zum Ende einer Betrachtungsperiode von der »Nulllinie« abweichen, was als Hinweis für eine noch offene Durchführung komplementärer Maßnahmen dient.

4. Erweiterte Ausfall- oder Kontingenzfähigkeit

Dieses Produkt erweitert die Produkte der AbLaV und beschreibt die Fähigkeit eines industriellen Prozesses ohne schwerwiegende Folgen auf einen raschen (ungeplanten oder schnellen) Wegfall der Versorgung zu reagieren. Im Gegensatz zu konventionell abschaltbaren Lasten, soll eine Abschaltung über schnelle Kommunikation mit dem lokalen EMS erfolgen. Statt einer Relais-basierten Trennstelle, die alle Verbraucher hinter dem Netzanschlusspunkt abschaltet, kann durch internes Pooling und intelligente Koordination die Produktqualität bei Stopp des Fertigungsprozesses erhalten bleiben und gleichzeitig der Pool in den Netzabwurfplan des Netzbetreibers aufgenommen werden.

4.5 Bewertung

4.5.1 Anforderungen an zukünftige Flexibilitätsmechanismen

Die Bedienung sowohl aktueller als auch zukünftiger Geschäftsmodelle für Lastflexibilisierung bedeutet vor allem technisch eine Reihe an Anforderungen, die durch den Anschlussnehmer erbracht werden müssen, darunter zählen:

- Detaillierte Erfassung der Energie- und Medienflüsse an den Unterverteilungen und teilweise Maschinen- bzw. Anlagenscharf, inkl. relevanter Materialflüsse
- Transparente, nachvollziehbare und flexible Ressourcen- und Produktionsplanung durch ein detailliertes Informations- bzw. Energiemanagementsystem unter Verwendung standardisierter Schnittstellen und Protokolle
- Zuverlässige Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen unter Einbeziehung von Personalplanung und Produktionsbedarf
- Sicherer und zuverlässiger Steuerungszugriff auf alle einflussnehmenden Prozesse, Technologien und Energieeinheiten

Energieintensive Industrien verfügen in der Regel bereits über vernetzte Energiemanagementsysteme (EMS) zur Überwachung und Steuerung ihrer Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten. Aufgrund der allgemein geltenden Unantastbarkeit der Produktion ist nach aktuellem Stand die Einbindung von Prozesssteuerungen und Technologieeinheiten nur marginal erfolgt. Mit der zunehmenden Sensibilisierung der industriellen Betreiber für das Thema Lastflexibilisierung und den erwarteten, steigenden Anreizmechanismen sollen demnächst auch die bestehenden technischen Anforderungen geklärt und der praxistaugliche Einsatz vorbereitet werden. Grundsätzlich sollte dabei die Analyse für Lastflexibilisierung technologieoffen gestaltet werden. Dennoch zeichnen sich bestimmte Anlagen(-gruppen) durch technische und wirtschaftliche Parameter besonders aus.

Die intensive Einbeziehung und Motivation von Mitarbeitern bewegt Lastflexibilisierung in einen gesamtgesellschaftlichen Kontext. Die Koordinierung vieler Stakeholder – sowohl unternehmensintern als auch Markttrollen-übergreifend – mit ihren vielfältigen Wechselwirkungen ist dabei eine der Hauptaufgabe, um Flexibilitätsoptionen wirtschaftlich lukrativ zu gestalten. Unternehmenseintern ist vor allem die Integration von kurz- und mittelfristiger Planbarkeit in die (selbst-)organisierten Handlungsspielräume der Mitarbeiter entscheidend. Dies kann vor allem durch die Schaffung flexibler Produktionspläne und eine Erlösbeteiligung gefördert werden. Diesbezüglich unterstützt auch eine hohe Prognosegüte die Annahme durch die Belegschaft.

4.5.2 Hemmnisse

In Tabelle 40 sind die bestehenden Vermarktungsoptionen hinsichtlich der Güte ihres Geschäftsmodells nach verschiedenen Kriterien qualitativ bewertet. Grundlage bildet ein empirisches Expertenranking auf einer Skala von 1 – »Nicht/unzureichend erfüllt« bis 5 »Vollständig erfüllt«.

Flexibilitäten vermarkten

	Konkurrenzfähig	Effizient	Robust	Nachhaltig	Wachstumsfähig	Gewinnfähig
PRL	4	2	4	4	2	4
SRL und MRL	3	3	3	4	4	3
SOL	4	2	2	2	4	4
SNL	3	3	2	2	4	3
Unterbrechbare Verbrauchseinheiten	3	5	4	3	2	2
Atypische Netznutzung	2	2	2	2	2	4
Stromintensive Netznutzung	4	3	2	2	3	4
Bilanzkreisausgleich	3	1	1	1	3	4
Spotmarkt	3	2	3	4	4	3
Spitzenlastmanagement	4	2	4	4	3	3

Tabelle 40:
Attribute der Flexibilitäts-
optionen

Die individuellen Hemmnisse zu den einzelnen Geschäftsmodellen wurden bereits in den jeweiligen Abschnitten aufgezeigt. Ein großes allgemeines Hemmnis zur Vermarktung von Lastflexibilität stellt die aktuelle Netzentgeltsystematik dar [52]. Bei Verbrauchern mit registrierter Leistungsmessung findet die Stromkostenabrechnung über den Arbeits- und Leistungspreis statt. Daher sind die Verbraucher bemüht ihre Leistungsspitzen zu reduzieren, um die Kosten zu verringern. Oftmals übersteigen die Kosten für die Bereitstellung von negativer Lastflexibilität die möglichen Verdienstmöglichkeiten, wodurch Geschäftsmodelle in Verbindung mit negativer Lastflexibilität für viele Verbraucher nicht wirtschaftlich erscheinen.

Des Weiteren hemmt die aktuelle Gesetzeslage die Verknüpfung der vorgestellten Geschäftsmodelle, selbst wenn dadurch die Systemstabilität erhöht wird. Insbesondere die Sonderregelungen in § 19 Abs. 1 und 2 des StromNEVs führen dazu. Nutzt ein Unternehmen z. B. die stromintensive Netznutzung und möchte gleichzeitig negative Regelleistung vermarkten, kann es aus der Netzentgeltreduzierung herausfallen, wenn durch den Regelleistungsabruf die Benutzungsstundenanzahl unter die Mindestwerte fällt. Ein weiteres Hemmnis stellen verzerrte Preissignale dar [73]. Durch Umlagen und Abgaben werden Unternehmen gehemmt ihre Lastflexibilität marktdienlich einzusetzen. Wenn beispielsweise die Marktpreise des Spotmarkts Anreize zum Bereitstellen von Lastflexibilität setzen, verzerren Umlagen und Abgaben die aktuellen Marktpreise, wodurch potenzielle Lastflexibilität nicht eingesetzt wird.

Dazu bieten Energieversorgungsunternehmen oftmals eine starre Produktpalette an, die z. B. individuelle Stromtarife nicht beinhalten. Durch individuelle Stromtarife – höhere Tarife in Zeiten hoher Stromnachfrage – könnten Unternehmen belohnt werden, die ihre Lasten flexibel fahren. Dies könnte das gesamte realisierbare Lastflexibilitätpotential erhöhen.

4.5.3 Empfehlungen

Unter den aktuellen regulatorischen Gegebenheiten wird eine vollumfängliche wirtschaftliche Nutzbarmachung von industriellen Flexibilitäten mit dem Ziel, die Stabilität

des elektrischen Energiesystems zu erhöhen, nach Experteneinschätzungen gehemmt. Vor allem die aktuellen Bestimmungen zur Berechnung der Netzentgelte nach StromNEV § 17 ff. stellen eine wesentliche Barriere bei der praktischen Umsetzung dar. Sie motivieren die Anschlussnehmer vornehmlich zu einer Glättung ihres Strombezugs und tragen damit der steigenden schwankenden Beanspruchung des Stromnetzes durch erneuerbare Energien keinerlei Rechnung.

Um den Anforderungen eines zukunftsfähigen Energiesystems zu genügen, ist die Partizipation von insbesondere energieintensiven Anschlussnehmern bei der Netzbetriebsführung eine mögliche Option. Dazu werden von unterschiedlichen Seiten [20], [22], [27] bereits folgende Empfehlungen ausgestellt:

1. Überarbeitung der Netzentgelt- und Umlagesystematik mit verursachergemäßer Kostenaufteilung (z. B. kurzfristige Freigaben der Hochlastzeitfenster bei hoher Einspeisung aus EE)
2. Erweiterung des gehandelten Produktportfolios am Regelleistungsmarkt bzw. Schaffung von dedizierten Flexibilitätsmärkten mit diskriminierungsfreiem Zugang und vereinfachten Marktteilnahmemechanismen
3. Obligatorische Potentialprüfung der Flexibilisierbarkeit industrieller Anschlussnehmer im Rahmen der Energieaudits nach DIN EN ISO 50001 bzw. DIN EN 16247-1

Langfristig sollten durch angepasste regulatorische Rahmenbedingungen Planungssicherheiten für Investitionen in flexible Produktions- und Prozessstrecken geschaffen werden. Vor dem Hintergrund bedrohlicher »Carbon Leakage«-Szenarien kann die Vergütung von Lastflexibilität außerdem ein möglicher Anreizmechanismus für ansässige Unternehmen sein, ihrer ökologischen Verantwortung gerecht zu werden. So kann aktive und motivierte Partizipation von treibenden Akteuren des Wirtschafts- und Energiesektors sichergestellt und der Wettbewerb für Flexibilität gestärkt werden.

¹ Siemens AG, Berlin

5 Praktische Anwendungsfälle

5.1 Intelligentes industrielles Lastmanagement am SIEMENS Standort Berlin (A. Hüttner¹, J. Hartung¹)

5.1.1 Das Erprobungsumfeld

Um die Voraussetzungen für eine Lastverschiebung von Verbrauchern (Lasten) in industriellen Produktionsanlagen zu ermöglichen, ist eine detaillierte Analyse der Prozesse erforderlich. Für die Ermittlung des Flexibilitätspotentials müssen bestimmte Kennzahlen sowie auch die Planbarkeit und die Verschiebbarkeit der Aggregate ermittelt werden. Siemens untersucht dies, indem der Strombedarf (Lastprofile) von thermischen, mechanischen und elektrochemischen Produktions- oder produktionsbegleitenden Prozessen in vier Berliner Siemens Werken analysiert, automatisiert und prognostiziert werden. Aufbauend auf diesen Prognosen soll eine zu entwickelnde Produktionssteuerung einen nach Gesamtkosten optimierten Produktionsplan für individuelle Anlagen errechnen und Produktions- bzw. produktionsbegleitende Prozesse mit einer Leistung von in Summe mehreren MW steuern.

5.1.2 Erfassung des Flexibilitätspotentials

Im direkten Gespräch mit den Verantwortlichen für die verschiedenen Produktionsprozesse wurden die Details für die Ermittlung des Flexibilitätspotentials erarbeitet. Zur Strukturierung wurde eine Unterscheidung in produktionsbegleitende und direkte Produktionsprozesse mit folgenden Untergruppen eingeführt:

- Produktionsbegleitende elektrische Prozesse / Prozesse der Gebäudeenergieversorgung (Stromspeicher, Kälteanlagen, Druckluftherzeugung, Notstromerzeugung, Klimatisierung)
- Elektrische Prozesse in der Produktion (vorhandener Produktionsspeicher, reduzierbare Prozesse, erhöhbare Prozesse, verschiebbare Prozesse)

Für diese Gruppen wurden anschließend Faktoren zur Planbarkeit, zu Leistungs- und Energiewerten, diverse zeitliche Kennwerte (Vorbereitung, Abschalt- oder Unterbrechungsdauer) sowie wirtschaftliche Parameter abgefragt. Über eine integrierte Bewertungsmatrix war es anschließend möglich eine Flexibilitätskennziffer zu ermitteln, die eine Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Prozesse und damit eine Entscheidungsstützung für die erforderliche Automatisierungstechnik ermöglichte. Hierbei geht beispielsweise die elektrische Leistung selbst nur zu einem begrenzten Anteil ein, wesentlich entscheidender sind die realistischen Mechanismen und Prozesse zur Mobilisierung dieser Flexibilität.

5.1.3 Automatisierung der Prozesse

Für alle betrachteten Prozesse wurden Messgeräte zur Erfassung der elektrischen Parameter geplant und die Kommunikation dieser Geräte über das vorhandene LAN Netzwerk

¹ Siemens AG, Berlin

eingerrichtet. Zur Anbindung der Geräte an das zentrale Energiemanagement-System wurde der Standard IEC 61850 verwendet. Dieses Kommunikationsprotokoll bietet wesentliche Vorteile gegenüber einer zyklusbasierten Abfrage der Geräte (wie z. B. bei Modbus). Dabei kann die Kommunikationslast reduziert werden und so zeitgestempelte spontane Datenübertragungen auf Basis von definierten Schwellwerten im Gerät und auch Multi-Client Kommunikation ermoglicht werden. Dies bedeutet, dass mehrere verschiedene Systeme, wie z. B. das Onlinemesssystem, die Energiequalitaterfassung und das Produktionsplanungssystem, die Daten direkt vom Gerät abfragen können. So wurde exemplarisch die Moglichkeit geschaffen, dass ein Brennprozess nach Bestückung des Ofens vom Bediener auf »warte auf Smart-Start« geschaltet wird. Das Gerät startet hierbei den Prozess erst nach Vorgabe des Energiemanagementsystems, beispielsweise ab einer gewissen EE-Einspeisung oder nach einem vorgegebenen Fahrplan.

5.1.4 Energiemanagementsystem

Das installierte Energiemanagementsystem wurde auf Basis der verfugbaren Standardsoftware Spectrum Power 5 in einer cloudbasierten Umgebung bei AWS (Amazon Web Services) aufgebaut. Dies bietet den Vorteil der Nutzung verschiedenster Kommunikationskanäle zur Datenerfassung, Bedienung und einer flexiblen Performance des Systems.

5.1.5 Datenerfassung und Analyse

Im Rahmen der ersten Auswertung der Betriebsdaten der angeschlossenen Prozesse wurden die typischen Lastprofile der Prozesse ermittelt. Dies kann z. B. ein immer wiederkehrendes Profil sein oder entsprechend der produzierten Produkte auch 10 oder auch mehr verschiedene Lastprofile (Abbildung 20).

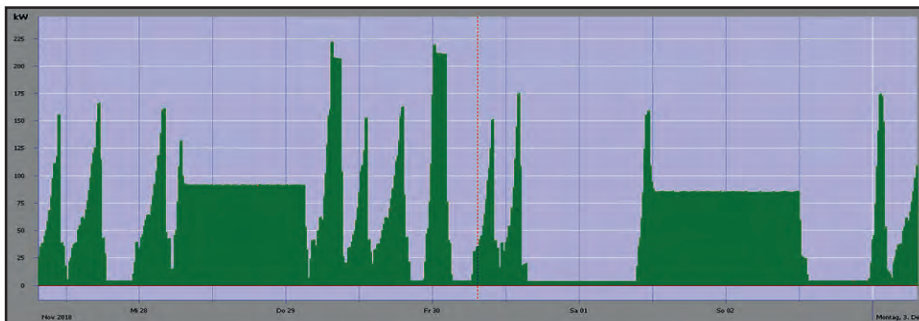


Abbildung 20:
Lastprofil eines Brennofens
mit mehreren Produkten

5.1.6 Beeinflussbarkeit der Lasten

Aus den Analysen der Produktionsprozesse und deren mogliche Steuerung der Zeiten des Leistungsbezuges wurden 4 verschiedene Moglichkeiten (Level) definiert:

1. Fix verschiebbar: ändern eines fixen Startzeitpunktes zu einem statistisch günstigen Zeitpunkt
2. Nicht planbar, aber flexibel: Empfehlung mit Visualisierung einer Strompreisampel
3. Planbar & manuell gesteuert: Fahrplanberechnung zur Startzeitempfehlung
4. Planbar & automatisiert: Fahrplanberechnung mit »closed loop« Steuerung des Prozesses

5.2

Integrierte energieflexible Versorgungsinfrastruktur am Chemiestandort InfraLeuna

(C. Günther¹, M. Richter², A. Pelzer², P. Lombardi², P. Komarnicki²)

5.2.1

Vorstellung der InfraLeuna GmbH

Der Chemiestandort Leuna ist mit einer Fläche von 13 km² der größte integrierte Chemiestandort Deutschlands. Auf dem Areal sind über 10.000 Beschäftigte bei mehr als 100 verschiedenen Firmen tätig. Die InfraLeuna GmbH ist dabei übergeordnet für die Bedarfsdeckung der ansässigen Unternehmen in folgenden Bereichen verantwortlich:

- Infrastrukturen (u. a. Versorgungsnetze, Rohrbrücken, Kabeltrassen, Eisenbahnnetz)
- Medien (u. a. Strom, Erdgas, Dampf, Druck- und Steuerluft)
- Dienstleistungen (u. a. Logistik, Telekommunikation)
- Sicherheit & Umweltschutz (u. a. Feuerwehr und Standortsicherheit, Abwasserbehandlung)

Die einzigartigen strukturellen und organisatorischen Voraussetzungen haben an dem seit über 100 Jahren bestehenden Chemieproduktionsstandort zu einem komplex ausgebauten Stoff- und Energieverbund geführt. Durch eine intelligente Nutzung von Synergiepotenzialen in den Verwertungsketten der internen Produktionsstätten und darüber hinaus auch im regionalen Verbund kann eine wettbewerbsgerechte Versorgung der ansässigen Industrie sichergestellt werden.

5.2.2

Sicherstellung einer wirtschaftlichen Energieversorgung

Der Chemiestandort ist über zwei redundante Anschlüsse an das 110-kV-Verteilnetz der MITNETZ Strom GmbH angeschlossen. Damit wäre eine maximale Entnahmeleistung von bis zu 150 MW aus dem Netz beziehbar. Praktisch wird die vorhandene Kapazität jedoch nur etwa zur Hälfte genutzt. Zur Deckung des jährlichen Strombedarfs von 2,2 TWh wird am Anschlusspunkt eine kontinuierliche Charakteristik des Strombezuges angestrebt. Nicht zuletzt die Erhebung der Netzentgelte auf Basis der jährlichen Spitzenlast trägt zu dieser Betriebsführungsstrategie bei.

60 Prozent des elektrischen Strombedarfs werden auf Basis der lokalen Energieerzeugungsanlagen eigenerzeugt. Unter anderem werden diverse Gas- und Dampfturbinen, eine thermische Abfallbehandlungsanlage sowie mehrere Dampfkessel wärmegeführt betrieben, um primär die Mengenbesicherung der Abhitzedampfeinspeisungen in den verschiedenen Druckstufen zu gewährleisten. Die dabei entstehende elektrische Energie führt dazu, dass nur etwa 40 Prozent des Bedarfs vom Strommarkt bezogen werden muss. Ausschlaggebend hierfür sind insbesondere die Höhe und das Regime der Netznutzungsentgelte Strom aber auch die Bezugskosten von CO₂-Zertifikaten, Erdgas und Strom. Zusätzlich relevant für eine kosteneffiziente Versorgung sind deshalb auch langfristige Lieferverträge (i. d. R. 1 Jahr im Voraus), die unterjährig aufgrund hoher

¹ InfraLeuna GmbH, Leuna

² Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF, Magdeburg

Prognosegütern nur geringfügig ergänzt werden müssen. Eine kontinuierliche Optimierung findet parallel durch wirtschaftliche Abwägung zwischen Eigenerzeugungsanpassung und der Teilnahme am Day-Ahead- bzw. Intra-Day-Markt statt.

5.2.3 Flexibles Energiemanagement

Die Anlageneinsatzplanung findet auf Basis interner Kurzfristprognosen statt, wobei Strom in Intervallen von 15 Minuten und Gas in Segmenten von 1 Stunde berücksichtigt werden. Technische und wirtschaftlich sinnvoll einsetzbare Speichertechnologien zum Ausgleich von Last- und Erzeugungsschwankungen stehen in den benötigten Größenordnungen jetzt und auch künftig nicht zur Verfügung. Bestimmte Medien wie beispielsweise die Kältebereitstellung sind jedoch mit Pufferspeichern ausgestattet, die Fluktuationen kompensieren können.

Die primäre Zielsetzung der InfraLeuna GmbH einer im internationalen Maßstab wettbewerbsfähigen Versorgung ihrer Industriekunden am Chemiestandort steht grundsätzlich im Konflikt mit einer lastseitigen Flexibilisierung des Strom- bzw. Energiebezugs. Prozessbedingt eignen sich (kontinuierliche) chemische Verfahren ohnehin nicht für eine Variation der energierelevanten Fertigungs- bzw. Produktionsschritte. Besser geeignete Batch-Prozesse haben demgegenüber einen sehr geringen Anteil am Energiebedarf. Nichtsdestotrotz finden operative Abstimmungen zwischen der InfraLeuna und den Chemieanlagenbetreibern statt, um beispielsweise Lastspitzen und Wartungsstillstände zu planen, durch technische Maßnahmen abzufedern und durch Handelsaktivitäten zu kompensieren.

5.2.4 Freiheitsgrade in perspektivischen Handlungsfeldern

Technisch sind die Voraussetzungen für ein aktives Energiemanagement am Standort Leuna gegeben. Eine wesentliche Begrenzung für die Entfaltung technischer Möglichkeiten zur Stützung des vorgelagerten elektrischen Versorgungsnetzes und zur weiteren Integration regenerativer Energien stellt die Abrechnungssystematik der Netzentgeltverordnung dar. Sie schränkt aus wirtschaftlicher Sicht sowohl die aktive Mitwirkung der Lastseite im Allgemeinen, als auch die Entstehung neuer Produkte an den bestehenden und auch zukünftig geplanten Märkten (wie beispielsweise auch die Flexibilitätsplattform der 50Hertz) ein.

Diese Begrenzung wirkt auch beim wirtschaftlichen Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen in höheren Leistungsklassen. Ein verändertes, flexibilitätsförderliches Netzentgeltregime könnte hier große Potenziale für die Lastflexibilisierung mobilisieren. In Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut wird bereits eine erste Pilotanlage am Standort geplant. Vor dem Hintergrund einer weiter wachsenden Anzahl EE-Anlagen, insbesondere in Sachsen-Anhalt, kann eine Umwandlung von regenerativ erzeugtem Strom in bspw. Wasserstoff zu einer Win-Win-Situation führen. Netz- und Anlagenbetreiber vermeiden eine Drosselung CO₂-freier Energieträger nach Einspeisemanagement und Großverbraucher wie die InfraLeuna GmbH können diese Energie nach wirtschaftlichem Bedarf nicht nur intern nutzen, sondern perspektivisch auch in gewandelter Form wieder veräußern. Die InfraLeuna GmbH könnte dadurch weitere Flexibilitätpotenziale am Standort nutzbar machen und in erheblichem Maße zu einem Gelingen der Energiewende beitragen.

5.3 Energieflexible Fertigungsprozesse im Handwerk am Beispiel der Tischlerei aRTE Möbel GmbH (Timo Heße¹, P. Lombardi²)

5.3.1 Vorstellung der aRTE Möbel GmbH

Die Firma aRTE Möbel fertigt seit 1997 Holzmöbel nach individuellem Kundenwunsch und in hochwertiger Qualität. Für die Herstellung greift sie auf thermische Energie aus Biomasse-Reststoffen und elektrischer Energie aus Photovoltaik zurück. Durch einen holzbefeuerten Boiler werden der Trocknungsprozess und die Innenraumheizung versorgt. Ein Saugsystem gewinnt Holzspan und versorgt damit den Boiler, wodurch Produktionsabfälle nachhaltig minimiert werden und die Umweltbelastung reduziert wird. Die firmeneigene Photovoltaikanlage auf dem Dach ist so dimensioniert, dass sie bilanziell den jährlichen Strombedarf der Produktionsprozesse deckt.

Nachhaltigkeit und Umweltbewusstsein sind nach den Erfahrungen der vergangenen Jahre aus Kundensicht immer wichtiger geworden, wodurch sich die Firma aRTE Möbel darin verpflichtet sieht, ihre aktuelle Rolle als Prosumer durch zusätzliche Maßnahmen der Flexibilisierung zu erweitern.

5.3.2 Prozessbeschreibung

Der Herstellungsprozess umfasst Säge-, Schleif-, Bohr-, Druck- und Montageaktivitäten, wobei die Übergabe von einem Prozess zum anderen manuell erfolgt. Eine schematische Darstellung zeigt Abbildung 21.

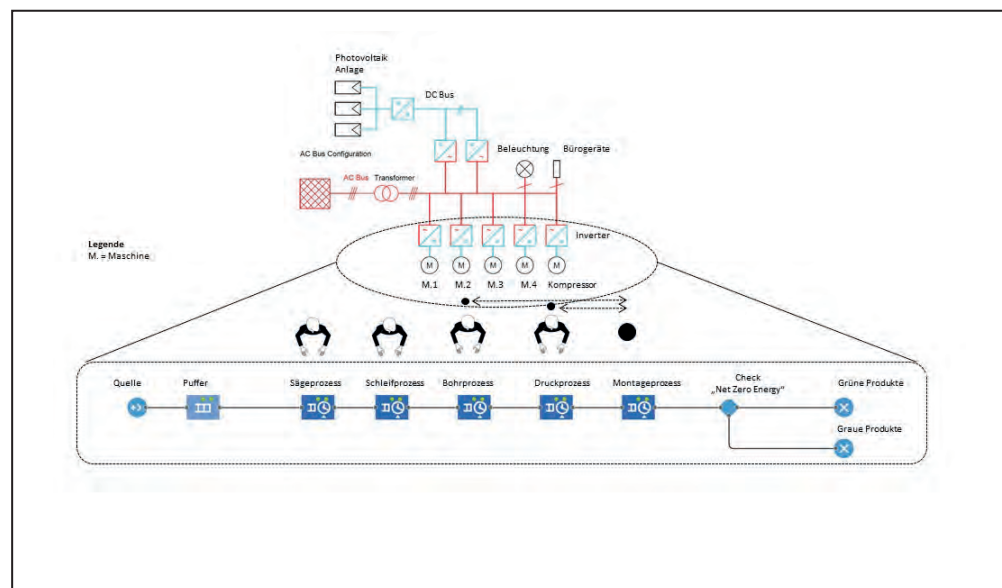


Abbildung 21:
Schematische Darstellung des
Herstellungsprozesses

Die für die Produktion notwendigen Motoren und ein Kompressor werden umrichterbetrieben durch das AC-Netz am Netzanschlusspunkt versorgt. Eine redundante Energieversorgung gibt es nicht, wobei die Einspeisung aus Photovoltaik über zwei parallel geschaltete DC/AC-Wandler erfolgt. Zum Ende der Produktionsstrecke kann auf

¹ aRTE Möbel GmbH, Magdeburg

² Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF, Magdeburg

Basis der energetischen Einspeisesituation aus erneuerbaren Energien ein Produkt nach dem Qualitätsmerkmal »Net Zero Energy« als »Grün« bzw. »Grau« eingestuft werden.

Die Fertigungsstätte wird von Montag bis Freitag zwischen 08:00 und 17:00 Uhr betrieben. Das tägliche Produktionsziel der Anlage liegt bei 100 Stück. Die vom Produk

Die Fertigungsstätte wird von Montag bis Freitag zwischen 08:00 und 17:00 Uhr betrieben. Das tägliche Produktionsziel der Anlage liegt bei 100 Stück. Die vom Produktionswerk gesammelten Daten sind in Tab. 41 dargestellt.

Prozess	Dauer	Max. Leistung im Produktionsmodus	Pufferkapazitäten
Sägen	2 Minuten	20 kW	Lager
Schleifen	15 Sekunden	34 kW	200
Bohren	1 Minute	16 kW	200
Drucken	1 Minute	10 kW	100
Montage	2 Minuten	0 kW	20
Druckluft	222 Liter/Min	1.5 kW	1200 Liter

Tabelle 41:
Attribute der Flexibilitäts-
optionen

5.3.3 Steuerung

Die Fertigung besteht hauptsächlich aus CNC-Maschinen, die keine großen Startzeiten aufweisen. Da Druckluft allein während des Sägeprozesses verwendet wird und deren Bedarf sehr gering ist, zeichnet sich dieser als der flexibelste Prozess in der gesamten Firma aus. Zur Optimierung des Herstellungsprozesses mit dem Ziel, die Spitzenlast zu reduzieren, wurde folgende Klassifizierung angewendet:

Sägeprozess:

- Sägt große Holzbretter in 4 kleinere
- Benötigte 120 NI/min Druckluft
- Schaltet sich aus, sobald 50 Prozent der Holzbretter bearbeitet sind
- Schaltet sich ein, wenn der Puffer zwischen Sägen und Schleifen leer ist
- Schaltet sich aus, sobald 100 Prozent der Holzbretter bearbeitet sind

Schleifprozess:

- Beginnt mit dem Schleifprozess, nachdem 50 Prozent der Holzbretter gesägt sind
- Schaltet sich aus, sobald der Puffer leer ist
- Schaltet sich ein, wenn 100 Prozent der Holzbretter gesägt sind

Bohrprozess:

- Schaltet sich ein, wenn der Puffer zwischen Schleifen und Bohren mit mindestens 60 kleinen Brettern gefüllt ist. Damit ist sichergestellt, dass der Prozess 60 min ohne Unterbrechung arbeiten kann.
- Schaltet sich aus, sobald der Puffer zwischen Bohren und Drucken weniger als 100 kleine Bretter enthält.

Druckprozess:

- Schaltet sich ein, wenn der Puffer zwischen Bohren und Drucken mit mindestens 60 kleinen Brettern gefüllt ist
- Schaltet sich aus, sobald der Puffer weniger als 20 kleine Bretter enthält.

Sägen und Schleifen werden zu keinem Zeitpunkt zusammen betrieben. Dieses Vorgehen stellt sicher, dass die Spitzenlast des Herstellungsprozesses erhöht wird. Die Mindestwerte sind so eingestellt, dass das kontinuierliche Bohren und Drucken für eine Mindestdauer von einer Stunde möglich ist. Das typische Lastprofil für einen Zeitraum von 24 Stunden ist in Abbildung 22 dargestellt.

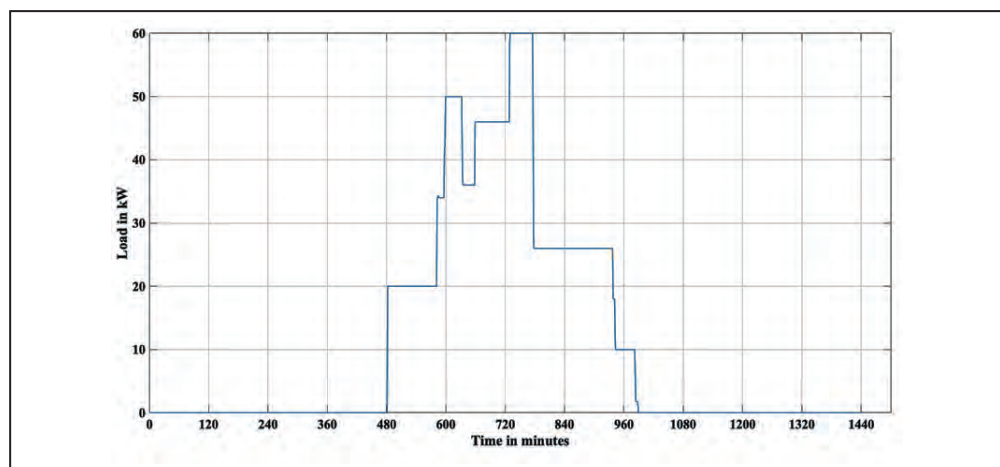
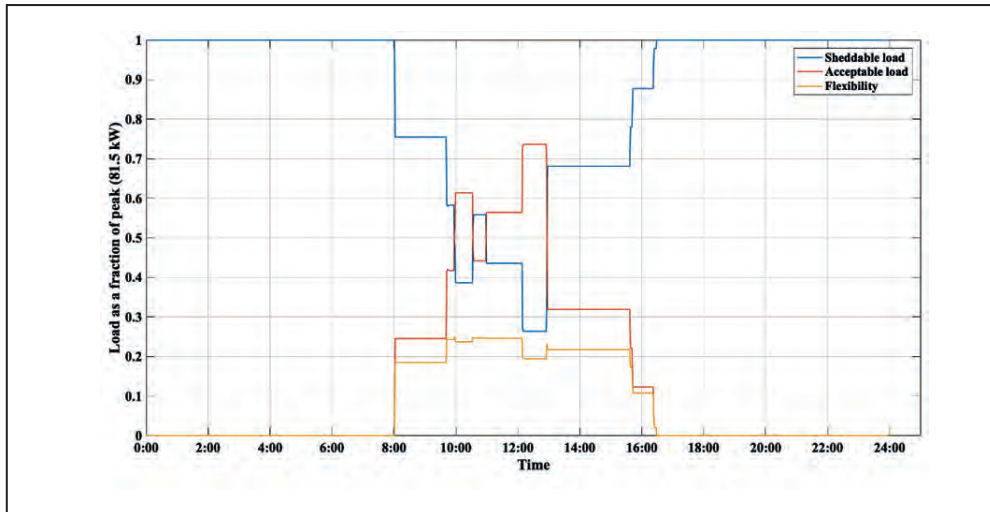


Abbildung 22:
24h-Lastprofil

5.3.4 Flexibilität durch Speicherdimensionierung

Ziel war die Erhöhung der energetischen Flexibilität, sodass auf Einwirkungen durch die lokale Energieerzeugung und Preissignale bestmöglich und wirtschaftlich effizient reagiert werden kann. Als Instrument wurde ein elektrischer Energiespeicher identifiziert, dessen Dimensionierung in Abstimmung mit dem Einspeiseprofil der vorhandenen PV-Leistung i.H.v. 70 kW erfolgte. In Kooperation mit dem Fraunhofer IFF wurde im Rahmen des gemeinsamen Projektes »RELflex« eine Kapazität von 900 kWh als erforderlich bewertet. Zielfunktion war der Betrieb der Fertigung als »Net Zero Energy Factory«, eine bilanziell energieautarke Fabrik. Dazu wurden die Lasten in die Kategorien »permanent in Betrieb«, »abschaltbar« oder »verschiebbar« eingeteilt. Der beispielhafte Flexibilitätsverlauf ist in Abbildung 23 zu sehen.



Flexibilitäten vermarkten

Abbildung 23:
Beispielhaftes Flexibilitätsprofil

Damit ist es der aRTE Möbel GmbH möglich, ihr Flexibilitätsangebot dynamisch auf externe Randbedingungen, wie Preissignale und ökologisch motivierte Kundenwünsche anzupassen.

6 Kernaussagen und Empfehlungen

Die Mobilisierung von Flexibilität betrifft viele Stakeholder und ist perspektivisch und aktuell eine gesamtgesellschaftliche Herausforderung.

Für eine erfolgreiche Umsetzung ist die transparente Darstellung und Offenlegung von Prozessen und Anreizmechanismen notwendig, um eine breite und geschlossene Akzeptanz und Integration gewährleisten zu können.

Flexibilität ist einer von mehreren Bausteinen zur Realisierung der Energiewende und zur nachhaltigen Integration von erneuerbaren Energien.

Das Fehlen von praktischer Erfahrung und die schwer abzuschätzende Entwicklungsgeschwindigkeit paralleler Ansätze machen ein Nebeneinander von Handlungsoptionen mit demselben Ziel (der Integration von erneuerbarer Energie) mindestens in den nächsten 5 bis 10 Jahren notwendig.

Technologieoffenheit ist oberstes Gebot bei der Erreichung der Klima- und Energieziele.

Innerhalb des industriellen Flexibilitätsportfolios gibt es zahlreiche Technologien und Maßnahmen mit individuellen Vor- und Nachteilen. Die durchgeführten Analysen ergaben technologisch hohes Potenzial in den Bereichen thermische und mechanische Energie.

Es besteht ein Konflikt zwischen Energieeffizienz und Flexibilität.

Der Ausgang des Wettbewerbs beider Zielgrößen hängt maßgeblich von den bestehenden Anreizen ab. Während Effizienz nach aktuellen Randbedingungen grundsätzlich priorisiert wird, ist mittel- bis langfristig die bedarfsgerechte Ausrichtung des Energiemanagements nach beiden Zielgrößen als nachhaltig wertvoll identifiziert.

Ein verstärkter Abgleich von Bedarfs- und Angebotspotenzial von Flexibilität unter Einbeziehung der netzseitigen Anforderungen und der preislichen Korridore ist notwendig.

Zukünftige Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten sollten Flexibilität stärker als mögliche Handlungsoption in die verschiedenen Zukunftsszenarien einer 100-prozentigen Integration erneuerbarer Energien einbeziehen und so als Alternative für Netzausbau, Speichereinsatz und Leistungsflusssteuerung etablieren.

Flexibilität kann als Qualitätsmerkmal für nachhaltige Unternehmen in der Produktkennzeichnung ausgewiesen werden.

Die Wahl einer angemessenen Integrationsebene, d.h. wie weit dazu ein Eingriff in die Produktion hinein erfolgt, muss dabei im Kontext der Bedarfsseite und priorisiert bei der Behandlung von Kundenwünschen erfolgen.

Die Heterogenität der deutschen Industrielandschaft bietet Vorteile bei der Erfüllung von Anforderungen eines flexiblen Energiesystems.

Energieintensive Prozesse der Grundstoffindustrie besitzen nach den Untersuchungen des SynErgie-Projektes nur eingeschränktes Potenzial. Zwar erfordern nachrangige Branchen erhöhten Aufwand, um die feine Granularität am Markt und im Netz sichtbar und nutzbar zu gestalten, allerdings kann durch eine intelligente Schwarmsteuerung eine Vielzahl an Anforderungsprofilen befriedigt werden.

Mathematische Modelle zur Beschreibung von Flexibilität sind vorhanden und je nach Anwendungsfall und Zielfunktion zu wählen.

Als in der Praxis nachteilig erweist sich der Umgang mit geheimhaltungsbedürftigen Informationen, die für eine umfassende Mitteilung der Eigenschaften von Bedarfs- und Angebotsseite notwendig wären.

Die unternehmensinterne Koordination zur Steuerung und Vermarktung von Flexibilitätspotenzial kann nach unterschiedlichen Zielfunktionen erfolgen.
Ihre Nebenbedingungen sind entsprechend anwendungsfallspezifisch. Auswahloptionen und Beispiele wurden in der Untersuchung aufgezeigt.

Einheitliche Standardisierungstätigkeiten zur Kommunikation zwischen Markt, Netzbetreiber und Anschlussnehmer sind noch nicht vollständig abgeschlossen.
Standardisierungsbestrebungen zielen vorrangig auf unternehmens-spezifische Produkte oder auf modellhafte Rahmen ab. Aktuell vielversprechend zeigt die DIN SPEC 91410-1 auf, wie Bedürfnisse und Prozesse des Netzbetreibers mit den Fähigkeiten von Flexibilitätsanbietern verknüpft werden können.

Die Prozesse der Netzengpassbewirtschaftung bestimmen maßgeblich die am Markt handelbaren Produkte.

Neue Demonstratoren wie die beschriebene Flexibilitätsplattform sollen dabei die Lücke zwischen konventionellem Redispatch und Einspeisemanagement schließen. Die nur geringe preisliche Spanne ist unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten jedoch nicht für alle lastseitigen Flexibilitätsanbieter tragfähig.

Adaptierbarkeit und Übertragbarkeit von branchen- bzw. standort-spezifischen Methoden zur Identifizierung und Nutzbarmachung von Flexibilität sind offene Forschungs- und Entwicklungsfragen.

Statt der Fortführung individueller Untersuchungen sollte der Fokus wissenschaftlicher und wirtschaftlicher Analysen auf die Anwendbarkeit in die volle Breite der deutschen Industrielandschaft und weltweit verstärkt werden.

Aktuelle Vermarktungsoptionen sind etabliert und allgemein nur einem beschränkten Kreis an Akteuren vorbehalten.

Regulatorische Entwicklungen versprechen eine Vereinfachung des Marktzugangs und damit eine Erweiterung für Anschlussnehmer kleinerer Leistungen.

Die Notwendigkeit des Netzausbaus bleibt uneingeschränkt bestehen und damit auch die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende.

Industrielle Flexibilität ist dabei ein Instrument von vielen, um die zeitliche Trägheit des Netzausbaus zwischenzeitlich zu kompensieren.

Umlage- und Entgeltsystematiken sind regelmäßig im Kontext des aktuellen Entwicklungsstandes der Energiewende zu prüfen.

Auf Basis eines verursachergerechten Kostenprinzips sind dabei Aspekte des industriellen Wettbewerbs im Kontext internationaler Konkurrenz abzuwägen (Gefahr des Carbon Leakage).

7 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), »Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung«, Berlin, 92 S., 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf. (accessed Jul. 09, 2020)
- [2] H.-M. Henning, »100 Prozent Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland«, Freiburg, 37 S., 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/studie-100-erneuerbare-energien-fuer-strom-und-waerme-in-deutschland.pdf> (accessed Jul. 09, 2020)
- [3] S. Roon und T. Grobmaier, »Demand Response in der Industrie,« München, 46 S., 2010. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/download/article/353/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [4] VDE, »Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger«, Frankfurt am Main, 60 S., 2008. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/studieenergiespeicher> (accessed Jul. 09, 2020)
- [5] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), »Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025«, Berlin, 60 S., 2010. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF (accessed Jul. 09, 2020)
- [6] M. Schlesinger, D. Lindenberger, und C. Lutz, »Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums« Basel/Köln/Osnabrück, 267 S., 2010. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2015/12/EWI_2010-08-30_Energieszenarien-Studie.pdf. (accessed Jul. 09, 2020)
- [7] J. Nitsch et al., »Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global«, 273 S., 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resourcen/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [8] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), »Handbuch Lastmanagement. Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften – zur Energiewende beitragen.« Berlin, 64 S., 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/1408_Lastmanagement_Handbuch.pdf. (accessed Jul. 09, 2020)
- [9] C. Elberg, C. Growitsch, F. Höffler, J. Richter, und A. Wambach, »Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign,« Köln, S. 157, 2012. [Online]. Verfügbar unter: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf. (accessed Jul. 09, 2020)
- [10] VDE-Studie, »Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland«, Frankfurt am Main, 145 S., 2012. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/etg-vde-studie-lastverschiebungspotenziale> (accessed Jul. 09, 2020)
- [11] N. Krzikalla, S. Achner, and S. Brühl, »Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien – Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie«, 1. Auflage. Bochum: Ponte Press Verlags GmbH Bochum, 100 S., 2013, ISBN: 978-3-920328-64-5

- [12] R. Hollinger, B. Wille-Haussmann, T. Erge, J. Sönnichsen, T. Stillahn, und N. Kreifels, »Speicherstudie 2013 – Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern«, Freiburg, 13 S., 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Speicherstudie2013_Kurzzusammenfassung_FINAL.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [13] T. Buber, A. Gruber, M. Klobasa, und S. von Roon, »Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast«, Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung, Vol. 82, No. 3, S. 89–106, 2013, doi: 10.3790/vjh.82.3.89.
- [14] M. Klobasa et al., »Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland – Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft « Berlin, 112 S., 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ffgmbh.de/download/informationen/334_agora_Agora_Studie_Lastmanagement_Sueddeutschland_Endbericht_web.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [15] P. Götz, T. Kurth, T. Federico, M.-L. Heddrich, und T. Lenck, »Erlöspotentiale für Unternehmen durch Lastverschiebung bei dynamischer EEG-Umlage«, Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin, 18 S., 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2014-12_KurzStud_Erloespotentiale_durch_Lastverschiebung_EnergyBrainpool.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [16] M. Veit und E. Gawel, »Implementierung von Demand Side Management im deutschen Strommarkt: Eine ökonomische Analyse der Voraussetzungen« UFZ Discuss. Pap. No. 25/201, Leipzig, 47 S., 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:0168-ssoar-408774> (accessed Jul. 09, 2020)
- [17] L. Karg, A. von Jagwitz, G. Baumgartner, M. Wedler, K. Kleine-Hegemann, und C. Jahn, »Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale«, in 13. Energieinnovations-symposium, Wien, 210 S., 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://nachhaltig-wirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/201408_bericht_lastverschiebungspotenziale_140115.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [18] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, »Leitstudie Strommarkt 2015«, Connect, Berlin, 99 S., 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=9 (accessed Jul. 09, 2020)
- [19] T. Langrock et al., »Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien«, Umweltbundesamt, Aachen, Climate Change 19/2015, 282 S., 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_19_2015_potentiale_regelbarer_lasten.pdf
- [20] Z. A. Styczynski und D. U. Sauer, »Demand-Side-Management im Strommarkt – Technologiesteckbrief zur Analyse, Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050«, Magdeburg / Aachen, 46 S., November 2015, DOI: 10.13140/RG.2.1.1938.2167.
- [21] M. Steurer, N. Klempf, K. Hufendiek, B. Baumgart, und B. Steinhausen, »Identifikation und Realisierung wirtschaftlicher Potenziale für Demand Side Integration in der Industrie in Deutschland« Stuttgart / Aachen, 13 S., 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ier.uni-stuttgart.de/img/pdf_link/DSI_Summary.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [22] Wärmemarkt ETG Taskforce, »Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 – Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien« Frankfurt am Main, 236 S., 2015. [Online]. Verfügbar unter: http://www.energedialog2050.de/BASE/DOWNLOADS/VDE_ST_ETG_Warmemarkt_RZ-web.pdf (accessed Jul. 09, 2020)

- [23] F. Holtrup, »Potenzial für Demand Side Management der energieintensiven Industrie in Deutschland – Eine Kostenbetrachtung am Beispiel der Chlor-Alkali-Elektrolysen« Berlin, 12 S., 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.weltenergierrat.de/wp-content/uploads/2014/03/2016-01-DSM-Papier-v8.pdf> (accessed Jul. 09, 2020)
- [24] BMWi, »Strom 2030 – Langfristige Trends« Berlin, 56 S., 2017. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=32. (accessed Jul. 09, 2020)
- [25] A. Langer und F.-A. Wesche, »Demand Side Management – Die Industrie als zentraler Akteur eines flexiblen Strommarktes« München, 8 S., 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/de/Documents/risk/Demand_Side_Management.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [26] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), »Demand Side Management – Unternehmen als Anbieter für Flexibilität im Energiesystem« Berlin, 9 S., 2016. [Online]. Verfügbar unter: http://www.dsm-bw.de/fileadmin/content/Downloads/Brosch%C3%BCren/161222_Flyer_DSM_BW_Projektergebnisse.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [27] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), »Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem.« Berlin, 36. S., 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9146_Studie_Roadmap_Demand_Side_Management.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [28] M. Haendel, M. Klobasa, und A. Eßer, »Möglichkeiten für grenzüberschreitenden Handel mit lastseitigen Flexibilitäten in Deutschland, Frankreich, Schweiz und Österreich im Rahmen des Pilotprojekts Demand Side Management Baden-Württemberg,« Karlsruhe: Fraunhofer ISI, 95 S., 2016. [Online]. Verfügbar unter: <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-445784.html> (accessed Jul. 09, 2020)
- [29] F. Ausfelder, A. Seitz, und S. von Roon, »Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie«, 1. Auflage. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik e.V., 194 S., 2019. ISBN: 978-3-89746-219-9
- [30] C. Duffer, A. Guminski, C. Orthofer, S. Von Roon, und A. Gruber, »Lastflexibilisierung in der Industrie – Metastudienanalyse zur Identifikation relevanter Aspekte bei der Potenzialermittlung,« in 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Vol. 1, Nr. 1, S. 1-20, 2017, [Online]. Verfügbar unter: https://www.ffegmbh.de/attachments/article/673/Kurzfassung_Tagungsbeitrag.pdf. (accessed Jul. 09, 2020)
- [31] Deutsches Institut für Normung (DIN), »DIN SPEC 91366 – Referenzmodell zur Charakterisierung der Energieflexibilität von Industrieunternehmen,« Berlin, 25 S., 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.en-standard.eu/din-spec-91366-referenzmodell-zur-charakterisierung-der-energieflexibilitat-von-industrie-unternehmen/> (accessed Jul. 09, 2020)
- [32] P. Komarnicki, P. Lombardi, und Z. Styczynski, Electric Energy Storage Systems – Flexibility Options for Smart Grids, 1. Auflage, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 221 S., 2017. ISBN 978-3-662-57125-5
- [33] A. Gruber, »Effizienz und Flexibilisierungspotenziale in der Industrie am Beispiel der Druckluftbereitstellung« in Mobilisierung bislang unerschlossener Energieeffizienzpotenziale, 26 S., 2014 [Online]. Verfügbar unter: https://www.ffegmbh.de/download/veroeffentlichungen/498_effizienz_druckluft/FfE_Effizienz-und-Flexibilisierungspotenzial-Industrie-Druckluft.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [34] M. Schenk, S. Wirth, und E. Müller, Fabrikplanung und Fabrikbetrieb – Methoden für die wandlungsfähige, vernetzte und ressourceneffiziente Fabrik, 1. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg, 832 S., 2004. DOI: 10.1007/978-3-642-05459-4
- [35] K.-I. Voigt, »Produktionstypen,« Gabler Wirtschaftslexikon, 2020, [Online]. Verfügbar unter: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/produktionstypen-45375> (accessed Jul. 09, 2020).

- [36] W. Riesner, J. Lässig, und T. Schütte, Energieeffizienz-Benchmark Industrie Energieeffizienzkennzahlen 2015, 1. Auflage, Wiesbaden: Springer Vieweg, 306 S., 2016, ISBN: 978-3658191733
- [37] T. Nuytten, B. Claessens, K. Paredis, J. Van Bael, und D. Six, »Flexibility if a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating«, Appl. Energy, Vol. 104, S. 583–591, 2013, DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.11.029.
- [38] D. Geysen, D. Six, J. Verbeeck, und A. Virag, »Adapted methodology for optimal valorization of Flexible Industrial Electricity Demand« München, 61 S., 2016. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.industrie.eu> (accessed Jul. 09, 2020).
- [39] A. Pelzer, M. Richter, P. Lombardi, und P. Komarnicki, »Energy-intensive Industry as the Backbone for Demand Side Flexibility Modeling and Optimization of Industrial Flexibility Flexgraphs« in International ETG Congress 2017, Bonn: VDE Verlag GmbH, 2017, S. 611–616, ISBN: 978-3-8007-4505-0
- [40] T. Mächler, »Planung und Optimierung einer Druckluftstation,« Köngen, 103 S., 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://kek-bo.eu/wp-content/uploads/2013/11/DruckluftOptimierung.pdf> (accessed Jul. 09, 2020).
- [41] P. Konstantin, Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 3. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2013, ISBN: 978-3-642-37264-3
- [42] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, und TransnetBW GmbH, »Aktuelles und zukünftiges Rollenverständnis der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere hinsichtlich der Zusammenarbeit mit Verteilnetzbetreibern«, Berlin, 17 S., 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.transnetbw.de/uploads/2017-11-07-14-01-05-6-1.pdf> (accessed Jul. 09, 2020)
- [43] Amprion GmbH, »Ausgleichsenergieabrechnung gegenüber Bilanzkreisverantwortlichen,« 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.amprion.net/Strommarkt/Bilanzkreise/Ausgleichsenergiepreis/> (accessed Jul. 09, 2020).
- [44] Fraunhofer IEE, »Studie zur Elektroenergieversorgung von Gewächshäusern aus einem volatilen Stromnetz mit hohem Anteil erneuerbarer Energien Forschungsbericht Fraunhofer IEE Januar 2019,« Kassel, 44 S., 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (accessed Jul. 09, 2020)
- [45] D. R. Graeber, Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien, 1. Auflage. Wiesbaden: Springer Gabler, 47 S., 2014, DOI: 10.1007/978-3-658-05941-5
- [46] K. Goldammer, »Einführung in das Bilanzkreismanagement,«, Reiner Lemoine Institut, 12 S., 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.strommarkttreffen.org/1.1-2016-09-02-Goldammer-Bilanzkreismanagement.pdf> (accessed Jul. 13, 2020).
- [47] Bundesnetzagentur, »Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12.024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012,« Stuttgart, 4 S., 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/bilanzkreismanagement/Modellbeschreibung_reBAP-Berechnung_ab_05_2016.pdf (accessed Jul. 13, 2020).
- [48] European Energy Exchange AG, »Regulierter Markt,« 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eex.com/de/maerkte/handel/verordnungen-und-regelwerke> (accessed Jul. 13, 2020).
- [49] R. Elsland, T. Boßmann, A.-L. Klingler, A. Herbst, M. Klobasa, und M. Wietschel, »Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile – Begleitgutachten«, Fraunhofer-Institut für Syst. und Innov. ISI, Karlsruhe, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.forecast-model.eu/forecast-en/content/methodology.php>. (accessed Jul. 13, 2020)
- [50] J. Messe, »Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen«, 1. Auflage, Berlin: Neopubli GmbH, 212 S., 2018, ISBN: 9783746775586

- [51] Next Kraftwerke GmbH, »Next Kraftwerke« 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/> (accessed Jul. 13, 2020).
- [52] J. Bertsch, G. Fridgen, T. Sachs, M. Schöpf, H. Schweter, und A. Sitzmann, »Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität – Status Quo-Analyse und Metastudie« Bayreuth, 2017. – III, 63 S. – (Bayreuther Arbeitspapiere zur Wirtschaftsinformatik, 62) [Online]. Verfügbar unter: <https://eref.uni-bayreuth.de/38227/> (accessed Jul. 13, 2020)
- [53] Regelleistung.net, »FAQ Regelleistung«, 11 S., 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/download/faq> (accessed Jul. 13, 2020).
- [54] A. Stahl, »Gericht kippt Mischpreisverfahren im Regelenergiemarkt,« 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/193312/gericht-kippt-mischpreisverfahren-im-regelenergiemarkt> (accessed Jul. 13, 2020).
- [55] Bundesnetzagentur, »Teilgenehmigung der für die Implementierung eines Regelarbeitsmarkts erforderlichen Modalitäten für Regelreserveanbieter,« Bonn, 66 S., 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-004/BK6-18-004-RAM_beschluss_vom_2019_10_02.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (accessed Jul. 13, 2020).
- [56] S. Dierks, »Der neue Regelarbeitsmarkt im Detail,« 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/195760/der-neue-regelarbeitsmarkt-im-detail> (accessed Jul. 13, 2020).
- [57] Regelleistung.net, »Abschaltbare Lasten« [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla> (accessed Jul. 13, 2020).
- [58] Bundesnetzagentur, »Ankündigung der Einleitung und der Konsultation der Festlegung einer Gesamtabschaltleistung für sofort und schnell abschaltbare Lasten gemäß § 29 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 8 Abs. 4 Nr. 2 AbLaV«, 3 S., 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2019/BK4-19-0001/BK4-19-0001_Konsultation.html?nn=698168 (accessed Jul. 13, 2020).
- [59] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, »Wesentliche Regeln zu Abschaltbaren Lasten«, 14 S., 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/> (accessed Jul. 13, 2020).
- [60] A. Zeiselmair, A. Bogensperger, M. Müller, und S. Köppl, »Erschließung von Kleinanlagen zur Flexibilitätsvermarktung,« – Energiewirtschaftliche Tagesfragen, No. März, S. 37–40, 2019, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/902-erschliessung-von-kleinanlagen-zur-flexibilitaetsvermarktung>. (accessed Jul. 13, 2020).
- [61] Avacon Netz GmbH, »Preisblatt – Netzentgelt Strom« Helmstedt, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.avacon-netz.de/de/avacon-netz/netzinformation/netzentgelte.html> (accessed Jul. 13, 2020).
- [62] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, »Bericht Monitoringbericht 2018« Bonn, 516 S., 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (accessed Jul. 13, 2020).
- [63] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., »Positionspapier: Ausgestaltung des § 14a EnWG« Berlin, 5 S., 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Paragraph-14a-EnWG.pdf (accessed Jul. 13, 2020).
- [64] R. Paschotta, »Unterbrechbare Verbrauchseinrichtung,« RP-Energie-Lexikon, 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energie-lexikon.info/unterbrechbare_verbrauchseinrichtung.html (accessed Jul. 13, 2020).
- [65] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, »Ein Strommarkt für die Energiewende«, Berlin, 108 S., 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33 (accessed Jul. 13, 2020).

- [66] Bundesnetzagentur, »Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen,« Bonn, 65 S., 2015. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/150702d1.pdf> (accessed Jul. 13, 2020)
- [67] Bundesnetzagentur, »FAQ – Häufig gestellte Fragen zur Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV (BK4-13-739),« Bonn, 25 S., 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.regulierungskammer-bayern.de/fileadmin/user_upload/landesregulierungs-behoerde/dokumente/2015-08-13-FAQ___19_Abs__2_StromNEV_Haeufig_gestellte_Fragen.pdf (accessed Jul. 13, 2020)
- [68] A. Zerres, »DSM ermöglichen – Märkte für Flexibilität entwickeln Einsatz von DSM am Markt,« Abschlusskonferenz Demand-Side-Management Bayern, Bundesnetzagentur, 37 S., 2016, [Online]. Verfügbar unter: http://www.dsm-bayern.de/fileadmin/content/Downloads/Konferenz/Bundesnetzagentur_Abschlusskonferenz_DSM_Bayern.pdf (accessed Jul. 13, 2020)
- [69] Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin Brüssel und Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler e.V., »Strombeschaffung und Stromhandel,« Berlin, 23 S., 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ihk-siegen.de/fileadmin/user_upload/Infopapier_Strombeschaffung_und_Stromhandel.pdf. (accessed Jul. 13, 2020)
- [70] Bundesministerium, »Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV)«, Berlin Saarbrücken, 2011. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnztv/BJNR224300005.html> (accessed Jul. 13, 2020)
- [71] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), »Handbuch Lastmanagement. Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften – zur Energiewende beitragen«, Berlin, 64 S., 2012. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/1408_Lastmanagement_Handbuch.pdf (accessed Jul. 13, 2020)
- [72] M. Starke und N. Alkadi, »Assessment of Industrial Load for Demand Response across U.S. Regions of the Western Interconnect,« Oak Ridge, 78 S., September 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://info.ornl.gov/sites/publications/Files/Pub45942.pdf> (accessed Jul. 13, 2020)
- [73] S. von Roon und T. Grobmaier, »Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland (Kurzfassung)«, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, 2010. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/erzeugung-und-markt/353-demand-response-in-der-industrie-status-und-potenziale-in-deutschland> (accessed Jul. 13, 2020)

8 Autorenliste

Liste der Autoren

Autor	Unternehmen
Dr.-Ing. Marc Richter (verantwortlich)	Fraunhofer IFF, Magdeburg
Dr.-Ing. Bartłomiej Arendarski	Fraunhofer IFF, Magdeburg
Prof. Dr. Julia Arlinghaus	Fraunhofer IFF, Magdeburg
Dr.-Ing. Stephan Balischewski	Fraunhofer IFF, Magdeburg
Dr.-Ing. Torsten Birth	Fraunhofer IFF, Magdeburg
Dipl.-Ing. Marcus Kögler	Fraunhofer IFF, Magdeburg
Prof. Dr.-Ing. Przemyslaw Komarnicki	Fraunhofer IFF, Magdeburg
Dr.-Ing. Pio Lombardi	Fraunhofer IFF, Magdeburg
Dr.-Ing. André Naumann	Fraunhofer IFF, Magdeburg
Dr.-Ing.-Inf. Alexander Pelzer	Fraunhofer IFF, Magdeburg
Marcel Scheffler M.Sc.	Fraunhofer IFF, Magdeburg
Dr.-Ing. Christoph Wenge	Fraunhofer IFF, Magdeburg

Partnerbeiträge

Autor	Unternehmen
Dr. Christof Günther (Geschäftsführer)	InfraLeuna GmbH, Leuna
Dipl.-Ing. Andreas Hüttner (Energy Management)	SIEMENS AG, Berlin
Dipl.-Wirtsch.-Ing. Jörn Hartung (Energy Management)	SIEMENS AG, Berlin
Timo Heße (Geschäftsführer)	aRTE möbel GmbH, Magdeburg

Impressum

Bericht zum Projekt »WindNODE - Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands,« Arbeitspaket 7.3: Industrielle Lastverschiebepotenziale (FKZ: 03SIN514)

Gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Muss die Fördernummer angegeben werden?

Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF

Herausgeber:

Prof. Dr. Julia C. Arlinghaus

Prof. Dr.-Ing. Przemyslaw Komarnicki

Dr.-Ing. Marc Richter

Sandtorstraße 22 | 39106 Magdeburg

Telefon +49 391 4090-0 | Telefax +49 391 4090-596

ideen@iff.fraunhofer.de

www.iff.fraunhofer.de

Redaktion: Dr.-Ing. Marc Richter

Titelfoto: STUDIO GRAND WEB – stock.adobe.com

Fotos, Bilder, Grafiken: Soweit nicht anders angegeben,
liegen alle Rechte bei den Autoren der einzelnen Beiträge.

Layout:

Bettina Rohrschneider, Fraunhofer-Institut für

Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF

Bibliografische Information: Diese Publikation ist im Internet über:

<https://doi.org/10.24406/iff-n-599494> abrufbar.

Alle Rechte vorbehalten

Für den Inhalt der Kapitel zeichnen die Autoren verantwortlich. Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Warenbezeichnungen und Handelsnamen in diesem Buch berechtigt nicht zu der Annahme, dass solche Bezeichnungen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und deshalb von jedermann benutzt werden dürften. Soweit in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien (z. B. DIN, VDI) Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden ist, kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen.

© by Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung IFF, 2020