



## FLEXINDUSTRIE

POTENZIALE DER INDUSTRIE (NORDDEUTSCHLANDS)  
ALS MITGESTALTER DER ENERGIEWENDE



# FLEXINDUSTRIE

## POTENZIALE DER INDUSTRIE (NORDDEUTSCHLANDS) ALS MITGESTALTER DER ENERGIEWENDE



**Averdung**  
Berater

**Erstellt von:**

**Averdung Ingenieurgesellschaft mbH**

Planckstraße 13  
22765 Hamburg

**Autoren:**

Katharina Schwind  
Philipp Lieberodt  
Maria Trinh  
Patrick Shumon Akram  
Sandra Griesbeck



**Navigant Energy Germany GmbH**

Am Wassermann 36  
50829 Köln

**Autoren:**

Jan-Martin Rhiemeier  
Marian Bons  
Philipp Creutzburg  
Matthias Schimmel



**Im Auftrag von:**

**Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH**

Wexstraße 7  
20355 Hamburg

**Ansprechpartner:**

Jan Rispens  
Constantin Lange  
Hanna Naoumis

# INHALT

	<b>VORWORT</b> .....	7
<b>1</b>	<b>EXECUTIVE SUMMARY</b> .....	8
<b>2</b>	<b>AUSGANGSSITUATION UND AUFGABENSTELLUNG</b> .....	11
<b>3</b>	<b>BEGRIFFSDEFINITIONEN</b> .....	13
	3.1 Flexibilisierung .....	13
	3.2 Lastmanagement .....	13
	3.3 Sektorenkopplung .....	14
	3.4 Regelleistung .....	14
	3.5 Netzdienliches Verhalten .....	15
<b>4</b>	<b>BESTANDSAUFNAHME UND -ANALYSE</b> .....	16
	4.1 Projektregion .....	16
	4.2 Lastbedarf der Industrie .....	16
	4.3 Stromerzeugung .....	19
	4.4 Geplanter Ausbau .....	20
	4.5 Netzausbau .....	21
	4.5.1 Sicherer Netzbetrieb .....	21
	4.5.2 Ausbau im Projektgebiet .....	22
	4.6 Verluste durch Abregelung und Redispatch .....	23
	4.7 Regelleistungsbedarf .....	25
<b>5</b>	<b>IST-SITUATION STROMMARKT UND NETZBETRIEB</b> .....	27
	5.1 Funktionsweise des Strommarkts .....	27
	5.2 Systemverantwortung der Netzbetreiber .....	28
	5.3 Netzentgeltssystematik, Systemdienstleistungen und Vermarktungsoptionen .....	29
<b>6</b>	<b>IST-SITUATION STROMSPEICHER</b> .....	31
	6.1 Batteriespeicherarten .....	33
	6.2 Entwicklung von Batteriespeichern .....	34
	6.3 Rolle dezentraler Großspeicher in der Industrie .....	35
<b>7</b>	<b>IST-SITUATION SEKTORENKOPPLUNG</b> .....	37
	7.1 Power-to-Heat (PtH) .....	37
	7.2 Power-to-Gas (PtG) .....	39
	7.2.1 Elektrolyse .....	39
	7.2.2 Methanisierung .....	40
	7.2.3 Aktueller Stand in Deutschland und im Projektgebiet .....	41
	7.3 Power-to-Liquid (PtL) .....	41
	7.4 Zusammenfassung Sektorenkopplung .....	42
<b>8</b>	<b>TECHNISCHE FLEXIBILISIERUNGSMASSNAHMEN IN DER PRODUKTION</b> .....	44
	8.1 Flexibilitätsoptionen .....	44
	8.1.1 Metall .....	45
	8.1.2 Glas .....	46

8.1.3	Nahrungs- und Futtermittel	46
8.1.4	Papierherstellung	46
8.1.5	Chemie	46
8.1.6	Branchenübergreifend	47
8.2	Techno-ökonomische Potenzialbewertung	47
8.3	Wechselwirkung zwischen Energieeffizienz und Lastmanagement	50
8.4	Flexibilität als Produkt im deutschen Energiesystem	51
8.5	Herausforderungen des Lastmanagements	52
<b>9</b>	<b>ZWISCHENSTAND UND ERGEBNISSE ANDERER STUDIEN</b>	<b>53</b>
9.1	Synthese des theoretischen Hintergrunds und der Bestandsanalyse	53
9.2	Ergebnisse anderer Studien und Projekte	53
<b>10</b>	<b>SITUATION DER INDUSTRIE – CHANCEN UND HEMMNISSE BEI DER NUTZUNG VON ÜBERSCHUSSSTROM</b>	<b>56</b>
<b>11</b>	<b>SZENARIEN DES FLEXIBILITÄTSBEDARFS BIS 2025</b>	<b>58</b>
<b>12</b>	<b>REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN UND POLITISCHE HERAUSFORDERUNGEN</b>	<b>61</b>
<b>13</b>	<b>FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN</b>	<b>63</b>
13.1	Fazit	63
13.1.1	Situation der Industrie	64
13.1.2	Technisch-wirtschaftliche Vermarktungsoptionen	64
13.1.3	Regulatorische Maßnahmen	64
13.2	Handlungsempfehlungen	65
13.2.1	Industrie	65
13.2.2	Politik	66
13.2.3	Cluster EEHH	66
	Glossar	67
	Quellenverzeichnis	69
	Abbildungsverzeichnis / Anhänge	71
	<b>ANHANG</b>	
Anhang 1	Tabellen	72
Anhang 2	Übersicht Systemdienstleistungen	77
Anhang 3	Flexibilisierungsoptionen und ihre Vor- und Nachteile	78
Anhang 4	Mögliche Kombinationen von Flexibilisierungsoptionen und Systemdienstleistungen	79
Anhang 5	Business Cases I bis IV	80
Anhang 6	Fragebogen bzgl. Chancen und Hemmnissen der Lastflexibilisierung	84
Anhang 7	Szenarien	86
	Impressum	87



# VORWORT

Unser Energiesystem erfährt gerade einen tiefgreifenden Umbau. Ausstieg aus der Kernenergie und Dekarbonisierung sind die zentralen Ziele, an denen sich die Politik in Bezug auf die künftige Energieversorgung orientiert. Der kontinuierliche Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien ist ein Kernelement.

Seit dem Jahr 2000 ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 6,5 Prozent auf 36 Prozent im Jahr 2017 gestiegen; bis heute ohne grundlegende Anpassung des Gesamtsystems. Bei einem weiteren Wachstum wird eine Systemtransformation erforderlich, die eine Integration der erneuerbaren Energien durch Flexibilisierung, Digitalisierung, neue Marktmodelle und Speicher sichert.

Der Norden Deutschlands bietet als „Vorreiter für die Energiewende“ heute schon ideale Voraussetzungen zur Umsetzung der Energiewende und der Erprobung neuer Lösungsmöglichkeiten. Der Anteil der erneuerbaren Energien ist sehr hoch; gleichzeitig befinden sich an der Elbe große Industriezentren mit hohem Energieverbrauch. Die Bewältigung dieses wachsenden Ungleichgewichts im Energiesystem in der Region ist beispielhaft und übertragbar für andere deutsche und europäische Regionen. Große Mengen Windstrom in Schleswig-Holstein werden in Zukunft mit flexiblen (industriellen) Lasten, Speichern und Sektorenkopplung zum Mobilitäts- und Wärmesektor synchronisiert, um Abregelungen von Windenergieanlagen zu minimieren.

Mit dieser Studie rückt das Cluster Erneuerbare Energien Hamburg (EEHH) die Flexibilisierung der Energienachfrage in den Mittelpunkt und untersucht die Potentiale der Industrie in der Modellregion als „Mitgestalter der Energiewende“. Die Studie betrachtet die Flexibilisierungsoptionen von großen industriellen Energieverbrauchern im Projektgebiet von Hamburg, Schleswig-Holstein und einigen niedersächsischen

Landkreisen an der Unterelbe. Zentrale Fragen sind, wie gut Unternehmen das Flexibilisierungspotenzial ihrer eigenen Energienachfrage kennen und ob sich Unternehmen in der Lage sehen, dieses Potenzial zu erschließen. Die größten Energieverbraucher verfügen bereits über sehr gute Kenntnisse und eigene Flexibilisierungsprojekte. Die Gruppe der Großverbraucher in der Modellregion wissen dagegen nur sehr ungenau über ihre Handlungsmöglichkeiten Bescheid. Ein Großteil der technischen Möglichkeiten ist aktuell aufgrund von wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich.

Als EEHH-Cluster sind wir davon überzeugt, dass selbst bei einem moderaten Ausbau der erneuerbaren Erzeugung weitere Potenziale zur Nutzung von Überschussstrom in der untersuchten Region entstehen, da auch bei ausgebauten Stromnetzen das zeitweilige Auftreten von Engpässen und Stromstaus weiterhin zu erwarten ist.

Wir hoffen mit dieser Studie einerseits einen Anstoß zu liefern, die Debatte um adäquate Rahmenbedingungen für den Betrieb von Flexibilitäten voranzubringen. Andererseits hoffen wir, dass Industrieunternehmen sich ermutigen lassen, die Flexibilität ihres Energiebedarfes zu untersuchen, um auf künftige Anpassungen der Energiemarkt-Regulatorik vorbereitet zu sein.

## **Jan Rispens**

Geschäftsführer EEHH Clusteragentur GmbH

## **Hanna Naoumis**

B2B Marketing NEW 4.0 / EEHH Clusteragentur GmbH

# 1 EXECUTIVE SUMMARY

Die Bundesregierung hat sich im Frühjahr 2018 das Ziel gesetzt, bis 2030 65 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen zu decken. Dies erfordert eine sozialverträgliche Umsetzung der Energiewende und stellt die Bundesregierung und die Länder vor die Herausforderung in den kommenden Jahren die notwendigen wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen hierfür zu schaffen und das bisherige Energiesystem in ein zukunftsfähiges Modell zu überführen.

In der Vergangenheit ist die Stromerzeugung dem Verbrauch gefolgt. In Abhängigkeit des Strombedarfs stellten konventionelle, regelbare Kraftwerke die benötigte Energie in der richtigen Menge und zum richtigen Zeitpunkt zur Verfügung und speisten diesen meist auf Übertragungsnetzebene ins Netz der öffentlichen Versorgung ein.

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien speisen heute vermehrt volatile Erzeuger, die dargebotsabhängig von Wind und Solareinstrahlung sind, dezentral auf Verteilnetzebene ein. Deutschland und Europa stehen daher vor der Herausforderung, dass Stromverbrauch und -verteilung der schwankenden Verfügbarkeit und Erzeugung angepasst werden müssen und Strom zwischengespeichert oder umgewandelt und rückverstromt werden muss, um auch zukünftig Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten.

Die **Flexibilisierung der Nachfrage** bietet dabei die Chance, Nachfrage und Erzeugung zeitlich anzugleichen, Netzengpässe zu vermeiden und somit Netzstabilität und Kosteneffizienz zu gewährleisten. Der **Industrie** als relevantem Verbrauchssektor stehen dabei unterschiedliche Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Nachfrage und Synchronisation mit der Erzeugung wie

- > branchenabhängige Flexibilisierungsmöglichkeiten in der Produktion

- > Flexibilisierung von Querschnittstechnologien wie Lüftung, Klimatisierung und Druckluft
- > Energiespeicherung in Form von Strom, Wärme und Kälte
- > Sektorenkopplung durch Power-to-heat

zur Verfügung. Diese Flexibilitäten können auf dem Energiemarkt als Systemdienstleistung angeboten und zum wirtschaftlichen Nutzen des Unternehmens eingesetzt werden. Hierbei kommen u.a.

- > Regelleistung
- > Stromhandel am Spotmarkt
- > Senkung der Netzentgelte
- > ab- und zuschaltbare Lasten

in Frage.

Der Norden Deutschlands mit dem wichtigen Erzeugerzentrum für Windenergie Schleswig-Holstein auf der einen Seite und dem großen Lastzentrum Hamburg sowie einzelnen verbrauchsrelevanten Standorten im nördlichen Niedersachsen (Stade, Cuxhaven) bietet dabei als Modellregion besonders geeignete Bedingungen für eine regionale Flexibilisierung. Während in Schleswig-Holstein Stromüberschüsse aus Windenergie abgeregelt werden müssen, da der Abtransport nicht in ausreichender Höhe erfolgen kann, importiert Hamburg Strom, um seinen Bedarf zu decken. Der abgeregelte Strom bleibt ungenutzt, da Bereitstellung und Verbrauch zeitlich auseinanderfallen würden und zum jeweiligen Zeitpunkt nicht immer optimale wirtschaftliche Möglichkeiten zur Verwendung oder Speicherung bestehen. Hauptgrund hierfür sind die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die im konventionellen Energiesystem mit wenigen großen, regelbaren Erzeugern entstanden sind. Das deutsche Energiesystem bedarf daher einer Optimierung hin zu den Anforderungen, die durch die dezentrale und dargebotsabhängige Erzeugung entstehen. Das neue Energiesystem braucht das Nebeneinander von:

- > Netzausbau
- > Stromspeichern
- > Sektorenkopplung und
- > Flexibilisierung des Verbrauchs.

Hierfür sind entsprechende Rahmenbedingungen zu entwickeln, die den technologieoffenen, volks- und betriebswirtschaftlich günstigen Einsatz verschiedener Möglichkeiten je nach Gegebenheiten der jeweiligen Situation ermöglichen. Dies erfordert statische und dynamische Anreize des Marktes insbesondere zur Entwicklung und Nutzung der Flexibilitätsoptionen.

Die besten Chancen für eine wirtschaftliche Umsetzbarkeit haben technisch eher einfache Technologien, wie die bei der Kopplung mit dem Sektor Wärme oder die Querschnittstechnologie Kälte. Elektrische Direktheizungen können auf Grund ihrer vergleichsweise geringen Investitionskosten auch heute schon einen wirtschaftlichen Einsatz ermöglichen und insgesamt zur Dekarbonisierung beitragen. Netzdienliche Flexibilitäten können dabei durch Power-to-heat in Netzausbaugebieten und (regionalen) Märkten (vgl. ENKO) bereitgestellt werden. Kühlhäuser können ohne größere Investitionen ihr Lastprofil anpassen und als Kältespeicher genutzt werden, indem die Kälteerzeugung in Zeiten niedriger Strompreise erfolgt.

Im Projektgebiet besteht ein Großteil des Flexibilisierungspotentials bei wenigen Größtverbrauchern, die bereits an Forschungs- und Demonstrationsvorhaben teilnehmen. Weitere, kleinteilige Potenziale werden bei Großverbrauchern mit einem jährlichen Stromverbrauch von ca. 10 bis 200 GWh in Abhängigkeit der Branchen und eingesetzten Prozesse vermutet. Um die eigenen Potenziale zu bewerten und zum Vorteil des Unternehmens zu nutzen, bestehen die Aufgaben der Industrie zunächst in

- > einer individuellen Bestandsaufnahme bzgl. Stromverbrauch, Lastbedarf und Flexibilisierungsmöglichkeiten im Unternehmen

- > einer technischen und ökonomischen Bewertung der Flexibilisierungsmöglichkeiten
- > der Auswahl geeigneter Flexibilisierungsmöglichkeiten und Systemdienstleistungen
- > der Vorbereitung und ggf. Präqualifikation für den Einsatz der Möglichkeiten und Systemdienstleistungen

Die vorhandenen technischen Potenziale werden teilweise durch die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen beschränkt. Insbesondere die vergleichsweise hohen und marktpreisunabhängigen Stromnebenkosten erschweren bislang die wirtschaftliche Darstellung von Flexibilisierungsprojekten. Zur volks- und betriebswirtschaftlich sinnvollen Nutzung der Potenziale ist daher eine Optimierung der Rahmenbedingungen erforderlich.



# 2 AUSGANGSSITUATION UND AUFGABENSTELLUNG

Die Bundesregierung hat sich im Frühjahr 2018 das Ziel gesetzt, bis 2030 65 % des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen zu decken. Dies erfordert eine sozialverträgliche Umsetzung der Energiewende und stellt die Bundesregierung und die Länder vor die Herausforderung in den kommenden Jahren die notwendigen wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen hierfür zu schaffen. Der verbindliche Rahmen wird im Stromsektor vor allem auf Bundesebene geschaffen, sollte aber gleichzeitig mit den Entwicklungen der Energiewende auf regionaler und europäischer Ebene abgestimmt werden.

In der Vergangenheit ist die Stromerzeugung dem Verbrauch gefolgt. In Abhängigkeit des Strombedarfs stellten konventionelle, regelbare Kraftwerke die benötigte Energie in der richtigen Menge und zum richtigen Zeitpunkt zur Verfügung und speisten diesen meist auf Übertragungsebene ins Netz der öffentlichen Versorgung ein. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien speisen heute vermehrt volatile Erzeuger, die dargebotsabhängig von Wind und Solareinstrahlung sind, dezentral bereits auf Verteilnetzebene ein. Deutschland und Europa stehen daher vor der Herausforderung, dass Stromverbrauch und -verteilung der schwankenden Verfügbarkeit und Erzeugung angepasst werden müssen und Strom zwischengespeichert werden muss, um auch zukünftig Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten.

Dem Energieversorgungssystem kommt damit heute und in Zukunft im Rahmen der Energiewende neben der Bereitstellung von Strom und Netzstabilität auch die Aufgabe zu, den Ausbau der erneuerbaren Energien durch Integration zu fördern und die dabei auftretenden Herausforderungen

- > zunehmende Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage

- > notwendiger Netzausbau
- > Entwicklung des Energiemarktdesigns

durch die notwendige Erhöhung der Reaktionsfähigkeit des Gesamtsystems zu meistern. Die **Flexibilisierung der Nachfrage** bietet dabei die Chance, Nachfrage und Erzeugung zeitlich anzugleichen, Netzengpässe zu vermeiden und somit Netzstabilität und Kosteneffizienz zu gewährleisten. Der **Industrie** als relevantem Verbrauchssektor stehen dabei unterschiedliche Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Nachfrage und Synchronisation mit der Erzeugung zur Verfügung. Hierbei bleibt jedoch zu klären,

- > welche Möglichkeiten, technisch und wirtschaftlich umsetzbar sind,
- > welche politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen dafür notwendig sind,
- > was die relevanten Akteure zur erfolgreichen Umsetzung beitragen können.

Als geeignetes **Untersuchungsgebiet** bietet sich hierbei der Norden Deutschlands mit dem wichtigen Erzeugerzentrum für Windenergie Schleswig-Holstein auf der einen Seite und dem großen Lastzentrum Hamburg sowie einzelnen verbrauchsrelevanten Standorten im nördlichen Niedersachsen (Stade, Cuxhaven) an. Während Schleswig-Holstein Stromüberschüsse aus Windenergie erzeugt, die in andere Regionen exportiert werden, und in relevantem Umfang sogar die erneuerbare Erzeugung abgeregelt werden muss, da der Abtransport nicht in ausreichender Höhe erfolgen kann, importiert Hamburg Strom, um seinen Bedarf zu decken.

Im Auftrag des Clusters Erneuerbare Energien Hamburg sollen die diesbezüglichen Herausforderungen und Potenziale der Industrie als Mitgestalter der Ener-

giewende untersucht und Handlungsempfehlungen für das weitere Vorgehen gegeben werden.

Vor diesem Hintergrund ist das **Ziel dieser Studie** herauszuarbeiten,

- > welche Ausgangssituation in der Planungsregion vorhanden ist (Bestandsanalyse Stromverbrauch, Stromerzeugung, Abregelung von erneuerbarem Strom),
  - > welche technischen Möglichkeiten und Chancen zur Flexibilisierung der Nachfrage in der Industrie bestehen,
  - > welche grundsätzlichen Möglichkeiten für die Sektorenkopplung bestehen,
  - > welche wirtschaftlichen Rahmenbedingungen das technische Potenzial einschränken,
  - > welche rechtlichen Rahmenbedingungen und Weichenstellungen regional und bundesweit zu beachten sind,
- > wie die aktuelle Marktsituation bzgl. Stromspeichern aussieht,
  - > Szenarien abzubilden, wie sich der Überschussstrom in Abhängigkeit von Ausbau der erneuerbaren Erzeugung und Ausbau des öffentlichen Stromnetzes in den kommenden Jahren voraussichtlich entwickelt,
  - > Interviews mit der Industrie durchzuführen und auszuwerten, wo die Unternehmen heute in Bezug auf Flexibilisierung ihrer Nachfrage stehen
  - > Bewertung der regulatorischen Rahmenbedingungen vorzunehmen und notwendige Anpassungen abzuleiten
  - > Handlungsempfehlungen für die Industrie abzuleiten
  - > Handlungsempfehlungen für das Cluster als indirektem Akteur abzuleiten

# 3 BEGRIFFSDEFINITIONEN

## 3.1 Flexibilisierung

Im Rahmen der Studie bezeichnet Flexibilisierung, die Fähigkeit den Stromverbrauch in Zeitpunkt, Dauer und Höhe der Leistung den aktuellen Anforderungen der Netzstabilität der öffentlichen Stromversorgung anzupassen. Dies kann durch

> **Netzausbau**

(Abnahme auf größeres Gebiet ausdehnen)

> **Speicher**

(zeitlicher Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -verwendung)

> **Erzeuger**

(Einspeisung regelbarer Erzeuger, Eigenstromversorgung)

> **Verbrauch**

(Verschiebung der Last in Höhe und/oder Zeit)

erfolgen. Die Anforderungen des Netzes werden dabei i.d.R. über ein Marktsignal oder Maßnahmen der Netzbetreiber kommuniziert. In diesem Zusammenhang können verschiedene Flexibilitätsprodukte sogenannte Systemdienstleistungen angeboten werden.

Der Fokus der Studie liegt auf der Flexibilisierung des Verbrauchs. Die technisch mögliche Flexibilität wird dabei durch wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen beschränkt. Hierbei steht die Vergütung als Wert der Flexibilität den notwendigen Investitions- und Betriebskosten als Voraussetzung für die Bereitstellung gegenüber.

## 3.2 Lastmanagement

Als variable Produktion oder Lastmanagement bezeichnet man Abweichungen vom üblichen Stromverbrauchsmuster in Reaktion auf Änderungen des Strompreises im Zeitverlauf oder Anreizzahlungen, die eingeführt wurden.<sup>1</sup> Auswirkungen können geringerer Stromverbrauch in Zeiten hoher Stromgroßhan-

delspreise oder höherer Stromverbrauch in Zeiten geringer oder sogar negativer Stromgroßhandelspreise sein. Beide Optionen können zur Systemstabilität des Netzes der öffentlichen Versorgung beitragen.

Lastmanagement erfolgt gegenüber dem nicht vorbereiteten und ungewollten Lastabwurf zur Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung der Systemstabilität mit der vorherigen Einwilligung des Verbrauchers und unter Vorbereitung betrieblicher Maßnahmen. Dabei können verschiedene Formen auftreten:

> **Lastverschiebung** (Erhöhung/Reduktion): zeitliche Verschiebung des üblichen Stromverbrauchsmusters, sodass der Effekt über den gesamten Zeitverlauf wieder ausgeglichen wird, die Reihenfolge von Erhöhung und Reduktion ist dabei beliebig

> **Lastverzicht**: es erfolgt kein Ausgleich der Lastreduktion, daher geht meist eine geringere Produktion oder Absenkung der Qualität hiermit einher

> **Lasterhöhung** (ohne Ausgleich): es erfolgt kein Ausgleich der Lasterhöhung, daher wird mehr oder in anderer Qualität als mit dem üblichen Verbrauchsmuster produziert

> **Sonderfälle**

– Lastverzicht/-erhöhung (ohne Ausgleich): Strom und andere **Energieträger** (z. B. Erdgas, Prozessdampf) werden je nach aktuellem Marktpreis und Verfügbarkeit alternativ eingesetzt

– Lasterhöhung: bei der **Sektorenkopplung** wird Strom zur Energiebereitstellung in anderen energetischen Sektoren (Wärme, Verkehr, stoffliche Nutzung) genutzt

.....  
<sup>1</sup> Federal Energy Regulatory Commission, 2006 S. 5

### 3.3 Sektorenkopplung

Die Sektorenkopplung bezeichnet die Verknüpfung unterschiedlicher Sektoren insbesondere Strom, Wärme und Mobilität zur Optimierung des Gesamtsystems der Energieversorgung. Beim Auseinanderfallen von Stromerzeugung und -verbrauch kann überschüssiger Strom in andere Energieformen gewandelt und so genutzt oder zwischengespeichert werden. Dies kann durch

- > direkten Einsatz in der Elektromobilität
  - > elektrische Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen oder elektrischer Direktheizung oder
  - > stoffliche Wandlung in Kraftstoffe oder chemische Einsatzstoffe
- erfolgen.

Damit erfüllt die Sektorenkopplung drei Hauptaufgaben im Rahmen der Energieversorgung und der Integration erneuerbarer Energie:

- > **Dekarbonisierung:**  
Einsatz erneuerbarer Energie in allen Wirtschaftsbereichen
- > **Senkung des Energieverbrauchs:**  
intelligente Kopplung der Sektoren durch KWK-Strom, elektrische Heizung und Elektromobilität
- > **Günstige Energiespeicher:**  
Verzicht auf Investitionen in Stromspeicher durch Wärme- oder Materialspeicher

### 3.4 Regelleistung

Regelleistung stellt eine marktbasierende Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität dar. Diese werden von den Netzbetreibern gegen Vergütung abgerufen, um kurzfristig und kurzzeitig Stromerzeugung und -nachfrage im Netz auszugleichen. Regelleistung wird regelzonenübergreifend auf Übertragungsnetzebene ausgeschrieben und dient der Frequenzhaltung. Hierfür ist zunächst eine Präqualifikation der anbietenden Unternehmen bzw. ihrer angebotenen Leis-

tung bei der Bundesnetzagentur notwendig. Regelleistung wird sowohl in positiver Form (Abschaltung von Lasten, Zuschaltung von Erzeugern) als auch in negativer Form (Zuschaltung von Lasten, Abschaltung von Erzeugern) benötigt. Ist die Frequenzstabilität nicht gewährleistet, kann sie in drei Abstufungen mit unterschiedlichen Anforderungen an die Anbieter abgerufen werden:

#### > Primärregelleistung (PRL)

erfordert die automatische Aktivierung per Fernzugriff innerhalb von 30 Sekunden und eine anschließende Bereitstellung für 15 Minuten. Dabei dürfen max. 3 % im Netzregelverbund von einer Erzeugungseinheit stammen. Nur in seltenen Einzelfällen sind die Anforderungen durch flexible Lasten erzielbar. Prinzipiell bietet die PRL die höchsten Erlöse, stellt aber auch die höchsten Anforderungen an Verfügbarkeit und Größe der Last.

#### > Sekundärregelleistung (SRL)

erfordert eine vollständige Aktivierung per Fernzugriff innerhalb von fünf Minuten. I.d.R. wird sie heute durch Gaskraft- und Pumpspeicherwerke zur Verfügung gestellt.

#### > Minutenreserve (MR)

erfordert eine vollständige Aktivierung per Fernzugriff innerhalb von 15 Minuten und eine anschließende Bereitstellung für eine Stunde in konstanter Höhe. Die mindestens erforderliche Leistung hierfür liegt bei 15 MW und kann durch einzelne Anlagen, aber auch gepoolte kleinere Kraftwerke oder flexible Lasten angeboten werden.

Für alle drei Regelleistungsarten wird bei erfolgreicher Präqualifikation zunächst ein Leistungspreis für die grundsätzliche Bereitschaft gezahlt. Im Falle des tatsächlichen Abrufs wird darüberhinaus ein Arbeitspreis vergütet. Die Erlöse ergeben sich in Abhängigkeit der Leistung und Verfügbarkeit, als Häufigkeit und Dauer der Schaltungen.

### 3.5 Netzdienliches Verhalten

Netzdienliches Verhalten beschreibt die Fähigkeit von Anlagen, sich den Bedürfnissen des Netzes zum jeweiligen Zeitpunkt beispielsweise über ein Strompreissignal anpassen zu können. Die Anforderung des Netzes besteht dabei jeweils darin, zum jeweiligen Zeitpunkt in Abhängigkeit von aktueller Stromerzeugung und -nachfrage gerade viel Strom abgeben zu müssen oder aktuell nur wenig Strom abgeben zu können.

Wissenschaftler vom Fraunhofer ISE haben hierfür eine Kennzahl den sogenannten Grid-Support-Coefficient entwickelt, um die Netzdienlichkeit von Gebäuden insbesondere in Bezug auf ihre Heizanlagen (BHKW und Wärmepumpen) bewerten zu können. Der Koeffizient gibt dabei das Optimierungspotenzial an, inwiefern die Anlage beispielsweise durch eine optimierte, strompreisbasierte Regelung bereits netzdienlich arbeitet oder im Gegenteil einer starken Abhängigkeit vom Lastprofil unterliegt und sich damit netzadvers oder netzneutral verhält.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2016/netzdienliche-gebaeude-unterstuetzen-die-integration-erneuerbarer-energien.html>

# 4 BESTANDSAUFNAHME UND -ANALYSE

Die Lastflexibilisierung der Industrie stellt eine Möglichkeit zum Ausgleich zwischen schwankender Stromerzeugung und -verbrauch und fördert somit die Integration der erneuerbaren, dargebotsabhängigen Erzeugung.

Das Potenzial zum wirtschaftlichen Einsatz industrieller Flexibilitäten hängt einerseits von der Höhe der anpassungsfähigen **Last der Industrie** und andererseits von der Verfügbarkeit günstigen Stroms ab. Diese ergibt sich vorrangig aus der Möglichkeit zur Nutzung von sogenanntem **Überschussstrom**. Die Menge dieses andernfalls abgeregelten Stroms und deren zukünftige Entwicklung werden durch verschiedene Faktoren des Energiesystems beeinflusst:

- > erneuerbare, dargebotsabhängige **Stromerzeugung** im Projektgebiet und deren Ausbau in den kommenden Jahren
- > regionaler Stromverbrauch
- > **Netzausbau** zum Abtransport des Stroms in andere Regionen

Im Folgenden werden daher zunächst die Projektregion und die entsprechenden Einflussfaktoren Lastbedarf der Industrie, Stromerzeugung und Netzausbau dargestellt und die Potenziale des Überschussstroms analysiert.

## 4.1 Projektregion

Die Projektregion setzt sich aus Schleswig-Holstein als wichtigem Windenergie-Standort und Stromexporteur und Hamburg sowie angrenzenden Industrie-standorten im nördlichen Niedersachsen (Cuxhaven und Stade) als Lastzentren zusammen.

Die für die Projektregion relevanten Übertragungsnetzbetreiber sind Tennet in Schleswig-Holstein und 50 Hertz in Hamburg.

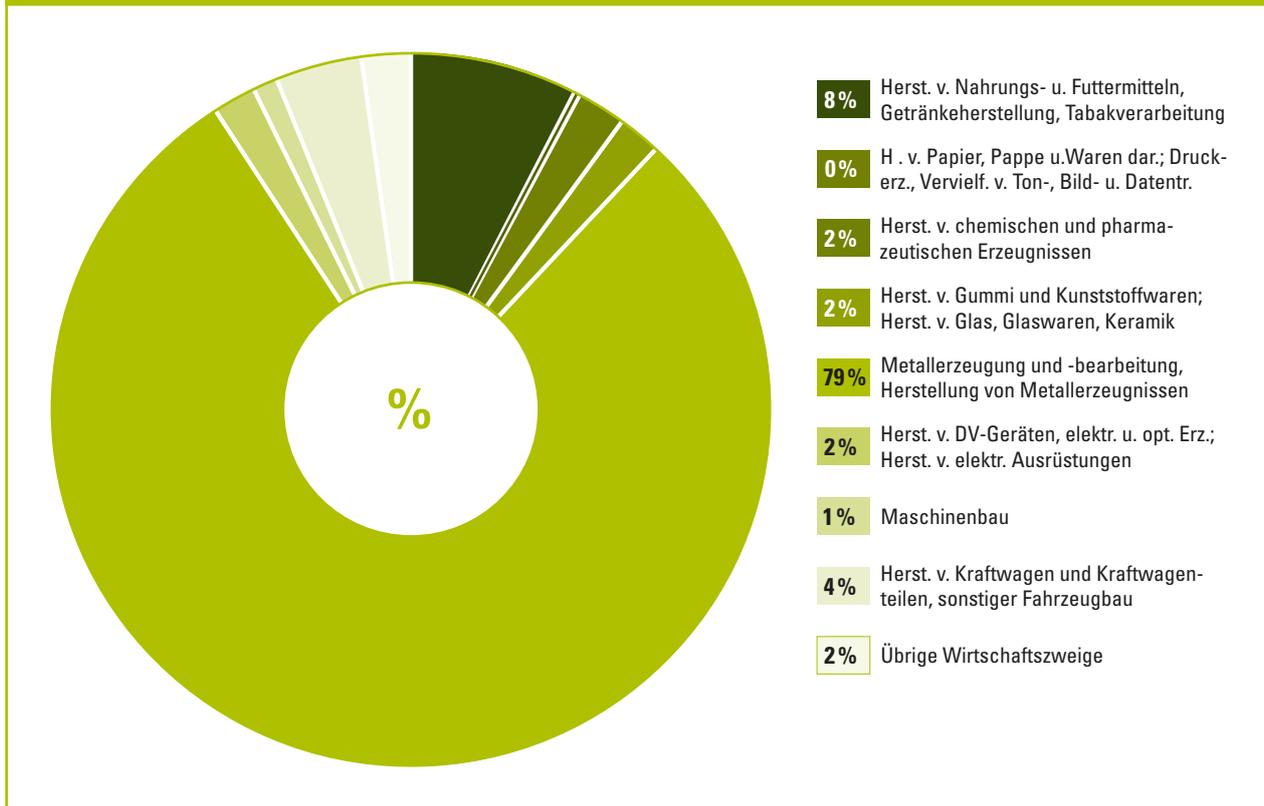
Die Struktur der Verteilnetzbetreiber in der Region unterscheidet sich abhängig vom betrachteten Bundesland. In Hamburg ist Stromnetz Hamburg der Verteilnetzbetreiber für Hoch-, Mittel- und Niederspannung. In Schleswig-Holstein hingegen ist Schleswig-Holstein Netz zwar vorherrschender Verteilnetzbetreiber, insbesondere auf der Mittel- und Niederspannungsebene kommen jedoch zahlreiche weitere Verteilnetzbetreiber vor allem in Form diverser Stadtwerke hinzu. Ebenfalls weiter aufgeteilt sind die Verteilnetzstrukturen in Niedersachsen. Während auf der Hochspannungsebene im Projektgebiet Avacon als verantwortlicher Verteilnetzbetreiber auftritt, sind auf Mittelspannungs- und Niederspannungsebene EWE Netz und die Stadtwerke Stade zuständig.

## 4.2 Lastbedarf der Industrie

Das Potenzial zur Lastflexibilisierung hängt in erster Linie vom Strombedarf der Industrie ab. Dieser unterscheidet sich in Abhängigkeit einzelner Branchen nach Verbrauchsmenge, Höhe der Leistung und zeitlichem Profil. Je nach eingesetzten Prozessen treten in den einzelnen Branchen unterschiedliche Potenziale zur Lastflexibilisierung auf (vgl. Kapitel 7).

Zunächst wird auf Grundlage von öffentlich zugänglichen Quellen der Strombedarf der Industrie ermittelt. Anhang 1 Tabelle 1 zeigt den Stromverbrauch des Jahres 2016 im Sektor verarbeitendes Gewerbe, Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden gemäß den Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanzen des Statistischen Amtes für Hamburg und Schleswig-Holstein als Endenergieverbrauch. Anhang 1 Tabelle 2 stellt die entsprechenden Daten für Niedersachsen im Jahr 2015 dar.

## Stromverbrauch der Industrie in Hamburg (2016)



Quelle: Statistikamt Nord; Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz 2016 HH/SH, Stand März/Juni 2018

> Abbildung 1: Stromverbrauch der Industrie in Hamburg (2016)

Für Hamburg ergibt sich ein Gesamtverbrauch von etwa 4,9 TWh, Schleswig-Holstein kommt auf rund 3,5 TWh und in Niedersachsen beträgt der Stromverbrauch der Industrie rund 25 TWh. Innerhalb Niedersachsens spielt der Stromverbrauch der Industrie im Landkreis Cuxhaven mit ca. 0,1 TWh<sup>3</sup> im landesweiten Vergleich eine untergeordnete Rolle. Der Stromverbrauch des Landkreises Stade lässt sich aus den entsprechenden Daten in den Anlagen zur Pressemitteilung des Landesamtes für Statistik Niedersachsen zum Energieverbrauch der niedersächsischen Industrie 2016 nicht entnehmen, da diese aus Gründen der Geheimhaltung nicht veröffentlicht wurden. Es lässt sich jedoch schlussfolgern, dass die Landkreise Stade und Osterholz im Jahr 2016 gemeinsam auf einen industriellen Stromverbrauch von etwa 5,1 TWh kamen.<sup>4</sup> Der Stromverbrauch des Landkreises Osterholz lag im Jahr 2015 bei rund 0,1 TWh<sup>5</sup>, sodass für den Landkreis Stade von einem Stromverbrauch der Industrie von etwa 5 TWh ausgegangen werden kann. Bedeutende Unternehmen im Landkreis Stade sind unter anderem

DOW, DuPont, AOS, Airbus und E.ON. Der vergleichsweise große industrielle Stromverbrauch des Landkreises begründet sich vor allem in der sehr stromintensiven Chlorelektrolyse.

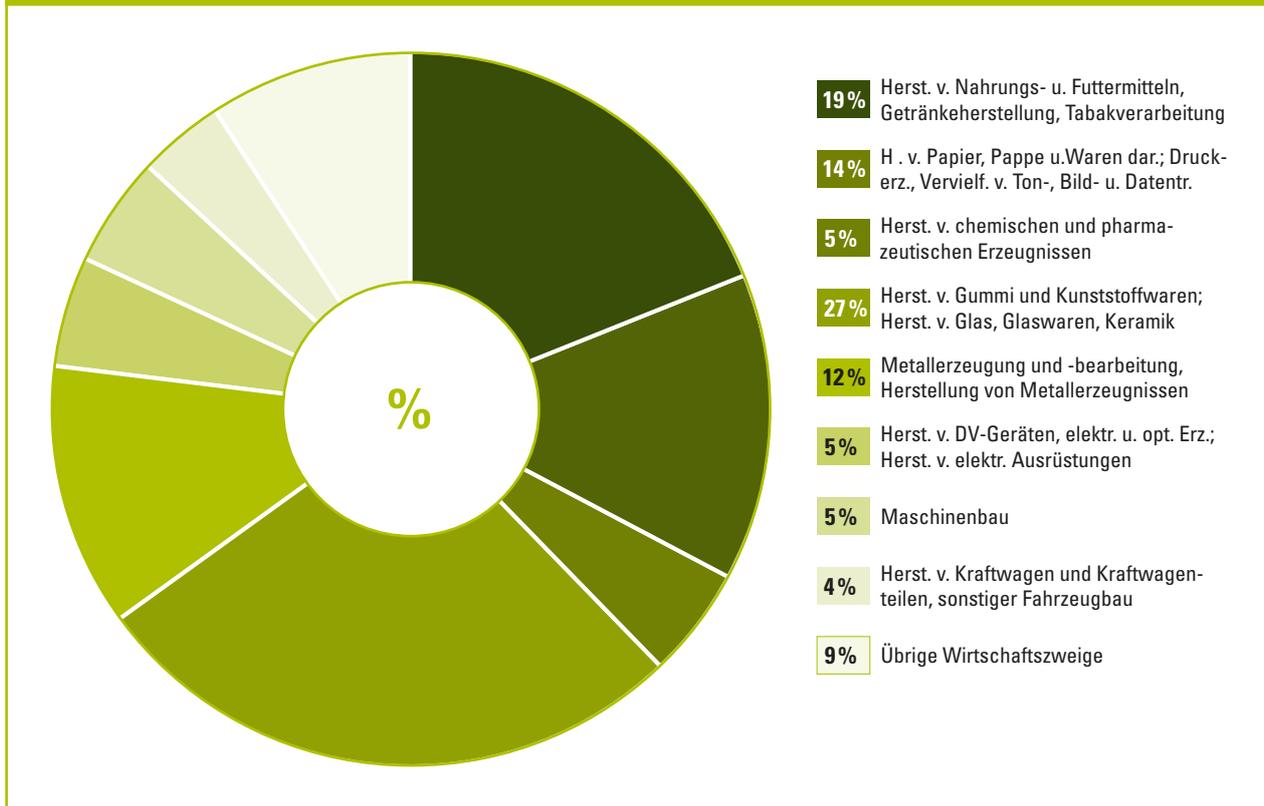
Auffällig ist, dass in Hamburg mit etwa 74 % der Großteil des Stromverbrauchs auf Metallerzeugung und Verarbeitung entfällt. Dies ist vor allem auf die Standorte des Stahlkonzerns ArcelorMittal Hamburg, des Kupferproduzenten Aurubis und des Aluminiumherstellers TRIMET Aluminium SE zurückzuführen. Die Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln ist mit einem Anteil von etwa 9 % gemessen am Stromverbrauch der zweitgrößte Sektor in Hamburg.

<sup>3</sup> Landesamt für Statistik Niedersachsen (2018)

<sup>4</sup> Landesamt für Statistik Niedersachsen (2018)

<sup>5</sup> Landesamt für Statistik Niedersachsen (2017a)

## Stromverbrauch der Industrie in Schleswig-Holstein (2016)



Quelle Statistikamt Nord; Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz 2016 HH/SH, Stand März/Juni 2018

> Abbildung 2: Stromverbrauch der Industrie in Schleswig-Holstein (2016)

In Schleswig-Holstein hingegen entfällt auf den Sektor Gummi-, Glas- und Kunststoffwarenherstellung mit etwa 27 % der größte Anteil des Stromverbrauchs. Darauf folgen der Sektor Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln mit einem Anteil von etwa 19 % sowie die Sektoren Herstellung von Papier- und Pappwaren und Druckerzeugnissen (14 %) und Metallerzeugung und -verarbeitung (12 %).

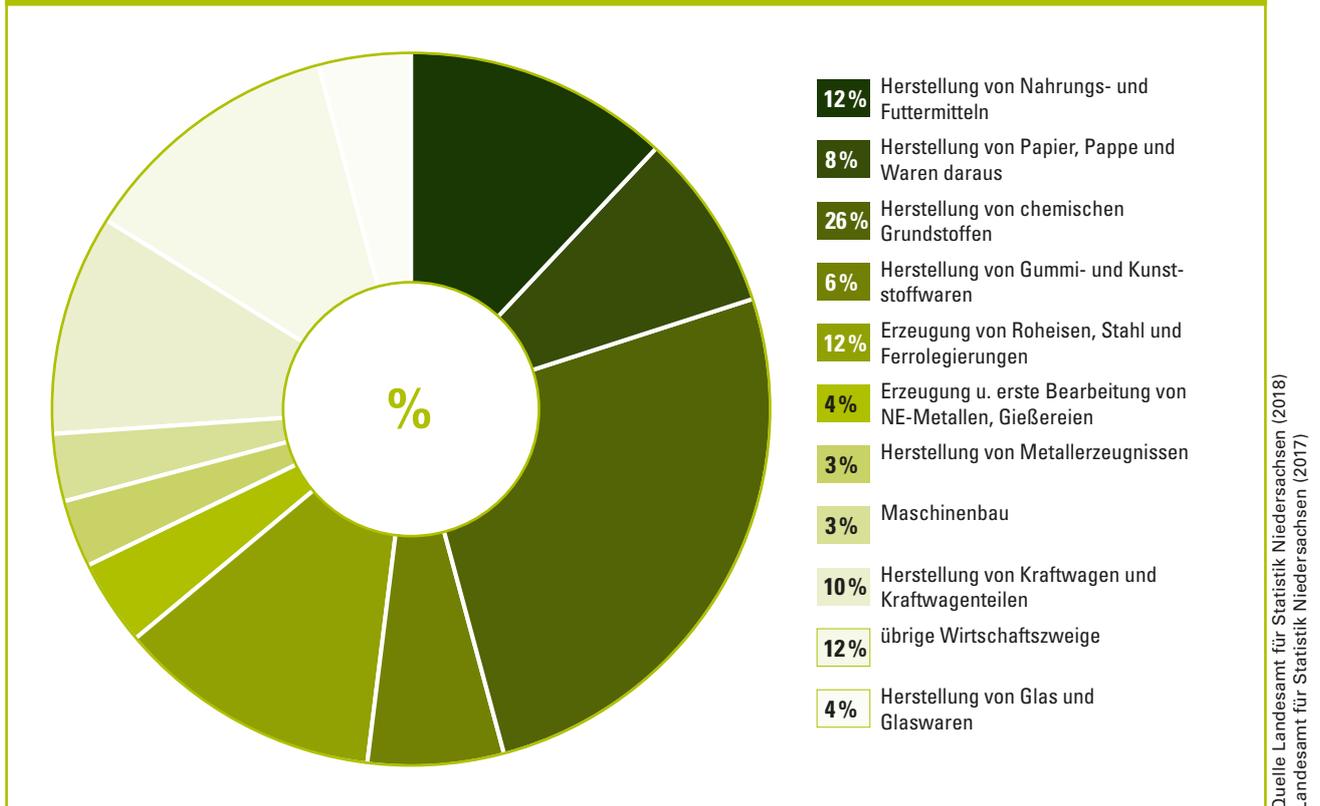
In Niedersachsen ist die Herstellung von chemischen Grundstoffen der stromintensivste Wirtschaftszweig mit einem Anteil von ungefähr 27 % am industriellen Stromverbrauch. Es folgen die Sektoren Herstellung von Roheisen, Stahl und Ferrolieferungen (12 %), Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln (12 %) und Herstellung von Kraftwagen (10 %).

Basierend auf den Angaben für fiktive Beispielunternehmen in einer Studie von Ecofys in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut zum Thema Industriestrompreise<sup>6</sup> werden für die metallverarbeitende Industrie rund 4.500, für die chemische und pharmazeutische Industrie 7.200, für die Textilindustrie 5.900 und für die sonstigen Branchen 6.000 Volllaststunden zugrunde gelegt. Auch das Standardlastprofil des BDEW für durchgehendes Gewerbe resultiert mit etwa 6.500 Volllaststunden in einem Wert in einer ähnlichen Größenordnung. Daraus ergeben sich die im Anhang in Tabelle 1 und 2 angegebenen Leistungen, die sich für Hamburg auf insgesamt etwa 1.000 MW und in Schleswig-Holstein auf insgesamt gut 600 MW summieren. Niedersachsen kommt auf rund 4.000 MW.

Anhang 1 Tabelle 3 im Anhang stellt den Stromverbrauch in Hamburg, Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Sektoren aufgeteilt dar. Es zeigt sich, dass in Hamburg mit 40 % ein deutlich größerer Anteil des Stromverbrauchs auf die Industrie entfällt, wäh-

6 Ecofys (2015)

## Stromverbrauch der Industrie in Niedersachsen (2016)



Quelle: Landesamt für Statistik Niedersachsen (2018)  
Landesamt für Statistik Niedersachsen (2017)

> Abbildung 3: Stromverbrauch der Industrie in Niedersachsen (2016)

rend dieser Sektor in Schleswig-Holstein lediglich auf 28 % kommt. Der Rest entfällt im Wesentlichen jeweils auf Haushalte und den GHD-Sektor. In Niedersachsen entfällt der Stromverbrauch in etwa zu gleichen Teilen auf die Industrie sowie die Summe aus Haushalten und GHD-Sektor. Der Stromverbrauch im Verkehrssektor spielt in allen betrachteten Bundesländern noch eine untergeordnete Rolle.

### 4.3 Stromerzeugung

Bei der Bewertung von Flexibilisierungspotenzialen steht dem Stromverbrauch zunächst die Erzeugung gegenüber. Hierbei ist insbesondere die volatile Bereitstellung aus erneuerbarer Erzeugung zu betrachten, die dargebotsabhängig zur Verfügung steht und sich nicht nach Belieben und Bedarf regeln lässt. Das dabei auftretende zeitliche Auseinanderfallen regionaler Erzeugung und Verwendung kann lokal durch Anpassungen der Last ausgeglichen werden.

Die Stromerzeugung der Bundesländer Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2016 ist in Anhang 1 Tabelle 4 dargestellt. In Hamburg lag die Stromerzeugung mit rund 10TWh etwa 20 % unter dem Verbrauch. In Schleswig-Holstein hingegen übertrifft bereits die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bilanziell den Verbrauch. Schleswig-Holstein wird somit immer öfter zum Stromexporteur. In der Zusammensetzung der Stromerzeugung zeigen sich ebenfalls deutliche Unterschiede zwischen den beiden Bundesländern.

Während in Hamburg fast der gesamte Strom aus fossilen Energieträgern erzeugt wird – Kohle allein macht einen Anteil von 85 % an der Erzeugung aus –, entfällt in Schleswig-Holstein mehr als die Hälfte der Stromerzeugung auf erneuerbare Quellen. Etwa die Hälfte des erneuerbaren Stromes wiederum wird durch Onshore-Windenergieanlagen erzeugt, mit 17 % an der gesamten Stromerzeugung entfällt ein weiterer großer Anteil auf Offshore-Windenergieanlagen. Im Gegensatz zu Hamburg kommt in Schleswig-Holstein

Kernenergie zum Einsatz und macht dort in etwa ein Drittel der Stromproduktion aus.

Der Anteil der Windenergie (on- und offshore) lag 2016 in Schleswig-Holstein bei 78 %. In Schleswig-Holstein wurden im Jahr 2016 über 48.000 Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung mit einer Gesamtleistung von 9.900 MW betrieben und etwa 700 MW an zusätzlicher erneuerbarer Stromerzeugerleistung installiert. Darüber hinaus sind von 2014 bis 2016 sukzessiv 1.700 MW an Offshore-Windparks zugebaut worden.<sup>7</sup>

Im Januar 2018 wurden in Schleswig-Holstein 2.942 genehmigungsbedürftige Onshore-Windkraftanlagen betrieben, die einer summierten installierten Leistung von etwa 6.300 MW entsprechen. Insbesondere die Kreise Nordfriesland und Dithmarschen haben daran mit rund 1.900 bzw. 1.800 MW installierter Leistung einen wesentlichen Anteil. Außerdem standen Anfang 2018 knapp 200 Windkraftanlagen mit einer Leistung von etwa 600 MW vor der Inbetriebnahme und weitere Anlagen mit einer summierten Leistung von 670 MW befanden sich im Genehmigungsverfahren. Die Zahl der erteilten Neugenehmigungen im Jahr 2017 lag mit 56 Anlagen deutlich unter den Zahlen der vorherigen fünf Jahre.<sup>8</sup>

In Hamburg belief sich Ende 2017 der Bestand auf 63 Anlagen mit einer summierten Anlagenleistung von 117 MW.<sup>9</sup>

Im Rahmen der Studie wird Niedersachsen nur mit seinen nördlichen Lastzentren, insbesondere Stade berücksichtigt. Die regionale Stromerzeugung dort wird nicht betrachtet.

7 Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (2017)

8 Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (2018)

9 FA Wind (2018)

10 [https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Windenergieflaechen/\\_documents/zweiterPlanentwurf.html#doc2212370bodyText4](https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Windenergieflaechen/_documents/zweiterPlanentwurf.html#doc2212370bodyText4)

## 4.4 Geplanter Ausbau

Das Flexibilisierungspotenzial der Projektregion hängt neben der Last der Industrie von der vorhandenen Menge an Überschussstrom ab. Dieser wiederum ergibt sich aus der dargebotsabhängigen Erzeugung einerseits und den Möglichkeiten für regionale Verwendung, Speicherung und Abtransport aus der Region andererseits. Um die Potenziale des Lastmanagements in den kommenden Jahren zu bewerten, spielt neben dem Bestand an erneuerbarer Erzeugung auch der zukünftige Ausbau eine entscheidende Rolle. Da dieser in Menge und zeitlichem Ablauf von verschiedenen Faktoren wie regulatorischen Rahmenbedingungen und Investitionen von Projektgesellschaften und Betreibern abhängt, kann er für die kommenden Jahre nur abgeschätzt werden. In Abhängigkeit der Annahmen ergeben sich unterschiedliche Szenarien für den Ausbau und in der Folge auch für die Flexibilisierungspotenziale (vgl. Kapitel 10).

Als wichtigster Ausbau-Sektor der erneuerbaren Erzeugung in der Projektregion wird die Windenergie in Schleswig-Holstein sowohl on- als auch offshore gesehen. Die erneuerbare Erzeugung in Hamburg wird auf Grund der geringen installierten Leistung gegenüber Schleswig-Holstein nicht berücksichtigt. Niedersachsen wird nur in Bezug auf seine nördlichen Lastzentren Stade und Cuxhaven ins Projektgebiet einbezogen. Die erneuerbare Erzeugung in Niedersachsen wird im Rahmen der Studie nicht betrachtet.

Der zukünftige Ausbau in Schleswig-Holstein lässt sich aus den Länderausbauzielen und den Flächennutzungsplänen ableiten.<sup>10</sup> Als Vorreiter der erneuerbaren Energien hat sich Schleswig-Holstein hohe Ausbauziele gesetzt. Ihr ursprüngliches Ziel von 2015 die erneuerbare Erzeugung auf 300 % des Bruttostromverbrauchs zu steigern, hat die Landesregierung jedoch in der Zwischenzeit revidieren müssen und will nun bis 2025 mindestens 200 % des eigenen Stromverbrauchs erneuerbar erzeugen.

Grund hierfür sind u.a. verschiedene Rechtsfehler in den Regionalplänen, weshalb diese für unwirksam erklärt wurden, um einen Wildwuchs beim Zubau zu ver-

meiden. Ein gesetzliches Moratorium, das den Ausbau von Windenergie aktuell für unzulässig erklärt, wurde durch die Möglichkeit von Ausnahmegenehmigungen ergänzt, so dass kein Stillstand erfolgt. Den sich hieraus ergebenden Ausbau in den kommenden Jahren bezeichnet die Schleswig-Holsteinische Landesregierung als „ausgewogen“ und „planvoll“.<sup>11</sup>

Unabhängige Studien Dritter sehen die ambitionierten Ziele und Annahmen teilweise deutlich kritischer. Pöyry beispielsweise rechnet bis 2023 im Mittel mit ca. 8.500 MW installierter Leistung Windenergie on- und offshore. Die Berechnung des Fraunhofer IWES liegt mit 9,6 GW onshore und 3 GW offshore und 35 bis 40 TWh Erzeugung aus Windenergie bis 2025 sehr nah an den aktuellen Erwartungen der Landesregierung mit 37 TWh.<sup>12</sup>

Der zu erwartende Ausbau der erneuerbaren Erzeugung im Projektgebiet insbesondere die Windenergie wird im Rahmen dieser Studie als moderat eingeschätzt. Damit einhergehend wird für die zur Verfügung stehenden Energiemengen aus erneuerbarer Erzeugung bis 2025 eine leichte Steigerung von aktuell 120 % des Bruttostromverbrauchs in Schleswig-Holstein auf 170 bis 200 % angenommen. Die sich hieraus ergebenden abzuregelnden Überschussstrommengen hängen neben der installierten Leistung von weiteren Faktoren wie Winddargebot der einzelnen Jahre, lokaler Verwendung durch Lastmanagement oder Sektorenkopplung, Möglichkeiten der Zwischenspeicherung und Netzausbau ab.

## 4.5 Netzausbau

Das bestehende Netz aus Übertragungs- und Verteilnetzen und Umspannwerken zwischen den einzelnen Netzebenen sowie dessen zukünftiger Ausbau spielen eine entscheidende Rolle für die sich ergebenden Mengen an Überschussstrom. In Abhängigkeit davon, wie gut der Strom bei Bedarf aus dem Gebiet der Erzeugung abtransportiert werden kann, ergibt sich die Notwendigkeit lokaler Verwendungs- oder Speichermöglichkeiten bzw. andernfalls die Abregelung von erneuerbarer Erzeugung.

Gegenüber dem bisherigen Auslegefall des deutschen Stromnetzes ergibt sich ein notwendiger Ausbaubedarf. Der konventionelle Erzeugungspark speist vornehmlich auf den höheren Spannungsebenen ein. Demgegenüber erfolgt die Nachfrage vorrangig auf niederen Spannungsebenen. Der zukünftige Erzeugungspark wird zu Teilen durch die dezentrale Einspeisung auf niedrigen Spannungsebenen geprägt.

Das heutige und umso mehr das zukünftige Energiesystem in Deutschland und den europäischen Nachbarländern bedürfen leistungsfähiger Netze, um dem überregionalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage gerecht zu werden. Der Netzausbau und die Verstärkung des bestehenden Netzes ermöglichen somit die effiziente Nutzung unterschiedlicher verfügbarer Möglichkeiten der Erzeugung, Verwendung und Speicherung in gekoppelten Märkten. Gleichzeitig werden der Bedarf an Abregelungsmaßnahmen und netzstützenden Systemdienstleistungen gesenkt.

### 4.5.1 Sicherer Netzbetrieb

Der deutsche sowie der europäische Strommarkt unterliegen einem stetigen Wandel. Aktuell entstehen vermehrt Netzengpässe zwischen dem Nordosten und dem Südwesten Deutschlands. Während große Lastzentren im Süden und Westen liegen, erfolgt der Ausbau erneuerbarer Erzeugung vor allem durch die Windenergie im Norden und Osten des Landes. Gleichzeitig werden zukünftig Kohle- und Kernkraftwerke im Süden stillgelegt.

Der für diesen räumlichen Ausgleich im EnLAG 2009 als energiewirtschaftlich notwendig und vordringlich identifizierte und als Startnetz bis 2022 festgelegte Netzausbau verzögert sich jedoch gegenüber Bedarf

---

11 [https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/L/landesplanung\\_raumordnung/windeignungsflaechen\\_ausweisung/landesplanung\\_windenergie\\_moratorium.html](https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/L/landesplanung_raumordnung/windeignungsflaechen_ausweisung/landesplanung_windenergie_moratorium.html)

12 [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/SUER\\_ISI\\_Gutachten-zu-zuschaltbaren-Lasten\\_FINAL.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/SUER_ISI_Gutachten-zu-zuschaltbaren-Lasten_FINAL.pdf)

und Planung um einige Jahre. Mindestens für diese Übergangsphase bedarf es Möglichkeiten zum Ausgleich der Netzengpässe.

Bisher werden Netzengpässe durch die Abregelung konventioneller und erneuerbarer Erzeugungsanlagen vor und Hochfahren von Anlagen hinter dem Netzengpass ausgeglichen. Dies verursacht jedoch einerseits zusätzliche Kosten durch finanzielle Kompensationszahlungen an die Erzeuger und führt andererseits zu weniger effizientem Einsatz der Erzeuger sowie deren verkürzter Lebensdauer und stellt daher keine dauerhafte Alternative zum Netzausbau dar.

Für ein volkswirtschaftlich kosteneffizientes und umweltverträgliches Energiesystem inkl. der Integration erneuerbarer Erzeuger ist daher der Netzausbau notwendig.<sup>13</sup> Dieser sorgt für überregionale Ausgleichseffekte gegenüber Schwankungen von Wind, Sonne und Nachfrage, reduziert so die maximale Residuallast – also die größte Differenz zwischen hoher Stromnachfrage und geringer Bereitstellung durch erneuerbare Erzeugung in einem bestimmten Zeitpunkt – und erhöht die minimale Residuallast (hohe erneuerbare Bereitstellung bei geringer Abnahme) als Summe der einzelnen Regionen. Die volkswirtschaftlich kostensenkenden Effekte sind dabei deutlich höher als die Netzausbaukosten. In einem marktgetriebenen Energiesystem ohne Netzengpässe werden die Gesamtkosten dadurch gesenkt, dass die Anlagen mit den geringsten Einsatzkosten überregional genutzt werden. Gleichzeitig sinkt der Gesamtbedarf an Erzeugerkapazität, Lastmanagement und Speichern und somit die Investitions- und Instandhaltungskosten des Gesamtsystems,

da Ausgleichseffekte genutzt werden können. Im zukünftigen Stromnetz ist es notwendig auch dezentrale und lastferne Erzeuger einzubinden.

Das Übertragungsnetz wird durch den Gesetzgeber bzw. die Bundesnetzagentur mittels Szenariorahmen, Netzentwicklungsplänen und der Bundesbedarfsplanung entwickelt. Die meisten Verbraucher und fast alle erneuerbaren Erzeuger sowie kleinere konventionelle Anlagen sind jedoch an das Verteilnetz angeschlossen. So dass auch hier ein schrittweiser Ausbau erforderlich ist.

#### 4.5.2 Ausbau im Projektgebiet

Für eine Verringerung des Einspeisemanagements in Schleswig-Holstein besteht die Notwendigkeit eines raschen Netzausbaus.<sup>14</sup> Eine besondere Rolle nimmt dabei die sogenannte Stromautobahn SuedLink ein, die u.a. Windstrom aus dem Norden in den Süden transportieren soll. Das Projekt SuedLink, das die Vorhaben 3 und 4 nach Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) umfasst, soll die Netzverknüpfungspunkte Brunsbüttel und Großgartach bzw. Wilster und Grafenrheinfeld mittels erdverlegter Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) verbinden. Die geplante Trassenlänge beträgt 702 bzw. 558 km.<sup>15</sup> 2019 soll das Planfeststellungsverfahren beginnen, die Gesamtinbetriebnahme ist für das Jahr 2025 geplant<sup>16</sup>. Momentan befindet sich das Projekt Sued-Link in der Bundesfachplanung.<sup>17</sup>

Neben dem SuedLink ist auch der sogenannte NordLink von Wilster in Schleswig-Holstein nach Tonstad in Norwegen mit einer Gesamtlänge von 623 km (davon 516 km Seekabel) zur Anbindung des deutschen Stromnetzes an große Wasserkraftwerke und zum Austausch erneuerbarer Energien geplant. Die Fertigstellung des NordLinks ist für 2020 vorgesehen<sup>18</sup>.

Ein weiteres Projekt des Netzausbaus in Schleswig-Holstein ist die Westküstenleitung, die mit einer 140 km langen 380-kV-Stromleitung Brunsbüttel mit der dänischen Grenze verbinden soll. Der erste Bauabschnitt ist bereits in Betrieb, Gesamtinbetriebnahme ist für das Jahr 2021 geplant.<sup>20</sup> Für die sogenannte Ostküstenleitung, die auf voraussichtlich drei Erdkabelabschnitten mit einer Gesamtlänge von 132 Kilometern

13 Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), 2014

14 Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (2016)

15 <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>

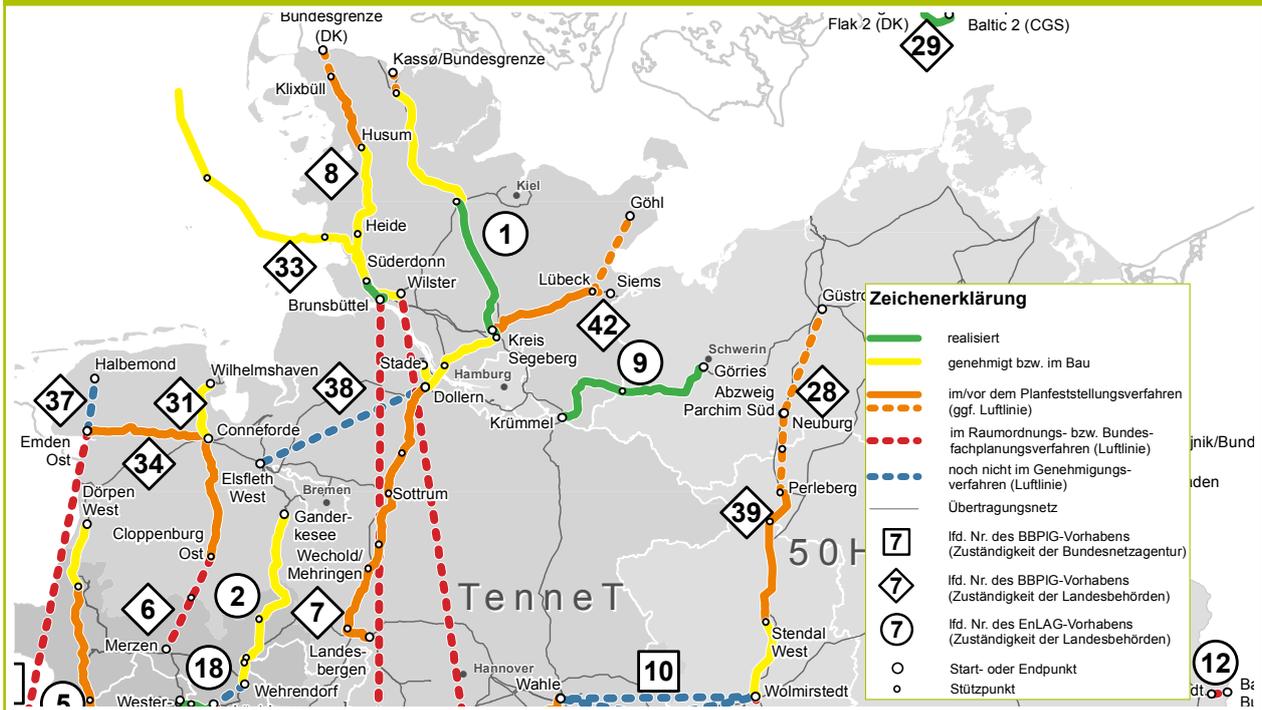
16 <https://www.shz.de/lokales/norddeutsche-rundschau/stromtrasse-soll-2025-stehen-id19695421.html>

17 <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedlink/ueber-suedlink/projektportrait/>

18 <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/nordlink/>

## Netzausbauprojekte im Projektgebiet

Herausgeber: Bundesnetzagentur, ©GeoBasis-DE/BKG2018, ©Übertragungsnetzbetreiber



> Abbildung 4: Netzausbauprojekte im Projektgebiet<sup>19</sup>

Göhl zunächst mit Lübeck und dann mit der Mittelachse verbindet, ist ein Baubeginn in 2019 und eine Fertigstellung 2022 vorgesehen.<sup>21</sup> Darüber hinaus wurde die 220-kV-Freileitung auf der Mittelachse, die Hamburg und Dänemark verbindet, durch eine 380-kV-Freileitung ersetzt. Die Rückbauarbeiten der alten 220-kV-Bestandsmasten sollen im dritten Quartal 2018 abgeschlossen werden.<sup>22</sup>

Neben dem NordSuedLink ist auch der Ausbau von 110 kV-Stichleitungen zur Anbindung des Onshore-Windstroms in den Schwerpunktregionen der Windenergie Nordfriesland, Dithmarschen, Ostholstein und Schleswig-Flensburg Teil des Netzausbaukonzeptes in Schleswig-Holstein<sup>23</sup>.

### 4.6 Verluste durch Abregelung und Redispatch

Durch die Abregelung von Überschussstrom und Redispatchmaßnahmen entstehen heute volkswirtschaftlich Kosten im deutschen Stromsystem, die durch eine Flexibilisierung der Last gegenüber der erneuerbaren Erzeugung vermieden werden könnten, indem

der Strom im Zeitpunkt der Bereitstellung lokal eine Verwendung findet.

Strom aus EEG- und KWK-Anlagen wird vorrangig abgenommen, kann jedoch auch ausnahmsweise abregelt werden, sofern netzbezogene Maßnahmen wie Netzschaltungen und marktbezogene Maßnahmen wie der Einsatz von Regelenergie sowie die Abregelung weiterer Anlagen bereits ausgereizt sind und weitere Abregelungen erforderlich sind<sup>24</sup>. Dies passiert im Rahmen des sogenannten Einspeisemanagements. Im Jahr 2015 entsprach die Menge des abgeregelten erneuerbaren Stromes in den ersten beiden Quarta-

<sup>19</sup> <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>

<sup>20</sup> <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/westkuestenleitung/>

<sup>21</sup> <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ostkuestenleitung/>

<sup>22</sup> <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/mittelachse/>

<sup>23</sup> Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (2016)

<sup>24</sup> Brainpool Energy (2016)

len mit etwa 1,9 Milliarden Kilowattstunden deutschlandweit dem Bedarf von über 500.000 Haushalten.

Anhang 1 Tabelle 5 und 6 zeigen die Einsatzmanagement-Maßnahmen für Hamburg, Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie das gesamte Bundesgebiet. Grundlage ist der Bericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Bundesnetzagentur<sup>25</sup>. Es zeigt sich, dass die EinsMan-Maßnahmen in Form von Abregelung zum großen Teil in Schleswig-Holstein stattfinden. So beträgt der Anteil der entsprechenden Ausfallarbeit in Schleswig-Holstein im Vergleich zum Bundesgebiet 59 % in 2017 und 72 % in 2016. Dies ist insbesondere auf die Abregelung von Windenergieanlagen zurückzuführen. Onshore-Windenergieanlagen hatten bundesweit in den Jahren 2016 und 2017 einen Anteil von 93 bzw. 81 % an der Ausfallarbeit. In Hamburg, wo die Stromerzeugung fast ausschließlich auf fossilen Energieträgern basiert, ist die Ausfallarbeit vernachlässigbar gering. Während Niedersachsen im Jahr 2016 lediglich einen Anteil von knapp 5 % an der bundesweiten Ausfallarbeit hatte, beläuft sich der entsprechende Anteil für das Jahr 2017 auf etwa 20 %.

Die Menge des abgeregelten Stroms erneuerbarer Energieträger war im Jahr 2017 mit etwa 5.500 GWh deutlich größer als im Jahr 2016, in dem die entsprechende Strommenge rund 3.700 GWh betrug. Grund hierfür ist ein vergleichsweise schwaches Windjahr 2016 sowie die bisher höchste Einspeisung durch Windenergie im Jahr 2017 insbesondere wegen des windstarken vierten Quartals.

Außerdem kann festgehalten werden, dass der Großteil der Ausfallarbeit mit 83 bzw. 96 % bundesweit in den Jahren 2017 und 2016 in Verteilnetzen anfällt. Die Bundesnetzagentur weist in ihrem Bericht jedoch

auch darauf hin, dass die große Anzahl EinsMan-Maßnahmen in norddeutschen Verteilnetzen nicht gleichbedeutend damit ist, dass sich dort die Netzengpässe befinden. Es wird lediglich gezeigt, in welchen Netzen Abregelungspotenzial vorhanden ist<sup>26</sup>. Der Ort der Abregelung entspricht jedoch nicht zwingend dem Ort des Netzengpasses. Je nach Gegebenheiten wird bereits weit vor dem Netzengpass abgeregelt.

Der Grund für die Notwendigkeit des Einspeisemanagements in der vorhandenen Größenordnung ist für Schleswig-Holstein vor allem in der bisher nicht ausreichenden Übertragungskapazität auf Höchstspannungsebene zu suchen. Das schwächste Glied sind hierbei im Wesentlichen die Umspannwerke und nur zu geringerem Anteil die Höchstspannungsleitungen. So müssen an das Verteilnetz angeschlossene Anlagen abgeregelt werden, da die Leistung nicht an die höhere Spannungsebene übertragen werden kann.<sup>27</sup> Da der Großteil der Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stromes nicht an das 220/380-kV-Übertragungsnetz angeschlossen ist, resultiert daraus, dass sich die meisten Maßnahmen des Einspeisemanagements im Verteilnetz ergeben.

Mittelfristig ist aufgrund des voranschreitenden Netzausbaus mit geringeren Mengen abgeregelten Stroms zu rechnen. Dennoch könnten zuschaltbare Lasten insbesondere auf der Nord-Süd-Achse vermutlich in Zukunft einen wesentlichen Teil zur Verringerung von Netzengpässen beitragen. Das zugrunde gelegte Leistungsvolumen umfasst hierbei etwa ein Gigawatt bei jährlich 500 bis 1.000 Einsatzstunden. Für das Bestandsnetz in Schleswig-Holstein wird im Jahr 2025 unter Berücksichtigung von Austauschkapazitäten mit angrenzenden Netzregionen von Fraunhofer IWES und Ecofys eine Ausfallenergie von 2,7 TWh prognostiziert. Findet jedoch der geplante Netzausbau Berücksichtigung, so kommt es 2025 in Schleswig-Holstein zu keiner Abregelungen mehr mit Bezug auf die Erzeugungslast. Nichtsdestotrotz ist der Abtransport des Stroms südlich der Elbe nicht unproblematisch, so dass auch nach 2025 eine mindestens gleich große Abregelenergie angenommen werden kann.

25 Bundesnetzagentur (2018)

26 Bundesnetzagentur (2018)

27 Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (2016)

Es kann folglich zusammengefasst werden, dass Maßnahmen zur Verwendung abgeregelten Stroms vor allem in die Übergangsphase des Übertragungsnetzausbaus fallen, jedoch auch nach dem Netzausbau bundesweit etwa 2 TWh Windstrom von Abregelung betroffen sein könnten, was zu Potenzialen für zuschaltbare Lasten führt<sup>28</sup>.

Die EinsMan-Maßnahmen folgen in Schleswig-Holstein darüber hinaus einem saisonalen Verlauf. Während im Sommer weniger Abregelung nötig ist, sind in den Monaten November bis Januar vermehrt entsprechende Maßnahmen notwendig. Darüber hinaus lässt sich feststellen, dass im Jahr 2015 96 % der Viertelstundenwerte mit EinsMan-Maßnahmen in Zeiten positiver Strompreise anfallen, sodass dem abgeregelten Strom ein Wert beigemessen wird. Werden EEG-Anlagen abgeregelt, so werden die Betreiber zu 95 % für die entfallenen Einnahmen entschädigt<sup>29</sup>. Der durchschnittliche Entschädigungsanspruch betrug im Jahr 2016 sowie den Vorjahren rund 10 Cent je Kilowattstunde. Die Kosten für derartige Entschädigungen betragen bundesweit nach Angaben der Bundesnetzagentur im Jahr 2017 schätzungsweise 600 Millionen Euro, davon 350 Millionen allein in Schleswig-Holstein<sup>30</sup>. Der Großteil entfällt hierbei auf Windenergieanlagen. Der Anteil der Abregelungen an der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien entsprach in Schleswig-Holstein in den Jahren von 2014 bis 2016 zwischen 8 und 14 %<sup>31</sup>.

Neben Abregelung kommt es auch zu Redispatchmaßnahmen. Die Kosten, die durch diese Anpassungsmaßnahmen entstehen, werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Im Jahr 2016 waren zur Vermeidung von Netzengpässen im Netzgebiet Hamburg und Schleswig-Holstein Redispatchmaßnahmen von etwa 655 GWh erforderlich, die zu Kosten von ca. 23 Mio. Euro führten, was rund 10 % der bundesweiten Kosten für Redispatch Maßnahmen in diesem Jahr entspricht. Das am stärksten von Redispatch-Maßnahmen betroffene Netzelement in Schleswig-Holstein, Hamburg und Niedersachsen war „Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone“ mit einer Maßnahmendauer von 1.017 Stunde und Einspeiseerhöhung bzw. -reduzierung von 600 GWh<sup>32</sup>.

## 4.7 Regelenergiebedarf

Da ein elektrisches Versorgungssystem ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch benötigt, verfügen die Netzbetreiber über einen Maßnahmenkatalog, um Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Eine marktbasierende – also freiwillige und vergütete – Maßnahme stellt dabei die sogenannte Regelleistung dar. Diese kann nach erfolgreicher Präqualifikation von Unternehmen durch die Bereitstellung zusätzlicher Erzeugerleistung oder abschaltbarer Verbraucher (positive Regelleistung) oder durch Vorhaltung zuschaltbarer Lasten oder die Drosselung von Erzeugern (negative Regelleistung) angeboten werden. Die Regelleistung stellt damit ein Produkt dar, mit dem Unternehmen die Flexibilisierung ihres Stromverbrauchs an einem Markt anbieten und somit ihre Strombezugskosten optimieren können.

Vom Übertragungsnetzbetreiber werden zu diesem Zweck drei Arten von Regelenergie (vgl. Kapitel 2.4) ausgeschrieben:

- > Primärregelleistung
- > Sekundärregelleistung
- > Minutenreserve

Die jeweiligen Anforderungen werden in Kapitel 4.3 näher erläutert.

Im Juni 2017 wurden die Ausschreibungsbedingungen für Regelenergie neu geregelt. Die Verkürzung der Produktzeitscheiben und der Wechsel hin zu einer kalendarischen Ausschreibung für Sekundärregelleistung und Minutenreserve ermöglichen auch die Teilnahme von Windenergie- und Photovoltaikanlagen am Regelenergiemarkt.

---

28 Stiftung Umweltenergierecht (2016)

29 Brainpool Energy (2016)

30 Bundesnetzagentur (2018)

31 Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (2017)

32 Bundesnetzagentur (2018)

Von 2013 bis 2017 ist die Anzahl der präqualifizierten Anbieter von Regelernergie für Primärregelleistung (PRL) von 14 auf 24, für Sekundärregelleistung (SRL) von 20 auf 37 und für die Minutenreserve (MRL) von 36 auf 52 gestiegen. Der Netzregelverbund (NRV) und die Bundesnetzagentur haben hieran durch die Änderungen der Ausschreibungsbedingungen und die Schaffung eines deutschlandweiten Marktes für SRL und MRL einen wesentlichen Anteil. Auch die Möglichkeit des sogenannten Poolings, also der Zusammenschluss mehrerer kleiner Anlagen zu einem virtuellen Kraftwerk, hat eine erhöhte Zahl an Anbietern zur Folge.

Von der ausgeschriebenen positiven Sekundärregelleistung wurden im Jahr 2016 durchschnittlich 161 MW mit einer gesamten Regelergiemenge von 1,4 TWh eingesetzt. 2015 wurden durchschnittlich 160 MW positive Sekundärregelleistung eingesetzt. Die eingesetzte negative SRL ist von durchschnittlich 122 MW oder 1,1 TWh Regelernergie im Jahr 2015 auf durchschnittlich 81 MW oder 0,7 TWh im Jahr 2016 gesunken. Insgesamt kamen 2016 im Jahresdurchschnitt ca. 8 % der ausgeschriebenen positiven und 4 % der ausgeschriebenen negativen SRL zum Einsatz. Da in 11 Viertelstundenwerten jedoch mindestens 80 % der vorgehaltenen Regelleistung erforderlich waren, kann die ausgeschriebene Leistung als dem Bedarf angemessen betrachtet werden.

Die bei einem Abruf positiver MRL durchschnittlich angeforderte Leistung ist von 172 MW in 2015 auf 149 MW in 2016 gesunken, die für den Abruf negativer MRL stieg hingegen geringfügig von durchschnittlich 167 MW in 2015 auf 175 MW in 2016. Durchschnittlich wurden 2016 ungefähr 7 % der positiven und knapp 9 % der negativen ausgeschriebenen MRL eingesetzt, in 8 Viertelstundenwerten wurden jedoch mindestens 80 % der ausgeschriebenen Leistung benötigt. Die eingesetzte Energiemenge betrug im Jahr 2016 für positive MRL 174 GWh (2015: 221 GWh) und für negative MRL 54 GWh (2015: 119 GWh). Insgesamt ist also, wie auch bei der SRL, eine Verschiebung hin zum Ein-

satz positiver Regelleistung (zusätzliche Einspeisung oder Abschaltung von Lasten) zu verzeichnen.

Insgesamt zeigt sich von 2009 bis 2016 eine verringerte Volatilität sowie ein rückläufiger Einsatz von SRL und MRL.

Hierbei ist die historische Entwicklung des NRV seit 2008 zu berücksichtigen. Im Rahmen des NRV haben die vier Regelzonen schrittweise vier Module umgesetzt, die gegenläufige Sekundärregelung verhindern, den Regelleistungsbedarf dimensionieren und einen deutschlandweit einheitlichen Marktmechanismus für Regelernergie schaffen. Somit konnte die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung reduziert werden, was sich in den vergangenen Jahren in rückläufigen ausgeschriebenen Regelleistungen ausdrückt.

Anhang 1 Tabelle 7 listet die von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschriebenen Regelleistungen für die Jahre 2012 bis 2016 nach dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur aus dem Jahr 2017 auf. Der durchschnittliche Preis für Ausgleichsarbeit im Jahr 2016 lag für Überspeisung, also den Fall eines positiven Regelzonensaldos, bei etwa 50 €/MWh, im Fall der Unterspeisung betrug der Preis ungefähr -14 €/MWh. Das Maximum der Ausgleichsenergiepreise belief sich im Jahr 2016 auf 1.212,8 €/MWh, insgesamt traten 9 Preise über 500 €/MWh auf.<sup>33</sup>

Regelleistung wird derzeit hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke, zu kleineren Teilen jedoch auch durch Batteriespeicher, Wasserkraft- und Biogasanlagen bereitgestellt.

Die Auswertung der vergangenen Jahre zeigt, dass für Unternehmen relevante und wirtschaftlich interessante Potenziale beim Angebot und Einsatz von Regelleistung bestehen können. Es zeigt sich jedoch auch, dass sich der Großteil des Regelleistungsbedarfs in wenigen Stunden im Jahr mit hohen Leistungen ergibt. Es müssen folglich große Leistungen für sehr begrenzte Einsatzzeiten vorgehalten werden. Die Wirtschaftlichkeit profitiert daher von niedrigen Investitionskosten einerseits und hoher Vergütung zum Einsatzzeitpunkt andererseits.

<sup>33</sup> Bundesnetzagentur (2017)

# 5 IST-SITUATION STROMMARKT UND NETZBETRIEB

Historisch ist der deutsche Strommarkt durch einzelne, große und regelbare Erzeuger geprägt. Deren Produktion wurde i.d.R. den zeitlichen und räumlichen Bedürfnissen der Nachfrageseite angepasst. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der volatilen Erzeugung aus Solareinstrahlung und Wind sowie der dezentralen Einspeisung kleinerer Erzeuger (sowohl erneuerbar als auch konventionell) ändern sich die Voraussetzungen im deutschen Energiesystem. Die Anforderungen an Netzstabilität, Frequenzhaltung und Netzengpassmanagement steigen.

## 5.1 Funktionsweise des Strommarkts

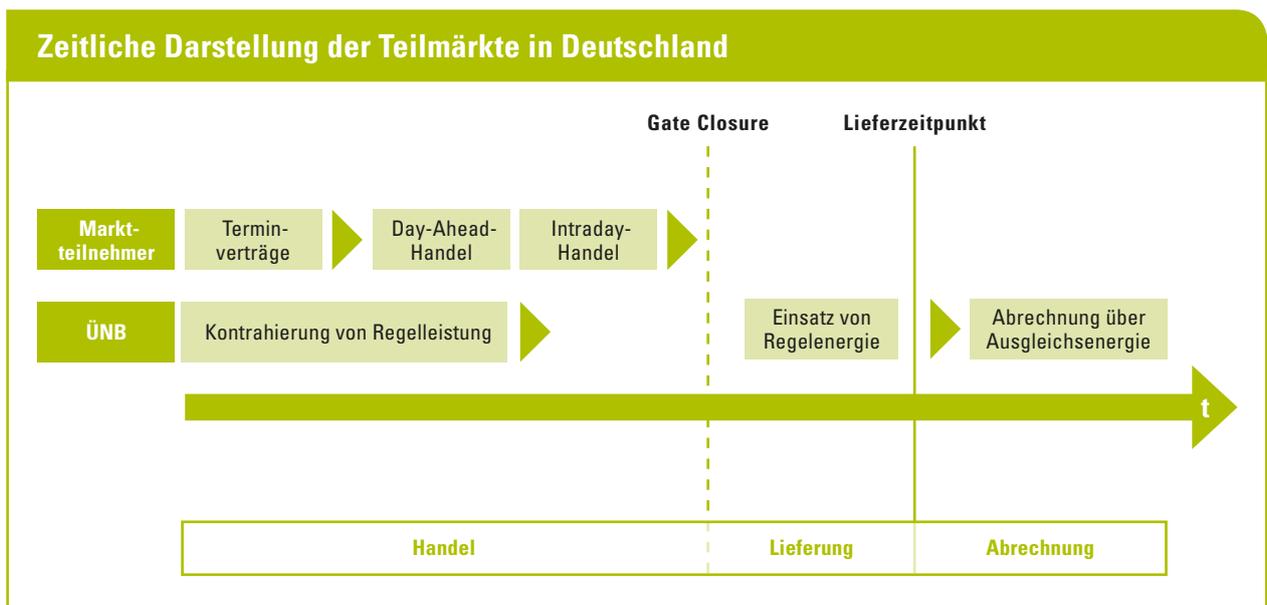
Der Wert von Flexibilitäten hängt davon ab, inwiefern diese als Produkt angeboten werden können. Um diese Potenziale bewerten zu können, werden daher zunächst die Möglichkeiten von Unternehmen zur Beteiligung im heutigen Strommarkt dargestellt. Aus den dabei auftretenden Schwierigkeiten und Hemmnissen

sowie der zukünftig erwarteten Entwicklung des Energiesystems lassen sich Anforderungen an zukünftige Rahmenbedingungen und notwendige Produkte ableiten.

Die grundsätzliche Funktionsweise des deutschen Strommarkts setzt sich aus verschiedenen Teilmärkten an der deutschen (EEX in Leipzig) und europäischen Börse (EPEX Spot in Paris) zusammen (s. Abbildung 5).<sup>34</sup> Hier werden standardisierte Produkte in einem transparenten Verfahren gehandelt. Am Terminmarkt werden die sogenannten Futures bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt. Im Rahmen des Spotmarktes können im Day-Ahead-Markt Strommengen für den

<sup>34</sup> Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), 2014

<sup>35</sup> Grünbuch Strommarkt des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2014



> Abbildung 5: Zeitliche Darstellung der Teilmärkte in Deutschland<sup>35</sup>

kommenden Tag mit 12 bis 36 Stunden Vorlauf, im Intraday-Markt Strommengen für den aktuellen Tag gekauft und verkauft werden. Darüberhinaus sind außerbörsliche Lieferverträge (Over the counter, OTC) zwischen Unternehmen und Stromerzeugern die sogenannten Forwards bis 15 Minuten vor Lieferung möglich. Der deutsche Strommarkt ist hierbei heute mit fünfzehn benachbarten, europäischen Strommärkten gekoppelt.

Der Börsenpreis ergibt sich aus Angebot und Nachfrage und soll so einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch schaffen. Die tatsächliche Stromerzeugung und der -verbrauch können jedoch unvorhergesehen durch

- > Kraftwerksausfälle
- > Prognosefehler der Witterungsbedingungen für erneuerbare Erzeuger einerseits
- > Prognosefehler der schwankenden Last auf Grund des nicht steuerbaren und schwierig vorhersagbaren Verhaltens vieler unterschiedlicher Netznutzer andererseits
- > oder kurzfristig veränderten Verbrauchs durch Fahrplansprünge auf Grund des Stromhandels im Viertelstundentakt

von einander abweichen und ein Ungleichgewicht im Stromsystem erzeugen. In diesem Fall sind Eingriffe der Netzbetreiber notwendig, um die Netzstabilität zu gewährleisten.

## 5.2 Systemverantwortung der Netzbetreiber

Im besten Fall läuft der Markt frei und uneingeschränkt. Das Netz kann jedoch kritische Zustände erreichen und Markteingriffe zur Netzstabilisierung durch die Netzbetreiber erforderlich machen. Die Phase zwischen diesen beiden Zuständen, in der Probleme und netzkritische Zustände bereits absehbar sind, ist da-

her als Übergang zu modellieren, um die kritische Phase zu vermeiden. Hierfür müssen Lastspitzen gekappt und die regionale Verwendung von Überschüssen angestrebt werden.<sup>36</sup> Hierbei helfen die lokale Flexibilisierung von Lasten sowie der Ausbau der Eigenstromversorgung der Industrie. Dieser orientiert sich heute vorrangig noch am eigenen Strombedarf und nicht am Strommarktpreis.

Nach § 13, 14 Energiewirtschaftsgesetz haben die Netzbetreiber die Pflicht zur Aufrechterhaltung eines zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystems und zur Beseitigung von Gefährdungen und Störungen. Dafür ist eine verbindliche Maßnahmenreihenfolge geregelt:

### > Netzbezogene Maßnahmen

werden i.d.R. netzbetreiberintern angewandt. Hierzu zählen Netzschaltungen und die Ausnutzung betrieblich zulässiger Toleranzbänder.

### > Marktbezogene Maßnahmen

involvieren die Netznutzer. Dies geschieht i.d.R. auf Grundlage einer freiwilligen Maßnahme und gegen Vergütung. Hierzu zählen Regelernergie, freiwilliger und regulatorischer Redispatch, zu- und abschaltbare Lasten, die Netz- und Kapazitätsreserve sowie „Nutzen statt Abregeln“

### > Notfallmaßnahmen

werden im letzten Schritt ergriffen und sind i.d.R. entschädigungslos. Hierbei erfolgt zunächst die Abschaltung konventioneller Erzeugung. EEG- und KWK-Anlagen sind dem gegenüber vorrangig zu behandeln, dürfen in letzter Instanz, dem sogenannten Einspeisemanagement, aber ebenfalls abgeregelt werden.

Im Rahmen der marktbezogenen Maßnahmen können Unternehmen und Energieversorger sogenannte Systemdienstleistungen anbieten. Hierbei werden die folgenden Aufgaben zur Stabilisierung des Netzes erfüllt:

- > Frequenzhaltung durch Regelleistung, Momentanreserve und abschaltbare Lasten

<sup>36</sup> [https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2014/20141120\\_bne-Positionspapier\\_Flexmarkt.pdf](https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2014/20141120_bne-Positionspapier_Flexmarkt.pdf)

- > Spannungshaltung durch Blindleistung
- > Schwarzstartfähige Erzeuger zum Wiederaufbau des Netzes
- > sichere und zuverlässige Stromverteilung und -übertragung<sup>37</sup>

In der aktuellen Übergangsphase des deutschen Energiesystems geht die Systemverantwortung durch die verstärkte dezentrale Einspeisung auf den niedrigeren Spannungsebenen zunehmend auf die Verteilnetzbetreiber über. In diesem Zusammenhang bedarf es der Entwicklung lokaler und regionaler Vermarktungsmöglichkeiten zur Vermeidung von Netzengpässen und der Nutzung des Stroms nahe des Ortes der Bereitstellung.

### 5.3 Netzentgeltsystematik, Systemdienstleistungen und Vermarktungsoptionen

Für Unternehmen bieten sich im heutigen deutschen Energiesystem und speziell am deutschen Strommarkt verschiedene Möglichkeiten, systemdienliche Leistungen anzubieten bzw. ihr Verbrauchsverhalten auf Grund marktbasierter Vorgaben netzdienlich zu gestalten.

Ein Instrument zur Stärkung der Netzstabilität und gleichzeitigen Senkung der Strombezugskosten ist die **Reduktion der zu zahlenden Netzentgelte**. Der Strompreis für Industrieunternehmen setzt sich i.d.R. aus einem Arbeits- und einem Leistungspreis zusammen. Der Leistungspreis hängt dabei von der maximalen, im Abrechnungsjahr bezogenen Leistung ab. Durch Glättung der Lastkurve, die sogenannte **Spitzenreduktion**, kann die Leistungspreiskomponente der zu zahlenden Netzentgelte entsprechend reduziert werden. Für den Strombezug außerhalb vordefinierter Hochlastzeitfenster kann ein individuelles Netzentgelt wegen atypischer Nutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 1 Stromnetzentgeltverordnung vereinbart werden. Bei gleichmäßiger Abnahme über mehr als 7.000 Stunden kann ein individuelles Netzentgelt wegen intensiver Nutzung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 Stromnetzentgeltverordnung vereinbart werden.

Am **Spotmarkt** können Unternehmen ihren Strombedarf bzw. -erzeugung für den folgenden (Day Ahead) oder den aktuellen Tag (Intraday) einkaufen bzw. anbieten. Durch das Preisinstrument gleichen sich Angebot und Nachfrage an. Spitzenzeiten mit sehr hoher Nachfrage bei geringer Erzeugung und umgekehrt geringer Nachfrage bei hoher Erzeugung werden minimiert, da sich der Einkauf auf Niedrigpreiszeiten bei hohem Angebot und der Verkauf auf Hochpreiszeiten bei hoher Nachfrage konzentrieren. Sofern technisch möglich, passen Unternehmen als Reaktion auf Preisänderungen ihren Strombedarf an.

Im Rahmen der marktbezogenen Maßnahmen können Unternehmen **Systemdienstleistungen** auf Grundlage der Verordnung für **abschaltbare Lasten** anbieten. Hierbei wird die technische Möglichkeit zur Lastreduktion bereitgestellt und bei Bedarf im Rahmen des Engpassmanagements durch den Netzbetreiber auf Übertragungsnetzebene angefordert. Voraussetzung sind hierfür aktuell mindestens 50 MW, die auch in Poolung also im Zusammenschluss mit anderen Unternehmen (physisch oder virtuell) erzielt werden können. Die Schaltung muss dabei innerhalb von Sekunden bis max. 15 Minuten erfolgen können. Analog können vor allem in Netzausbaugebieten im Sinne von „Nutzen statt Abregeln“ **zuschaltbare Lasten** kontrahiert werden, um die Stromnachfrage durch Lastverlagerung oder zusätzliche Produktionskapazitäten zu erhöhen.

Eine weitere marktbasierende Maßnahme stellt die sogenannte **Regelleistung** dar (vgl. Kapitel 2.4 und Kapitel 3.7). Präqualifizierte Unternehmen können Regelleistung sowohl in positiver Form (Abschaltung von Lasten, Zuschaltung von Erzeugern) als auch in negativer Form (Zuschaltung von Lasten, Abschaltung von Erzeugern) anbieten und erhalten hierfür einen Leistungspreis für die Vorhaltung sowie einen Arbeitspreis für den tatsächlichen Abruf.

<sup>37</sup> Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), 2014

Das deutsche Stromsystem wird in virtuelle Energiemengenknoten sogenannte Bilanzkreise unterteilt. Innerhalb der Bilanzgrenzen werden Erzeuger und Verbraucher erfasst und an Hand von Last- und Erzeugungsprognosen ausgeglichene Fahrpläne erstellt. Wird auf Grund unvorhergesehener Abweichungen Regelleistung notwendig, um Bilanzkreise auszugleichen, entstehen Kosten für diese Ausgleichsenergie. Der sogenannte **Bilanzkreisausgleich bzw. das Bilanzkreismanagement** senken somit die (volkswirtschaftlichen) Kosten der Energieversorgung. Für Unternehmen oder Pools mehrerer Unternehmen, die einen eigenen Bilanzkreis betreiben, bietet sich ein optimier-

tes Bilanzkreismanagement folglich an, um das eigene System stabil zu halten und die Kosten zu senken.

Anhang 2 gibt einen Überblick aktuell verfügbarer Systemdienstleistungen.

Der Bedarf und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen verändern sich in der aktuellen Übergangsphase des Energiesystems. Kürzere und marktbasierete Einsatzzeiten werden notwendig, während gleichzeitig Netzauslastung und Transportentfernungen steigen. Daher ist eine technisch, wirtschaftlich und regulatorisch stufenweise Umgestaltung notwendig.

# 6 IST-SITUATION STROMSPEICHER

Eine Alternative zum Lastmanagement als Flexibilisierungsoption stellen elektrische Speicher dar. Sie bieten die Möglichkeiten in Zeiten von Überschussstrom elektrische Energie zwischenspeichern und sie zeitverzögert bei Bedarf einzusetzen. Dies können Unternehmen einerseits wirtschaftlich nutzen, indem sie netzdienlich günstigen Strom einkaufen und speichern, bis die Preise steigen und der Strom zu höheren Preisen wiederverkauft und ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird. Alternativ können elektrische Speicher auch dezentral die netzentlastende Eigenstromversorgung fördern, indem Erzeugung und Verbrauch zeitlich getrennt werden.

Aktuell werden vor allem Batteriespeicher für die Stromspeicherung genutzt. Jedoch sind auch Super- oder Doppelschichtkondensatoren, supraleitende magnetische Energiespeicher und Schwungräder mögliche Speichertechnologien.

Bei Schwungrad-/Schwungmassenspeichern wird elektrische Energie in Form von kinetischer Energie gespeichert. Das Schwungrad wird durch einen elektrischen Motor auf hohe Umdrehungszahlen gebracht. Durch Abbremsen wird die kinetische Energie wieder in elektrische Energie umgewandelt. Je größer die Drehzahl ist, desto größer ist die Energiedichte. Es kann dabei in zwei verschiedene Technologien unterschieden werden: Metallische Low-Speed-Flywheels und moderne High-Speed-Flywheels aus Faserverbundwerkstoffen. Schwungräder werden bei kurzzeitigem und hohem Leistungsbedarf bzw. -speicherung eingesetzt und können ihre gesamte Energie innerhalb von Sekunden bzw. Minuten abgeben. Der Wirkungsgrad beträgt 95 %. Schwungmassenspeicher besitzen hohe Leistungsdichten, haben jedoch auch hohe Ruheverluste von 20 % pro Stunde. Durch die Reibung ist eine aufwendige Kühlung erforderlich. Anwendungsgebiete sind die Rekuperation in Hebeanlagen sowie die unterbrechungsfreie Stromversorgung.

Bei supraleitenden magnetischen Energiespeichern (SMES) wird Energie in einem magnetischen Feld gespeichert. Das Magnetfeld wird mit Gleichstrom in einer supraleitenden Spule gebildet. Nach Beendigung des Ladevorgangs hält das Magnetfeld den Stromfluss aufrecht. Zur Vermeidung von Leitungsverlusten ist auch hier ein Kühlungsprozess erforderlich. Dies führt zu einer täglichen Selbstentladung von 10 bis 15 %. Der Zykluswirkungsgrad von SMES beträgt 90 bis 95 %. Anwendungsgebiete sind kurzfristige Speicherung, Netzstabilisierung und Sicherung der Spannungsqualität, Versorgung von Inselanlagen sowie die unterbrechungsfreie Stromversorgung. Die Technologie befindet sich noch in der Entwicklungsphase, sodass aktuell die Investitionskosten für einen wirtschaftlichen Einsatz zu hoch sind.

Bei Superkondensatoren (Supercaps bzw. Doppelschichtkondensatoren) wird ein Elektrolyt eingesetzt, der von den Elektroden des Kondensators durch eine dielektrische Schicht getrennt ist. Energie wird in einem elektrischen Feld zwischen Elektroden und Ionen des Elektrolyts gespeichert. Die Kapazität wurde bei dieser Technologie im Vergleich zu normalen Kondensatoren erhöht, liegt allerdings noch unterhalb der von elektrochemischen Speichern. Im Vergleich dazu weisen Supercaps jedoch höhere Leistungsdichten, Ansprechzeiten und Zykluslebensdauern auf. Superkondensatoren eignen sich als Leistungsspeicher mit hohen Ladezyklen. Sie besitzen bisher hohe Investitionskosten und werden nur in Demonstrationsprojekten eingesetzt.

Pumpspeicherkraftwerke nutzen die Lageenergie von Wasser. Über das Hochpumpen von Wasser wird Energie gespeichert indem elektrische in potentielle Energie umgewandelt wird. Über Turbinen kann die Fall-Energie wieder in elektrische Energie umgewandelt werden. Pumpspeicher stellen auch eine langfristige Speichertechnologie dar und sind technisch bereits voll ausgereift.

Bei Druckluftspeicherkraftwerken wird über einen mit Druckluft gefüllten Hohlraum (wie unterirdische Kavernen) und den Einsatz von Kompressoren und Turbinen Energie gespeichert.

Weitere Groß- und Langzeitspeichermöglichkeiten bieten Wasserstoff und synthetisches Methan („Power to Gas“).

Batterietechnologien weisen insgesamt schnelle Ansprechzeiten auf und dienen vor allem der mittelfristigen Energiespeicherung. Bei der Langzeitspeicherung sind diese jedoch wenig relevant. Im GWh-Bereich können elektrochemische Energiespeicher technisch kaum Lösungen bieten und sind mit steigender Größe

wirtschaftlich im Nachteil. In dieser Größenordnung sind vor allem Pumpspeicher und Druckluftspeicher rentabler. Die Eignung der verschiedenen Speichertechnologien ist jedoch stark vom Anwendungsfall abhängig.

Die folgende Grafik zeigt die verschiedenen Speichertechnologien im Vergleich und gibt einen Überblick über die technischen und ökonomischen Eigenschaften.

Über die Bereitstellungsdauer von Leistung und Energie kann eine Unterteilung in drei Speicherklassen erfolgen:

- > Kurzfristige Speichersysteme
- > Mittelfristige Speichersysteme
- > Langfristige Speichersysteme

38 [https://www.ressource-deutschland.de/fileadmin/user\\_upload/downloads/studien/VDI-ZRE\\_Studie\\_Energiespeichertechnologien\\_bf.pdf](https://www.ressource-deutschland.de/fileadmin/user_upload/downloads/studien/VDI-ZRE_Studie_Energiespeichertechnologien_bf.pdf)

### Überblick Speichertechnologien und ihrer Eigenschaften

	ZYKLEN-LEBENSDAUER	LEBENSDAUER	KOSTEN	LEISTUNGS-GRÖSSEN	SPEICHER-GRÖSSEN
<b>KURZZEIT-LEISTUNGSSPEICHER (SEKUNDEN BIS MINUTEN)</b>					
	<b>Anzahl</b>	<b>Jahre</b>	<b>€/kW</b>	<b>kW</b>	<b>kWh</b>
<b>Schwungrad</b>	10.000 – 10 Mio.	15 – 20	27 – 8.000	1 – 10.000	< 5.000 (skalierbar)
<b>Supercaps</b>	10.000 – 1 Mio.	5 – 30	20 – 9.019	10 – 200.000	< 100 (im kleinen kWh-Bereich)
<b>SMES</b>	20.000 – 1 Mio.	15 – 30	180 – 915	100 – 10.000	0,1 – 15
<b>Hochleistungs-Lithium-Ionen-Batterie</b>	500 – 10.000	5 – 20	158 – 3.608	Skalierbar (bis zu mehreren tausend kW)	Skalierbar (im ein- bis zweistelligen MWh-Bereich)
<b>Blei-Säure-Batterie*</b>	100 – 2.500	3 – 20	150 – 812	< 50.000	< 50.000
<b>MITTELFRISTIGE ENERGIESPEICHER (MINUTEN BIS STUNDEN)</b>					
	<b>Anzahl</b>	<b>Jahre</b>	<b>€/kW</b>	<b>kW</b>	<b>kWh</b>
<b>Energiespeicher-Lithium-Ionen-Batterie</b>	300 – 15.000	5 – 20	158 – 3.608	Skalierbar (bis zu mehreren tausend kW)	Skalierbar (im ein- bis zweistelligen MWh-Bereich)
<b>Blei-Säure-Batterie</b>	100 – 2.500	3 – 20	45 – 992	< 50.000 (skalierbar)	< 50.000 (skalierbar)
<b>Redox-Flow-Batterie</b>	800 – 20.000	2 – 25	100 – 1.153	< 100.000 (skalierbar)	Skalierbar (mehrere 1.000 kWh)
<b>Natrium-Schwefel-Batterie</b>	2.500 – 8.250	10 – 20	210 – 645	Skalierbar (bis zu zweistellige MW)	Skalierbar (bis zu dreistelligen MWh)

> Abbildung 6: Überblick Speichertechnologien und ihrer Eigenschaften<sup>38</sup>

\* Es liegen keine spezifischen Daten für Hochleistungs-Blei-Säure-Batterien vor. Die Daten umfassen die gesamte Bandbreite.

Als kurzfristige Speichersysteme eignen sich mit einer Lade- bzw. Entladedauer von weniger als 1 Sekunde bis zu wenigen Minuten SMES, Kondensatoren/Super Caps und Schwungmassespeicher. Sie dienen einer unterbrechungsfreien Stromversorgung, der Netzstabilisierung sowie der Frequenz- und Spannungsregelung und der Minimierung von Spitzenlasten. Mittelfristige Speichersysteme, mit einer Speicherdauer von 1 Stunde bis zu mehreren Tagen, sind Druckluftspeicher, Pumpspeicher und thermische Speicher. Auch elektro-chemische Speicher wie Lithium-Ionen-Akkus, Redox-Flow-Batterien und Blei-Säure Akkus zählen zu den mittelfristigen Speichersystemen. Diese dienen als Reservespeicher und für die E-Mobilität. Mittelfristige Speichersysteme eignen sich für Lastverschiebung und -optimierung, für Eigenstromnutzung (wie von Photovoltaik-Anlagen) und für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung. Als Langzeitspeicher für eine Speicherdauer von mehreren Wochen bis zu einigen Monaten eignen sich Wasserstoffspeicher und Erdgasspeichersysteme.<sup>39 40</sup>

## 6.1 Batteriespeicherarten

Die bedeutendsten elektrischen Speicherarten stellen heute Batteriespeicher dar. Auf dem Markt gibt es aktuell mehrere Technologien von Batteriespeichern. Die beiden meist verbreiteten basieren entweder auf einer Blei- oder Lithiumbasis. Die Blei-Systeme werden dabei als Blei-Säure-Akkumulatoren, wie man sie beispielsweise aus Kraftfahrzeugen kennt, und Blei-Gel-Akkumulatoren gebaut.

Blei-Gel-Akkumulatoren haben gegenüber der herkömmlichen Blei-Säure-Technologie den Vorteil, dass sich hier das Elektrolyt, die Schwefelsäure, als Gel-Granulat und nicht als Flüssigkeit zwischen den Bleiplatten befindet. Daraus ergeben sich gleich mehrere Vorteile. Im Schadenfall kann keine Säure austreten, im Betrieb wird eine Ausgasung der Batterien vermieden, was die Batterieraumentlüftung erspart, die Batteriemodule sind wartungsfrei und es kann keine Säureschichtung auftreten, die den Wirkungsgrad reduzieren würde.

Blei-Batteriespeicher gelten allgemein als etablierte, robuste und kostengünstige Speichersysteme und bieten eine akzeptable Energie- und Leistungsdichte. Außerdem sind sie durch Ansprechzeiten von wenigen Millisekunden flexibel einsetzbar. Nachteilig für die Technologie ist ihr geringer Wirkungsgrad, der bei den meisten Systemen bei nur 70 % bis 75 % liegt. Das führt über die durchschnittliche Lebenszeit von 10 Jahren zu nicht vernachlässigbaren Verlusten. Außerdem liegt die Entladetiefe und damit einhergehend die nutzbare Speicherkapazität, in der Fachliteratur auch Depth of discharge (DoD) genannt, bei Bleispeichern zwischen 50 % und 70 %. Eine Entladung über diesen vom Hersteller angegebenen DoD hinaus reduziert die Lebensdauer der Zellen erheblich. Das kann bei der Planung berücksichtigt werden, führt aber zwangsläufig zu einer erheblichen Überdimensionierung der Speicherkapazität und folglich zu einem größeren Platzbedarf. Je nach DoD können die Systeme eine Zykluslebensdauer, d.h. vollständige Be- und Entladevorgänge bei entsprechendem DoD, von 500 bis 2000 Zyklen erreichen.

Lithium-Speichersysteme sind im Vergleich zu Blei-Batteriespeichern eine relativ junge Technologie und sind in den verschiedensten Ausführungen am Markt erhältlich. Die Kenndaten hängen stark vom Aufbau und eingesetztem Elektrodenmaterial ab. Ein optimaler DoD hängt wiederum von der Anode-Kathode-Kombination ab. Ihr technologischer Vorteil liegt zum einen in den sehr hohen Leistungs- und Energiedichten und zum anderen in den hohen Systemwirkungsgraden von 80 % bis 85 %. Zudem kann die verfügbare Speicherkapazität technisch mit einem DoD von 100 % voll ausgenutzt werden, wobei von den Herstellern zugunsten der Lebensdauer geringere DoDs empfohlen werden. Die Zykluslebensdauer der Systeme ist ebenfalls wesentlich höher und reicht von 2.000 bis 8.000 Zyklen. Aus den grundsätzlich höheren Wirkungsgraden, Zykluslebensdauern und DoDs ergibt

---

39 <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/TRM-SES.pdf>

40 <https://www.bundestag.de/blob/496062/759f6162c9fb845aa0ba7d51ce1264f1/wd-8-083-16-pdf-data.pdf>

sich schließlich eine wesentlich größere Energiemenge, die Lithium-Ionen-Speicher über ihre Lebensdauer zur Verfügung stellen können. Nachteilig im Vergleich zu Blei-Batteriespeichern sind die wesentlich höheren kapazitätsspezifischen Kosten, die jedoch aktuell sinken, und die aufwändige Zellüberwachung, die bei den Systemen nötig ist.

Insgesamt überwiegen die technologischen Vorteile der Lithium-Ionen-Speichersystemen, die einen sehr flexiblen und effizienten Einsatz ermöglichen. Aus diesem Grund werden im Folgenden ausschließlich Lithium-Ionen-Systeme betrachtet.

## 6.2 Entwicklung von Batteriespeichern

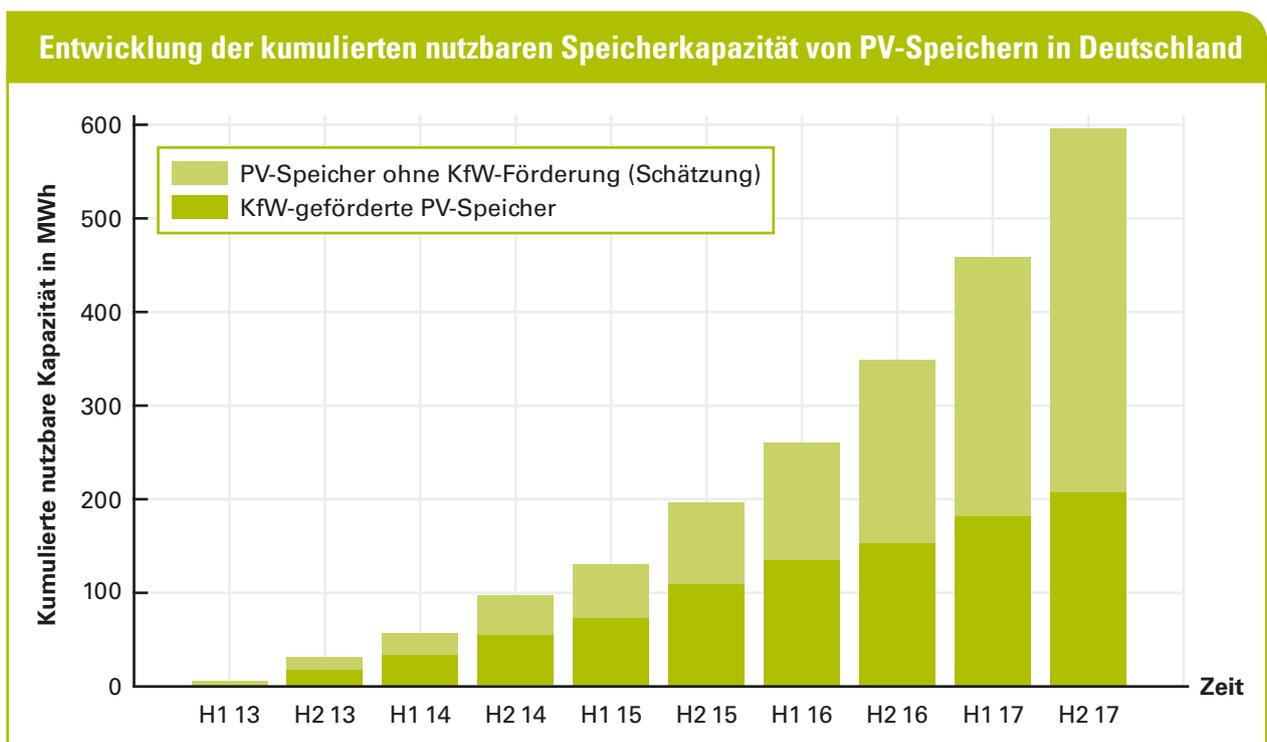
Der Markt für elektrische Speicher in Deutschland wurde in den vergangenen Jahren im Wesentlichen durch die Speicherförderung von Batteriespeichern, welche in Verbindung mit einer PV-Anlage errichtet werden, bestimmt. Die Förderung gilt für Batteriespeicher, welche in Verbindung mit einer PV-Anlage

bis max. 30 kWp Leistung errichtet oder nachgerüstet werden. Für diese Speicher wird ein jährliches Speichermonitoring durch die Bundesregierung durchgeführt. Die nutzbare jährliche Speicherkapazität in Deutschland von Batterien, die in Verbindung mit PV-Anlagen errichtet wurden, beträgt demnach ca. 600 MWh, die Leistung beträgt ca. 280 MW (Stand 2017, Quelle: Jahresbericht Speichermonitoring 2018, ISEA).

Hinzukommen Projekte mit Großspeichern in Industrie und Gewerbe, in welchen Batterien im MW-Bereich realisiert werden. Während bei Speichern in niedrigen Kapazitäten verschiedene Technologien eingesetzt werden, sind im Großspeichermarkt weitestgehend Batteriesysteme auf Lithium-Ionen-Basis vorzufinden. Der europaweit größte Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von > 50 MWh ist seit Juni 2018 in Betrieb und befindet sich in Jardelund, Schleswig-Holstein.

Im Rahmen des Förderprogramms NEW 4.0 sind einige Projekte für Großbatteriespeicher in Hamburg und Schleswig-Holstein in Bearbeitung. So soll beispielsweise in Brunsbüttel ein Multi-MW-Hybridspeicher mit einer Speicherkapazität von 2,5 MWh entstehen, der überschüssigen Windstrom speichert und somit Abre-

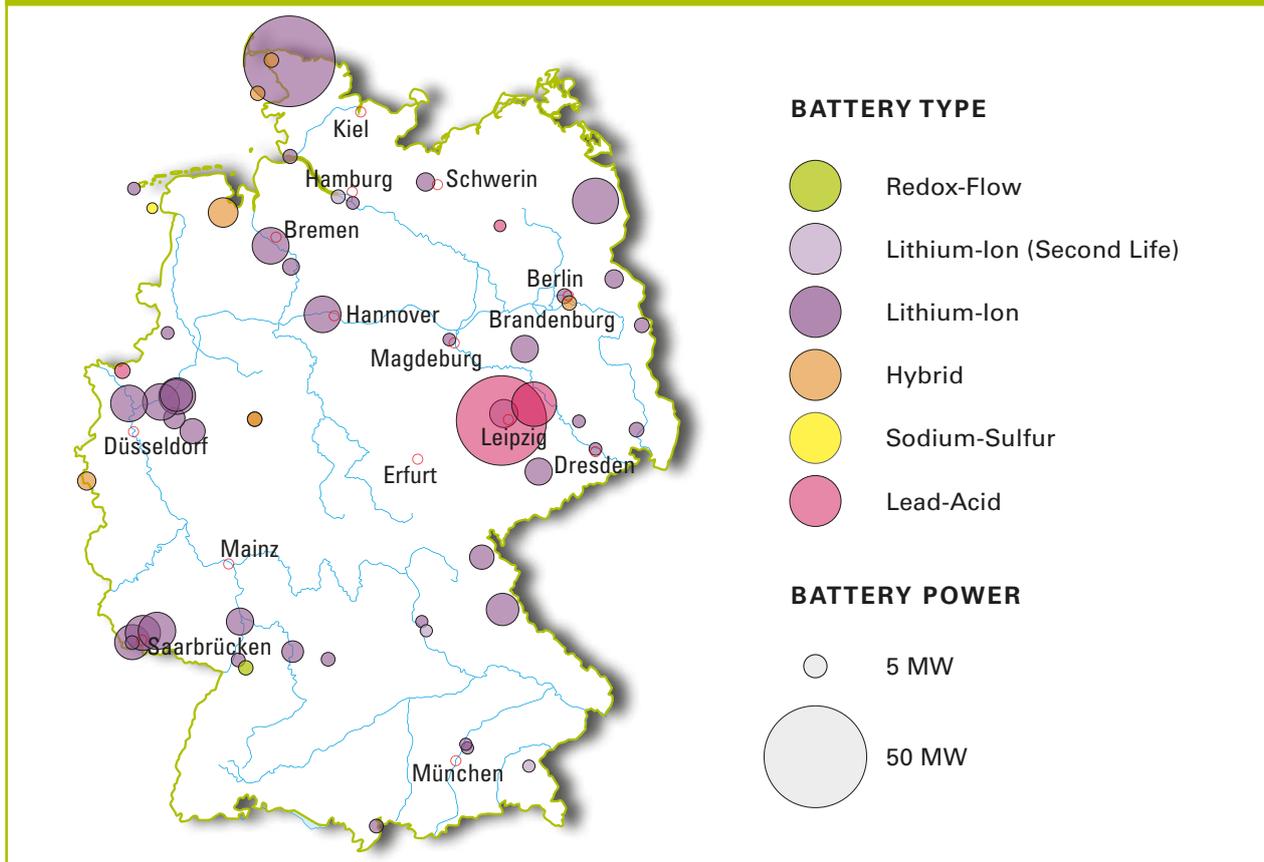
41 ISEA Jahresbericht Speichermonitoring



> Abbildung 7: Entwicklung der kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von PV-Speichern in Deutschland<sup>41</sup>

Quelle: ©ISEA RWTH Aachen, 2018

## Batteriespeicherprojekte in Deutschland 2018, teilweise in der Umsetzung



Quelle: JÜLICH Forschungszentrum

> Abbildung 8: Batteriespeicherprojekte in Deutschland 2018, teilweise in der Umsetzung<sup>42</sup>

gelungen der Windkraftanlagen aufgrund von Netzüberlastungen verhindert. In Hamburg-Curslack ist geplant, Regelalgorithmen für einen Lithium-Ionen-Speicher und einen Windpark zur Umsetzung innovativer Systemdienstleistungen zu entwickeln.

In Abbildung 8 sind Projekte mit Großbatteriespeichern in Deutschland dargestellt (Stand 2018).

### 6.3 Rolle dezentraler Großspeicher in der Industrie

Die aktuell installierte Leistung an Großbatteriespeichern in Deutschland beträgt ca. 480 MW, wovon ca. 400 MW für die Bereitstellung von PRL genutzt werden<sup>43</sup>.

Die mögliche Speicherkapazität wird im Wesentlichen durch die Speichertechnologie bestimmt. Elektrische Speicher finden sich hierbei aktuell im kWh- bis

MWh-Bereich wieder. Die Skalierbarkeit von Batteriespeichern wird in der Regel durch den Platzbedarf begrenzt.

Durch einen Einsatz von Großbatteriespeichern können Systemdienstleistungen bereitgestellt werden; hierzu zählen:

- > Peak-Shaving
- > Blindleistungskompensation
- > Eigenverbrauchsoptimierung
- > Bereitstellung von Regelleistung (PRL, SRL)

<sup>42</sup> Strommarkttagung „Batterien: Kostenentwicklung, Technologien, Anwendungen“, FZ Jülich, IEK3-Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik

<sup>43</sup> Strommarkttagung „Batterien: Kostenentwicklung, Technologien, Anwendungen“, FZ Jülich, IEK3-Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik

Beim Peak-Shaving ergibt sich ein wirtschaftlicher Vorteil durch die Einsparung des Leistungspreises. Die Blindleistungskompensation führt zu direkten Kostenreduktionen, die bei der Einspeisung von Blindleistung in das öffentliche Netz entstehen. Sind Eigenerzeugungsanlagen vorhanden, kann der Anteil der eigenverbrauchten Energie durch Zwischenspeicherung in einen Batteriespeicher bei geringen Lasten und Entnahme bei hohen Verbrauchslasten erhöht werden.

Eine Eigenverbrauchsoptimierung ist in der Regel nur für Verbraucher mit geringeren Jahresverbräuchen interessant, da bei hohen Jahresverbräuchen auch hoch dimensionierte Speicher erforderlich sind und eine wirtschaftliche Darstellung schwierig ist.

Wirtschaftlich sinnvoll sind aktuell die Lastspitzenkapung (Peak-Shaving) sowie die Blindleistungskompensation. Eine Eigenverbrauchsoptimierung durch einen

Speicher, z. B. bei der Eigenversorgung durch PV-Anlagen oder KWK-Anlagen, ist allein betrachtet nicht wirtschaftlich, kann bei Kombination mit Peak-Shaving oder Blindleistungskompensation jedoch zu einem nennenswerten Mehrwert führen.

Die Kosten für Batteriespeicher sind in den letzten Jahren deutlich gesunken und es werden auch für die kommenden Jahre weitere Kostensenkungen erwartet. Während die Kosten für die installierte kWh einer Lithium-Ionen-Batterie im Jahr 2010 noch ca. 800 EUR betragen, wird für das Jahr 2030 eine Reduktion bis auf < 300 EUR/kWh je installierter Kapazität erwartet (BATSTORM/NAVIGANT RESEARCH). Die Kostendegression wird zu einer Steigerung der Rentabilität von Speicherprojekten führen, wenngleich Power-to-heat-Systeme auch zukünftig geringere Kosten aufweisen werden.

# 7 IST-SITUATION SEKTORENKOPPLUNG

Die Stromproduktion aus Solar- und Windenergie unterliegt wetterbedingt einer starken Fluktuation. Somit fallen variierende Verfügbarkeit und der ebenfalls schwankende Bedarf häufig zeitlich auseinander. Vor allem für das Stromnetz bedeutet dies eine große Herausforderung, um eine Überlastung zu vermeiden. Bislang erfolgt die Anpassung vor allem durch die Regulierung der Erzeugung, indem z. B. Anlagen abgeschaltet werden. Die Sektorenkopplung ermöglicht hingegen, die bereitgestellte Energie in andere Energieformen umzuwandeln und lokal zu nutzen oder zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt zurück zu wandeln.

Die Sektorenkopplung stellt somit einen Sonderfall des Lastmanagements dar. Als Verbrauchssektoren kommt neben Wärme und Verkehr auch die stoffliche Nutzung in Frage. Da die beiden Sektoren geringeren Regulierungen als der Stromsektor unterliegen, ergeben sich ggf. positive Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit. Klimaschutzauflagen können dort ggf. mit erneuerbarem Strom zur Reduktion von Treibhausgasen eingehalten werden.

Als technische Lösungen kommen daher

- > Power-to-heat
- > Power-to-gas
- > Power-to-liquid

in Frage, die im Einzelnen näher betrachtet werden sollen.

## 7.1 Power-to-Heat (PtH)

Modellierungen eines zukünftigen weitgehend klimaneutralen Energiesystems gehen davon aus, dass Strom aus erneuerbaren Energien zunehmend in den Wärmesektor fließt.<sup>44</sup> Der Strom wird in diesen Mo-

dellen vor allem für den Betrieb von Wärmepumpen verwendet (Erdsonden/oberflächennahe Geothermie oder Luft-Wärmepumpen). Die Nutzung von Strom zum Betrieb von Direktheizungen (Nachtspeicherheizungen oder Elektrodenkessel) ist gegenüber Wärmepumpen weniger effizient. Während in Direktheizungen aus einer kWh Strom nur knapp eine kWh Wärme erzeugt werden kann, nutzen Wärmepumpen den Strom, um der Umwelt Wärme zu entziehen. Auf diese Weise wird aus einer kWh Strom ein Mehrfaches an Wärme erzeugt. Der Faktor hängt von der Auslegung des Wärmepumpensystems ab (insbesondere von der Temperaturdifferenz zwischen dem Entnahmemedium und der Zieltemperatur) und wird als Arbeitszahl bezeichnet.<sup>45</sup> Der Einsatzbereich und die Effizienz der Wärmepumpe sind von vielen Parametern abhängig und müssen stets im Einzelfall genau geprüft werden. Ein wichtiges Kriterium bei den meisten Wärmepumpen sind sowohl das geforderte Temperaturniveau auf der Heizseite als auch die vorhandene Quelltemperatur. Je geringer die heiztechnischen Anforderungen sind desto effizienter kann die Wärmepumpe Energie bereitstellen. In Abhängigkeit der verfügbaren Mengen (Überschuss-)Strom und verfügbarer (Niedertemperatur-)Wärmequellen kann aber auch die rein elektrische Wärmebereitstellung insbesondere in Kombination mit Systemdienstleistungen durchaus ihren Beitrag zur Wärmestrategie leisten.

Je höher der Anteil des Stroms im Wärmesektor ist, desto stärker steigt der Bedarf nach Flächen für erneuerbare Stromerzeugung, insbesondere für die in der Heizperiode verfügbare Windkraft.

---

<sup>44</sup> Öko-Institut/Fraunhofer ISE, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050, 2016.

<sup>45</sup> Fraunhofer ISE, WP-Monitor, <https://wp-monitor.ise.fraunhofer.de/german/index/ergebnisse.html>

Bei der Kombination der Bereiche Wärme und Strom kann zwischen direkter und bilanzieller Sektorenkopplung unterschieden werden. In der direkten Variante wird der lokal erzeugte Strom vor Ort in Wärmepumpen oder anderen elektrischen Heizkesseln zur Wärmebereitstellung eingesetzt. Strom aus Photovoltaikanlagen ist dabei auf Grund des gegenläufigen Verhaltens von Stromproduktion und Wärmebedarf weniger sinnvoll. Überschüssiger Strom aus Windenergieanlagen kann dann direkt genutzt werden, wenn diese in räumlichem Zusammenhang mit Wärmenetzen oder großen Wärmeabnehmern stehen und die direkte Nutzung ohne Netzdurchleitung und ohne netzgebundene Umlagen außer die für EEG möglich ist.

Die bilanzielle Variante hingegen ist räumlich entkoppelt. Der Strom aus Windenergie wird am Ort der Erzeugung ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist, während an anderer Stelle Strom zur Bereitstellung von Wärme aus dem Netz entnommen wird. Um das Stromnetz zu entlasten, werden die Wärmeerzeuger so geregelt, dass sie vor allem zu Zeiten hoher Stromverfügbarkeit Wärme bereitstellen. In beiden Fällen sind ausreichende Wärmespeicher notwendig, um die Zeitdifferenz zwischen Wärmeerzeugung und -bedarf auszugleichen.

Schleswig-Holstein verfügt in windreichen Zeiten über ein Überangebot an Windstrom. Dabei treten Netzengpässe beim Transport in andere Landesteile auf. Die Nutzung des Stroms im Wärmesektor zu Zeiten hohen Angebots führt somit heute zur Entlastung kritischer Netzengpässe.

Ein stark limitierender Faktor für den Markt von Großwärmepumpen in Deutschland sind bislang die hohen Stromumlagen und -abgaben, die den Betrieb von Stromwärmepumpen auch bei niedrigen Börsenstrompreisen wirtschaftlich erschweren. Vor diesem Hintergrund ist die Nutzung von Stromwärmepumpen insbesondere dann wirtschaftlich, wenn für den Strom keine Netzentgelte und/oder keine vollständige EEG-Umlage gezahlt werden muss. Hier können verschiedene Optionen zur Anwendung kommen:

- > Strombezug vollständig aus dem Netz
- > Strom-Eigenerzeugung gem. § 61 b Nr. 2 EEG
- > Inselbetrieb ohne Verbindung zum Stromnetz, § 61 a Nr. 2 EEG

Insbesondere die beiden auf Eigenversorgung basierenden Lösungen sind derzeit wirtschaftlich interessant und führen zu deutlich niedrigeren Wärmegestehungskosten gegenüber dem Strombezug aus dem Netz.

Eine Alternative zu Wärmepumpen stellen im Rahmen von Power-to-heat konventionelle Wärmeerzeuger mittels elektrischen Widerstands (Elektrodenheizkessel) dar. Die geringere Effizienz gegenüber Wärmepumpen wird bei niedrigen Vollbenutzungsdauern teilweise durch deutlich niedrigere Investitionskosten und auf Grund der geringen Anlagenkomplexität niedrigere Instandhaltungskosten ausgeglichen. Ein weiterer Vorteil ist die Unabhängigkeit von der Verfügbarkeit einer Niedertemperaturquelle.

Besonders hervorzuheben ist die besonders große Systemdienlichkeit von elektrischen Wärmeerzeugern in Verbindung mit KWK-Anlagen und Wärmespeichern für die Sektorenkopplung Strom/Wärme. Aus der unterschiedlichen Fahrweise des Systems ergeben sich sowohl positive wie auch negative Flexibilität für das Stromsystem:

> **Regelbetrieb:**

Wenn der Wärmeerzeuger gemeinsam mit einer KWK-Anlage und einem Wärmespeicher gebaut wird, produziert im Regelbetrieb die KWK-Anlage den Strom zum Betrieb des Wärmeerzeugers (Eigenversorgung). Zudem wird die Abwärme aus der KWK-Anlage in das Fernwärmenetz eingespeist bzw. zur Temperaturerhöhung für die Wärme im Speicher genutzt.

> **Netzentlastungsbetrieb:**

Immer dann, wenn die Stromnetze überlastet sind oder im Fall negativer Strompreise, wird die KWK-Anlage abgestellt und der Wärmeerzeuger bezieht seinen Strom aus dem Stromnetz (insbesondere Windstrom).

### > **Strommarktbetrieb:**

Im Fall besonders hohen Strombedarfs und hoher Strompreise wird der Wärmeerzeuger abgestellt, der Strom aus der KWK-Anlage wird im Strommarkt vermarktet. Die fehlende Wärmeproduktion des elektrischen Erzeugers wird dann aus dem Wärmespeicher entnommen.

Die Wirtschaftlichkeit von Power-to-heat als zuschaltbare Lasten ist stark abhängig von den notwendigen Investitionskosten und möglichen Erlösquellen. Je öfter und länger die Leistung der Anlage im Rahmen von Systemdienstleistungen oder auf Grund niedriger Strompreise angefordert wird, desto höher fällt der Deckungsbeitrag aus. Auf Grund der aktuellen Rahmenbedingungen erweisen sich große Wärmepumpen im MW-Bereich im Sinne der Sektorenkopplung heute häufig noch als nicht wirtschaftlich.

Bessere Chancen stellen hingegen Elektroden-Heizkessel auf Grund ihrer geringeren spezifischen Investitionskosten zwischen 75 und 100 €/kW dar.<sup>46</sup>

Die Stadtwerke Flensburg betreiben beispielsweise bereits einen Elektroheizkessel mit 800 kW Leistung, der bei hohem Stromaufkommen im Netz bzw. Einspeisemanagement ein BHKW-Modul ersetzt und den Einsatz eines Ölkessels vermeidet. Gegenüber der Wärmeerzeugung durch das BHKW fallen die Wärmegestehungskosten des Elektroheizkessels auf Grund von Stromsteuer und Konzessionsabgabe jedoch bisher höher aus, sodass der Kessel bislang nur bei Abregelung des BHKW betrieben wird.

## **7.2 Power-to-Gas (PtG)**

Power-to-gas gilt mit vielfältigen Einsatzgebieten und Anwendung verschiedener Technologien als Systemlösung. Dabei wird überschüssiger erneuerbarer Strom genutzt, um Wasserstoff bzw. Methan herzustellen. Das erneuerbare Gas kann dabei direkt in verschiedenen Anwendungen im Verkehr und der (chemischen) Industrie genutzt oder in der Gasinfrastruktur transportiert und gespeichert werden. Bei Bedarf kann das Gas zu einem späteren Zeitpunkt wieder verstromt werden.

Im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen entstehen bei der Verbrennung von Wasserstoff keine schädlichen Emissionen, sondern lediglich Wasser. Daher wird er als klimaneutraler Kraftstoff in Wasserstoffverbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen eingesetzt.

### **7.2.1 Elektrolyse**

Die Power-to-Gas-Technologie erfolgt in zwei Teilschritten – der Elektrolyse und der Methanisierung.

Im Kernprozess der sogenannten Elektrolyse wird Wasser unter Zufuhr elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Hierzu werden zwei Elektroden in eine leitende Flüssigkeit (Elektrolyt) eingebracht. Da Wasser selbst eine sehr geringe Leitfähigkeit hat, werden dem demineralisierten und deionisierten Wasser in Elektrolysezellen Salze, Säuren oder Laugen zugegeben. Es kommen verschiedene Verfahren, die sich in erster Linie durch den eingesetzten Elektrolyten unterscheiden, zum Einsatz. Bei der alkalischen Elektrolyse werden flüssige, basische Elektrolyten wie wässrige Kaliumhydroxid-Lösungen eingesetzt. Dieses über 100 Jahre alte Verfahren wird seit Mitte des 20. Jahrhunderts in kommerziellen Großanlagen mit bis zu 150 MW bzw. 33.000 Nm<sup>3</sup>/h genutzt. Bei der PEM-Elektrolyse (Proton Exchange Membrane) ist der Elektrolyt eine protonenleitende Membran bzw. ein polymerer Feststoff. Das Verfahren befindet sich noch in der Entwicklung und wird derzeit nur im kleinen Leistungsbereich bis ca. 30 Nm<sup>3</sup>/h eingesetzt. Ein weiteres Verfahren ist die Hochtemperatur-elektrolyse, bei der Wasserdampf bei 850–1.000 °C an Festoxiden als Elektrolyt elektrochemisch gespalten wird. Das Verfahren befindet sich noch im Stadium der Grundlagenforschung und wird bisher nur bei Spezial- und Nischenanwendungen genutzt.

Die schwankende Strombereitstellung im Power-to-Gas-Prozess birgt einige technische Herausforderungen an die Anlagentechnik:

---

<sup>46</sup> Gutachten Zuschaltbare Lasten Fraunhofer IWES

- > benötigte Anlagendynamik
- > Stabilisierung des spezifischen Energieverbrauchs
- > Konsequente Verlängerung von Wartungsintervallen

Die elektrochemischen Prozesse im Elektrolyseur reagieren nahezu verzögerungsfrei auf Lastwechsel. Entscheidend für den dauerhaften und ungestörten Anlagenbetrieb sind daher die Peripheriekomponenten wie Laugenpumpen, Druckregler und Produktgasseparatoren. Häufige Lastwechsel belasten die mechanischen Komponenten und reduzieren die Lebensdauer des Systems.

PEM-Elektrolyseure folgen dem Leistungseintrag besser als basische Elektrolyseure, indem sie schnell auf Lastwechsel reagieren, auch im unteren Teillastbereich gut arbeiten und in der Startphase schnell die Betriebstemperatur erreichen. Sie weisen somit einen technischen Vorteil für den Einsatz in der PtG-Technologie auf, erzeugen dafür aber höhere Investitionskosten. Für den großtechnischen Einsatz sind daher im Hinblick auf geeignete Werkstoffe und verfahrenstechnische Prozesse weitere Entwicklungen notwendig. Durch die kontinuierliche Steigerung der jährlichen Produktionsstückzahlen und den Übergang zur Serienfertigung entstehen hierbei in den kommenden Jahren Kostensenkungspotenziale. Anhang 1 Tabelle 8 stellt die spezifischen Investitionskosten und Anlagenleistungen der beiden Herstellungsmethoden gegenüber.

## 7.2.2 Methanisierung

Im zweiten Schritt werden aus dem elektrolytisch hergestellten Wasserstoff durch Kohlehydrierung zusammen mit Kohlenstoffmonoxid oder -dioxid künstliche, flüssige Kohlenwasserstoffe erzeugt. Diese stark exotherme Reaktion wird durch niedrige Temperaturen und hohe Drücke begünstigt. Als Katalysator ist Nickel hinsichtlich Aktivität, Selektivität und Preisstabilität optimal geeignet, allerdings ist der Einsatz im unteren Temperaturbereich begrenzt und eine hohe Reinheit bzgl. Sauerstoff und Schwefelverbindungen erforder-

lich. Die Methanisierung wird in 2-Phasen- und 3-Phasen-Systeme unterschieden. Das heute verbreitetste Verfahren ist der Festbettreaktor. Hierbei wird eine fest angeordnete Katalysatorschüttung vom Reaktionsgas durchströmt. Der konstruktive Aufbau ist einfach. Die Wärmeabfuhr ist jedoch begrenzt, so dass es zu thermischen Spannungen und Degradation des Katalysators kommt. Im Wirbelschichtreaktor wird die Schüttung aus feinkörnigem Feststoff von unten nach oben durchströmt, aufgelockert und fluidisiert. Vorteil ist hier der intensive Wärme- und Stoffaustausch, der einen nahezu isothermen Betrieb ermöglicht. Im Gegenzug muss aber das Wirbelbettmaterial angetrieben werden. Die Blasensäule ist das bisher einzige realisierte 3-Phasen-System.

Das regenerativ erzeugte Methan kommt in verschiedenen Bereichen zur Anwendung:

- > Substitut für fossile Gase bei Wärmeerzeugung
- > Erneuerbarer Brennstoff für Gasfahrzeuge
- > Wichtiges Element zur Erzeugung chemischer Verbindungen (Wasserstoff, Ethin, Methylalogenid)

Der Vorteil des Methans gegenüber dem Wasserstoff liegt darin, dass es als synthetisches Erdgas (SNG) nahezu identische brenntechnische Eigenschaften aufweist und ohne Mengenbegrenzung in die Erdgasinfrastruktur integriert werden kann. Dafür ist jedoch der zusätzliche Umwandlungsschritt und somit ein weiterer Wirkungsgradverlust notwendig. Die Methanisierung kann allerdings auch direkt im Fermenter einer Biogasanlage durchgeführt werden (insitu-Verfahren), indem das im Biogas enthaltenen CO<sub>2</sub> genutzt wird. Somit kann der Gesamtprozess gesteigert werden.

Die notwendige Gasqualität stellt hohe Anforderungen an Anlagenkonzepte und Reaktionsführung. Dennoch werden heute bereits Methangehalte über 94 % erreicht.

Als CO<sub>2</sub>-Quellen dienen biogene und effizient erschließbare Bereiche wie Biogas, Biomassevergasung, Brauereien, Ethanolindustrie und Klärgas oder konventionelle Kraftwerke und Prozesse (Zement- und Stahlherstellung).<sup>47</sup>

<sup>47</sup> <http://www.powertogas.info/power-to-gas/>

### 7.2.3 Aktueller Stand in Deutschland und im Projektgebiet

In Deutschland sind aktuell über 20 Forschungs- und Pilotanlagen in Betrieb, sowie weitere in Planung und Vorbereitung. Im Projektgebiet befinden sich drei Pilotprojekte am Standort Hamburg, ein weiteres Projekt im schleswig-holsteinischen Reussenköge befindet sich im Bau.

In Hamburg Bahrenfeld befindet sich seit 2015 eine Wasserstoff-Tankstelle mit einer Leistung von 185 kWel und einer Wasserstoff-Produktion von bis zu 65 kg/Tag in Betrieb. Mit flexiblen Elektrolyse-Anlagen wird überschüssiger Strom in Gas umgewandelt, gespeichert und als Treibstoff für Fahrzeuge eingesetzt. Die Wasserstoff-Produktion wird dabei über eine vollautomatisierte Fernsteuerung geregelt und ihre Wirtschaftlichkeit anhand der Strompreise des Day-Ahead- und Intraday-Handels optimiert. Alternativ können aber auch Minutenreserve und Sekundärregelleistung im Rahmen des Regelleistungsmarkts zur Stabilisierung des Stromnetzes zur Verfügung gestellt werden. Bei der Entscheidung, welcher Markt zu welcher Zeit bedient werden soll, müssen verschiedene Randbedingungen wie Versorgungssicherheit der Tankstelle und Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden.

Eine weitere Wasserstoff-Tankstelle befindet sich in der Hamburger HafenCity seit 2011 in Betrieb. Hier wird Wasserstoff zur Betankung von Brennstoffzellenbussen und -PKW produziert und gespeichert. Die eigene Produktion wird durch Lieferungen ergänzt.

In einer weiteren Power-to-gas-Anlage in Hamburg Reitbrook wurde 2015 bis 2016 regenerativ erzeugter Strom in Wasserstoff umgewandelt und ins Erdgasnetz eingespeist. Seit Ende des Regelbetriebs ruht die Anlage. Die Anlage hat eine Eingangsleistung von 1.000 kWel und schafft eine Wasserstoff-Produktion von 225 m<sup>3</sup>/h. Die Projektziele zur Erprobung innovativer Technologie in Kombination mit bestehender Infrastruktur und zur Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasverteilstromnetz konnten erfüllt werden.

Im schleswig-holsteinischen Reussenköge befindet sich seit 2013 eine Anlage zur Wasserstoffherstellung und -verstromung im Bau. Mittels PEM-Elektrolyse soll Wasserstoff aus Überschussstrom und negativer Regelleistung erzeugt und bei Bedarf zurückverstromt werden.

### 7.3 Power-to-Liquid (PtL)

Eine weitere Möglichkeit bisher abgeregelten erneuerbaren Strom zu nutzen, besteht in der Verwendung dieses Stroms zur Herstellung von regenerativen Kraftstoffen. Auf diese Weise kann auch in Teilen des Verkehrssektors, in denen eine Umstellung auf Elektromobilität durch technische und strukturelle Gegebenheiten in absehbarer Zukunft nicht zu erwarten ist, ein Teil des Bedarfes durch erneuerbare Energien gedeckt werden. So können sich insbesondere für den Luftverkehr, der aufgrund der langen Entwicklungs- und Produktionszeiten gegenwärtiger Flugzeugtypen sowie der vorhandenen internationalen Infrastruktur längerfristig auf flüssige Kraftstoffe angewiesen sein wird, sinnvolle Synergieeffekte in Bezug auf Sektorkopplung durch PtL-Verfahren ergeben. Der Beitrag der PtL-Kraftstoffe in Deutschland zur Erreichung der ambitionierten Klimaschutzziele der Luftfahrtbranche in der nahen Zukunft leisten können, ist jedoch beschränkt.

Das PtL-Verfahren besteht ebenfalls aus mehreren aufeinanderfolgenden Umwandlungsschritten. Analog zum PtG-Verfahren wird auch hier zunächst Wasserstoff unter Stromeinsatz per Elektrolyse erzeugt. Dieser wird anschließend zusammen mit Kohlenstoffdioxid in ein Synthesegas überführt und in weiteren Aufwertungsschritten in flüssige Kohlenwasserstoffe umgewandelt.

In Deutschland wurde im Jahr 2014 eine Demonstrationsanlage realisiert. Die Errichtung von Anlagen in größerem Maßstab ist etwa für das Jahr 2030 zu erwarten.<sup>48</sup>

---

48 IATA (2015)

Zum Einsatz im Rahmen der Lastflexibilisierung sind besonders die Möglichkeiten zur Anpassung an das vorhandene Stromangebot relevant. Ein wichtiges Themengebiet für weitere technische Entwicklung ist hierbei die Flexibilisierung der Anlagenfahrweise, um auf Fluktuationen im Stromangebot reagieren zu können<sup>49</sup>. Durch eine Speicherung des Wasserstoffs kann die Elektrolyse unabhängig vom restlichen PtL-Verfahren gemacht werden. Gegenüber anderen Technologien wie PtH und PtG ist zu berücksichtigen, dass der Wirkungsgrad von PtL auf Grund weiterer notwendiger Umwandlungsschritte geringer ist. Zusätzlich müssen geeignete Kohlenstoffdioxid-Quellen zur Verfügung stehen.

Derzeit bestehen Herausforderungen für den PtL-Prozess neben der Marktreife auch in der ökonomischen und ökologischen Effizienz. So führen marktreife Technologien wie Power-to-Heat (PtH) oder Elektromobilität derzeit zu höheren CO<sub>2</sub>-Einsparungen je eingesetzter Kilowattstunde Strom und zumindest kurz- und mittelfristig auch zu geringeren Kosten. Die Mehrkosten von PtL-Kraftstoff sind derzeit in hohen Investitions- und Betriebskosten aufgrund des technologischen Entwicklungsstandes, den großen Umwandlungsverlusten sowie den geltenden Rahmenbedingungen wie Steuern und Umlagen begründet. So entsprechen die Gestehungskosten für PtL-Kraftstoff derzeit selbst unter der Annahme kostenlosen Strombezuges einem Vielfachen der Gestehungskosten für konventionelle Optionen<sup>50</sup>. Arnold et al. geben für die Jahre 2040 bis 2050 Kosten zwischen 1,2 und 1,4 €/L für PtL-Kraftstoff in Form von Diesel und Benzin ohne Berücksichtigung von Steuern an und gehen unter der Annahme gesteigerter Kosten für konventionelle Kraftstoffe von Preisparität zwischen PtL-Kraftstoff und konventionellem Kraftstoff aus.<sup>51</sup>

Darüber hinaus ist zu beachten, dass die derzeitigen Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien nur in vergleichsweise wenigen Stunden pro Jahr auftreten

und für einen wirtschaftlichen Betrieb von PtL-Anlagen nicht ausreichend sind, sodass diese hierfür zur Erhöhung der Anlagenauslastung auf konventionelle Kraftwerke zurückgreifen müssten. Daher sollte darauf geachtet werden, dass der Ausbau von PtL-Anlagen den gewünschten Effekt der CO<sub>2</sub>-Einsparung nicht ins Gegenteil verkehrt und eine Klimagefährdung ausgeschlossen werden kann.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Herstellung regenerativer Kraftstoffe im PtL-Verfahren potenziell die Möglichkeit bietet, überschüssigen Strom zu nutzen, um den Kraftstoffbedarf in Sektoren, in denen ein Technologiewandel unwahrscheinlich ist oder nur langsam vollzogen werden kann, zum Teil durch erneuerbare Energien zu decken. Herausforderungen bestehen jedoch noch sowohl in technischer Hinsicht als auch in der ökonomischen und ökologischen Effizienz, insbesondere im Vergleich zu weiteren Nutzungsoptionen erneuerbaren Stroms wie Power-to-Heat und Elektromobilität. Im für diese Studie zugrunde gelegten Zeithorizont wird daher von keinem wesentlichen Beitrag der PtL-Technologien in Bezug auf die Flexibilisierung des Strommarktes ausgegangen.

## 7.4 Zusammenfassung Sektorenkopplung

Die im Rahmen der Sektorenkopplung anzutreffenden Technologien weisen verschiedene Entwicklungsstände sowie Investitionskosten und somit sehr unterschiedliche Potenziale für die Flexibilisierung der Stromlast im Projektgebiet auf.

Die größten technisch-wirtschaftlichen Chancen zur dezentralen Nutzung von (Überschuss-)Windstrom liegen bei Power-to-Heat und der Kopplung mit dem Sektor Wärme. Die Technik sowohl bei konventionellen elektrischen Direktheizungen als auch bei (Groß-)Wärmepumpen ist ausgereift und auf dem Markt verfügbar. Die Wirtschaftlichkeit im Rahmen der Überschussstromnutzung hängt zukünftig von der Entwicklung der Rahmenbedingungen insbesondere bei der lokalen Nutzung und Nutzung von Eigenstrom ab. Obwohl die hohen Stromnebenkosten viele Anwendungsfälle noch unwirtschaftlich darstellen, gibt es im Projektge-

49 Zech (2015)

50 Umweltbundesamt (2016)

51 Arnold et al. (2017)

bietet verschiedene Pilot- und Forschungsprojekte. Wärmebedarfe als notwendige Energiesenke finden sich praktisch überall innerhalb des Projektgebiets sowohl in Hamburg als auch dezentral in ländlichen Gegenden Schleswig-Holsteins als Prozess- der Heizwärme.

Der Power-to-Gas-Technologie hingegen steht noch der Übergang in die Serienfertigung und somit ein Absinken der Investitionskosten bevor. Weiterhin besteht die Herausforderung, dass produzierter Wasserstoff bzw. Methan zwischengespeichert oder zu den

entsprechenden Energiesenken (Wärme, Industrie) transportiert werden muss. Hier wären die vorhandene Gasinfrastruktur sowie mögliche Speicherstandorte zu prüfen.

Die Technologie im Bereich des Power-to-liquid bedarf noch weiterer Forschung und Entwicklung sowie Senkung der Investitionskosten, um technische Möglichkeiten zu etablieren. Hier bestehen im Rahmen des Zeithorizonts bis 2030 kaum Chancen für eine Marktreife und einen wirtschaftlichen Einsatz.

# 8 TECHNISCHE FLEXIBILISIERUNGSMASSNAHMEN IN DER PRODUKTION

Im Rahmen der Studie sollen die Flexibilisierungsoptionen der stromintensiven und nicht-stromintensiven Industrie betrachtet werden. Dabei bieten sich grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten der Lastflexibilisierung im Sinne der Stromabnahme aus dem Netz der öffentlichen Versorgung. Dazu zählen:

> **Lastmanagement:**

Anpassung von Produktionsprozessen

> **Sektorenkopplung:**

im Rahmen von Power-to-heat durch Wärmepumpen oder Elektrodenkessel, im Rahmen der E-Mobilität

> **(Energie-)Speicher:**

Batteriespeicher, E-Mobilität, Power-to-Gas (Wasserstoff, synthetisches Erdgas), Wärme- und Kältespeicher, Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Speicher für Zwischenprodukte

> **Eigenstromerzeugung:**

bedarfsgerecht, erneuerbar oder steuerbar konventionell (stromgeführter Einsatz von KWK, strombedarfsorientierter Einsatz von Biogas und -masse)

Im Folgenden wurden die Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Last in Produktionsprozessen betrachtet. Aus technischer Sicht kann Flexibilität im Rahmen des Lastmanagements mit den Parametern maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit und Regelungsbereich beschrieben werden.

Technische Maßnahmen, die eine solche technische Flexibilität ermöglichen sind:

- > Einführung, Verbesserung von Kontroll- und Steuerungstechnologien
- > Erhöhung der Speicherkapazität durch Isolierung
- > Anpassung der Prozessintensität
- > Fahren im Teillastbereich bei überdimensionaler Anlagenauslegung bei Strömungsmaschinen

- > Investition in oder Vergrößerung von Energiespeichern
- > Vergrößern von Materialspeichern im Produktionsprozess
- > Organisatorische Umstellungen
- > Einführung neuer Technologien und Prozesse mit höherer Flexibilität

Potenziale lassen sich im Hinblick auf ihre Eignung im Rahmen der Lastflexibilisierung grundlegend mit drei Kriterien bewerten:

- > (hohe) Verfügbarkeit
- > (hinreichende) Abrufdauer
- > (längere) Verschiebedauern

Je mehr dieser Kriterien ein Prozess erfüllt, desto netzdienlicher kann sein Verhalten gestaltet werden und desto besser ist er zum Einsatz im Rahmen von Systemdienstleistungen geeignet.

## 8.1 Flexibilitätsoptionen

Im Folgenden sollen die Flexibilisierungsoptionen im Rahmen des Lastmanagements in den für das Projektgebiet im Sinne des Stromverbrauchs relevanten Industriezweigen

- > Metallerzeugung und -bearbeitung (z. B. Stahl)
- > Nichteisenmetalle (z. B. Aluminium)
- > Grundstoffchemie
- > Glas
- > Papier
- > Nahrungs- und Futtermittel

näher betrachtet werden.

### 8.1.1 Metall

Der energieintensivste Verbraucher in der Eisen- und Stahlherstellung ist der **Elektrolichtbogenofen**. Der Einsatz des Ofens unterteilt sich in das Befüllen mit Schrott etc. (20 min), das stromintensive Einschmelzen (40–60 min) und das Abstechen, also das Ausgießen der Schmelze. Die Leistungsaufnahme beim Einschmelzen kann variiert werden oder auch unter Beachtung von Lieferfristen und Arbeitszeitplanung der Produktionszeitpunkt verschoben werden.

- > **Potenzial:** 766 MW positiv (deutschlandweit)
- > **Abrufdauer:** wenige Minuten
- > **Abrufhäufigkeit:** mehrmals täglich

Weitere Potenziale der Eisen- und Stahlindustrie bieten sich bei der **Verstromung von Prozessgasen** im integrierten Hüttenwerk. In den Prozessen des integrierten Hüttenwerks entstehen Prozessgase, welche für die Eigenversorgung mit Strom sowie für die flexible Einspeisung von Strom ins Netz genutzt werden können.

- > **Potenzial:** 45–90 MW positiv, 90 MW negativ (deutschlandweit)
- > **Abrufdauer:** 30–45 Minuten
- > **Abrufhäufigkeit:** mehrmals täglich

Bei der **Weiterverarbeitung und Umformung** wird ein großer Teil der Stahlproduktion im Anschluss an das Gießen im Walzwerk bei bis zu 1200°C warm- und/oder kaltgewalzt. Speicher für die Erzeugnisse ermöglichen den flexiblen Betrieb der Anlagen, also eine Anpassung des Stromverbrauchs durch unterschiedliche Betriebsgeschwindigkeiten der Prozesse. Einschränkend wirkt hierbei die zur Verfügung stehende Speichergroße.

- > **Potenzial:** keine Literaturwerte vorhanden
- > **Abrufdauer:** mehrere Minuten bis Stunden
- > **Abrufhäufigkeit:** mehrfach täglich

In der Herstellung von Primäraluminium entfallen 93% des Strombedarfs auf den Prozessschritt der Alu-

miniumelektrolyse, die mit ca. 16.000 kWh Strom pro Tonne Primäraluminium extrem stromintensiv ist. Dabei wird bei hohen Temperaturen aus Aluminiumoxid in der Elektrolysezelle metallisches Aluminium erzeugt. Die Leistung liegt typischerweise bei ca. 100 MW bei einer hohen Anzahl Vollbenutzungsstunden von ca. 8.500 Stunden pro Jahr. Flexibilität wird durch Variation der Stromstärke oder durch das Abschalten einzelner Zellen erreicht. Einschränkend wirkt das enge Temperaturfenster in dem die Zellen betrieben werden sowie deren hohe Auslastung.

- > **Potenzial:** 281 MW positiv (deutschlandweit)
- > **Abrufdauer:** bis zu einer Stunde
- > **Abrufhäufigkeit:** einmal am Tag

Sowohl in der Primär- als auch der Sekundär**kupfererzeugung** wird zur Herstellung der Kupferkathoden der Prozessschritt der Kupferelektrolyse oder Kupferraffination durchlaufen. Dabei weist die Elektrolyse aufgrund des hohen spezifischen Strombedarfs und der guten Regelbarkeit Potenzial zur Lastflexibilisierung auf. Im Vergleich zur Aluminiumherstellung ist der Stromverbrauch der Kupferherstellung jedoch sehr gering, weshalb das Potential vernachlässigbar ist.

- > **Potenzial:** keine belastbaren Literaturwerte vorhanden
- > **Abrufdauer:** keine belastbaren Literaturwerte vorhanden
- > **Abrufhäufigkeit:** keine belastbaren Literaturwerte vorhanden

In **NE-Metallgießereien** werden häufig Induktionsöfen eingesetzt, die für eine Lastflexibilisierung genutzt werden können.

- > **Potenzial:** keine belastbaren Literaturwerte vorhanden
- > **Abrufdauer:** keine belastbaren Literaturwerte vorhanden
- > **Abrufhäufigkeit:** keine belastbaren Literaturwerte vorhanden

### 8.1.2 Glas

Das größte Potenzial in der **Glasindustrie** stellen elektrische Zusatzheizung bei der Herstellung von Behälterglas dar. Für die Produktion von Behälterglas wird Altglas eingeschmolzen, wobei ein Teil der benötigten Prozesswärme über elektrische Zusatzheizungen bereitgestellt wird. Die Leistung der Zusatzheizung kann dabei variiert werden, jedoch nur für wenige Minuten ohne negative Auswirkungen auf die Glasqualität.

- > **Potenzial:** 25 MW positiv, 25–35 MW negativ (deutschlandweit)
- > **Abrufdauer:** wenige Minuten
- > **Abrufhäufigkeit:** je nach Abrufdauer, ggf. mehrmals täglich

### 8.1.3 Nahrungs- und Futtermittel

Flexibilität kann in der Nahrungs- und Futtermittelindustrie vor allem über **Querschnittstechnologien** bereitgestellt werden, welche in den verschiedenen Unterbranchen (Zuckerherstellung, Milchverarbeitung, Fleischverarbeitung) zum Einsatz kommen. Als stromintensive Technologien hervorzuheben sind hierbei Lüftung, Kälte (Erzeugung und Verteilung), Pumpen und Druckluft. Je nach Technologie kann eine flexibilisierte Betriebsweise durch Variation der Leistungsaufnahme oder Abschalten der Lasten erreicht werden. Hierbei müssen jedoch stets die Grenzen für Betriebsparameter (bspw. Temperatur im Kühlhaus) eingehalten werden.

- > **Potenzial:** rund 500 MW positiv, rund 400 MW negativ (deutschlandweit)
- > **Abrufdauer:** unterschiedlich je nach Technologie vom Sekundenbereich (Druckluft) bis hin zu mehreren Stunden (Beleuchtung, Kälte, Lüftung)
- > **Abrufhäufigkeit:** je nach Abrufdauer, ggf. mehrmals täglich

### 8.1.4 Papierherstellung

Die **Holzstoffherstellung** erfolgt mittels sogenannter Holzschleifer oder Refiner, welche eine hohe Leistungsaufnahme haben, jedoch nicht kontinuierlich betrieben

werden. Durch eine mögliche kurzfristige Änderung der Leistungsaufnahme sowie vorhandene Materialspeicher ergibt sich ein Flexibilisierungspotenzial. Eingeschränkt wird das Potenzial lediglich durch die zur Verfügung stehenden Speichervolumina.

- > **Potenzial:** 237 MW positiv, 71 MW negativ (deutschlandweit)
- > **Abrufdauer:** bis zu 5 h/6 h für positives/negatives Potenzial
- > **Abrufhäufigkeit:** bis zu 3-mal/2-mal am Tag für positives/negatives Potenzial

In der stromintensiven **Faserstoffaufbereitung** wird Altpapier aufbereitet. Flexibilitätspotential entsteht dadurch, dass die erzeugte Fasersuspension gespeichert wird, bevor sie in der Papiermaschine weiterverarbeitet wird. Eingeschränkt ist das Flexibilitätspotenzial durch die vorhandene Speichergröße, welche allerdings von Werk zu Werk stark variiert. Aufgrund stark schwankender Auslastung der Stoffaufbereitung schwankt auch das zur Verfügung stehende Potenzial.

- > **Potenzial:** 359 MW positiv, 42 MW negativ (deutschlandweit)
- > **Abrufdauer:** bis zu 36 min/6 h für positives/negatives Potenzial
- > **Abrufhäufigkeit:** bis zu 14-mal am Tag für positives, bis zu 50-mal im Jahr für negatives Potenzial

### 8.1.5 Chemie

In den **Chlor-Alkali-Elektrolyseanlagen** wird mittels Strom eine wässrige Kochsalzlösung zu Chlor, Wasserstoff und Natronlauge umgewandelt. Die Elektrolyseure können in Voll- oder Teillast betrieben werden, wodurch Flexibilität bereitgestellt werden kann. Einschränkend wirken jedoch Qualitätseinschränkungen bei starker Lastabsenkung und häufigen Lastwechseln. Weiterhin werden die Elektrolyseure bei konstant hoher Auslastung betrieben, wodurch das negative Potenzial eingeschränkt wird und Produktionsausfälle beim Abruf von positivem Potenzial zeitnah nachgeholt werden müssen. Zudem sind die Speicherkapazitäten für Chlor beschränkt. Lediglich wenn Chlor zum gut speicherbaren EDC weiterverarbeitet wird kann

durch Entkopplung der EDC-Produktion von Folgeprozessen ein hohes Potenzial erreicht werden.

- > **Potenzial:** 443 MW positiv, 15 MW negativ (deutschlandweit)
- > **Abrufdauer:** wenige Minuten; beim Einsatz von EDC-Speichern bis zu mehreren Tagen
- > **Abrufhäufigkeit:** mehrmals täglich

Mittels kryogener **Luftzerlegung** nach dem Lindeverfahren wird Luft in die Bestandteile Sauerstoff, Stickstoff und Edelgase getrennt. Energieintensive Teilprozesse hierbei sind Luftverdichtung und -verflüssigung. Die Anlagen sind für den kontinuierlichen Betrieb ausgelegt, können jedoch in Teillast betrieben werden. Einschränkend auf die Flexibilität wirken die hohe Anlagenauslastung (Betriebspunkt bei 95%) und die Einbindung in Folgeprozesse.

- > **Potenzial:** keine Literaturwerte vorhanden
- > **Abrufdauer:** wenige Minuten bis wenige Stunden
- > **Abrufhäufigkeit:** mehrmals täglich

### 8.1.6 Branchenübergreifend

Die bereits im Rahmen der Nahrungs- und Futtermittel dargestellten Querschnittstechnologien wie Lüftung, Klimatechnik, Kälte und Druckluft treten auch in einer Vielzahl weiterer Branchen auf. Von der Industrie lassen sich diese Potenziale auch auf Gewerbe und die Betreiber von Großgebäuden wie z. B. Flughäfen übertragen. Weiteres Flexibilisierungspotenzial bieten Mühlen und Schredder, die in vielen Branchen zur Zerkleinerung eingesetzt werden. I.d.R. lässt sich Material mit geringem Aufwand und ohne Verluste in vor- oder nachgeschalteten Speichern lagern, wenn entsprechende Puffer bei der Speicherkapazität vorgesehen sind und der Arbeitsschritt keinen Engpassprozess darstellt.

Durch Lastmodulation können im Rahmen des betrieblichen Spitzenlastmanagements oder durch Nutzung von Preisdifferenzen am Strommarkt Kostenvorteile genutzt werden. Interessante Modelle für die Verbraucher ergeben sich hierbei durch die Lastverschiebung und Speicherung von Energie in verschiedenen

Formen. Insbesondere Kälte bietet hierbei Potenziale als Pufferspeicher, indem Kühlhäuser beispielsweise in Zeiten hohen Stromaufkommens und niedriger Strompreise auf niedrigere als die benötigten Temperaturen abgekühlt werden und somit die Kühlzeiten verkürzt und verschoben werden können.

Die einzelnen Branchen verfügen über sehr unterschiedliche Voraussetzungen. Besonders gut geeignet für die konkrete Bewertung und Nutzung von Potenzialen sind Branchen wie Metall und Chemie mit wenigen Akteuren mit jeweils großem Strombedarf. In Branchen wie der Nahrungs- und Futtermittelindustrie mit einer großen Anzahl von Akteuren mit jeweils nur geringem bis durchschnittlichen Stromverbrauch verteilen sich die Potenziale viel kleinteiliger und sind somit deutlich schwieriger zu heben.

Anhang 3 gibt einen Überblick möglicher Flexibilisierungsoptionen und ihrer jeweiligen Vor- und Nachteile.

## 8.2 Techno-ökonomische Potenzialbewertung

Zunächst ist das technisch mögliche Potenzial zu bewerten. Kriterien zur Priorisierung geeigneter Prozesse stellen die folgenden Punkte dar:

- > **Technische Möglichkeit der Flexibilisierung:** viele Prozesse benötigen Vorlaufzeiten und können nicht beliebig schnell an- und abgeschaltet werden
- > **Häufige Schaltzyklen** müssen ohne technische und organisatorische Probleme möglich sein
- > **Höhe der verschiebaren Leistung:** (> 250 bis 500 kW) und **Schaltdauer** (> 1 Stunde); diese Leistungen müssen vorrätig gehalten werden, ohne dass Anlagen im Normalfall außerhalb des optimalen Betriebspunkts laufen oder überdimensioniert sind
- > **Energieverbrauch** wird durch Verschiebung nicht oder nur geringfügig erhöht
- > **Regelbarkeit:** nach Möglichkeit stufenlos, schnell und über ein weites Regelband, um z. B. Anforderungen von Minuten- und Sekundenreserve zu erfüllen

- > Planbarkeit und Zuverlässigkeit: gute Vorhersagbarkeit des Strombedarfs auf festem Arbeitspunkt
- > Bedeutung für Wertschöpfung im Unternehmen: vernachlässigbare Prozessrisiken und kein negativer Einfluss auf Qualität auf Grund der Schaltungen
- > Speicherkapazitäten: zur Verschiebung der Produktion werden ausreichend Material-, Zwischen- oder Endproduktspeicher benötigt
- > Betrieblich notwendige Vorankündigungszeit für Regelleistungserbringung ausreichend kurz
- > Ansteuerbarkeit: Anbindung zur Überwachung und Steuerung an Prozessleittechnik vorhanden
- > Zeitfenster der Verschiebung: Verträge und Lieferzeiten sind einzuhalten, sodass Lastreduktionen nicht beliebig lange verschoben werden können
- > Wirtschaftlichkeit: es fallen unterschiedliche Kosten für Erschließung, Bereitstellung und Instandhaltung an
- > Ggf. Kosten für Zwischenspeicherung von Material
- > Fixe laufende Kosten
- > Wartung und Instandhaltung zusätzlicher Kapazitäten
- > Ggf. Vorhaltung von Speicherkapazitäten und erhöhten Lagerbestand
- > Ggf. zusätzliche Personalkosten
- > Opportunitätskosten bei Abrufen
- > ggf. reduzierter Deckungsbeitrag (Personalkosten, Mieten, Abschreibungen etc.)
- > ggf. Kosten durch Auswirkungen auf bestehende Stromverträge (Verletzung von Toleranzbändern, bestehender Abnahmepflichten)
- > ggf. erhöhter Energieverbrauch z. B. durch Temperaturverlust oder Teillastbetrieb
- > ggf. verminderte Lebensdauer der technischen Anlagen auf Grund häufiger Schaltungen
- > ggf. Betriebskosten für weiterlaufende Prozesse (z. B. Luftreinhaltung) oder zusätzlicher Betriebsmittelverbrauch bei Zuschaltung von Lasten

Neben der rein technischen Betrachtung der Potenziale sind auch die daraus folgenden ökonomischen Konsequenzen abzubilden. Bspw. gehen hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und Überschreitungen des Regelungsbereichs, die eine Flexibilisierung ermöglichen, mit hoher Abnutzung und sonstigen Verlusten einher. Die rein technische Betrachtung von Flexibilität wird damit zu einer techno-ökonomischen Betrachtung erweitert. Die Erlöse durch Vermarktung flexibler Lasten sind den Kosten für Einführung und Umsetzung des Lastmanagements gegenüberzustellen.

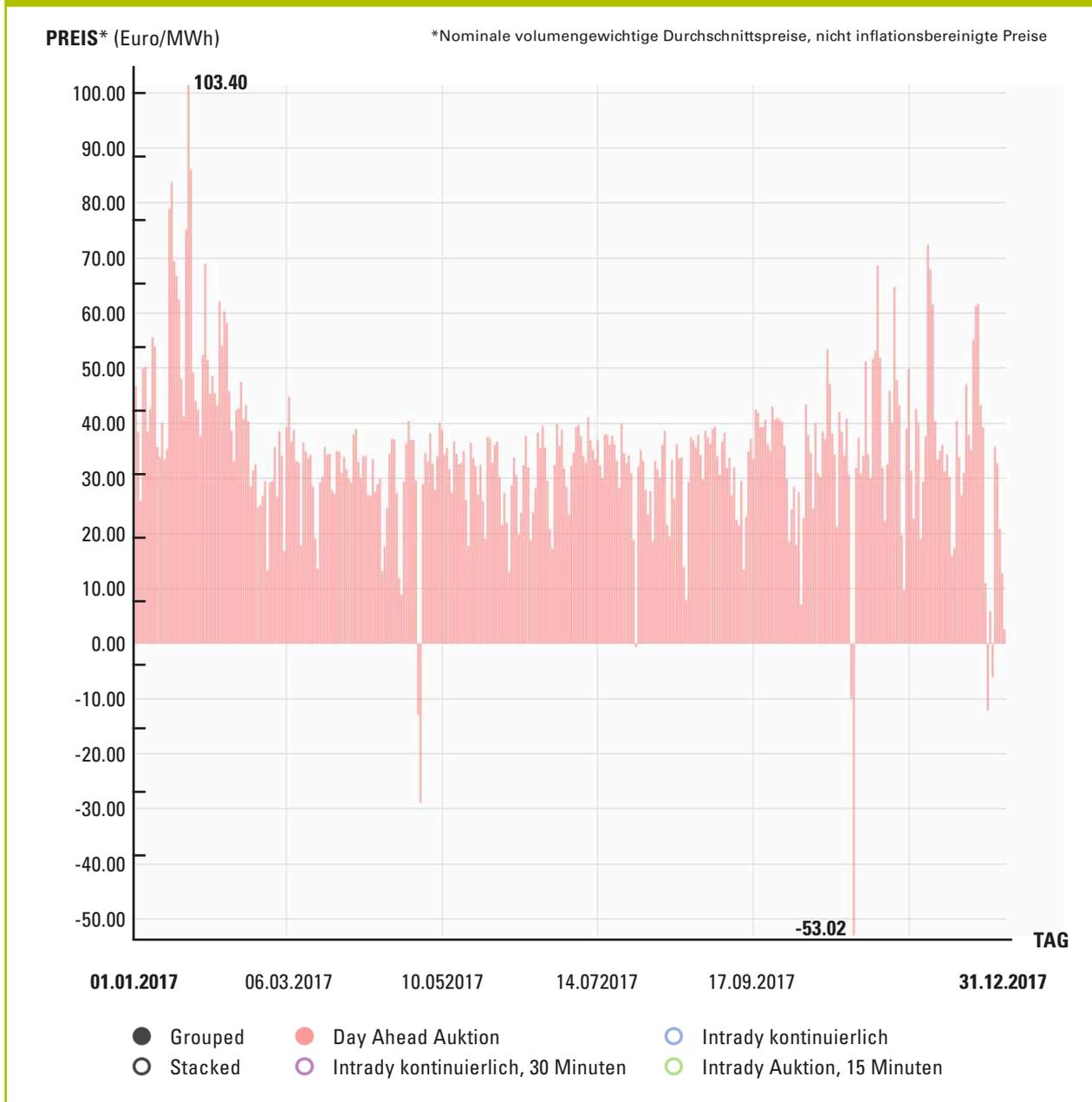
Neben den einmaligen Fixkosten (unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Nutzungsdauern) der Investition zur Erschließung des Flexibilisierungspotenzials fallen jährlich laufende Fixkosten für Wartung, Instandhaltung und Bereitstellung sowie variable Kosten beim tatsächlichen Einsatz an. Daraus ergeben sich die Kosten der Flexibilität.

- > Investitionskosten
- > Transaktionskosten für Erschließung
- > Ggf. einmalige Kosten für Regelungstechnik, IT und organisatorischen Aufwand

Demgegenüber steht der zu erwartende Wert der Flexibilität. Dieser wird maßgeblich über schwankende Spotmarktpreise und Marktwerte für Systemdienstleistungen – in erster Linie die Bereitstellung und den Einsatz von Regelleistung – ausgedrückt.

Der Strompreis an der deutschen Strombörse in Leipzig lag im Jahr 2017 beispielsweise zu 60 % zwischen 20 und 40 €/MWh. Dabei betrug der maximale Wert, der sich am Markt ergab, 103 €/MWh, der minimale Wert lag bei -53 €/MWh. Die regelmäßige Schwankung zwischen Hoch- und Niederpreiszeiten lag dabei zwischen 20 und 40 €/MWh. Daraus ergibt sich für eine variable Last in Höhe von beispielhaft 1 MW eine Kostenoptimierung von durchschnittlich 20 €/MWh durch die Verlagerung in günstige Strompreiszeiten. Ausgehend von der Annahme, die durch eine Agora-Studie gestützt wird, dass sich der Strompreis zukünftig noch deutlich volatiler gestalten wird, ergeben sich in den kommenden Jahren noch weitere ökonomische Potenziale durch die zeitliche Flexibilisierung des Strombedarfs.

## Tägliche Börsenstrompreise in 2017



> Abbildung 9: Tägliche Börsenstrompreise in 2017<sup>52</sup>

Die zentrale Kenngröße der Wirtschaftlichkeit variabler Lasten ergibt sich aus Häufigkeit und Dauer der tatsächlichen Aktivierung.

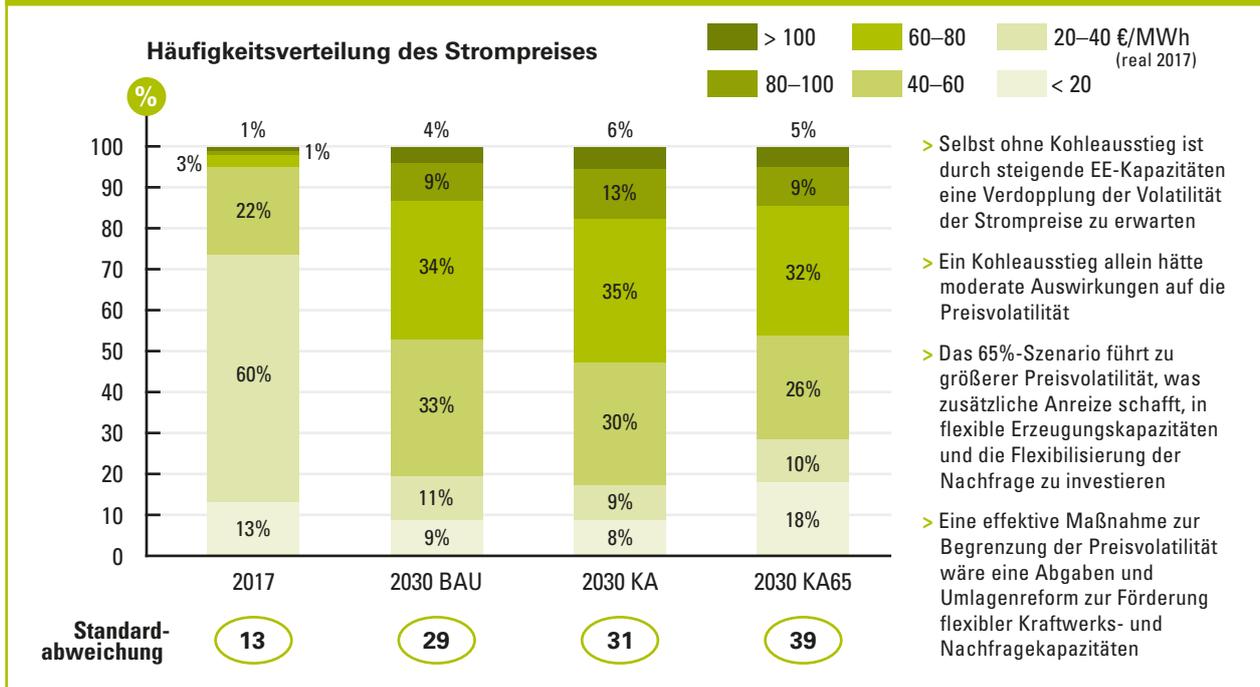
Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Defizite und Überschüsse auf Grund eines hohen Anteils erneuerbarer Erzeugung bisher durch hohe Leistungen in wenigen Stunden p.a. gekennzeichnet sind. Daher verfügen Flexibilitätsoptionen mit geringen Investitionskosten über einen Vorteil, auch wenn diese hohe variable Kosten aufweisen.

Ebenfalls vorteilhaft zu bewerten sind Flexibilisierungsoptionen, die sowohl Defizite als auch Überschüsse decken können, z.B. Speicher. Power-to-heat hingegen kann nur zur Verwendung von Überschüssen eingesetzt werden, ist jedoch nicht in der Lage Defizite auszugleichen.<sup>53</sup>

<sup>52</sup> [https://www.energy-charts.de/price\\_avg\\_de.htm?year=2017&price=nominal&period=daily](https://www.energy-charts.de/price_avg_de.htm?year=2017&price=nominal&period=daily)

<sup>53</sup> Systematischer Vergleich Flex-Optionen Öko Institut

## Häufigkeitsverteilung des Strompreises; Darstellung von Agora



> Abbildung 10: Häufigkeitsverteilung des Strompreises; Darstellung von Agora

### 8.3 Wechselwirkung zwischen Energieeffizienz und Lastmanagement

Unternehmen, die bereits ein Energiemanagement nach ISO 50001 betreiben, sind meist besonders geeignet Potenziale zur Lastflexibilisierung zu erfassen und ggf. auch zu nutzen. Verschiedene Faktoren wie bereits vorhandene Mess- und Regelungstechnik, Energiemonitoring zur anlagenscharfen Aufschlüsselung des Energieverbrauchs über Unterzähler und Sensoren und detaillierte Kenntnis der Produktionsabläufe und Einflussfaktoren und ggf. installierte Prozessleitsysteme sowie die Feinregelung von Aggregaten und Abläufen durch speicherprogrammierbare Steuerungen bieten eine gute Grundlage, um unternehmensspezifische Potenziale zu bewerten.

Im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements liegt der Fokus auf Energieeinsparungen, Effizienzsteigerungen und der Senkung der Energiekosten. Der Betrieb der Anlagen wird dabei auf den optimalen Betriebspunkt ausgelegt, der Teillastbetrieb wird auf Grund höherer Verluste vermieden. Genauso werden An- und Abfahrprozesse auf Grund suboptimaler Betriebsweise und erhöhter Energieverbräuche vermie-

den. Die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen führt in vielen Fällen zu sinkenden Flexibilisierungspotenzialen, da beispielsweise die installierte Leistung neuer, effizienter Anlagen und damit auch das Potenzial zur Lastreduktion geringer ausfällt.

Das überbetriebliche Energiemanagement, die Teilnahme am Regelenergiemarkt und die Anpassung des Lastprofils an den Börsenstrompreis führen im Gegensatz genau dazu, die Produktion zeitweise in suboptimale Bereiche zu verschieben, um günstige Strompreise zu nutzen und Anlagen netzdientlich zu betreiben. Es ergibt sich ein höherer Energieverbrauch durch den Teillastbetrieb. Ggf. entstehen höhere Verluste bei der Verschiebung von Lasten durch Zwischenspeicherung oder Energieumwandlung. Um verschobene Produktionsprozesse nachzuholen, werden ggf. höhere Spitzenlasten notwendig, die Spitzenreduktion im Rahmen des Spitzenlastmanagements torpedieren und den Leistungspreis erhöhen können.

In diesem Zusammenhang sind unternehmensspezifisch die Wechselwirkungen unterschiedlicher Perspektiven wie Lastmanagement und Energieeffizienz gegenüberzustellen und im Einzelnen zu bewerten.

## 8.4 Flexibilität als Produkt im deutschen Energiesystem

In der Industrie bieten sich verschiedene Möglichkeiten zur Abschaltung, Zuschaltung und Verschiebung von Lasten. Mit ihnen lassen sich unter gewissen Beschränkungen der Dauer und der Höhe, die negativen Auswirkungen auf den gesamten Produktionsprozess vermeiden, verschiedene netzdienliche und betriebskostensenkende Maßnahmen bei den Netzanbietern erbringen:

- > Elektrische Last in Abhängigkeit von Größe und Reaktionsgeschwindigkeit als positive oder negative Minutenreserve, Sekundär- und Primärregelleistung auf Regenergiemarkt anbieten
- > Preisschwankungen am Strommarkt durch Modulation des Lastprofils ausnutzen
- > Drosselung der Leistung zur Einhaltung der maximalen Leistung im Rahmen des Spitzenlastmanagements oder der atypischen Netznutzung
- > Bestandteil des Systemmanagements nach Störungen auf Grund günstiger Lasteigenschaften (schnelles, vollständiges Abschalten von großen Leistungen innerhalb weniger Minuten)

Verschiedene in der Industrie vorhandene Flexibilitäten lassen sich an der Strombörse und im Regenergiemarkt als Produkt anbieten und so zum wirtschaftlichen Vorteil des Unternehmens nutzen. Als Flexibilitätsoptionen kommen hier Lastverschiebungen in der Produktion oder die Verschiebung in andere Sektoren wie z. B. Wärme in Frage. Dabei bieten sich in den einzelnen Branchen unterschiedliche Möglichkeiten:

- > Lastmanagement
- > Elektrolichtbogenofen in der Metallindustrie
- > Verstromung von Prozessgasen im integrierten Hüttenwerk
- > Weiterverarbeitung/Umformung in der Metallindustrie
- > Elektrolysezellen in der NE-Metallindustrie
- > Elektrische Zusatzheizung bei der Herstellung von Behälterglas

- > Querschnittstechnologien wie Lüftung, Klimatisierung, Kälte und Druckluft
- > Holzstoffherstellung / Faserstoffaufbereitung in der Papierindustrie
- > Chlor-Alkali-Elektrolyseanlagen in der Chemieindustrie
- > Luftzerlegungsanlagen in der Chemieindustrie
- > Power to heat
- > Wärmepumpen
- > Elektrodenkessel, Heizstäbe etc.

Diese können in Abhängigkeit ihrer Leistung, ihrer zeitlichen Verfügbarkeit und ihrer Reaktionsgeschwindigkeit in Form unterschiedlicher Produkte angeboten werden:

- > Regelleistung
- > Zu- und abschaltbare Lasten
- > Strombeschaffung am Spotmarkt
- > Netzentgeltssystematik
- > Eigener Bilanzkreisausgleich

Anhang 4 im Anhang gibt einen Überblick über die Eignung der sich ergebenden Kombinationen.

Aus den grundsätzlichen Möglichkeiten der Flexibilisierung und der Systemdienstleistungen lassen sich unter individuellen Voraussetzungen der Unternehmen unterschiedliche Business Cases ableiten. Das grundsätzliche Vorgehen ist jedoch in allen Fällen zunächst vergleichbar:

- > Individuelle Bestandsaufnahme bzgl. Stromverbrauch, Lastbedarf und Flexibilisierungsmöglichkeiten im Unternehmen
- > Technische und ökonomische Bewertung der Flexibilisierungsmöglichkeiten
- > Auswahl geeigneter Flexibilisierungsmöglichkeiten und Systemdienstleistungen
- > Vorbereitung und ggf. Präqualifikation für den Einsatz der Möglichkeiten und Systemdienstleistungen

Vier konkrete Fallbeispiele werden als Business Case im Anhang 5 dargestellt.

## 8.5 Herausforderungen des Lastmanagements

Für die Flexibilisierung des Stromverbrauchs in der Industrie bestehen verschiedene Herausforderungen. Generell gelten heute in vielen Unternehmen noch fehlende Sach- und Marktkenntnisse zum Thema. Gleichzeitig hegen Unternehmen teilweise Bedenken, inwiefern die Lastflexibilisierung Energieeffizienzziele beeinträchtigen und die Daten- und Anlagensicherheit bei Eingriffen von Außen gewährleistet werden kann. An vielen Stellen ist die Datenqualität noch zu gering, um Prozesse im Detail auf ihr Flexibilisierungspotenzial hin beurteilen zu können.

Wirtschaftliche Herausforderungen stellen die hohen Opportunitätskosten der Lastflexibilisierung durch notwendige Investitionen und Kosten der Bereitstellung einerseits und die geringen Marktpreise für Flexibilität und weiterer mangelnder Anreize andererseits dar.

Energiewirtschaftliche Herausforderungen bestehen im Zielkonflikt mit bestehenden Regelungen wie z. B.

dem Netzentgelt, der bisher fehlenden Berücksichtigung von Anforderungen der Lastflexibilisierung bei der Ausgestaltung von Regelwerken z. B. für die Präqualifikation von Regelleistung, teilweise komplexe Aufgaben- und Rollenverteilung auf deutscher und europäischer Ebene zwischen Bundesnetzagentur, Netzbetreibern und Dienstleistern bzgl. Vermarktung verschiedener Dienstleistungen und insgesamt komplexem und intransparentem Vertrags- und Regelwerk.

Technisch sind einzelne Prozesse in ihrer Flexibilität beschränkt oder geraten beim Teillastbetrieb in einen Zielkonflikt mit Effizienzkriterien. Darüberhinaus fehlen heute noch ausreichende Marktstandards für Informations- und Kommunikationstechnologie zur Steuerung von Prozessen.

Es besteht daher weiterer Forschungsbedarf, um die industrie- und prozessspezifischen Potenziale zu quantifizieren und die Auswirkungen im Betrieb auf Wartung, Instandhaltung und Anlagenalterung sowie Wechselwirkungen mit Energieeffizienz zu bewerten.<sup>54</sup>

---

<sup>54</sup> Dena dsm Bayern [http://www.dsm-bay-ern.de/fileadmin/content/Downloads/Brosch%C3%BCren/20160617\\_Flyer\\_Infobroschuere\\_Roadmap\\_DSM\\_RZ.pdf](http://www.dsm-bay-ern.de/fileadmin/content/Downloads/Brosch%C3%BCren/20160617_Flyer_Infobroschuere_Roadmap_DSM_RZ.pdf)

# 9 ZWISCHENSTAND UND ERGEBNISSE ANDERER STUDIEN

In den vorangegangenen Kapiteln wurden der theoretische Hintergrund und die zugrundeliegenden aktuellen Rahmenbedingungen rund um das Thema nutzbarer Potenziale durch die Flexibilisierung von Stromlasten in der Industrie im Projektgebiet Hamburg, Schleswig-Holstein und nördliches Niedersachsen beleuchtet:

- > Bestandsanalyse Stromlast der Industrie
- > Bestandsanalyse erneuerbarer Energien und dessen Ausbau
- > Netzbetrieb und Netzausbau
- > Strommarktdesign
- > Flexibilisierungsoptionen in der Industrie
- > Exkurse zu den angrenzenden Themen Stromspeichern, Sektorenkopplung (PtH und PtG)

Hieraus ergeben sich zunächst theoretische technische Potenziale für Flexibilitäten, die sich als Produkt im Energiesystem anbieten und zum wirtschaftlichen Vorteil der anbietenden Unternehmen vermarkten lassen.

## 9.1 Synthese des theoretischen Hintergrunds und der Bestandsanalyse

Aus dem heutigen Bestand an erneuerbarer Erzeugung insbesondere der Windenergie in Schleswig-Holstein und den bestehenden Übertragungs- und Verteilnetzen in und aus dem Projektgebiet heraus ergeben sich heute relevante Überschussstrommengen. Diese müssen in wenigen Stunden pro Jahr, dann jedoch mit hohen Leistungen durch das zeitliche Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch abgeregelt werden und erzeugen so erhebliche volkswirtschaftliche Kosten.

Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch wird in den kommenden Jahren durch den fortschreitenden Ausbau erneuerbarer, dargebotsabhängiger und somit volatiler Erzeugung noch weiter zunehmen. Dies kann zwar teilweise durch den Netzausbau aufgefangen werden, dennoch bleiben auch zukünftig in bestimmten Zeiten Überschussmengen verfügbar, für die anderweitige, regionale Verwendung geschaffen werden muss. Relevante technische Potenziale bieten hierbei die Lastflexibilisierung der Industrie sowie die Verwendung im Sektor Wärme. Unternehmen der Industrie können vorhandene Flexibilisierungsoptionen als verschiedene Produkte im Strom- und im Regelenergiemarkt anbieten. Bisher sind die wirtschaftlichen Möglichkeiten dieser Produkte jedoch begrenzt und müssen in den kommenden Jahren durch Anpassungen des Strommarktdesigns und die regulatorischen Rahmenbedingungen verbessert werden, um die Abregelung erneuerbaren Stroms zu minimieren, die Integration der erneuerbaren Erzeugung somit zu fördern und die volkswirtschaftlichen Kosten des deutschen Energiesystems zu senken.

## 9.2 Ergebnisse anderer Studien und Projekte

Aktuell befinden sich deutschlandweit verschiedene Studien, Forschungs- und Pilotprojekte in der Umsetzung, die sich mit den technischen Möglichkeiten zur Lastflexibilisierung einerseits und den Marktinstrumenten des Energiesystems wie Systemdienstleistung andererseits befassen. Die folgende Übersicht erhebt keinen Anspruch der Vollständigkeit.

Das Projekt mit der höchsten Relevanz für das Thema Lastmanagement dürfte in Norddeutschland aktuell der Zusammenschluss von Wirtschaft, Wissenschaft und Politik im Großprojekt NEW 4.0 (Norddeutsche

Energiewende) haben. In acht Arbeitsgruppen, die denen des übergeordneten Förderprogramms SINTEG (Schaufenster Intelligente Energie) mit deutschlandweit fünf Schaufensterregionen entsprechend, werden die Themen

- > Netze
- > Lastmanagement
- > Erzeugungsmanagement
- > Informations- und Kommunikationstechnologie
- > Markt und regulatorische Rahmenbedingungen
- > Verwertung und Akzeptanz
- > Aus- und Weiterbildung
- > Ganzheitliche Systemgestaltung

bearbeitet. Daraus ergaben sich für das Projektgebiet Hamburg und Schleswig-Holstein folgende sechs notwendige prototypische Anwendungsfälle, sogenannte Use Cases:

- > Schneller lokaler Intra-Day-Handel
- > Aufbau Netzampel, Marktplattform
- > Smart Balancing
- > Regelernergie aus dezentralen Erzeugern und Lastmanagement
- > Momentanreserve
- > Aktives Blindleistungsmanagement

**Weitere Informationen unter:**

<http://www.new4-0.de/>

In der Projektregion sind in diesem Zuge untergeordnet bereits weitere Projekte wie die Energieplattform ENKO der ARGE Netz GmbH & Co. KG und der Schleswig Holstein Netz AG entstanden. Auf der digitalen Marktplattform können Verbraucher ihren flexiblen Mehrverbrauch für den kommenden Tag anbieten. So sollen Netzengpässe vermieden und Überschussstrom genutzt statt abgeregelt werden.

Seit Sommer 2018 konnten Verbraucher unverbindliche Angebote abgeben und so ihre Flexibilitäten simulieren. Damit konnte die technische Machbarkeit von ENKO unter Beweis gestellt werden. Anfang 2019 nimmt ENKO seinen tatsächlichen Betrieb auf. Grund-

sätzlich gibt es bei der Teilnahme für flexible Verbraucher keine Einschränkungen. Auf Grund der rechtlichen Rahmenbedingungen ist die Teilnahme bislang aber nur über die sogenannte Experimentierklausel – eine Rechtsvorschrift im Rahmen des SINTEG-Programms zur Erprobung bestimmter Regelungen – für NEW 4.0-Partner wirtschaftlich interessant.

**Weitere Informationen unter:**

<https://www.enko.energy/>

Ein ähnliches Projekt bearbeitet der städtische Energieversorger Hamburg Energie mit seiner Energie-Plattform. Das IKT-Konzept soll ebenfalls dem Handel mit Flexibilitäten dienen und eine Echtzeit-Steuerung der Anlagen ermöglichen. Der Schwerpunkt liegt hier auf dem geplanten, vollständig automatisierten „Ultra Kurzfrist Intraday Handel“, der perspektivisch bis in die Erbringungs-Viertelstunde möglich ist. Die ersten Testphasen sind für das erste Quartal 2019 geplant.

Bereits 2014 hatten VDE (Verband der Elektrotechnik) und ETG (Energietechnische Gesellschaft) mit der Arbeitsgruppe RegioFlex ein Konzept zu regionalen Flexibilitätsmärkten entwickelt. In der Zusammenfassung sieht die Studie regionale Flexibilitäten als sinnvolle Ergänzung des Energiemarktes und eine weitere Vermarktungsmöglichkeit, um das gesamte Energiesystem kosteneffizient zu gestalten. Als notwendige Voraussetzung wird eine angemessene Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)-Infrastruktur benötigt. Die zunehmend dezentrale Einspeisung erfordert dabei regionale Anpassungen und Märkte und somit neue Handlungsmöglichkeiten für die Verteilnetzbetreiber.

**Weitere Informationen unter:**

<https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vde-studieregionaleflexibilitaetsmaerkte>

Die Kopernikus-Projekte

- > ENSURE
- > P2X
- > SynErgie
- > ENavi

befassen sich im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Forschung mit den zentralen Fragen der Energiewende:

- > Neue Netzstrukturen
- > Power-to-X
- > Industrieprozesse und
- > Systemintegration

Das Projekt SynErgie betrachtet in diesem Rahmen die Schlüsselproduktionsprozesse der sieben energieintensiven Branchen Stahl- und Aluminiumherstellung, chemische Industrie, Maschinen- und Anlagenbau, Papier- und Lebensmittel-, Zement- und Automobilindustrie in Bezug auf ihre Möglichkeiten zur Flexibilisierung. Neben technischen und wirtschaftlichen Aspekten werden ebenfalls rechtliche und sozialgesellschaftliche Perspektiven einbezogen. Modellhaft soll im Projekt die „Energieflexible Region Augsburg“ demonstriert und evaluiert werden.

**Weitere Informationen unter:**

**<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/industrieprozesse>**

Das vom BMWi geförderte Forschungsprojekt REGEES erarbeitet ein Konsortium aus fünf Partnern aus Wissenschaft und Wirtschaft regelungstechnische Potenziale zur koordinierten Netzbetriebsführung und -regelung im Rahmen der zukünftigen Anforderungen eines Energiemarktes mit einem großen Anteil erneuerbarer, volatiler Energiebereitstellung.

**Weitere Informationen unter:**

**<http://www.regees.de/#>**

Im Projekt eTelligence in der Modellregion Cuxhaven wurden erneuerbare Stromerzeuger wie Wind-, Photovoltaik- und Biogasanlagen zu einem Virtuellen Kraftwerk gebündelt und mit flexiblen Verbrauchern gekoppelt. Als variable Verbraucher bzw. Energiespeicher werden in diesem Fall Kühlhäuser eingesetzt. Die bei niedrigen Strompreisen mit bis zu minus 24 °C tiefer kühlen als notwendig und so bei höheren Strompreisen die Kälteerzeugung aussetzen können, bis die Temperatur auf minus 18 °C gestiegen ist.

**Weitere Informationen unter:**

**<https://www.energymeteo.de/projekte/archiv/eTelligence.php>**

In Süddeutschland hat die Deutsche Energie-Agentur (dena) jeweils mit Unterstützung eines Ministeriums auf Landesebene für Baden-Württemberg und Bayern ein Pilotprojekt zur Erprobung von Lastmanagement umgesetzt. Hierbei wurden jeweils Unternehmen bei der Entwicklung und wirtschaftlichen Nutzung ihrer Flexibilisierungspotenziale unterstützt sowie standardisierte Verfahren zur Analyse von Potenzialen und deren Vermarktung inkl. den Abläufen zwischen verschiedenen Marktakteuren entwickelt.

**Weitere Informationen unter:**

**<http://www.dsm-bw.de/>**

**und hier:**

**<http://www.dsm-bayern.de/>**

# 10 SITUATION DER INDUSTRIE

## Chancen und Hemmnisse bei der Nutzung von Überschussstrom

Um die Readiness der Unternehmen im Projektgebiet bei der Nutzung von Überschussstrom sowie die Chancen und Hemmnisse aus Sicht der Unternehmen zu bewerten, wurden Interviews mit der Industrie geführt und ausgewertet.

Hierfür wurde ein Fragebogen (s. Anhang 6) entwickelt, der zunächst als Leitfaden für persönlich geführte Gespräche diente, aber auch schriftlich beantwortet werden konnte. Der Fragebogen bzw. die Gespräche gliederten sich in drei Teile. Zunächst wurden allgemeine Angaben zum Unternehmen, zur Produktion und zum Energieverbrauch abgefragt. Im Folgenden wurden bekannte Potenziale der Lastflexibilisierung, der Kenntnisstand im Unternehmen bzgl. Systemdienstleistungen sowie Hemmnisse, an denen die Umsetzung bekannter (technischer) Potenziale scheitert, beleuchtet. Abschließend wurden einige Thesen zur Entwicklung des deutschen Energiesystems in den Jahren bis 2030 aufgestellt und durch die Interviewpartner bewertet.

Die Auswahl der Interviewpartner erfolgte an den beiden Kriterien

- > Höhe des Stromverbrauchs und
- > Branchenzugehörigkeit.

Zunächst wurden an Hand der BAFA-Liste alle stromkostenintensiven Unternehmen – mit einem Stromverbrauch von mehr als einer GWh pro Jahr – des Projektgebiets ermittelt. Anschließend wurden weitere Unternehmen auf Grund ihrer Zugehörigkeit zu den für den Stromverbrauch der Industrie relevanten Sektoren (vgl. Kapitel 3.2 Lastbedarf der Industrie) als potenzielle Interviewpartner aufgenommen.

Mit den geführten Interviews konnten in den Lastzentren Hamburg und nördliches Niedersachsen insbesondere Stade 72 % bzw. 84 % des industriellen Stromverbrauchs zugeordnet und die zugehörigen (bekannten) Potenziale zur Lastflexibilisierung erfasst werden.

Die Auswertung der Ergebnisse zeigt, dass jeweils einzelne, sehr große Verbrauchsstellen für den Großteil des Verbrauchs verantwortlich sind, während sich der verbleibende Rest sehr kleinteilig auf viele weitere Verbrauchsstellen verteilt. Die befragten Unternehmen lassen sich in drei Gruppen einteilen:

### > **Größtverbraucher:**

Sehr relevanter Stromverbrauch (> 500 GWh p.a.)/  
große Flexibilisierungspotenziale: Unternehmen der Metallerzeugung und chemischen Grundstoffindustrie machen einen Großteil des industriellen Stromverbrauchs im Projektgebiet, insbesondere den beiden Lastzentren Hamburg und Stade, aus. Diese Akteure verfügen bereits über sehr detaillierte Kenntnisse ihrer Potenziale sowie umgekehrt der Möglichkeiten Einnahmen durch Systemdienstleistungen zu erzielen. Die Erfahrung dieser Unternehmen zeigt jedoch, dass viele technische Potenziale unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich umsetzbar sind.

Hiermit lässt sich bereits ein Großteil der technischen Flexibilisierungspotenziale im Projektgebiet abbilden. Ein Großteil dieser Potenziale wiederum wird bereits in Forschungs- und Pilotprojekten bearbeitet.

### > **Großverbraucher:**

(ca. 10 bis 200 GWh p.a.) ca. 100 Unternehmen im Projektgebiet mit sehr unterschiedlichen (technischen) Potenzialen zur Lastflexibilisierung in Ab-

hängigkeit der Branche, der eingesetzten Prozesse und unternehmensspezifischer Voraussetzungen. Der Kenntnisstand bzgl. der Vermarktungsmöglichkeiten mit Systemdienstleistungen ist in den einzelnen Unternehmen sehr unterschiedlich, aber tendenziell niedrig. Die Potenziale verteilen sich im Gegenteil zur ersten Gruppe sehr kleinteilig auf das Projektgebiet.

> **Kleinverbraucher der Industrie:**

(< 10 GWh p.a.) es bestehen voraussichtlich keine bis geringe Flexibilisierungspotenziale, die Unternehmen verfügen nicht oder nur über begrenztes Wissen zum Thema Lastflexibilisierung, Systemdienstleistungen und den entsprechenden Rahmenbedingungen. Die Unternehmen verfügen meist nicht über die notwendigen Ressourcen, sich mit der komplexen Materie auseinanderzusetzen, bzw. rechtfertigen die zu erwartenden Erlöse den administrativen Aufwand nicht.

Zusammenfassend lässt sich aus den Interviews ablesen:

- > Einige Unternehmen mit relevanten Flexibilisierungspotenzialen haben ein sehr tiefgehendes Wissen über ihre technischen Möglichkeiten
- > Ein Großteil der technischen Möglichkeiten ist aktuell auf Grund von wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich
- > Systemdienstleistungen und variable Lasten werden im deutschen Energiesystem bisher in vielen Fällen nicht hoch genug vergütet, um für die Industrie wirtschaftlich attraktiv zu sein
- > Flexible (zuschaltbare) Lasten wirken teilweise anderen Möglichkeiten wie Reduktion der Strombezugskosten durch Spitzenlastmanagement entgegen

- > Hohe pauschale Stromnebenkosten wie die EEG-Umlage überdecken das Marktpreissignal des Börsenstrompreises auf Grund des geringen variablen Anteils an den gesamten Strombezugskosten
- > Umfang und Komplexität der zugehörigen Gesetze und Verordnung sorgen dafür, dass nur wenige Unternehmen die notwendigen Ressourcen bereitstellen, ausreichendes Know-how zur Teilnahme an Flexibilisierungsmärkten aufzubauen
- > Häufige Änderung der Gesetzesgrundlage erhöht die Unsicherheit bei Planung und Umsetzung von Projekten der Energietechnik und führt so zu kurzen einzuhaltenden Amortisationszeiten

Im Projektgebiet können 174 MW an variablen Lasten konkret benannt werden und finden sich entweder bereits in Betrieb oder aktuell in Vorbereitung. Die weiteren Unternehmen gaben keine Potenziale zur Lastflexibilisierung an. Etwa ein Drittel der Unternehmen gab an, über keinerlei technische Potenziale zu verfügen. Etwa die Hälfte der Interviewpartner gab an, dass vorhandene technische Potenziale aus wirtschaftlichen und regulatorischen Gründen für das Unternehmen nicht interessant sind und daher nicht weiterverfolgt werden. Da überschneidend sehr geringe bis keine Kenntnisse im Unternehmen im Bereich Systemdienstleistungen angegeben wurden, lässt sich nicht abschließend bewerten, inwiefern tatsächlich keine technischen Möglichkeiten zur Flexibilisierung bestehen oder bestehende Potenziale lediglich bisher nicht erkannt sind und näher betrachtet werden.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden durchweg als eher komplex bewertet. Viele Unternehmen verfügen daher nur über begrenztes Wissen der Möglichkeiten und verfügen nicht über ausreichend Ressourcen das Thema tief gehend zu bearbeiten.

# 11 SZENARIEN DES FLEXIBILITÄTSBEDARFS BIS 2025

Die Entwicklung der zukünftigen Überschussstrommengen in Schleswig-Holstein bzw. derjenigen Strommengen, die weder lokal genutzt oder abtransportiert werden können und somit gespeichert oder anderen Verwendungen wie Flexibilisierung, Verkehr und Mobilität zugeführt werden sollten, um nicht abgeregelt werden zu müssen, hängt in erster Linie von den beiden Faktoren Strombilanz und Netzausbau ab.

Die Strombilanz erfordert eine Simulation der voraussichtlichen Stromerzeugung in Abhängigkeit des voraussichtlichen Erzeugungspotenzials, der zeitgleichen lokalen Verwendung, des darüberhinausgehenden Exports und der verbleibenden Überschussstrommengen in einzelnen Stunden. Da dies im Rahmen der vorliegenden Studie nicht geleistet werden kann, werden Annahmen bzgl. der Entwicklung der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs in Schleswig-Holstein, sowie des Exports und den Überschussmengen in den einzelnen Szenarien getroffen.

Das Erzeugungspotenzial 2025 ergibt sich aus dem aktuellen Erzeugerpark zuzüglich des Netto-Anlagenzubaues (hierbei sind stillgelegte und rückgebaute Anlagen bereits berücksichtigt) und Inbetriebnahme in den kommenden Jahren.

Die potenziellen Stromüberschüsse setzen sich dabei aus dem Erzeugungspotenzial der erneuerbaren Energien und dem lokalen Verbrauch zusammen. Der Verbrauch wird hierbei bis 2025 als konstant gegenüber dem heutigen Stand angesehen. Es wird davon ausgegangen, dass sich Effizienzsteigerungen einerseits und die steigende Anzahl elektrischer Verbraucher insbesondere auch durch die Sektoren Verkehr und Wärme andererseits gegenseitig ausgleichen.

Beim Erzeugungspotenzial aus erneuerbaren Energien hingegen wird wie schon in den letzten Jahren auch

zukünftig von einem stetigen Wachstum – trotz des Rückbaus alter Anlagen – ausgegangen. Grundlage hierfür sind der Zwischenstand der bereits in Genehmigungsverfahren und Bau befindlichen Anlagen, die weiteren Ziele der schleswig-holsteinischen Landesregierung sowie Studien unabhängiger Dritter (vgl. Kapitel 3.4).

Eine Stagnation des Ausbaus wird auf Grund der bereits genehmigten und im Bau befindlichen Anlagen vor allem im Offshore-Bereich ausgeschlossen. Die Zielerreichung der schleswig-holsteinischen Landesregierung im Rahmen des Energiewende- und Klimaschutzgesetzes 2017 bis 2025 37 GWh durch Erneuerbare zu erzeugen wird auf Grund der notwendigen Anlagen- und Leistungszahlen ebenfalls als eher unrealistisch eingeordnet. Dies entspräche einer Stromproduktion von über 230 % gegenüber dem Verbrauch in Schleswig-Holstein. Setzt man die erwarteten Ausbautzahlen unabhängiger Studien Dritter an, erreicht man für 2025 eine realistische Stromerzeugung von etwa 170 bis 200 % in Schleswig-Holstein.

Der Strombilanz und dem vorhandenen Überschuss in Schleswig-Holstein gegenüber steht der mögliche Abtransport aus der Region. Hierfür sind das bestehende Stromnetz sowie dessen weiterer Ausbau und weitere Verstärkung entscheidend (vgl. Kapitel 3.5 Netzausbau). Der Netzentwicklungsplan sowie die Vorhaben der einzelnen Bundesländer bilden hier die relevante Grundlage. Der Netzentwicklungsplan und die Projekte der Verteilnetzbetreiber werden dabei stetig auf Grund von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen fortgeschrieben und angepasst.

Die vollständige Umsetzung aller geplanten Projekte im angestrebten Zeitplan wird aus Expertensicht als unrealistisch bewertet, da es auf Grund von Umfang, Komplexität und Akzeptanz der Projekte vor allem auf

Übertragungsnetzebene immer wieder zu Verzögerungen kommt. Der weitere, schrittweise Ausbau der Verteilnetzebene hingegen wird als realistisch bewertet, wobei diese Netze eine deutlich geringere Bedeutung für den großräumigen Abtransport des Überschussstroms haben.

Heute werden auf Grund von strukturellen Netzengpässen auf Übertragungsnetzebene und vor allem Engpässen in den Umspannwerken in einzelnen, wenigen Stunden sehr hohe Leistungen abgeregelt. Bleibt der Netzausbau hinter dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung zurück, entstehen zukünftig vor allem in windstarken und sonnigen Zeiten große Überschussstrommengen. Insgesamt würden sowohl die Leistung als auch die Häufigkeit der Abregelung steigen.

Daraus ergeben sich drei mögliche Szenarien für den Bedarf an Flexibilisierungsoptionen in 2025 (vgl. Anhang 7 Szenarien):

**> 0 Referenz**

Das Erzeugungspotenzial erneuerbarer Erzeuger lag in 2018 bei ca. 9.990 MW installierter Leistung. Damit konnte Schleswig-Holstein ca. 120 % seines Bruttostromverbrauchs bereitstellen. Im Netzbestand treten aktuell strukturelle Netzengpässe auf Übertragungsnetzebene auf. Engpässe bestehen insbesondere bei den Umspannwerken, um die dezentrale Erzeugung und Einspeisung auf Verteilnetzebene auf die Höchstspannungsebene zu übertragen und aus der Region abzutransportieren. Hieraus ergeben sich kurzzeitige Netzengpässe mit hohen Leistungsspitzen. Es bestehen verschiedene Potenziale diesen Überschussstrom im Rahmen von För-

**Übersicht möglicher Szenarien für den Flexibilisierungsbedarf**

Nr.	Szenario	Ausbau EE in Schleswig-Holstein Erzeugungspotenzial 2025	Netzausbau bis 2025	Potenziale für regionale Nutzung des Überschussstroms	Eintrittswahrscheinlichkeit
0	Referenz	ca. 120 % erneuerbare Erzeugung ggü. dem Bruttostromverbrauch	kurzzeitige Netzengpässe mit hohen Spitzen	Potenziale im Rahmen von Förderprogrammen (vgl. SINTEG), regulatorische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen beschränken technische Potenziale	IST
1	geringer Flexibilisierungsbedarf	geringfügiger Ausbau, ca. 130 bis 140 % des Bruttostromverbrauchs	schrittweise Inbetriebnahme des Netzausbaus	Potenziale entstehen kurzzeitig mit sehr hohen Lasten, kaum wirtschaftliche Lösungen zu finden	gering
2	mittlerer Flexibilisierungsbedarf	moderater Ausbau, ca. 170 bis 200 % des Bruttostromverbrauchs	Verzögerungen beim Netzausbau auf Übertragungsnetzebene	weitere technische Potenziale gegenüber heute, jedoch Anpassung der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen notwendig	mittel bis hoch
3	hoher Flexibilisierungsbedarf	umfassender Ausbau, ca. 230 % des Bruttostromverbrauchs	größere Verzögerungen beim Netzausbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene	erhebliche Potenziale, der Bedarf besteht vor allem in unmittelbarer, lokaler Nähe zur Erzeugung	gering

> Abbildung 11: Übersicht möglicher Szenarien für den Flexibilisierungsbedarf

derprogrammen wie SINTEG, aber auch auf dem freien Strom- und Regelenenergiemarkt zu nutzen. Die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen beschränken jedoch das technische Potenzial.

#### > **1 geringer Flexibilisierungsbedarf**

Hierbei wird von einem geringfügigen Ausbau der erneuerbaren Erzeugung in Schleswig-Holstein ausgegangen, sodass zukünftig etwa 130 bis 140 % des eigenen Bruttostromverbrauchs bereitgestellt werden können. Gleichzeitig wird angenommen, dass Teile des Startnetzes lt. Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber abgeschlossen und abschnittsweise in Betrieb genommen werden (bis 2022 Fertigstellung NordLink, Westküstenleitung, Ostküstenleitung und Mittelachse. Außerdem wird der Abschluss des Zielnetzes der Verteilnetzbetreiber angenommen. In diesem Szenario entsteht Potenzial an Überschussstrom, dass jedoch nur mit sehr hohen Lasten genutzt werden kann und entsprechend schwierig wirtschaftlich zu gestalten ist.

#### > **2 mittlerer Flexibilisierungsbedarf**

Es wird von einem moderaten Ausbau der erneuerbaren Erzeugung ausgegangen, sodass Schleswig-Holstein ein Erzeugungspotenzial von ca. 27 TWh erreicht und somit ca. 170 bis 200 % seines Bruttostromverbrauchs bereitstellen kann. Gleichzeitig wird angenommen, dass es zu Verzögerungen bei der Fertigstellung des Startnetzes lt. Entwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber kommt (SuedLink, Nordlink, West- und Ostküstenleitung und Mittelachse nicht vollständig fertiggestellt). Es entstehen weitere Potenziale zur Nutzung von Überschussstrom und zum Ausgleich von Erzeugung in Schleswig-Holstein und Nutzung in Hamburg. Die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen beschränken jedoch das technisch vorhandene Potenzial.

#### > **3 hoher Flexibilisierungsbedarf**

Dieses Szenario geht von einem umfangreichen Ausbau der erneuerbaren Erzeugung aus und nimmt eine Strombereitstellung von ca. 37 TWh und somit ca. 230 bis 240 % des Bruttostromverbrauchs in Schleswig-Holstein an. Gleichzeitig werden größere

Verzögerungen bei der Fertigstellung des Startnetzes auf Übertragungsnetzebene als auch beim weiteren Ausbau der Verteilnetze angenommen. Somit entstehen erhebliche Mengen an Überschussstrom und vor allem in unmittelbarer, lokaler Nähe zur Erzeugung große Potenziale zur lokalen Verwendung des Stroms und zur Flexibilisierung des Verbrauchs, da nur ein begrenzter Abtransport erfolgt. Die Potenziale treten entsprechend in mehr Stunden als den vorangegangenen Szenarien und bei geringeren Leistungen auf.

Die Eintrittswahrscheinlichkeit von Szenario 2 mittlerer Flexibilisierungsbedarf wird am höchsten bewertet. Hierbei entstehen in mehr Stunden als heute, jedoch immer noch in einer begrenzten Anzahl Überschussstrommengen. Die in den einzelnen Zeiträumen notwendigen Leistungen werden geringfügig sinken.

Für diesen Überschuss ergeben sich verschiedene Verwendungsmöglichkeiten:

- > Zwischenspeicherung (vgl. Batteriespeicher Jarde-lund), um zeitliches Auseinanderfallen zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen
- > Sektorenkopplung durch den Einsatz im Verkehrs- oder Wärmesektor
- > Flexibilisierung des Verbrauchs, um zeitliches Auseinanderfallen zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen

Für die kommenden Jahre insbesondere in der Übergangsphase wird die Kombination der drei Nutzungsoptionen benötigt, um lokale Märkte zu entwickeln und den Strom erzeugungsnah zu nutzen.

# 12 REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN UND POLITISCHE HERAUSFORDERUNGEN

Das deutsche Energierecht setzt sich aus einer Vielzahl von Gesetzen und Verordnungen zusammen. Für die Nutzung von Überschussstrom und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sind insbesondere die folgenden regulatorischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen:

- > Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)
- > Stromsteuergesetz (StromStG)
- > Energiesteuergesetz (EnergieStG)
- > Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)
- > Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)
- > Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV)
- > Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)
- > Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)
- > Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G)

Hierin werden u.a. folgende Punkte geregelt:

- > Einspeisung von Strom ins Netz der öffentlichen Versorgung
- > Netzbetreiberseitige Abregelung von EEG- und KWK-Anlagen (Einspeisemanagement) als Notfallmaßnahme bei Gefährdung oder Störung durch Überlastung der Netzkapazität
- > Möglichkeiten und Anforderungen flexibler Einspeiser und Verbraucher

Das deutsche Energierecht befindet sich aktuell in Übergangsphase, um den Wandlungen in der Energiebereitstellung

- > zentral zu dezentral
- > verbrauchsgeführt zu erzeugungsorientiert
- > steuerbar zu volatil

gerecht zu werden. Viele rechtliche Grundlagen unterliegen noch dem Denken des Energiesystems der Vergangenheit, in der einzelne große und regelbare Erzeuger den Bedarfen im Stromnetz angepasst werden mussten. Die Gesetzeslage in Bezug auf die Verbraucher hatte dabei im Fokus, den Energieverbrauch der Unternehmen ggf. durch gewisse Anreize wie Senkung der Stromnebenkosten zu senken und die Energieeffizienz zu erhöhen. Die Anforderungen des zukünftigen Energiesystems hingegen benötigen Regeln, um den Energieverbrauch zeitlich anzupassen und mögliche Einsatzmöglichkeiten hierfür wirtschaftlich attraktiv zu gestalten.<sup>55 56</sup>

Die Übergangsphase hält noch einige politische Herausforderungen bzgl. der Gestaltung der Rahmenbedingungen bereit. Das Energiewirtschaftsrecht sieht beispielsweise bisher innerhalb der marktbezogenen Maßnahmen und Notmaßnahmen keine explizite Verpflichtung zur vorrangigen Nutzung vorhandener Potenziale an Zuschaltleistung vor, bevor EEG- und KWK-Anlagen abgeregelt werden dürfen. Die Abnahme von Strom aus erneuerbarer Erzeugung und hocheffizienter KWK hat zwar gegenüber konventioneller Erzeugung Vorrang, jedoch bisher nicht gegenüber Maßnahmen des Gefährdungsmanagements. Bislang fehlt hier eine Aussage über das Verhältnis der Privilegierung von erneuerbarer Erzeugung und KWK gegenüber dem Lastmanagement. Weiterhin ist die Beschaffung eines ausreichenden Potenzials an zuschaltbaren

55 [https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2014/20141120\\_bne-Positionspapier\\_Flexmarkt.pdf](https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2014/20141120_bne-Positionspapier_Flexmarkt.pdf)

56 Dena-Dialogforum „Marktorientierter und netzdienlicher Einsatz vom Speichern im Stromsystem“

Lasten durch die Netzbetreiber notwendig, um die Netzstabilität zu gewährleisten, bisher ist aber keine Verpflichtung zur Vorhaltung vorgesehen.<sup>57</sup>

Bei der weiteren Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen ergeben sich u.a. die folgenden Anforderungen:

- > Steigerung des Wertes von Flexibilitäten
- > Abbau technologiespezifischer Barrieren
- > Entwicklung von Anreizen zur Förderung des geeigneten Einsatzes von Flexibilitäten im Netz
- > Entwicklung von Maßnahmen zur Reduktion des Flexibilitätsbedarfs
- > Verhinderung des Einsatzes ineffizienter Prozesse im Lastmanagement
- > Sukzessiver Aufbau notwendiger Flexibilitätsoptionen (insbesondere Langzeitspeicher)
- > Entwicklung von Rahmenbedingungen zum möglichst weitgehenden europäischen Austausch über das Stromnetz

- > Schaffung von Anreizen für Sektorenkopplung insbesondere zu Überschussstromzeiten (ggf. auch netzbedingt regional)
- > Aufbau zusätzlicher erneuerbarer Kapazitäten für die Sektorenkopplung
- > Entwicklung eines Marktdesigns zum Aufbau und Betrieb von Flexibilitätsoptionen

Die rechtliche Entwicklung unterliegt dabei aktuell zwei unterschiedlichen Tendenzen. Einerseits wachsen die europäischen Energiemärkte immer stärker zusammen, so dass gemeinsame Rahmenbedingungen in Form von EU-Netzkodizes und Kommissionsleitlinien zur Mindestharmonisierung von Systemdienstleistungen entwickelt werden müssen. Andererseits entstehen durch die vermehrte dezentrale Einspeisung regionale Engpässe bzw. regionale Märkte für Flexibilitäten, die unter den jeweiligen Bedingungen vor Ort umzusetzen sind.

---

57 Systematischer Vergleich Flex-Optionen Öko Institut

# 13 FAZIT UND HANDLUNGS- EMPFEHLUNGEN

Das deutsche (und europäische) Energiesystem steht im Rahmen der Energiewende in den kommenden Jahren vor der Herausforderung die bestehenden Rahmenbedingungen den neuen und zukünftigen Gegebenheiten anzupassen. Erzeugten in der Vergangenheit wenige, große und regelbare Kraftwerke für den notwendigen Strom in Abhängigkeit des Bedarfs, wandelt sich dies im Rahmen der Einbindung erneuerbarer, volatiler Erzeuger. Windenergie- und Solaranlagen unterliegen dem Dargebot an Wind und Solareinstrahlung und speisen über viele kleine Erzeugungsstellen dezentral ins Netz der öffentlichen Stromversorgung ein. Durch die Veränderungen bei der Erzeugung fallen heute und zukünftig verstärkt Erzeugung und Bedarf zeitlich auseinander, sodass Möglichkeiten zum Ausgleich geschaffen werden müssen. Neben dem Netzausbau und Speichermöglichkeiten kommt hierbei eine relevante Rolle der Flexibilisierung des Strombedarfs insbesondere des Bedarfs der Industrie zu. Um diese Option in ausreichendem Umfang nutzen zu können, bedarf es allerdings zunächst weitreichenden Anpassungen der wirtschaftlichen, technologischen und regulatorischen Rahmenbedingungen.

Die Potenziale der Industrie ihren Strombedarf zu flexibilisieren, zeitlich der erneuerbaren volatilen Erzeugung aus dargebotsabhängiger Bereitstellung in Windenergie- und Solaranlagen und somit einen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Erzeugung und im Rahmen der Energiewende zu leisten, unterliegen verschiedenen Faktoren in einem komplexen Zusammenspiel aus Technik, Wirtschaft und rechtlicher Regulierung. Dennoch bieten sich in den kommenden Jahren Potenziale, die es zu nutzen und deren Rahmenbedingungen es zu optimieren gilt, um weitere Potenziale im Bereich Flexibilisierung und Sektorkopplung zu schaffen.

## 13.1 Fazit

Die erneuerbare, volatile Strombereitstellung insbesondere aus Windenergie führt in Schleswig-Holstein heute teilweise zu Überschussstrom- bzw. Abregelungsmengen. Dieser Strom bleibt teilweise ungenutzt, da Bereitstellung und Verbrauch zeitlich auseinanderfallen würden und zum jeweiligen Zeitpunkt nicht immer optimale wirtschaftlichen Möglichkeiten zur Verwendung oder Speicherung bestehen. Hauptgrund hierfür sind die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die im konventionellen Energiesystem mit wenigen großen, regelbaren Erzeugern entstanden sind. Das deutsche Energiesystem bedarf daher einer Optimierung hin zu den Anforderungen, die durch die dezentrale und dargebotsabhängige Erzeugung entstehen. Im neuen Energiesystem bedarf es dem Nebeneinander von

- > Netzausbau
- > Stromspeichern
- > Sektorkopplung und
- > Flexibilisierung des Verbrauchs

Hierfür sind entsprechende Rahmenbedingungen zu entwickeln, die den technologieoffenen, volks- und betriebswirtschaftlich günstigen Einsatz verschiedener Möglichkeiten je nach Gegebenheiten der jeweiligen Situation ermöglichen. Dies erfordert statische und dynamische Anreize des Marktes insbesondere zur Entwicklung und Nutzung der Flexibilitätsoptionen.<sup>58</sup>

---

<sup>58</sup> Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), 2014

### 13.1.1 Situation der Industrie

Die Situation der Industrie wird im Rahmen der Studie als zwei geteilt bewertet. Zum einen gibt es wenige Größtverbraucher mit für das Projektgebiet sehr relevantem Stromverbrauch. Dies betrifft insbesondere die Branche der Metallherstellung und -verarbeitung. Diese Unternehmen haben bereits heute einen guten Kenntnisstand bzgl. ihrer eigenen technischen Flexibilisierungsoptionen im Betrieb als auch der regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bzgl. der Vermarktung von Flexibilitäten im Strom- und Regelenergiemarkt. Gleichzeitig stellen diese Unternehmen heute jedoch immer wieder fest, dass die regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen optimiert werden können, um vorhandene Flexibilisierungspotenziale auch außerhalb von Forschungsprojekten wirtschaftlich umsetzen zu können. Dennoch beschreiten diese Unternehmen heute ihren Weg als Vorreiter, erforschen die technischen Möglichkeiten und entwickeln notwendige Anforderungen für funktionierende Vermarktungsinstrumente von Flexibilitäten.

Dies betrifft jedoch nur wenige Unternehmen im Projektgebiet. Der weitaus größere Teil der Industrie hat bisher nur geringe oder gar keine Kenntnis bzgl. intern vorhandener, technischer Flexibilisierungspotenziale bzw. deren Bewertung in Leistung und Zeit. Darüberhinaus fehlen vielen Unternehmen die Ressourcen sich mit den komplexen Zusammenhängen der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen der Vermarktung von Flexibilitätsoptionen auseinander zu setzen.

Es besteht jedoch die Chance, dass einige große Wegbereiter die bestehenden Möglichkeiten nutzen, die Umgestaltung der Rahmenbedingungen vorantreiben und bei entsprechender Kommunikation von Leuchtturm-Projekten zukünftig auch Unternehmen mit heute noch kleinen oder unbekanntem Potenzialen in der Lage sind diese zu bewerten und zu nutzen.

### 13.1.2 Technisch-wirtschaftliche Vermarktungsoptionen

Die in den Unternehmen bestehenden technischen Flexibilisierungspotenzialen werden heute durch regulatorische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen teilweise eingeschränkt. Die staatlich induzierten fixen Preisbestandteile der Strombezugskosten machen viele Einsatzmöglichkeiten von Lastmanagement heute noch unwirtschaftlich und damit für die Industrie nicht interessant.

Die Flexibilisierung der Produktion ist häufig technisch aufwändig und hat ggf. einen negativen Einfluss auf Produktion und Qualität. Die Vorhaltung von flexibel einsetzbaren Kapazitäten verursacht in Abhängigkeit der Leistungshöhe hohe Investitionskosten. Da Überschussstrommengen jedoch meist nur mit hohen Leistungen in kurzen Zeiträumen auftreten, ist es in den meisten Fällen unwirtschaftlich verschiebbar Kapazitäten in der Produktion vorzuhalten. Höhere Chancen für eine wirtschaftliche Umsetzbarkeit haben hingegen technisch einfachere Technologien wie die bei der Kopplung mit dem Sektor Wärme oder die Querschnittstechnologie Kälte.

Elektrische Direktheizungen können auf Grund ihrer vergleichsweise geringen Investitionskosten auch heute schon einen wirtschaftlichen Einsatz ermöglichen und insgesamt zur Dekarbonisierung beitragen. Netzdienliche Flexibilitäten können dabei durch Power-to-heat in Netzausbaugebieten und (regionalen) Smart Markets (vgl. ENKO) bereitgestellt werden.

Kühlhäuser können ohne größere Investitionen ihr Lastprofil anpassen und als Kältespeicher genutzt werden, indem die Kälteerzeugung in Zeiten niedriger Strompreise erfolgt.

### 13.1.3 Regulatorische Maßnahmen

Das Themengebiet der Vermarktung von Flexibilitäten unterliegt einem komplexen Regelwerk, das auf den Anforderungen des bisherigen Energiesystems beruht. Um die Integration erneuerbarer Energien – insbesondere durch den Einsatz flexibler Lasten zu för-

dern –, bedarf es einer Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Der Bruttostrompreis für Endverbraucher setzt sich heute neben dem Anteil des Börsenstrompreis vorallem aus verschiedenen, staatlich induzierten Bestandteilen für Abgaben und Steuern zusammen. Die Wirkung der Marktfunktion durch den Börsenpreis zum netzdientlichen Verbrauchsverhalten kann sich somit nicht vollständig auswirken, da sich der größere Anteil der Stromkosten nicht variabel an die aktuelle Situation im Strommarkt anpasst. Die Optimierung des deutschen Energiesystems bedarf daher einer Weiterentwicklung der Struktur für Entgelte, Umlagen und Abgaben. Hierbei ist zu diskutieren, bei welchen Preisbestandteilen und inwiefern eine flexible Reaktion bei Erzeugern und Verbrauchern ermöglicht werden kann.

Die Kopplung mit dem Sektor Wärme (Wärmepumpen, elektrische Direktheizung) wird aktuell durch die durchschnittlich höhere Belastung des Stroms mit Abgaben und Steuern gegenüber Heizöl und Ergas und durch Schwächung der Marktpreissignale gehemmt.

Beispielsweise laufen sich die Leistungskomponente der Netzentgelte und die Lasterhöhung bei niedriger Residuallast heute ggf. entgegen. Ähnlich sieht es bei der Ausgestaltung der Sondernetzentgelte aus, wo beispielsweise durch höhere Lasten im Rahmen der Zuschaltung ggf. Benutzungsstunden nicht erreicht werden oder bei geringerer Last die Stromverbrauchsmenge nicht erreicht wird.

Zur Optimierung werden daher Regelungen benötigt, um flexibel auf Preissignale reagieren zu können, ohne die Vergünstigungen bei Netzentgelten zu verlieren. Leistungspreise können beibehalten werden, indem sie an der Größe des Netzanschlusses orientiert werden, sodass eine kurzfristige Erhöhung der Nachfrage nicht nachteilig ist. Vor allem sollte eine Dynamisierung der Abgaben und Steuern erfolgen, indem statt fixer Aufschläge z. B. für die EEG-Umlage prozentuale Anteile fällig werden. So können Marktpreissignale gestärkt, Lastmanagementpotenziale erhöht, der Eigenverbrauch systemdienlicher gestaltet und die Sektorenkopplung erleichtert werden.

## 13.2 Handlungsempfehlungen

Das komplexe Themenfeld der Lastflexibilisierung wird von unterschiedlichen Akteuren bespielt. Neben den lokalen Akteuren der Industrie, der Energieversorgung und des Netzbetriebs entscheidet vor allem die Politik auf Bundes- und Europaebene über wirtschaftlich nutzbare Möglichkeiten von Überschussstrom und die Ausgestaltung des Energiemarktes. Diese aktiven Akteure können durch Institutionen wie das Cluster Erneuerbare Energien Hamburg vor allem in den Bereichen Kommunikation, Netzwerkarbeit und Information unterstützt werden.

### 13.2.1 Industrie

Die Industrie ist zunächst damit befasst sich ein Bild über die technischen Potenziale zu machen und diese unter geänderten regulatorischen Rahmenbedingungen in den kommenden Jahren immer wieder neu auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu prüfen:

- > Individuelle Bestandsaufnahme bzgl. Stromverbrauch, Lastbedarf und Flexibilisierungsmöglichkeiten im Unternehmen
- > Prüfung von Potenzialen im Rahmen von Energieaudits oder Energiemanagementsystemen
- > Technische und ökonomische Bewertung der Flexibilisierungsmöglichkeiten
- > Auswahl geeigneter Flexibilisierungsmöglichkeiten und Systemdienstleistungen
- > Vorbereitung und ggf. Präqualifikation für den Einsatz der Möglichkeiten und Systemdienstleistungen

Hier können die einzelnen Unternehmen gegenseitig von einander und von bisherigen Erfahrungen profitieren. Während aktuell und in den nächsten Jahren einige, wenige Vorreiter mit großen Flexibilisierungspotenzialen vorangehen, können nach und nach auch Unternehmen, mit kleineren Potenzialen in den Markt einsteigen. Unter entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen bestehen für Unternehmen zukünftig erhebliche wirtschaftliche Potenziale Marktinstrumente Flexibilitätsoptionen mit netzdienlichem Ver-

halten für sich zu nutzen und damit gleichzeitig einen relevanten Beitrag zur Energiewende und der Integration erneuerbarer Energien zu leisten.

### 13.2.2 Politik

Weiterer Handlungsbedarf besteht auf Seiten der Politik. Während bei der Präqualifikation im Rahmen der Regelleistung in den letzten Jahren schon einige Schritte in die richtige Richtung, zur Öffnung des Marktes für erneuerbare und kleinere Erzeuger gemacht wurden, besteht dringend eine weitere Optimierung der Marktinstrumente im Strommarkt sowie der Regelungen bzgl. der Verbrauchsflexibilisierung. Zu bearbeiten sind dabei u.a. die folgenden Themen:

- > Aktivierung der Angebotsseite
- > Optimierung und Flexibilisierung der Vermarktung
- > Stärkung der variablen Strompreissignals
- > Stärkung von zuschaltbaren Lasten gegenüber Notfallmaßnahmen zur Abregelung
- > Größere Planungssicherheit durch verlässliche Rahmenbedingungen und längerfristig stabile Rechtsgrundlage
- > Vereinfachung Regelwerk
- > Harmonisierung und Vereinfachung der heterogenen Regelungslandschaft zum Abbau von Hürden und unnötiger Komplexität für neue und bestehende Flexibilitätsanbieter und -nutzer
- > Erleichterung des Zugangs zum Energiemarkt für bisher nicht typische Energieversorger
- > Verbesserung der Informationsgrundlage
- > Prüfung der Flexibilisierungspotenziale in Energieaudits aufnehmen

- > perspektivisch zur gemeinsamen Betrachtung von Energieeffizienz und Flexibilität in ISO 50001 integrieren
- > Vereinfachung des Präqualifizierungsprozesses<sup>59</sup>

### 13.2.3 Cluster EEHH

Indirekten Akteuren wie dem Cluster Erneuerbare Energien Hamburg, die selbst nicht am Strommarkt teilnehmen und diesen auch nicht aktiv mitgestalten, bleiben dennoch Möglichkeiten, die Interessen zur Lastflexibilisierung im Sinne der Energiewende zu stärken. Mögliche Potenziale liegen hier in

- > der grundlegenden Information der aktiven Akteure insbesondere der Industrie bzgl. Potenzialen und Rahmenbedingungen
- > der Unterstützung bzgl. Beratungsleistungen zur Prüfung von Flexibilisierungspotenzialen
- > der Vernetzung zwischen Industrie und Politik
- > der Vernetzung und Erfahrungsaustausch zwischen Industrieunternehmen
- > der Multiplikatorrolle bereits umgesetzter Anwendungsfälle

Für die kommenden Jahre wird von einem mittleren Flexibilisierungsbedarf (vgl. Kapitel 10) ausgegangen. Um den Bedarf zu decken, sind jedoch regulatorische und wirtschaftliche Anpassungen notwendig, um die im Projektgebiet vorhandenen technischen Potenziale auch nutzen zu können. Diese Umgestaltung des Energiesystems auf die Anforderungen der volatilen Erzeugung zur Förderung der Integration der erneuerbaren Erzeugung bedarf einer engen Zusammenarbeit aller betroffenen Akteure.

---

<sup>59</sup> [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Meldungen/dena-NETZFLEXSTUDIE\\_Ergebniszusammenfassung.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Meldungen/dena-NETZFLEXSTUDIE_Ergebniszusammenfassung.pdf)

# Glossar

**Abregelung** meint die letzte Notfallmaßnahme der Netzbetreiber, bei der erneuerbare Erzeuger zwangsweise abgeschaltet werden, wenn einzelne Netzabschnitte überlastet sind und ein Netzengpass die Stabilität des Netzes bedroht.

**Einspeisemanagement** beschreibt den Vorgang im Fall von Überlastungen in Teilen des Stromnetzes, Strom aus erneuerbaren Energien sowie KWK- und Grubengasanlagen abzuregeln, um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden. Beispielsweise werden Windenergieanlage aus dem Wind gedreht oder Wechselrichter einer PV-Anlage ausgeschaltet.

**Energiesystem** bezeichnet im Rahmen der Studie die Gesamtheit des Strommarkts bestehen aus physischen Bestandteilen der Erzeugung und Verteilung, dem wirtschaftlichen Rahmen der Vermarktung und den rechtlichen Rahmenbedingungen.

**Flexibilitätpotenziale** bezeichnen die (technische) Möglichkeit zur Abweichung vom üblichen Stromverbrauchsmuster auf Grund äußerer Faktoren. Positives Potenzial meint dabei die Flexibilität zur Lastminderung, negatives das zur Lasterhöhung. **Potenziale** werden durch technische, wirtschaftliche und regulatorische Maßgaben begrenzt.

**Lastmanagement** meint die Flexibilisierung der Lastabnahme in Abhängigkeit äußerer Gegebenheiten wie aktueller Stromerzeugung, Menge verfügbaren Stroms im Netz und Strommarktpreisen. Andere Bezeichnungen sind **Lastflexibilisierung** und **Demand-Side-Management**.

**Power-to-gas** meint die Umwandlung von Wasser unter Einsatz von Strom per Elektrolyse in Wasserstoff oder Methan. Die beiden Stoffe können zwischengespeichert, ggf. später rückverstromt oder anderweitig genutzt werden.

**Power-to-heat** meint die Verwendung von Strom zu Heizzwecken mittels elektrischer Direktheizung oder Wärmepumpen.

**Power-to-liquid** meint die Weiterverarbeitung von Wasserstoff unter Einsatz von Strom in flüssige Kraftstoffe. Ein möglicher Einsatzfall ist der Flugverkehr.

**Power-to-X** bezeichnet verschiedene Technologien, bei denen Strom in andere Energieformen gewandelt wird, um andere Verwendung zu finden oder zwischengespeichert zu werden.

**Redispatch** bezeichnet den Vorgang, die Einsatzplanung der Kraftwerksbetreiber, der sogenannte Dispatch, aufgrund von Lastflussberechnungen auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers vorausschauend zu verschieben, um potenzielle Netzengpässe zu vermeiden und möglichst wenig kurzfristige Eingriffe notwendig zu machen.

**Regelenergie** bezeichnet die kurzfristige und kurzzeitige, vergütete Leistungsanpassung von Erzeugern und Verbrauchern zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität im deutschen Stromnetz. Sie wird unterteilt in die drei Produkte **Primärregelleistung**, **Sekundärregelleistung** und **Minutenreserve**.

**Residuallast** stellt die Differenz zwischen erneuerbarer Erzeugung und zeitgleichem Verbrauch dar. Sie tritt sowohl positiv (Verbrauch übertrifft Erzeugung und muss durch andere Erzeuger ergänzt werden) als auch negativ (Erzeugung übersteigt Verbrauch und muss exportiert oder die Erzeugung abgeregt werden).

**Sektorenkopplung** meint die Verwendung von Strom in anderen Sektoren wie Wärme und Verkehr u.a. in Zeiten von Überschussstrom. Je nach Verwendung können fossile Brennstoffe eingespart werden. Ggf. kann es zu einem späteren Zeitpunkt auch zu einer Rückverstromung kommen.

**Überschussstrom** bezeichnet diejenigen Mengen Strom, die auf Grund von drohenden Netzengpässen durch die Netzbetreiber zwangsabregelt werden, da die Netzkapazitäten und der lokale Verbrauch im jeweiligen Zeitpunkt geringer sind als die erneuerbare Erzeugung. Überschussstrom verfügt über das Potenzial durch Lastflexibilisierung oder im Rahmen der Sektorenkopplung anderweitig genutzt oder zwischengespeichert zu werden.

**Virtuelles Kraftwerk** bezeichnet die Zusammenschaltung dezentraler Stromerzeugungseinheiten. Der Verbund aus Erzeugern – auch **Pooling** genannt – kann gleiche Anforderungen wie Großerzeuger erfüllen und diese somit ersetzen.

# Quellenverzeichnis

- > [https://www.agora-energiewen-de.de/fileadmin2/Projekte/2018/65\\_EE\\_und\\_Kohleausstieg/Foliensatz\\_Kohleausstieg\\_2030\\_65\\_Aurora\\_Energy\\_Research.pdf](https://www.agora-energiewen-de.de/fileadmin2/Projekte/2018/65_EE_und_Kohleausstieg/Foliensatz_Kohleausstieg_2030_65_Aurora_Energy_Research.pdf)
- > Arnold et al. (2017)
- > BATSTORM/NAVIGANT RESEARCH
- > [https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2014/20141120\\_bne-Positionspapier\\_Flexmarkt.pdf](https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2014/20141120_bne-Positionspapier_Flexmarkt.pdf)
- > Brainpool Energy (2016)
- > Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), 2014
- > Bundesnetzagentur (2018)
- > Bundesnetzagentur (2017)
- > <https://www.bundestag.de/blob/496062/759f6162c9fb845aa0ba7d51ce1264f1/wd-8-083-16-pdf-data.pdf>
- > [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Meldungen/dena-NETZFLEXSTUDIE\\_Ergebniszusammenfassung.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Meldungen/dena-NETZFLEXSTUDIE_Ergebniszusammenfassung.pdf)
- > Dena-Dialogforum „Marktorientierter und netzdienlicher Einsatz vom Speichern im Stromsystem“
- > Dena dsm Bayern [http://www.dsm-bay-ern.de/fileadmin/content/Downloads/Brosch%C3%BCren/20160617\\_Flyer\\_Infobroschuere\\_Roadmap\\_DSM\\_RZ.pdf](http://www.dsm-bay-ern.de/fileadmin/content/Downloads/Brosch%C3%BCren/20160617_Flyer_Infobroschuere_Roadmap_DSM_RZ.pdf)
- > [http://www.dsm-bw.de/fileadmin/content/Downloads/151214\\_dena\\_Agricola\\_FlexStromNachfrage\\_BaWue\\_UM.pdf](http://www.dsm-bw.de/fileadmin/content/Downloads/151214_dena_Agricola_FlexStromNachfrage_BaWue_UM.pdf)
- > Ecofys (2015)
- > [https://www.energy-charts.de/price\\_avg\\_de.htm?year=2017&price=nominal&period=daily](https://www.energy-charts.de/price_avg_de.htm?year=2017&price=nominal&period=daily)
- > FA Wind (2018)
- > Federal Energy Regulatory Commission, 2006 S. 5
- > Gutachten Zuschaltbare Lasten Fraunhofer IWES
- > Fraunhofer ISE, WP-Monitor, <https://wp-monitor.ise.fraunhofer.de/german/index/ergebnisse.html>
- > <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2016/netzdienliche-gebaeude-unterstuetzen-die-integration-erneuerbarer-energien.html>
- > <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/TRM-SES.pdf>
- > IATA (2015)
- > Strommarkttreffen „Batterien: Kostenentwicklung, Technologien, Anwendungen“, FZ Jülich, IEK3-Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik
- > ISEA Jahresbericht Speichermonitoring

- > Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (2018)
- > Landesamt für Statistik Niedersachsen (2018)
- > Landesamt für Statistik Niedersachsen (2017a)
- > Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (2017)
- > Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (2016)
- > <https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html>
- > Öko-Institut/Fraunhofer ISE, Klimaneutraler Gebäudebestand 2050, 2016.
- > Systematischer Vergleich Flex-Optionen Öko Institut
- > <http://www.powertogas.info/power-to-gas/>
- > [http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no\\_cache=1](http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1)
- > [https://www.ressource-deutschland.de/fileadmin/user\\_upload/downloads/studien/VDI-ZRE\\_Studie\\_Energiespeichertechnologien\\_bf.pdf](https://www.ressource-deutschland.de/fileadmin/user_upload/downloads/studien/VDI-ZRE_Studie_Energiespeichertechnologien_bf.pdf)
- > [https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Windenergieflaechen/\\_documents/zweiterPlanentwurf.html#doc2212370bodyText4](https://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Windenergieflaechen/_documents/zweiterPlanentwurf.html#doc2212370bodyText4)
- > [https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/L/landesplanung\\_raumordnung/windeignungsflaechen\\_ausweisung/landesplanung\\_windenergie\\_moratorium.html](https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/L/landesplanung_raumordnung/windeignungsflaechen_ausweisung/landesplanung_windenergie_moratorium.html)
- > <https://www.shz.de/lokales/norddeutsche-rundschau/stromtrasse-soll-2025-stehen-id19695421.html>
- > [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/SUER\\_ISI\\_Gutachten-zu-zuschaltbaren-Lasten\\_FINAL.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/SUER_ISI_Gutachten-zu-zuschaltbaren-Lasten_FINAL.pdf)
- > Stiftung Umweltenergierecht (2016)
- > <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedlink/ueber-suedlink/projektportrait/>
- > <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/nordlink/>
- > <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/westkuestenleitung/>
- > <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ostkuestenleitung/>
- > <https://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/mittelachse/>
- > Fachbereich: WD 8 - 3000 - 083/16: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung
- > Umweltbundesamt (2016)
- > Zech (2015)

# Abbildungsverzeichnis

<b>ABBILDUNG 1:</b> Stromverbrauch der Industrie in Hamburg (2016) . . . . .	17
<b>ABBILDUNG 2:</b> Stromverbrauch der Industrie in Schleswig-Holstein (2016) . . . . .	18
<b>ABBILDUNG 3:</b> Stromverbrauch der Industrie in Niedersachsen (2016). . . . .	19
<b>ABBILDUNG 4:</b> Netzausbauprojekte im Projektgebiet . . . . .	23
<b>ABBILDUNG 5:</b> Zeitliche Darstellung der Teilmärkte in Deutschland . . . . .	27
<b>ABBILDUNG 6:</b> Überblick Speichertechnologien und ihrer Eigenschaften. . . . .	32
<b>ABBILDUNG 7:</b> Entwicklung der kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von PV-Speichern in Deutschland . . . . .	34
<b>ABBILDUNG 8:</b> Batteriespeicherprojekte in Deutschland 2018, teilweise in der Umsetzung . . . . .	35
<b>ABBILDUNG 9:</b> Tägliche Börsenstrompreise in 2017 . . . . .	49
<b>ABBILDUNG 10:</b> Häufigkeitsverteilung des Strompreises; Darstellung von Agora. . . . .	50
<b>ABBILDUNG 11:</b> Übersicht möglicher Szenarien für den Flexibilisierungsbedarf. . . . .	59

# Anhänge

<b>ANHANG 1:</b> Tabellen. . . . .	72
<b>ANHANG 2:</b> Übersicht Systemdienstleistungen . . . . .	77
<b>ANHANG 3:</b> Flexibilisierungsoptionen und ihre Vor- und Nachteile . . . . .	78
<b>ANHANG 4:</b> Mögliche Kombinationen von Flexibilisierungsoptionen und Systemdienstleistungen . . . . .	79
<b>ANHANG 5:</b> Business Cases I bis IV. . . . .	80
<b>ANHANG 6:</b> Fragebogen bzgl. Chancen und Hemmnissen der Lastflexibilisierung . . . . .	84
<b>ANHANG 7:</b> Szenarien. . . . .	86

# ANHANG 1

## Tabellen

### STROMVERBRAUCH IN DER INDUSTRIE

aufgeteilt nach Sektoren im Jahr 2016 für Hamburg und Schleswig-Holstein

SEKTOR	HH	SH	HH	SH
	Mio. kWh	Mio. kWh	MW	MW
Herst. v. Nahrungs- u. Futtermitteln, Getränkeherstellung, Tabakverarbeitung	463	649	78	109
H. v. Papier, Pappe u. Waren dar.; Druckerz., Vervielf. v. Ton-, Bild- u. Datentr.	9	501	2	84
Herst. v. chemischen und pharmazeutischen Erzeugnissen	111	170	15	24
Herst. v. Gummi und Kunststoffwaren; Herst. v. Glas, Glaswaren, Keramik	114	948	19	159
Metallerzeugung und -bearbeitung, Herstellung von Metallerzeugnissen	3.632	433	806	96
Herst. v. DV-Geräten, elektr. u. opt. Erz.; Herst. v. elektr. Ausrüstungen	113	174	19	29
Maschinenbau	77	164	13	28
Herst. v. Kraftwagen und Kraftwagenteilen, sonstiger Fahrzeugbau	253	152	42	26
Übrige Wirtschaftszweige	138	297	23	50
<b>SUMME</b>	<b>4.910</b>	<b>3.488</b>	<b>1.017</b>	<b>603</b>

> Tabelle 1: Stromverbrauch in der Industrie aufgeteilt nach Sektoren im Jahr 2016 für Hamburg und Schleswig-Holstein<sup>1,2</sup>

1 Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (2018)

2 Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (2018a)

## STROMVERBRAUCH IN DER INDUSTRIE aufgeteilt nach Sektoren im Jahr 2015 für Niedersachsen

SEKTOR	Mio. kWh	MW
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	107	18
Erbringung v. Dienstleistungen f.d. Bergbau u.f.d. Gew. v. Steinen u. Erden	4	1
Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln	2.950	495
Getränkeherstellung	117	20
Tabakverarbeitung	37	6
Herstellung von Textilien	70	12
Herstellung von Bekleidung	10	2
Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen	8	1
H. v. Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (o. Möbel)	213	36
Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus	2.043	343
H. v. Druckerzeugn.; Vervielf. V. besp. Ton-, Bild und Datentr.	175	29
Herstellung von chemischen Grundstoffen	6.678	925
Sonstige Herstellung von chemischen Erzeugnissen	255	35
Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen	88	12
Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren	1.641	275
H. v. Glas und Glaswaren, keram. Werkstoffen u. Waren, keram. Baumaterialien	545	91
Sonstige H. v. Glas und Glaswaren, Keramik, Verarb. V. Steinen u. Erden	447	75
Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	3.030	673
Erzeugung u. erste Bearbeitung von NE-Metallen, Gießereien	1.101	130
Sonstige Metallerzeugung und -bearbeitung	62	10
Herstellung von Metallerzeugnissen	659	111
H. v. Datenverarbeitungsgeräten, elektron. U. opt. Erzeugn.	88	15
Herstellung von elektrischen Ausrüstungen	449	75
Maschinenbau	729	122
Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen	2.672	448
Sonstiger Fahrzeugbau	261	44
Herstellung von Möbeln	84	14
Herstellung von sonstigen Waren	58	10
Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen	75	13
Verarbeitendes Gewerbe, Bergbau, Gew. von Steinen und Erden	24.655	4.040

> Tabelle 2: Stromverbrauch in der Industrie aufgeteilt nach Sektoren im Jahr 2015 für Niedersachsen<sup>3</sup>

3 Landesamt für Statistik Niedersachsen (2018)

## STROMVERBRAUCH aufgeteilt nach Sektoren in Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2016<sup>4</sup> und in Niedersachsen im Jahr 2015

	HH	SH	NS
SEKTOR	Mio. kWh	Mio. kWh	Mio. kWh
Verarbeitendes Gewerbe, Bergbau, Gewinnung von Steinen und Erden	4.910	3.487	24.655
Verkehr insgesamt	440	221	1.467
Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher	7.074	8.870	24.624
<b>SUMME</b>	<b>12.424</b>	<b>12.578</b>	<b>50.746</b>

> Tabelle 3: Stromverbrauch aufgeteilt nach Sektoren in Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2016<sup>4</sup> und in Niedersachsen im Jahr 2015<sup>6</sup>

## STROMERZEUGUNG in Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2016

	HH		SH	
ENERGIETRÄGER	Stromerzeugung	Anteil an Stromerzeugung insgesamt	Stromerzeugung	Anteil an Stromerzeugung insgesamt
	MWh brutto	%	MWh brutto	%
Fossile Energieträger	9.423.766	94,0	4.043.687	12
Kohlen	8.537.716	85,2	2.957.664	8
Mineralöle	85.498	0,9	256.860	1
Gase	800.553	8,0	829.164	2
Kernenergie	-	-	11.503.003	33
Erneuerbare Energien	465.627	4,6	19.197.166	55
Windkraft (onshore)	89.502	0,9	9.094.480	26
Windkraft (offshore)			5.788.856	17
Wasserkraft	481	0,0	7.299	-
Photovoltaik	27.151	0,3	1.292.505	4
feste/flüssige Biomasse	156.835	1,6	61.241	0
Biogas	76.415	0,8	2.650.047	8
Klärgas/Deponiegas	65.936	0,7	66.679	0
Abfälle (biogen) <sup>2</sup>	49.307	0,5	236.059	1
Abfälle (nicht biogen)	49.307	0,5	258.174	1
Sonstige Energieträger	84.397	0,8	35.822	0
<b>INSGESAMT</b>	<b>10.023.097</b>	<b>100</b>	<b>35.037.853</b>	<b>100</b>

> Tabelle 4: Stromerzeugung in Hamburg und Schleswig-Holstein im Jahr 2016<sup>8</sup>

## AUSFALLARBEIT 2017

2017	Ausfallarbeit Gesamt [GWh]	Ausfallarbeit Überragungsnetz [GWh]	Ausfallarbeit Verteilnetz [GWh]
Schleswig-Holstein	3.258,34	293,25	2965,09
Hamburg	6,45	6,45	0
Niedersachsen	1.098,14	537,31	560,84
Deutschland	5.517,98	892,41	4625,56

> Tabelle 5: Ausfallarbeit 2017

## AUSFALLARBEIT 2016

2017	Ausfallarbeit Gesamt [GWh]	Ausfallarbeit Überragungsnetz [GWh]	Ausfallarbeit Verteilnetz [GWh]
Schleswig-Holstein	2.706,11	40,92	2.665,2
Hamburg	0	0	0
Niedersachsen	182,27	6,33	175,94
Deutschland	3.743,19	149,33	3.593,86

> Tabelle 6: Ausfallarbeit 2016

4 Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (2018)

5 Landesamt für Statistik Niedersachsen (2017)

6 Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (2018a)

7 Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (2017)

8 Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (2017a)

## VON DEN ÜNB AUSGESCHRIEBENE REGELLEISTUNG (Leistungsspannen)<sup>9</sup>

ART DER LEISTUNG	Ausgeschriebene Leistung [MW]		
	Jahr	von	bis
Primärregelleistung	2012	567	592
	2013	576	593
	2014	568	578
	2015	568	578
	2016	583	583
Sekundärregelleistung (positiv)	2012	2.081	2.109
	2013	2.073	2.473
	2014	1.992	2.500
	2015	1.868	2.234
	2016	1.973	2.054
Sekundärregelleistung (negativ)	2012	2.114	2.149
	2013	2.118	2.418
	2014	1.906	2.500
	2015	1.845	2.201
	2016	1.904	1.993
Minutenreserveleistung (positiv)	2012	1.536	2.149
	2013	2.406	2.947
	2014	2.083	2.947
	2015	1.513	2.726
	2016	1.504	2.779
Minutenreserveleistung (negativ)	2012	2.158	2.413
	2013	2.413	3.220
	2014	2.184	3.220
	2015	1.782	2.522
	2016	1.654	2.353

> Tabelle 7: Von den ÜNB ausgeschriebene Regelleistung (Leistungsspannen)<sup>9</sup>

## Gegenüberstellung METHODEN DER ELEKTROLYSE<sup>10</sup>

EIGENSCHAFTEN	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse
Investitionskosten	800 - 1.500 €/kW	2.000 - 6.000 €/kW
Wirkungsgrad (bez. auf oberen Heizwert)	67 - 82 %	44 - 86 %
Spezifischer Energieverbrauch	4,0 - 5,0 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>	4,8 - 8,0 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>

> Tabelle 8 Gegenüberstellung Methoden der Elektrolyse<sup>10</sup>

<sup>9</sup> Bundesnetzagentur (2017)

<sup>10</sup> [http://www.powertogas.info/fileadmin/content/Downloads\\_PtG\\_neu/Fachbroschuere\\_Power\\_to\\_Gas\\_Integration.pdf](http://www.powertogas.info/fileadmin/content/Downloads_PtG_neu/Fachbroschuere_Power_to_Gas_Integration.pdf)

# ANHANG 2

## Übersicht Systemdienstleistungen

	energiewirtschaftlicher Hintergrund	erwartete Entwicklung	Mindestleistung	Vorankündigungszeit (max. Dauer zwischen Abruf durch Netzbetreiber und Erbringung durch Anbieter)	Abrufdauer (Dauer Anpassung der Nachfrage)	Wirtschaftlichkeit
<b>REGEL- UND ZUSCHALTBARE LASTEN</b>	<b>Primärenergieleistung</b>	Ausgleich kurzfristiger Schwankungen von Erzeugung und Nachfrage Leistungspreis für Bereitstellung und Arbeitspreis für tatsächlichen Abruf	1 MW (früher 5 MW)	< 30 Sekunden wöchentliche Ausschreibung (Dienstag der Vorwoche)	15 Minuten ggf. im Pool für den einzelnen Anbieter geringer	prinzipiell höchste Erlöse in Abhängigkeit von Verfügbarkeit und Schaltdauer
	<b>Sekundärenergieleistung</b>	Ausgleich kurzfristiger Schwankungen von Erzeugung und Nachfrage Leistungspreis für Bereitstellung und Arbeitspreis für tatsächlichen Abruf	5 MW	< 5 Minuten kalendertägliche Ausschreibung	30 Min	in Abhängigkeit von Verfügbarkeit und Schaltdauer
	<b>Minutenreserve</b>	Ausgleich kurzfristiger Schwankungen von Erzeugung und Nachfrage Leistungspreis für Bereitstellung und Arbeitspreis für tatsächlichen Abruf	5 MW	< 15 Minuten kalendertägliche Ausschreibung	1 Stunde	in Abhängigkeit von Verfügbarkeit und Schaltdauer
<b>AB- UND ZUSCHALTBARE LASTEN</b>	<b>Abschaltbare Lasten</b>	Ausgleich kurzfristiger Schwankungen von Erzeugung und Nachfrage Leistungspreis für Bereitstellung und Arbeitspreis für tatsächlichen Abruf; Preise ergeben sich aus Auktionen der ÜBN Anforderung: Anlagen, die kontinuierlich (> 6.000 h) Strom verbrauchen und an Prozessleitsystem angeschlossen sind	5 MW (seit 2012: 50 MW, 2016: 10 MW)	Sofort abschaltbare Lasten (SOL): < 1 Sekunde Schnell abschaltbare Lasten(SNL): < 15 Minuten	15 Minuten Mindestverfügbarkeit: 138 Stunden pro Woche Mindesterbringung: 16 Viertelstunden pro Woche, 4 Viertelstunden davon am Stück ggf. im Pool für den einzelnen Anbieter geringer	
	<b>Zuschaltbare Lasten</b>	aktuell nur im Netzausbaubereich als Produkt vorhanden Regelung der Abschaltbaren Lasten könnte als Blaupause dienen				
<b>SPOT-MARKT</b>	Strompreis schwankt im Tagesverlauf in Abhängigkeit von prognostizierter Stromerzeugung und -verbrauch industrieller Verbrauch kann angepasst werden	Vergangenheit / heute tagsüber hohe Preise auf Grund hohen Verbrauchs und niedrige Preise in der Nachtzukünftig noch größere Schwankungsbreite auf Grund volatiler Strombereitstellung aus EE (vgl. Kurzstudie Stromsektor 2030 von agora)		Bekanntgabe Strompreis am Mittag des Vortages, daher 12 bis 36 Stunden Vorlauf	signifikante Preisunterschiede zwischen Erzeugungsspitzen (ca. 3 h) und Tag-/Nachtausgleich (ca. 12 h) nutzen	Niedrigpreiszzeiten an der Strombörse nutzen; der Strompreis schwankte 2016 um einen Mittelwert von 28 €/MWh mit Spitzen zwischen -1 30 und +105 €/MWh

# ANHANG 3

## Übersicht Flexibilisierungsoptionen

	VORTEILE	NACHTEILE	AUSBLICK
<b>ELEKTRISCHE SPEICHER</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- unabhängig von Produktionslast und deren Variabilität</li> <li>- positiv und negativ nutzbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- aktuell hohe Investitionskosten, insbesondere in Abhängigkeit der Kapazität, daher Speicherdauer stark begrenzt</li> <li>- begrenzte Lebensdauer und Ladezyklen</li> <li>- nur bei signifikanten Preisunterschieden im Tagesverlauf wirtschaftlich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sinkende spezifische Speicherkosten, 2nd-Life-Batterie aus Mobilitätssektor führe zu sinkenden Kosten, i.V.m. lokaler EE-Erzeugung und Umlagezeitabhängigen Abgaben und Umlagen relevantes Potential zu erwarten</li> </ul>
<b>NETZAUSBAU</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Überdimensionierung ist mit geringen Mehrkosten verbunden</li> <li>- ggü. Anderen Flexibilisierungsmöglichkeiten wird eine allgemein höhere Stromnachfrage abgefangen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hohe Kosten</li> <li>- geringe Akzeptanz der Bevölkerung bei Überland-Trassen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- durch die Vermeidung von Überland-Trassen wird sich der Netzausbau verzögern, mittelfristig aber zu einer Abnahme des Flexibilisierungsbedarfs führen</li> </ul>
<b>LAST-MANAGEMENT UND VARIABLE PRODUKTION</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Umstellung ermöglicht den Abruf eines vergleichsweise hohen Flexibilisierungspotenzials bei einer geringen Anzahl anzupassender Prozesse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- an Verbrauchsprofil gekoppelt</li> <li>- Produktion häufig an organisatorische Abläufe gekoppelt, die Flexibilisierung erschweren</li> <li>- von technischen Voraussetzungen abhängig</li> <li>- meist hohe Investitionskosten zur Bereitstellung nötig und damit strenge Vorgaben der Amortisationszeiten in der Industrie häufig nicht einzuhalten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pot. Gewinne oft vernachlässigbar im Vergleich zu Risiken des Anlagenausfalls, Produktionseinbußen oder organisatorischem Aufwand</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sehr hohe Durchdringung aller Industriebranchen und damit hohes, regional verteiltes Flexibilisierungspotenzial mit hoher zeitlicher Verfügbarkeit</li> <li>- standardisierte Lösungen einsetzbar, sobald diese entwickelt und verfügbar sind</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potenziale häufig kleinteilig und nur durch Umstellung einer großen Anzahl Prozesse möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- perspektivisch sinken die Potenziale durch Energieeffizienzmaßnahmen in den meisten Bereichen, z.B. durch Einsatz effizienter Maschinen ohne Überkapazitäten</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- gleichzeitige Ermöglichung und Förderung von Energieeffizienzpotenzialen</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- perspektivisch sinken die Potenziale durch Energieeffizienzmaßnahmen in den meisten Bereichen, z.B. durch Einsatz effizienter Maschinen ohne Überkapazitäten</li> </ul>
<b>POWER-TO-HEAT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- vergleichsweise geringer Anteil Strom notwendig</li> <li>- vergleichsweise geringe Wirkungsgradeverluste ggü. Weiterer Energieumwandschritte bei PtG oder PtL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- viele Vollbenutzungsstunden für Wirtschaftlichkeit und hohe Lebensdauer der Anlage notwendig</li> <li>- nur in Verbindung mit Wärmespeichern oder Hybridisierung (Umschalten zwischen konventionellen Brennstoffen und Strom) geeignet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Für den Bereich der Raumheizung stark zunehmende Bedeutung</li> </ul>
<b>POWER-TO-X</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- geringe Investitionskosten, Leistung frei skalierbar</li> <li>- vergleichsweise geringe Wirkungsgradeverluste ggü. Weiterer Energieumwandschritte bei PtG oder PtL</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ggü. Wärmepumpen höherer Anteil Strom notwendig</li> <li>- nur in Verbindung mit Wärmespeichern oder Hybridisierung (Umschalten zwischen konventionellen Brennstoffen und Strom) geeignet</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Erdgasinfrastruktur kann in bestimmten Grenzen genutzt werden (räumliche Entkopplung von Ort der Erzeugung und Umwandlung)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hohe Investitionskosten</li> <li>- geringer Wirkungsgrad durch Energieumwandlung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- wahrscheinlich eher in Verbindung mit Mobilität oder Rückverstromung</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dekarbonisierungsoption für Sektoren, die sich nur schwierig bzw. über lange Entwicklungszeiträume elektrifizieren lassen, bspw. Luftverkehr</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hohe Investitionskosten</li> <li>- geringer Wirkungsgrad auf Grund mehrstufigen Verfahrens</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- unsicher, wahrscheinlicher eher global</li> </ul>

# ANHANG 4

Mögliche Kombinationen von Flexibilisierungsoptionen und Systemdienstleistungen									
FLEXIBILISIERUNGSOPTION	VERMARKTUNGSOPTION	Regelleistung			Zu-/Abschaltbare Lasten	Spotmarkt	Netzentgeltsystematik		Bilanzkreisgleich
		PRL	SRL	MR			intensive Nutzung	atypische Nutzung	
Lastmanagement	Elektrolichtbogenofen in Metallindustrie		x	x			x		
	Verstromung von Prozessgasen im integrierten Hüttenwerk		x	x			x		x
	Weiterverarbeitung / Umformung in der Metallindustrie		x	x		x	x		x
	Elektrolysezellen in der NE-Metallindustrie		x	x			x		x
	Elektrische Zusatzheizung bei der Herstellung von Behälterglas	x	x	x			x		
	Querschnittstechnologien (stark abhängig von Anforderung der Abruftauer)		(x)	(x)					x
	Holzstoffherstellung / Faserstoffaufbereitung in der Papierindustrie		x	x			x		x
	Chlor-Alkali-Elektrolyseanlagen in der Chemieindustrie	x	x	x			x		x
	Luftzerlegungsanlagen in der Chemieindustrie		x	x			x		x
	Wärmepumpen						x		
Power to heat	Elektrodenkessel, Heizstäbe etc.	x	x	x			x		
	Power to gas	x	x	x			x		
Power to X	Power to liquid (Stand der Technik heute nicht ausreichend ausgereift)								

> Die einzelnen Optionen sind i.d.R. alternativ und nicht parallel möglich.

# ANHANG 5

## Business Cases I bis IV

### BUSINESS CASE I

#### SPOTMARKT – DAY-AHEAD-HANDEL / VARIABLE PRODUKTION + ZWISCHENSPEICHER

##### VORAUSSETZUNGEN / AUSGANGSSITUATION

Ein Lebensmittelhersteller kann die Kühlzeiten seiner Kühlhäuser zeitlich mit einem Vorlauf von ca. einem Tag um einige Stunden nach vorne und hinten verschieben.

##### ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER HINTERGRUND

Die Strompreise schwanken im Tagesverlauf in Abhängigkeit von prognostizierter Stromerzeugung und -verbrauch. Die Preise entstehen mit einem Vorlauf von einem Tag im Day-Ahead-Handel. Um 12 Uhr Mittag des Vortages werden die Strompreise bekannt gegeben.

##### UMSETZUNG

Das Unternehmen kühlt in den Stunden niedriger Strompreise tiefer als notwendig und kann umgekehrt für einen begrenzten Zeitraum in Stunden hoher Preise auf eine konstante Kühlung verzichten.

##### WIRTSCHAFTLICHKEIT

gering-investiv, da lediglich organisatorische Maßnahmen zur Verschiebung der Kühlzeiten notwendig sind. Das Unternehmen kauft in Zeiten niedriger Strompreise ein und senkt so die Strombezugskosten.

##### SITUATION HEUTE

auf Grund hoher Stromnachfrage am Tag und geringer Stromnachfrage in der Nacht sind die Strompreise heute tagsüber meist höher als nachts

##### ERWARTETE ENTWICKLUNG

auf Grund des Ausbaus von erneuerbaren Energien wird die Stromeinspeisung volatiler, die Strompreise schwanken entsprechend stärker in Abhängigkeit der Witterung. Es entsteht größerer Bedarf das Nutzerverhalten an die Einspeisung anzupassen.

## BUSINESS CASE II

### REGELLEISTUNG – POSITIVE SEKUNDÄRREGELLEISTUNG / VARIABLE PRODUKTION

#### VORAUSSETZUNGEN / AUSGANGSSITUATION

Ein Mahlwerk kann mit einem Vorlauf von weniger als 5 Minuten vom Netz genommen werden und die nachfolgende Produktion für 30 Minuten aus einem Zwischenlager beliefert werden.

#### ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER HINTERGRUND

Durch Abweichungen von der Prognose kommt es zu kurzfristigen Schwankungen von Erzeugung und Nachfrage. Grund hierfür können sowohl witterungsbedingte Einflüsse wie Wind und Solareinstrahlung oder ungeplante Kraftwerksausfälle auf der Erzeugerseite als auch ungeplante Anlagenausfälle oder abweichendes Verbraucherverhalten auf der Nachfrageseite sein. Durch die Zuschaltung (negative Regelleistung) bzw. Abschaltung (positive Regelleistung) präqualifizierter Lasten durch Fernzugriff wird die betroffene Regelzone im Gleichgewicht gehalten.

#### UMSETZUNG

Das Unternehmen hat durch die Präqualifikation die zuverlässige Leistungsbereitstellung des variablen Produktionsteils nachgewiesen. Am Vortag kontrahiert das Unternehmen eine bestimmte Leistung. Bei Bedarf kann die Leistung durch den Übertragungsnetzbetreiber abgerufen werden.

#### WIRTSCHAFTLICHKEIT

Das Unternehmen erhält einen Leistungspreis für die Bereitstellung. Der tatsächliche Abruf durch den Übertragungsnetzbetreiber wird zusätzlich mit einem Arbeitspreis vergütet.

#### SITUATION HEUTE

2016 lag die durch die Netzbetreiber abgerufene Menge für Sekundärregelleistung bei ca. 2.100 GWh. Zeitweise wurden über 80 % der vorgehaltenen Regelleistung abgerufen.

#### ERWARTETE ENTWICKLUNG

Auf Grund des fortgesetzten Ausbaus erneuerbarer, volatiler Energieerzeugung erhöht sich die Unsicherheit der Prognosen, wodurch sich der Bedarf an Systemdienstleistungen erhöht.

# BUSINESS CASE III

## ZUSCHALTBARE LASTEN – POWER-TO-HEAT

### VORAUSSETZUNGEN / AUSGANGSSITUATION

Ein Unternehmen im Netzausbaubereich deckt seinen Heizwärmebedarf über ein BHKW. Zukünftig soll ein Teil der Wärme durch einen Elektrodenheizkessel bereitgestellt werden, um Erdgas einzusparen. Der E-Kessel kann bei Bedarf durch den Netzbetreiber zugeschaltet werden.

### ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER HINTERGRUND

Durch Prognosen der Witterung und des Stromverbrauchs in den kommenden Tagen ergeben sich Abweichungen, die innerhalb des Bilanzkreises auszugleichen sind. Bei prognostizierten großen Erzeugungsmengen an voraussichtlich windigen und sonnigen Tagen bei gleichzeitig geringem Stromverbrauch z. B. nachts oder am Wochenende, ergibt sich ein Stromüberschuss. Der Netzbetreiber plant daher zuschaltbare Lasten ein, um die Abnahme aus dem Netz der öffentlichen Versorgung zu erhöhen.

### UMSETZUNG

Das Unternehmen bietet die Leistung des Elektrodenheizkessels als zuschaltbare Last an. Der Netzbetreiber plant die entsprechende Abnahme bei prognostizierten Überschüssen ein. Der Überschussstrom einer windstarken Nacht wird im Rahmen der Sektorenkopplung genutzt und die erzeugte Wärme für die Gebäudeheizung am nächsten Tag zwischengespeichert.

### WIRTSCHAFTLICHKEIT

Das Unternehmen erhält eine Vergütung für die zuschaltbare Last und kann umgekehrt auf den Einsatz von Erdgas im BHKW verzichten.

### SITUATION HEUTE

Zuschaltbare Lasten sind als Produkt der Systemdienstleistung bisher nur im Netzausbaubereich verfügbar.

### ERWARTETE ENTWICKLUNG

Auf Grund des fortgesetzten Ausbaus erneuerbarer Energieerzeugung aus Wind und Solar erhöht sich der volatile Anteil der Erzeuger. Auch nach erfolgtem Netzausbau ist in einzelnen Stunden mit einem Bedarf an zuschaltbaren Lasten zu rechnen. Hierfür sind entsprechende lokale Märkte zu entwickeln.

# BUSINESS CASE IV

## NETZENTGELREDUKTION – SPITZENLASTMANAGEMENT

### VORAUSSETZUNGEN / AUSGANGSSITUATION

Ein Industriebetrieb bezahlt für seinen Strombezug einen Leistungs- und einen Arbeitspreis. Im Jahresverlauf treten einzelne Leistungsspitzen auf, wenn mehrere Anlagenteile parallel laufen.

### ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER HINTERGRUND

Der Leistungspreis hängt vom maximalen innerhalb des Abrechnungsjahres gemessenen 15-Minuten-Mittelwerts ab.

### UMSETZUNG

Um die Lastkurve zu glätten und einzelne Spitzen zu vermeiden, führt das Unternehmen ein betriebliches Spitzenlastmanagement ein. Zukünftig wird vermieden, dass ein vierter Anlagenteil in Betrieb geht, wenn bereits drei Anlagenteile parallel laufen.

### WIRTSCHAFTLICHKEIT

Der Leistungspreis des Unternehmens sinkt, da der zuvor maximal gemessene Spitzenwert nicht mehr erreicht wird. Der Arbeitsteil der Stromkosten bleibt erhalten, da die Produktion in einen anderen Zeitraum verschoben wird.

### SITUATION HEUTE

Ab einer Spitzenleistung von ca. 500 MW ist ein betriebliches Spitzenlastmanagement auf Grund von zu erwarteten Potenzialen heute für Unternehmen interessant.

### ERWARTETE ENTWICKLUNG

Die heutige Regelung der Netzentgeltreduktion läuft den Chancen der Lastflexibilisierung entgegen. In diesem Sinne ist eine Neuregelung der Netzentgeltverordnung anzustreben. Ein betriebliches Spitzenlastmanagement bietet aber über die Netzentgeltreduktion weitere Einspar- und Optimierungsmöglichkeiten durch bessere Kenntnis der Lasten und Verbräuche im Unternehmen.

# ANHANG 6

## Fragebogen

Chancen und Hemmnissen der Lastflexibilisierung							
		keine Zustimmung	stimme eher nicht zu	neutral	stimme eher zu	volle Zustimmung	nicht zu bewerten
1	Das Ziel der Bundesregierung (Stand: Frühjahr 2018) bis 2030 den Strombedarf zu 65 % aus erneuerbaren Energien zu decken wird erreicht.						
2	Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt zukünftig zu großen Teilen durch Windenergie in Norddeutschland.						
3	Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt zukünftig zu großen Teilen durch Photovoltaik in Süddeutschland.						
4	Der notwendige Netzausbau, um Erneuerbaren Strom von Norden nach Süden zu bringen, wird bis 2025 abgeschlossen.						
5	Der Ausbau erneuerbarer Energien wird aktuell in Deutschland stark gefördert.						
6	Auch nach dem erfolgten Netzausbau (Startnetz bis 2025) ist in der Projektregion zeitweise Überschussstrom vorhanden und wird abgeregelt.						
7	Auch nach Fertigstellung des Startnetzes sind in der Projektregion lokale Möglichkeiten zur Verwendung von Überschussstrom zu schaffen?						
8	Der Ausbau der Eigenstromversorgung wird aktuell ausreichend gefördert.						
9	Die Gestaltung eines intelligent verknüpften Energiesystems wird ausreichend gefördert.						

## Chancen und Hemmnissen der Lastflexibilisierung

		keine Zustimmung	stimme eher nicht zu	neutral	stimme eher zu	volle Zustimmung	nicht zu bewerten
10	Die Auswirkungen verschiedener Flexibilisierungsoptionen auf den individuell zu zahlenden Strompreis sind übersichtlich und leicht verständlich.						
11	Die rechtlichen Rahmenbedingungen bzgl. Systemdienstleistungen sind übersichtlich und gut verständlich gestaltet.						
12	Die Regelungen für Ausnahmetatbestände wie Steuer- und Abgaberstattungen und individuelle Netzentgelte sind übersichtlich und gut verständlich gestaltet.						
13	Die Anforderungen für die Präqualifikation im Regelenergiemarkt sind zu hoch gesetzt.						
14	Das vermehrte Angebot lastvariabler Tarife ist wichtiger Bestandteil für das zukünftige Energiesystem in Deutschland.						
15	Im Projektgebiet sind ausreichend gute Informations- und Beratungsangebote für den Bereich Flexibilisierung des Stromverbrauchs in der Industrie vorhanden.						

# ANHANG 7

Szenarien				
Nr.	Szenario	Ausbau EE Erzeugungspotenzial 2025	Netzausbau bis 2025	Potenziale für regionale Nutzung des Überschussstroms
0	Referenz	ca. 9.900 MW installierter Leistung in 2016, davon ca. 60 % Windenergie (6.300 MW in 2018) in Schleswig-Holstein: 120 % erneuerbare Erzeugung ggü. dem Bruttostromverbrauch	strukturelle Netzengpässe auf ÜNB-Ebene Engpässe bei Umspannungswerken (Leistung kann nicht auf höhere Netzebene übertragen werden, VNB-Ebene muss abgeregelt werden, Problem der dezentralen Einspeisung) kurzzeitige Netzengpässe mit hohen Spitzen	es bestehen verschiedene Potenziale im Rahmen von Förderprogrammen (vgl. SINTEG), aber auch auf dem freien Markt (vgl. Regelleistung, Spotmarkt, abschaltbare Lasten) die Rahmenbedingungen (wirtschaftlich und regulatorisch) beschränken das technische Potenzial jedoch massiv
1	geringer Flexibilisierungsbedarf	geringfügiger Ausbau, ca. 130 bis 140 % des Bruttostromverbrauchs	Teile des Startnetz lt. NEP (ÜNB-Ebene) bis 2025 abgeschlossen / abschnittsweise Inbetriebnahme (lt. Plan bis 2022 Fertigstellung von NordLink, Westküstenleitung, Ostküstenleitung und Mittelachse) Zielnetz der SH Netz (VNB-Ebene) bis 2025 abgeschlossen	die entstehenden Potenziale sind nur mit sehr hohen Lasten, die zusätzlich zur Verfügung stehen, nutzbar; entsprechend lassen sich kaum wirtschaftliche Lösungen finden
2	mittlerer Flexibilisierungsbedarf	moderater Ausbau, ca. 170 bis 200 % des Bruttostromverbrauchs Bis 2025 ca. 700 –1.000 MW Offshore zusätzlich Ziellandesregierung SH: 10.000 MW bis 2025 (nur onshore oder inkl. Offshore?) Studie Pöyry: im Mittel 8.000 MW onshore erwartet Erzeugungspotenzial: ca. 27 TWh	Verzögerungen bei Fertigstellung des Startnetzes lt. NEP (ÜNB-Ebene) bis 2025 (SuedLink, Nordlink, Westküstenleitung, Ostküstenleitung und Mittelachse nicht vollständig fertiggestellt) Bericht Einspeisemanagement MELUND 2016: Mittelfristig ist zu erwarten, dass die zunehmende Verfügbarkeit des Höchstspannungsnetzes den Anteil der abzuregelnden EE-Strommenge maßgeblich beeinflussen wird. So können beispielsweise entlang der Westküste durch die Inbetriebnahmen von weiteren Abschnitten der Höchstspannungsleitungen sowie der neuen Ausspeisumspannwerke in den Bereichen von Heide, Husum, Niebüll und insbesondere in der Mittelachse in der Nähe von Flensburg (Umspannwerk Handewitt) Abregelungen aufgrund von Netzengpässen in Schleswig-Holstein weiter sinken. Zielnetz der SH Netz (VNB-Ebene) bis 2025 abgeschlossen	es entstehen weitere Potenziale zur Nutzung von Überschussstrom und zum Ausgleich von Erzeugung in SH und Nutzung in HH, die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen beschränken jedoch die Umsetzung
3	hoher Flexibilisierungsbedarf	300 % der Landesregierung wurde bereits revidiert lt. Energiewende und Klimaschutzgesetz werden für 2025 ca. 37 TWh Stromproduktion aus EE erwartet	Verzögerungen bei Fertigstellung des Startnetzes lt. NEP (ÜNB-Ebene) bis 2025 (SuedLink, Nordlink, Westküstenleitung, Ostküstenleitung und Mittelachse nicht vollständig fertiggestellt) zusätzlich Verzögerungen beim weiteren Ausbau auf VNB-Ebene, um mit dem weiteren EE Ausbau Schritt zu halten	es entstehen erhebliche Potenziale, der Bedarf besteht vor allem in unmittelbarer, lokaler Nähe zur Erzeugung, da der Strom nur begrenzt weiter transportiert werden kann

# Impressum

## HERAUSGEBER · KONTAKT:

### **Erneuerbare Energien Hamburg**

Clusteragentur GmbH

Wexstraße 7 · 20355 Hamburg

Tel.: +49 (0)40 69 45 73-10

Fax: +49 (0)40 69 45 73-29

[www.eehh.de](http://www.eehh.de)

**Vi.S.d.P.:** Jan Rispens

**Gestaltung:** eigenart grafik und idee

**Titelfoto:** EEHH GmbH / Jörg Böhling

**Druck:** RESET ST. PAULI Druckerei GmbH

**Auflage:** 150

**Stand:** April 2019

### **Copyright:**

Die Publikation, ihre Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Jede Vervielfältigung oder Verbreitung muss vom Rechteinhaber genehmigt werden.

Die in dieser Publikation enthaltenen Informationen und Hinweise erheben keinen Anspruch auf Aktualität, Richtigkeit und/oder Vollständigkeit. Die Publikation ersetzt nicht die gründliche Analyse der individuellen Situation und den fachlichen Rat für den konkreten Bedarf. Eine Haftung für die inhaltliche Richtigkeit und Vollständigkeit wird durch die Herausgeber nicht übernommen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet der Herausgeber ebenfalls nicht, sofern ihm nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

[www.eehh.de](http://www.eehh.de)

**Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH**

Wexstraße 7 | 20355 Hamburg | Germany

Tel.: +49 (0)40 69 45 73 – 10 | Fax: +49 (0)40 69 45 73 – 29

E-Mail: [info@eehh.de](mailto:info@eehh.de) | [www.eehh.de](http://www.eehh.de)

