

Flex Identifizieren!

LET'S
TALK
ABOUT
FLEX

1 Auf welche Art und Weise ich mit Flex Geld verdienen kann

Seite 06

2 Warum Flex wichtig ist und wie ich sie bewerten kann

Seite 14

3 Wie ich Flex finde. In GHD, Industrie, Mobilität und Quartieren

Seite 22

Index

Executive Summary	2
Editorial	4
Flexibilität im Stromsystem	6
Flexibilisierung von Anlagen – was es zu beachten gilt	14
Clusterung flexibilisierbarer Anlagen	18
Best Practices	22
Gewerbe, Handel und Dienstleistungen Nutzung von Flexibilitäten in einer Prototyp-Filiale bei der Schwarz Gruppe (Lidl/Kaufland)	24
Industrie 1. Intelligentes industrielles Lastmanagement (Siemens)	30
2. Das ZIEL-System von Fraunhofer IWU in Kooperation mit Deckel Maho Seebach	36
Mobilität Intelligente Fahrzeugladung bei der Berliner Stadtreinigung (BSR)	40
Quartiere Intelligentes Energiemanagement im Prenzlauer Berg, Berlin	46
Werkzeugkasten zur Flex-Identifikation: Checkliste für flexible Lasten	52
Kommunikative Aspekte	54
Ausblick	56
Glossar	58
Literaturverzeichnis	59
Impressum	60

Executive Summary

Eines der wesentlichen Ziele von WindNODE ist es, Lösungen für den Ausgleich von schwankender Stromerzeugung und -nachfrage zu entwickeln. Aus den vielen wertvollen Beiträgen der Teilarbeitspakete innerhalb von WindNODE haben sich Projektpartner in Koordinierungskomitees zusammengefunden, um die entwickelten Lösungen zusammenzuführen und Best Practices darzustellen, die sich als Blaupausen auch für Anwendungen außerhalb von WindNODE eignen. Zwei dieser Koordinierungskomitees haben das übergeordnete Thema Flexibilität auf unterschiedliche Art und Weise untersucht. Das Resultat der Arbeit des Komitees „Flexibilitäten Identifizieren“ halten Sie gerade in Ihren Händen. Es legt den Fokus auf die individuellen Identifikations- und Nutzungsmöglichkeiten von Flexibilität. Das zweite Koordinierungskomitee „Flexibilität, Markt und Regulierung“ erarbeitet einen Bericht, der im Sommer 2020 veröffentlicht wird und die Betrachtungsebene von der Identifikation konkreter Flexibilitätsoptionen im einzelnen Unternehmen auf die Vermarktungsoptionen und deren regulatorischen Rahmen im WindNODE-Gebiet und darüber hinaus hebt.

Das „Best-Practice-Manual: Flexibilitäten Identifizieren!“ (BPM) ist ein einfach zugängliches Informationsangebot insbesondere an potenzielle Anbieter von Flexibilitätsoptionen. Es soll die Lesenden dabei unterstützen, in ihrem betrieblichen Umfeld relevante Potenziale zu identifizieren und anschließend in der Praxis zu nutzen. Durch den realen Betrieb in konkreten Anwendungsfällen der eigenen Projektarbeit sammelten WindNODE-Partner wichtige Erfahrungen, die als Referenz für zukünftige Flexibilitätsoptionen aus verschiedenen Branchen und Industriezweigen nutzbar gemacht werden sollen.

Einige Highlights aus unserer Arbeit bei WindNODE:

- In zwei Schaufenster-Filialen der Schwarz Gruppe, bei Lidl und bei Kaufland, wurde die Entlastung des Stromnetzes in Zeiten von Erzeugungsspitzen erneuerbarer Energien durch die Einspeicherung in einen Batteriespeicher erprobt. Außerdem können in der Filiale Verbraucher durch ein dezentrales Energiemanagement gesteuert werden und somit ihre Leistung, je nach Anforderung, erhöhen oder verringern. Im Jahr 2019 wurde der Batteriespeicher der Lidl-Filiale zur vollautomatischen Vermarktung

an die Day-Ahead- und Intradaymärkte angebunden. Zusätzlich hat der Speicher am Testbetrieb der 50Hertz-Flexibilitätsplattform teilgenommen und erfolgreich Flexibilität angeboten.

- Im Industriebereich zeigte Siemens, dass die Erfassung und Kategorisierung von industriellen Prozessen in Verbindung mit modernen Messgeräten und einem Energiemanagement-System die Nutzung der identifizierten Flexibilitätsoptionen nach verschiedenen Optimierungszielen ermöglicht. Darunter fallen beispielsweise die maximale Integration von erneuerbaren Energien sowie die Einhaltung der Netzbezugsgrenzen und der Hochlastzeitfenster. Die Vermarktung erfolgte bereits testweise über die WindNODE-Flexibilitätsplattform.
- Das „ZIEL“-System (Zukunftsfähiges Intelligentes Energie- und Lastmanagement) vom Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik IWU, das in Kooperation mit Deckel Maho Seebach entstanden ist, verschiebt energieintensive Fertigungsaufträge in Abhängigkeit von Energiepreisen und regelt aktiv die dezentrale Energieinfrastruktur in Fabriken.

Fertigungsunternehmen können dadurch eine zukunftsfähige, energieflexible Produktionsweise aufbauen.

- Im Mobilitätsbereich nutzte die BSR die Energiemanagement-Software EnEffCo® von ÖKOTEC, um Potenzialanalysen für die Flexibilitätsoptimierung durchzuführen und in den (prototypischen) Regelbetrieb zu überführen. Dadurch konnten die Netzentgelte reduziert und drei Flexibilitätsoptionen identifiziert werden: die Bezugsoptimierung am Strommarkt, das dynamische Lastmanagement am Standort und die Nutzung der Flexibilitätsplattform von 50Hertz.
- Das Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH hat in Zusammenarbeit mit Partnern in einem Berliner Quartier, das mit Smart-Building-Technik ausgerüstet ist, die markt- und netzdienliche Steuerung eines BHKW sowie von Power-to-Heat-Elementen erprobt. Dabei wird die Gebäudemasse und das Nahwärme- und Heizungsnetz als thermischer Speicher genutzt. Die entstehenden Flexibilitäten können entweder an der Börse im Verbund mit Energy2Market als virtuelles Kraftwerk oder über die 50Hertz-Plattform angeboten werden.

Die aufgeführten Beispiele aus der Praxis werden durch eine Checkliste zur Identifikation von Flexibilität begleitet, die es ermöglicht, Optionen miteinander zu vergleichen. Dazu wurden einfache, schnell erfassbare Bewertungskriterien eingeführt, die eine Entscheidung über die Flexibilitätsnutzung unterstützen. Damit sich wirklich ein system- und netzdienlicher Nutzen ergeben kann, benötigen potenzielle Anbieter von Flexibilitätsoptionen die notwendigen Anreize. Deshalb wird die zentrale politische und regulatorische Herausforderung der nächsten Phase der Energiewende darin bestehen, lohnende Vermarktungsoptionen und geeignete Spielregeln für Flexibilität im Energiesystem mit dem verfügbaren Angebot und der bestehenden Nachfrage in Einklang zu bringen. Mit dem Best-Practice-Manual ist damit ein wichtiger Ratgeber für den Weg zum intelligenten Energiesystem entstanden, der dabei hilft, die Integration und Nutzung von erneuerbarem Strom vom Wohnquartier bis zur Fabrik zu optimieren und auf die Verfügbarkeit lokaler regenerativer Energie abzustimmen.

Editorial

WindNODE richtet den Blick in eine Zukunft, in der unser elektrischer Energiebedarf nahezu vollständig aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird. Gegenwärtig stammen Schätzungen zufolge bereits mehr als 40 % der elektrischen Energie in Deutschland aus erneuerbaren Energien (EE), allen voran aus Wind und Sonne.¹ Das ist viel mehr, als selbst Optimisten noch vor wenigen Jahren erwartet haben. Tatsächlich ist dieser Anteil aber nur ein Mittelwert, gerechnet über das ganze Jahr, da Sonne und Wind uns ihr Energieangebot recht unregelmäßig zur Verfügung stellen. In einer windstillen Nacht gibt es fast gar keinen erneuerbaren Strom. An einem sonnigen, windreichen Tag kann es hingegen vorkommen, dass Wind- und Sonnenkraftwerke in manchen Regionen ein Vielfaches des benötigten Stroms erzeugen. Dann drohen Überlastungen der Stromnetze – teilweise so stark, dass die Grünstromerzeugung heruntergeregelt werden muss.

Die entscheidende Herausforderung beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien liegt daher in der so genannten Systemintegration, also in der Frage, wie das elektrische Energieangebot zur rechten Zeit am rechten Ort nutzbar gemacht werden kann. Grundsätzlich gilt: Auch in einem System mit sehr großen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten muss jederzeit die Balance zwischen elektrischer Energieerzeugung und -nutzung gewährleistet sein. Dafür spielen Netzausbau und -ertüchtigung eine zentrale Rolle, aber bei weitem nicht die einzige – so genannte „Flexibilitäten“ werden immer wichtiger.

Hinter dem Begriff Flexibilitäten verbirgt sich dabei nichts anderes

als Elemente im Energiesystem, die aktiv auf ein externes Signal, das die Variabilität von Stromerzeugung und Stromverbrauch widerspiegelt, mit einer Leistungsänderung reagieren können. So kann beispielsweise eine Fabrik einen Teil ihrer Produktion in eine Zeit verlegen, in der eine kräftige Windfront über das Land zieht. Oder ein Supermarkt kann sein Gebäude „auf Vorrat“ heizen beziehungsweise kühlen und die Gebäudemasse des Standortes durch Aufheizung und Abkühlung als thermischen Speicher nutzen.

Im Rahmen von WindNODE haben wir Flexibilitäten auf der Nutzerbeziehungsweise Verbrauchsseite systematisch in Unternehmen aus den Bereichen Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Industrie, Mobilität, sowie in Haushalten beziehungsweise dem Quartiersmanagement identifiziert. Im vorliegenden Best-Practice-Manual führen wir einige dieser Beispiele zusammen. Wir zeigen damit, dass es durchaus intelligente Möglichkeiten für die Nutzung eines Überangebots von grünem Strom gibt.

Aber wir möchten mit dem Best-Practice-Manual nicht nur erfolgreiche Fallbeispiele präsentieren. Unser Ziel ist es ebenso, dem Leser ansatzweise Instrumente für die Beantwortung naheliegender Fragen, die bei der Auseinandersetzung mit dem Thema entstehen, an die Hand zu geben und eine erste Orientierung zu vermitteln. Neben der prominenten Beleuchtung der Beispiele zur Flexibilitätsidentifikation im Hauptteil werden daher konkrete Hilfsmittel (z. B. Checklisten und Erfolgsfaktoren in der internen Kommunikation) vorgestellt. Gleichzeitig wird beschrieben, wie Flexibilitäten bewertet und

wie sie im bestehenden ordnungsrechtlichen und regulatorischen Rahmen vermarktet werden können. Darüber hinaus wird der Blick nach vorn gerichtet und es wird gezeigt, welche Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilitäten in naher Zukunft entstehen könnten.

Festzuhalten ist aus unserer Sicht, dass eine Beschäftigung mit dem Thema Flexibilitäten aus ökologischer und volkswirtschaftlicher Perspektive zwingend geboten erscheint. Dabei ist uns durchaus bewusst, dass diese Sichtweise aktuell mit der nüchternen betriebswirtschaftlichen Perspektive auf das Thema kontrastiert. Denn bisher fehlen Unternehmen technologieunabhängige, umfassende Anreize zur systemstabilisierenden beziehungsweise entlastenden Flexibilitätsvermarktung. Eine der großen Herausforderungen in den kommenden Jahren wird es daher sein, die Rahmenbedingungen so auszugestalten, dass diese beiden Perspektiven – das systemisch Sinnvolle und das betriebswirtschaftlich Mögliche – nutzenorientiert in Einklang gebracht werden können.

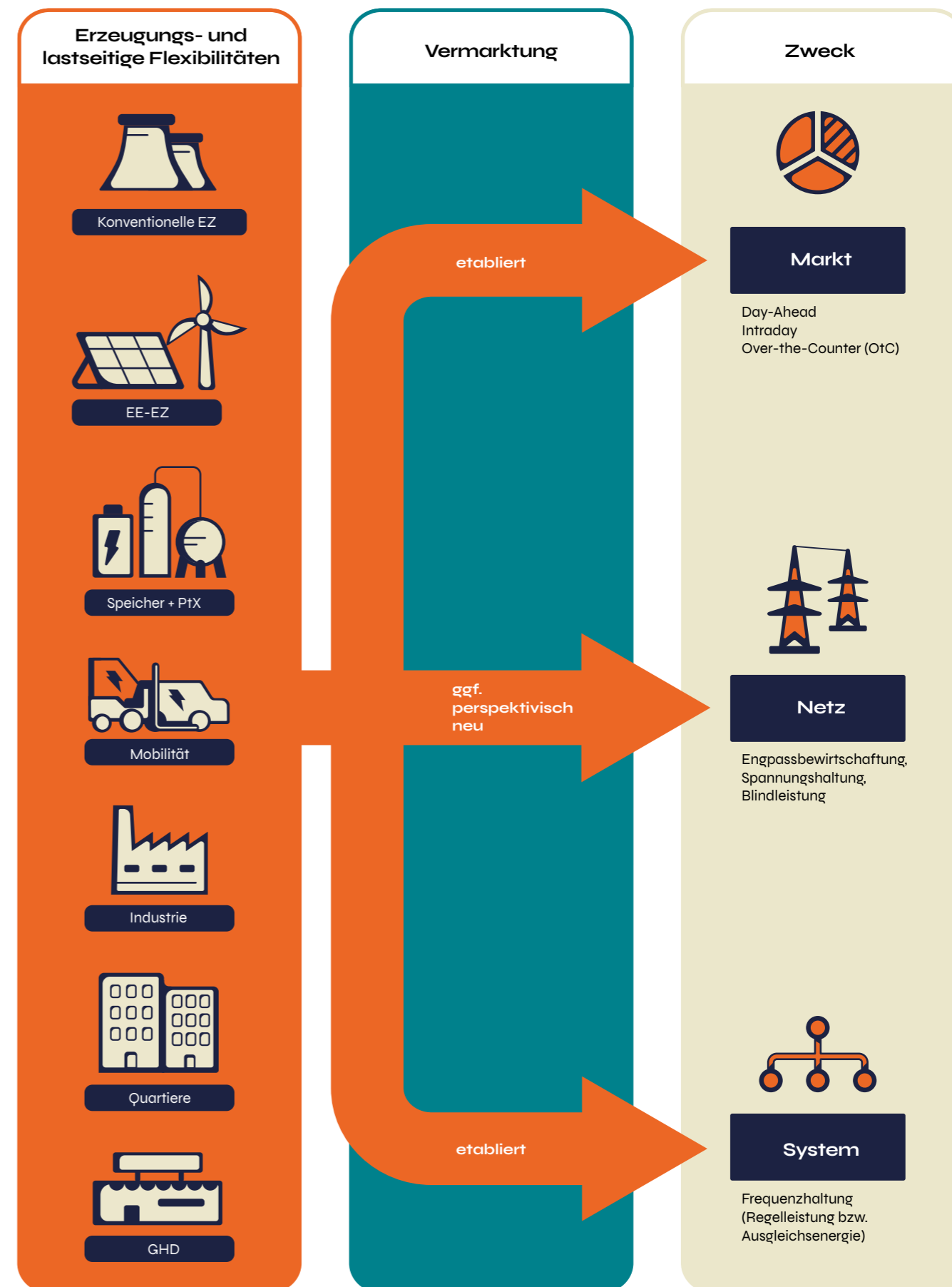
Wir hoffen daher, Sie gewinnen zu können: Als Innovatorinnen und Innovatoren bei der Identifikation von Flexibilitäten und als Mitstreiterinnen und Mitstreiter in der regulatorischen Debatte zugunsten ihrer erfolgreichen Systemintegration.

Zunächst wünschen wir Ihnen jedoch viel Freude bei der Lektüre.

Berlin im Juli 2020,
Die Autorinnen und Autoren

¹ Für das Jahr 2019 lag zum Zeitpunkt der Veröffentlichung noch keine belastbare Berechnung für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland vor. Schätzungen des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) gehen auf Grundlage der Werte für die ersten drei Quartale des Jahres 2019 von einem diesbezüglichen Anteil von rund 43 % aus (BDEW, ZSW 2019). Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/erneuerbare-decken-fast-43-prozent-des-stromverbrauchs/>

Anwendungsbereiche und Vermarktungswege von Flexibilität im Stromsystem



Flexibilität im Stromsystem

Zum Einstieg werden auf den folgenden Seiten Grundlagen zum Thema Flexibilitätsbereitstellung vermittelt. Zunächst wird der Begriff Flexibilität definiert. In den darauf folgenden Abschnitten werden spezifische Anwendungsbereiche von Flexibilitäten, nämlich Strommarkt, Systemdienstleistungen (SDL) und Netzengpassbewirtschaftung näher beschrieben.

Definition Flexibilität

Für eine kosteneffiziente und flächendeckende Versorgung mit elektrischer Energie sind Anlagen, die ihre Stromproduktion oder ihren Strombedarf flexibel anpassen können, essenziell. Zum einen können sie bei kurzfristigen Abweichungen das notwendige Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch wiederherstellen. Zum anderen können sie zur Entlastung kritisch beanspruchter Netzbetriebsmittel beitragen, um den Stromtransport sicherzustellen. Langfristig stellt die Bereitstellung von Flexibilität auch eine notwendige Bedingung für das Erreichen von Klimaschutzziele dar, denn für

die Dekarbonisierung von Energiesystemen bedarf es eines Ausbaus erneuerbarer Energien (EE), insbesondere auf Basis von Windkraft und Photovoltaik. Und diese stellen aufgrund ihrer dargebotsabhängigen Energiebereitstellung erhöhte Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems. Der Bedarf an Flexibilitätsoptionen adressiert also die drei energiewirtschaftlichen Ziele einer kosteneffizienten, sicheren und umweltverträglichen Energieversorgung und ist damit ein substantieller Bestandteil des Energiesystems.

In der energiewirtschaftlichen Debatte hat sich aktuell noch keine einheitliche Begriffsbestimmung von Flexibilität herausgebildet. Die

folgende Definition von Flexibilität wurde in einem Diskussionsprozess im Rahmen von WindNODE erarbeitet und bildet die Grundlage für die Ergebniszusammenführung im Projekt.

„Flexibilität bezeichnet die Fähigkeit von Elementen im Energiesystem, aktiv auf ein externes Signal, das die Variabilität von Stromerzeugung und Stromverbrauch widerspiegelt, mit einer Leistungsänderung zu reagieren. Elemente, die diese Fähigkeit besitzen, werden auch als Flexibilitätsoptionen bezeichnet. Die Nachfrage nach Flexibilität im Energiesystem kann zum einen aus den Großhandelsmärkten (Day-ahead, Intraday) resultieren. Zum anderen

kann die Nachfrage nach Flexibilität unter der Zielstellung der Behebung von Netzengpässen entstehen. Daneben können Flexibilitäten auf den Regelenergiemärkten nachgefragt oder zur Erbringung weiterer Systemdienstleistungen benötigt werden.

Um eine Flexibilitätsoption im Energiesystem technisch zu quantifizieren, sind mindestens folgende Parameter zu bestimmen:

- Wertebereich der Leistungsänderung positiv/negativ
- Zeitdauer der Leistungsänderung
- Vorlaufzeit bis zur Leistungsänderung

Die Angebots- und Nachfrageseite determinieren die Höhe des technischen Flexibilitätspotenzials in einem Energiesystem. Bei der Bestimmung des wirtschaftlichen Flexibilitätspotenzials sind darüber hinaus – in Abhängigkeit des regulatorischen Rahmens – die Kosten und der durch die Bereitstellung der Flexibilität erzielte Nutzen zu berücksichtigen.“² Aus der Definition leiten sich als Anwendungsbereiche von Flexibilität im Stromsystem der Ausgleich kurzfristiger Änderungen der Residuallast an den Großhandelsmärkten, die Erbringung von Systemdienstleistungen und die Behebung von Netzengpässen ab. Die teilweise parallel ablaufenden Prozesse und Maßnahmen in den genannten Bereichen werden in den nachfolgenden Abschnitten näher erläutert.

Flexibilität im Strommarkt

Das oberste Ziel der Strommärkte ist der jederzeitige Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Gesamtsystem. Dies stellt eine der grundlegenden Voraussetzungen für die Aufrechterhaltung der Versorgungsleistungen dar. Zu diesem Zweck werden Angebot und Nachfrage für einen jeweiligen Zeitbereich aggregiert. Anschließend wird die Nachfrage durch das Angebot in kostengünstigster Form gedeckt.

² Vgl.: WindNODE (Hrsg.): Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem – Bestandsaufnahme und Herausforderungen (April 2019), S.12f. Online verfügbar unter: https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Publikationen/PRP_Marktdesign__Regulierung_und_Gesamteffizienz_von_Flexibilit%C3%A4t_im_Stromsystem.pdf



Fabian Stein

vorm. Green Cycle Umweltmanagement GmbH

Die Schwarz Gruppe nimmt im Rahmen von WindNODE mit einem Batteriespeicher am Spotmarkt teil. Die 252kWh/100kW-Batterie stellt ihre Flexibilität über die Day-Ahead-Auktion und auf dem Intraday-Markt zur Verfügung. Mit Hilfe von Day-Ahead-Prognosen werden Einsatzpläne für die Batterie erstellt, anhand derer

in den darauffolgenden Tagen die Leistung reguliert wird. Hierdurch ist es möglich, die Batterie genau dann einzusetzen, wenn die Preise am Day-Ahead-Markt niedrig oder gar negativ sind. Diese Zeiten spiegeln ein Überangebot an erneuerbaren Energien wider, das mit Hilfe der Batterie zwischengespeichert werden kann, um es zu einem späteren Zeitpunkt wieder einzusetzen. Im Gegenzug wird die Batterie bei hohen Spotmarktpreisen entladen, womit die Filiale weniger Netzstrom bezieht. Seit Anfang 2019 ist diese Funktionalität im Einsatz und erweist sich seither als sehr zuverlässig, da der Handel am Day-Ahead-Markt vollautomatisiert stattfindet.



Voraussetzung für die Teilnahme am Markt, unabhängig von der Art der Vermarktung oder der Erbringung, ist die Zuordnung zu einem Bilanzkreis. Jeder Bilanzkreis muss in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten bestmöglich ausgeglichen sein. Das heißt, die insgesamt im Bilanzkreis erzeugten und gekauften Strommengen müssen mit den insgesamt verbrauchten oder verkauften Mengen übereinstimmen. Die jeweils für einen Bilanzkreis zuständigen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) müssen im Voraus für jedes viertelstündige Abrechnungsintervall einen Fahrplan mit den Informationen über erzeugte und verbrauchte sowie erworbene und veräußerte Mengen an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (UNB) übermitteln. Dieser tritt als Bilanzkreiskoordinator (BiKo) auf und ist für den Transport der Energie über das Netz verantwortlich.

Grundsätzlich bieten sich verschiedene Wege, mit Strom zu handeln. Bilaterale Verträge zwischen einzelnen Akteuren, Over-the-Counter (OTC) Geschäfte genannt, sind ebenso möglich wie der Handel an einer Strombörse. Während der langfristige Handel auf dem Termin-

markt stattfindet, wird der kurzfristige Handel über den Spotmarkt abgewickelt. Letzterer stellt durch die zeitlich höher aufgelösten Preisstrukturen einen Gradmesser für den Flexibilitätsbedarf des Stromsystems dar. Für das deutsche Marktgebiet wird der Kurzfristhandel zunächst im Rahmen der Day-Ahead-Auktion an der Strombörse EPEX SPOT abgewickelt. Hier können bis spätestens 12:00 Uhr am Tag vor der physischen Lieferung für jede Stunde Gebote abgegeben werden.

Mit der Information über die Bezuschlagung ihrer Gebote planen die Anbieter von Strom ihren jeweiligen Kraftwerkseinsatz und geben diesen bis 14:30 Uhr in Form von Fahrplänen an den zuständigen UNB weiter. Prognostizierte Abweichungen vom Day-Ahead-Ergebnis können zeitlich nachgelagert auf dem Intraday-Markt ausgeglichen werden. Der Intraday-Markt gliedert sich in eine Auktion und den kontinuierlichen Handel. Ergänzend zur Day-Ahead-Auktion bietet die Intraday-Auktion den Handel von Produkten in viertelstündlicher Auflösung, deren Gebotsabgabe bis 15:00 Uhr am Vortag erfolgt. Damit

wird die Möglichkeit geschaffen, die viertelstundenbasierten Fahrpläne im Rahmen des Bilanzkreismanagements marktseitig abzubilden. Zwischen den beiden Auktionen und dem tatsächlichen Lieferzeitpunkt liegen je nach Auktion und Handelsprodukt zwischen 9 und 36 Stunden. In dieser Zeit erhalten Marktteilnehmer aktualisierte Prognosen der Last und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und es können Kraftwerksausfälle auftreten. Die daraus resultierenden Abweichungen können durch den kontinuierlichen Intraday-Handel ausgeglichen werden. Im Gegensatz zu den oben dargestellten Auktionen erfolgt die Bezuschlagung der Gebote nach dem Orderbuch-Prinzip. Das heißt, dass für eine bestimmte Stunde oder Viertelstunde kein einheitlicher Preis, sondern für jeden erfolgreichen Handelsabschluss ein gesonderter Preis ermittelt wird. Der Handelsabschluss liegt bei 30 Minuten vor dem

Erfüllungszeitpunkt. Anschließend bietet sich die Möglichkeit, bis 5 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt Gebote aus der gleichen Regelzone zu kontrahieren.

Durch den oben beschriebenen Marktaufbau ergeben sich in beiden Phasen des Kurzfristhandels sowohl angebots- als auch nachfrageseitig Bedarfe für Flexibilitäten. Bei der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage am stündlichen Day-Ahead-Markt sorgen Flexibilitäten dafür, die Differenz zwischen dem nichtverschiebbaren Anteil der Last und dem Dargebot aus fluktuierenden erneuerbaren Energien und Must-Run-Kraftwerken auszugleichen. Hohe Marktpreise spiegeln eine Angebotsknappheit und niedrige oder gar negative Preise einen Überschuss wider, wodurch die Bereitstellung der Flexibilität angereizt wird. Nachdem Stunden mit hohen Marktpreisen zwischen 2011 und 2015 rückläufig waren, stieg

deren Anzahl seit 2016 wieder an. Die Anzahl an Stunden mit negativen Preisen stieg über den gesamten Zeitraum an. Aufgrund der Vorlaufzeit von mehreren Stunden sind potenziell viele Kraftwerke, Speicher und zuschaltbare oder verschiebbare Lasten geeignet, Flexibilität am Day-Ahead-Markt anzubieten. Voraussetzung ist jedoch, dass eine Veränderung von Erzeugung oder Verbrauch trotz der An- und Abfahrkosten beziehungsweise der Aufwendungen bei der Verschiebung der Nachfrage auch für wenige Stunden wirtschaftlich sinnvoll ist.

Am kontinuierlichen Intraday-Markt erfolgt der Ausgleich der prognostizierten Abweichungen des Fahrplans im Vergleich zur Day-Ahead-Vorhersage. Der Anreiz für die BKV, dies auch zu tun, liegt zum einen in der vertraglichen Verpflichtung zur jederzeitigen Einhaltung der Fahrpläne, der sogenannten Bilanzkreistreue, und zum anderen in der Zahlung

von Ausgleichsenergiepreisen für den jeweils entstehenden Fehlbetrag des Bilanzkreises. Durch die kürzere Dauer zwischen einer Gebotsbeuschlagung und der Erbringung steigen die technischen Anforderungen an die Flexibilitätsoption. Auch können Restriktionen bei der Produktionsplanung dazu führen, dass die Teilnahme am Intraday-Markt für einige Flexibilitäten, insbesondere für flexible Verbrauchsanlagen, nicht abbildbar ist. Zusätzlich ist der kontinuierliche Handel im Vergleich zu einer Auktion mit einem größeren Aufwand für die Marktteilnehmer verbunden. Durch diese Aspekte reduziert sich das Flexibilitätsangebot mit kürzer werdender Vorlaufzeit. Dies führt dazu, dass die Intraday-Preise im Vergleich zum Day-Ahead-Markt stärker schwanken.

Flexibilität zur Erbringung von Systemdienstleistungen

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 07.07.2005 (§§ 11 ff.) verpflichtet die Netzbetreiber, „... ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren...“. Zu den Aufgaben gehören die Betriebsführung, die Frequenz- und Spannungshaltung und der Versorgungswiederaufbau. Für die Spannungshaltung müssen sowohl das zulässige Spannungsband während des Normalbetriebs eingehalten (z. B. durch Blindleistungsbereitstellung), als auch allzu große Änderungen der Betriebsmittelbelastungen im Störfall verhindert werden können (durch die Vorhaltung von Kurzschlussleistung). Für den Versorgungswiederaufbau müssen genügend Kraftwerke vorgehalten werden, die unabhängig von einer bestehenden Stromversorgung anfahren können.

Die Frequenzhaltung wird in erster Linie durch den Einsatz von Regelleis-



Dr. Severin Beucker
Borderstep Institut

Wir können aus Wohnquartieren mit ihren modulierbaren Erzeugungsanlagen und Speichern heute bereits Flexibilitäten für Regelleistung in einer Größenordnung von mehreren 100kW je Quartier bereitstellen. Dies ist über intelligentes Energiemanagement in den Gebäuden ohne Komforteinbußen für die Bewohner umsetzbar. Obwohl diese Größenordnung im Vergleich zu anderen Flexibilitätspotenzialen klein erscheint, kommt ihnen eine große Bedeutung zu, da sie den Gebäudesektor, für den strenge klimapolitische Ziele gelten, erschließen. In den nächsten Jahren kann sich dieses Potenzial durch den Ausbau der Elektromobilität und entsprechender Ladeinfrastrukturen leicht verdoppeln oder verdreifachen. Die Erschließung ist jedoch an Anreize gebunden, die flexibles Verhalten vergüten und die der Energiemarkt heute noch nicht bietet.

tung erreicht.³ Dabei wird zwischen den drei Produkten Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL oder Tertiärregelleistung) unterschieden, die unterschiedliche Aktivierungszeiten von 30 Sekunden bis hin zu 15 Minuten aufweisen (vgl. Tabelle 1). Die Ausschreibung von PRL erfolgt wöchentlich. Die Mindestangebotsgröße liegt bei einem Regelband von ± 1 MW und die Vorhaltung wird mit einem Leistungspreis vergütet. SRL und MRL werden im Gegensatz zur PRL getrennt für positive und negative Gradienten mit einer Mindestangebotsgröße von je 5 MW⁴ ausgeschrieben. Die Ausschreibung erfolgt täglich in 6 Zeitscheiben à 4 Stunden. Die Vorhaltung von SRL und MRL wird mit einem Leistungs- und der tatsächliche Abruf mit einem Arbeitspreis vergütet.

Aufgrund der marktlichen Struktur der Beschaffung von Regelleistungsprodukten stellen diese Systemdienstleistungen eine zentrale Vermarktungsform für Flexibilität dar. Die ausgeschriebene PRL ist für Kontinentaleuropa auf insgesamt 3.000 MW festgelegt und wird prozentual anhand der

Last auf die einzelnen Netzbetreiber verteilt. Deutschland partizipiert seit 2012 an einer internationalen PRL-Kooperation, bei der nach und nach eine gemeinsame Ausschreibung mit der Schweiz, Niederlande, Österreich, Belgien und Frankreich etabliert wurde.

Obwohl fluktuierend einspeisende erneuerbare Energien in den letzten Jahren in Deutschland weiter ausgebaut wurden, konnte die ausgeschriebene Leistung für SRL und MRL reduziert werden. Ursache dieses widersprüchlich erscheinenden Zusammenhangs sind gehobene Effizienzpotenziale auf Seiten der BKV und der Netzbetreiber. Dazu zählen neben der Verbesserung von Wetterprognosen insbesondere der Zusammenschluss zur International Grid Control Cooperation (IGCC) zur Vermeidung gegenläufiger Regelleistungsabrufe und die gesteigerte Nutzung des Intraday-Marktes zum Bilanzkreisausgleich. Gleichzeitig ist die Anzahl der Anbieter stark gestiegen. Beides zusammen führte zu einem höheren Wettbewerb und einem starken Rückgang der Leistungspreise. Im Gegensatz dazu sind die Arbeitspreise im selben

	PRL	SRL	MRL
Aktivierungszeit	30 Sekunden	5 Minuten	15 Minuten
Mindestangebotsgröße	± 1 MW	i.d.R 5 MW (pos. oder neg.)	i.d.R 5 MW (pos. oder neg.)
Ausschreibungszeitraum	Wöchentlich (dienstags für die folgende Woche von Montag bis Sonntag)	Täglich (für den nächsten Tag)	Täglich (für den nächsten Tag)
Tageszeitunterteilung	-	6 Zeitscheiben mit einer Dauer von jeweils 4 Stunden	6 Zeitscheiben mit einer Dauer von jeweils 4 Stunden
Vergütung	Leistungspreis	Leistungspreis und Arbeitspreis	Leistungspreis und Arbeitspreis
Mehrfachvermarktung	Möglich, sofern technische Anforderungen auch bei gleichzeitiger Erbringung eingehalten werden können.		

Tabelle 1: Eigenschaften der Regelleistungsprodukte nach 50Hertz et al. (2019b), VDN (2003), VDN (2007) und VDN (2009).

³ Zusätzlich können auch abschaltbare Lasten genutzt werden. Dabei handelt es sich um Verbrauchseinheiten, die ihre Verbrauchsleistung auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber um eine bestimmte Leistung reduzieren können. Es wird zwischen schnell und sofort abschaltbaren Lasten (SNL und SOL) unterschieden, wobei nur 11 bzw. 4 Anbieter präqualifiziert sind (50Hertz et al., 2019a). Da beide Produkte auch nur selten abgerufen werden, werden sie im weiteren Verlauf nicht weiter thematisiert.
⁴ Ab 1 MW möglich, wenn nur ein Angebot je Produkt und Regelzone abgegeben wird.

Zeitraum stark angestiegen. Dies hängt unter anderem mit der Berücksichtigung neuer Technologien wie Power-to-Heat- und Biogasanlagen zusammen, die zu niedrigen Leistungspreisen anbieten können, aber aufgrund der zu zahlenden Strompreise beziehungsweise entgangenen EEG-Vergütung hohe Arbeitspreise bieten müssen.

Flexibilität zur Netzengpassbewirtschaftung

Zur Betriebsführung und Aufrechterhaltung der Systemsicherheit gibt §13 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eine Kaskade der Maßnahmen vor, die vom ÜNB ergriffen werden können. Dabei muss grundsätzlich die vom Gesetzgeber vorgeschriebene Reihenfolge eingehalten werden. Zunächst kommen nach §13 (1) und §13a (1) EnWG netzbezogene Maßnahmen zum Einsatz, zu denen insbesondere Netzschaltungen gehören, um stark belastete Betriebsmittel zu entlasten. In einem zweiten Schritt darf der ÜNB Redispatchmaßnahmen anordnen, wodurch Kraftwerksleistung an einem Standort reduziert und an einem anderen Standort entsprechend erhöht wird. Reichen diese Maßnahmen nicht aus, darf der ÜNB nach §13 (2) EnWG Anpassungen von Stromeinspeisungen und -abnahmen verlangen. In Verbindung mit §14 (1) Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sind davon explizit auch Anlagen der erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)- und Grubengasanlagen betroffen. Die vom Netzbetreiber veranlasste Reduzierung der Netzeinspeisung dieser Anlagen wird als Einspeisemanagement (EisMan oder EinsMan) bezeichnet.

Aufgrund der bestehenden Netztopologie sowie des dargebotsabhängigen Ausbaus erneuerbarer Erzeugungsleistung ergeben sich zunehmend häufiger Netzengpässe entlang der Transportstrecken von den Windparks im Norden zu südlicher gelegenen Lastzentren. Bisher greifen die ÜNB für die Beseitigung von Engpässen vorwiegend auf



Andreas Hüttner

Siemens AG

Bisher hatten wir bei Siemens Flexibilitäten vor allem zwecks Peak-Shaving, d. h. zum Glätten von Lastspitzen identifiziert. Unabhängig davon ist ein marktlicher Mechanismus zur Nutzung von Flexibilitäten zur Netzengpassbewirtschaftung aus unserer Sicht ein sinnvolles Instrument zur Integration von erneuerbaren Energien

und kann eine weitere willkommene Erlösquelle für flexible Lasten darstellen. Deswegen haben wir uns im Rahmen unserer Teilnahme an WindNODE auch an der Vermarktung von Flexibilitäten zur Netzengpassbewirtschaftung über die innovative WindNODE-Flexibilitätsplattform beteiligt. Das von der Plattform angebotene Produktdesign mit Day-Ahead- und Intraday-Bewirtschaftung war für unsere Produktionsplanung geeignet. Spannend zu sehen war, dass flexible Lasten in der Nähe von Netzengpässen mehr Wert haben. Natürlich gibt es auch Verbesserungspotenzial bei der Plattform: Bei der Gebotsabgabe wäre es zum Beispiel wichtig, dass Blockgebote und Bedingungen wie z. B. die Auswahl von 3 Stunden aus 8 möglichen Stunden durch den Plattformbetreiber berücksichtigt werden können. Dies würde das Flexibilitätsangebot und den Flexibilitätswert erhöhen. Daneben wäre es interessant, das Pay-as-bid-Verfahren umzukehren und als Anlagenbetreiber auf ein Preissignal reagieren zu können, das von der Plattform ausgesendet wird.



Großkraftwerke und Einspeisemanagement zurück. Ein großer Teil des Potenzials kleinerer und mittlerer flexibler Anlagen ist noch nicht für diesen Anwendungsfall erschlossen. Allerdings enthält die zum 13. Mai 2019 in Kraft getretene Novelle zum Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) neue Vorgaben für das Management von Netzengpässen, die von den Netzbetreibern zum 1. Oktober 2021 umgesetzt sein müssen. Die Regelungen zum Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im EEG und Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWVG) werden zu diesem Zeitpunkt aufgehoben und es wird ein einheitliches Redispatch-Regime (Redispatch 2.0) nach §§13, 13a, 14 EnWG eingeführt. Konkret bedeutet dies, dass zukünftig auch EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar

sind, in den Redispatch einbezogen werden. Flexible Verbraucher sind jedoch weiterhin nicht für diesen Einsatzzweck vorgesehen.

Im Gegensatz zu den in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Großhandels- und Regelleistungsmärkten werden bei der Netzengpassbewirtschaftung den am Prozess beteiligten Anlagen lediglich die zusätzlich entstandenen Kosten erstattet. Es gibt also keinen Wettbewerb für die Aktivierung von Flexibilität zur Beseitigung oder Vorbeugung von Engpässen. Dies liegt auch in der geographischen Abhängigkeit begründet, die eine Anlage erfüllen muss, um überhaupt für den Einsatz in Frage zu kommen. Denn bei Redispatchmaßnahmen ist für die Entlastung einer spezifischen Leitung der Standort von entscheidender Bedeutung. Anliegende Akteure besitzen somit ebenso einen Wettbewerbsvorteil gegenüber ortsfernen Teilnehmern wie gegenüber

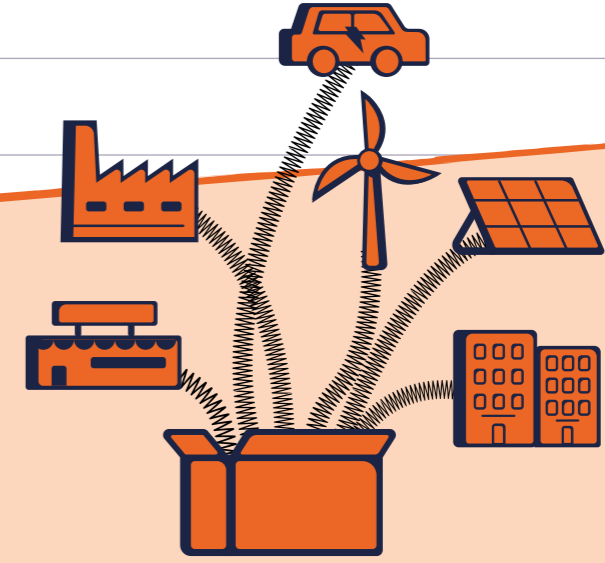
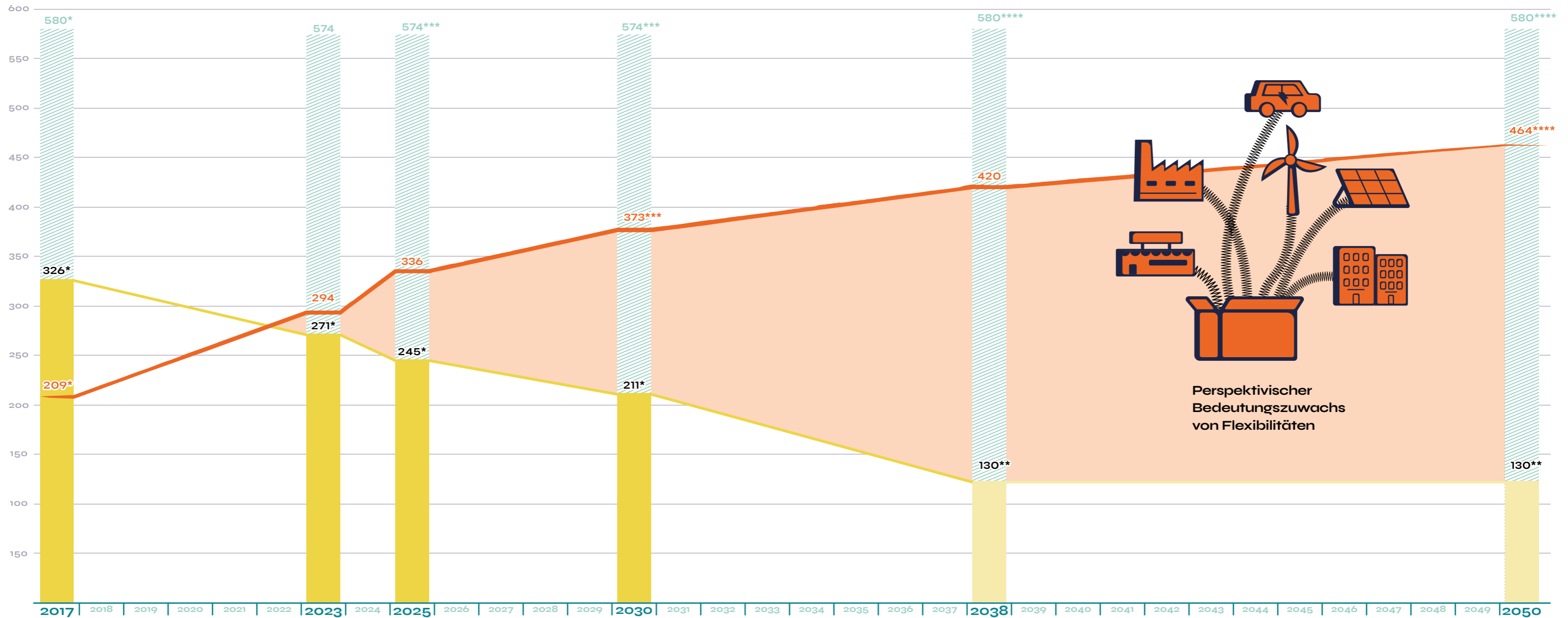
dem nachfragenden ÜNB, der auf die Reduzierung von Leistung angewiesen ist.

In Ergänzung zu dem oben dargestellten Vermarktungsregime für Flexibilitäten (Strommarkt, Erbringung von Systemdienstleistungen) wurde im Rahmen von WindNODE anhand der WindNODE-Flexibilitätsplattform die Möglichkeit zur Nutzbarmachung freiwilliger Flexibilitätspotenziale für den Prozess der Netzengpassbewirtschaftung entwickelt und getestet. Anbieter konnten über die Plattform freiwillig und technologieoffen ihre Flexibilität bereitstellen. Die Nutzung der Flexibilität stand allen an der Plattform beteiligten Netzbetreibern offen. Dabei erfolgte eine Koordination der genutzten Flexibilitäten über unterschiedliche Spannungsebenen hinweg. Der Einsatz dieser zusätzlichen Potenziale sollte in Netzengpassfällen eine höhere Nutzung der Erzeugung von erneuerbaren Energien ermöglichen („Nutzen statt abregeln“). Der Ansatz folgte dabei soweit wie möglich marktlichen Grundsätzen und orientierte sich an der volkswirtschaftlich kosteneffizientesten Lösung.⁵

⁵ Eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise bzw. eine Synthese der Ergebnisse der WindNODE-Flexibilitätsplattform erfolgt im Rahmen des "WindNODE-Synthesebericht: Flexibilität, Markt und Regulierung", der im Sommer 2020 erscheint.

Ökologischer und ökonomischer Mehrwert von Flexibilität nimmt zu!

■ Gesamt Brutto-Inlandsstromverbrauch in D (in TWh)
■ Nettostromerzeugung fossiler Kraftwerke in D (in TWh)
— Anteil erneuerbarer Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch (gesamt) in D (in TWh)



Perspektivischer Bedeutungszuwachs von Flexibilität



2023

Ausstieg aus der Kernenergie ist erfolgt.



2030

Aktuelle NEP-Planungen dimensionieren das Übertragungsnetz für einen EE-Ausbau von 65% für das Jahr 2030. Offizielle Netzplanungen für einen EE-Ausbau >65% existieren aktuell nicht.

* BNetzA 2018, S.5
 ** BNetzA 2019, S.35
 *** BT-Drucksache 19/13900, S. 26
 **** BT-Drucksache 19/13900, S. 26. Fortschreibung der Werte
 * Öko-Institut 2019, S. 21.
 ** 2038 und 2050 wird (laut Kohleausstiegsgesetz) keine Braunkohle und Steinkohle mehr verstromt werden. Aber es werden mit hoher Wahrscheinlichkeit dann noch Erdgas und z. B. Mineralöl (also weitere fossile Energieträger) verstromt. Wie hoch deren Anteil sein wird, ist unbekannt. Die 123 TWh, die hier angegeben sind, basieren auf dem Anteil von Erdgas und sonstigen fossilen Energieträgern an der Verstromung im Jahr 2030. Vgl. Öko-Institut 2019, S. 21.
 * BNetzA 2018, S.9
 ** BNetzA 2019, S.35
 *** Koalitionsvertrag, S.14
 **** §1, Absatz 2, Satz 1 EEG

Die Graphik veranschaulicht den perspektivischen Bedeutungszuwachs von Flexibilität im Energiesystem in Deutschland im Kern unter Rückgriff auf die Entwicklung von drei Größen: Im Zentrum steht die sich verändernde Erzeugungssituation in Deutschland, das heißt erstens sowohl der schrittweise Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2038 (bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2023) und zweitens der schrittweise Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050. Für die graphische Darstellung des Kohleausstiegs werden die Empfehlungen der von der Bundesregierung eingesetzten Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Kohlekommission) – in gutachterlicher Interpretation – für die entsprechenden Stütz- und Zieljahre dargestellt (absinkende gelbe Kurve). Für die graphische Darstellung des Ausbaus der erneuerbaren Energien wird auf der Grundlage der gesetzlich festgelegten bzw.

politisch anvisierten Ausbaupfade bis zum Jahr 2050 deren Anteil am Brutto-Inlandsstromverbrauch dargestellt (aufwachsende rote Kurve). Den Hintergrund für diese Darstellung bildet die Entwicklung des Brutto-Inlandsstromverbrauchs ab dem Ausgangsjahr 2017. Hinsichtlich der prognostizierten Entwicklung des Brutto-Inlandsstromverbrauchs für den dargestellten Zeitraum bestehen unterschiedliche Perspektiven. Die Bundesregierung geht aktuell zumindest bis zum Jahr 2030 von einem Brutto-Inlandsstromverbrauch „geringfügig unterhalb des heutigen Niveaus“ aus. Anderen Prognosen zufolge könnte der Brutto-Inlandsstromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf bis zu 748 TWh steigen. Entscheidend für die hier vorliegende Darstellung ist, dass die Festlegung auf einen konkreten Prognosepfad für die Entwicklung des Brutto-Inlandsstromverbrauchs für die Aussage der Graphik irrelevant ist, solange man davon ausgeht, dass der Brutto-Inlandsstromverbrauch

annähernd gleich bleibt, bzw. steigen – aber keinesfalls signifikant sinken – wird. Unterlegt man diese Entwicklung, wie in der Graphik durch die Darstellung eines nahezu gleichbleibenden Verbrauchs bis 2030 (und darüber hinaus dessen Fortschreibung bis 2050) geschehen, wird in dem Bereich zwischen den auseinanderlaufenden Kurven von sinkender konventioneller Erzeugung und steigender EE-Erzeugung der zunehmende Bedeutungszuwachs von Flexibilität für das Gesamtenergiesystem in Deutschland erkennbar. Dieser Bedeutungszuwachs kann sich mit einer Reduktion der Kosten der Flexibilität oder mit der Abnahme des Grenznutzens des Netzausbaus verstärken. Angemerkt sei in diesem Zusammenhang, dass die bestätigte NEP-Planung das Übertragungsnetz bis zum Jahr 2030 für einen Ausbau der erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 65% am Brutto-Inlandsstromverbrauch dimensioniert.

Flexibilisierung von Anlagen – was es zu beachten gilt

Zur Beantwortung der Frage, welche Anlagen für eine Flexibilisierung besonders geeignet sind und wie man diese erkennt, hat sich die Reflexion einiger grundsätzlicher ökonomischer und ökologischer Aspekte als hilfreich erwiesen. Dadurch wird in der Praxis eine erste Annäherung an den Identifikationsprozess unterstützt.

Grundsätzliche ökonomische Überlegungen bei der Identifikation zu flexibilisierender Anlagen

In den vorangegangenen Abschnitten wurde zusammenfassend dargestellt, wie Flexibilität im Stromsystem definiert werden kann und welche Vermarktungswege für Flexibilität bereits bestehen (Flexibilität im Strommarkt sowie Flexibilität zur Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL)), beziehungsweise welche Vermarktungswege in der Zukunft entstehen könnten (Flexibilität zur Netzengpassbewirtschaftung).

Naheliegenderweise werden, aus der Perspektive des potenziellen Flexibilitätsanbieters betrachtet, betriebswirtschaftliche Kennzahlen

bei der Überlegung, Flexibilität zu identifizieren beziehungsweise einzusetzen, oftmals die entscheidende Rolle spielen. Bezüglich der konkreten Erlöse, die für spezifische technische Anlagen entlang der entsprechenden Vermarktungswege erzielt werden können, beziehungsweise eines Return-on-Invest, können keine pauschalen Aussagen getroffen werden. Diese müssen für die jeweilige Kombination aus technischer Anlage, Marktgeschehen und Einsatzzweck in der individuellen Fallkonstellation betrachtet werden.

Allerdings ist es möglich, Hinweise zu geben, welche Anlagen für eine Flexibilisierung grundsätzlich prädestiniert erscheinen. In erster Linie sind in diesem Sinne technische Anlagen oder Prozesse zu nennen, die ohne zusätzliche Investition die Möglich-

keit zur Flexibilisierung aufweisen und deren Fahrweise im Rahmen der vorstehend beschriebenen Einsatzzwecke möglich ist. Dies ist in der Regel der Fall, wenn die Anlagen und Prozesse zeitunabhängig arbeiten können, ohne dabei einen negativen Effekt auf den ursprünglichen Einsatzzweck (z. B. Kälteerzeugung, Stückzahl pro Tag etc.) zu haben. Im Vergleich zum konventionellen Betrieb entstehen hierbei keine Mehrkosten oder Verluste. Da die meisten technischen Einheiten jedoch bereits unter der Zielvorgabe der Ressourcen- und Prozesseffizienz eingekauft und betrieben werden, bilden diese Potenziale die Minderheit der Flexibilitäten ab.

In der Tat werden für den Großteil der vorhandenen Flexibilitäts-potenziale investive Maßnahmen

zur Erschließung beziehungsweise Ertüchtigung notwendig sein. Die Erfahrung zeigt, dass Erlöse aus dem so genannten Peak-Shaving (Glättung der Spitzenlast) oder der Regelenergie-Vermarktung zur Zeit häufig nicht ausreichend sind, um die notwendigen Investitionen betriebsintern zu rechtfertigen und eine Flexibilisierung ökonomisch sinnvoll anzureizen.

Anzumerken ist in diesem Zusammenhang, dass die Flexibilisierung von Anlagen in Unternehmen Sekundäreffekte auslösen kann, die betriebswirtschaftlich als durchaus positiv zu bewerten sind. So kann z. B. durch die zeitliche Flexibilisierung von Prozessen auch die Zufriedenheit und Effizienz der Mitarbeiter gesteigert werden, da Arbeitszeiten/Schichten verlegt oder häufigere Pausen möglich werden. Dies kann sich positiv auf Stück- oder andere Kennzahlen auswirken. Insofern können mit einer erhöhten Flexibilisierung von Prozessen unmittelbare qualitative Vorteile am Arbeitsplatz entstehen, die ökonomisch mittelbar zum Erfolg eines Unternehmens beitragen.

Unabhängig davon wäre eine Hilfestellung durch Investitionsanreize zugunsten von Steuerungstechnik (Sensorik/Aktorik) wünschenswert: Häufig wird in diesem Zusammenhang eine Reform des Systems von Abgaben, Umlagen beziehungsweise Steuern angemahnt.⁶ Darüber hinaus empfiehlt sich gegebenenfalls die gezielte Gestaltung von Investitionsanreizen für potenzielle Flexibilitätsanbieter. Ähnlich der Förderung von energie-/ressourceneffizienten Anlagen wäre es denkbar, zukünftig flexible und netzdienliche Anlagen mit einem entsprechenden Anreiz zu fördern. Dadurch könnte das Angebot an nutzbarer Flexibilität signifikant erhöht werden.

Konkret müssen im Zuge der Identifikation flexibler Anlagen objektive und auch subjektive Parameter der Last (z. B. Maschine, Ablage, Spei-

cher) erfasst und bewertet werden. Die entsprechenden technischen Parameter sind im weiter unten stehenden Abschnitt „Werkzeugkasten zur Flex-Identifikation (Checkliste für flexible Lasten)“ überblicksartig dargestellt.

Grundsätzliche ökologische Überlegungen bei der Identifikation zu flexibilisierender Anlagen

Die im vorangegangenen Abschnitt knapp zusammengefassten ökonomischen Überlegungen lassen bereits vermuten, dass die Bereitschaft zur Identifikation von Flexibilität kurzfristig von einer primär ökologisch und gegebenenfalls erst mittel- bis langfristig von einer ökonomischen Motivation der Flexibilitätsanbieter getragen wird. Diese Einschätzung folgt der Annahme, dass der Netzausbau über das Zieljahr 2030 (65 % EE) hinaus beziehungsweise für die anvisierten Zielgrößen des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 (80 % EE) voraussichtlich einem abnehmenden Grenznutzen unterliegt. Eine gleichzeitige Kostendegression des Flexibilitätseinsatzes würde den Bedeutungszuwachs von Flexibilitäten aus systemischer Perspektive beziehungsweise unter dem Gesichtspunkt des Klimaschutzes zusätzlich unterstützen. Der ökonomische Wert von Flexibilität würde demnach in der Zukunft steigen und vieles spricht dafür, dass sich daraus betriebswirtschaftliche Gewinne erwirtschaften lassen (sehen Sie dazu auch die Graphik auf S. 12 „Perspektivischer Bedeutungszuwachs von Flexibilitäten im Energiesystem in Deutschland“).

Allerdings ist heute aus systemischer Perspektive für die Identifikation und Nutzung von Flexibilität relevant, ob sich daraus ein ökologischer Mehrwert, in Form von verringerten, lebenszyklus-

weiten Ressourcenverbräuchen und Emissionen ableiten lässt. In anderen Worten: Wenn ein Unternehmen heute darüber nachdenkt, Anlagen zu flexibilisieren, dann sollten das unter ökologischen Gesichtspunkten im Idealfall solche sein, die für eine Bereitstellung von Flexibilität für das Energiesystem möglichst wenig oder keine zusätzlichen Ressourcenverbräuche erzeugen.

Per se erscheinen daher Flexibilisierungspotenziale im Bestand von Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, der Wohnungswirtschaft und im Mobilitätsbereich ökologisch vorteilhaft. Wie die nachfolgenden Beispiele zeigen (siehe Abschnitt „Best Practices“), können vorhandene Aggregate oder Prozesse – ohne oder mit geringen Anpassungen – als Flexibilität genutzt werden. Ist dies der Fall, so entscheidet aus ökobilanzieller Sicht alleine die zusätzlich notwendige Technik (z. B. in Form von Kommunikations-, Mess-, Steuer- und Regeltechnik) über die Nettoeinsparungen. Mit sinkender Größe der Flexibilität und höherem Regelungsaufwand steigt zwar die Wahrscheinlichkeit, dass der ökologische Mehrwert (z. B. in Form von Emissionseinsparungen) durch den Eigenverbrauch der Technik kompensiert wird. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass es selbst auf der Ebene von Haushalten zahlreiche Beispiele gibt, bei denen die Erschließung kleiner Flexibilitäten noch eine positive Ökobilanz aufweist. Die Mobilisierung solcher Potenziale ist daher weniger eine technische als vielmehr eine wirtschaftliche und organisatorische Herausforderung, da aktuelle Marktstrukturen, wie weiter oben skizziert, diese Leistung nicht entlohnen oder Preisvorteile nicht weitergegeben werden können.

Aus ökologischer Sicht komplexer ist die Frage, ob durch die Mobilisierung von Flexibilitäten mehr oder weniger Energie verbraucht wird und ob dies für das Energiesystem beziehungsweise die systemweite

⁶ Eine vertiefte Betrachtung vielversprechender Ansätze in dieser Richtung liefert die WindNODE-Publikation: „WindNODE-Synthesebericht: Flexibilität, Markt und Regulierung“, die im Sommer 2020 erscheint.

CO₂-Vermeidung positive oder negative Effekte hat. Im Falle einer fossilen Energieversorgung ist die mehrfache Wandelung von Energie (z. B. alte Nachtspeicherheizung: fossile Primärenergie → Strom → Wärme) aufgrund der sich addierenden Wirkungsgradverluste als ökologisch nachteilig einzuordnen. Dies muss in einer auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgung jedoch nicht der Fall sein. Das gilt insbesondere, wenn zeitweise oder auch lokal/regional begrenzt Spitzen in der Erzeugung erneuerbarer Energien erreicht werden. In diesem Fall kann überschüssige, erneuerbare Energie, soweit die Netzinfrastruktur dies zulässt, als negative Regelenergie für Flexibilitäten oder die Speicherung (Power-to-X) genutzt werden („Nutzen statt abregeln“). Die dabei durch die Umwandlung der Energie entstehenden Wirkungsgradverluste fallen aus ökologischer Sicht nicht ins Gewicht, da sich die Erzeugungsanlagen (Windräder, Solarpaneele, etc.) über ihren primären Zweck der Stromerzeugung amortisieren. Der überschüssig erzeugte Strom wird somit bilanziell fast CO₂-neutral produziert. Die Umwandlung der Energie verhindert dann, dass Wind- oder Solargeneratoren aus Gründen der mangelnden Netzkapazität beziehungsweise der Spannungsstabilisierung abgeregelt werden. Negative Regelenergie trägt somit kaum zu einer Erhöhung von CO₂-Emissionen bei.

Flexibilitäten können auch genutzt werden, um positive Regelenergie zur Verfügung zu stellen. Dies ist dann der Fall, wenn Aggregate aus den genannten Sektoren in Phasen geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien in das Netz einspeisen. Ob dies ökologisch sinnvoll ist, hängt von dem Aggregat, seiner primären Nutzung sowie der Art der Energiequelle ab. Wird z. B. Strom aus einem Batteriespeicher in das Netz rückgespeist, so ist für die ökologische Bewertung entscheidend, welcher Ressourcenanteil der Batterie auf die Stabilisierung des Netzes angerechnet (allokiert) wird und wie die

Umweltwirkungen (Ressourcenverbrauch, CO₂-Emissionen, etc.) dieser Leistung im Vergleich zu Alternativen (z. B. Versorgung aus Biomasse oder fossiler Energie oder dem Netzausbau) abschneiden. Wird der Batteriespeicher dagegen auch für andere Zwecke, wie zur Notstromversorgung oder zur lokalen Versorgung von Elektromobilen genutzt, so ist zu klären, welcher Anteil der Umweltwirkungen auf die Bereitstellung der Flexibilität entfällt. In jedem Fall ist die Bewertung von Flexibilitäten mit positiver Regelenergie komplexer, da die Allokation der Umweltwirkungen eine zusätzliche Bewertungsebene erfordert.

Clusterung flexibilisierbarer Anlagen

in den Bereichen Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Industrie, Mobilität und Quartiere

Die konkrete Entscheidung, welche Anlage beziehungsweise welcher Prozess in einem Unternehmen erfolgreich als Flexibilität identifiziert und nutzbar gemacht werden, hängt von messbaren Indikatoren ab. Diese Indikatoren werden nachfolgend für die fokussierten Bereiche GHD, Industrie, Mobilität und Quartiere überblicksartig beleuchtet und es wird daraus eine Clusterung abgeleitet. Die Clusterung ermöglicht Anlagenbetreibern eine Orientierung hinsichtlich des vorhandenen technischen Potenzials.

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Anschlussnehmer aus dem Bereich GHD zeichnen sich durch eine hohe Heterogenität aus, wodurch Pauschalannahmen zur Flexibilisierbarkeit von Anlagen beziehungsweise Prozessen grundsätzlich erschwert werden. Es variieren zum einen die spartenspezifische Lastcharakteristik, die installierte Technik/Technologie und zum anderen die akkumulierte

Jahresenergie erheblich. Flexibilität kann demzufolge nur durch intensive Analyse der internen Prozesse identifiziert und nutzbar gemacht werden. Dennoch sind Indikatoren vorhanden, die die Eignung gewerblicher Prozesse bewertbar machen. Dazu gehören Trägheitscharakteristika von Anlagen (z. B. Temperaturgefälle von Kühlanlagen), Aussagen über die Art der Fertigung (z. B. chargenbasiert, Werkstattfertigung) und die grundsätzliche Planbarkeit energetischer Abläufe.

Häufig finden sich in gewerblichen Einrichtungen technische Voraussetzungen zur Kopplung von Infrastrukturen (z. B. Strom, Wärme, Kälte), die Wandlungsanlagen befähigen, Flexibilität durch sektorübergreifende Energieflüsse zu erbringen.

Industrie

Industrielle Produktionsstandorte bestehen energetisch gesehen immer aus Komponenten und Anlagen

der Produktion (z. B. Bearbeitungsmaschinen), der Produktionsinfrastruktur (z. B. Druckluftaufbereitung) und der Gebäudeinfrastruktur (z. B. Klimatisierung). Zunehmend müssen auch dezentrale Anlagen zur Energiewandlung (erneuerbarer Energien) und -speicherung berücksichtigt werden. Das Ziel ist es, das Gesamtsystem „industrieller Anschlussnehmer“, von Marktanreizen getriggert, energetisch flexibel (teil-) automatisch zu steuern beziehungsweise zu regeln, um wirtschaftlichen Mehrwert zu generieren. Die Herausforderung dabei ist, dass die realen Systemlandschaften entlang der nach wie vor bestehenden Automatisierungspyramiden – vom ERP (Enterprise-Resource-Planning) über Produktionsplanungs-/-steuerungssysteme bis in die Feldebene – extrem heterogen sind. Demzufolge ist neben der elektrotechnischen auch die kommunikationsseitige Befähigung der beteiligten Systeme erforderlich. Mit diesen neu zu schaffenden Vernetzungen kann die „Fabrik der Zukunft“ ein eigenständiges Energiesystem werden.

Die zu flexibilisierende Industrielandschaft umfasst dabei mehr als ausschließlich energieintensive Prozesse und Technologien, wie zum Beispiel die Behälterglasherstellung, die Roh- und Zementmahlung, die Chlor-Alkali-Elektrolyse und die Rohstoffschmelzanlage. Solche bieten zwar häufig sehr große Energiemengen zum Lastmanagement, können jedoch oft – aufgrund der hohen Abhängigkeiten von Teilprozessen – nur gesamtheitlich beeinflusst werden. Diese grobe Stufung lässt sie damit nur einen geringen Teil der notwendigen Bedarfsprofile decken.

Mit Blick auf zu erwartende Multiplikationseffekte bei der Energienutzung sind insbesondere die zahlreichen – für den Wirtschaftsstandort Deutschland immens wichtigen – kleinen und mittelständischen produzierenden Unternehmen zu berücksichtigen. Aufgrund der

häufig nur geringeren Energiebedarfe erschließt sich wesentliches Potenzial zur Flexibilisierung damit durch die koordinierte Aggregation der zu flexibilisierenden Teilmengen.

Mobilität

Die Elektrifizierung des öffentlichen und privaten Automobilverkehrs bietet grundsätzliche, umfangreiche Chancen zur Bereitstellung von elektrischer Flexibilität. Schon heute bestehen technisch mit Blick auf Ladeleistungen von bis zu 22 kW (teilweise sogar noch höher), beziehungsweise mit Blick auf im Verhältnis eher kleine Batteriekapazitäten von ca. 50–100 kWh, bedeutende Flexibilitätspotenziale. Die in diesem Zusammenhang häufig angesprochene bidirektionale Ladung scheint derzeit technisch und wirtschaftlich wenig attraktiv und wird auch kaum am Markt angeboten. Das kurz- und mittelfristige Flexibilitätspotenzial ergibt sich daher in erster Linie aus der Verschiebung der Wiederaufladung (teilweise) entladener Fahrzeugbatterien. Um dieses Flexibilitätspotenzial praktisch nutzen zu können, bedarf es jedoch mehr oder weniger planbarer Zeitfenster, innerhalb derer die Ladung verschoben werden kann. Aus dieser Überlegung folgt, dass die „Unterwegs-Ladung“ oder „Zwischendurch-Ladung“, etwa auf Autobahnraststätten, an Haltestellen (im Linienbusverkehr) oder während einer kurzen Schichtunterbrechung in aller Regel nicht geeignet sein dürften, tatsächlich Flexibilitäten zu erbringen.

Größere Zeitintervalle zwischen Fahrzeugeinsätzen ergeben sich hingegen bei gewerblichen Fuhrparks und Flotten (auch im Busverkehr), die durch klare Schichtzeiten zwischen den Schichten flexibel geladen werden können. Analog gilt dies auch für private Fahrzeuge, die über Nacht oder etwa während der Standzeit auf dem Parkplatz des Arbeitgebers vorhersehbar gar nicht bis wenig

außerplanmäßig genutzt werden. Zentrale Prämisse der Flexibilisierung der Fahrzeugladung wird in aller Regel sein, dass die Nutzungsanforderungen weiterhin voll erfüllt sind und die Mobilität der Fahrzeugnutzer nicht eingeschränkt wird.

Gerade im Aggregat sind die so mobilisierbaren Flexibilitäten erheblich und „im Prinzip“ zu geringen Kosten realisierbar. Zentrale Voraussetzung ist, dass die Fahrzeuge beziehungsweise die Ladeinfrastruktur entsprechend steuerbar und an ein geeignetes Energiemanagement und -optimierungssystem angebunden sind.

Quartiere

Im Bereich der Haushalte, Wohngebäude und Quartiere fordern sogenannte Demand-Side-Integration (DSI)⁷-Maßnahmen per Definition eine Beibehaltung des Komforts, das heißt von Seiten der Bewohner dürfen keine Einschränkungen spürbar sein. Die Gewährleistung dieses Gebots kann durch den Einsatz von Speichern (thermisch, elektrisch sowie der Gebäudemasse) als auch modulierbarer Energieerzeuger (z. B. Blockheizkraftwerk (BHKW), Wärmepumpe) erfolgen. Flexibilität steht im Bereich der Quartiere in Konflikt mit Energieeffizienz. Die Verlagerung von Energieverbräuchen muss daher unter Kosten- sowie Komfortaspekten optimiert werden. Durch den Einsatz intelligenter Gebäudevernetzung (Smart-Building-Technik) können das thermische Lastverhalten sowie das individuelle Nutzerverhalten gut erfasst und vorausgesagt werden. Dadurch werden Quartiere und ihr möglicher Flexibilitätsbeitrag abschätzbar (z. B. Fahrplanvorgabe). Bei Aggregation vieler Einzelanschlussnehmer können Kompensationseffekte eintreten und die Wirtschaftlichkeit durch zentrale und optimal dimensionierte Betriebsmittel erhöhen.

⁷ Demand Side Integration als Oberbegriff für Demand Side Management (=externe Beeinflussung des lastseitigen Verbrauchs) und Demand Side Response (=Reaktion des Verbrauchers auf ein externes Anreizsignal). Zur Definition siehe: Energietechnische Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (VDE) (Hrsg.): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“, Frankfurt am Main 2012.

Merkmale der Flexibilitätscluster

Cluster	GHD	(Energieintensive) Industrie	Mobilitäts- & Transportsektor	Quartierslösungen
Prämisse der Flexibilitäts-erbringung	Einhaltung von kundenseitigen Verpflichtungen / Erbringung der Kundenwünsche / keine Beeinflussung des Kundenempfindens	Keine nachteilige Beeinflussung der Produktion beziehungsweise Herstellung / Erfüllung der Kundenwünsche	Sicherstellung der geforderten Transportleistung	Keine Einschränkung des Wohnkomforts
Bisherige Marktpartizipation	I.d.R. nein (vorgelagertes EVU)	I.d.R. flexibler Stromeinkauf, ggf. Regelenergiemarkt	I.d.R. nein (Ladestationen durch EVU versorgt)	I.d.R. nein (vorgelagertes EVU)
Typ. Jahresenergiebezug	400–1600 MWh	(RLM ab 100 MWh)	-	Ca. 3.000–8.000 kWh je Haushalt
Anlagentechnische Voraussetzungen	Größtenteils nicht steuerbare Lasten, steuerbare oder verschiebbare Lasten und Prozesse vorhanden, ggf. Notstromaggregate	Steuerbare Last- und Erzeugungseinheiten, ggf. (zeitweise) autarker Betrieb möglich	Steuerbare Ladesäulen, keine ungeordnete Steuerung und Netzdienlichkeit	Ggf. BHKW oder PV-Anlage vorhanden, geringe Eigenerzeugung, nicht-steuerbare Lasten, thermische und elektrische Kleinspeicher
Überwachungs-, Steuerungs- und Informationstechnik für Flexibilisierung	Teilweise bis umfangreich vorhanden, aber nicht zur Flexibilisierung konzipiert	Energiemonitoring und -management vorhanden	Energiemonitoring und -management vorhanden	Ansatzweise über vernetzte Heizzentralen und Smart-Building-Technik vorhanden
Technischer Handlungsbedarf	Installation anlagenspezifischer Smart Meter sowie Geräte zur intelligenten Steuerung und Vernetzung	-	Einrichtung und Betrieb einer Mobilitätsleitwarte zur koordinierten Führung der Energieflüsse	Installation Smart-Building-Technik und Smart Meter, anlagenspezifische Steuerungen
Organisatorischer Handlungsbedarf	Transparentes Tracking der Energieflüsse	Integration von Flexibilität in die Wertschöpfungskette	-	Transparentes Tracking der Energieflüsse

Best Practices

Im Rahmen von WindNODE haben wir Flexibilitäten auf der Nutzer- beziehungsweise Verbrauchsseite systematisch in Unternehmen aus den Bereichen Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Industrie, Mobilität, sowie in Haushalten beziehungsweise dem Quartiersmanagement identifiziert. Wir zeigen damit, dass es durchaus intelligente Möglichkeiten für die flexible Nutzung von grünem Strom gibt.

Gewerbe, Handel,
Dienstleistungen



Industrie



Mobilität



Quartiere





Nutzung von Flexibilitäten in einer Prototyp-Filiale der Schwarz Gruppe (Lidl/Kaufland)

Das Erprobungsumfeld

Die Schwarz Gruppe, zu der die Handelsketten Lidl und Kaufland sowie Produktionsbetriebe gehören, erprobt im Rahmen von WindNODE exemplarisch, welcher Beitrag zur Energiewende durch die Bereitstellung von Flexibilität im Bereich GHD geleistet werden kann. Mit rund 4.000 bundesweit verteilten Immobilien und über 10.000 Standorten weltweit können Potenziale zur Stabilisierung des Stromnetzes schnell flächendeckend skaliert werden.

Eine zentrale Frage in WindNODE ist, wie Kleinstverbraucher und -erzeuger flexibel auf das volatile Angebot erneuerbarer Energien

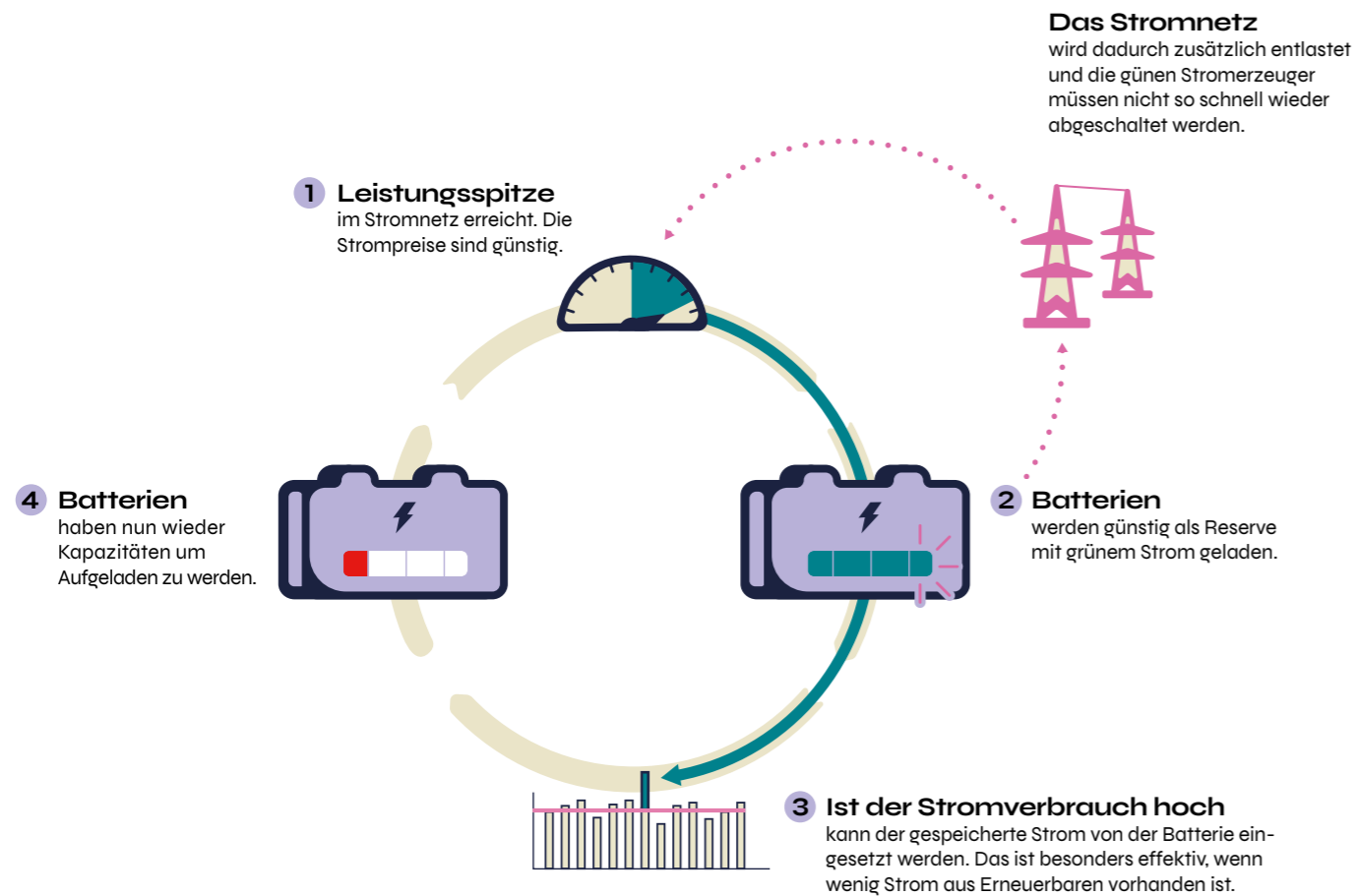
reagieren können. Dahinter steht die Erwartung, mit erreichten Flexibilitätspotenzialen zur Stabilisierung des Stromnetzes beizutragen und Lastspitzen auszugleichen. Kurz gesagt: Die Verbraucher (Lasten) in Filialen, Logistikzentren und Produktionsstandorten sollen dann Strom nutzen, wenn viel Strom durch Wind und Sonne erzeugt wird. Gleichzeitig soll in Zeiten geringen elektrischen Energieaufkommens der Verbrauch reduziert werden.

Die Schwarz Gruppe betreibt im WindNODE-Projektgebiet rund 900 Standorte, durch die Kapazitäten zur Stabilisierung des Stromnetzes bereitgestellt werden können. Durch die hohe Anzahl an Standorten ist

das theoretische Flexibilitätspotential erheblich, welches für Kühlsysteme im WindNODE-Gebiet beispielsweise bei rund 50 MW liegt. In zwei Schaufensterfilialen in Berlin zeigen die Handelsunternehmen Lidl und Kaufland anhand eines Modells, wie das Unternehmen zur Gestaltung der Energiewende beiträgt. Die Lidl-Schaufensterfiliale befinden sich an der Hauptstraße 122, 10827 Berlin; die Kaufland-Schaufensterfiliale an der Karl-Liebknecht-Straße 7-13, 10178 Berlin. Beide Standorte stehen als besuchbare Orte der interessierten Öffentlichkeit während der Ladenöffnungszeiten (beide Mo-Sa von 08:00 bis 22:00 Uhr) zum Besuch offen.

Green Cycle: Das Speichern des grünen Stroms mit Hilfe von Batterien

Entlastet das Stromnetz und stellt in Situationen mit hohem Energieverbrauch günstigen und nachhaltigen Strom bereit.



Die Prototyp-Filiale in Berlin-Schöneberg: Zentrale Gebäudesteuerung und dezentrales Energiemanagement

Die praktische Erprobung des flexiblen beziehungsweise netzdienlichen Verhaltens im Einzelhandel erfolgt in einer Lidl-Filiale in Berlin-Schöneberg. Die energieeffiziente Filiale nutzt die rückgewonnene Wärme der Kühlmöbel zur Klimatisierung, Ladesäulen für Elektromobilität und einen Batteriespeicher mit einer Kapazität von 252 kWh.

Die Filiale besitzt eine zentrale Gebäudesteuerung, die ein dezentrales Energiemanagement ermöglicht. Die automatisierte Gebäudesteuerung lüftet und klimatisiert bedarfsgesteuert. Hierbei ist keine zusätzliche Wärmeerzeugung notwendig, da die Abwärme der Kühlmöbel und der Kälteanlage zur Beheizung genutzt werden kann. Die Photovoltaik-Anlage dient hauptsächlich der Deckung eines Teils des Eigenbedarfs – eine Einspeisung ins externe Netz findet fast ausschließlich an Sonntagen außerhalb der Öffnungszeiten statt. Somit kann die erneuerbare Energie nahezu vollständig vor Ort genutzt werden. Der Batteriespeicher

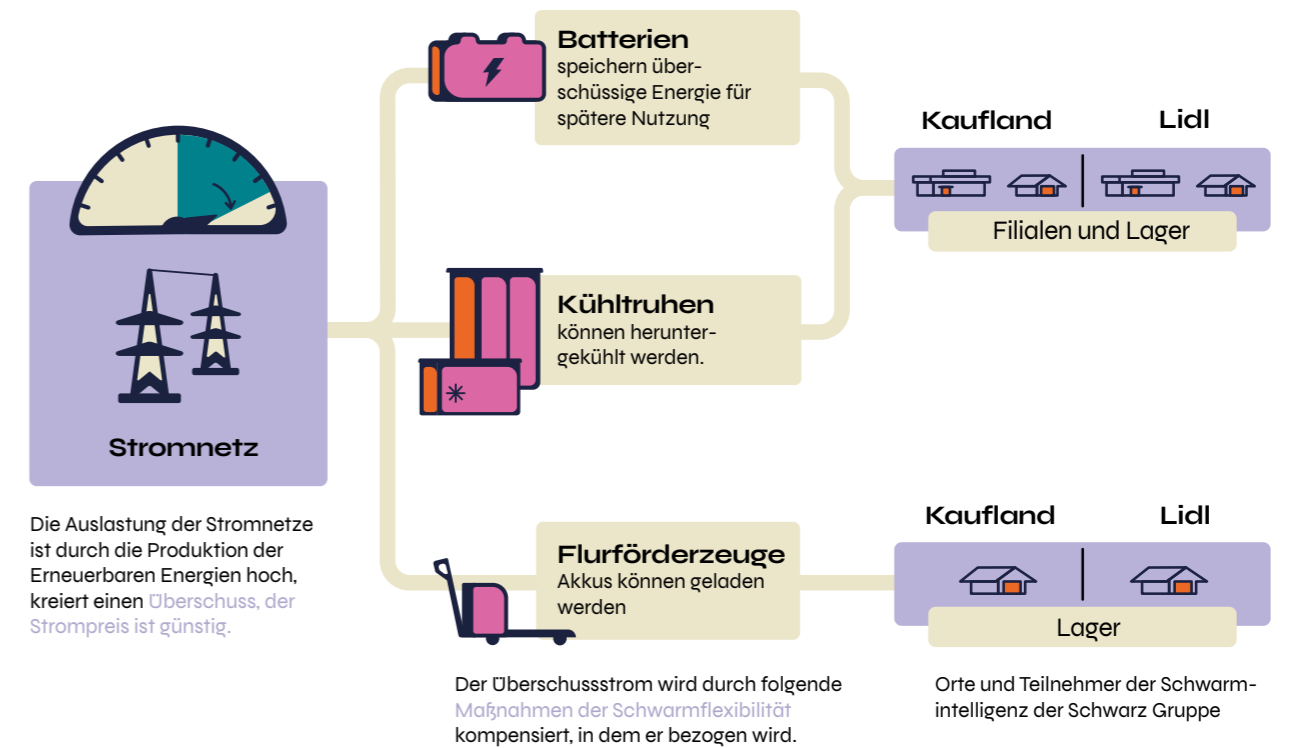
außerhalb der Filiale wird aktuell zur Reduktion von Lastspitzen verwendet und aus der Photovoltaikanlage und dem Stromnetz gespeist. Die Lastgrenze kann variabel an die Anforderungen angepasst werden.

Flexibilisierungspotenziale in der Prototyp-Filiale – Identifikation und Vermarktung

Im Zuge der Analyse der in der Filiale vorhandenen Anlagen wurden zunächst sowohl der Batteriespeicher als auch weitere Verbraucher als technische Flexibilitätspotenziale identifiziert und anschließend als

Schwarmflexibilität der Schwarz Gruppe

Die Vielzahl an Standorten und kleinen Stromverbrauchern trägt zur Stabilisierung des Stromnetzes bei.



Flexibilitätsoption in der Vermarktung getestet. Dabei wurde stets darauf geachtet, dass weder Kunden noch Warenqualität nachteilig beeinflusst werden.

Weitere Verbraucher (Lasten), die als Flexibilitätspotenziale identifiziert wurden, sind:

- die Tiefkühltruhen und Tiefkühlzellen, welche durch Unterkühlung als thermische Speicher genutzt werden sollen;
- die Elektroladesäulen, die Fahrzeuge vorrangig laden, wenn viel erneuerbare Energie verfügbar ist;
- die Gebäudemasse des Standortes, die durch Aufheizung und Abkühlung als thermischer Speicher genutzt werden kann.

Um Temperaturprofile und Energieverbräuche der jeweiligen Anlagen aufzuzeichnen und eine anschließende Flexibilitätswertung vornehmen zu können, wurden Tiefkühltruhen und -zellen zur Analyse mit zusätzlicher Messtechnik ausgestattet.

Praktische Erprobung der Flexibilitätsoptionen: Optimierung und Vermarktung

Neben der Identifikation von Flexibilitätspotenzialen in der Filiale steht die Erprobung von Steuerungs- und Vermarktungsoptionen im Fokus:

Konkret werden in der Prototyp-Filiale in Berlin-Schöneberg gemeinsam mit Partnern zwei Vermarktungsmöglichkeiten erprobt.

Zum einen erfolgt in Kooperation mit einem Vermarktungs-Partner das Angebot der Flexibilität des Batteriespeichers an der Strombörse. Dabei wird die Flexibilität der Batterie mit 252 kWh/100 kW über die Day-Ahead-Auktion zur Verfügung gestellt. Mit Hilfe von Day-Ahead-Prognosen werden Einsatzpläne für die Batterie erstellt, anhand derer in den darauffolgenden Tagen die Leistung reguliert wird. Hierdurch ist es möglich, die Batterie genau dann zu laden, wenn die Preise am Day-Ahead-Markt

niedrig oder gar negativ sind. Diese Zeiten spiegeln ein Überangebot an erneuerbaren Energien wider, das mit Hilfe der Batterie zwischengespeichert werden kann, um es zu einem späteren Zeitpunkt wieder einzusetzen. Im Gegenzug wird die Batterie bei hohen Spotmarktpreisen entladen, womit die Filiale weniger Netzstrom bezieht. Seit Anfang 2019 ist diese Funktionalität im Einsatz und erweist sich seither als sehr zuverlässig, da der Handel am Day-Ahead-Markt vollautomatisiert stattfindet. Somit konnte der Speicher im Jahr 2019 ca. 2.100 € auf den kurzfristigen Strombörsen Erlösen, bei gleichzeitiger Glättung von Lastspitzen der Filiale und E-Ladesäule. Damit wurde die Multifunktionalität des Speichers demonstriert.

Zum anderen erfolgt pilotweise die Bereitstellung von Flexibilität für das Netz-Engpassmanagement in Zusammenarbeit mit dem Projektpartner 50Hertz und kooperierenden Verteilungsnetzbetreibern, die als Nachfrager auf der WindNODE-Flexibilitätsplattform auftreten.

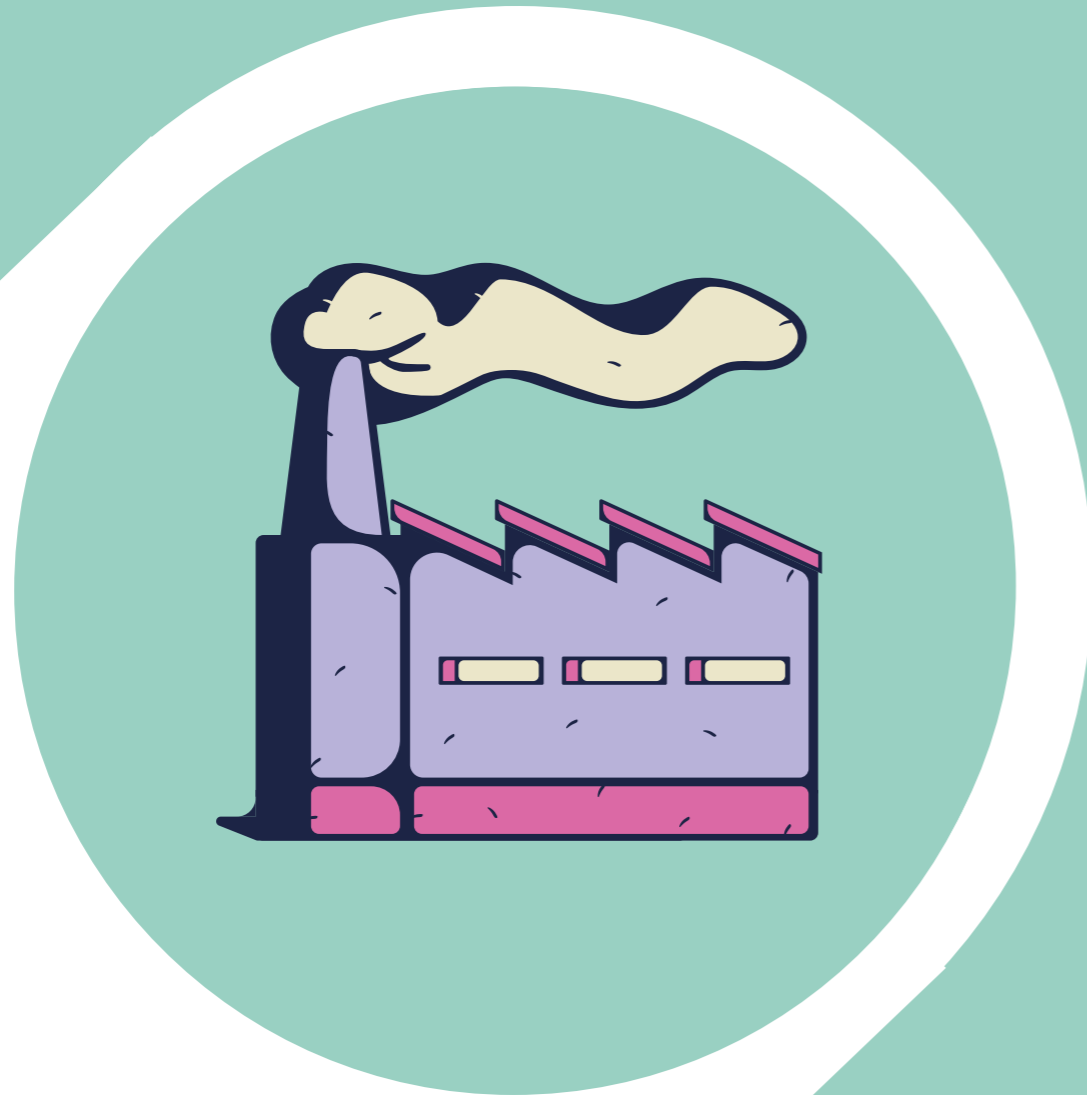


Flexibilisierte Tiefkühlung bei kompromissloser Produktqualität gewährleisten

Die Tiefkühlung in Supermärkten muss im Temperaturbereich zwischen -24 und -18°C gehalten werden, um eine einwandfreie Qualität unserer Lebensmittel zu gewährleisten. Das hat höchste Priorität und erlaubt keine Kompromisse. Flexibilitätspotenziale können sich durch die Ausnutzung dieses Temperaturbandes ergeben – und grundsätzlich auch durch eine Kühlung auf noch tiefere Temperaturen. Was sich technisch als durchaus machbar und auch im Energiemanagementsystem darstellbar gezeigt hat, führte zu einigen überraschenden Fragen: Zunächst einmal, noch recht naheliegend, stellte sich die Frage, ob Lebensmittel bei einer Kühlung unterhalb von -24°C Schaden nehmen. Zumindest lebensmittelhygienisch ist das nicht zu erwarten. Aber es war zu klären, ob möglicherweise andere Beeinträchtigungen, und sei es bei der Verpackung, auftreten könnten. Hierzu haben wir in Zusammenarbeit mit einer unabhängigen Forschungseinrichtung praktische Versuchsreihen durchgeführt, mit denen sich Bedenken zur Lebensmittelqualität ausräumen ließen. Schließlich zeigte sich noch der Arbeitsschutz: Existierende Richtlinien, beispielsweise zu Aufenthaltszeiten und Schutzkleidung für Mitarbeiter/-innen in Kühlräumen, galten nur für Temperaturen bis zur Schwelle von -24°C – darunter gab es Unklarheit. Dies könnte gelöst werden, indem Kühlräume nur außerhalb der Betriebszeiten der Filiale auf Temperaturen tiefer – 24°C abgekühlt werden, beispielsweise nachts oder sonntags. Damit bleiben Mitarbeiter/-innen von den flexiblen Abkühlvorgängen unberührt und der Arbeitsschutz ist weiterhin gegeben. Am Ende bleibt der Kundenkontakt – denn kaum anderswo wird ein Energieprojekt so unmittelbar auf den Bürger treffen wie in einem Supermarkt. Wir haben daher zwei unserer Berliner Filialen – eine Lidl-Filiale in Schöneberg und eine Kaufland-Filiale am Alexanderplatz – zu Schaufensterfilialen ausgerüstet, wo unsere WindNODE-Lösungen anhand von Modellen, Lichtinstallationen und auch einer großen Batterie mit 252kWh erlebbar werden. Das hat sich gelohnt, denn die Kundinnen und Kunden sind für das Thema Energiewende sensibilisiert und haben Interesse daran, welchen Beitrag ihr Supermarkt, in dem sie täglich einkaufen gehen, leisten kann.



Thomas Tappertzhofen
Green Cycle Umweltmanagement GmbH



Intelligentes industrielles Lastmanagement in Berlin bei Siemens

Das Erprobungsumfeld

Einer der wesentlichen Projektbeiträge von Siemens im Rahmen von WindNODE ist es, die Verschiebung von Lasten in industriellen Produktionsprozessen zu ermöglichen. Siemens hat dazu die Strombedarfe (Lastprofile) von thermischen, mechanischen und elektrochemischen Produktions- oder produktionsbegleitenden Prozessen in vier Berliner Siemens-Werken (Dynamo-, Gasturbinen-, Messgeräte- und Schaltgerätewerk) analysiert, automatisiert und prognostiziert. Aufbauend auf diesen Prognosen ist die Entwicklung einer Produktionssteuerung geplant, die einen nach Gesamtkosten optimierten Produktionsplan für individuelle Anlagen errechnen und Produktions- beziehungsweise produktionsbegleitende Prozesse mit einer Leistung von in Summe mehreren MW steuern kann.

Um die Voraussetzungen für eine Lastverschiebung von Verbrauchern (Lasten) in industriellen Produktionsanlagen zu ermöglichen, war zunächst eine detaillierte Analyse der Prozesse erforderlich. Für die Ermittlung des Flexibilitätspotenzials mussten bestimmte Kennzahlen sowie auch die Planbarkeit und die Verschiebbarkeit der Aggregate ermittelt werden.

Erfassung des Flexibilitätspotentials

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

Produktionsbegleitende elektrische Prozesse / Prozesse der Gebäudeenergieversorgung

- Stromspeicher
- Kälteanlagen
- Druckluftherzeugung
- Notstromerzeugung
- Klimatisierung

Elektrische Prozesse in der Produktion

- Vorhandener Produktionsspeicher
- Reduzierbare Prozesse
- Erhöhbare Prozesse
- Verschiebbare Prozesse

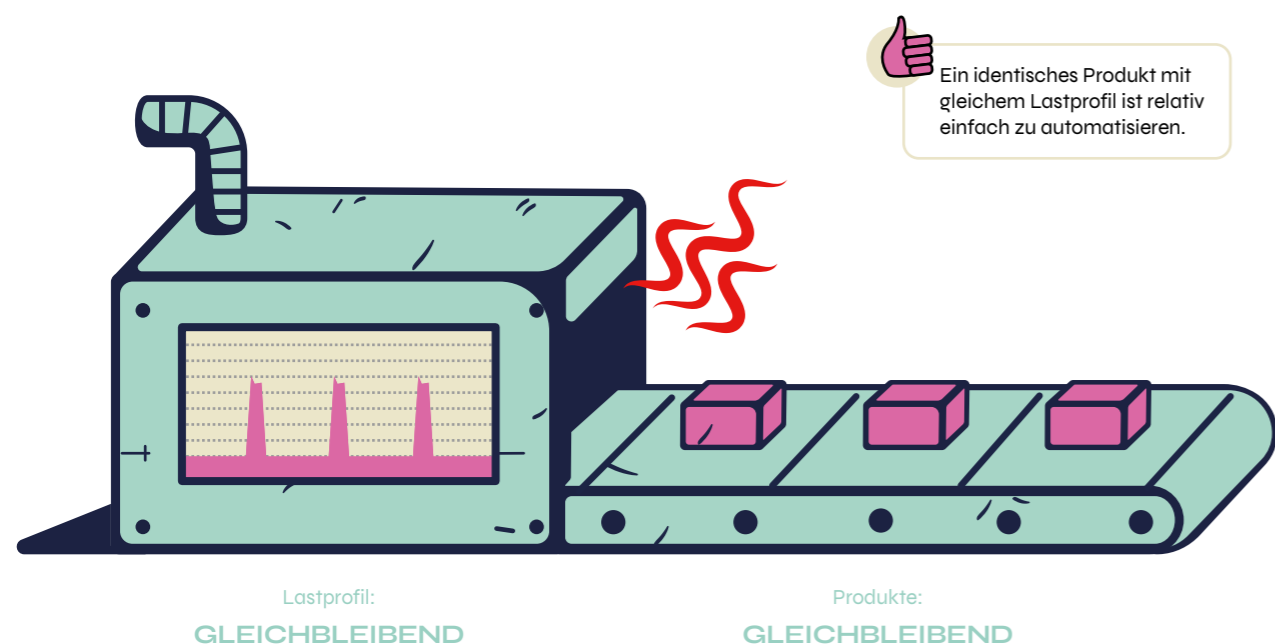
Für diese Gruppen wurden z. B. bei „Reduzierbaren Prozessen“ folgende Faktoren abgefragt:

- Wird dieser Prozess nach einem Produktionsplan gesteuert?
- Jährlicher Strombezug?

- Maximale elektrische Leistung?
- Minimale Leistungsaufnahme, auf die der Prozess reduziert werden kann?
- Typische elektrische Leistung?
- Vorbereitungszeit, nach der eine Leistungsreduktion durchgeführt werden kann?
- Zeit von Beginn bis Abschluss einer maximalen Verringerung der Leistung?
- Zeit von Beginn bis Abschluss einer maximalen Erhöhung der Leistung?
- Maximale Unterbrechungs-/Zuschaltdauer?
- Wird die reduzierte Arbeit anschließend wieder erhöht?
- Welche technischen/wirtschaftlichen Konsequenzen hätte eine Ab-/Zuschaltung mit ≤ 15 min. Vorlaufzeit?

Anschließend wurden die erfassten Faktoren aller Prozesse mit Flexibilitätspotenzial zur Auswertung in ein Excel-File übernommen und über eine integrierte Bewertungsmatrix zusammengefasst. Als Ergebnis wird für jeden Prozess eine Flexibilitätskennziffer ermittelt, die die Vergleichbarkeit der Prozesse ermöglicht und die Entscheidung für die nun erforderliche Automatisierung ermöglicht. Zum Beispiel geht die elektrische Leistung nur mit einem bestimmten Prozentsatz in die Bewertung ein. Für diese Bewertung ist die realistische

Energiebezug eines Brennofens während eines immer gleichbleibenden Brennprozesses.



Verschiebung der Lasten von wesentlich höherer Relevanz.

Auf Basis der in der Analyse betrachteten Siemens-Werke ergibt sich eine leistungsbezogene Aufteilung der verfügbaren Flexibilitäten auf entsprechende Produktionsbereiche.

Automatisierung der Prozesse

Für alle betrachteten Prozesse wurden Messgeräte zur Erfassung der elektrischen Parameter geplant und die Kommunikation dieser Geräte über das vorhandene Local-Area-Network (LAN) eingerichtet. Zur Anbindung der Geräte an das zentrale Energiemanagement-System wurde das Kommunikationsprotokoll IEC 61850 verwendet. Dieses moderne Kommunikationsprotokoll bietet wesentliche Vorteile gegenüber einer zyklusbasierten Abfrage der Geräte (wie z. B. bei Modbus) in Bezug auf die Reduzierung der Kommunikationslast, die zeitgestempelte

spontane Datenübertragung auf Basis von definierten Schwellwerten im Gerät und auch die Möglichkeit zur Multi-Client-Kommunikation. Dies bedeutet, dass mehrere verschiedene Systeme die Daten direkt vom Gerät abfragen können. Dies wird aktuell auch genutzt für die Abfrage der Onlinemesswerte des WindNODE-Systems, die Abfrage der Energiequalität in Bezug auf die definierten Grid-Codes des Versorgungsnetzes und eventuell eines Produktionsplanungssystems. Weiterhin wurde auch auf die Möglichkeit einer lokalen Befehlsausgabe des Messgerätes zur Beeinflussung des Produktionsprozesses geachtet. So könnte z. B. ein Brennprozess nach Bestückung des Ofens vom Bediener auf „warte auf Smart-Start“ geschaltet werden und das Gerät startet den Prozess nach Vorgabe des Energiemanagementsystems entsprechend der EE-Einspeisung oder nach einem vorgegebenen Fahrplan.

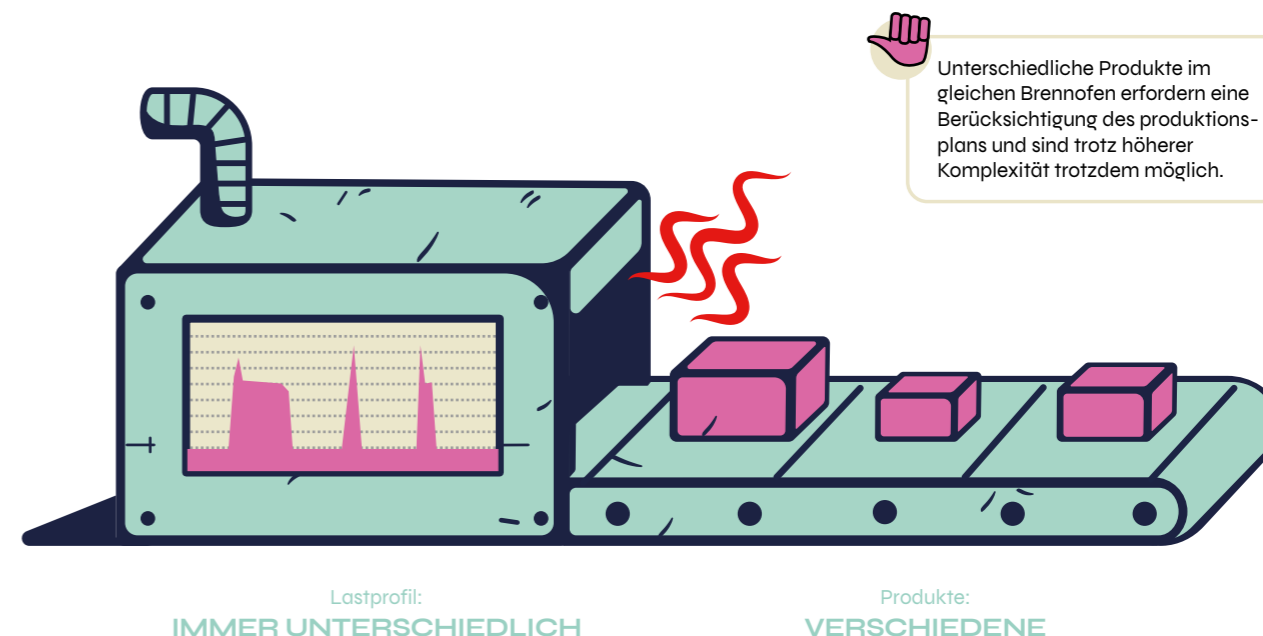
Energiemanagementsystem

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

Datenerfassung und Analyse

Im Rahmen der ersten Auswertung der Betriebsdaten der angeschlossenen Prozesse wurden die typischen Lastprofile der Prozesse ermittelt. Dies kann z. B. ein immer wiederkehrendes Profil sein oder entsprechend der produzierten Produkte auch 10 oder mehr verschiedene Lastprofile (zur Datenerfassung siehe auch den weiter unten folgenden Abschnitt

Energiebezug eines Brennofens bei wechselnden Brennprozessen.



„Werkzeugkasten zur Flex-Identifikation – Checkliste für flexible Lasten“ ab S. 52).

Beeinflussbarkeit der Lasten

Aus den Erfahrungen bei der Analyse der Produktionsprozesse und der möglichen Steuerung der Zeiten ihres jeweiligen Leistungsbezuges wurden vier verschiedene Typen von Prozessen (Level) definiert:

1. „Fix verschiebbar“
Ändern eines fixen Startzeitpunktes zu einem statistisch günstigen Zeitpunkt
2. „Nicht planbar, aber flexibel“
Empfehlung mit Visualisierung einer Strompreisampel
3. „Planbar & manuell gesteuert“
Fahrplanberechnung zur Startzeitempfehlung

4. „Planbar & automatisiert“
Fahrplanberechnung mit „closed loop“ Steuerung des Prozesses

Weitere Aufgaben im Rahmen des Projektes WindNODE

Nach Analyse der konkreten Lastprofile ist mit den jeweiligen Verantwortlichen der Produktionsprozesse die Steuerbarkeit der Prozesse abzustimmen. Diese Aufgabe kann als die komplexeste Aufgabe bei der Aktivierung eines Lastverschiebepotenzials betrachtet werden. Dabei sind die verschiedensten Restriktionen der gesamten Produktionskette zu betrachten. Wesentlich sind ebenfalls die Opportunitätskosten einer möglichen Verschiebung im Vergleich zu den durch die Verschiebung erreichbaren finanziellen Vergütungen. Es ist zum Beispiel durchaus möglich, dass durch die Verschiebung eventuell ein weiterer Produktionsprozess beeinflusst wird, der dann ebenfalls

als Sekundäreffekt in die Analyse miteinbezogen werden muss. Den bisher gewonnenen Erkenntnissen zufolge kann davon ausgegangen werden, dass die Verschiebung von produktionsbegleitenden Prozessen wesentlich einfacher zu realisieren ist, als der Versuch direkte Aggregate (Lasten) in einem systematischen Produktionsprozess zu beeinflussen. Ein Ergebnis der Arbeiten von Siemens in WindNODE ist der „ZUKUNFTSRAUMENERGIE“. In diesem besuchbaren Ort präsentiert Siemens innovative Lösungsansätze aus der Projektarbeit. Im Szenario „Energie-Tetris“ zum Beispiel wird das methodische Vorgehen im WindNODE-Projektteil „Intelligentes industrielles Lastmanagement“ am Siemens-Produktionsstandort thematisiert. Lastprofile von realen Produktionsprozessen lassen sich innerhalb ihrer zulässigen Verschiebezeit so starten, dass ihr Strombezug in Zeiten mit möglichst hoher erneuerbarer Einspeisung und

geringen Strompreisen liegt. Dabei kommen reale Zeitreihen mit Windkraft und Photovoltaik-Einspeisung samt entsprechender Großhandelspreise sowie Netzentgelte zum Einsatz. Sie sind herzlich eingeladen, sich unsere Lösungsansätze anzusehen und mit uns über die Umsetzung zu diskutieren. Wir freuen uns auf Ihren Besuch.



Die Anlagenverantwortlichen müssen an Bord sein

Ein wesentlicher Aspekt bei der Identifikation von Flexibilitäten im industriellen Umfeld ist es, das Management und die Anlagenverantwortlichen „an Bord zu bekommen“. Ganz klar, wenn man „schon wieder ein Energieprojekt“ an die Anlagenverantwortlichen und die

Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter heranträgt, gibt es nicht unbedingt spontanen Beifall – denn oberste Priorität der Anlagenverantwortlichen ist die ungestörte Produktion, nicht die kosteneffiziente Systemintegration von Erneuerbaren. Und trotzdem zeigt unser Beispiel, wie es gelingen kann, bei den Verantwortlichen „Lust auf Flexibilität“ zu machen.

Bei unserer Analyse im Dynamo-, Gasturbinen-, Messgeräte- und Schaltgerätewerk am Industriestandort von Siemens in Berlin sind uns zunächst zwei wesentliche Vorbehalte gegen Flexibilität begegnet:

1. Spontane Aussage der Befragten: Durch die starken Abhängigkeiten der betrachteten Anlagen im gesamten Produktionsprozess ist ein flexibler Einsatz nicht möglich. Und oberste Priorität ist, dass der Produktionsprozess ungestört läuft.
2. Was wäre der finanzielle Anreiz, wenn die Prozesse nach den Vorgaben des Energie-Management-Systems mit zeitlicher Verschiebung gestartet werden?

Nach der gemeinsamen Analyse der Einsatzbedingung und des Stromlastprofils war für den ersten Punkt bei den meisten Anlagen doch eine Möglichkeit der Flexibilisierung denkbar, ohne den Gesamtprozess wesentlich zu beeinflussen. Sehr häufig gibt es bei industriellen Prozessen Besonderheiten zu beachten, die dann in der Flexibilisierung zu berücksichtigen sind. Wichtig ist zu erkennen, welche Art der Flexibilität die einzelne Anlage bereitstellen kann. Das Einsatzfeld kann dabei von „fixverschiebbar“, d. h. der Prozess startet immer zu einem anderen Zeitpunkt, bis hin zu einem vollautomatisierten Prozess, z. B. bei der kurzfristigen Leistungsanpassung von Lüftungsanlagen, reichen. Auch einfache Konzepte, z. B. die Sperrung der „teuersten“ Stunden, etwa beim Aufladen von E-Fahrzeugen oder die gezielte Aktivierung zur günstigsten Zeit, ermöglicht die Nutzung von bisher nicht gehobenen Flexibilitäten.

Ein finanzieller Anreiz durch den Einsatz von Flexibilitäten wird in den aktuellen Stromtarifmodellen noch nicht standardmäßig von Energieversorgern angeboten. Es gibt aber Energieversorger, die diese bewusst offerieren, z. B. Next Kraftwerke. Unsere Erfahrung zeigt, dass auch andere Anbieter flexible Tarife auf Nachfrage anbieten würden.

Eine Einsparung an Netzentgelten kann durch die Reduzierung der jährlichen Spitzenlast an der Einspeisestelle erreicht werden oder im Tarifmodell „atypische Netznutzung“, die zurzeit noch nicht auf die aktuelle Einspeisesituation von Windkraft und Photovoltaik ausgerichtet sind.

Die Installation der Messtechnik und des Energiemanagementsystems für die Flexibilitätserfassung brachte auch unerwartete, positive Nebenwirkungen mit sich. So wurde z. B. die nicht optimale Einstellung einer Klimaanlage entdeckt und konnte behoben werden. Auch die Überwachung von Anlagenzuständen wird ermöglicht. So konnte beispielsweise im Falle der Produktion einer Halbleiterkomponente der Produktionsausschuss verringert werden, da hierfür als Ursache ein Spannungsqualitätsproblem gefunden und behoben werden konnte. Solch unerwarteter „Beifang“ einer Flexibilitätsanalyse ist ungemein hilfreich für die Schaffung von Akzeptanz bei den Anlagenverantwortlichen – denn plötzlich entsteht bei den Betroffenen ein eigenes Interesse daran, einmal „näher hinzuschauen“. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für eine Langzeittauglichkeit der Flexibilisierungsverfahren ist die hohe Automatisierung der Lösungen, die keinen wesentlichen Mehraufwand für die Beteiligten verursachen darf. Zudem muss die Einsparung aus dem Einsatz der Flexibilität oder eine andere geeignete Form der Anerkennung den Anlagenverantwortlichen erreichen.



Andreas Hüttner und Jörn Hartung

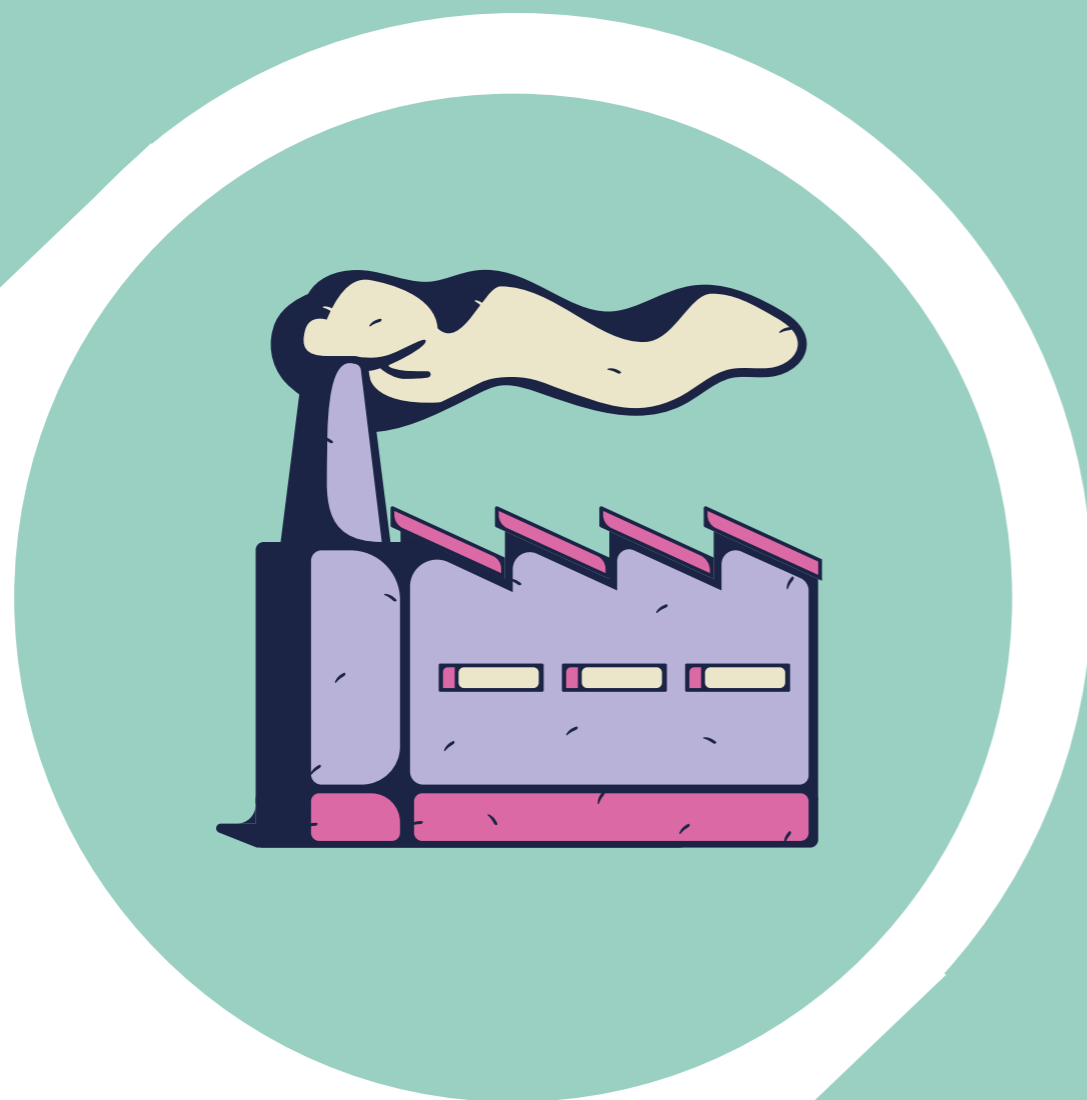
Siemens AG

Praktische Erprobung der Flexibilitätsoptionen: Optimierung und Vermarktung

Die Optimierung und Anforderung der erforderlichen Lastverschiebung erfolgt auf Basis verschiedener Algorithmen im Energiemanagementsystem. Dafür können beliebige Forecast-Zeitreihen mit einem Vorlauf bis zu 7 Tagen mit einer 15-minütigen Auflösung in das System importiert werden. Als Datenquelle werden verschiedene Zeitreihen, z. B. EEX-Preise, übertragen.

Als Optimierungsziel kann die maximale Nutzung der volatilen EE-Einspeisung, alternativ die Einhaltung der Netzbezugsgrenzen, die Einhaltung der Hochlastzeitfenster (eventuell in Zukunft auch täglich flexible Zeitfenster) der atypischen Netznutzung oder andere Bezugszeitreihen eines Energielieferanten oder Bilanzkreisverantwortlichen eingestellt werden. Eine mögliche Kombination der Optimierungsziele ist ebenfalls möglich.

Die Vermarktung der Flexibilitäten erfolgte testweise über den Energieeinkauf des jeweiligen Abnehmers beziehungsweise durch die Einbindung in die Pilotphase der WindNODE-Flexibilitätsplattform.



Das ZIEL-System von Fraunhofer IWU in Kooperation mit Deckel Maho Seebach

Das Erprobungsumfeld

Die Deckel Maho Seebach GmbH (DMG) ist ein in Thüringen ansässiger Hersteller von Werkzeugmaschinen – der größte in den neuen Bundesländern. Am Standort in Seebach arbeiten ca. 800 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter an der Fertigung und ständigen Weiterentwicklung von ganzheitlichen Technologielösungen. Der Produktionsausstoß liegt bei ca. 1.500 Maschinen pro Jahr. Bei DMG geht es nicht nur darum, hervorragende Werkzeugmaschinen zu bauen, sondern auch darum, diese derart zu vernetzen, zu automatisieren und zu digitalisieren, dass völlig neue Produktionsformen entstehen. Mit diesen „durchgängigen Digitalisierungs- und Automatisierungslösungen“ aus Seebach lassen sich Maschinen und Zubehör von der Planung und Arbeitsvorbereitung über die Produktion bis zum Monitoring und Service vollständig vernetzen.

Neben produktseitigen Innovationen ist auch die Produktion bei DMG vom Willen gekennzeichnet, eine Vorreiterrolle für Energiesensitivität einzunehmen und der gesellschaftlichen Verantwortung gerecht zu werden. DMG dient hierbei als ein repräsentatives Fallbeispiel einer

typischen diskreten Fertigung. Für die Identifizierung von Flexibilitäten im Produktionsumfeld ist die Transparenz über den Bedarf der Produktionsmittel und der Peripherie notwendig. DMG versteht dabei die Produktion, die weitestgehend mit Maschinen aus dem eigenen Produktportfolio besteht, als Testbed für die ständige Weiterentwicklung der von ihnen angebotenen Maschinen, um permanent auf die fortschreitende Digitalisierung reagieren zu können. Dadurch kann bei DMG auf eine vielseitige Infrastruktur zurückgegriffen werden, die es erlaubt, energiebezogene Daten zu erheben.

Erfassung des Flexibilitätspotenzials und Automatisierung der Prozesse

Im Rahmen der Projektarbeit in WindNODE wurde die mechanische Fertigung des Standortes mit stationärer Energiemesstechnik ausgestattet, die es ermöglicht, den Leistungs- und Energiebedarf der Maschinen aufzunehmen und zu überwachen. Die installierten Messpunkte befinden sich an 22 unterschiedlichen Maschinen des Fertigungsbereiches. Die Maschinen haben Anschluss-

leistungen im Bereich von ca. 30 bis 100 kW. Alle Leistungs- und Energiedaten wurden über mehrere Wochen aufgenommen und stehen in den hochmodernen CELOS-Steuerungen der Maschinen bereit und sind mit der eigenen IoT-Plattform Adamos verknüpft. So können die Energiedaten mit Prozess- und Produktionsdaten korreliert und der Energiebedarf der einzelnen Fertigungsschritte sowie die zugehörigen Betriebszustände bestimmt werden.

In Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik IWU werden auf dieser Grundlage neue Methoden zur energiesensitiven Produktionsplanung und Produktionssteuerung für den Standort erprobt. Ziel ist die Entwicklung einer übertrag- und skalierbaren industrietauglichen Lösung zur Synchronisierung von Energie(-preis)-Angeboten und industriellen Lasten: das »ZIEL«-System (Zukunftsfähiges Intelligentes Energie- und Lastmanagement). Wesentliche Ansatzpunkte dafür sind die gezielte Verschiebung der energieintensiven Fertigungsaufträge sowie die aktive Steuerung beziehungsweise Regelung der dezentralen Energieinfrastruktur.

Energiemanagementsystem, Optimierung und Vermarktung

Eine energiesensitive Produktionsplanung berücksichtigt Eingangswerte verschiedener Strukturen, um einerseits mögliche regenerative Eigenerzeugung, welche im Allgemeinen nicht steuerbar ist, zu prognostizieren und andererseits einen Preisverlauf der fremdbezogenen Energie zu berücksichtigen. Mittels eines „Logikmoduls“ wird ein Szenario abgeleitet, das mit einer Zielstellung verknüpft ist, welche formalisiert in einer „Zielfunktion“ (z. B. Energiebedarf unter- beziehungsweise oberhalb eines Grenzwertes) in der nachfolgenden Optimierung angewendet wird. Dort werden die auftragsspezifischen Energieblöcke (Bedarf) unter Berücksichtigung der logistischen Kriterien nach der durch das Szenario vorgegebenen Zielstellung optimiert angeordnet und in Form eines Produktionsplans ausgegeben. Anschließend wird die so spezifizierte zeitliche Abfolge von Fertigungsschritten mit einer detaillierten Leistungskurve simuliert, um durch zusätzliche Steuern der Infrastruktur eine der Zielfunktion entsprechende Anpassung der Erzeugungsleistung zu erreichen. Stellt sich heraus, dass sich dabei unzulässige „Verletzungen“ der Zielfunktion nicht vermeiden lassen, wird eine Umplanung vorgenommen. Andernfalls geht der Produktionsplan in dieser Form in den simulierten Fabrikbetrieb ein. Hier wird die geplante Produktion stochastischen Störeffekten ausgesetzt und auch ein zufälliges Abweichen von den Prognosewerten eingesteuert, sodass die Robustheit und der Produktionsplan realitätsnah bewertet werden können.

Während das Logikmodul sowie die Infrastruktursimulation in MATLAB® und Simulink® umgesetzt werden, findet die Optimierung in Python statt und die Produktion wird mittels Siemens Tecnomatix Plant Simulation durchgespielt. Die einzelnen Module und die entsprechenden

Werkzeuge werden über ein auf einer graphischen Spezifikationsprache zur Beschreibung von Geschäftsprozessen und Arbeitsabläufen (BPMN) basierendem Framework zum Zielsystem integriert, welches auf der Open Source Software JBoss jBPM basiert.

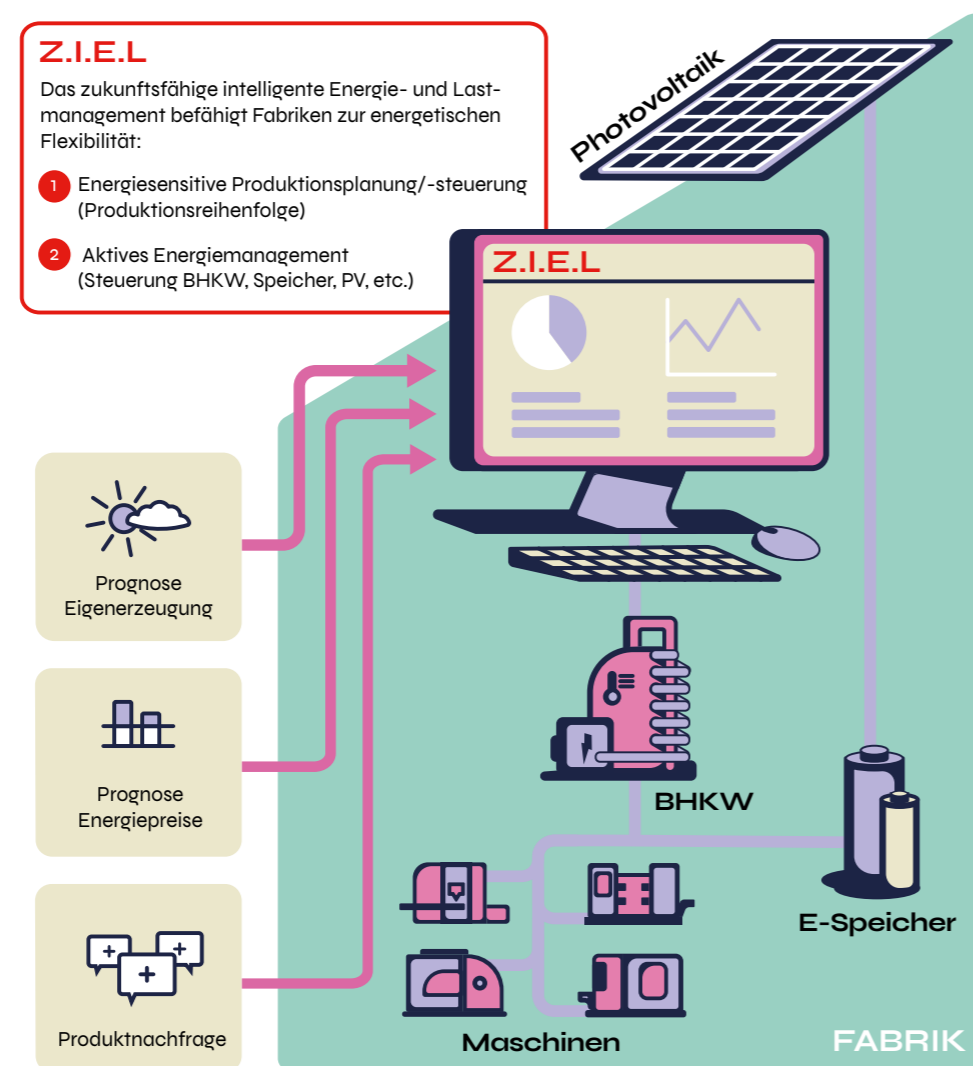
Neben den produktionsorganisatorischen Flexibilitäten stellt der Einsatz von maschinennahen Energiespeichersystemen einen weiteren Schwerpunkt dar. Auf Basis der hochgenau erfassten Energiedaten werden charakteristische Lastprofile der Maschinen erstellt, die es ermöglichen, Aussagen über das Einsatzpotenzial von Energiespeichersystemen in der mechanischen Fertigung zu treffen. Ein Großteil der Werkzeugmaschinen verursacht

hochdynamische, technologisch bedingte Leistungsspitzen durch das Beschleunigen und Bremsen der Achsantriebe. Um dem daraus resultierenden und kostspieligen Spitzenlastbedarf entgegenzuwirken, hat sich die Anwendung eines stationären Batteriespeichersystems auf Unterverteilungsebene als zielführend erwiesen. Des Weiteren ist das Energiespeichersystem für den multilateralen Einsatz zur Vermarktung oder Netzdienstleistung konzipiert und kann dafür künftig befähigt werden.

Mit dem Anwendungsfall DMG und dem Einsatz des »Ziel«-Systems kann eine zukunftsfähige, energieflexible Produktionsweise eines diskreten Fertigungsunternehmens bereits heute abgebildet werden.

Energieflexible Fabrik

Die Fabrik der Zukunft ist ein Smart Grid





Intelligente Fahrzeugladung bei der Berliner Stadtreinigung (BSR)

Das Erprobungsumfeld

Die BSR betreibt derzeit an sieben Liegenschaften eine intelligente Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge (aktuell für 92 PKW und 17 Kleintransporter), die sukzessive ausgebaut wird. Die zentrale Frage im Rahmen der Projektarbeit in WindNODE war, inwiefern sich Ladeinfrastruktur und Ladung der Elektrofahrzeuge so steuern lassen, dass die Fahrzeuge netz-, markt- und systemdienlich in das Stromnetz integriert werden können. Dabei können zukünftig Ladezeitpunkt und Ladeleistung so gesteuert werden, dass Stromspitzen aus hoher Stromnachfrage ausgeglichen werden. Auch ein Stromüberangebot kann sinnvoll genutzt werden. Die an allen Standorten installierte, maximale Ladeleistung entspricht derzeit in Summe $86 \times 22 \text{ kW} = 1,892 \text{ MW}$.

Organisatorische Rahmenbedingungen

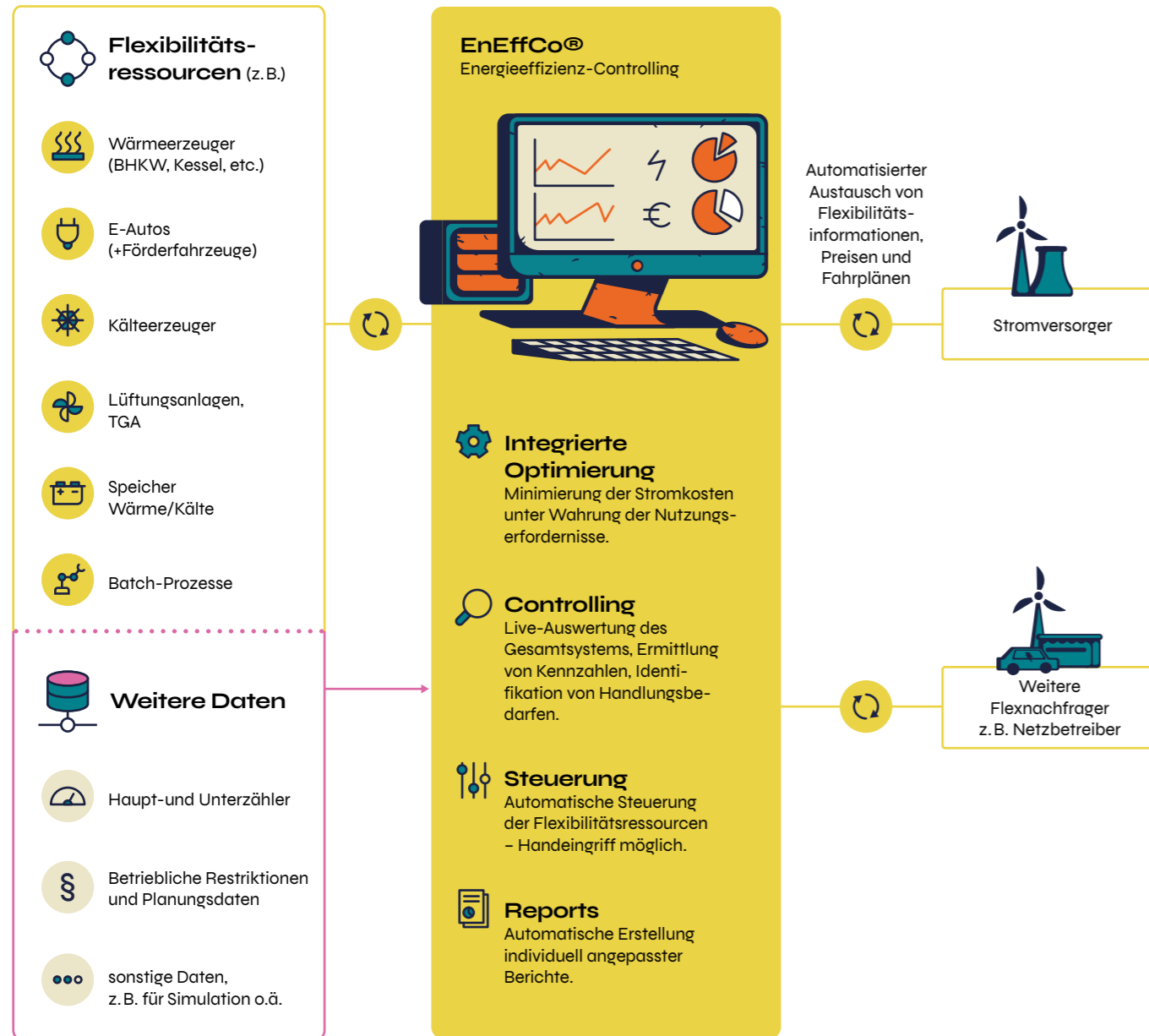
Die elektrischen Fahrzeuge der BSR werden vornehmlich im Schichtbetrieb eingesetzt. Das bedeutet, dass diese Elektrofahrzeuge in der Regel in einem definierten Zeitfenster an den Ladestationen abgestellt werden und zu einer im Vorhinein genau bekannten Zeit wieder vollgeladen sein müssen. In der Zwischenzeit lässt sich der Ladevorgang – unter der Nebenbedingung der Abfahrtschicht zu Schichtbeginn – als flexible Last einsetzen.

Jedem Fahrzeug ist zudem eine eindeutige Kennung zugeordnet, die bei jedem Anschluss an die Ladeinfrastruktur erfasst wird.

Technologische Ausgangslage

Die verbaute Ladeinfrastruktur der Firma Mennekes beherrscht das OCPP-1.5.-Protokoll, über welches eine nachgeschaltete Softwareanwendung (Backend) u.a. Ankunft der Fahrzeuge, Ladeleistung, Ladedauer und Ladeende detektieren kann. Übergangsweise nutzt die BSR einfache Auswertungsfunktionalitäten über die mitgelieferte Weboberfläche der Ladeinfrastruktur. Weitere Steuertechnik oder ein dezidiertes Backend liegen bei der BSR nicht vor. Die BSR erfasst die Energiedaten im 15-Minuten-Raster – sowohl des Hauptzählers der jeweiligen Liegenschaft, als auch des Unterzählers der Ladeinfrastruktur.

EnEffCo® zur integrierten Optimierung des BSR-Fuhrparks und weiteren Flexibilitätsressourcen



Flexibilisierungspotenzial und notwendige technische Anpassungen

Das Potenzial der flexiblen Fahrzeugladung hat die BSR im Rahmen von WindNODE gemeinsam mit dem Partner OKOTEC energiewirtschaftlich untersucht und bewertet. Dabei ergaben sich folgende Erkenntnisse:

- Ein Einsatz am Regelleistungsmarkt erscheint auf Grund der erforder-

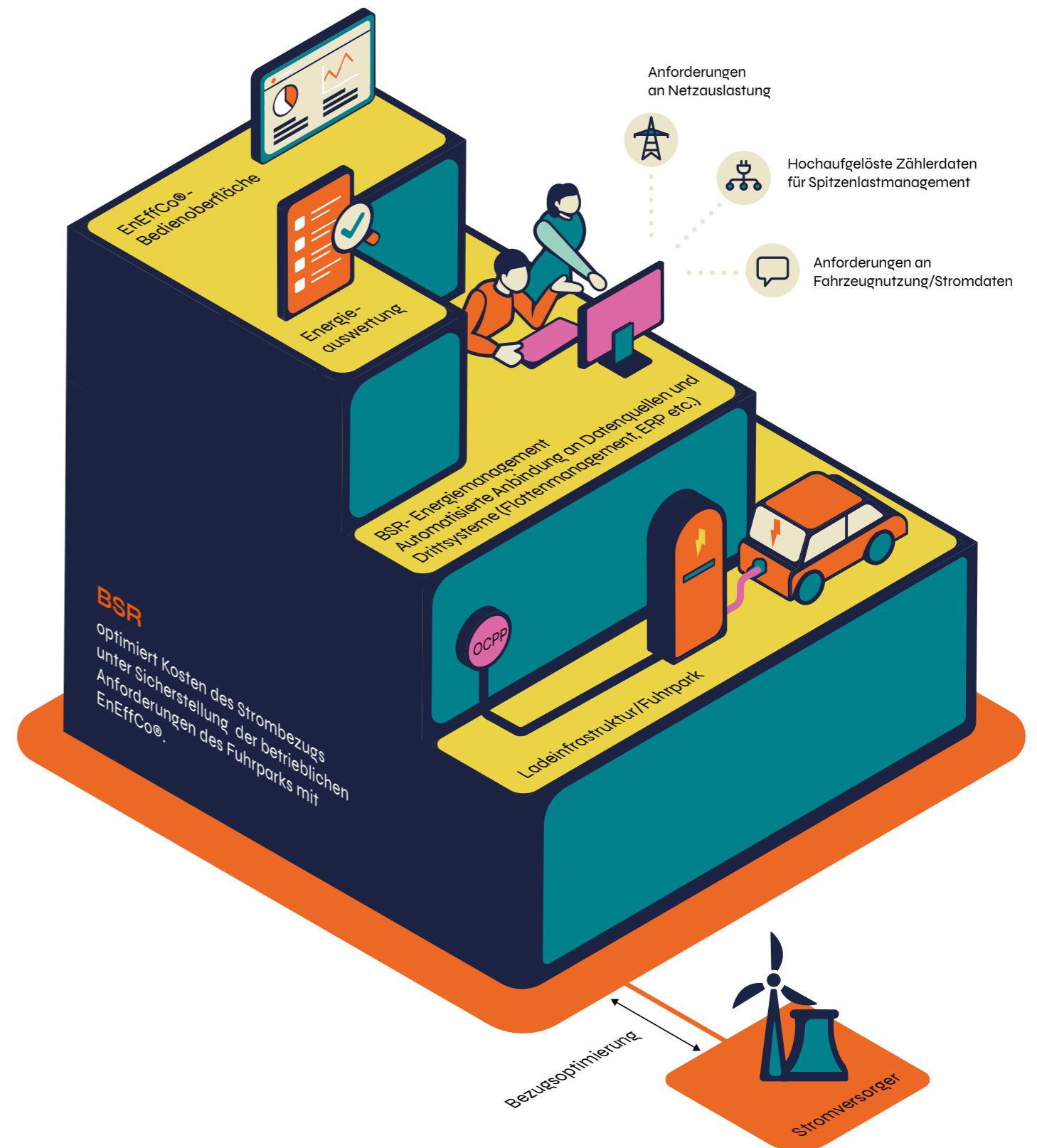
lichen Zeitscheiben und des Preisniveaus wenig attraktiv.

- Bei Betrachtung der Optimierungspotenziale an den Spotmärkten für Strom (Day-Ahead und Intraday) zeigte sich jedoch, dass dort erhebliche Einsparmöglichkeiten von bis zu 70% bestehen: Durch die Ladung der Fahrzeuge zu den günstigsten Stunden beziehungsweise Viertelstunden lassen sich bedeutende Kostenreduktionen realisieren.

- Für die BSR ist die Verwendung der flexiblen Fahrzeugladung für das Spitzenlastmanagement sinnvoll, um ungünstige Konditionen bei der Netznutzung zu vermeiden.
- Die Nutzung der Flexibilitätsplattform von 50Hertz und den kooperierenden Verteilungsnetzbetreibern scheint interessant, gleichwohl konnten die Erlösmöglichkeiten bisher auf Grund mangelnder Erfahrungswerte nicht simuliert werden.

Flexibilitätsmanagement bei der BSR

Wie der Fuhrpark in vollem Umfang genutzt werden kann und im Hintergrund trotzdem Kostenvorteile entstehen.



Die BSR hat ihre Potenzialanalysen mit Hilfe der Flexibilitätsmanagement-Funktionen der Energiemanagementsoftware EnEffCo® von OKOTEC durchgeführt. Und sie hat die integrierte Flexibilitätsoptimierung samt Anbindung an die Ladeinfrastruktur ebenso mit EnEffCo® vorentwickelt.

Für die Realisierung des Spitzenlastmanagements zur Minimierung von netzentgeltbedingten Kosten am Standort war es erforderlich, zeitlich hochaufgelöste Werte des Mittelspannungs-Hauptzählers zu erfassen und zentral aufzuschalten. Da die bisherige Zählerdatenerfassung im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements lediglich im 15-Minuten-Raster aufzeichnet, installiert die BSR im Rahmen des Projektes WindNODE Technik für eine höher frequente Aufzeichnung, um die Messwerte bereitzustellen. Sie nutzt die bisherige Schnittstelleninfrastruktur weiter parallel.

Praktische Erprobung von Flexibilisierungsoptionen mit Partnern aus WindNODE

An den WindNODE-Pilotstandorten erprobt die BSR gemeinsam mit dem Partner OKOTEC aus WindNODE drei Flexibilisierungsoptionen. Diese sind:

- Bezugsoptimierung am Day-Ahead und Intraday-Markt. Hierfür hat die Energiewirtschaftsstelle des Landes Berlin bei der Ausschreibung der Strommengen für das Land Berlin eine Öffnungsklausel eingefügt, die es Stromkunden ermöglicht, gesondert genannte Unterzähler durch einen Dritten beliefern zu lassen.
- Dynamisches Lastmanagement am Standort.
- Nutzung der Flexibilitätsplattform von 50Hertz (geplant).

Während das Lastmanagement lediglich an technische Voraussetzungen vor Ort geknüpft ist, müssen für die Bezugsoptimierung Lieferanten eingebunden werden, was die Gestaltung entsprechender

Vertragsmodelle einschließt. Die Nutzung der Flexibilitätsplattform ist ebenfalls abhängig von ihrer Verfügbarkeit.

Die WindNODE-Aktivitäten resultieren unter anderem in einer Fortsetzung der Aktivitäten von BSR und OKOTEC mit dem Ziel, die pilothafte Lösung als übertragbare Lösung weiterzuentwickeln und auf fünf weitere Standorte der BSR auszurollen.



Intelligentes Energiemanagement im Prenzlauer Berg, Berlin

Das Erprobungsquartier im Prenzlauer Berg

Im Rahmen von WindNODE erprobt das Borderstep Institut in Zusammenarbeit mit den Partnern Berliner Energieagentur, DAI-Labor der TU Berlin, Dr. Riedel Automatisierungstechnik und der Wohnungsbaugenossenschaft Zentrum eG, welchen Beitrag Wohngebäude und -quartiere durch die Bereitstellung von Flexibilität zur Energiewende leisten können. Da auf den Gebäudesektor rund ein Drittel des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfallen, kommt diesem Bereich eine große Bedeutung in der Energiewende zu.

Die zentrale Frage in WindNODE in diesem Bereich ist, ob und wie Wohnquartiere durch Flexibilitäten zu einer auf fluktuierenden, erneuerbaren Energien beruhenden Energieversorgung beitragen können.

Dazu müssen sich Wohnquartiere netzdienlich beziehungsweise flexibel verhalten und in Zeiten hoher Stromlast verstärkt Energie aus dem Netz aufnehmen sowie in Zeiten geringer Lasten verstärkt Energie in das Netz einspeisen können.

Das flexible, netzdienliche Verhalten von Gebäuden wird in WindNODE in einem Versuchsquartier in Berlin-Prenzlauer Berg erprobt. Dabei wird untersucht, in welchem Umfang Gebäude Flexibilitäten bereitstellen können und unter welchen technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen sich diese mobilisieren lassen.

Die praktische Erprobung des flexiblen beziehungsweise netzdienlichen Verhaltens erfolgt in einem Quartier der Berliner Wohnungsbaugenossenschaft Zentrum eG. Dieses besteht aus 6 Wohngebäuden mit insgesamt 224 Wohnungen und

wurde in den 1990er Jahren teilsaniert, das heißt die Fassade sowie das Dach wurden mit Mineralwolle gedämmt. Im Jahr 2015 wurden ein Nahwärmenetz für die Gebäude errichtet und die Wärmeversorgung von individuellen Heizungen auf eine zentrale Versorgung umgestellt. Diese erfolgt seitdem über ein modulierbares Blockheizkraftwerk (BHKW) (34 kW_{el} / 78 kW_{th}), das die Grundlastversorgung für Wärme sicherstellt und gleichzeitig Strom für den quartierseigenen Bedarf produziert. Vier zusätzliche Spitzenlastkessel mit einer Gesamtleistung von 520 kW_{th} sichern die Wärmeversorgung bei höheren Lasten im Winter. Zur Heizungs- und Warmwasserversorgung der einzelnen Gebäude wurden Unterstationen eingebaut.

Power Save

Wie Quartiere auf Netzschwankungen reagieren können und dabei Energie sparen.

1 Netzschwankungen

Die Versorgung aus Erneuerbaren Energien, z. B. Windstrom, kann schwanken. Darauf können Wohnquartiere reagieren. Sie können sich netzdienlich verhalten.

2 Quartiersmanager

Der Quartiersmanager ist eine Steuerung, die Energieerzeugung und -verbrauch (Wärme und Strom) im Quartier optimiert. Das spart Betriebskosten und senkt Emissionen.

3 BHKW

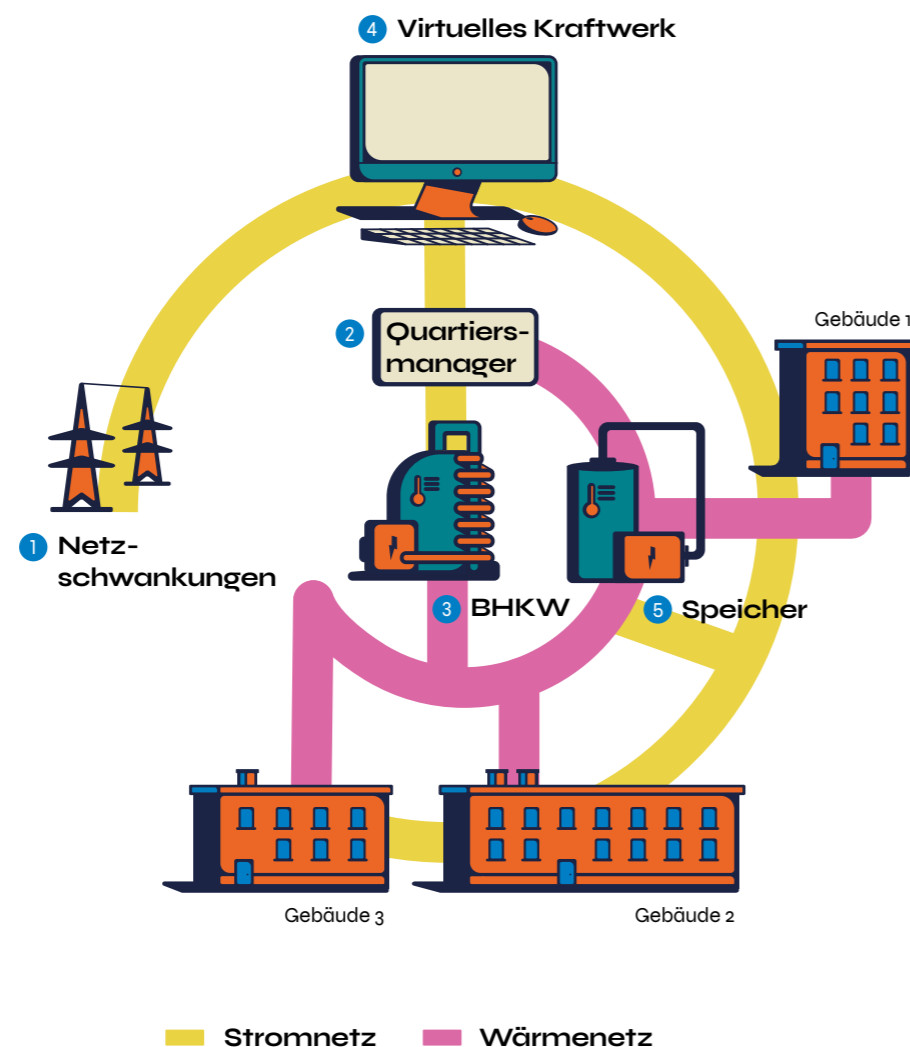
Das Blockheizkraftwerk (BHKW) produziert aus Gas im Quartier Wärme und Strom für die Bewohner. Überschüssiger Strom wird in das Netz eingespeist und kann Schwankungen ausgleichen.

4 Virtuelles Kraftwerk

In einem Virtuellen Kraftwerk (VKW) werden mehrere kleine Kraftwerke (z. B. BHKW) zu größeren Einheiten zusammengefasst. Diese können am Energiemarkt angeboten werden.

5 Speicher

In dem Warmwasserspeicher kann aus überschüssigem Windstrom warmes Wasser für Haushalte und Heizung erzeugt werden. Dadurch wird fossile Energie eingespart.



Dezentrales Energiemanagement und Smart-Building-Technik

Im Jahr 2015 wurden die Gebäude zusätzlich mit Smart-Building-Technik ausgestattet, die ein dezentrales Energiemanagement ermöglicht. Dabei wird die Leistung der im Quartier befindlichen Energieerzeuger (BHKW und Spitzenlastkessel) kontinuierlich an den Energiebedarf der Bewohner (Wärme und Strom) angepasst. Die Smart-Building-Technik im Quartier setzt auf drei Ebenen an:

- **Wohnung:** Über einen Wohnungsmanager werden in den Wohnungen Solltemperaturen für einzelne Räume vorgegeben. Das Gerät ist mit Sensoren und Aktoren in der

Wohnung vernetzt und regelt die Raumtemperaturen gemäß den Einstellungen der Bewohner. Der Wohnungsmanager bildet die Schnittstelle zur Gebäudesteuerung (Gebäudemanager). Über ihn können den Mietern zusätzliche Heimvernetzungsdienste (z. B. Nachrichten des Wohnungsunternehmens, Abrechnung von Heizkosten, Assistenzsysteme) angeboten werden.

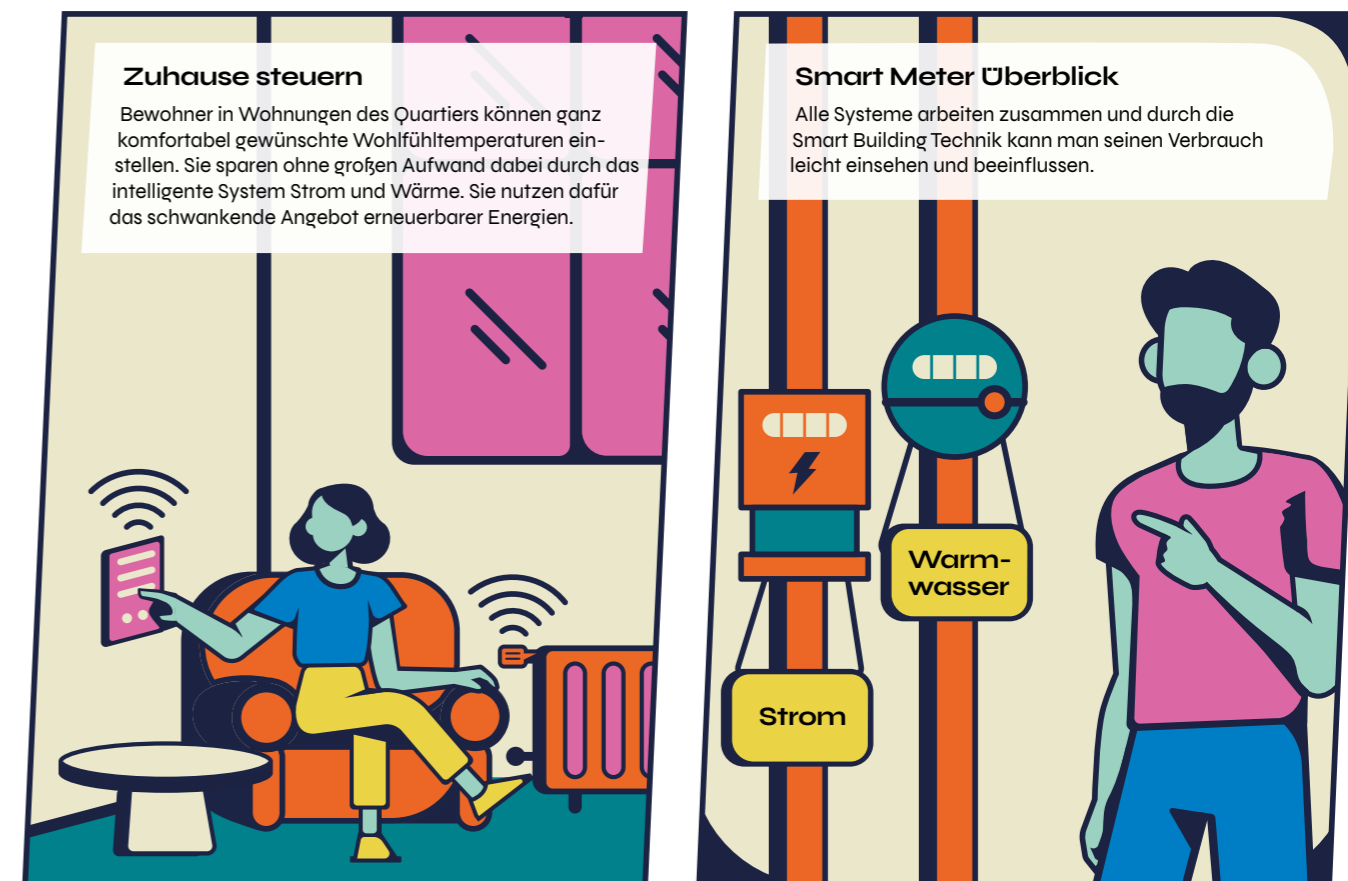
- **Gebäude:** Der Gebäudemanager aggregiert die Daten aus den Wohnungen und steuert die zentrale Heizung und Warmwasserbereitung nach den Bedarfen der Bewohner. In die Steuerung gehen zusätzlich Wetterprognosen und Parameter zur Gebäudephysik ein. Durch die

bedarfsgerechte Steuerung werden bis zu 25 % der Energie eingespart.

- **Quartier:** Die energetische Optimierung aller Gebäude zusammen erfolgt über den Quartiersmanager. Dieser übernimmt die Optimierung der Steuerung der gesamten Heizzentrale, die das Quartier mit Wärme und Strom (Mietstrom) versorgt. Ziel ist, die Mieter effizient und emissionsarm mit möglichst hohen Anteilen der dezentral im BHKW erzeugten Energie (Wärme und Strom) zu versorgen und die Nebenkosten zu senken.

Die Smart-Building-Technik bildet zusammen mit den Kraft-Wärme-Kopplungs-Aggregaten sowie den Speichermöglichkeiten die Grundlage

Power to Endabnehmer



Zuhause steuern

Bewohner in Wohnungen des Quartiers können ganz komfortabel gewünschte Wohlfühltemperaturen einstellen. Sie sparen ohne großen Aufwand dabei durch das intelligente System Strom und Wärme. Sie nutzen dafür das schwankende Angebot erneuerbarer Energien.

Smart Meter Überblick

Alle Systeme arbeiten zusammen und durch die Smart Building Technik kann man seinen Verbrauch leicht einsehen und beeinflussen.

für die Erprobung von Flexibilisierungspotenzialen im Quartier. Da das dezentrale Energiemanagement eine hohe Prognosegüte der im Quartier benötigten Energie ermöglicht, lässt es sehr genaue Abschätzungen der für die Flexibilisierung verfügbaren Kapazitäten zu.

Flexibilisierungspotenziale im Quartier

Das Quartier mit dem dezentralen Energiemanagement wird im Projekt WindNODE genutzt, um das Flexibilisierungspotenzial von Quartieren zu analysieren und weiterzuentwickeln. Dafür werden zum einen vorhandene Potenziale genutzt und zum anderen zusätzliche Aggregate

installiert, um die mobilisierbaren Kapazitäten zu vergrößern. Zu den bereits im Quartier vorhandenen Flexibilisierungspotenzialen gehören:

- Das BHKW ($34 \text{ kW}_{el} / 78 \text{ kW}_{th}$), welches aufgrund seiner Modularität stufenlos im vorgegeben Leistungsband angepasst werden kann.
- Die Gebäudemasse des Quartiers beziehungsweise seiner 6 Gebäude, die durch Aufheizung und Abkühlung als thermischer Speicher genutzt werden können.
- Das gesamte Nahwärme- und Heizungsnetz (inklusive Leitungen und Pufferspeichern), welches als temporäres Speichersystem genutzt werden kann.

In WindNODE wurden zusätzlich in den 6 vorhandenen Warmwasserpufferspeichern elektrische Heizstäbe (Power-to-Heat-Elemente) à jeweils 8 kW installiert. Diese können nun als Flexibilitätsreserve genutzt werden, um gezielt in Zeiten von Grünstromüberschüssen Warmwasser zu erzeugen.

Das dezentrale Energiemanagement im Quartier wurde zudem um Funktionen erweitert, die neben der quartiersinternen Optimierung auch eine netzdienliche Steuerung ermöglichen. Das Quartier kann sowohl für positives (Einspeisung von BHKW-Strom in Niedriglastzeiten) als auch für negatives Lastmanagement (Umwandlung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien in Wärme) genutzt werden.

Praktische Erprobung von Flexibilisierungsoptionen mit Partnern aus WindNODE

Im Versuchsquartier Prenzlauer Berg wurden gemeinsam mit Partnern aus WindNODE zwei Flexibilisierungsoptionen erprobt. Dies sind:

- „Bereitstellung von Flexibilität für das Netzengpassmanagement (über die WindNODE-Flexibilitätsplattform)“ in Zusammenarbeit mit dem Projektpartner 50Hertz und den kooperierenden Verteilungsbetreibern, sowie
- „Vermarktung von Flexibilität an der Strombörse über ein virtuelles Kraftwerk“ in Kooperation mit dem Projektpartner Energy2Market, der als Betreiber virtueller Kraftwerke die Vermarktung der Flexibilitäten aus dem Quartier übernommen hat.

Bei beiden Erprobungen wurden die im Quartier verfügbaren Flexibilitäten in definierten Testzeiträumen und unter Marktbedingungen angeboten. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse wurden genutzt, um Aussagen über das im Gebäudesektor verfügbare Flexibilitätspotenzial sowie zu den Voraussetzungen für dessen Mobilisierung machen zu können.



Gute Kommunikation mit den Mietern ist entscheidend

Energiebezogene Maßnahmen in Wohnquartieren sind besonders sensibel – denn die Menschen sind, wenn es ihre eigene Wohnung betrifft, nicht nur mit der Rettung des Klimas befasst, sondern haben Sorge vor steigenden Nebenkosten („zweite Miete“) und Modernisierungs-

umlagen oder fürchten ganz schlicht die baulichen Eingriffe in ihren Wohnungen. Die Mobilisierung von Flexibilitäten aus Wohngebäuden und Quartieren erfordert daher vor allem eine klare Kommunikation. Natürlich muss das Wohnungsunternehmen die Motivation besitzen, etwas Neues auszuprobieren, aber ohne die Bereitschaft der Bewohnerinnen und Bewohner kann man so etwas schwer umsetzen. Im Versuchsquartier wurden die Mieter in die Entscheidung über die Sanierungsmaßnahmen und die Umsetzung des Energiemanagementsystems einbezogen und ihre Zustimmung eingeholt. Das macht die Planung und Umsetzung zwar aufwendiger, sichert aber, dass die Bewohnerinnen und Bewohner die Maßnahmen auch mittragen und mitmachen. Man muss genau erklären, was die Vorteile für die Mieter sein können (z.B. stabile Nebenkosten) und auch Bedenken ernst nehmen.

Die Umsetzung des Projekts wurde unter den Vorbehalt gestellt, dass mindestens 75% der Bewohnerinnen und Bewohner der Maßnahme zustimmen müssen. In Informationsveranstaltungen, mit Postwurfsendungen und mit Ansprechpartnern vor Ort (Hausmeister und technische Gebäudeverantwortliche) haben wir intensiv über das Vorhaben, seine Vorteile, aber auch mögliche Beeinträchtigungen während der Bauarbeiten informiert. Damit ist es gelungen, die ambitionierte Schwelle von 75% Zustimmung zu erreichen. Diese hohe Akzeptanz hat auch uns überrascht. Nach meiner Erfahrung haben viele Menschen aber ein Interesse daran, mit umweltfreundlicher Energie versorgt zu werden und diese auch effizient zu nutzen. Wichtig ist, dass man den Wohnkomfort nicht beeinträchtigt oder sogar durch intelligente Technik verbessert. Die Umsetzung von Flexibilitäten, z.B. die Einbindung von Power-to-Heat-Anlagen in eine Smart-Building-Technik, lassen sich meist gut lösen. Das gilt übrigens auch für die zukünftige Integration von Elektromobilität und Ladeinfrastrukturen in solche Systeme. Etwas einfacher würde die Sache, wenn die rechtlichen Hintergründe wie bei der Mieterstromversorgung oder der Eigenstromnutzung nicht so kompliziert wären und es mehr wirtschaftliche Anreize gäbe.



Dr. Severin Beucker

Borderstep Institut

Werkzeugkasten zur Flex-Identifikation

Checkliste für flexible Lasten

QUICK CHECK - Einschätzung, inwieweit Prozesse / Maschinen wesentliche Voraussetzungen für eine Last-Flexibilisierung erfüllen.

Bitte tragen Sie Ihre interne Bezeichnung für den betrachteten Prozess bzw. die Maschine ein.
 Kachelbrennofen 1
Hinweis: Der Prozess / Maschine sollten planbar sein und einen zeitlichen Aktivierungshorizont von 1 Std. - 1 Woche haben.

1 Prozessautomatisierungsgrad

2 Wird dieser Prozess nach einem Produktionsplan gesteuert?

3 Wie hoch schätzen Sie den Strombezug pro Jahr für den betrachteten Prozess ein?
Im Excel-Template können Sie einen Schätzwert für den Strombezug p.a. ermitteln, indem Sie im Untermenü "WEIß NICHT" auswählen.

4 Wie hoch schätzen Sie die "TYPISCHE" Leistungsaufnahme im Betrieb ein?
Unter der "TYPISCHEN" Leistungsaufnahme wird hier die ÜBLICHE INANSPRUCHNAHME der Leistung der Maschine verstanden.

5 Wie hoch schätzen Sie die "MAXIMALE" Leistungsaufnahme ein?
Mit der "MAXIMALEN" Leistungsaufnahme sind mögliche (einzelne) Lastspitzen beim Strombezug der Maschine im Jahr gemeint.

6 "MINIMALE" Leistungsaufnahme, auf die der Prozess reduziert werden kann?
Gemeint ist hier, inwieweit sich Maschine / Prozess reduzieren lassen. Wenn komplette Abschaltung möglich, beträgt Wert "0".

7 Wie schätzen Sie die typische PROZESSDAUER (ohne Unterbrechung) ein?
Bitte geben Sie den Wert in Minuten ein.

8 Vorbereitungszeit, nach der eine Leistungserhöhung bzw. Leistungsreduktion im Zuge einer Lastverschiebung erfolgen könnte?
Bitte geben Sie den Wert in Minuten ein.

9 MAXIMAL mögliche zeitliche Verschiebedauer des Prozess?
Bitte geben Sie den Wert in Minuten ein.

10 Welche technischen / wirtschaftlichen Konsequenzen hätte eine Verschiebung bei der oben angeführte Verschiebedauer?

Lastart - Bitte wählen Sie für den Prozess eine der folgenden Zuordnungen aus

Auswahl: **OFEN**

Auswahl: **TEILAUTOMATISIERT**

Auswahl: **JA**

Auswahl: **100.000 - 300.000 KWh p.a. (MITTEL)** KWh p.a.
Vorteilhaft ist ein HOHER Strombezug p.a.

120 KW *
Vorteilhaft ist eine HOHE Leistung.

150 KW *
Vorteilhaft ist eine HOHE Leistung.

120 KW
Vorteilhaft ist eine GERINGE Leistungsaufnahme.

600 min
Vorteilhaft ist eine KURZE Prozessdauer.

60 min
Vorteilhaft ist eine KURZE Vorbereitungszeit.

1200 min
Vorteilhaft ist eine GROßE zeitliche Verschiebung.

Auswahl: **GERING**

Unternehmen: _____
 Name: _____
 Telefon: _____
 E-Mail: _____

Wie flexibel ist der Stromverbrauch ?

FLEXIBILITÄTSBAROMETER

Skala von 0 - 5

2,6 Flexibilitätskennzahl

53,1% Erfüllungsgrad

In Ergänzung zu grundsätzlichen ökonomischen und ökologischen Überlegungen bei der Identifikation flexibler Anlagen müssen relevante objektive und auch subjektive Parameter (z. B. Maschine, Ablage, Speicher) erfasst und bewertet werden. Überblicksartig sind – für die Lastseite – nachfolgend die wesentlichen Punkte als Checkliste zusammengefasst.

Das Abarbeiten der Checkliste bietet im Anschluss die Möglichkeit des Vergleiches verschiedener vorhandener Flexibilitäten und die Basis für eine Entscheidung darüber, ob die Last mobilisiert werden kann und welche Investitionen (z. B. in Automatisierung) oder welcher organisatorische Aufwand notwendig sind, um sie zu aktivieren. Für die Bewertung einer Flexibilität reicht es nicht aus, nur den Leistungswert zu erfassen, denn für ihre Aktivierung sind organisatorische Faktoren oder Prozesse ebenso wichtig. Für eine erste Analyse des Flexibilitätspotenzials ist es aber wichtig, relativ einfache, schnell erfassbare Bewertungskriterien einzuführen. In der wissenschaftlichen Literatur ist bisher noch kein einheitliches Verfahren beschrieben worden

und es ist fraglich, ob es bei den verschiedensten Anwendern dieses überhaupt geben kann. Wichtig ist eine Bewertung, die die vorhandenen Lasten und Prozesse innerhalb eines Standortes vergleichbar macht.

In dem hier dargestellten Ansatz werden einige wenige Bewertungskriterien anhand einer Excel-Matrix (Quick-Check) erfasst.⁸ Über interne Berechnungen mit einem definierten Bewertungsmaßstab werden eine Flexibilitätskennzahl und ein Erfüllungsgrad berechnet. Die hier implementierten Faktoren wurden auf der Basis von ca. 100 Bewertungen im industriellen Produktionsumfeld ermittelt (siehe dazu auch weiter oben den Abschnitt „Intelligentes industrielles Lastmanagement“, Siemens). Die Eingabe-Felder der abgefragten Parameter sind teilweise durch Pull-Down-Menüs auswählbar. Weitere Felder sollten durch die Verantwortlichen für die Anlage oder anhand der Typenschilder der Aggregate leicht erfassbar sein. Die auf dieser Basis ermittelten Flexibilitäts-Kennzahlen der betrachteten Lasten lassen sich danach einfach vergleichen und erleichtern eine Entscheidung über das weitere Vorgehen.

⁸ Der hier vorgestellte Quick-Check ist im Projekt WindNODE in Zusammenarbeit von Siemens mit der Initiative „Meine Energie für meine Stadt c/o Vereinigung Deutscher Wissenschaftler e.V.“ entstanden und online verfügbar unter: <http://mems.berlin/quick-check>

Kommunikative Aspekte

Wie kann sichergestellt werden, dass eine Flexibilisierung keinen negativen Einfluss auf den Kunden und sein Kaufverhalten/den Produktionsprozess und die Qualität der Produkte/die ad-hoc Einsatzfähigkeit der Fahrzeuge/den Mieter und seinen Wohnkomfort hat?

Die Identifikation von Flexibilitäten beziehungsweise die Flexibilisierung von Anlagen gestaltet sich in der Praxis oft schwierig, weil im Gespräch mit Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern zunächst auf einer kommunikativen Ebene Überzeugungsarbeit geleistet werden muss. Eine gute Gesprächsvorbereitung ist für die erforderliche zielgruppenspezifische Kommunikation von hoher Bedeutung.

Die Ausgangslage klären: relevante Fragen, die vor einem Gespräch beantwortet sein sollten

Bevor überhaupt ein Gesprächstermin vereinbart wird, gilt es ein möglichst umfassendes Bild der Adressaten zu zeichnen und relevante Informationen für das Gespräch zusammen zu tragen. Prüfen Sie anhand der verfügbaren Informationen, ob es eine begründete Wahrscheinlichkeit zur Identifikation und Nutzung von Flexibilität gibt. Wissen Sie bereits, welche (energieintensiven) Technologien, Maschinen-/Anlagentechnik im Anlagen-

betrieb genutzt werden? Wie ist die Sensibilisierung der Anlagenbetreiber bei „Energiethemata“? Lassen sich in diesem Kontext in öffentlichen Quellen (Presse, Internet) Hinweise auf die Beschäftigung des Anlagenbetreibers mit einschlägigen Themen finden, z. B. ein Hinweis auf die ISO 50001 auf der Website? Von wem wird der Anlagenbetreiber mit Energie beliefert? Ist das Energieversorgungsunternehmen/der Netzbetreiber vor Ort an Flexibilität interessiert? Diese Frageliste kann je nach Fallkonstellation beliebig fortgesetzt werden. Die möglichst klare Beantwortung dieser oder ähnlicher Fragen ist eine Grundvoraussetzung zur sauberen Strukturierung der Ausgangslage vor Gesprächsbeginn und

gibt bereits wichtige Hinweise auf eine erfolgversprechende Argumentationsführung. Daneben wird das eigene Kompetenzprofil mit Blick auf den spezifischen Fall hinsichtlich der Technologien, Prozesse, Maschinen, Anlagen als auch zu energetischen Belangen gestärkt.

Die Problemstellung identifizieren: Vorbehalte und Risiken antizipieren und diesen argumentativ begegnen

Was wie eine Binsenweisheit klingt, ist oft erfolgsentscheidend: Identifizieren Sie die richtigen Ansprechpartner und antizipieren Sie deren Fragen beziehungsweise Vorbehalte

Ist die Technik für Sensorik und Aktorik nicht Ruck-Zuck veraltet?

Sind mit einer Flexibilisierung nicht zwingend aufwendige Schulungen für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter verbunden?

Was bringt mir beziehungsweise dem Unternehmen das?

Kann ich eine Förderung in Anspruch nehmen?

Amortisiert sich der ganze Aufwand?

gegen eine Flexibilisierung, um dann später im kritischen Teil des Gesprächs sehr gezielt antworten und überzeugen zu können. Entwerfen Sie eine „maßgeschneiderte“ Argumentation. Es ist naheliegenderweise ein Unterschied, ob das Gespräch mit der Filialleiterin oder dem Filialleiter eines Supermarkts, der Werksleiterin oder dem Werksleiter eines kleinen oder mittleren Unternehmens beziehungsweise eines DAX-Konzerns, den Repräsentanten einer Mietergenossenschaft oder dem Management eines Fuhrparks geführt wird. Versuchen Sie, die spezifischen Risiken, die ihre Ansprechpartner in Zusammenhang mit der Flexibilisierung von Anlagen befürchten, bereits im Vorfeld zu differenzieren und mit guten Argumenten zu widerlegen.

Eine entsprechend individuelle FAQ-Liste kann auch im Nachgang zu einem Erstgespräch ein wichtiger Referenz- beziehungsweise Anknüpfungspunkt für Folgegespräche sein.

Den Lösungsansatz präsentieren: ökonomische und ökologische Potenziale klar herausarbeiten

Klar ist, dass unabhängig von der konkreten Fallkonstellation die ökonomischen und ökologischen Potenziale einer Flexibilisierung möglichst griffig benannt werden können müssen. Neben der Möglichkeit zur erfolgreichen Vermarktung von Flexibilität kann daneben auch immer auf die Möglichkeiten zur

weiteren Effizienzsteigerung als Sekundäreffekt hingewiesen werden. Unterstützend können dazu Erfolgsbeispiele beziehungsweise Referenzprojekte aus gleichen oder ähnlichen Bereichen benannt werden. Je nach Ansprechpartner kann es auch hilfreich sein, auf die Positionierung von Wettbewerbern bei dem Thema zu verweisen, die bereits Flexibilitätsoptionen ökonomisch oder ökologisch erfolgreich vermarkten beziehungsweise in der Öffentlichkeitsarbeit einen Reputationsgewinn aus der Flexibilisierung ziehen. Nicht zuletzt kann argumentiert werden, dass durch die intensive Auseinandersetzung mit dem Thema ein für die nahe Zukunft hochrelevanter Wissenszuwachs beim Anlagenbetreiber aufgebaut wird.

Ausblick



Es ist davon auszugehen, dass das Angebot an Flexibilität in Deutschland die Nachfrage heute bereits deutlich übersteigt.⁹ Exemplarisch sind im vorliegenden Best-Practice-Manual vier spezifische Anwendungsfälle aus den Bereichen Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Industrie, Mobilität und Quartiere dargestellt worden. Ein genauerer Blick in diese Bereiche und in die einzelnen Wirtschaftszweige zeigt, dass die Potenziale – die durch die vorstehende Graphik lediglich angedeutet werden – äußerst vielfältig sind.

Mit der erfolgreichen Identifikation von Flexibilität ist ein erster wichtiger Schritt getan. Entscheidend ist jedoch, dass das vorhandene Flexibilitätspotenzial auch nutzbar gemacht wird. Ohne eine effektive

Integration in das Gesamtsystem können Flexibilitäten nur bedingt eine Systementlastung hervorrufen beziehungsweise einen relevanten Klimaschutzbeitrag leisten.

Es gilt also, zeitnah den zweiten Schritt zu gehen und ergebnisorientiert zu prüfen, welche Anpassungen des regulatorischen Rahmens zielführend für eine Nutzbarmachung des Flexibilitätspotenzials in Deutschland sind. Die Implementierung technologieoffener, marktorientierter und diskriminierungsfreier Anreize wird im Anschluss eine der zentralen politischen und regulatorischen Herausforderungen in der zweiten Phase der Energiewende sein.¹⁰

Die aktuellen Entwicklungen in der politischregulatorischen Debatte beziehungsweise die konkrete

Normensetzung wie beispielsweise die NABEG-Novelle (2019) oder das so genannte Clean Energy Package der Europäischen Union (2019) präsentieren Ansätze zur erweiterten Nutzung von Flexibilitäten. Sie zeigen gleichzeitig, dass Flexibilitätsnutzung heute bereits nicht mehr eine Frage des „Ob“ sondern nur noch eine Frage des „Wie“ ist.

Aus unserer Sicht ist nicht zuletzt diese Beobachtung im Zusammenwirken mit der grundsätzlichen Stoßrichtung der Entwicklung unseres Energiesystems ein sehr guter Grund, morgen den ersten Schritt zu gehen und als Anlagenbetreiber Flexibilitäten zu identifizieren.

Wir wünschen Ihnen dabei viel Erfolg.

⁹Eine Abschätzung des erzeugungs- und lastseitigen Flexibilitätspotenzials für die WindNODE-Region (50-Hertz-Regelzone ohne Hamburg) erfolgt im „WindNODE-Synthesebericht: Flexibilität, Markt und Regulierung“, der im Sommer 2020 erscheint.
¹⁰Konkrete Vorschläge zu einer evolutionären Entwicklung des regulatorischen Rahmens zur Flexibilitätsnutzung finden sich im "WindNODE-Synthesebericht: Flexibilität, Markt und Regulierung", der im Sommer 2020 erscheint.



Glossar

AWS	Amazon Web Services
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BiKo	Bilanzkreisordinator
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
DSI	Demand Side Integration
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EisMan	Einspeisemanagement
EinsMan	Einspeisemanagement
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
ERP	Enterprise Resource Planning
ETG	Energietechnische Gesellschaft im VDE
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
IGCC	International Grid Control Cooperation
IoT	Internet of Things
kW	Kilowatt
kW_{el}	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
kW_{th}	Kilowatt thermisch
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NEP	Netzentwicklungsplan
OCP	Open Charge Point Protocol
PRL	Primärregelleistung
PtH	Power-to-Heat
SDL	Systemdienstleistungen
SNL	Schnell abschaltbare Lasten
SOL	Sofort abschaltbare Lasten
SRL	Sekundärregelleistung
TGA	Technische Gebäude Ausrüstung
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2019a): Ausschreibungsübersicht. Online verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>. Zuletzt aufgerufen am 26.03.2019.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH & TransnetBW GmbH (2019b): Gemeinsame Ausschreibung Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Minutenreserveleistung. Online verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl>, <https://www.regelleistung.net/ext/static/srl>, <https://www.regelleistung.net/ext/static/mrl>. Zuletzt aufgerufen am 20.01.2020.

BDEW, ZSW (2019): Presseinformation. Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/erneuerbare-decken-fast-43-prozent-des-stromverbrauchs/>. Zuletzt aufgerufen am 20.01.2020.

Bundestags-Drucksache 19/13900, S. 26. Online verfügbar unter: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/139/1913900.pdf>. Zuletzt aufgerufen am 20.02.2020.

Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (Hrsg.): Monitoringbericht 2018, S.5. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Zuletzt aufgerufen am 31.07.2020.

Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (Hrsg.): Monitoringbericht 2019, S.35. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html. Zuletzt aufgerufen am 20.02.2020.

ETG-VDE (Hrsg.): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, Frankfurt am Main 2012.

Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Wahlperiode, S. 14. Online verfügbar unter: https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1). Zuletzt aufgerufen am 20.02.2020.

Öko-Institut (Hrsg.): Die deutsche Kohle-Verstromung bis 2030. Eine modellgestützte Analyse der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Berlin 2019, S. 21. Online verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Deutsche-Kohleverstromung-bis-2030.pdf> . Zuletzt aufgerufen am 20.02.2020.

WindNODE (Hrsg.): Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem – Bestandsaufnahme und Herausforderungen (April 2019), S.12f. Online verfügbar unter: https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Publikationen/PRP_Marktdesign__Regulierung_und_Gesamteffizienz_von_Flexibilit%C3%A4t_im_Stromsystem.pdf. Zuletzt aufgerufen am 20.01.2020.

Impressum

Über WindNODE

WindNODE ist Teil des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Es umfasst die sechs ostdeutschen Bundesländer inklusive Berlin und steht unter der Schirmherrschaft der Regierungschefs der teilnehmenden Bundesländer. In WindNODE arbeiten über 70 Partner vier Jahre lang, von 2017 bis 2020, gemeinsam an übertragbaren Musterlösungen für das intelligente Energiesystem der Zukunft. WindNODE zeigt ein Netzwerk flexibler Energienutzer, die ihren Stromverbrauch nach dem schwankenden Angebot von Wind- und Sonnenkraftwerken ausrichten können. Ziel ist es, große Mengen erneuerbaren Stroms ins Energiesystem zu integrieren und zugleich die Stromnetze stabil zu halten.

Weitere Informationen unter:
www.windnode.de

Über SINTEG

Mit dem Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) will das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zeigen, wie die Zukunft der Energieversorgung aussehen kann. Die Idee von SINTEG besteht darin, übertragbare Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei veränderlicher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu entwickeln und zu demonstrieren. Geeignete Lösungen aus den Modellregionen sollen als Vorbild für eine breite Umsetzung in ganz Deutschland und darüber hinaus dienen. In den fünf Schaufensterregionen kooperieren Partner aus der Energiewirtschaft sowie der Informations- und Kommunikationsbranche. Seit 2017 arbeiten mehr als 300 Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Kommunen, Landkreise und Bundesländer gemeinsam an der Umsetzung der Zukunftsvision Energiewende.

Weitere Informationen unter:
www.sinteg.de

Die Projektträger Jülich – Forschungszentrum Jülich GmbH (PtJ) betreut die SINTEG-Schaufenster bei der Durchführung des Förderprojekts.

Weitere Informationen unter:
www.ptj.de/projektfoerderung/sinteg

Herausgeber

WindNODE-Verbundkoordination

c/o 50Hertz Transmission GmbH
Projektleitung: Markus Graebig (V.i.S.d.P.)
Heidestraße 2
10557 Berlin

T +49 30 5150 2805
F +49 30 5150 2877
info@windnode.de
www.windnode.de

WindNODE ist Teil des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Verbundkoordinator von WindNODE ist die 50Hertz Transmission GmbH.

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin

T +49 30 5150 0
F +49 30 5150 2199

info@50hertz.com
www.50hertz.com

Vorsitzender des Aufsichtsrats

Christiaan Peeters

Geschäftsführer

Stefan Kapferer (Vorsitz), Dr. Dirk Biermann,
Sylvia Borchering, Dr. Frank Golletz, Marco Nix

Sitz der Gesellschaft

Berlin

Handelsregister

Amtsgericht Charlottenburg, HRB 84446

Autoren

Dr.-Ing. Severin Beucker
Borderstep Institut für Innovation
und Nachhaltigkeit gGmbH

Christian Heyken
Berliner Stadtreinigungsbetriebe AÖR

Andreas Hüttner
Siemens AG

Dr. Sandra Maeding
Stromnetz Berlin GmbH

Christina Over
GreenCycle Umweltmanagement GmbH

Dr. Marc Richter
Fraunhofer-Institut für Fabrikbetrieb
und –automatisierung IFF

Mark Richter
Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen
und Umformtechnik IWU

Fabian Stein
vorm. GreenCycle Umweltmanagement GmbH

Dr. Alexander Weber
Okotec Energiemanagement GmbH

Konzept und Gestaltung

Ellery Studio, Berlin

Design und Layout:
Gaja Vicić

Leitung Infografik und Illustration:
David Ramirez Fernandez

Umsetzung Infografik und Illustration:
David Ramirez Fernandez
Simon Schabel
Julia Zimmermann
Qixuan Chen
Gaja Vicić

Redaktion

Dr. Henning Medert
vorm. WindNODE-Verbundkoordination,
50Hertz Transmission GmbH

Niko Rogler
WindNODE-Verbundkoordination,
50Hertz Transmission GmbH

Druck

Ruksaldruck GmbH & Co KG

Disclaimer

Alle in der vorliegenden Publikation enthaltenen Angaben und Informationen wurden, soweit nichts Anderweitiges vermerkt ist, von der WindNODE-Verbundkoordination, von der 50Hertz Transmission GmbH oder Dritten im Rahmen des Zumutbaren sorgfältig recherchiert und geprüft. Für Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität übernehmen jedoch weder die WindNODE-Verbundkoordination, noch die 50Hertz Transmission GmbH noch Dritte eine Haftung oder Garantie. Die WindNODE-Verbundkoordination und die 50Hertz Transmission GmbH haften nicht für direkte oder indirekte Schäden, einschließlich entgangener Gewinne, die aufgrund von oder in Verbindung mit Informationen entstehen, die in dieser Publikation enthalten sind.

WindNODE ist ein pluralistisches Projekt – auch und gerade mit Blick auf die mitwirkenden und angesprochenen Personen. Für uns zählen Menschen, unabhängig von ihrem Geschlecht. Den Autorinnen und Autoren des WindNODE-Best-Practice-Manual liegt daher eine durchgehend geschlechterneutrale Sprache am Herzen, um die wir uns nach bestem Vermögen bemüht haben.



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



WINDNODE

www.windnode.de