



LANDES
ENERGIE
AGENTUR

HA Hessen Agentur GmbH

House 
of **Energy**

Stabilität durch Flexibilität – Das Hessische Stromnetz der Zukunft

Ergebnisse der Kooperationsveranstaltung der LandesEnergieAgentur (LEA) und
des House of Energy e.V. (HoE) vom 19. Juni 2018

IMPRESSUM

Herausgeber: House of Energy e.V. (HoE) und Hessische LandesEnergieAgentur (LEA)

House of Energy e.V. LandesEnergieAgentur (LEA)
Universitätsplatz 12 c/o HA Hessen Agentur GmbH
34127 Kassel Konradinerallee 9
 65189 Wiesbaden

Stand: August 2018
Redaktion: Armin Raatz und Thomas Duwe (KEEA im Auftrag der LEA) sowie Dirk Filzek und Laura Bornkessel (HoE)
Herausgeber: Prof. Dr. Peter Birkner (Geschäftsführer HoE), Dr. Karsten McGovern (Abteilungsleitung Hessische LandesEnergieAgentur)
Gestaltung: Caroline Enders (HoE)
Fotos: Roland Grün

Copyright: Der Nachdruck von Beiträgen ist nur mit Genehmigung des House of Energy und der LandesEnergieAgentur gestattet. Die Verfasser haben bestätigt, dass im Zusammenhang mit den Präsentationen/ Grafiken keine Verletzung von Urheberrechten vorliegt.

Die öffentliche Verbreitung dieser Broschüre zu Zwecken des Wahlkampfs oder der Werbung für politische Parteien ist nicht gestattet.

Für die Inhalte in den Beiträgen der Referent/innen sind ausschließlich die Referent/innen verantwortlich.

Ihre Ansprechpartner:

Dirk Filzek House of Energy e.V. Bereich Wissenstransfer Telefon: +49 561 / 953 79-796 d.filzek@house-of-energy.org	Dr. Rainer Kaps LandesEnergieAgentur Telefon: +49 611 / 95017-8471 Rainer.Kaps@hessen-agentur.de
--	--



EUROPÄISCHE UNION
Investition in Ihre Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung

VORWORT

Sehr geehrte Damen und Herren,

„Mehr Stabilität in der Stromversorgung durch Flexibilität!“ – Diese auf den ersten Blick widersprüchliche Formel war Gegenstand der gemeinsamen Konferenz des House of Energy e.V. (HoE) und der LandesEnergieAgentur (LEA) am 19. Juni 2018 in Kassel. Im Fokus der Veranstaltung standen Lösungen für die Integration eines steigenden Anteils erneuerbarer Energie, vornehmlich aus Wind und Sonne, in eine stabile Stromversorgung. Die Kernbotschaft lautet: Durch die Flexibilisierung des Systems kann mit der „volatilen“, also der schwankenden Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien, in Zukunft sehr gut umgegangen werden. Das zeigen auch die während der Tagung vorgestellten konkreten Ansätze.

Die Tagung war thematisch und methodisch in zwei Blöcke gegliedert. Der erste Block nutzte eher klassische Komponenten wie Vorträge und Diskussionen. Hier stand die hessische Verteilnetzstudie im Mittelpunkt, die die Eckpunkte der Entwicklung des Stromsystems bis zum Jahr 2034 beschreibt und im April 2018 von Minister Tarek Al-Wazir der Öffentlichkeit vorgestellt wurde. Im zweiten Block wurde in interaktiven und moderierten Workshops das Thema Flexibilitätsoptionen breit aber zugleich konkret diskutiert und aufbereitet.

Mit mehr als 100 Teilnehmerinnen und Teilnehmern wurde die Veranstaltung gut besucht. Weiterhin bestätigt dies auch die Entscheidung, bei Konferenzen neben den klassischen präsentationsfokussierten Methoden auch auf interaktive Workshop-Elemente zu setzen.

Die Vorträge und Ergebnisse der Diskussion sind im vorliegenden Konferenzband zusammengefasst, der gemeinsam vom House of Energy und von der LandesEnergieAgentur herausgegeben wird. Die digitale Fas-

sung ist in der HoE-Mediathek und den Seiten der LEA abrufbar und enthält zudem alle gezeigten Folien.

Wir freuen uns, Ihnen diesen gemeinsamen Tagungsband der LandesEnergieAgentur und dem House of Energy präsentieren zu können. Vielen Dank an alle Beteiligten – insbesondere an die Referentinnen und Referenten und Tagungsteilnehmenden – für die inhaltlichen und organisatorischen Beiträge und ihr Engagement! Ein Dankeschön auch an alle, die mit der Organisation befasst waren.

Herzliche Grüße

Ihre

Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner
Geschäftsführer House of Energy e.V.

Dr. Karsten McGovern
Leiter LandesEnergieAgentur

Inhaltsverzeichnis

■ VORWORT	3
■ EINFÜHRUNG IN DIE KONFERENZ	6
Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner, House of Energy e.V. (HoE)	
■ ZITATE	8
■ VORSTELLUNG DER VERANSTALTER	10
Teil 1: Eckpunkte des hessischen Stromnetzes der Zukunft	
Ergebnisse der Verteilnetzstudie	
■ DAS HESSISCHE STROMNETZ DER ZUKUNFT – ERKENNTNISSE AUS DER VERTEILNETZSTUDIE HESSEN 2024-2034	14
Dr. Ilja Krybus, BearingPoint GmbH	
Prof. Dr. Martin Braun, Fraunhofer IEE	
■ PRAXISIMPULSE AUS MODELLPROJEKTEN	18
Das virtuelle Kraftwerk der Stadtwerke Union Nordhessen (SUN)	18
Dr. Thorsten Ebert, Städtische Werke AG Kassel	
C/sells: Nutzung von Flexibilitäten im regionalen Markt in Dillenburg	21
Dr. Sebastian Breker, EnergieNetz Mitte GmbH	
■ ZENTRALE HERAUSFORDERUNGEN UND LÖSUNGSANSÄTZE	24
Teil 2: Stabilität durch Flexibilität – Praxis trifft Wissenschaft	
Ergebnisse der Workshops – zentrale Herausforderungen und Empfehlungen	
■ DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM) UND FLEXIBLE ERZEUGUNG	34
Das sagt die Wissenschaft	34
Prof. Dr. Thomas Stetz, Technische Hochschule Mittelhessen	
Das sagt die Praxis	36
Florian Rode, Limón GmbH	
WORKSHOP DEMAND SIDE MANAGEMENT	38

■ SEKTORENKOPPLUNG	40
Das sagt die Wissenschaft	40
Norman Gerhardt, Fraunhofer IEE	
Das sagt die Praxis	43
Robert Wasser, Energethik Ingenieurgesellschaft mbH	
WORKSHOP SEKTORENKOPPLUNG	45
■ NETZMANAGEMENT	46
Das sagt die Wissenschaft	46
Dr. Sebastian Wende-von Berg , Fraunhofer IEE	
Das sagt die Praxis	48
Matthias Pfeffer, Ingenieurbüro Pfeffer GmbH	
WORKSHOP NETZMANAGEMENT	50
■ GESCHÄFTSMODELLE, MÄRKTE UND RECHTSRAHMEN	52
Das sagt die Wissenschaft	52
Prof. Dr. Heike Wetzel, Universität Kassel	
Das sagt die Praxis	54
Dr. Michael Weise, Becker Büttner Held PartGmbH	
WORKSHOP GESCHÄFTSMODELLE, MÄRKTE UND RECHTSRAHMEN	55
■ ZUSAMMENFASSUNG	56
■ FAZIT UND AUSBLICK	58
■ ANHANG	61
Verzeichnis der Akteure mit Begleitausstellung	61
Verzeichnis der Referentinnen und Referenten	64
Glossar	65

■ EINFÜHRUNG IN DIE KONFERENZ

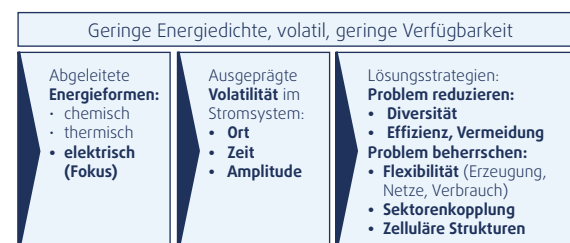
| Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner, House of Energy e.V. (HoE)

Die Strategie „Stabilität durch Diversität“ ist den Akteuren der Finanzbranche sehr vertraut. Sie streuen und diversifizieren ihre Investments, um ein sogenanntes Klumpenrisiko zu vermeiden und so die Resilienz des Portfolios zu erhöhen. Einfacher formuliert, sie setzen nicht alles auf eine Karte. Diese Strategie kann auch auf die Energiewende mit ihren volatilen Energiequellen übertragen werden. Sie ist aber durch weitere Elemente zu ergänzen. Dabei spielt der Ansatz „Stabilität durch Flexibilität“ eine zentrale Rolle und wurde deshalb zum Thema der gemeinsamen Konferenz des House of Energy und der Hessischen LandesEnergieAgentur.

In der Abbildung wurde eine ganzheitliche und systematische Einordnung der Energiewende unter der Überschrift „Leistungskontrolle im neuen Energiesystem“ vorgenommen. Nach einer Einschätzung von Dr. Joachim Nitsch – einem Vordenker der Energiewende und ehemaligem Mitarbeiter des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrttechnik DLR – können solare Strahlung und Wind den jährlichen Weltenergiebedarf rund 20.000-fach decken. Damit ist klar, dass die Energiefrage nicht das zentrale Problem darstellt. Die Herausforderung liegt vielmehr in der „Konsistenz“ des Energiedargebots.

Erneuerbare Energien weisen eine geringe Energiedichte auf, sind hoch volatil und durch eine geringe Verfügbarkeit gekennzeichnet. bedeutet, dass eine sehr hohe Erzeugungsleistung zu installieren ist, um bezogen auf ein Jahr eine ausreichende Menge an Nutzenergie bereitstellen zu können. Relevante Energieformen, die aus regenerativen Quellen gewonnen werden können, sind hierbei Wärme (z. B. aus Solarthermie), chemische Energie (z. B. aus Biomasse) und vor allem elektrische Energie (aus z. B. Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen). Damit erreicht die leistungsstarke Volatilität, die sich durch Ort, Zeitpunkt und Amplitude der bereitgestellten Leistung ausdrückt, das elektrische System. Dieses ist seiner aktuellen technischen Ausprägung darauf jedoch in keiner Weise vorbereitet. Die historischen Dimensionierungsgrundlagen gingen von anderen, deutlich konstanteren und plan-

bareren Voraussetzungen aus. Energiewende sollte damit eigentlich als Leistungswende bezeichnet werden. Hier liegen die technischen Herausforderungen, für die sich eine zweistufige Lösungsstrategie anbietet.



Charakteristika erneuerbarer Energiequellen und Strategien zur Systemstabilisierung

In einem ersten Schritt ist die Problemstellung zu reduzieren. Dazu gehört die Diversifizierung des Erzeugungsportfolios genauso wie die Steigerung der Energieeffizienz und die deutliche Vermeidung von Endenergieeinsatz durch Anpassung der Lebensgewohnheiten und Verbrauchsmuster. Der so verringerten Problemstellung ist in einem zweiten Schritt mittels Flexibilisierung von Erzeugung, Netzen und Anwendungen, Sektorenkopplung und zellulären Netzstrukturen technologisch zu begegnen. Hier kommen vor allem die „Smart X“- und „Power to X“-Technologien zum Einsatz.

Zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende sind alle Elemente (in Bezug auf Reduktion und Beherrschung der Problemstellung) gleichwertig und gleichgewichtig zu verfolgen. Nur ein ganzheitlicher Ansatz, der von pluralistischen Verfahren getragen ist, wird zum gewünschten Erfolg führen. Unabhängig davon kommt dem Thema „Flexibilisierung“ eine besondere Bedeutung zu.

Wie bereits festgestellt, liegen die eigentlichen Herausforderungen nicht in der Bereitstellung der Energie als solcher, sondern in deren Veredelung im Sinne der Verfügbarkeit zum richtigen Zeitpunkt, im gewünschten Umfang und am richtigen Ort. Hierzu müssen Netzinfrastruktur, Energieanwendungen und Speicher unter Einsatz ihrer vorhandenen Flexibilität die volatile Erzeugung stützen.

Beispielsweise ist durch eine Reihe von Untersuchungen belegt, dass die installierte Leistung elektrischer Verteilnetze höchst asymmetrisch genutzt wird. Rund 95 Prozent der übertragenen Energie kann mit der Hälfte der installierten Leitungskapazität übertragen werden. Lediglich rund 5 Prozent der übertragenen Energie beanspruchen die zweite Hälfte der Kapazität. Leistungsspitzen treten also für einen begrenzten kurzen Zeitraum, nicht zu häufig, dafür aber sehr ausgeprägt auf. Die Summe der Leistungsspitzen aus volatilen Erzeugungsanlagen beinhaltet somit kaum zu übertragende Energie. In Bezug auf die übertragene Energie wird damit rund die Hälfte der Leitungskapazität nicht genutzt. Die angewandten Prinzipien der Netzplanung vergrößern den nicht genutzten Anteil weiter. Elektrische Netze werden zukunftsorientiert und im Hinblick auf mögliches künftiges Wachstum dimensioniert. Weiterhin werden Reservesituationen in der Planung berücksichtigt. Bestimmte Leitungen werden so im Normalbetrieb grundsätzlich lastfrei gehalten oder nur unter Teillast betrieben.

Werden die beschriebenen Leistungsspitzen systematisch und in Echtzeit erfasst, so können bereits in ihrer Entstehungsphase Abhilfemaßnahmen eingeleitet werden. Über die vorhandene Netzinfrastruktur kann damit eine deutlich größere Energiemenge übertragen werden. Ein aktives Monitoring der temporär und konditioniert freien Netzkapazitäten erlaubt die Erschließung weiterer Kapazitäten. Damit werden aus statischen Netzen dynamische Strukturen. Diese erfordern Flexibilitäten, die aus aktiven Netzelementen, flexiblen Lasten, Erzeugern oder Speichern bestehen können.

Netze spielen auch bei der Umsetzung des wichtigen Prinzips der Diversifizierung eine Rolle. Die Diversifizierung von Erzeugungs- und Anwendungsportfolios ist auf ausreichende und ausgleichende Netzkapazitäten angewiesen. Diese müssen nicht statisch gegeben, sondern können auch dynamisch ausgeprägt sein.

Im Sinne der Darstellung des Gesamtbildes ist festzuhalten, dass die Reduktion des Energiebedarfs – sei es durch Vermeidung oder durch Steigerung der Energieeffizienz – eine *Conditio sine qua non* für die Umsetzung einer erfolgreichen Energiewende darstellt. Erst dadurch werden die leistungsbezogenen Herausforderungen beherrschbar.

In Deutschland werden jährlich für Verkehr, Strom und Wärme rund 2.500 Terawattstunden (TWh) an Endenergie eingesetzt. Der überwiegende Teil dieser Ener-

gie basiert auf dem Einsatz der fossilen Energieträger Kohle, Gas und Erdöl. Rund 600 TWh, also etwa 25 Prozent der Endenergie werden in Form von elektrischer Energie benötigt. Zur Bereitstellung dieser Energiemenge ist eine elektrische Leistung von etwa 100 Gigawatt (GW) an klassischen, steuerbaren Kraftwerken erforderlich. Die vom Verbundnetz beherrschte Leistung liegt bei rund 200 GW. Ersetzt man die klassischen Kraftwerke durch ein Portfolio aus erneuerbaren Energiequellen und geht von einer Reduktion der Kohlendioxidemissionen von rund 80 Prozent aus, so beträgt die erforderliche zu installierende Leistung an regenerativen Energiequellen und Gaskraftwerken rund 400 GW. Dies ist etwa das Vierfache der heute installierten Kapazität und liegt klar über der Transportfähigkeit des Übertragungsnetzes. Die Diversität des Erzeugungsportfolios führt aber dazu, dass maximal rund die Hälfte der installierten Kraftwerksleistung auch zeitgleich einspeist. Dadurch wird dieses Szenario technisch beherrschbar.

Stellt man sich nun die Frage, welche regenerativ dominierte Erzeugungsleistung bei vergleichbaren Randbedingungen zu installieren wäre, wenn die gesamte heutige Endenergie in Höhe von 2.500 TWh nachhaltig bereitgestellt würde, so käme man durch Extrapolation auf eine Leistung von 1.670 GW. Unabhängig von der Frage der Akzeptanz und der Finanzierbarkeit dieser Kraftwerksleistung stellt dieses Szenario eine enorme technische Herausforderung dar. Eine Reduktion des Endenergiebedarfs um – überschlägig geschätzt 40 Prozent – auf 1.500 TWh begrenzt die erforderliche Erzeugungsleistung auf eine – aus heutiger Sicht – technisch-wirtschaftlich gut zu beherrschende Größenordnung.

Neben preiswerten Erzeugungskomponenten mit hohen Jahresbenutzungsdauern und einer ausgeprägten Energieeffizienz auf der Anwendungsseite stellen somit aktive und flexible Netze mit zellulären Strukturen technische Kernelemente der künftigen Energieversorgung dar.

Zusammenfassend ist also festzuhalten, dass der Leistungsbegriff – Energie im richtigen Umfang, zum richtigen Zeitpunkt am richtigen Ort – zentral für eine nachhaltige damit erfolgreiche Energiewende ist. Zudem sind die Infrastrukturkosten durch ein optimiertes Nutzungsmanagement niedrig zu halten. Die Diskussion dieser Themenfelder rentiert sich. „Stabilität durch Flexibilität“ stellt sich damit als wichtiger strategischer Ansatz dar, den es zu vertiefen und mit praxisnahen Lösungsvorschlägen zu untermauern gilt.

ZITATE

„Stabilität durch Flexibilität‘ stellt einen wichtigen strategischen Ansatz zur Realisierung der Energiewende dar, den es zu konkretisieren und mit praxisnahen Lösungsvorschlägen zu untermauern gilt. Durch flexibel steuerbare Energieanlagen jeglicher Art lässt sich der erforderliche Netzausbau signifikant reduzieren und so bei hoher Versorgungsqualität eine Begrenzung der Kosten für den Systemumbau erreichen.“

Prof. Peter Birkner, HoE

„Neue Methoden und Verfahren zur flexiblen Nutzung der Stromnetze können einen wichtigen Beitrag zur kostengünstigen Umsetzung der Energiewende leisten. Dazu braucht es Macher und Pioniere, die neue Wege gehen und Erfahrungen sammeln. Diese bilden die Grundlage zur Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen.“

Dr. Karsten McGovern, LEA

„Die netzdienlichen Potenziale der Prosumer zu erschließen, wird [...] eine wichtige Aufgabe im Rahmen der Transformation des Energiesystems sein.“

Prof. Martin Braun, Fraunhofer IEE und
Dr. Ilja Krybus, BearingPoint GmbH

„Ein virtuelles Kraftwerk ist der nächste logische Schritt in der Umsetzung der Energiewende. Durch die Digitalisierung lassen sich sowohl die dezentrale Energieerzeugung als auch die Nachfrage passgenau steuern. So erlaubt der technische Fortschritt Flexibilität in einem Maße, wie sie vorher nicht gegeben war.“

Dr. Thorsten Ebert, Städtische Werke AG Kassel

„Mit einer digitalen Plattformlösung möchte die EAM ihren Kunden Anreize bieten, Strom dann zu verbrauchen, zu produzieren oder zu speichern, wenn es erforderlich ist. Diese Flexibilität seitens der Kunden soll dabei mit einem neuen regionalen Marktmechanismus honoriert werden.“

Dr. Sebastian Breker, EnergieNetzMitte



„Für Großverbraucher existieren heute noch eine Reihe finanzieller Anreize, die eher ein dauerhaftes, grundlastdienliches Verbrauchsverhalten belohnen, anstatt Flexibilität aktiv zu fördern. Deren Überwindung, zusammen mit einer konsequenten Gestaltung und Verbreitung preisvariabler Stromtarife, könnte Demand Side Management als eine weitere Flexibilitätsmaßnahme aktivieren.“

Prof. Thomas Stetz,
Technische Hochschule Mittelhessen

„Industrie und Gewerbe können durch Demand Side Management auf Schwankungen im Verteilnetz reagieren und somit zur Stabilität im Stromnetz beitragen. Es gilt aktuell die Anforderungen an Flexibilitätsoptionen zu konkretisieren und den Wert für flexibles Lastverhalten zu ermitteln.“

Florian Rode, Limón GmbH

„Sektorenkopplung in Quartieren ist volkswirtschaftlich sinnvoll und eröffnet vielfältige Flexibilitätsoptionen, die eine zuverlässige und sichere Energieversorgung gewährleisten.“

Norman Gerhardt, Fraunhofer IEE

„Wir brauchen flexible Blockheizkraftwerke für die Energiewende.“

Robert Wasser,
Energethik Ingeniurgesellschaft mbH

„Um die Netze über alle Ebenen an die Anforderungen der Energiewende anzupassen, ist die Definition von einheitlichen Datenformaten und Schnittstellen notwendig. So können von Forschung und Wirtschaft innovative Methoden entwickelt und umgesetzt werden, die unabhängig von Spannungsebenen und Netzbetreibern alle Möglichkeiten zum flexiblen Betrieb der Netze nutzen.“

Dr. Sebastian Wende-von Berg, Fraunhofer IEE

„Das Stromverteilnetz und die Digitalisierung müssen gemeinsam gedacht und geplant werden. Die normen- und gesetzeskonforme intelligente Ortsnetzstation wird hierbei zum wichtigen Datenknoten, um den zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden.“

Matthias Pfeffer, Ingenieurbüro Pfeffer GmbH

„Die Anpassung des gesetzlich-regulatorischen Rahmens ist essentielle Grundlage für marktorientierte Flexibilitätslösungen in deutschen Verteilnetzen.“

Prof. Heike Wetzel, Universität Kassel

„Wenn der Einsatz von Flexibilitäten durch den Verteilnetzbetreiber politisch gewollt ist, müssen die Rahmenbedingungen hierfür sowohl auf Nachfrage- als auch auf Anbieterseite angepasst werden.“

Dr. Michael Weise,
Kanzlei Becker Büttner Held PartGmbH

■ VORSTELLUNG DER VERANSTALTER

Das House of Energy

Das House of Energy e.V. (HoE) mit Sitz in Kassel versteht sich als „Denkfabrik“, die von Wirtschaft, Wissenschaft, Universitäten, Hochschulen und Forschungseinrichtungen sowie der Hessischen Landesregierung getragen wird. Es arbeitet transdisziplinär und unterstützt die Energiewende in Hessen konzeptionell und wissenschaftlich. Als Kompetenzzentrum, Kommunikations-, Koordinations- und Wissenstransferplattform initiiert und begleitet das HoE zukunftsweisende Projekte mit technologischem Schwerpunkt.

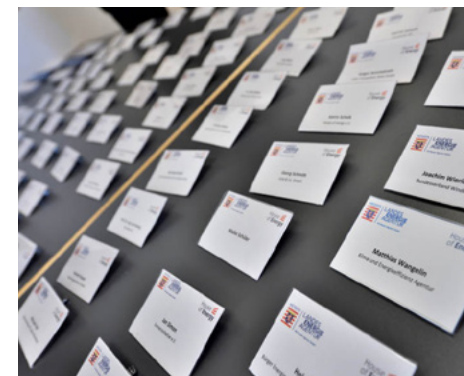
Mehr unter www.house-of-energy.org



Die Hessische LandesEnergieAgentur

Aktivieren, koordinieren und umsetzen! Das ist das Motto der im Jahr 2017 neu gegründeten Hessischen LandesEnergieAgentur. Diese übernimmt im Auftrag der Hessischen Landesregierung zentrale Aufgaben bei der Umsetzung der Energiewende und des Klimaschutzes.

Ein Schwerpunkt der Aktivitäten richtet sich an hessische Kommunen, die vielfältige Unterstützung bei kommunalen Strategien und Maßnahmen zum Klimaschutz, zur Energieeffizienz, Energieeinsparung und zum Ausbau erneuerbarer Energien erhalten können. Privatpersonen finden Rat und Unterstützung bei Baumaßnahmen über die hessische Energiesparaktion. Die LandesEnergieAgentur versteht sich auch als Informationsplattform und macht bei Fragen rund um Klimaschutz und zur Energiewende Informationsangebote für Bürgerinnen und Bürger und künftig auch für Unternehmen und alle Arten von Organisationen in Hessen.



Teil 1

Eckpunkte des hessischen Stromnetzes der Zukunft: Ergebnisse der Verteilnetzstudie

Das Wichtigste in Kürze

Die **Erschließung der Flexibilitätspotenziale** bzw. der Potenziale für ein netzdienliches Verhalten der Prosumer wird eine wichtige Aufgabe sein, um Netzausbaukosten einzusparen.

Bei der Erschließung der Flexibilitätspotenziale spielt die **Digitalisierung** der Prozesse und Aufgaben eine wesentliche Rolle. Die Digitalisierung ermöglicht eine intelligente Verknüpfung und **Koordination der dezentralen Energieanlagen**.

Bei der **Architektur** der neuen digitalen Informations- und Kommunikationsinfrastrukturen ist darauf zu achten, dass das **System robust** und resilient gegenüber Störungen von außen ist. Dann kann die Ausfallsicherheit insgesamt verbessert werden.

Regionale Flexibilitätsmärkte könnten ökonomische Anreize zur Optimierung der Netzauslastung bieten. Dazu werden aktuell im Rahmen des Projektes C/sells Konzepte entwickelt und im Reallabor untersucht und erprobt.

Virtuelle Kraftwerke können hilfreich sein, um die Anteile ökologisch erzeugten Stroms in den Vertriebsportfolien örtlicher Versorger zu erhöhen.

Verteilnetze spielen eine **Schlüsselrolle** für die Erreichung der energiepolitischen Ziele.

Zukünftig werden die **Anforderungen an die Verteilnetze** steigen. Hierfür gilt es, neue Lösungen zu entwickeln. **Die Zunahme von Anwendungen** der Sektorenkopplung, wie E-Mobilität oder elektrische Wärmepumpen, werden dazu führen, dass der Stromverbrauch in Hessen insgesamt steigt – mit regionalen Unterschieden. Zudem wird der Anteil schwankender Einspeisung von erneuerbaren Energien steigen.

Die Netzausbauplanung muss auf eine in die **Zukunft** ausgerichtete, strategische Planung umgestellt werden, um mehrere Ausbauschritte zu vermeiden. Dazu ist der **Dialog** aller Beteiligten erforderlich.

Der Netzausbau kann wirtschaftlich weiter optimiert werden, wenn zusätzlich zu den konventionellen Mitteln auch neuere, flexible Technologien oder Planungsansätze eingesetzt werden, die vermehrt die **Möglichkeiten eines dynamischen Betriebs der Netze** berücksichtigen.

■ DAS HESSISCHE STROMNETZ DER ZUKUNFT – ERKENNTNISSE AUS DER VERTEILNETZSTUDIE HESSEN 2024–2034

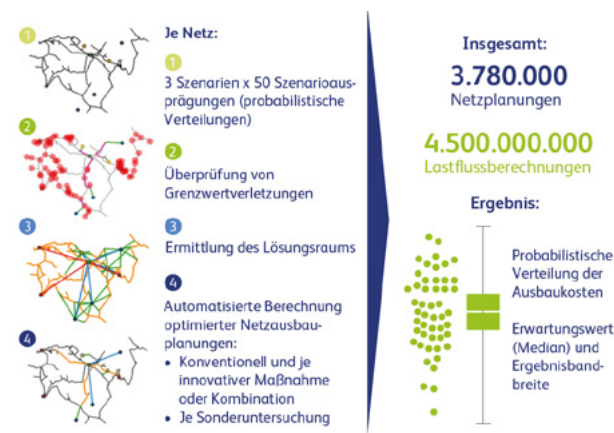
| Dr. Ilja Krybus, BearingPoint GmbH

| Prof. Dr. Martin Braun, Fraunhofer IEE

Seit einigen Jahren befindet sich das Energiesystem mit der Energiewende in einer Transformation, die langfristig in einer hohen Nachhaltigkeit münden soll. Dabei soll die bisher überwiegende Nutzung fossiler Energieträger durch Erneuerbare Energien ersetzt und der Gesamtenergieverbrauch durch Effizienzmaßnahmen gesenkt werden. In Hessen wurden für diese Energiewende energiepolitische Ziele definiert, die in Teilen über die bundesweiten Ziele hinausgehen. Dies trifft insbesondere auf das formulierte Ziel der vollständigen Deckung des Endenergieverbrauchs für Strom und Wärme durch Erneuerbare Energien bis 2050 zu.

Vor dem Hintergrund, dass fast die gesamte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien an Land durch Verteilnetze aufgenommen wird und viele neue nachhaltige Anwendungen wie Elektromobilität und elektrische Wärmepumpen direkt an den Verteilnetzen angeschlossen werden, haben die Verteilnetze eine exponierte Rolle in dieser Transformation und einen hohen Beitrag für das Erreichen der energiepolitischen Ziele zu leisten. Daher ist es wichtig, rechtzeitig die zukünftigen Anforderungen an die Verteilnetze detailliert zu ermitteln und relevante Möglichkeiten zu identifizieren, die Verteilnetze optimiert für ihre wachsenden Aufgaben weiterzuentwickeln.

Aus diesem Grund wurde durch die Management- und Technologieberatung BearingPoint GmbH und das Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik die Verteilnetzstudie Hessen durchgeführt. Die Verteilnetzstudie untersucht drei Szenarien, die jeweils unterschiedliche Umsetzungsgeschwindigkeiten der Energiewende in Hessen repräsentieren. Für diese werden umfangreiche Berechnungen (vgl. Abbildung rechts) durchgeführt, die die Anforderungen an die Verteilnetze und den dort bis 2024 und 2034 zu erwartenden Netzausbau im Land ermitteln.



Vorgehensüberblick und Mengengerüst der Berechnungen in der Verteilnetzstudie Hessen

Im Weiteren werden ausgewählte Erkenntnisse der Verteilnetzstudie, bezogen auf das mittlere Szenario, vorgestellt, das sich an dem für die bundesweite Energiewende prognostizierten Verlauf orientiert.

Das Energiesystem in Hessen hat sich im Zuge der Energiewende bereits verändert und wird bis 2024 bzw. 2034 weitere wesentliche Veränderungen erfahren. Der bilanzielle Anteil der Erneuerbaren Energien am Verbrauch wird sich von 14 Prozent (2014) auf 43 Prozent (2034) deutlich erhöhen. Der Zubau von Erneuerbaren Energien erfolgt hierbei räumlich sehr verschieden. Bedingt durch die Raumordnung für Windenergie ist in einigen Regionen auch mit dem Rückbau von Windenergieanlagen zu rechnen.

Der bisherige Stromverbrauch wird aufgrund von Effizienzmaßnahmen sinken. Die erzielten Effizienzgewinne werden jedoch überwiegend durch neue Anwendungen, beispielsweise infolge der voranschreitenden Digitalisierung, wieder aufgehoben. Insbesondere die neuen sektorenkoppelnden Anwendungen wie E-Mobilität oder elektrische Wärmepumpen wer-



Prof. Dr. Martin Braun | Fraunhofer IEE

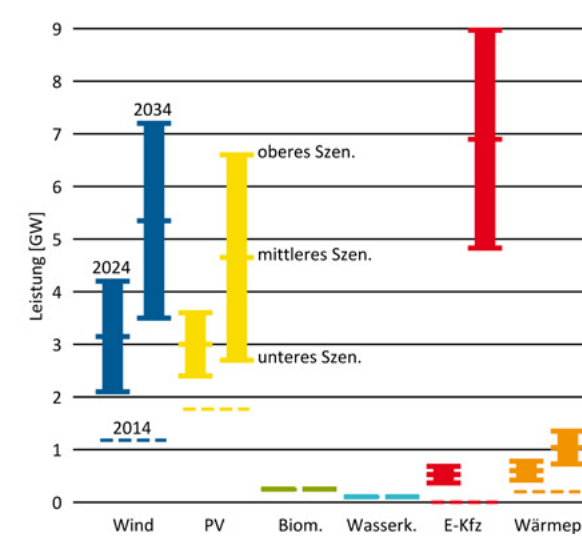
Prof. Dr.-Ing. Martin Braun studierte an der Universität Stuttgart „Elektro- und Informationstechnik“ und „technisch orientierte Betriebswirtschaftslehre“. In den Jahren 2005–2008 arbeitete er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) in Kassel in der Gruppe „Elektrische Netze“. Er promovierte 2008 an der Universität Kassel über das Thema „Bereitstellung von Netzdienstleistungen durch dezentrale Erzeuger“. Im Anschluss daran leitete er die Forschungsgruppe „Dezentrale Netzdienstleistungen“ am Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in Kassel.

2010–2012 war Martin Braun Juniorprofessor für „Smart Power Grids“ am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Stuttgart. Seit September 2012 ist er Professor an der Universität Kassel und leitet das Fachgebiet „Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze“. Parallel dazu leitet er seit 2012 die Abteilung „Betrieb Verteilungsnetze“ am Fraunhofer IWES. Seit 2018 koordiniert er das Geschäftsfeld „Netzplanung und Netzbetrieb“ am Fraunhofer IEE.

den durch Verlagerung des Verbrauchs von anderen Energieträgern auf elektrischen Strom dazu führen, dass der Stromverbrauch in Hessen insgesamt sogar steigt. Auch hier werden regionale Unterschiede deutlich. An besonderen Standorten kommen des Weiteren zusätzliche Strombedarfe durch den erwarteten Zubau von Anlagen wie Rechenzentren oder durch den weiteren Ausbau des Frankfurter Flughafens hinzu. Der erwartete Mehrverbrauch bezogen auf das Land beträgt verglichen mit 2014 insgesamt rund 9 Prozent.

Für die Auslegung der Netze müssen die auftretenden Leistungen der Einspeisung und des Verbrauchs he-

rangezogen werden (vgl. Abbildung links). Hier spiegelt sich die wachsende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in zusätzlicher Leistung von mehr als 6 GW in 2024 bzw. 10 GW in 2034 wider. Der hinzukommende Verbrauch aus den betrachteten sektorenkoppelnden Anwendungen beträgt landesweit 0,8 GW in 2024 bzw. 8 GW in 2034. Diese nominale Mehrleistung wird in der Realität nicht erreicht, weil die angeschlossenen Anlagen ihre maximale Leistung zu keinem Zeitpunkt alle gemeinsam realisieren. Durch Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren reduzieren sich also die genannten Werte abhängig von der Anzahl der Netznutzer in den jeweils konkreten Netzen.

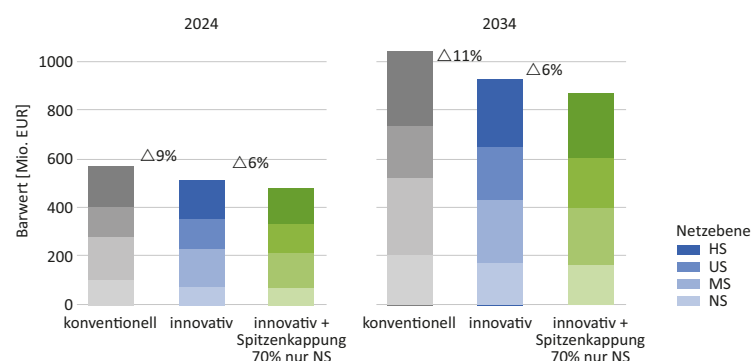


Erwartete Leistungsänderung bei Erneuerbare Energien und treibenden sektorenkoppelnden Verbrauchern

Die Berechnungen der Verteilnetzstudie zeigen auf, dass unter Annahme dieser auf die einzelnen Netze weiter aufgeschlüsselten Leistungen bis 2024 ein Netzausbaubedarf voraussichtlich im Umfang von 570 Mio. Euro und bis 2034 von rund 1 Mrd. Euro entsteht, wenn der Netzausbau lediglich mit konventionellen Technologien und Planungsansätzen realisiert wird. Dazu wird bereits angenommen, dass der Netzausbau optimiert und unmittelbar auf den für 2024 bzw. 2034 erwarteten Zielzustand durchgeführt wird. Bei Umsetzung von bisher üblichen sukzessiven Netzausbaupfaden muss mit nennenswerten Zusatzkosten gerechnet werden.

Der Netzausbau kann wirtschaftlich weiter optimiert werden, wenn zusätzlich zu den konventionellen Mitteln auch neuere, flexible Technologien oder Planungsansätze eingesetzt werden, die vermehrt die

Möglichkeit eines dynamischen Betriebs der Netze berücksichtigen (vgl. Abbildung unten). Wenn dabei lediglich die Mittel konsequent eingesetzt werden, die schon heute realistisch zur Verfügung stehen, können die Netzausbaukosten um 9 Prozent bis 2024 bzw. 11 Prozent bis 2034 vermindert werden. Diese Mittel umfassen beispielsweise regelbare Ortsnetztransformatoren, Blindleistungsbereitstellung durch Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, Leistungskompoundierung (leistungsabhängige Regelung der Stufenschalter in Umspannwerken), Hochtemperaturleiterseile oder Leitungsmonitoring.



Hochgerechnete energiewendebedingte Ausbaukosten für die Verteilnetze in Hessen

Zusätzliche rund 6 Prozent an Netzausbaukosten können unter Berücksichtigung der über die Netzebenen eintretenden kumulativen Wirkung der statischen Einspeiseleistungsbegrenzung von Photovoltaik in der Niederspannung als sehr einfacher Form der Spitzen-

kappung eingespart werden. Hier tragen die Photovoltaikanlagen insofern zur Netzausbauentlastung bei, dass in wenigen Jahresstunden deren erzielbare maximale Leistung nicht vollends in die Netze eingespeist wird. Die Netze können dann geringer als es für die Aufnahme dieser nur in Ausnahmefällen eintretenden Leistung erforderlich wäre ausgelegt werden. Weitergehende dynamische Formen der Spitzenkappung sind zwar effizienter, erfordern jedoch zusätzliche Maßnahmen zur Herstellung der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Anlagen und Netze und sind mit Ersatzkosten für die abgeregelte Einspeisung verbunden. Deren Potenziale können im Rahmen eines zunehmend dynamischen Netzbetriebs zukünftig erschlossen werden.

Mit dem Einsatz von Flexibilitäten bzw. durch netzdienliches Verhalten der Prosumer sind die höchsten Potenziale auf den Netzausbau verknüpft. Prosumer sind in diesem Zusammenhang die Netznutzer, die Strom verbrauchen, aber auch einspeisen oder gegebenenfalls in lokalen Batterien speichern können. Ein netzdienliches Verhalten liegt dann vor, wenn Prosumer ihren Verbrauch oder ihre Einspeisung an die aktuelle Netzauslastung so anpassen oder zeitlich verlagern, dass sie das Netz situativ geeignet entlasten. Mit durchgeführten Sensitivitätsanalysen zeigt die Verteilnetzstudie auf, dass durch netzdienliches Verhalten der Prosumer eine Verminderung des Netzausbaubedarfs und der zugehörigen Kosten um rund 40 Prozent möglich wird. Ein für die Netze ungünstiges, an zentralen

Energiemarktpreisen orientiertes Verhalten der Prosumer mit hohen Gleichzeitigkeitsgraden kann dagegen zu Mehrbedarf an Netzausbau im Umfang von rund 60 Prozent führen.

Die netzdienlichen Potenziale der Prosumer zu erschließen wird daher eine wichtige Aufgabe im Rahmen der Transformation des Energiesystems sein. Im Hinblick auf die langfristige Perspektive der gewünschten vollständigen Deckung des Endenergiebedarfs für Strom und Wärme bis 2050, müssen mit der im Vergleich zu den für 2024 und 2034 betrachteten Szenarien noch deutlich höhere Leistungen aus Erneuerbaren Energien und sektorenkoppelnden Verbrauchern in die Netze integriert werden.

Ein effizienter Netzausbau in Hessen, so wie ihn die Verteilnetzstudie prognostiziert, kann erreicht werden, wenn die Netzbetreiber die netzplanerischen Optionen konventioneller, innovativer Maßnahmen und die Berücksichtigung netzdienlicher Flexibilitäten bemessen auf die Zielnetze in 2034 technologieneutral optimiert einsetzen.

Aus heutiger Sicht ist die technische Machbarkeit (Zielnetzplanung, innovative Mittel) bereits gegeben oder es zeichnen sich die relevanten technischen und prozessualen Lösungsmöglichkeiten in laufenden Pilotvorhaben ab (Flexibilitäten).

Aus wirtschaftlicher Sicht wird bisweilen von der nationalen Regulierungsbehörde eine Unwucht in der bestehenden Regulierung erkannt, die dazu führt, dass unter betriebswirtschaftlich rationalen Entscheidungen der Netzbetreiber oftmals konventionelle Maßnahmen realisiert werden, wo innovative oder dynamische Ansätze für die Allgemeinheit langfristig günstiger sein könnten.

Eine umfangreiche Berücksichtigung netzdienlicher Potenziale der Prosumer bei den Ausbauplanungen der Netzbetreiber wird erst dann möglich, wenn grundlegende Regelungen getroffen werden, auf welche Weise sich Prosumer an der Netzstabilität beteiligen können, wie deren netzdienliche Beiträge aktiviert werden und in welchem Umfang diese gegebenenfalls zu vergütet sind.

An diesen Stellen sollten im Dialog der Beteiligten zeitnah relevante Konzepte entwickelt werden, um die Verteilnetze für die Zukunft weiterhin sicher und optimal auszugestalten. Der Abschlussbericht der Verteilnetzstudie gibt neue Impulse und unterstützt diesen Dialog durch die Erläuterung der Ergebnisse aus den durchgeführten Netzplanungen und den daraus resultierenden Handlungsempfehlungen.

Im Rahmen der **Verteilnetzstudie Hessen** wurden neue methodischen Ansätze eingesetzt, um die Unsicherheit zukünftiger Entwicklungen fassbar zu machen. Dafür wurde durch einen probabilistischen Ansatz mit variabler Position und Leistungshöhe zukünftiger Anlagen im Verteilungsnetz der Netzausbau für ein großes Spektrum betrachtet. So lässt sich der Netzausbaubedarf mit einer Bandbreite bestimmen und die Netzgebiete nach unterschiedlichen Handlungsbedarfen klassifizieren.

Zudem konnten neue Methoden zur automatisierten Optimierung der Netzausbaubedarfe mit den beteiligten Netzbetreibern und den zur Berechnung bereitgestellten Netzdaten validiert werden. Mit der Studie konnte die Funktionsfähigkeit der Software „pandapower pro“ auf allen Verteilnetzebenen nachgewiesen werden. Diese Planungswerkzeuge bieten Netzbetreibern die Möglichkeit umfassendere Analysen und Optimierungen ihrer Netze durchzuführen als dies heute der Fall ist.

Die Verteilnetzstudie wurde im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung durchgeführt.

Hinweis: Die Verteilnetzstudie Hessen ist in den Mediatheken von House of Energy e.V. und Energieland Hessen online verfügbar.



Dr. Ilja Krybus | BearingPoint GmbH

Dr. Ilja Krybus verantwortet in der Management- und Technologieberatung BearingPoint GmbH unter anderem den Bereich Übertragungs- und Verteilnetze. In der Energiewirtschaft berät er Kunden in Fragestellungen von Strategie, Fachprozessen, Digitalisierung der Energiewirtschaft und Regulierung. Herr Krybus ist Gesamtprojektleiter der Verteilnetzstudie Hessen und koordiniert derzeit neben Beratungsprojekten strategische Marktstudien sowie die Methodenentwicklung, beispielsweise in den verschiedenen Themenfeldern der Sektorenkopplung.

■ PRAXISIMPULSE AUS MODELLPROJEKTEN

Das virtuelle Kraftwerk der Stadtwerke Union Nordhessen (SUN)

| Dr. Thorsten Ebert, Städtische Werke AG Kassel

Die Umsetzung der Energiewende vollzieht sich auf verschiedenen Ebenen mit unterschiedlichen Akteuren. In Zukunft wird in einem immer größeren Ausmaß Energie regenerativ und dezentral erzeugt. Eine nachhaltige Energieversorgung und Stärkung der regionalen Wertschöpfung sind zentrale Anliegen der Stadtwerke Union Nordhessen (SUN) und ihrer Projektpartner aus nordhessischer Wirtschaft und Forschung.

Die Weiterentwicklung des Energiesystems liegt in einer fortschreitenden Nutzung von Flexibilitäten seitens dezentraler Energieerzeuger zum einen und Steuerung der Nachfrageseite zum anderen. Hierbei spielt die Digitalisierung der Prozesse und Aufgaben eine wesentliche Rolle. Mittels der Digitalisierung wird eine intelligente Verknüpfung von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern zur Verbesserung der Integration von Erneuerbaren Energien und dezentralen flexiblen Kapazitäten möglich.

Im Rahmen des Projekts „regio:VK“ (HA-Projekt-Nr.: 449/14-39) haben CUBE Engineering (Ramboll), Fraunhofer IEE und die SUN Stadtwerkepartner aus Kassel, Eschwege und Wolfhagen Einsatzsysteme für virtuelle

Kraftwerke und flexibel steuerbare Biogasanlagen und Biomethan-BHKW optimiert und zur Marktreife gebracht. Dabei verfolgten sie zwei Ansätze: Einerseits die Optimierung und Marktintegration individueller Anlagen unter Berücksichtigung standortspezifischer Restriktionen hinsichtlich Wärmesenke und Speicherkapazität, andererseits die Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks (VK) in Nordhessen und die damit verbundene Integration erneuerbarer Erzeugung bei einem lokalen Versorger.

Die geschaffenen Systeme und das gewonnene Know-how stärken den Transformationsprozess auf regionaler Ebene und erhöhen gleichzeitig den Anteil ökologisch produzierten Stroms durch örtliche Versorger.

Seit Projektabschluss Anfang 2016 wird von der Städtischen Werke AG aus Kassel ein Integrationskonzept entwickelt, um das virtuelle Kraftwerk auch in die operativen Unternehmensprozesse überzuleiten und um weitere Anwendungsfelder zu ergänzen. Nach der Konzeptionierung und IT-technischen Prozessintegration läuft die Software derzeit im Testbetrieb und befindet sich in der IT-Landschaft der Städtischen Werke AG.

Dr. Thorsten Ebert | Städtische Werke AG Kassel

Dr. Thorsten Ebert ist Vorstand der Städtischen Werke AG, Kassel und der Kasseler Verkehrs-Gesellschaft AG. Zu seinen Zuständigkeitsbereichen gehören u. a. Erneuerbare Energien und kommunale Kooperationen, wie etwa im Rahmen der Stadtwerke Union Nordhessen (SUN) und der Rekommunalisierung der Stromversorgung mit nordhessischen Städten und Gemeinden. Dr. Thorsten Ebert hat Wirtschaftswissenschaften an der Universität Kassel studiert.

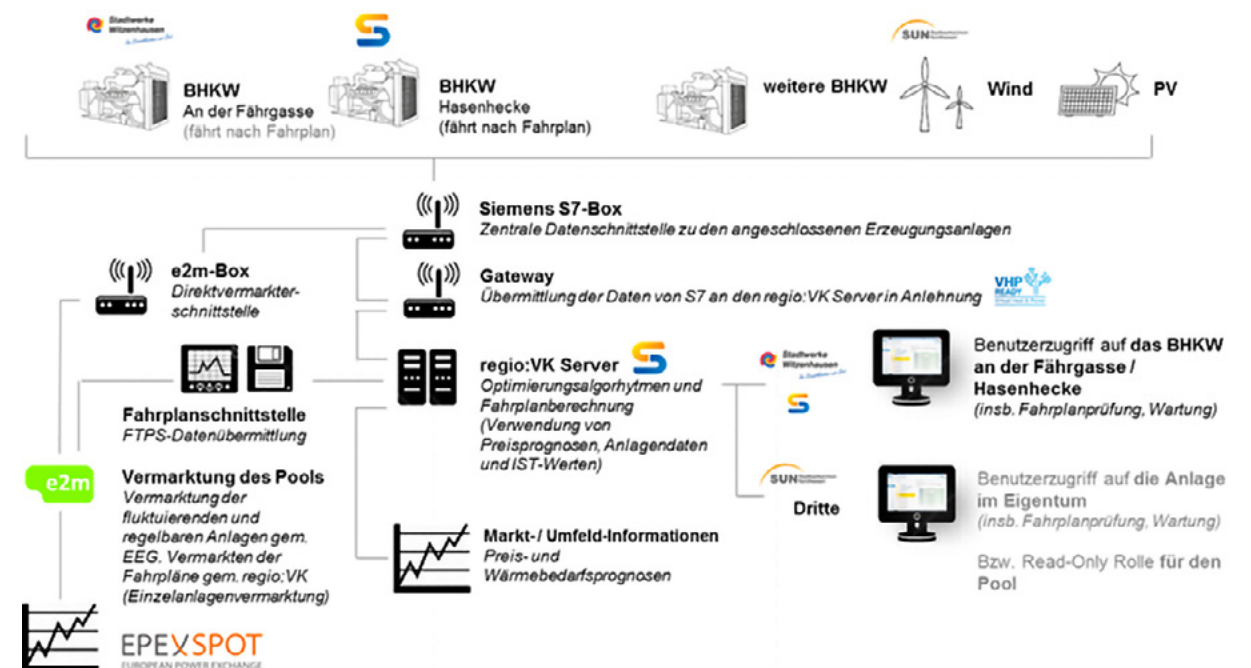


Nachfolgende Eckpunkte skizzieren den derzeitigen Umsetzungsstand:

• IT-Umfeld

Wie im Schaubild dargestellt, ist die Software bei der Städtischen Werke AG integriert und kann von den zugriffsberechtigten Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern

installiert und genutzt werden. Zusätzlich haben seit Ende 2017 alle SUN-Partner über einen VPN-Tunnel Zugriff auf die Software erhalten. Hierfür wurde ein Rollenkonzept entwickelt, das eine dezentrale Nutzung der Anwendungen ermöglicht. Dies ist von strategischer Relevanz, wenn mittelfristig weitere Anlagen von Dritten eingebunden und teilweise oder umfassend Dienstleistungen zur Vermarktung angeboten werden.



• Steuerbare Anlagen: BHKW „Hasenhecke“ / BHKW „Fährgrasse“

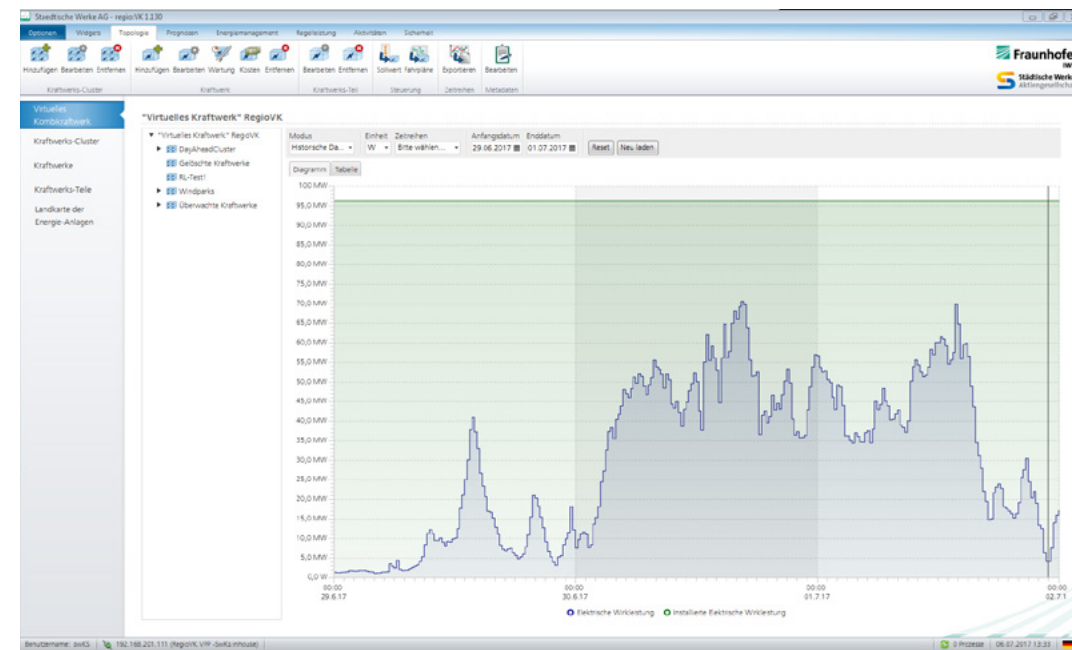
Nach erfolgreicher Anbindung und Speicherzubau des Blockheizkraftwerks (BHKW) „Hasenhecke“ läuft aktuell der Testbetrieb zur Fahrplanübermittlung. Die Optimierung der Fahrpläne ergibt sich unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen wie Wärmebedarf, Strompreisprognosen und Füllstand des Wärmespeichers. Die im Rahmen des Entwicklungsprozesses erkannten offenen Punkte wurden abgearbeitet und die Datenkommunikation mit allen Verantwortlichen (Anlagenbetreiber, Betriebsführer, Direktvermarkter und IT-Dienstleister) abgestimmt. Die dauerhafte „echte“ Vermarktung der Anlage nach Fahrplan ist seit Kurzem möglich.



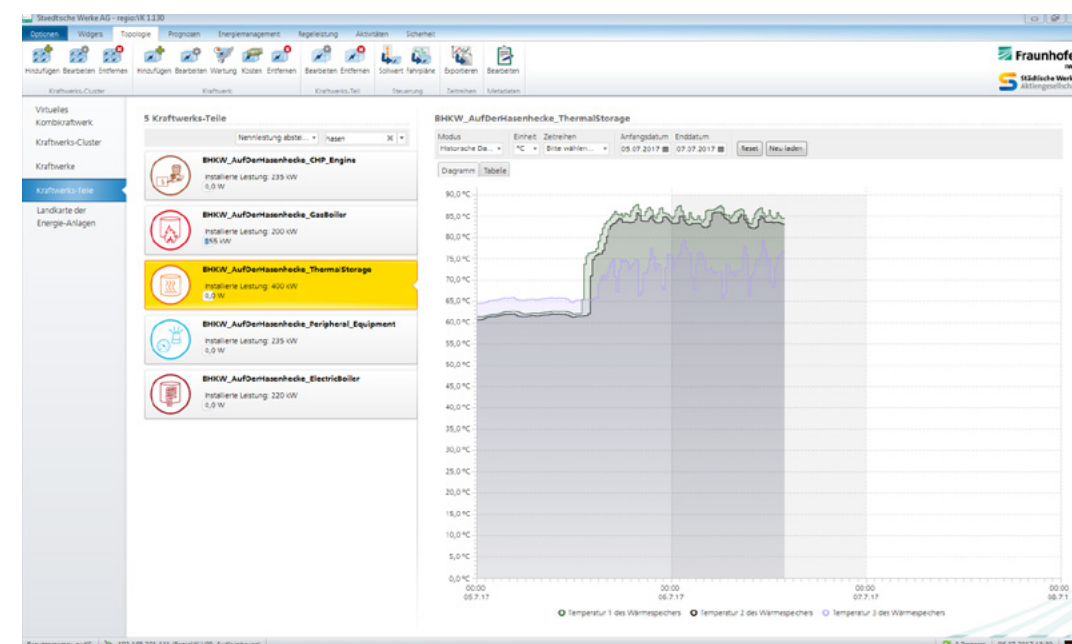
Für das BHKW „An der Fährgasse“ ist in Abstimmung mit dem Direktvermarkter eine mehrstufige Vermarktungsstrategie geplant. Die Anlage soll primär ihre Flexibilität am Regelenenergiemarkt anbieten. Sollte sie hierfür jedoch für eine gewisse Zeit nicht zum Zuge kommen, kann die Fahrweise nach Fahrplan gewechselt werden. Die Umsetzung dieser Vermarktungsstrategie mit allen erforderlichen IT-Schnittstellen ist ebenfalls ein kurzfristig anstehendes Arbeitsziel.

Derzeit befinden sich die Städtische Werke AG und das Fraunhofer IEE gemeinsam in der Entwicklung einer Skizze für die Weiterentwicklung des virtuellen Kraftwerks im Rahmen eines weiteren Förderprojekts. Dabei soll im Kern das Ziel verfolgt werden, die Software um verschiedene Aspekte modular zu erweitern, unterschiedliche Elemente mit intelligenten Mess- und Steuerungssystemen in das Kraftwerk zu integrieren und somit neue, im besten Fall sektorenübergreifende, Geschäftsmodelle bei Energieversorgern zu ermöglichen und die Gesamterzeugung planbarer zu gestalten.

Einblicke in die aktuelle Softwareversion



Aggregierte Sicht



Kraftwerkskomponente Wärmespeicher – BHKW „Hasenhecke“

C/sells: Nutzung von Flexibilitäten im regionalen Markt in Dillenburg

| Dr. Sebastian Breker,
EnergieNetz Mitte GmbH



Das SINTEG-Projekt C/sells setzt in den drei Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg und Hessen mit über 50 Partnern aus Wirtschaft und Forschung eine intelligente, dezentrale Versorgung, basierend auf Erneuerbaren Energien um.

Der regionale Flexibilitätsmarkt im Kontext der Energiewende

Für die Zukunft ergibt sich ein erheblicher Handlungsbedarf, um die steigende Anzahl Erneuerbarer Energien sowie von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen gesamtsystemisch in die regionalen Stromnetze zu integrieren. Investitionen in die Netzinfrastruktur sind dabei zu minimieren, da der Netzausbau durch einen Anteil im Strompreis, dem Netzentgelt, durch den Letztverbraucher finanziert wird.

In Zukunft kann eine intelligente Steuerung des Verbrauchs- und Erzeugungsverhaltens im Stromnetz dazu genutzt werden, die Netzstruktur effizienter zu nutzen. Dazu muss das Verteilnetz für den flexiblen Austausch von Energie und Informationen so ausgelegt werden, dass Produktion, Speicherung und Verbrauch von Strom flexibel gesteuert werden können. Dazu sind entsprechende ökonomische Anreize zu schaffen. Dem Letztverbraucher muss zukünftig ein wirtschaftliches, sicheres und umweltfreundliches Energiesystem geboten werden, an dessen Mechanismen er aktiv als Konsument, Produzent oder einer Kombination aus beiden, als „Prosumer“, teilnehmen kann, um so individuell einen Beitrag zur Kostensenkung zu leisten.

Die Schaffung von ökonomischen Anreizen zur Optimierung der Netzauslastung wird durch einen regionalen Marktplatz erreicht. Die Konzeption und das Design

Dr. Sebastian Breker | EnergieNetz Mitte GmbH

Nach seiner Ausbildung zum Elektroniker für Betriebstechnik bei der E.ON Mitte AG hat Sebastian Breker an der Universität Kassel das Studium der Elektrotechnik mit Auszeichnung und das Studium des Wirtschaftsingenieurwesens abgeschlossen. Nebenberuflich promovierte er im Fachgebiet „Intelligente Eingebettete Systeme“ an der Universität Kassel, zum Thema „Klassifikation von Niederspannungsnetzen mit Support Vector Machines“.

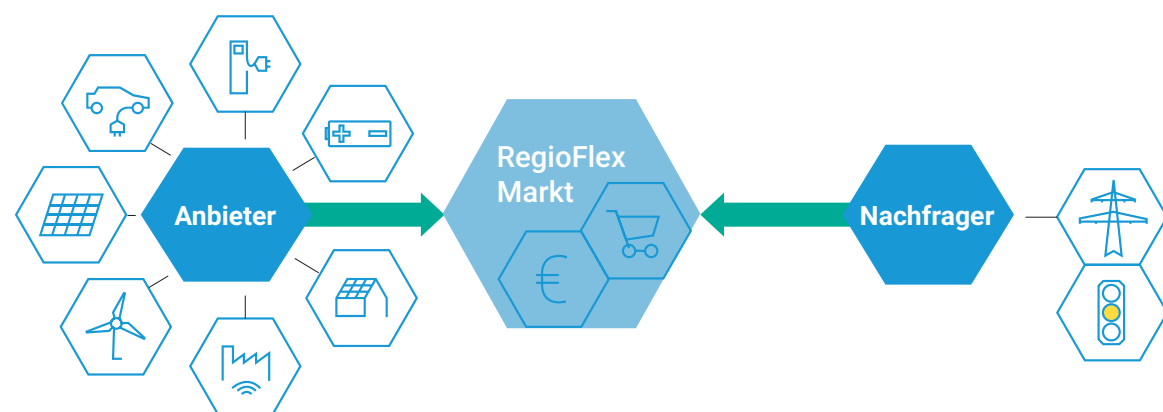
Von 2011 bis 2014 war er bei der E.ON Mitte AG als strategischer Netzplaner tätig.

In 2014 hat er bei der EnergieNetz Mitte GmbH die Leitung des Asset Managements übernommen; und seit Juli 2017 zusätzlich die Leitung der Verbundkoordination des SINTEG-Vorhabens „C/sells“.

des Marktplatzes in C/sells übernehmen die Fachgebiete „Kommunikationstechnik“ (ComTec), „Dezentrale Energiewirtschaft“ und „Intelligente Eingebettete Systeme“ der Universität Kassel gemeinsam mit dem kommunalen Energieversorger EAM. Mit der Einrichtung des Marktes im „Reallabor“ wird der Nachweis erbracht, dass auf Ebene regionaler Stromnetze Situationen beherrscht werden können, wie sie beim weiteren Fortschreiten der Energiewende in den nächsten Jahrzehnten zu erwarten sind. Industriekunden und Erzeuger, die im Stromnetz der EAM angeschlossen sind und bei denen Flexibilitätspotenziale vorhanden sind, werden dabei mittels wirtschaftlicher Anreize für eine Teilnahme an dem regionalen Marktplatz gewonnen. Mit der Stadt Dillenburg konnte zudem ein wichtiger Partner für die Umsetzung aus dem kommunalen Umfeld gewonnen werden.

Schaffung der technischen Voraussetzungen im Netz

Für eine Demonstration des regionalen Marktplatzes müssen technische Voraussetzungen durch die EAM in Dillenburg geschaffen werden. Dazu gehört der Einsatz neuartiger Sensoren und Aktoren sowie intelligenter Stromzähler. Weiterhin sind die Systeme mit dem Netzführungssystem der EAM zu verknüpfen.



Akteure an einem regionalen Marktplatz „RegioFlex“ für Flexibilität

Grundlegende Funktionsweise des regionalen Marktes

Grundlage für den regionalen Marktplatz ist das vom BDEW e.V. erarbeitete Smart-Grids-Ampelkonzept. Wie bei einer Verkehrsampel wird zwischen einer grünen, einer gelben sowie einer roten Ampelphase unterschieden, die jeweils den Netzzustand beschreiben. Die grüne Ampelphase symbolisiert Zeiten, zu denen eine technisch uneingeschränkte Nutzung des Stromnetzes möglich ist, die gelbe Ampelphase lässt kritische Zustände erwarten und die rote Ampelphase zeigt an, dass die Netzstabilität ohne einen Eingriff des Netzbetreibers akut gefährdet ist. Diese rote Ampelphase gilt es möglichst zu vermeiden. In Dillenburg kann in der gelben Ampelphase von der EAM die von den Marktteilnehmern angebotene Flexibilität für das betroffene Stromnetz genutzt werden, um den Eintritt einer roten Ampelphase zu verhindern. Dazu kauft sich die EAM zuvor Regeloptionen von ihren Kunden ein. Der neue Marktplatz soll keineswegs die bestehenden Großhandelsmärkte ersetzen, sondern diese nur um eine Bereitstellung von Flexibilität für das regionale Stromnetz ergänzen. Der regionale Marktplatz wird sich konzeptionell an existierenden Großhandels-Marktplätzen orientieren, jedoch das regionale Marktgebiet der Modellregion umfassen.

Erwartete Ergebnisse

Die Ergebnisse dieser hessischen Aktivitäten in C/sells sollen Erkenntnisse von der Konzeption bis zum Einsatz eines regionalen Marktplatzes im Feld liefern. Sie bilden damit eine fundierte Basis zur weiteren Flexibilisierung des regionalen Stromnetzbetriebes. Weiterhin wird erwartet, dass die Ergebnisse wertvolle Hinweise zur Gestaltung rechtlicher Rahmenbedingungen und somit Input für politische Diskussionen zur Entwicklung des elektrischen Energiesystems liefern werden. Zudem erfolgen auch Anreize zum Mitmachen im Dialog mit Politik und Bürgern.



■ ZENTRALE HERAUSFORDERUNGEN UND LÖSUNGSANSÄTZE

Dokumentation der Podiumsdiskussion

Moderation: Armin Raatz (KEEA)

Dokumentation und redaktionelle Bearbeitung: Dirk Filzek (HoE)

Beteiligte Interviewpartner: Prof. Dr. Martin Braun, Fraunhofer IEE und Universität Kassel | Dr. Ilja Krybus, BearingPoint GmbH | Dr. Thorsten Ebert, Städtische Werke AG Kassel | Dr. Sebastian Breker, EAM – EnergieNetz Mitte GmbH | Robert Wasser, Energethik Ingenieurgesellschaft mbH | Dr. Karsten Mc.Govern, LandesEnergieAgentur

Herr Krybus und Herr Braun, wenn Sie Netzbetreiber wären, was würden Sie tun, um die hessischen Verteilnetze zukunftsfähig zu machen?

Krybus: Es geht darum, die Ausbauplanung in den Verteilnetzen noch mehr auf eine strategische, in die Zukunft gerichtete Planung umzustellen. Das Energiesystem wandelt sich gegenwärtig sehr schnell und wesentlich. Der Netzausbau muss dennoch nachhaltig sein. Dabei ist systematisch mit Unsicherheiten umzugehen, denn natürlich kann heute niemand vorher sagen, welchen konkreten Verlauf die Entwicklungen im Rahmen der Energiewende genau nehmen werden und was dies für die Anforderungen an die Netze bedeutet. Das Ziel einer solch systematischen Herangehensweise ist es, die Versorgungssicherheit auf eine kostenoptimale Art und Weise zu gewährleisten.

Braun: Dabei darf die Stromversorgung nicht isoliert gesehen werden, denn erst durch die Sektorenkopplung, also die Kopplung der Versorgungsinfrastrukturen für Strom, Wärme/Kälte, Gas und Mobilität bietet sich die Chance, sowohl Flexibilitätspotenziale zu heben, als auch sehr effizient mit Energie umzugehen.

Wie erarbeitet man Empfehlungen zur strategischen Netzplanung?

Braun: Wir entwickeln Softwaretools zur automatisierten Netzanalyse und Netzoptimierung, die das digitale Abbild der Netze georeferenziert mit zukünftigen Szenarien betrachten. Die Unsicherheit der Szenarien lässt sich durch eine Vielzahl möglicher zukünftiger räumlicher und zeitlicher Zubauvariationen probabilistisch abbilden. Mit den verfügbaren Analysemethoden wird der netzspezifische Handlungsbedarf bestimmbar. Weiterhin wird ersichtlich, zu welchem Zeitpunkt der Netzbetreiber gefordert ist, zu handeln. Mit den entwickelten Algorithmen und der Umsetzung in Softwaretools wird eine bessere strategische Planung möglich.

Herr Breker, was tut die EAM als Verteilnetzbetreiber im ländlichen Raum?

Breker: Wir haben uns zum Ziel gesetzt, innerhalb des vierjährigen Projektzeitraums des SINTEG-Forschungs-

projektes C/sells massenfähige Lösungen zu entwickeln. Dies ist nicht ganz einfach und es gibt spannende Diskussionsprozesse im Austausch mit den Projektpartnern, aber auch mit den Akteuren in den anderen SINTEG-Leuchtturmprojekten. Wichtig dabei ist, dass auf allen politischen Ebenen ein Dialog stattfindet: mit dem Bund, den Ländern und den Kommunen.

Welches sind die bislang spannendsten Erkenntnisse aus C/sells?

Breker: Im Moment sind wir noch in der Entwicklungsphase, das heißt, richtig spannend wird es erst noch. Im Kern geht es um die Zukunftsplanung für die Stromverteilnetze. Damit im Fall eines prognostizierten Leistungsengpasses bereits auf Verteilnetzebene ein Ausgleich erfolgen kann, müssen im entsprechenden Netzstrang steuerbare Einheiten eingebunden und auch verfügbar sein. Versetzen Sie sich in den Betreiber einer flexibel steuerbaren Anlage: Nach welchen Kriterien optimiert dieser eigentlich den Einsatz seiner Anlagen? Verhält er sich tatsächlich netzdienlich für das jeweilige Netz? Wenn die Anreize von überregionalen Märkten dominieren, können flexible Anlagen durchaus auch zu höheren Netzkosten vor Ort führen. Wir sehen also, dass die Anforderungen an die Netze der Zukunft von ganz verschiedenen Faktoren abhängig sind.

Bedeutet dies, das Verhalten der Anlagenbetreiber hat Auswirkungen auf die Kosten des Netzausbaus?

Braun: So ist es. Ein anderes Beispiel: Denken Sie etwa an Haushalte mit Photovoltaikanlage und Elektroauto. Wir nennen sie Prosumer, da sie Strom produzieren und konsumieren. Das Verhalten von Prosumern ist für Stromversorger nicht immer leicht vorherzusagen. Vorstellbar wäre, dass ein Großteil der Elektroautos gleichzeitig geladen werden, wenn die Menschen am frühen Abend nach Hause kommen. Dabei wäre die Wirkung für das Verteilnetz eine ganz andere, als wenn die E-Autos zeitversetzt über Tag und Nacht und an unterschiedlichen Aufenthaltspunkten geladen werden. Die Gleichzeitigkeit des Ladeverhaltens sowie der Ladeort beeinflusst ganz wesentlich den erforderlichen Netzausbau.

Es geht also darum, den Prosumern gezielte Anreize zu geben, damit sie sich netzdienlich verhalten?

Breker: Genau das! Im Forschungsprojekt C/sells entwickeln wir derzeit konkrete Verfahrensweisen für die Einbindung regionaler Flexibilität in das regionale Netz. Dies soll über einen Marktplatz geschehen, von dem auf der Nachfrageseite die Netzbetreiber profitieren und auf der Anbieterseite Industrie, Gewerbe, aber auch Haushaltskunden.



In welchen Fällen wird der Netzbetreiber auf die ihm angebotene Flexibilität zurückgreifen?

Breker: Grundsätzlich geht es dem Netzbetreiber darum, die vorhandenen Netzkapazitäten besser zu nutzen. Er möchte also Lastspitzen im Netz vermeiden, denn für Lastspitzen benötigt er besonders viel Kabelmasse. Tritt eine Lastspitze auf und die Leitungskapazität reicht dafür nicht aus, sprechen wir von einem Netzengpass. Dann müssen Anlagen ab- oder zugeschaltet werden, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Energiewende bedeutet aber, dass wir vermehrt Strom aus Wind und Sonne erzeugen. Diese Energieerzeugung schwankt stark in der Leistung. Wollen wir nicht regelmäßig Wind- und Solaranlagen abregeln, müssen wir den Netzbetrieb intelligent managen und frühzeitig auf mögliche Netzengpässe reagieren. Dies gibt uns die Chance, Flexibilität gezielt einzusetzen. Dabei sind zwei Arten von Netzengpässen zu unterscheiden: der Schwach- und der Starklastfall. Im Schwachlastfall bringen Photovoltaik- und/oder Windkraftanlagen deutliche höhere Leistungen ins Netz, als von den Verbrauchern abgefragt werden. Ein



Starklastfall könnte zukünftig entstehen, wenn z. B. Wärmepumpen und Elektroautos unkoordiniert geladen werden.

Bleibt es in dem Forschungsprojekt bei theoretischen Betrachtungen oder wird der intelligente Netzbetrieb auch praktisch erprobt?

Breker: Für unsere Entwicklungsarbeit ist die praktische Erprobung ein entscheidender Bestandteil. Dazu wurde in Dillenburg eine Demonstrationzelle errichtet. Diese ist dadurch gekennzeichnet, dass bereits jetzt hohe Anteile von Strom aus Erneuerbaren Energien ins Verteilnetz eingespeist werden. Daher ist damit zu rechnen, dass Situationen auftreten, bei denen wir den Prototyp eines Flexibilitätsmarktes unter Realbedingungen erproben können. Ein besonderes Augenmerk in den Demonstrationzellen gilt der Einbindung und Beteiligung von Prosumern und Bürgern.

Wie muss man sich den Handel an dem Marktplatz vorstellen?

Breker: Das Vorgehen ist so: Am Vortag werden die Netzgrößen prognostiziert, d. h. wir ermitteln die erwartbaren Zustände in den Netzsträngen auf Basis von Wetter-, Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen und unseren Kenntnissen über den strukturellen Aufbau des Netzes. Sofern die Berechnungen für einen bestimmten Zeitabschnitt am Folgetag zeigen, dass für einen stabilen Netzbetrieb alle Grenzwerte eingehalten werden, so sind keine weiteren Maßnahmen erforderlich. Dies nennen wir die grüne Ampelphase. Errechnen sich jedoch für bestimmte Netzstränge Grenzwertverletzungen (gelbe Ampel), so werden über Ausschreibungen an dem Marktplatz geeignete steuerbare Anlagen mit Systemdienstleitungen beauftragt. Wenn der prognostizierte Zeitraum, für den der Handel stattgefunden hat, gekommen ist, werden die Netzzustände beobachtet. Kommt es trotz des Handels immer noch zu Grenzwertverletzungen (rote Ampel), so wird der Netzbetreiber, wie bereits jetzt üblich, betroffene Anlagen hart abregeln. Auf diese Weise bleibt die Versorgungssicherheit zu jeder Zeit gewährleistet.

Herr Dr. Ebert, Sie haben das regionale virtuelle Kraftwerk „regio:VK“ entwickelt und bündeln darin Erneuerbare-Energie-Anlagen der Region. Welche Rolle spielen die Verteilnetze im virtuellen Kraftwerk?

Ebert: Ein virtuelles Kraftwerk ist der nächste logische Schritt in der Umsetzung der Energiewende. Die Digitalisierung macht es möglich, sowohl die dezentrale Energieerzeugung als auch die Nachfrage passgenau zu steuern. Das bringt uns ein Mehr an Flexibilität. Unser virtuelles Kraftwerk „regio:VK“ wurde ursprünglich für den Stromvertrieb konzipiert, also dafür, dass wir zukünftig einen echten regionalen Stromtarif anbieten können. Energiegenossenschaften und Anlagenbetreiber der Region sollen die Möglichkeit erhalten, ihren Strom direkt an Kunden in der Region zu vermarkten. Das Softwaresystem des virtuellen Kraftwerks enthält daher keine Modelle der regionalen Stromnetze. Um die integrierten Energieanlagen für die Verteilnetzbetreiber der Region verfügbar zu machen, wären somit geeignete Schnittstellen und eine entsprechende Weiterentwicklung notwendig. Doch einen Punkt möchte ich betonen: Ich denke, die wichtigste Botschaft ist: Wir brauchen bei der Energiewende deutlich mehr Dynamik.

Was ist entscheidend, um diese Dynamik zu entfalten zu können?

Ebert: Die Städtische Werke AG hat bereits in der Vergangenheit gemeinsam mit der Stadtwerke Union Nordhessen (SUN) vielfältige Schritte getan, um Dynamik in die regionale Energiewende zu bringen. Grundlage waren mehrere Studien mit dem Fraunhofer IEE und der Universität Kassel zu den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Für die praktische Umsetzung haben wir unter Beteiligung von den Bürgerenergiegenossen-

schaften eine Reihe von Erneuerbare-Energien-Anlagen errichtet und das regionale virtuelle Kraftwerk entwickelt. Aktuell entscheidend ist für uns, dass wir insgesamt zu einer intelligenten Zielzustandsplanung für die Stromnetze kommen.

Warum ist die strategische Zielzustandsplanung für die Netzbetreiber so schwer umzusetzen?

Dies setzt voraus, dass wir eine Vorstellung davon haben, wie viele Erneuerbare-Energien-Anlagen wir zukünftig in bestimmten Netzabschnitten erwarten ...

Ebert: Ja, die Herausforderung dabei ist, dass die Bandbreite der Varianten zu groß ist. Sehen Sie, vor 20 Jahren sind wir in der Netzplanung von deutlich weniger Erneuerbare-Energien-Anlagen ausgegangen, als in der Zwischenzeit installiert wurden. Und das heutige Ener-

gieversorgungssystem sieht noch ganz anders aus, als es aussehen würde, wenn wir in Deutschland bis 2050 das angestrebte Ziel von 80 Prozent weniger CO₂-Emissionen erreichen wollen. In der jetzt vorgestellten Verteilnetzstudie hat man sich vorbildlich der Herausforderung angenommen, die große Komplexität systematisch in Zukunftsszenarien abzubilden und daraus wichtige Erkenntnisse abzuleiten.

Herr Krybus, die strukturellen Veränderungen werden auch Zwischenschritte erfordern, die planerisch mit einzubinden sind. Verteuern diese

Zwischenschritte nicht das Gesamtprojekt?

Ebert: Netzbetreiber unterliegen einem regulierten Markt. Es gibt große Unterschiede zwischen den Vorgaben der Regulierung und dem, was jetzt umgesetzt werden muss. Stromnetze werden über einen Zeitraum von 20–30 Jahren abgeschrieben. Der Netzbetreiber kann sich allerdings nur solche Kosten anrechnen lassen, die sich aus dem aktuellen Netzausbaubedarf ergeben und nicht aus einem geplanten Zielzustand nach diesen 20–30 Jahren. Möglicherweise ergibt aber der heutige Netzausbau später keinen Sinn mehr und es wäre besser gewesen, an anderer Stelle das Netz auszubauen. Ähnlich verhält es sich mit den Gasnetzen: Wenn ich hier einen Teil ersetze, muss ich wissen, dass ich ihn 40–50 Jahre noch betreiben kann, damit das wirtschaftlich Sinn ergibt. Der Ansatz besteht also darin, systematisch in diejenige Infrastruktur zu investieren, die absehbar zukünftig benötigt wird.

Krybus : Unter der heutigen Regulierung ist es für Verteilnetzbetreiber durchaus herausfordernd, wirtschaftliche Anerkennung für auf Langfristszenarien geplante Ausbaumaßnahmen zu erhalten. Bis zum tatsächlichen Eintreten der langfristigen Szenarien gelten solche Maßnahmen häufig als ineffizient, weil auf heutige Bedarfe geringer bemessene Maßnahmen kostengünstiger wären. Dabei bleibt unberücksichtigt, dass Netzbetriebsmittel für 40–80 Jahre im Einsatz bleiben und die auf heutige Bedarfe bemessenen Maßnahmen oft noch vor Erreichen ihrer wirtschaftlichen Nutzungsdauer wieder ersetzt oder erweitert werden müssten. Das führt insgesamt zu Mehrkosten für das Netz. Diese könnten vermieden werden. Den Bedarf für den Neubau von Netzkapazitäten, die nur übergangsweise benötigt werden, könnten wir reduzieren, indem wir die Netze dynamisch betreiben. Der dynamische Betrieb ist in einigen Netzen auch eine dauerhaft wirtschaftlichere Option. Die kann man sich so vorstellen, dass der Netzbetreiber kontinuierlich die Netzzustände misst, diese bewertet und dynamisch ausgleicht, indem er

steuerbare Einheiten in den jeweiligen Netzregionen einsetzt. Doch dabei entstehen Betriebs- und Gemeinkosten. Im regulierten Markt sind diese neuen Kosten für die Netzbetreiber anders als der Netzausbau nicht geeignet anrechenbar.

Warum gibt es diese Hemmnisse und welche Wünsche haben Sie an die Regulierer, wenn Sie die Erkenntnisse aus der Verteilnetzstudie vor Augen haben?

Krybus: Die beschriebene Bremse für die notwendigen innovativen Maßnahmen ergibt sich aus der Historie der Regularien. Im Zuge der Energiewende geben wir dem Energieversorgungssystem im laufenden Betrieb eine komplett neue Struktur, quasi per Operation am



offenen Herzen. Heute unterstützt die Regulierung noch eher das herkömmliche Energieversorgungssystem. Daher sind der zielnetzbezogene Verteilnetzausbau und der dynamische Betrieb mit den derzeitigen Regularien für die Verteilnetzbetreiber schwierig umzusetzen. Aber: Die Bundesnetzagentur zeigt sich offen für Gespräche. Selbstverständlich hat sie die Aufgabe, den Regulierungsmechanismus stabil zu halten, um Planungssicherheit zu gewährleisten. Sie ist sich aber auch über die Systemveränderungen im Klaren. Deshalb gehe ich davon aus, dass wir in nächster Zeit Schritt für Schritt mit Anpassungen am Regulierungsrahmen rechnen können, die uns weiterbringen, wenngleich wir auch keine radikalen Änderungen erwarten dürfen.

Welchen Beitrag können die Verteilnetzstudie oder Forschungsprojekte wie C/sells leisten, um die Regularien weiterzuentwickeln?

Braun: Der Weg hin zu den neuen Strukturen und Rahmenbedingungen im Verteilnetz muss durch fundierte Studien gemeinsam mit den betroffenen Akteuren technisch und wirtschaftlich untersucht werden. Unsere Rolle als Forscher ist es, mit innovativen Ansätzen die Komplexität der Fragestellung methodisch beantwortbar zu machen, um zu einfachen Aussagen zu gelangen, durch welche Maßnahmen sich der Strukturwandel in den Netzen sinnvoll angehen lässt. Die Verteilnetzstudie ist ein gutes Beispiel dafür, dass die Ergebnisse von der Bundesnetzagentur ernsthaft begutachtet wurden und als Basis für die weiteren Ausgestaltungen herangezogen wird. Neben theoretischen Analysen sind im Zuge der Technologieentwicklung natürlich Demonstrationsvorhaben von besonderer Bedeutung. Ein Beispiel wurde mit C/sells bereits gegeben. Wir sind in zahlreichen weiteren Pilotvorhaben aktiv, um den technologischen Reifegrad weiterzuentwickeln.

Was erwarten Sie für die Zukunft?

Braun: Durch die sektorenübergreifende Transformation des Energiesystems wird der Netzausbaubedarf weiter steigen. Durch die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors sind große Flexibilitätspotenziale zu erwarten. Diese können bei reiner Orientierung am Energiemarkt zu hohen Gleichzeitigkeiten und damit hohen Netzausbaukosten führen. Allerdings können durch netzdienliche Ausgestaltung die Netzausbaukosten auch im großen Umfang reduziert werden. Durch eine Sensitivitätsbetrachtung in der Verteilnetzstudie wurde diese Relevanz für Hessen aufgezeigt.

Hier sind noch viele Fragen zu beantworten: Welche Potenziale sind technisch und wirtschaftlich realisierbar? Wie kann durch neue Anreizsysteme, neue Handelsplattformen und einen angepassten regulatorischen Rahmen das technologische Potenzial zuverlässig realisiert werden?

Herr Ebert, welche Schritte sollten Verteilnetzbetreiber jetzt gehen und wie könnte das Land Hessen dies unterstützen?

Ebert: Wenn wir die Flexibilitätspotenziale heben wollen, müssen wir uns mit einem kleinteiligen Markt auseinandersetzen. Dabei handelt es sich immer um eine Kombination aus kaufmännischen und technischen Fragen. Dieser Marktplatz muss organisiert werden. Dafür benötigen wir zuallererst einen guten Über-

blick: Welche Netzstrukturen und Flexibilität habe ich eigentlich? Und welche Akteure gibt es? Dann gilt es, die potenziell verfügbare Flexibilität zu organisieren. In verschiedenen Projekten wird untersucht, welche Möglichkeiten es dafür gibt. Ein Vorschlag für die kaufmännische Umsetzung könnte eine Art Konto sein, in dem die Flexibilität jedes Akteurs zusammengestellt und der netzdienliche flexible Einsatz gebucht werden kann. Derzeit besteht jedoch ein Preisproblem: Die Investition in flexibel steuerbare Anlagen lohnt sich noch nicht so richtig. Daher gibt es noch keine systematische Erschließung denkbarer Potenziale. Die Grundlagen dafür müssen im Rahmen von anwendungsorientierten Forschungsprojekten erarbeitet werden. Solche Forschungsprojekte kann das Land Hessen mit Fördermitteln unterstützen. Aber auch schon jetzt sind einfache Lösungen verfügbar und wir sollten mit diesen „low hanging fruits“ beginnen.

Welche flexibel steuerbaren Anlagensysteme, die rasch in das Verteilnetz eingebunden werden könnten, gibt es bereits auf dem Markt?

Wasser: Ein Beispiel für eine einfache Lösung mit einem guten Preis-Leistungs-Verhältnis wäre ein typisches Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von 2 MW. Dort, wo im Netz Engpässe zu erwarten sind und zugleich ein Wärmebedarf vorhanden ist, wäre eine Kombination aus BHKW, Wärmespeicher und elektrischem Boiler/Tauchsieder gut geeignet, um Flexibilität in beide Richtungen bereitzustellen. Mit diesem Ansatz ließe sich die Wärmewende gleich mit angehen. Ein solches System würde 100–200 Häuser mit Wärme versorgen und wäre innerhalb von 1–2 Jahren geplant und errichtet, was im Vergleich recht schnell ist.

Wie sähe der netzdienliche Einsatz einer solchen Anlage aus?

Wasser: Stromüberschüsse aus Wind- und Sonnenkraftwerken können dann vor Ort direkt genutzt und in Wärme gewandelt werden. So entsteht kein Netzengpass und die Energie aus Wind und Sonne kann weiter geerntet werden. Für den anderen Fall, dass Sonne und Wind ausbleiben und eine hohe Stromnachfrage besteht, kann mittels hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung zugleich Strom und Wärme erzeugt werden. Ein Pufferspeicher für die Wärme ermöglicht dann, dass die an das Nahwärmenetz angeschlosse-

nen Verbraucher zeitlich versetzt genau nach Bedarf ihre Wärme bekommen.

Breker: Dies ist ein Paradebeispiel, das zeigt, wie mit einem Flexibilitätsmarkt Netzengpässe verhindert werden können. Doch dies muss sich für denjenigen, der die Anlage im Feld installiert, auch rechnen. Eine weitere Option für die nächste Zeit besteht im Einbau regelbarer Ortsnetztransformatoren. Diese helfen, den Übergang zur vorgelagerten Spannungsebene des Verteilnetzes automatisiert an die jeweiligen Lastfälle so anzupassen, dass die Qualität der Stromversorgung und die Netzstabilität gewährleistet wird. Damit wird das Netz bereits auf der untersten Netzebene intelligenter, also dort, wo die Zahl der Prosumer stark steigen wird.

Könnten Investitionen in die „Intelligenz“ der Netze erleichtert werden, indem man den Bürgern die Möglichkeit gibt, sich an der Finanzierung zu beteiligen?

Ebert: Tatsächlich haben die Städtischen Werke viel Erfahrung mit Bürgerbeteiligung, denn die Windparks werden standardmäßig mit Bürgerbeteiligung errichtet. Ich bin skeptisch, ob dies ebenso im Bereich der Netze möglich ist. Den Bürgern müsste auf jeden Fall ein weitgehend gesicherter Zins auf ihre Einlage geboten werden. Um das Netzthema für die Bürger attraktiv zu machen, wäre zusätzlich eine geeignete Story für das Marketing zu entwickeln. Beim Einsammeln von Geld von Bürgern gibt es unterschiedliche Hürden, das muss man sich im Detail anschauen. Das eigentliche



Problem sehe ich jedoch nicht in der Finanzierung des Netzausbaus. Die in der hessischen Verteilnetzstudie bezifferten Investitionskosten von 1,5 Mrd. Euro über einen Zeitraum von 15 Jahren sind vergleichsweise gering. Das sind pro Jahr lediglich 100 Mio. Euro für die Investitionen in alle hessischen Verteilnetze. Die aktuellen Investitionen aller hessischen Verteilnetzbetreiber liegen deutlich darüber. Dieses Kapital sollte aufzubringen sein. Als Baustein für die Energiewende ist die Bürgerfinanzierung der Netze sicherlich interessant, aber die Energiewende als Ganzes entscheidet über die nächsten Schritte.

Welches wären denn aus Ihrer Sicht die kritischen Punkte?

Ebert: Die größere Herausforderung für die Energiewende besteht darin, dass die Akzeptanz für Windenergieprojekte in den vergangenen 1–2 Jahren in vielen Regionen Hessens spürbar abgenommen hat. Die Region, in der die SUN-Stadtwerke tätig sind, stellt aufgrund unserer breit angelegten Akzeptanzarbeit eine große Ausnahme dar. Aktuell ist wichtig, dass wir uns darauf fokussieren, wie wir eine breite Zustimmung in der Bevölkerung zu den dringend notwendigen Schritten der Energiewende bekommen. Die LandesEnergieAgentur leistet hierfür bereits eine hervorragende Arbeit.

McGovern: Tatsächlich ist es so, dass die hessische Bevölkerung zwar generell der Energiewende und dem Ausbau der Windkraft zustimmt, jedoch an den jeweiligen Standorten, wo Windenergieprojekte entwickelt werden sollen, die Akzeptanz vielfach nicht gegeben ist. Viele Bürger denken, für die Energiewende würden der Einsatz von Photovoltaik und Sparmaßnahmen be-

reits ausreichen. Dabei ist die Nutzung der Windkraft elementar, um die Energiewende zu stemmen. Diese Information ist häufig nicht vorhanden, und die gilt es deutlicher zu transportieren.

Welche Sorgen bewegen die Bürger?

McGovern: Vielfach besteht die Sorge, dass die Versorgungssicherheit leiden und die Kosten explodieren könnten. Aber es gibt auch weitere Fragestellungen, wie eine mögliche Belästigung mit Lärm oder Schattenwurf oder auch Konflikte mit dem Naturschutz. Es ist wichtig, die Sorgen der Bürger ernst zu nehmen und die Sachverhalte rund um die Energiewende verständlich zu vermitteln, damit die Bürger sich daran orientieren können. Die Frage ist, wer mobilisiert und informiert vor Ort? An dieser Stelle sind wir aktiv und müssen es weiterhin sein. Denn klar ist: Die Erneuerbaren Energien sind volkswirtschaftlich betrachtet viel billiger als Kohle und Atom und auch für den Fall, dass mal kein Wind weht und keine Sonne scheint, gibt es verlässliche Lösungen.

Wir haben heute über viele wichtige Punkte gesprochen. Werden die Erkenntnisse, die sich aus der hessischen Verteilnetzstudie ableiten lassen, auch hessen- und bundesweit genutzt?

Braun: Neun Netzbetreiber waren aktiv in die Studie eingebunden und profitieren nun von den Ergebnissen. Das Fraunhofer IEE ist darüber hinaus beratend tätig und hat sowohl mit der Landesregierung, wie auch mit der Bundesnetzagentur über die Ergebnisse der Studie gesprochen. Dabei zeigt sich, dass die Verteilnetzstu-

die eine hervorragende Diskussionsgrundlage für alle wesentlichen Stakeholder bietet. Jetzt ist wichtig, dass die Ergebnisse intensiv diskutiert werden. Denn die Studie hat auch gezeigt, dass fundamentale Fragen noch offen sind. Diese gilt es im Folgenden zu adressieren.

Können Sie ein Beispiel nennen?

Braun: Das Beispiel zur Sektorenkopplung und Nutzung von Flexibilität haben wir bereits umfassend diskutiert. Ein damit verbundener wichtiger Aspekt betrifft das Leistungsmanagement. Hier wurde insbesondere das Thema Spitzenkappung von PV- und Windenergieanlagen in der Verteilnetzstudie adressiert, das offensichtlich in bestimmten Netzen einen sehr hohen Nutzen entfalten kann. Diese Netzgebiete müssen zunächst identifiziert werden. In diesen Netzgebieten müsste ein deutlich erweitertes Netzmanagement eingeführt werden. Es stellt sich also die Frage, in welchem Umfang dies flächig erforderlich ist. Zudem sind diese Potenziale auf mehreren der überlagerten Netzebenen relevant, sodass hier eine Abstimmung sinnvoll erscheint. Es geht z. B. um Fragen der Ausgestaltung der Abrechnungsprozesse und der Wirtschaftlichkeit.

Ein wichtiges Ziel des zellulären Ansatzes ist die Verbesserung der Ausfallsicherheit ...

Braun: Das ist richtig. Wenn die Möglichkeit besteht, jede einzelne Netzzelle stabil zu halten, indem innerhalb der Zellen ein Energieausgleich hergestellt wird, dann böte dieser Verbund aus Netzzellen, die sich selbst regeln können, die Chance, das Stromnetz als Ganzes zu stabilisieren. Voraussetzung dafür ist, dass viele Informationen strukturiert erhoben und verarbeitet werden. Damit werden allerdings hohe Anforderungen an die neuen digitalen Informations- und Kommunikationssysteme gestellt. Die gewünschte Robustheit im Stromnetz kann nicht entstehen, wenn für die Kommunikation ein einziges zentrales Serversystem für ganze Zellenverbünde eingesetzt wird. Die Frage ist also: Wie lässt sich dieses neue System aus Energie- und Datenflüssen von Grund auf so auslegen, dass es gegenüber Störungen und äußeren Einflüssen resilient ist? Wir müssen uns also intensiv damit auseinandersetzen, wie die digitalen Infrastrukturen als Rückgrat des zellulären Ansatzes aufzubauen sind.



Herzlichen Dank an alle Referenten für dieses Gespräch!

Es wurde deutlich, dass die Verteilnetzstudie eine hervorragende Grundlage für die wesentlichen Stakeholder bietet, aber weiterer Forschungsbedarf besteht. Wir wünschen allen Beteiligten viel Erfolg dabei, die jetzt notwendige Dynamik für die Energiewende zu schaffen.



Teil 2

Stabilität durch Flexibilität – Praxis trifft Wissenschaft Ergebnisse der Workshops* – zentrale Herausforderungen und Empfehlungen

* Über einen kurzen Input wurde in das Thema sowohl von einem Referenten aus Forschung und Wissenschaft als auch von einem Referenten aus der Praxis thesenhaft eingeführt. Die Ergebnisse der anschließenden Diskussion wurden in einem Simultan-Protokoll festgehalten. Nach einer Stunde erfolgte ein Wechsel der Workshopteilnehmer, sodass alle Konferenzteilnehmer zwei Workshops besuchen konnten. Die Ergebnisse aller Workshops wurden am Ende der Veranstaltung in einer Schlagwortwolke (tag cloud) themenbezogen zusammengefasst und im Plenum vorgestellt.

Das Wichtigste in Kürze

Zwischenspeicherung und **flexible Eigenstromversorgung** sind leichter realisierbar als eine Lastanpassung, da damit nicht in den Prozessablauf bei Unternehmen eingegriffen wird.

Reallabore und **Pilotprojekte** bilden eine wichtige Grundlage, um neue Verfahren und Geschäftsmodelle zu entwickeln.

Nutzer des Netzes, die sowohl als Erzeuger als auch als Verbraucher auftreten (**Prosumer**), werden eine zunehmend größere Bedeutung spielen. Ob privat oder gewerblich – es gilt sinnvolle Lösungen zu finden, damit diese Gruppe durch flexibles agieren die Netzstabilität verbessern kann.

Quartierbezogene Lösungen bieten besondere Chancen im Bereich der Sektorenkopplung (z. B. Umwandlung von Strom in Wärme oder in Mobilität).

Der Ausbau der **Elektromobilität** führt zu neuen Herausforderungen an die Verteilnetze, da an vielen Hausanschlüssen kurzzeitig hohe Ladeleistungen auftreten werden.

Es braucht eine bessere **Kommunikation zwischen allen Akteuren**, um die Wünsche der Netzbetreiber und die Anforderungen der Verbraucher besser miteinander in Einklang zu bringen.

Die **rechtlichen Rahmenbedingungen** für den Netzbetrieb müssen so angepasst werden, dass eine flexible Reaktion von Erzeugern und Verbrauchern auf die Auslastung des Verteilnetzes ermöglicht wird.

Eine intelligente Steuerung der Netze ist nur mit guten **Informationen** über aktuelle und zukünftige **Netzbelastungen** möglich. Der Datenschutz muss hier gesondert geregelt werden.

Sowohl kleine und mittlere Unternehmen als auch private Haushalte bergen hohe Potenziale für die **Flexibilisierung des Energieverbrauchs**. Nicht nur Kühlhäuser und Druckluftspeicher, sondern auch Kühlschränke und Wärmepumpen bieten Möglichkeiten zur zeitlichen Steuerung der Nachfrage.

Stromtarife und Netzentgelte müssen angepasst werden, um **Geschäftsmodelle im Flexibilitätsmarkt** zu ermöglichen. Die Preisunterschiede zwischen Hoch- und Niedrigpreisphasen müssen allerdings deutlich sein, damit Netznutzer zur Verbrauchsanpassung animiert werden.

■ DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM) UND FLEXIBLE ERZEUGUNG

Wie kann in Industrie und Gewerbe durch DSM und flexibler Erzeugung mehr Flexibilität für das Verteilnetz geschaffen werden?

Das sagt die Wissenschaft

| Prof. Dr. Thomas Stetz, Technische Hochschule Mittelhessen

Die Bereitschaft privater Stromendkunden zur Durchführung von Maßnahmen des Demand Side Managements (DSM) ist im Allgemeinen an betriebswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Rechnungen gebunden. Neben den direkten Einspareffekten sind dabei auch die Aufwendungen und die Risiken zu berücksichtigen, die durch eine Änderung der Produktionsabläufe u. ä. entstehen. Zur Aktivierung dieses Flexibilitätspotenzials durch DSM ist es daher zwingend erforderlich, dass es ökonomisch interessante Anreize durch preisvariable Stromtarife gibt, um Phasen von Stromüberschüssen und Stromknappheit im Versorgungssystem dem Verbraucher möglichst unverzüglich transparent zu machen. Konstante, energiemengenbezogene Abgabenlasten, wie z. B. die derzeitige EEG- und KWKG-Umlage, sind hierbei als hinderlich anzusehen. Dagegen können Kosten, die sich an der Strombeschaffung orientieren, dafür sorgen, dass es attraktive Preisunterschiede zwischen Stark- und Schwachlastzeiten für Verbraucher gibt und so den Einsatz von DSM befördern.

Für Großverbraucher existieren heute zudem finanzielle Anreize, die eher einen dauerhaften und gleichmäßigen Verbrauch belohnen (grundlastdienliches Verbraucherverhalten), anstatt Flexibilität aktiv zu fördern. So sieht zum Beispiel die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) in § 19 (Sonderformen der Netznutzung) vor, dass Großverbraucher bei einer hohen Jahresbenutzungsdauer ein vermindertes Netzentgelt mit dem Netzbetreiber aushandeln können: Das Netzentgelt darf dabei bestimmte Grenzen nicht unterschreiten (mindestens 20 Prozent bei 7.000 Jahresbenutzungsstunden bis mindestens 10 Prozent bei 8.000 Jahresbenutzungsstunden des veröffentlichten Netzentgeltes der Bundesnetzagentur (BNetzA). Ein weiteres Beispiel ist das bei Großverbrauchern vorherrschende Spitzenlastmanagement zur Reduktion des Leistungspreises. Dieses zielt darauf ab, Leistungsspitzen aus dem Netz zu reduzieren, da diese eine wesentliche Preiskomponente des Strompreises bilden. Durch diese Tarifstruktur entstehen wirtschaftliche Nachteile, wenn Verbraucher Erzeugungsspitzen durch Zuschalten von weiteren Verbrauchern aufnehmen. Beide Regelungen sind aus Flexibilitätssicht kontraproduktiv.

Soll Demand Side Management darüber hinaus auch zur Behebung von regionalen Netzengpässen genutzt werden, sind ebenfalls entsprechende Anreize für die zuständigen Verteilnetzbetreiber zu schaffen. Der Preis für die Nutzung der Strom- und Gasnetze wird über ein Anreizsystem reguliert. Dieses

Prof. Dr. Thomas Stetz | Technische Hochschule Mittelhessen

Thomas Stetz studierte Wirtschaftsingenieurwesen mit Fachrichtung Elektrotechnik an der Hochschule Darmstadt. Im Jahr 2009 schloss er den Masterstudiengang „Regenerative Energien und Energieeffizienz“ an der Universität Kassel ab und arbeitete im Anschluss daran als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer IWES (heute IEE) in nationalen und internationalen Projekten an Fragestellungen zur verbesserten Netzintegration von Photovoltaik. Im Jahr 2013 übernahm er dort die Leitung der Forschungsgruppe „Betrieb und Planung /Hybridnetze“. 2014 promovierte er im Fachgebiet „Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze“

an der Universität Kassel. Seine Dissertation wurde mit dem Wissenschaftspreis der IHK Kassel-Marburg ausgezeichnet. Thomas Stetz absolvierte zudem Forschungsaufenthalte am National Renewable Energy Laboratory in Denver, USA, am Fraunhofer Center for Sustainable Energy in Boston, USA und war Arbeitsgruppenleiter zum Thema „Verteilnetzintegration von Photovoltaik“ innerhalb der Internationalen Energie Agentur. Seit 2015 ist Thomas Stetz Professor für Smart Grids und Energiespeicher am Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Hochschule Mittelhessen.

soll dafür sorgen, dass es trotz des „natürlichen Monopols“ des Netzbetreibers wirtschaftliche Anreize für die Entwicklung eines effizienten Netzbetriebs gibt, da es volkswirtschaftlich keinen Sinn macht, in einem Versorgungsgebiet mehrere Strom- und/oder Gasnetze zu verlegen, um einen realen Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern auszulösen. Als Regulierungsbehörde wurde die Bundesnetzagentur gegründet, die das Netzentgelt auf Grundlage der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV) berechnet. In dieser Verordnung spielen derzeit Flexibilitätsoptionen keine Rolle, sodass es für Netzbetreiber keine Anreize gibt, das Zu- und Abschalten von flexiblen Lasten zur Optimierung des Netzbetriebs bei Verbrauchern ökonomisch zu belohnen.

Diese Vergütung kann durch die Einrichtung von regionalen Flexibilitätsmärkten realisiert werden, deren Machbarkeit sowie volkswirtschaftliche Sinnhaftigkeit

allerdings noch durch weitere Studien und Modellvorhaben zu bestätigen ist.

Zur technischen Hebung des Flexibilitätspotenzials von Endverbrauchern eignen sich zunächst alle Formen von Energiespeichern, wobei solchen Energiespeichern Priorität eingeräumt werden sollte, die bereits vor Ort vorhanden sind und daher keine zusätzlichen Investitionskosten in die Speicherkapazität nach sich ziehen. Beispiele hierfür sind Warmwasserspeicher aller Art, aber auch Gebäude- und Prozessklimatisierungen. Aufgrund der stetig steigenden Relevanz von Wärmepumpen im Wohnbereich und (zukünftig) der Elektromobilität sollten Haushaltskunden grundsätzlich als wichtige DSM-Komponente mit in den Blick genommen werden.



Das sagt die Praxis

| Florian Rode, Limón GmbH

Um Demand Side Management (DSM) im industriellen und gewerblichen Umfeld zu implementieren, müssen maßgeschneiderte Lösungen erarbeitet werden. Jede Situation vor Ort ist einzigartig, pauschale Maßnahmen gibt es (noch) nicht. Prozesse, Versorgungs- und Arbeitssicherheit haben stets Vorrang. Daher sind DSM-Potenziale im ersten Schritt in eher unkritischen Bereichen zu suchen, die nicht direkt die Produktionsprozesse berühren. Dazu gehört zum Beispiel die Bereitstellung von Wärme, Kälte und Druckluft. In Verbindung mit entsprechenden Speichertechnologien und beim Vorhandensein von doppelten Versorgungsstrukturen (redundante Systeme) sind die Voraussetzungen günstig, ein flexibles Lastverhalten zu ermöglichen. Insbesondere durch Redundanzen, in Verbindung mit technischen Anlagen zur Sektorenkopplung (Wandlung von Strom in Wärme, Kälte oder Mobilität), ergeben sich verschiedene Möglichkeiten, das Lastverhalten flexibel

zu gestalten und dennoch ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Beispielsweise kann ein bestehender Wärmespeicher mit einem zusätzlichen elektrischen Heizstab ausgestattet werden, um überschüssige Energie im Stromnetz in Wärme umzuwandeln. Die Versorgungssicherheit wäre durch diese Flexibilisierungsmaßnahme nicht beeinträchtigt, und es könnte dennoch im Bedarfsfall, Wärme entweder durch den Hauptwärmeerzeuger oder elektrisch flexibel bereitgestellt werden.

Eine identifizierte Option zur Flexibilisierung des Verbraucherverhaltens wird nur dann umgesetzt, wenn die Maßnahme für das Unternehmen wirtschaftlich realisierbar ist. Die Wirtschaftlichkeit wird dabei überwiegend an der Zeit gemessen, in der das investierte Kapital wieder zurückfließt (return of invest, ROI). Der ROI, der für eine Entscheidung für oder gegen eine In-

vestition relevant ist, legt jedes Unternehmen individuell fest. Um die Wirtschaftlichkeit zu ermitteln, ist eine fundierte technisch-wirtschaftliche Bewertung durchzuführen. Darin sind die technische Machbarkeit, die Kosten und auch die Kostenersparnisse transparent darzulegen.

Die ökonomische Bewertung von betrieblichen Maßnahmen, um eine Flexibilisierung des Verbrauchs zu realisieren, wird aktuell dadurch erschwert, dass verlässliche Leistungs- und Arbeitspreise fehlen, um die Dienstleistung zur Netzentlastung ökonomisch aus Sicht des Unternehmens zu bewerten. Dies stellt eine große Hürde bei der Umsetzung von Flexibilitätsprojekten dar, da so die Investitionen zum Erbringen einer Dienstleistung für den Netzbetrieb (Systemdienstleistung) ökonomisch nur schwierig zu bewerten sind. Somit lassen sich entsprechende Investitionsentscheidungen nur schwer treffen.

Aus Sicht eines Unternehmens ergeben sich beim Demand Side Management (DSM) sowohl Chancen als auch Risiken.

Chancen

1. Erwirtschaftung von potentiellen Mehrerlösen
2. Erkenntnisgewinne über Prozesse und das Energiesystem des Unternehmens sind wertvoll, um auch zukünftig auf Veränderungen angemessen reagieren zu können
3. Frühzeitige Erarbeitung von Handlungsoptionen für den Fall, dass das Thema zukünftig an Relevanz gewinnt

Risiken

1. Die Wirtschaftlichkeit (ROI) ist schwer abschätzbar
2. DSM stellt einen Eingriff in den Betriebsablauf dar und ist eine potentielle Quelle für Störungen
3. Zunahme an Komplexität des Energiesystems



Florian Rode | Limón GmbH

Florian Rode studierte Umweltingenieurwesen an der Technischen Hochschule Bingen und schloss den Bachelorstudiengang 2010 ab. An der Hochschule für Nachhaltige Entwicklung erlangte er den Masterabschluss mit dem Schwerpunkt Regional- und Nachhaltigkeitsmanagement.

Während seines Studiums war er bei dem Institut für rationelle und regenerative Energienutzung Bingen tätig und bei der Entwicklung eines virtuellen Kraftwerks beteiligt. Seit 2014 bearbeitet er als Projekt-Ingenieur Energieprojekte im industriellen Umfeld.

WORKSHOP DEMAND SIDE MANAGEMENT

Wie kann der Verbrauch von elektrischer Energie in Unternehmen und Haushalten so gesteuert werden, dass das Netz dadurch entlastet wird? Welche Anreize müssen geschaffen werden, damit Verbraucher bereit sind, ihr Lastverhalten an die Anforderungen des Versorgungsnetzes anzupassen?

Unter Demand Side Management (DSM) wird ein Konzept zur Laststeuerung verstanden, mit dem die Stromnachfrage so gestaltet werden kann, dass das Netz entlastet wird.

- **Zwischenspeicherung vor Lastanpassung**

Die Stromnachfrage kann dabei durch zeitliche Steuerung des Verbrauchs oder durch die Verwendung von Speichern flexibilisiert werden.

In Unternehmen kann es durch die zeitliche Steuerung von Verbrauchern zu Schwierigkeiten in der betrieblichen Ablauforganisation oder in Produktionsprozessen kommen. Durch den Einsatz von Speichern kann die Stromnachfrage flexibel gestaltet werden, ohne die Abläufe zu beeinträchtigen. Dabei müssen nicht nur elektrische Speicher zum Einsatz kommen, sondern der Strom kann auch in anderen Energieformen (Wärme, Druckluft, Elektromobilität) genutzt und gespeichert werden. Weiterhin kann der Strombezug aus dem Netz durch eine flexibilisierte Eigenstromversorgung zeitlich angepasst werden, ohne die Produktionsprozesse zu beeinträchtigen.

- **DSM Starre Strompreisanreize netzdienlich anpassen**

Im bisherigen Tariffsystem gibt es nur wenige Anreize für Verbraucher, ihre Last so zu steuern, dass sie sich schwankenden Erzeugungs- und Netzsituationen anpasst. In der Diskussion wurde deutlich, dass es große Preisunterschiede in den Versorgungstarifen geben muss, um Verbraucher zu animieren, das Lastverhalten anzupassen. Nur wenn sich Investitionen in die

Steuerung und Speicherung wirtschaftlich darstellen lassen, werden Haushalte und Unternehmen sich mit dem Thema DSM auseinandersetzen. Die Tarife und steuerlichen Anreize sind aktuell noch so gestaltet, dass sie eher den gleichmäßigen Verbrauch fördern, als ein flexibles Reagieren auf die Netzsituation.

- **Haushalte haben ein hohes Potenzial für DSM**

Während in Unternehmen Investitionen oft nur bei einer kurzen Amortisationszeit von wenigen Monaten oder Jahren getätigt werden, spielt das bei privaten Haushalten keine so große Rolle. Zudem sind in vielen Haushalten Wärmespeicher vorhanden (Gebäude-masse, Warmwasserspeicher), die dazu genutzt werden können, um zum Beispiel Wärmepumpen stundenweise abzuschalten, ohne dass es spürbare Auswirkungen auf die Wärmeversorgung hat. Bei zunehmendem Ausbau der Elektromobilität können auch die Fahrzeuge mit ihren Batterien als Speicher genutzt werden. Zudem können auch Kühleinrichtungen wie Tiefkühltruhen oder Gefrierschränke kurzzeitig abgeschaltet werden. Eine wichtige Rolle könnte hier zukünftig der Mobilfunkstandard 5G spielen, der eine einfache Vernetzung von Geräten ermöglichen wird und damit auch zu einer Standardisierung der Verbrauchersteuerung genutzt werden kann.

- **Kommunikation zwischen Industrie und Netzbetreibern zu DSM intensivieren**

In kleinen und mittelständischen Unternehmen (KMU) sind vielfältige Verbrauchskonstellationen vorhanden, die ein hohes Potenzial zur Flexibilisierung des Strom-

verbrauchs bergen. Um diese Potenziale zu nutzen, ist eine Intensivierung des Informationsaustausches zwischen Netzbetreiber und gewerblichen Anwendungen notwendig. Offensichtlich sind die Wünsche der Netzbetreiber und die Möglichkeiten in den Unternehmen den jeweiligen Parteien nicht immer bekannt und können so nicht genutzt werden.



■ SEKTORENKOPPLUNG

Wie können wir in Quartieren mithilfe von Sektorenkopplung Flexibilitätsoptionen für das Verteilnetz schaffen?

Das sagt die Wissenschaft

| Norman Gerhardt, Fraunhofer IEE

Sektorenkopplung in Quartieren

Sektorenkopplung dient der Erreichung der Klimaziele und konkret der Dekarbonisierung derjenigen Sektoren, die zukünftig – neben einer grundsätzlichen Verbrauchsreduktion – Strom benötigen, um die CO₂-Minderungsziele zu erreichen. Dies sind die Wärmeversorgung sowie der Bereich Verkehr/Mobilität. Für diese Sektoren muss zusätzlicher Wind- und PV-Strom ausgebaut werden, um die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren.

Somit werden für die Erreichbarkeit der Klimaziele Wind und Photovoltaik (PV) die tragenden Säulen sein, da sie relativ kostengünstig mit hohem technischem Ausbaupotenzial verfügbar sind und auch zu einem großen Teil den sektorübergreifenden Strombedarf decken können.

Zusätzliche Anforderung für die Erreichung der Klimaziele ist ein effizientes Gesamtsystem. Entscheidend dafür ist die Flexibilität aus der Sektorenkopplung, speziell die der neuen Verbraucher. Hierzu gibt es eine große Vielfalt an Technologien. Diese lassen sich grundsätzlich einteilen in:

1. Elektromobilität und Wärmepumpen (hohe Wirkungsgrade)
2. Elektrodenkessel (Power-to-heat) und Elektrolyse (Power-to-Gas) (geringe Wirkungsgrade)

Bei neuen Verbrauchern und deren Einbindung in eine Energieversorgungsinfrastruktur mit Sektorenkopplung besteht ein großes Innovationspotenzial. Insbesondere das Potenzial dezentral verfügbarer Flexibilität muss gehoben werden. Quartierslösungen eignen sich sehr gut, um diese Anforderungen zu erfüllen. Dabei ist eine intelligente Steuerung der Stromverbraucher zentral,

um Leistungsspitzen im Stromnetz zu begrenzen, zum Netzengpassmanagement beizutragen und den Stromverbrauch gering zu halten.

Maßnahmen zur Etablierung der Schlüsseltechnologien

Um die langfristigen Klimaziele zu erreichen ist es erforderlich, Maßnahmen zur Etablierung der vorgeschlagenen Schlüsseltechnologien in die Wege zu leiten. Die Entwicklung bis 2050 kann grob in drei Phasen geteilt werden:

Phase 1: Ein weiterer Technologieausbau (bis 2025)

- Es bedarf eines verstärkten Ausbaus der Erneuerbaren Energien (EE), um einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien im Stromsektor und zur Deckung der zusätzlichen Stromnachfrage zu erreichen.
- Power-to-Heat (Elektrodenkessel) müssen frühzeitig eingesetzt werden, um für Systemdienstleistungen für den Stromnetzbetrieb bereitzustellen.
- Der Ausbau von Wärmepumpen (dezentral, Quartierskonzepte, Fernwärme, Industrie, ...) und der Elektromobilität (PKW, Oberleitungs-LKW, Busse, ...) ist frühzeitig und kontinuierlich erforderlich. Hierzu sind entsprechende marktseitige Maßnahmen erforderlich.

Phase 2: Die Etablierung einer langfristigen Infrastruktur für Flexibilität, Versorgungssicherheit und Netze (bis 2035)

- Mittelfristig müssen neue Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gebaut werden, mit einer Fokussierung auf die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).
- Für Elektro-PKW bedarf es eines weiteren Ausbaus der Ladeinfrastruktur zur Erhöhung der Flexibilität des Fahrstrombezugs am Tag (z. B. Laden beim Arbeitgeber).

Phase 3: Eine beschleunigte Interaktion der Sektoren (bis 2050)

- Langfristig gewinnt die Stromerzeugung für den Wärmesektor und zur EE-Überschussverwertung durch Power-to-Heat insbesondere in der Industrie stark an Bedeutung, während in Fernwärme und Quartierslösungen effiziente Großwärmepumpen dominieren.
- Auch für den Verkehrssektor bedarf es für die direkte Stromnutzung sowie im Ausland für den Import von PtL-Kraftstoffen (Power-to-Liquid, also Kraftstoffe, deren Synthese auf Grundlage von Erneuerbaren Energien erfolgt) eines zusätzlichen Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland.



- Vorübergehender Überschussstrom aus wetterabhängig Strom einspeisenden Wind- und PV-Anlagen wird zunehmen und eine Überschussverwertung durch Power-to-Gas erfolgen.

Beispiele für Umsetzung in Quartieren

Im städtischen Bereich könnten Großwärmepumpen für die Versorgung mit Nah- und Fernwärme eingesetzt werden. Dabei sind sie Bestandteil von Hybridsystemen in Kombination mit Gasheiz(kraft)werken, ggf. Solarthermie und Wärmespeichern, um einerseits jederzeit mit hoher Gesamteffizienz dem Wärmebedarf gerecht zu werden und andererseits die wetterabhängigen Angebote aus Wind- und PV-Anlagen so vollständig wie möglich zu nutzen.

Elektromobilität bringt Energieeffizienz in die Mobilität. In den Quartieren wäre die notwendige Infrastruktur aufzubauen, etwa Ladesäulen in privaten Parkhäusern, Arbeitgeberparken oder in der Logistikbranche. Dabei können Elektrobatterien Flexibilität für das Stromnetz – im ersten Schritt durch zeitlich angepasstes Ladeverhalten, im zweiten Schritt durch die Möglichkeit einer Stromrückspeisung ins Stromverteilnetz – bereitstellen.

In Gebäuden bzw. Gebäudekomplexen in Quartieren kann Photovoltaikstrom direkt in die Wärmeversor-

Norman Gerhardt | Fraunhofer IEE

Norman Gerhardt leitet seit 2012 die Forschungsgruppe Energiewirtschaft und Systemanalyse. Die Arbeiten dieser Gruppe umfassen die dynamische Simulation der Stromversorgung, energiewirtschaftliche Analysen unter den Rahmenbedingungen des zukünftigen Strommarktes und die Entwicklung von Szenarien zur Transformation der Energiesysteme. Herr Gerhardt studierte Regenerative Energien und Energieeffizienz an der Universität Kassel und ist seit Anfang 2009 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer IWES. Zu seinen Arbeitsschwerpunkten zählen energiewirtschaftliche Analysen, politische Rahmenbedingungen des Energiesektors, Entwicklung der Strommärkte und die analytische Bewertung der Interaktion zwischen Strom-, Verkehr und Wärmesektor im Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender EE.

gung und in die Bereitstellung von Strom für die Elektromobilität eingesetzt werden. Hierbei sollte darauf geachtet werden, dass zusätzlich eine stromnetzlastende Wirkung erzielt wird.

Voraussetzungen für die Umsetzung

Entscheidend für die Marktentwicklung der neuen Stromverbraucher ist die Wettbewerbssituation zu fossilen Referenztechnologien und damit zu den Energiekosten.

Strom weist heute eine deutlich höhere Kostenbelastung im Vergleich zu fossilen Brennstoffen auf. Dies liegt darin begründet, dass die derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen zu einer fast vollständigen Belastung der Strombezugskosten für strombasierte Wärme- und Verkehrstechnologien mit allen staatlich induzierten Stromkostenbestandteilen, wie EEG-Umlage, Netzentgelte, Stromsteuer etc., führen. Diese Wettbewerbsnachteile werden durch bestehende staatliche Förderungen und Privilegierungen in ordnungsrechtlichen Vorschriften nicht ausgeglichen.

Dabei ist der Unterschied zwischen Strom und Wärme noch stärker ausgeprägt, als zwischen Strom und Verkehr. Der Verkehrssektor trägt derzeit zu ca. 80 Prozent des energiebedingten Steueraufkommens inkl. Kfz-Steuer bei. Durch die klimapolitisch notwendige Vermeidung fossiler Brennstoffe würde es ohne Anpassungen zu einbrechenden Steuereinnahmen des Staates kommen.

Ziel muss es sein, insbesondere durch Steuererhöhungen für fossile Brennstoffe die Wettbewerbssituation für neue Stromverbraucher zu verbessern, und gleichzeitig das Steueraufkommen zu stabilisieren und dabei die industrie- und sozialpolitische Verträglichkeit zu berücksichtigen. Dies könnte durch Einführung einer verfassungskonform ausgestalteten sektorübergreifenden CO₂-Abgabe für fossile Brennstoffe einerseits und einer Absenkung der Stromsteuer andererseits geändert werden. Ferner könnten strombasierte Anwendungen von einzelnen staatlich induzierten Stromkostenbestandteilen befreit werden.

Weiterhin müssen Verteilnetzbetreiber in der Lage sein, die Flexibilität aus der Sektorenkopplung gezielt zu nutzen. Dieser Punkt wird im Rahmen dieser Veranstaltung / dieses Tagungsbandes an anderer Stelle ausführlich diskutiert.

Auch bei der kommunalen Planung ist das Thema Sektorenkopplung verstärkt zu berücksichtigen. Strahlzüge mit Wärmenetzen sind auszubauen und die Interaktion zwischen Stromnetz, Wärmenetz und Gasnetz zu ermöglichen.

Das sagt die Praxis

| Robert Wasser, Energethik Ingenieurgesellschaft mbH

Robert Wasser | Energethik Ingenieurgesellschaft mbH

Robert Wasser ist seit 2014 geschäftsführender Gesellschafter der Energethik Ingenieurgesellschaft mbH. Er studierte Maschinenbau im dualen Studium parallel zu einer Industriemechanikerausbildung an der HS Niederrhein, später wechselte er zur FH Osnabrück und spezialisierte sich auf Energietechnik. 2010 bis 2014 war er Projektingenieur für Biogasanlagen und Wärmenetze. Als Gründer der Energethik steht er für die Weiterentwicklung von Biogasanlagen zu flexiblen Spitzenlastkraftwerken und gleichzeitig zu Heizzentralen für intelligente Wärmenetze.



Flexible Blockheizkraftwerke als Schlüsselement der zukünftigen Energieversorgung

Flexible Blockheizkraftwerke als Schlüsselement der zukünftigen Energieversorgung Strom aus Wind und Sonne wird mit jeder zugebauten Anlage immer günstiger. Weltweit entwickelt sich der Zubau dieser Anlagen daher exponentiell. Strom aus Wind und Sonne ist bereits heute günstiger als Strom aus fossilen Energien. Daher ist die weitere Zunahme von Wind- und Sonnenstrom eine logische Konsequenz. Der weitere Zubau führt dazu, dass es zukünftig nur noch zwei Zustände am Strommarkt geben wird: Viel zu viel Strom – oder viel zu wenig. Wenn wir zu viel Strom haben, produzieren die fluktuierenden Energien bis zu Grenzkosten nahe Null. Es gibt aber genauso Zeiten, in denen der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint. Wenn wir zukünftig keine fossilen Kraftwerke mehr betreiben

wollen, dann benötigen wir für genau diese Zeiten eine flexible Stromerzeugung. Doch hierfür gibt es außer begrenzter Wasserkraft keine wirkliche erneuerbare Alternative außer der Verstromung von (Bio-)Gas in flexibel steuerbaren Blockheizkraftwerken (BHKW). Dieses Gas kann mittels Power-to-Gas-Technologie vorher aus Überschussstrom erzeugt werden. Es bleibt jedoch immer das flexibel betriebene BHKW als notwendiges Schlüsselement. Daher ist die Errichtung von flexibel betriebenen Blockheizkraftwerken in jedem Fall sinnvoll, da sie in allen Szenarien zur zukünftigen Energieversorgung vorkommen. Flexible BHKW werden in der Regel in der Nieder- oder Mittelspannungsebene angeschlossen, also da, wo auch der überwiegende Teil der fluktuierenden Erneuerbaren Energien Wind und

Sonne an das Stromnetz angeschlossen ist. Dadurch kann die Flexibilität genau da angeboten werden, wo sie tatsächlich benötigt wird.

Diese flexiblen BHKW bieten jedoch noch eine Anzahl weiterer Potenziale für die Energiewende. Etwa die Hälfte des Energiebedarfs in Deutschland ist Wärmebedarf. BHKWs produzieren neben dem Strom immer auch Wärme. Wärme kann vergleichsweise preiswert und in großen Mengen in Form von heißem Wasser in Wärmespeichern zwischengespeichert werden und kann dann über ein Wärmenetz fossil betriebene Öl- oder Gasheizungen ersetzen. Diese Wärmenetze wiederum können ebenso sehr effektiv über Power-to-Heat-Module Überschussstrom in Wärme umwandeln.

In die Wärmespeicher können auch Solarthermieanlagen, effiziente Großwärmepumpen oder Abwärmquellen eingebunden werden. Das flexible BHKW schafft in Verbindung mit einem Wärmespeicher und dem Wärmenetz somit eine Kopplung der Sektoren Strom und Wärme, die schrittweise weiter ausgebaut werden kann. Bereits heute können mit Biogas flexible BHKW mit Wärmespeicher bei Inanspruchnahme der

Flexibilitätsprämie wirtschaftlich errichtet werden und somit Wind- und Sonnenstrom effektiv ausregeln. Der Aufbau von flexiblen, dezentralen BHKW steckt jedoch noch in den Kinderschuhen. Daher ist es wichtig, dass die Flexibilitätsprämie fortgeführt und die intelligente Weiterentwicklung der bestehenden Biogasanlagen nicht blockiert wird.



WORKSHOP SEKTORENKOPPLUNG

Wie können die Stromnetze durch die Nutzung von Strom für andere Bereiche des Energieverbrauchs, wie Wärme und Mobilität, entlastet werden? Welche technischen Systeme können unter welchen Rahmenbedingungen genutzt werden?

Vorrangiges Ziel der Sektorenkopplung ist die Senkung der Treibhausgasemissionen, indem fossile Energieträger durch erneuerbare substituiert werden, z. B. in den Sektoren Wärme und Mobilität. Sektorenkopplung kann darüber hinaus zur Entlastung der Verteilnetze beitragen, wenn beispielsweise überschüssiger Strom flexibel in andere Energieformen (Wärme, Druckluft, Mobilität) umgewandelt und diese Energie dann je nach Bedarf zwischengespeichert wird.

• Das Quartier als Handlungsebene

Auf der Quartiersebene können die Möglichkeiten zur Stabilisierung des Verteilnetzes durch Sektorenkopplung am besten genutzt werden. So könnte der Strombedarf von mehreren Haushalten mit einer großen Solarstromanlage gedeckt werden, ohne die vorgelagerten Netze zu belasten. Weiterhin können im Quartier Wärmenetze aufgebaut werden, die über Blockheizkraftwerke (BHKW) und Wärmespeicher versorgt werden. Dann ist es möglich, diese Wärmenetze über Heizstäbe (Elektrokessel) mit überschüssigem Strom, der in Wärme umgewandelt wird, zu speisen (Power-to-Heat). Auch der zukünftige Einsatz von elektrischen Quartiersspeichern ist eine Möglichkeit, um Leistungsspitzen auf der Erzeugungsseite aufzunehmen, aber auch, um Lastspitzen auf der Verbraucherseite abzudecken. Dies trägt ebenso zu einer Entlastung des vorgelagerten Netzes bei. Es wird deutlich, dass solche kombinierten Hybridsysteme sehr flexibel eingesetzt werden können und dadurch in der Lage sind, Systemdienstleistungen für das Stromnetz zu erbringen und darüber hinaus den Wärmebedarf zu jeder Zeit sicher zu decken.

• Sektorenkopplung, Erneuerbare Energie-Erzeugung und E-Mobilität

Bei dem Ausbau der Elektromobilität kommt es darauf an, diese möglichst eng mit den jeweiligen Verteilnetzbetreibern abzustimmen. Wünschenswert wäre

es, wenn Stromverbrauchern, die das Netz zu Zeiten nutzen, zu denen typischerweise eine geringe Verbrauchslast im Netz anliegt (atypisches Nutzerverhalten zu Schwachlastzeiten), reduzierte Netzentgelte angeboten werden könnten. Dadurch könnten auch jetzt schon Anreize geschaffen werden, um Elektrofahrzeuge dann zu laden, wenn ausreichende Netz- und Erzeugungskapazitäten vorhanden sind.

• Möglichkeiten der Sektorenkopplung besser kommunizieren

Bei Endverbrauchern ist – in Verbindung mit entsprechenden Angeboten vonseiten der Energieversorger – ein Bewusstsein dafür zu schaffen, dass steuerbare Verbraucher und Erzeuger vorteilhaft eingesetzt werden können.

Ein weiteres Thema der Sektorenkopplung ist die Erzeugung von Wasserstoff mithilfe von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (Power-to-Gas). Damit ist es möglich, ein Überangebot von elektrischer Energie so umzuwandeln, dass diese Energie zeitversetzt (zum Beispiel durch Brennstoffzellen) wieder in Strom und Wärme umgewandelt werden kann. Weiterhin kann Wasserstoff in Verbindung mit CO₂ und Energie zu Methan oder Methanol (Power-to-Liquid) konvergiert werden – und steht damit für zahlreiche Anwendungen in der Mobilität/Logistik und der Chemieindustrie zur Verfügung. Erste Anlagen mit der Power-to-Gas-Technologie stehen zur Verfügung. Eine massentaugliche Anwendung ist allerdings noch nicht möglich.

Das Thema Sektorenkopplung sollte in der Öffentlichkeit regelmäßig ins Bewusstsein gerückt werden. Dabei geht es darum, Anreize zu schaffen, um das Zusammenspiel von Erzeugern und Verbrauchern über die Netze so zu optimieren, dass in allen Energiebereichen (Strom, Wärme, Mobilität) ein möglichst großer Teil des Energiebedarfs durch Erneuerbare Energien gedeckt wird.

■ NETZMANAGEMENT

Wie können neue Ansätze durch Kooperationen, strukturelle Überlegungen oder technische Lösungen umgesetzt werden?

Das sagt die Wissenschaft

| Dr. Sebastian Wende-von Berg, Fraunhofer IEE

Bei der Umsetzung neuer innovativer Ansätze, wie in der Verteilnetzstudie Hessen beschrieben, sind verschiedene Hürden zu überwinden. So erfordert zum Beispiel die technische Anbindung von Mess- und Steuereinrichtungen einen sensiblen Umgang mit dem IT-Umfeld der Netz- und Anlagenbetreiber. Neue Lösungsansätze sollten am besten mithilfe von standardisierten Schnittstellen und Datenmodellen an die Systemumgebungen angebunden werden können. Das Europäische CIM (Common Information Model) Profil CGMES (Common Grid Model Exchange Standard) könnte als Basis dienen, um Datenexporte sowie -importe einheitlich zu gestalten. Damit könnte Softwareentwicklern für ihre Anwendungen und Lösungen eine einheitliche Plattform zur Entwicklung von Anbindungsmöglichkeiten bereitgestellt werden. Dieses wird zunehmend immer wichtiger, da die Erneuerbaren-Energien-Anlagen zum Großteil in der Hoch- und Mittelspannung installiert werden und man durch ihre, im Vergleich zu herkömmlicher Erzeugung, kleinere installierte Leistung mehr Anlagen an vielen verschiedenen Orten benötigt. Diese verteilte Erzeugung sowie steuerbare Verbraucher und Speicher müssen koordiniert werden, damit sie zum Erhalt der Netzstabilität- und -sicherheit beitragen können. Durch die hohe Anzahl von Erneuerbaren-Energien-Anlagen kann diese Koordinationsaufgabe zukünftig nur noch mithilfe softwarebasierter Assistenzsysteme umgesetzt werden.

Zur Generierung dieser Flexibilität aus den Verteilnetzen ist als Datenbasis für neue Algorithmen und Methoden

Dr. Sebastian Wende-von Berg | Fraunhofer IEE

Dr. Sebastian Wende-von Berg hat 2007 ein Diplom in Physik und hat 2010 im Bereich theoretische Astrophysik an der Universität Göttingen promoviert. Danach arbeitete er dort mehrere Jahre als wissenschaftlicher Mitarbeiter. Seit 2015 beschäftigt er sich am Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE (damals noch IWES) in der Abteilung „Netzplanung- und Netzbetrieb“ mit den Themen Netzoptimierung unter Einbeziehung erneuerbarer Energien, Algorithmenentwicklung, Standardisierung (Schnittstellen und Datenmodelle) sowie dem operativen Betrieb von Verteilnetzen. Seine Aufgaben sind seitdem u. a. Koordination und Übernahme von Entwicklungsarbeiten, Projektleitungen und die Betreuung der Produkte „Testen von Netzbetriebsführungen“ und „Pilotsysteme Netzbetriebsführungen“.



oftmals die Kenntnis von Erzeugern und Verbrauchern aus vertikalen Nachbarnetzen (überlagerte oder unterlagerte Netze anderer Spannungsebenen) notwendig. In geringerem Maße ist dies auch für horizontale Nachbarnetze (gleiche Spannungsebene aber anderer Netzbetreiber oder Netzgruppe) von Bedeutung. Aufgrund der Trennung der Netzebenen, für die unterschiedliche Netzbetreiber zuständig sind, liegen diese Informationen nur selten in vollständiger und konsistenter Form vor. Eine enge Zusammenarbeit der Netzbetreiber in Bezug auf Datenaustausch und gemeinsame Netzbetriebsführung wird momentan aber nur in eingeschränktem Maße realisiert. Trotz der gemeinsamen Ziele sind die Netzbetreiber oftmals an bürokratische Prozesse und Datenschutzrichtlinien gebunden. Des Weiteren fehlen Anreizsysteme, die eine enge Zusammenarbeit der Netzbetreiber und eine offenere Informationspolitik begünstigen. Auch die aktuelle Wettbewerbssituation kann sich in Bezug auf Konzessionen hinderlich auf eine ausgedehnte Zusammenarbeit auswirken. Hier wird ein neuer gemeinschaftlicher Ansatz benötigt, der sowohl die Eigenständigkeit der Netzbetreiber stützt, als auch die Möglichkeit der Netzebenen- und -betreiberübergreifenden Zusammenarbeit fördert, um das volle Potenzial der Erneuerbaren Energien-Anlagen umfänglich zu nutzen.

Über den Informationsaustausch zwischen Netzbetreibern hinaus, sollte sich die Kooperation auch auf Anlagenbetreiber und Direktvermarkter ausdehnen. Die Bestimmung der Flexibilitätsmöglichkeiten der Er-

zeuger, Verbraucher und Speicher scheitert teilweise immer noch an fehlenden Kommunikationseinrichtungen sowie an fehlenden Anreizen für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter zur aktiven Teilnahme an der Flexibilitätsbereitstellung. Die Integration dieser Teilnehmer in die Systemführung anhand von ökonomischen Anreizen und nicht nur über die technischen Anschlussbedingungen könnte hier ein Schlüssel zum Erfolg sein.

Das sagt die Praxis

| Matthias Pfeffer, Ingenieurbüro Pfeffer GmbH

Die intelligente Ortsnetzstation (IONS) als Vorposten der Leitwarte

Die politisch angestrebte Reduktion der CO₂-Emissionen wird der Nutzung der elektrischen Energie eine neue Bedeutung geben und neben der Energiewende die Wärmewende und die Mobilitätswende vorantreiben.

Die Sektorenkopplung Energiewende + Wärmewende + Mobilitätswende wird das Stromverteilnetz vor neue Herausforderungen stellen. Probleme durch Volatilität, Spannungsqualität und zeitweisen Energiemangel bzw. Energieüberfluss werden von den Verteilnetzbetreibern gelöst werden müssen. Um diese Herausforderungen beherrschen zu können, muss das Verteilnetz konventionell und intelligent ausgebaut werden.

Das intelligente Netz muss Messdaten erfassen, Fehler schnell identifizieren, fernsteuerbar sein und ein Spannungsmanagement möglich machen.

Ein Lösungsansatz dieser Aufgabenstellung sind intelligente Ortsnetzstationen (IONS), die als Vorposten der Netz-Leitwarte Messdaten erfassen, Fehler identifizieren und das Netz teilautomatisiert regeln, steuern und schalten. Die IONS verbinden die erforderlichen Primär- und Sekundärkomponenten gesetzes- und normenkonform mit hoher Betriebssicherheit.

Die Funktionen der intelligenten Ortsnetzstationen lassen sich in sechs Felder gliedern:

1. Messdatenerfassung der Primärkomponenten: Station, Mittelspannungs-, Niederspannungs-Schaltanlage und regelbarer Ortsnetztransformator.
2. Fehleridentifikation der Primärkomponenten. Bei der Fehleridentifikation handelt es sich u. a. um Meldungen bei Grenzwertüber- und unterschreitungen, Erd- und Kurzschlüssen und Auslösung der Sicherung für Mittelspannungs-Schaltanlagen (HH-Sicherung).
3. Intelligente Ortsnetzstationen können ferngesteuert werden. Die Fernsteuerung bezieht sich auf die Mittelspannungsfelder und den Niederspannungseinspeiseschalter.
4. Ein regelbarer Ortsnetztransformator ermöglicht eine Spannungsregelung innerhalb des Spannungsbandes nach der DIN EN 50160.
5. Die Firma IPI – Ingenieurbüro Pfeffer GmbH Industrievertretungen hat eine softwarebasierte Visualisierung für intelligente Ortsnetzstationen entwickelt, mit der Stromlaufpläne, Messdaten, Schalterstellungen und Fehler auf einem Touchscreen oder über eine App dargestellt werden können. In der Visualisierung ist ein Warnungs- und Störungsmanagement integriert, bei dem Verantwortliche der Station bei einer Fehleridentifikation direkt über die Alarmtabelle, E-Mail oder SMS informiert werden können. So können Fehler schneller behoben und gegebenenfalls Ausfälle vermieden werden. Das Warnungs- und Störungsmanagement funktioniert anhand eines Ampelsystems.

6. Wichtige Daten der intelligenten Ortsnetzstation können auch für eine Datenverarbeitung bzw. Datenauswertung in der Leitwarte oder in der Cloud genutzt werden. In einer entsprechenden Softwarelösung lassen sich beliebig viele intelligente Ortsnetzstationen visualisieren, überwachen und analysieren.

Damit ist eine IONS ein wichtiger Baustein im intelligenten Verteilnetz der Zukunft.

Intelligente Ortsnetzstation Lösung Intelligente Ortsnetzstation IPI_IONS

Zukunftssicher durch:

- Messdatenerfassung
- Fehleridentifikation
- Fernsteuerung
- Spannungsmanagement

Kosten reduziert durch:

- Vermeidung von Betriebsmittel-Zerstörungen
- Vermeiden von Haftungsfällen
- Optimierung Bilanzkreislauf
- Besserer SAIDI Wert
- Netzausbau optimieren

Versorgungssicherheit verbessert durch:

- Schnelle Fehler-Störungsortung
- Schnelle Fehlerbehebung
- Netzunterbrechungen reduzieren/verhindern
- Bessere Wiederverfügbarkeit

Versorgungsqualität verbessert durch:

- Powerquality-Überwachung
- Netzüberlastungen frühzeitig erkennen



Matthias Pfeffer | Ingenieurbüro Pfeffer GmbH

Matthias Pfeffer ist seit 1996 Geschäftsführer der Ingenieurbüro Pfeffer GmbH in der dritten Generation. Er studierte an der Hochschule Darmstadt Elektrotechnik mit der Fachrichtung Energietechnik und an der Hochschule Rheinland-Pfalz in Mainz Betriebswirtschaftslehre. Neben seiner Tätigkeit im VDE-Beirat in Hessen ist er Mitglied des House of Energy. Sein Unternehmen ist spezialisiert auf die Planung, Projektierung und den Vertrieb von Lösungen von Transformatorenstationen und Schaltanlagen für den konventionellen bzw. intelligenten Netzausbau.

Das Unternehmen ist zudem kompetenter Berater und Partner für alle, die sich den Herausforderungen an intelligenten Stromnetzen stellen müssen.

WORKSHOP NETZMANAGEMENT

*Wie können die Verteilnetze durch ein intelligentes Management optimiert werden?
Welche technischen und organisatorischen Möglichkeiten und Hemmnisse gibt es?*

Unter Netzmanagement wird die Steuerung der Energieflüsse und des Verteilersystems verstanden, um auch bei stark schwankender Energieerzeugung und schwankendem Verbrauch eine stabile Versorgung des Endverbrauchers in hoher Energiequalität zu ermöglichen.

• Datenschutz versus Qualität des Netzmanagements

Ein Schlüsselthema für ein qualitativ hochwertiges Netzmanagement der Verteilnetze ist die möglichst flächendeckende Verfügbarkeit von Erzeugungs- und Verbrauchsdaten in Echtzeit. Mit Blick auf den Datenschutz und personenbezogene Daten sind Regelwerke und Verfahren zu entwickeln, die es einerseits möglich machen, dass Netzbetreiber hinreichende Messdaten erhalten, um die Netze auch kleinteilig steuern und regeln zu können. Andererseits sollten die Daten so zusammengefasst sein, dass eine Zuordnung zum Einzelverbraucher nicht möglich ist. Eine besondere Rolle könnten hier intelligente Ortsnetzstationen spielen, mit denen die Netzdaten für einen überschaubaren Versorgungsbereich erfasst werden könnten.

• Kooperation über alle Netzebenen wichtig

Das Netzmanagement sollte sich aber nicht nur auf den Bereich der Verteilnetze beschränken, sondern die Verteilnetzbetreiber sollten sich auch mit den Verantwortlichen der vorgelagerten Netze eng austauschen. Das gelingt bisher nur teilweise, weil geeignete Schnittstellen fehlen und auch das Bewusstsein für eine enge Zusammenarbeit nicht vorhanden ist. Hierzu ist zukünftig auch eine engere Zusammenarbeit mit der Bundesnetzagentur notwendig.

• Prosumer zur Netzstabilisierung intelligent steuern

Die Verteilnetzstudie hat gezeigt, dass zukünftig Prosumer einen wichtigen Beitrag leisten können, um die Ausbaurkosten der Netze zu minimieren. Hierzu ist es aber notwendig, dass lokale Erzeuger und Verbraucher so in das Gesamtsystem eingebunden werden, dass sie zur Netzstabilität beitragen. Es sind Anreize und Schnittstellen zu schaffen, über die ein Zusammenwirken aller Prosumer im Sinne eines stabilen Netzbetriebs ermöglicht werden kann. So können lokale Energieerzeugungsanlagen wie zum Beispiel Photovoltaikanlagen und Blockheizkraftwerke zur Netzstützung eingesetzt werden. Weiterhin können aber auch stromverbrauchende Geräte/Anlagen, die zeitweise abgeschaltet werden können, dem jeweiligen Netzbetreiber angeboten werden, um das Verteilnetz in bestimmten Verbrauchssituationen nicht zu überlasten.

• Intelligente Verteiltechnik

Zukünftig werden intelligente Ortsnetzstationen eine wichtige Rolle spielen. Über diese Stationen ist es zum einen möglich, die Anbindung an das vorgelagerte Netz flexibel zu gestalten, um es in bestimmten Betriebszuständen optimal mit dem Verteilnetz abzustimmen. Zum anderen bieten diese Stationen aber auch die Möglichkeit, relevante Netzdaten kontinuierlich zu erfassen. Aus den zusammengefassten Daten des über die Ortsnetzstation versorgten Netzes kann unter Annahme bestimmter Lastprofile und Verbrauchsgewohnheiten auf die Anzahl der tatsächlichen Verbraucher in den Haushalten gut rückgeschlossen werden. Bisher ist allerdings nur ein sehr kleiner Teil (3–5 Prozent) der vorhandenen Ortsnetzstationen mit

entsprechender Messtechnik ausgestattet. Als Gründe dafür werden genannt:

- fehlende wirtschaftliche Anreize für den Netzbetreiber
- keine Notwendigkeit zur kontinuierlichen Datenerfassung des Gesamtnetzes
- fehlende personelle Kapazitäten und fehlendes geschultes Personal

Durch die geplante großflächige Einführung der Elektromobilität wird die Anzahl von leistungsstarken Verbrauchern stark ansteigen. Dadurch wird es notwendig, die Netzzustände durch intelligente Verteilertechnik besser zu erfassen und somit Voraussetzungen für entsprechende Regeleingriffe zu schaffen.



■ GESCHÄFTSMODELLE, MÄRKTE UND RECHTSRAHMEN

Wie müssen Märkte und Rechtsrahmen weiterentwickelt werden, um Flexibilitätslösungen im Realbetrieb erfolgreich umzusetzen?

Das sagt die Wissenschaft

| Prof. Dr. Heike Wetzel, Universität Kassel

Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland entstehen Fluktuationen in der Erzeugungsleistung. Dadurch können netztechnische Probleme entstehen, die vor allem Verteilnetzbetreiber (VNB) vor neue Herausforderungen stellen. Ein Mittel zur intelligenten Behebung dieser Probleme ist der Einsatz von Flexibilität, d. h. die Nutzung eines angepassten Verbrauchs- und/oder Erzeugungsverhaltens.

Bereits heute werden erste Flexibilitätsoptionen im Netzbetrieb realisiert. Obwohl im Energiewirtschaftsgesetz grundsätzlich die Forderung besteht, marktbezogene Mechanismen zur Wahrung der Netzstabilität zu nutzen, steht lediglich der Regelleistungsmarkt den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) zur Sicherung der Systembalance zur Verfügung. Weitere Optionen zur Nutzung von Flexibilität ohne echten Marktmechanismus finden sich derzeit beim Engpassmanagement der ÜNB (Redispatch), dem Einspeisemanagement (Ab-

regelung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen), und bei steuerbaren Lasten (z. B. Wärmepumpen) sowie beim direkten Eingriff der Netzbetreiber (netzsichernde Maßnahmen).

Prof. Dr. Heike Wetzel | Universität Kassel

Prof. Dr. Heike Wetzel leitet seit Oktober 2014 das Fachgebiet Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft an der Universität Kassel. Nach einer Ausbildung zur Bankkauffrau studierte sie zunächst Betriebswirtschaftslehre an der Universität Lüneburg. Im Anschluss promovierte sie dort von 2004 bis 2008 im Fach Volkswirtschaftslehre mit einer empirischen Arbeit zur europäischen Eisenbahnderegulierung. Im Jahr 2009 wechselte sie nach Köln und war dort mehrere Jahre als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und am Energiewirtschaftlichen Institut (EWI) an der Universität zu Köln tätig. Von 2014 bis 2016 leitete sie die Abteilung Dezentrale Energiewirtschaft am IDE Institut dezentrale Energietechnologien in Kassel, die im Jahr 2017 an die Universität Kassel überführt wurde. Der Fokus ihrer ökonomischen Forschungs- und Beratungstätigkeit liegt im Bereich der angewandten Energie- und Regulierungsökonomik sowie in der empirischen Effizienz- und Produktivitätsanalyse.



Derzeit erschweren die fehlenden Anreize für Flexibilitätssnutzer und -anbieter eine Marktbildung für Flexibilitätsoptionen. Während die Verteilnetzbetreiber die Kosten des Flexibilitätseinsatzes im aktuellen Regulierungssystem nicht geltend machen können, besteht auf der anderen Seite für potenzielle Anbieter mangels wirtschaftlich attraktiver Vermarktungsoptionen nicht die Möglichkeit, ihre Flexibilitätspotenziale für netzdienliches Verhalten zur Verfügung zu stellen. Weiterhin ist zu beachten, dass die Vergütung für den Abruf von Flexibilitäten über den entsprechenden Betrachtungszeitraum niedriger ausfallen muss als vergleichbare Netzausbaukosten, die zur Lösung des Engpasses notwendig wären. Die gleichzeitig niedrige Marktliquidität aufseiten der Anbieter und Nachfrager erschwert eine Entfaltung des Marktes, wodurch die Teilnahme interessierter Akteure verzögert wird.

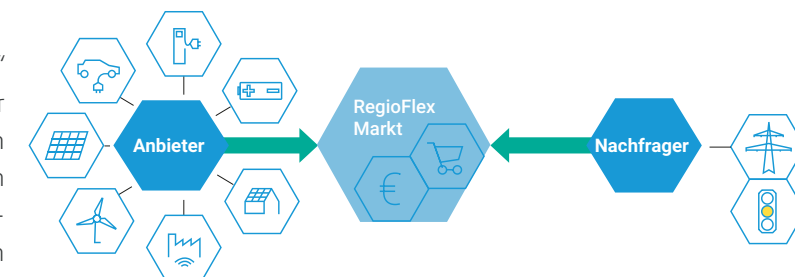
Für den Realbetrieb von Flexibilitätslösungen müssen neue Anreizsysteme entwickelt und etabliert und diese in einem Rechtsrahmen verankert werden. Die daraus entstehende Rechtssicherheit verringert das jeweilige finanzielle und auch technische Risiko der Marktakteure, wodurch eine Marktpartizipation motiviert wird. Verschiedene Anreizsysteme werden aktuell in der Literatur und in mehreren Forschungsprojekten entwickelt und geprüft. Dabei stellen sich drei schwerpunktbezogene Ansätze heraus:

In der VDE-Studie „Regionale Flexibilitätsmärkte“ vom September 2014 wird der „Marktansatz“ näher beschrieben. Insbesondere regionale Anbieter sollen befähigt werden, ihre Flexibilitätsoptionen dem lokalen Verteilnetzbetreiber (als Nachfrager) anbieten zu können. Hierfür ist zwischen den einzelnen Marktakteuren ein, im Vergleich zu heute, intensiverer Datenaustausch u. a. von netzbezogenen und Anlagendaten notwendig, um die erwünschten Netzeffekte zielgerichtet abrufen zu können.

Die im März 2017 von der Agora Energiewende veröffentlichte Studie mit dem Titel „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen“ beschreibt sechs verschiedene Modelle. Neben verschiedenen Marktausprägungen werden dabei mehrere Ausprägungen des Quotierungsansatzes vorgestellt. Die „Quotierung“ ermöglicht dem Netzbetreiber Restriktionen in der Erzeugung und im Verbrauch vorzugeben. Dadurch können Verbraucher oder Erzeuger nicht benötigte Lasten oder Kapazitäten handeln.

Den dritten Ansatz bilden sogenannte implizite Anreizsysteme. Ein auf Preiselastizität beruhendes Verbrauchsverhalten soll die Netzstabilität fördern und Eingriffe durch den Netzbetreiber verringern. Dies wird über variable Strompreise realisiert. Dadurch können Verbraucher motiviert werden, ihr Verbrauchsverhalten an die Stromverfügbarkeit der Erneuerbaren Energien anzupassen. Insbesondere für Heizstromanwendungen wie z. B. die Wärmepumpe oder für das Aufladen des Elektroautos bieten sich zukünftig mögliche Anwendungen in diesem Bereich.

Mit dem Projekt C/sells wird in den Bundesländern Bayern, Baden-Württemberg sowie Hessen das Energiesystem der Zukunft mit über 50 Partnern aus Wirtschaft und Forschung entwickelt. Autonom handelnde Zellen interagieren miteinander im regionalen Netz. Die Nutzung und Bereitstellung von Strom wird mit anderen Sektoren gekoppelt, wobei Flexibilitäten in und zwischen den Zellen genutzt werden. Innerhalb von C/sells forscht das Fachgebiet Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft an der Universität Kassel zum Marktdesign eines RegioFlexMarktes in Nord- und Mittelhessen. Im Unterschied zu bestehenden Energiemärkten spielt die räumliche Beziehung von Angebot und Nachfrage hierbei eine entscheidende Rolle.



RegioFlexMarkt im C/sells Projekt

Gemein ist allen Lösungsansätzen, dass sie im bestehenden Regulierungssystem nicht oder nur eingeschränkt umsetzbar sind. Der Gesetzgeber ist daher aufgefordert, flexibilitätsfördernde Regelungen in zukünftigen Anpassungen des gesetzlich-regulatorischen Rahmens zu berücksichtigen.

Das sagt die Praxis

| Dr. Michael Weise, Becker Büttner Held PartGmbH

Die Nutzung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber ist rechtlich zulässig, wird aber in der Praxis de facto nicht genutzt. Energierechtlich handelt es sich beim Abruf von Flexibilitäten um sogenannte marktbezogene Maßnahmen i. S. v. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG i. V. m. § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG.

Für den Verteilnetzbetreiber bestehen gegenwärtig keine Anreize und letztlich auch Hemmnisse (Risiken) Flexibilität (last- oder erzeugungsseitig) unter Vertrag zu nehmen. Das Hemmnis besteht insbesondere darin, dass nach geltendem Recht unklar ist, ob und in welchem Umfang der Verteilnetzbetreiber entsprechende Kosten für solche Flexibilitäten in seiner Kostenbasis für die Netzentgelte berücksichtigen kann.

Darüber hinaus besteht mit § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 14 EnWG die Möglichkeit, grundsätzlich entschädigungslos in Erzeugung und Last einzugreifen (sog. Anpassung).

Hemmnisse bestehen auch auf der potentiellen Anbieterseite, insbesondere bei Netznutzern, die energiewirtschaftliche Privilegierungen in Anspruch nehmen, etwa bei intensiven oder atypischen Netznutzern. Die Bereitstellung von Flexibilität kann hier Parameter ändern, die Voraussetzung für die Inanspruchnahme energiewirtschaftlicher oder auch steuerrechtlicher Privilegierungen sind.

Derzeit ist absehbar, dass es mit der Umsetzung des EU-Winterpakets Rechtsänderungen in diesem Bereich geben wird, die darauf abzielen, dass die Inanspruchnahme von Flexibilität durch die Verteilnetzbetreiber attraktiver gestaltet wird.

Dr. Michael Weise | Becker Büttner Held PartGmbH

Dr. Michael Weise befasst sich mit allen Fragen zur Abwicklung des Stromnetzzugangs, dem Mess- und Zählerwesen und den rechtlichen Vorgaben zum Schutz und Erhalt der System-sicherheit; daneben berät er auch umfassend den vertrieblichen Bereich (Gestaltung und Umsetzung von Lieferverträgen).

WORKSHOP GESCHÄFTSMODELLE, MÄRKTE UND RECHTSRAHMEN

Wie werden sich Geschäftsmodelle und Märkte entwickeln, damit die Bereitstellung von flexibler Erzeugung und flexiblen Lasten eine Rolle spielt? Welche technischen und rechtlichen Voraussetzungen sind hierfür notwendig?

Ein sicherer rechtlicher Rahmen ist für die Umsetzung neuer Geschäftsmodelle und die Entwicklung von neuen Märkten auf dem Energiesektor unabdingbar. In Modellprojekten werden bereits verschiedene Ansätze zum Aufbau solcher Märkte untersucht.

• Entwicklung eines Flexibilitätsmarktes

Folgende Ansätze wurden als relevant für einen „Flexibilitätsmarkt“ identifiziert:

- variable oder dynamische Stromtarife, die sich nicht nur an der Grundlast orientieren, sondern auch den Nutzen für das Versorgungsnetz bepreisen. Die Tarife müssen sowohl für Verbraucher als auch für Netzbetreiber Vorteile bringen.
- umfassende digitale Erfassung der Verbrauchs- und Erzeugungsdaten, um die Netzsituation zeitnah zu erfassen und als Netzbetreiber entsprechende Preissignale für den Leistungsausgleich im Verteilnetz generieren zu können. Dabei wurde ein öffentlicher „Datentreuhänder“ gewünscht, der den Datenschutz gewährleistet. Dies ist auch bei der Entwicklung von Cloud-basierten Marktplätzen wichtig.
- weiterer Ausbau der Reallabore, um Entwicklungen im komplexen Gesamtsystem in verschiedenen Bereichen (technisch, wirtschaftlich, rechtlich, gesellschaftlich) zu verstehen. Wichtig ist, dass die Pilotprojekte transparent ausgewertet werden, um Nutzen für alle Akteure daraus zu ziehen.
- die neuen Marktmechanismen sind so zu gestalten, dass eine Integration in die bestehenden Strommärkte möglich ist.

• Mess- und Abrechnungssysteme

Die Installation der notwendigen Messtechnik zur Erfassung der Verbrauchs- und Erzeugungsdaten gestaltet sich als schwierig, da solche Erfassungssysteme derzeit nicht in ausreichenden Mengen vorhanden sind. Das zeigt auch die Einführung der Smartmeter, die nur schleppend verläuft. Nur mit Daten, die annähernd in Echtzeit ausgewertet werden können, sind die Netzsituationen in allen Bereichen detailliert erfassbar.

• Versorgungssicherheit, Resilienz

Bei allen Aktivitäten zur Flexibilisierung muss sichergestellt sein, dass stromsensible Verbraucher zu jeder Zeit versorgt werden. Besonders die Robustheit von Netzzellen auf Störeinflüsse von innen und außen (Resilienz) sollte bei allen Überlegungen auch mit einbezogen werden und in zukünftige Marktmodelle einfließen. Dies erleichtert den Verteilnetzbetreibern dann die Gewährleistung der Versorgungssicherheit: Der Netzbetreiber sollte so selten wie möglich zur Sicherung der Netzstabilität das Marktgeschehen beschränken und die ans Netz angebundenen Energieanlagen hart durchschalten müssen.

• Neue rechtliche Rahmenbedingungen notwendig

Begleitend zu den marktwirtschaftlichen Instrumenten ist die Einführung und Gestaltung eines soliden verlässlichen Rechtsrahmens notwendig. Dieser muss sowohl auf neue Netznutzer wie virtuelle Kraftwerke und Prosumer zugeschnitten sein, als auch Themen wie Datenschutz und Datensicherheit umfassen und regeln.



■ ZUSAMMENFASSUNG

Ergebnisse aus den Workshops und der anschließenden Podiumsdiskussion

Das Thema Flexibilisierung wurde aus verschiedenen Blickwinkeln beleuchtet. Dabei hat sich gezeigt, dass es Kernthemen gibt, die in den nächsten Jahren zu bearbeiten sind. Es wurde festgestellt, dass über 90 Prozent der Erneuerbaren Energien ins Verteilnetz eingespeist werden. Aufgabe des Verteilnetzes ist es daher, die witterungsabhängig bereitgestellte Energie aufzunehmen und zum Verbraucher zu transportieren. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird in Zukunft mit großer Häufigkeit Lastverschiebungen erfordern – und zwar für rasche Leistungsschwankungen, die große Leistungswerte annehmen. Unter diesen neuen Anforderungen gilt es, sowohl die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten, als auch „Überschussstrom“ für andere Sektoren verfügbar zu machen. In den Workshops hat sich gezeigt, dass schon jetzt geeignete Flexibilitätstechnologien existieren und es gilt, diese weiterzuentwickeln und durch neue innovative Technologien zu ergänzen. Die zukünftig erwartbare Vielzahl an flexiblen Energieanlagen in den Verteilnetzen macht eine Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Anlagen notwendig, um Versorgungssicherheit zu garantieren und einen Markt zu ermöglichen. Bereits jetzt sind die nächsten Schritte zu gehen.

Dafür wurden folgende Handlungsfelder in den Workshops identifiziert:

- **Anreize zur Flexibilisierung durch die Gestaltung von entsprechenden Stromtarifen schaffen**

Um wirtschaftliche Anreize sowohl für Energieproduzenten und Netzbetreiber als auch für Energieverbraucher zu schaffen, sind neue Tarifsysteme notwendig. Diese sollten sich nicht nur an den Erzeugern orientieren, sondern auch Aspekte zur Netzstabilisierung bei der Preisgestaltung mitberücksichtigen. Die bisherigen

Regelungen belohnen Verbraucher, die die Grundlast bedienen (z. B. Absenkung des Netzentgeltes, wenn große Energiemengen gleichmäßig abgenommen werden). Hier sind deutliche Anreize zu entwickeln, um eine flexible Reaktion von Erzeugern und Verbrauchern zu fördern. Das kann sowohl die Bereitstellung von elektrischer Leistung sein, wenn sie im Netz benötigt wird, als auch die Abnahme von elektrischer Energie, wenn im Netz ein Überangebot vorhanden ist.

- **Verbrauchs- und Erzeugerdaten im gesamten Netz erfassen**

Um die Verteilnetze zukünftig noch genauer und feingliedriger steuern und regeln zu können sind flächendeckend Messdaten über den Netzzustand notwendig. Bei der Datenerfassung ist darauf zu achten, dass keine personenbezogenen Daten erfasst werden und dass die gemessenen Erzeugungs- und Verbrauchswerte in einem geschützten Raum anonymisiert genutzt werden. Die Einführung von Smartmetern hat gezeigt, dass die langfristige Umrüstung auf digitale Zähler, die seitens des Netzbetreibers/Energieversorgers ausgelesen werden können, eine gute Planung benötigt und aufgrund der verfügbaren Ressourcen flächendeckend nicht zeitnah möglich ist. Hier könnten intelligente



Stabilität durch Flexibilität

Kooperationsanreize schaffen Abwärme
Chargenprozesse netzverträglich gestalten Open Source Ansätze
NETZMANAGEMENT Flexibilisierung Stromtarife Digitalisierung
Kooperation fördern Netze stabil halten starre Strompreisanteile netzdienlich anpassen
private Potenziale bergen **DMS & FLEX. ERZEUGUNG**
Investitionen in Hochspannungsbereich Zwischenspeicherung vor Lastanpassung
E-Mobilität Ladezeiten entzerren variable Tarife Rahmenbedingungen anpassen
effektive CO₂-Bepreisung quartiersbezogene Lösungen Preisanreize für Verbraucher
GESCHÄFTSMODELLE, MÄRKTE & RECHTSRAHMEN Anreizsysteme Deregulierung
Rechtsrahmen Nutzen im Altbestand Datenhoheit als Grundlage
Mieterstrom Cybersecurity Datensicherheit Tauchsieder Marketing
Blockchain Netzentgelte bei atypischer Netznutzung **SEKTORENKOPPLUNG**
Day Ahead basis Netzausbau Reallabore/Spielplattformen
E-Mobilität Blockheizkraftwerke

Ortsnetzstationen eine wichtige Rolle übernehmen, indem an wichtigen (Knoten-)Punkten die Netzdaten erfasst werden. Über Kenntnis der dahinterliegenden Verbraucher und deren Lastprofile können aus diesen Summendaten Rückschlüsse auf die einzelnen Verbraucher gezogen werden.

- **Rechtsrahmen schaffen, der die Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen ermöglicht**

Die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle und die Investitionsbereitschaft in die Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch setzt eine klare rechtliche Regelung voraus. Hier sind alle Beteiligten von der Regulierungsbehörde bis hin zum Endverbraucher gefragt, im Dialog die notwendigen Regelungen zu entwickeln und dann auch verbindlich über Änderungen des Rechtsrahmens festzulegen.

- **Kommunikation zwischen allen Beteiligten verbessern**

Es wurde deutlich, dass nicht nur eine bessere Kommunikation zwischen den Netzbetreibern der unterschiedlichen Spannungsebenen notwendig ist, sondern auch zwischen Netzbetreibern und Netznutzern. Das in Haushalten und Unternehmen vorhandene Flexibilitätspotenzial kann nur genutzt werden, wenn die Bedürfnisse und Anforderungen von Verbrauchern und Netzbetreibern beiden Parteien bekannt sind, und entsprechende Vereinbarungen geschlossen werden können. Eine neue Kundengruppe sind die Netzteilnehmer, die gleichzeitig Erzeuger und Verbraucher sind (Prosumer).

Es bestehen große Chancen, die Netzstabilität durch eine gute Einbindung dieser Gruppe zu verbessern, und auch durch klare Regelungen und Vereinbarungen die Kosten für den Netzausbau zu reduzieren.

■ FAZIT UND AUSBLICK

Die Tagung hat mit ihren interessanten Vorträgen und Workshops gezeigt, dass sich die Entwicklung auf einem guten Weg befindet und geeignete Lösungen zum Betrieb der Verteilnetze unter den Rahmenbedingungen der fortschreitenden Energiewende bereitgestellt werden können. Wissenschaft, Praxis und Politik stehen hierzu miteinander im Dialog. Die Ergebnisse der Studie zeigen in Kombination mit den Erfahrungen aus aktuellen Modellprojekten und dem Engagement der Netzbetreiber, dass sich der rechtliche Rahmen in den nächsten Jahren weiterentwickeln muss. Damit gibt man den Akteuren die Chance, die Verteilnetze derart zu ertüchtigen, dass sie auch in Zukunft den Anforderungen der Energiewende genügen. Stichpunkte sind hier die dezentrale Energieerzeugung auf Basis witterungsabhängig einspeisender erneuerbarer Energien sowie die Erhöhung der elektrischen Lastanforderungen durch Elektromobilität und EDV im Zuge der Digitalisierung, etc. Bei der Tagung wurde deutlich, dass die Energiewende einen gesamtgesellschaftlichen Transformationsprozess darstellt, der die Einbindung der unterschiedlichsten Akteure voraussetzt.

An dieser Stelle herzlichen Dank an alle Referentinnen und Referenten und engagierten Teilnehmerinnen und Teilnehmer, die mit ihren Beiträgen und Impulsen die Veranstaltung bereichert haben.

Wir haben aus den Beiträgen und Diskussionen folgende wesentliche Themen für die nähere Zukunft identifiziert:

1. Technische Herausforderung – elektrische Leistung in der Fläche managen

Die Energiewende bedingt den Wandel von zentralen Kraftwerken hin zu dezentralen Energieerzeugungs-

anlagen. Das bedeutet, dass die Energieerzeugung mit zum Teil hohen Leistungsspitzen (je nach Wind- und Solarangebot) an Stellen im Netz aufgenommen werden muss, an denen sich bisher nur Verbraucher mit geringem Leistungsbedarf befanden. Dazu muss an diesen Orten zukünftig eine Infrastruktur vorhanden sein, die hohe elektrische Leistungen aufnehmen kann.

Weitere Anforderungen entstehen durch neue Stromverbraucher. Beispielsweise betrifft dies die Wünsche der Nutzerinnen und Nutzer von Elektrofahrzeugen, die die Batterie ihres Fahrzeugs in möglichst kurzer Zeit aufladen möchten. Auch dadurch entstehen hohe elektrische Leistungen auf der Lastseite, die über das jeweilige Verteilnetz bereitgestellt werden müssen.

Einige dieser Erzeugungs- oder Lastspitzen können durch eine gute Kombination von Erzeugung und Bedarf kompensiert werden. Daher ist es wichtig, Anreize zu schaffen, um gegebenenfalls regional vorhandene Leistungsspitzen in der Energieerzeugung mit Leistungsspitzen im Energieverbrauch zu kompensieren. Das könnte zum Beispiel dadurch geschehen, dass es einen Anreiz zur Abnahme von Strom gibt, wenn die Sonne scheint und der Wind weht.

Der Umbau der Netze für diese Anforderungen ist grundsätzlich zu bewältigen, wie Rückmeldungen von den in die Studie eingebundenen Verteilnetzbetreibern bestätigen. Bei kleineren Netzbetreibern sind ggf. Kooperationen notwendig, um neue Wege im Netzmanagement beschreiten und innovative Maßnahmen angehen zu können.

2. Technische Entwicklungen – alles beginnt mit dem ersten Schritt

Die Tagung hat gezeigt, dass es neue Methoden und Strategien geben muss und wird, um den neuen Anforderungen gerecht zu werden. Die bisherigen rechtlichen Rahmenbedingungen zum Betrieb der Netze sind nach wie vor auf eine zentrale Erzeugung von Energie ausgerichtet. Flexibles Verhalten von Erzeugern und Verbrauchern im Verteilnetz wird bisher kaum belohnt.

In den vorgestellten Modellprojekten wurden erste Ansätze erkennbar, wie Marktmodelle und/oder rechtliche Rahmenbedingungen gestaltet werden können. Auf einer solchen Grundlage wird es möglich, in der Fläche die Netze – im Sinne eines Leistungsmanagements – dynamisch zu betreiben, indem flexibel steuerbare Energieanlagen eingebunden und bedarfsorientiert eingesetzt werden.

Wie die Erfahrung aus der Entwicklung und Markteinführung von anderen Technologien lehrt, wird immer eine gewisse Zeit benötigt, bis diese Ansätze in die Alltagspraxis einziehen. Als Beispiel sei hier die Entwicklung der Elektromobilität bei Fahrrädern genannt, die sich über viele Jahre nur sehr langsam entwickelte, dann aber ein explosionsartiges Anwachsen erfuhr. Eine ähnliche Entwicklung erwarten wir bei der Einführung neuer Systeme zum Ausbau und zum flexiblen Betrieb der Netze.

Um diese Flexibilität systematisch bereitzustellen, kommt die Sektorenkopplung ins Spiel. Dies beinhaltet perspektivisch die Sektoren Strom, Wärme/Kälte, Mobilität, Gas und chemische Industrie. Eine bedarfsorientierte Wandlung von erneuerbarer Energie zwischen diesen Sektoren (Power-to-X und X-to-Power) macht kostengünstige Möglichkeiten der Zwischenspeicherung nutzbar und bringt damit Flexibilität und Effizienz ins Energiesystem, vorausgesetzt, das System wird intelligent gemanagt. Diesbezüglich bieten Quartierskonzepte interessante neue Ansatzpunkte – gerade in Verbindung mit der E-Mobilität, deren Ausbaugeschwindigkeit allerdings nicht klar absehbar ist.

3. Akzeptanz – flexible Netze benötigen flexible Kunden

Um die technischen Möglichkeiten für einen stabilen Netzbetrieb durch flexible Erzeugung und flexibles Verbraucherverhalten zu nutzen, sind sowohl bei

Energieerzeugern als auch bei Energieverbrauchern Voraussetzungen zu schaffen, damit diese Potenziale auch genutzt werden können. Ein Teil der Energieverbraucher wird von intelligenten Steuerungsmöglichkeiten begeistert sein. Für eine breite Akzeptanz wird sicherlich auch von Bedeutung sein, welche Anreize in Form monetärer Vorteile (z. B. für das verzögerte Anschalten eines Verbrauchers) vorhanden sind und ebenso, welcher Aufwand damit für die Stromkunden verbunden ist. Mit Blick auf die Industrie gilt zu berücksichtigen, dass Kernprozesse, die für die Produktqualität entscheidend sind, nicht angetastet werden. Nebenprozesse oder die Energiebereitstellung können hingegen flexibilisiert werden. Haushalts- und Gewerbekunden mögen selten auf ihren Komfort verzichten. Eine Steuerung von Wärmepumpen oder Kälteaggregaten kann in bestimmten Grenzen erfolgen, ohne dass dies für die Kunden mit Komforteinbußen verbunden wäre. Wie die Tagung gezeigt hat, gibt es Lösungsansätze, die all dies berücksichtigen und dabei auf intelligente, automatisierte Steuerungen setzen.

Wichtig wird in diesem Zusammenhang auch der vertrauensvolle Umgang mit Daten. Um Verbrauch und Erzeugung möglichst gut miteinander abstimmen zu können, ist ein Verfahren zum Datenaustausch zu vereinbaren, das dies begünstigt. Da es sich dabei zum Teil um sensible (Unternehmens-)Daten handelt, wird dieser Datenaustausch nur möglich sein, wenn es gelingt, die Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern und Verbrauchern vertrauensvoll zu gestalten. Dazu sind ein offener Informationsaustausch, Transparenz und gegenseitiges Verständnis elementar.

Wir sind der Auffassung, dass diese Veranstaltung besonders im Hinblick auf die Entwicklung eines gegenseitigen Verständnisses für die Anforderungen von Netzbetreibern und Verbrauchern an das zukünftige Verteilnetz einen wichtigen Beitrag geleistet hat. Und wir hoffen, dass die Veranstaltung dazu beigetragen hat, dass Netzbetreiber und Netzbenutzer sich engagieren, um gemeinsame Lösungen zum stabilen Betrieb der Netze unter den Rahmenbedingungen der fortschreitenden Energiewende zu entwickeln.

4. Rahmenbedingungen – Flexibilität benötigt einen neuen regulatorischen Rahmen für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle

Bisher wird durch die gesetzlichen Regelungen die Flexibilität von Erzeugern und Verbrauchern nur in weni-

gen Fällen gefördert. Eher das Gegenteil ist der Fall: So wird zum Beispiel ein gleichmäßiger Verbrauch von elektrischem Strom mit hoher Leistung dahingehend begünstigt, dass in diesem Fall ein wesentlicher Teil der Gebühren für die Netznutzung (Nutzungsentgelt) erlassen werden kann. In der bisherigen Versorgungsstruktur, in der gleichmäßig arbeitende Kraftwerke (Grundlast) eine wichtige Rolle spielen, macht das durchaus Sinn. In einem Energieversorgungssystem, in dem die Kraftwerke ihre Energie eher stark schwankend bereitstellen, ist diese Regelung nicht mehr zeitgemäß.

Der Übergang zu einer neuen rechtlichen Struktur ist allerdings nicht einfach, da ordnungspolitische Vorschriften zur Flexibilisierung von Erzeugern und Verbrauchern juristisches Neuland sind und daher nur im vertrauensvollen und zielgerichteten Miteinander von Netzbetreibern und Netznutzern entwickelt werden können. Insoweit sind juristische Experimentierräume, wie z. B. das Programm „Schaufenster intelligente Energie“ (SINTEG) mit dem bei der Veranstaltung vorgestellten Projekt C/sells sehr zu begrüßen. Diese Projekte zeigen, dass jetzt schon viele Schritte unternommen werden können, um für die Zukunft die Stabilität des Stromnetzes durch den Einsatz von Flexibilität gewährleisten zu können – auch wenn heute der regulatorische Rahmen noch ungünstig ist.

Die Modellvorhaben sind ein wichtiger Motor für die Anpassung der Rahmenbedingungen. Innerhalb eines auf die neuen Anforderungen abgestimmten Rechtsrahmens werden sich innovative Geschäftsmodelle entwickeln können, die auf einer zunehmend flexiblen Erzeugung und flexiblem Verbrauch basieren. So kann es gelingen, dass der im Zuge der Energiewende notwendige Umbau von Struktur und Betrieb der Verteilnetze zum Selbstläufer wird.

■ ANHANG

Verzeichnis der Akteure mit Begleitausstellung

Bürgerdialog Stromnetz

Der Bürgerdialog Stromnetz ist eine Initiative für den offenen, transparenten und konstruktiven Austausch zwischen allen Beteiligten rund um den Stromnetzausbau in Deutschland. Er wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert. Im Rahmen seiner Informations- und Dialogangebote stellt der Bürgerdialog Stromnetz u. a. grundlegendes Wissen zum Stromnetzausbau bereit, beantwortet Fragen und zeigt, welche Beteiligungsmöglichkeiten es in den einzelnen Planungsschritten gibt.



enercast GmbH

enercast ist ein führendes Technologieunternehmen für angewandte künstliche Intelligenz und Digitalisierung der Erneuerbaren Energien.

Mit selbstlernenden SaaS-Produkten für die präzise Leistungsprognose von Wind- und Solaranlagen ermöglicht enercast die Einbindung erneuerbarer Energie in Stromnetze und Energiemärkte. Mit ihrer Plattform für industrielle Anwendungen künstlicher Intelligenz vernetzt enercast interne und externe Daten, identifiziert werthaltige Muster und verdichtet sie zu aussagekräftigen Prognosen. So erschließen Kunden aus Energie und Industrie zuvor unerkannte Ge-

schäftspotenziale, getreu der Devise: „Weather insights that put you in control“. Das 2011 gegründete Unternehmen mit Sitz in Kassel liefert jeden Tag 700.000 Datensätze mit Prognosen für 80 GW installierter Leistung in 18 Länder der Welt. Neben den Gründern Thomas Landgraf und Bernd Kratz gehören die innogy Venture Capital und der High-Tech Gründerfonds zu den größten Gesellschaftern der enercast GmbH.



Energethik Ingenieurgesellschaft mbH

Wir haben nur dann eine Zukunftsperspektive auf diesem Planeten, wenn wir eine ethische Energieversorgung etablieren.

Wir bauen Biogasanlagen so um, dass sie Strom und Wärme dann und da erzeugen, wo wir sie brauchen. Wir realisieren intelligente Wärmenetze, um fossile Heizungen zu ersetzen.



FLAVIA IT-Management GmbH

Die Flavia IT-Management GmbH (FLAVIA IT) ist ein inhabergeführtes Technologieunternehmen, welches bundesweit anspruchsvolle IT-Projekte im Kundenauftrag realisiert. Seit der Gründung

im Jahr 2001 fand ein stetiges Wachstum statt, sodass Kunden der Flavia IT auf das breit aufgestellte IT Know-how von über 50 Mitarbeitern zählen können. In 2017 gehörte FLAVIA zu den 500 wachstumsstärksten Unternehmen Deutschlands und landete innerhalb der IT-Unternehmen auf Platz 54 der durch das Nachrichtenmagazin FOCUS und Statista GmbH veröffentlichten Rangliste.

Auf Basis von erfolgreich umgesetzten Projekten in der Mobilitätsbranche, hat die FLAVIA IT das Thema Elektromobilität als die Zukunft des Verkehrswesens erkannt und entwickelt fortan, organisatorisch verankert in dem 2015 gegründeten Spin-off „Grid & Co. GmbH“, hersteller-unabhängige Software und Anwendungen für den Bereich der E-Mobilität.



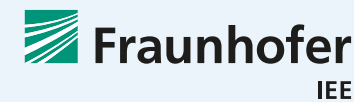
Fraunhofer IEE

Das Fraunhofer IEE in Kassel forscht für die Transformation der Energiesysteme. Es entwickelt Lösungen für technische und wirtschaftliche Herausforderungen, um die Kosten für die Nutzung erneuerbarer Energien weiter zu senken, die Versorgung trotz volatiler Erzeugung zu sichern, die Netzstabilität auf hohem Niveau zu gewährleisten und die Energiewende zu einem wirtschaftlichen Erfolg zu führen.

Kompetenzfelder:

- Energiewirtschaft und Systemdesign
- Energiemeteorologie und erneuerbare Ressourcen
- Energieinformatik
- Energieverfahrenstechnik
- Elektrische Netze
- Geräte- und Anlagentechnik

Das Institut ist 2018 aus dem Institutsteil Energiesystemtechnik des Fraunhofer IWES hervorgegangen und wurde 1988 als Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET in Kassel gegründet.



Grid & Co. GmbH

Die Gründung der Grid & Co. GmbH erfolgte 2015 nach der erfolgreichen Umsetzung mehrerer Projekte im Mobilitätsumfeld. Inhaltlich beschäftigt sich Grid & Co. mit der Zusammenführung unterschiedlicher Mobilitäts- und Energieservices. Hierbei ermöglicht die Nutzungs- und Abrechnungsplattform GRIDWARE dem Nutzer, unter Einsatz eines Nutzungsmediums (RFID-Karte oder Smartphone-App), auf unterschiedliche Services zuzugreifen.

Seit Januar 2018 ist Grid & Co. mit einem Komplettangebot für den Betrieb einer Ladeinfrastruktur am Markt.

Aktuell verlagert sich der Entwicklungsschwerpunkt von der reinen OCPP-Thematik hin zu Aufgabenstellungen im Smart-Grid-Kontext. Die Steuerung der Lastaufnahmen von Ladesäulen im Hinblick auf die Netzdienlichkeit, die Regelung der Energieabgabe in einen Ladepark unter Einbeziehung von Nutzerprofilen und lokaler Energiespeicher sind beispielhafte Themenfelder, die in kommenden Projekten bearbeitet werden.



Postberg + Co.

Postberg + Co. GmbH ist seit 15 Jahren Spezialist im Bereich Druckluftcontrolling. Wir bieten Ihnen das Komplettpaket aus kompetenter, unabhängiger Beratung zur Energie- und Kostenoptimierung Ihres Druckluftnetzes, eine auf jede Anforderung abgestimmte, patentierte Messtechnik, sowie den dazugehörigen Support bei Montage und Verbesserungsmaßnahmen. Das Druckluftwärmekraftwerk PB+CO®mpressor in den Leistungsklassen 20 kW, 64 kW, 130 kW und 210 kW rundet das Allround-Angebot ab.

Dieses Projekt wurde im Zuge der Veranstaltung „Stabilität durch Flexibilität: Das Hessische Stromnetz der Zukunft“ in der Ausstellung vorgestellt.

Der PB+CO®mpressor wandelt Erdgas in Wärme und zusätzlich (im Gegensatz zum klassischen BHKW) in Druckluft auf hohem und damit vielseitig nutzbarem Temperaturniveau um. Parallel zur nutzbaren Wärme werden je nach Enddruck bis zu 33,4 m³/min Druckluft erzeugt, sodass der Gesamtwirkungsgrad bei über 90 Prozent liegt.



Sonneninitiative e.V.

Seit 2003 engagiert sich der Verein Sonneninitiative für eine Energiewende in Bürgerhand. Dabei setzt er die Energiewende als starker Partner von Kommunen und Gewerbe mit ganz konkreten Projekten um. Zusammen mit Bürgerinnen und Bürgern, dezentral und demokratisch.

Das heißt: 250 errichtete Bürgersonnenkraftwerke in Hessen, Bayern und Baden-Württemberg sparen 10.000 Tonnen CO₂ jährlich und versorgen rechnerisch eine Kleinstadt mit Strom von der Sonne. Unzählige Informationsveranstaltungen in ganz Deutschland.

Mitarbeit in vielen Netzwerken, Lobbyarbeit für Solarenergie oder Solarberatung für jedermann/-frau sind nur einige der weiteren Arbeitsschwerpunkte. Der Verein ist der größte PV-Anlagenbetreiber in Hessen und u. a. Träger des Deutschen Solarpreises 2014.



Universität Kassel – Fachgebiet Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft

Das Fachgebiet Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft der Universität Kassel widmet sich der ökonomischen und energiepolitischen Analyse nationaler und regionaler Strategien zur Schaffung eines wirtschaftlichen und nachhaltigen Energieversorgungssystems in Deutschland. Der Schwerpunkt der Forschung liegt hierbei auf der Beurteilung nationaler und regionaler Umsetzungsstrategien zur Integration dezentraler Energietechnologien in die bestehenden Energieversorgungssysteme. Mithilfe moderner wissenschaftlicher Methoden werden die Potenziale und Hemmnisse verschiedener dezentraler Energieversorgungs-lösungen aus volkswirtschaftlicher, umwelt- und energiepolitischer Sicht untersucht. Dies umfasst eine Betrachtung der Verhaltensweisen und Fähigkeiten aller energiewirtschaftlichen Akteure, das heißt der staatlichen Institutionen, der Unternehmen und der Bürger, sowohl auf nationaler als auch auf regionaler Ebene.



Verzeichnis der Referentinnen und Referenten

Prof. Dr. Martin Braun

Fraunhofer IEE
Königstor 59
34119 Kassel
www.iee.fraunhofer.de

Dr. Sebastian Breker

EnergieNetz Mitte GmbH
Monteverdistraße 2
34131 Kassel
www.energienetz-mitte.de

Dr. Thorsten Ebert

Städtische Werke
Aktiengesellschaft, Kassel
Königstor 3–13
34117 Kassel
www.sw-kassel.de

Norman Gerhardt

Fraunhofer IEE
Königstor 59
34119 Kassel
www.iee.fraunhofer.de

Dr. Ilja Krybus

BearingPoint GmbH
Speicherstraße 1
60327 Frankfurt
www.bearingpoint.com

Matthias Pfeffer

Ingenieurbüro Pfeffer GmbH
Carl-Benz-Straße 13
63322 Rödermark
www.ipi-online.de

Florian Rode

Limón GmbH
Große Rosenstraße 21
34117 Kassel
www.limon-gmbh.de

Prof. Dr. Thomas Stetz

Technische Hochschule
Mittelhessen
Fachbereich Elektro- und
Informationstechnik
Wiesenstraße 14
35390 Gießen
www.thm.de

Robert Wasser

energethik ingenieurgesellschaft
mbH
Albert-Einstein-Straße 1
49076 Osnabrück
www.energethik-ingenieure.de

Dr. Sebastian Wende-von Berg

Fraunhofer IEE
Königstor 59
34119 Kassel
www.iee.fraunhofer.de

Dr. Michael Weise

Becker Büttner Held PartGmbH
Pfeuferstraße 7
81373 München
www.beckerbuettnnerheld.de

Prof. Dr. Heike Wetzel

Universität Kassel
FB Wirtschaftswissenschaften
Institut für VWL
Nora-Platiel-Straße 4
34109 Kassel
www.uni-kassel.de/fbo7/home

Glossar

Aktorik	Teilgebiet der Antriebstechnik, das sich mit dem Erzeugen einer Bewegung oder Verformung beschäftigt. Aktoren wandeln Signale, die etwa von einem Steuerungscomputer ausgehen, in physikalische Effekte um, insbesondere in mechanische Bewegungen. Im Kontext Lernender Systeme können Aktionen auch rein digital umgesetzt werden. Aktorik ist neben Sensorik und Selbstregulation eine der drei Hauptkomponenten von autonomen Systemen.
Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern	In einer marktwirtschaftlichen Wirtschaftsordnung sorgt der Wettbewerb für günstige Preise, gleicht Angebot und Nachfrage aus und motiviert die Unternehmen, nach neuen Produkten und kostengünstigen Verfahren zu suchen. Allerdings gehören die Strom- und Gasnetze zu den sogenannten „natürlichen Monopolen“, in denen der Wettbewerb nur eingeschränkt wirkt oder ganz außer Kraft gesetzt ist. Die Anreizregulierung soll Anreize zu Kostensenkungen bei den Betreibern von Gas- und Stromnetzen schaffen, um diese an Verbraucher weiterzugeben.
Arbeitspreis	Preis für die bezogene oder gelieferte Energie
Atypischer Netznutzer	Letztverbraucher, bei denen die Jahreshöchstlast vorhersehbar in lastschwachen Zeiten auftritt. Gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV können atypische Netznutzer oder Letztverbraucher, die das Netz besonders intensiv nutzen (jährlich mindestens 7.000 Benutzungsstunden und 10 Gigawattstunden), ein individuelles Netzentgelt vereinbaren.
BDEW e.V.	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Betriebsmittel	Netzbetriebsmittel sind diejenigen Betriebsmittel (erforderliche materielle Güter), die unerlässlich für einen sicheren Systembetrieb sind. Dazu zählen z. B. Freileitungen, Kabel, Schaltanlagen und Netzstationen, Schutz- und Leittechnik, etc. Um den aktuellen und zukünftigen Herausforderungen der Energieversorgung gewachsen zu sein, bedarf es zuverlässiger Netzbetriebsmittel.
Blockheizkraftwerk (BHKW)	Blockheizkraftwerke (Kurzform: BHKW) sind kompakte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die der kombinierten Strom-/Wärme-Erzeugung dienen. BHKWs werden mit fossilen Brennstoffen (Öl oder Gas) oder mit erneuerbaren Treibstoffen (Biogas, Biodiesel) betrieben. Die bei der Stromproduktion erzeugte (Ab-)Wärme wird zum Beispiel zur Gebäudeheizung genutzt.

CGMES (Common Grid Model Exchange-Standard)	Der Common Grid Model Exchange-Standard (CGMES) wurde entwickelt, um die notwendigen Anforderungen für den Datenaustausch der Übertragungsnetzbetreiber in den Bereichen Systementwicklung und Systembetrieb zu erfüllen. Es ist eine technische Spezifikation (TS) der IEC (International Electrotechnical Commission) auf Basis der Common Information Model (CIM)-Normenfamilie.
CIM (Common Information Model)	Das CIM ist ein Standard für eine einheitliche Schnittstelle zum Austausch von Netzmodellen und ermöglicht den Austausch von Daten, die für regionale oder gesamteuropäische Studien zur Netzentwicklung und für zukünftige Prozesse im Zusammenhang mit Netzkodizes erforderlich sind.
Demand Side Management (DSM)	Als Demand Side Management (DSM), auch Lastmanagement genannt, bezeichnet man die Steuerung der Stromnachfrage durch das gezielte Ab- und Zuschalten von Lasten aufgrund von Marktsignalen. Besonders geeignete Lasten sind Systeme, die über einen Speicher verfügen und so eine kurzzeitige Unterbrechung der Energiezufuhr ausgleichen können (Wärme, Kälte, Druckluft).
DIN EN 50160	Die EN 50160 ist eine Europäische Norm, die die wesentlichen Merkmale der Netzspannung am Netzanschlusspunkt unter normalen Betriebsbedingungen definiert und spezifiziert. Wesentliche Kennwerte sind die Frequenz, die Spannungshöhe, die Kurvenform und die Symmetrie der Leiterspannungen.
Direktvermarkter/Direktvermarktung	Die Direktvermarktung erneuerbaren Stroms ist eine Alternative zur festen EEG-Einspeisevergütung und soll die Betreiber größerer Anlagen bereits an das Wettbewerbsumfeld des Strommarktes gewöhnen – denn in einigen Jahren wird es keine Förderung mehr geben. Bei der Direktvermarktung wird der Strom aus Erneuerbaren Energien an der Strombörse verkauft und, da sich das allein bei den aktuellen Preisen nicht lohnt, zusätzlich mittels einer Marktprämie gefördert.
EEG	Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) regelt die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen ins Stromnetz – als zentrales Steuerungsinstrument für den Ausbau regenerativer Energien.
Einspeisemanagement (Eisman)	Mit dem Begriff Einspeisemanagement (Eisman oder Einsman) ist die vom Netzbetreiber vorgenommene Abregelung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien sowie KWK- und Grubengasanlagen in das Stromnetz gemeint. Diese Zwangsabregelung der Einspeisung wird notwendig, wenn einzelne Abschnitte eines Verteil- oder Übertragungsnetzes überlastet sind und ein solcher Engpass die Versorgungssicherheit bedroht. Konkret bedeutet dies, dass z. B. die Leistung von Windkraftanlagen oder von Solarstromanlagen durch den Netzbetreiber reduziert wird.
Engpass	Ein Netzengpass tritt auf, wenn die Übertragungskapazität einer Leitung oder eines Teilnetzes erreicht wird.
Engpassmanagement	Das Netzengpassmanagement beinhaltet Maßnahmen in der Planung und im Betrieb elektrischer Netze zur Vermeidung der Überlastung von Leitungen oder der Verletzung anderer betrieblicher Grenzen. Netzengpässe existieren, wenn nicht alle gewünschten Transaktionen des Marktes im elektrischen Netz ohne die Verletzung von betrieblichen Grenzen realisiert werden können. Zu den Betriebsgrenzen gehören z. B. die maximale Leitungsauslastung oder das einzuhaltende Spannungsband.

EnWG	Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) regelt die Elektrizitäts- und Gasversorgung und beinhaltet die grundlegenden Richtlinien zum Recht leitungsgebundener Energie. Ziel des EnWG ist es, eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche“ Strom- und Gasversorgung der Allgemeinheit sowie einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb bei der Energieversorgung zu gewährleisten.
EU-Winterpaket (auch Clean Energy Package)	Am 30. November 2016 hat die Europäische Kommission ein umfangreiches Legislativpaket, das sogenannte „Winterpaket“ veröffentlicht. Dies soll die Umsetzung der Energieunion und des Klima- und Energierahmens 2030 vervollständigen. Die Europäische Union hat sich für 2030 das Ziel gesetzt, die EU-internen Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Zudem soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch der EU auf 32 Prozent gesteigert und der Primärenergieverbrauch der EU um 32,5 Prozent gegenüber einer zugrunde gelegten Referenzentwicklung reduziert werden.
Flexibilität	Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Folgende Parameter charakterisieren die Flexibilität: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort, etc.
Flexibilitätsmarkt	Markt, an dem Flexibilitätsdienstleistungen gehandelt werden.
Flexibilitätsprämie	Bereits mit dem EEG 2012 wurde die Flexibilitätsprämie für Betreiber von Biogasanlagen und Biomethananlagen geschaffen, die ihren Strom direkt an der Strombörse vermarkten. Anspruch auf die Flexibilitätsprämie haben alle Betreiber von Anlagen, die im Marktprämienmodell gemäß EEG vergütet werden. Das Ziel der Flexibilitätsprämie ist es, den Anteil an der regelbaren „an- und abschaltbaren“, also flexiblen Stromproduktion zu erhöhen, um dann möglichst viel Strom aus Erneuerbaren Energien zu produzieren, wenn die Stromnachfrage hoch ist.
Fluktuierend	Unter fluktuierende Energieerzeugungsanlagen sind zum Beispiel Wind- und Solarstromkraftwerke zu verstehen, deren Dargebot witterungsbedingt schwankt, also Fluktuationen unterworfen ist.
Grenzkosten	Grenzkosten, auch Marginalkosten, sind die zusätzlichen Kosten je Produktionseinheit.
Grundlast	Die Grundlast bezeichnet in der Leistungsdauerlinie jenen Teil der Leistung, der fast über die gesamte Zeit des Jahres benötigt wird.
HH-Sicherung/Hochspannungssicherung	Hochspannungs-Hochleistungssicherungen sind selbstständig schaltende Schutzgeräte im Mittelspannungsbereich bis 36 kV, in manchen Ländern bis über 100 kV. Sie werden in Netzen der Energieversorgung und -verteilung verwendet, um die Auswirkungen von Überströmen (Kurzschlüssen) zu begrenzen. Die häufigste Anwendung finden sie in Transformatorstromkreisen; weitere Verwendungen sind in Motorstromkreisen und Kondensatorbänken üblich.
Horizontales Nachbarnetz	Benachbartes Stromnetz auf derselben Spannungsebene, wobei die Netze im Normalzustand galvanisch getrennt sind.

Intelligente Ortsnetzstation (IONS)	Die intelligente Ortsnetzstation kann im Vergleich zur konventionellen Station aus der Ferne von der Netzleitstelle gesteuert werden. Zusätzlich können diese Stationen dank der Ausstattung mit entsprechender Netztechnik präzise Informationen zum Netzzustand liefern. Im Falle einer Störung reduziert die iONS darüber hinaus mögliche Ausfallzeiten, dank schneller Fehlererkennung und Netzs Umschaltung aus der Ferne.
IT/IKT	Informationstechnik (IT) umfasst alle technischen Mittel, die der Verarbeitung oder Übertragung von Informationen dienen. Zur Verarbeitung von Informationen gehören Erhebung, Erfassung, Nutzung, Speicherung, Übermittlung, programmgesteuerte Verarbeitung, interne Darstellung und die Ausgabe von Informationen. IKT steht für Informations- und Kommunikationstechnik.
Konzession/Konzessionsabgabe	Konzessionsabgaben sind Entgelte, die für ein Nutzungsrecht zu entrichten sind. Die häufigsten Anwendungsfälle sind Leistungen, die Energieversorgungsunternehmen (EVU) und Wasserversorgungsunternehmen (WVU) an Gemeinden dafür zahlen, dass diese ihnen das Recht für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen einräumen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom, Gas und Wasser dienen, und die Nutzung öffentlicher Wege.
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	Als Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird die gleichzeitige Bereitstellung von elektrischem Strom und Wärme bezeichnet. Bei Anlagen, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, wird die bei der Stromproduktion anfallende Wärme nicht als Abwärme an die Umgebung abgegeben, sondern durch einen Wärmetauscher nutzbar gemacht.
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)	Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, auch bekannt als „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ hat den Zweck, einen Beitrag zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung zu leisten. Konkret soll der Beitrag von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) in der Bundesrepublik Deutschland auf 25 Prozent der Stromerzeugung im Jahr 2020 durch Förderung der Modernisierung und des Neubaus von KWK-Anlagen erhöht werden.
Leistungspreis	Der Leistungspreis umfasst die Kosten für die permanente Betriebsbereitschaft der Energieanlagen, um spontane Leistungsänderungen zu ermöglichen, und ist unabhängig von Bezug oder Lieferung von Energie.
Leittechnik	Die Leittechnik fasst die Datenströme eines Prozesses zusammen, um dadurch den gesamten Prozess zu steuern und zu überwachen. Die Leittechnik findet in Form eines Leitsystems ihren Platz im Leitstand eines Betriebes.
Marktbezogene Maßnahmen	Nach § 13 Abs. 1 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) hat der Übertragungsnetzbetreiber bei Störungen oder Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems netzbezogene bzw. marktbezogene Maßnahmen zu ergreifen. Diese Maßnahmen beschränken sich ausschließlich auf den technischen Netzbetrieb und machen keine Beteiligung der Netznutzer notwendig.
Marktpartizipation	Teilnahme am Markt

Mittelspannung/Mittelspannungsnetze	Mittelspannungsnetze werden mit einer Spannung bis zu 50 kV betrieben und werden genutzt, um Gewerbekunden, Industriekunden mittlerer Größe und die unterlagerten Ortsnetze zu versorgen. Das Niederspannungsnetz ist über Ortsnetztransformatoren mit der Mittelspannungsebene verbunden.
N-1 -Kriterium	Das N-1-Kriterium ist ein Beurteilungskriterium in Bezug auf Ausfallwahrscheinlichkeiten. Es ist ein wichtiger Planungsgrundsatz und eine wesentliche Anwendungsregel im Betrieb von elektrischen Energieübertragungssystemen und besagt, dass der sichere und zuverlässige Netzbetrieb auch bei Ausfall oder betrieblicher Abschaltung eines beliebigen Betriebsmittels gewährleistet sein muss. Dabei ist es gleichgültig, ob es sich um einen Leitungsausfall, einen Generatorsausfall oder einen Transformatorsausfall handelt.
Netzengpass	siehe Engpass
Netzentgelt/Netznutzungsentgelt	Das Netznutzungsentgelt ist diejenige Vergütung, die die Netzbetreiber der Stromnetze und Gasnetze erhalten, wenn die Energie durch ihre Netze geleitet wird. Sie sind Bestandteil des Strompreises und sind grundsätzlich von jedem Netznutzer zu entrichten.
Netzsicherheitsrechnung	Die Netzsicherheitsrechnung ist ein Berechnungsverfahren in der Leitwarte. Im laufenden Betrieb werden Betriebsmittelausfälle im elektrischen Energieübertragungsnetz simuliert. Bei Verletzungen von Grenzwerten werden entsprechende Meldungen abgesetzt, um entlastende Maßnahmen einzuleiten.
Netzsituation, kritische:	Situation, in der nach Einschätzung des Netzbetreibers a) ein maßgebliches Risiko für den Eintritt von Störungen mit weitreichenden Konsequenzen für den laufenden Betrieb des Stromnetzes besteht und b) ein unmittelbares Handeln des Netzbetreibers erforderlich ist, um dieses Risiko abzuwenden.
Peak Shaving	Peak Shaving bezeichnet in der Energiewirtschaft das Glätten von Lastspitzen bei industriellen und gewerblichen Stromverbrauchern. Diese Spitzen im Stromverbrauch, auch Peaks genannt, sind nicht nur für die Netzstabilität, sondern auch für die Strombezugskosten relevant: Beim Peak Shaving reduziert ein Verbraucher kurzfristig und schnell seinen Stromverbrauch („Lastabwurf“), um keine Lastspitze zu verursachen. Dies ist entweder durch eine einfache Drosselung der Produktion oder durch das Zuschalten von Eigenerzeugungsanlagen oder eines Batteriespeichers möglich. So wird selbsterzeugter Strom genutzt, um die Lastspitzen abzudecken und so das Netz nicht zu belasten.
Power-to-Gas	Der Begriff „Power-to-Gas“ steht für ein Konzept, in dem Strom aus Erneuerbaren Energien in Wasserstoff bzw. Methan umgewandelt und ins Erdgasnetz eingespeist wird. Da eine direkte Speicherung großer Strommengen kaum möglich ist, können durch diese Technologie überschüssige Strommengen in Gas umgewandelt, gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt unter anderem über Gaskraftwerke wieder in elektrische Energie umgewandelt werden.
Power-to-Heat	Der Begriff Power-to-Heat bezeichnet die Umwandlung von Strom in Wärme. Diese ist direkt über einen Heizeinsatz (Tauchsieder) oder über Wärmepumpen möglich.

Power-to-X	Der Begriff Power-to-X bezeichnet die Nutzung von überschüssigem Strom für unterschiedliche Anwendungsfelder (Mobilität, Chemie, Treibstoffe, etc.). Ein Vorteil mancher Power-to-X-Optionen ist, dass sie flexibel steuerbar sind und somit den Schwankungen im Stromangebot aus Erneuerbaren Energien gut folgen oder im Stromsystem bei Bedarf gezielt zur Entlastung eingesetzt werden können.
Preisspread	Der Anglizismus „Spread“ bezeichnet die Spanne, Spreizung oder Differenz zwischen zwei vergleichbaren ökonomischen Größen. Hierbei gilt allgemein, dass je breiter ein Spread ausfällt, desto höher die Kredit-, Markt- und Liquiditätsrisiken sind und desto höher die Gewinnspannen ausfallen und umgekehrt. Der Spread ist eine betriebswirtschaftliche Kennzahl und gehört zu den wichtigsten Marktdaten im Finanzwesen.
Primärkomponenten des Netzes	Primärkomponenten des Netzes sind z. B. Leitungen, Schaltanlagen, Umspannwerke und Ortsnetzstationen.
Prosumer	Nutzer des Stromnetzes, der gleichzeitig Konsument und Produzent ist.
PV/Photovoltaik	Unter Photovoltaik, auch Fotovoltaik, versteht man ein technisches Verfahren, bei dem durch Solarzellen eine direkte Umwandlung von Strahlungsenergie in elektrische Energie erfolgt. Der gewonnene Gleichstrom wird über eine Leistungselektronik (Wechselrichter) in netzkonformen Strom umgewandelt, der entweder vor Ort genutzt oder ins Verteilnetz eingespeist werden kann.
Querschnittstechnologie	Eine Querschnittstechnologie ist eine Technologie, die in verschiedenen Bereichen angewandt wird (z. B. effiziente Motoren).
Reallabor	Reallabore (engl.: Living Lab) sind eine neue Form der Kooperation zwischen Wissenschaft und Zivilgesellschaft, bei der das gegenseitige Lernen in einem experimentellen Umfeld im Vordergrund steht. Der Begriff des Labors wird hier über seine klassische natur- und ingenieurwissenschaftliche Bedeutung hinaus erweitert auf einen sozialen Kontext.
Redispatch (Kraftwerkseinsatzplanänderung)	Der Redispatch, auch als Kraftwerkseinsatzplanänderung bezeichnet, ist ein Mittel des Netzeingpassmanagements und bezeichnet einen Eingriff in die Erzeugung der Kraftwerke. Aus dem Handel am Elektrizitätsmarkt resultiert ein Kraftwerkseinsatzplan, der festlegt, welches Kraftwerk wie viel elektrische Leistung in das Netz einspeist. Wird im Netzbetrieb aufgrund von Prognoseabweichungen oder von Betriebsmittelausfällen, das N-1-Kriterium nicht gesichert, kann der Redispatch als Gegenmaßnahme eingesetzt werden. Hierbei greift der Netzbetreiber in den Kraftwerkseinsatzplan ein und bewirkt eine Veränderung der Einspeisekonfiguration, die drohenden Grenzwertverletzungen entgegenwirkt.
Regelbarer Ortsnetztransformator (RONT); Regelbare Ortsnetzstation (RONS)	Ein regelbarer Ortsnetztransformator (RONT) ist ein Ortsnetztransformator, der an den jeweiligen Lastzustand angepasst werden kann. Dabei wird das Übersetzungsverhältnis zwischen der Oberspannungsseite und der Unterspannungsseite verändert und somit die Spannung niederspannungsseitig in Stufen geregelt. Der RONT dient im Wesentlichen dazu, die Aufnahme von dezentralen Einspeisern wie Photovoltaikanlagen in Niederspannungsnetzen zu erhöhen. Dadurch soll ein kostenintensiver Netzausbau in stark ausgelasteten Verteilnetzen vermieden oder hinausgezögert werden.

Regelleistungsmarkt	Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben die Aufgabe, das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme in ihrer Regelzone ständig aufrecht zu erhalten. Zur Wahrnehmung dieser Aufgabe benötigen die ÜNB Regelleistung in verschiedenen Qualitäten (Primärregelleistung-, Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung), die sich hinsichtlich des Abrufprinzips und ihrer zeitlichen Aktivierung unterscheiden.
Regulierung	Die Marktregulierung bezeichnet staatliche Eingriffe in Wirtschaftsprozesse, bei denen Marktversagen vorliegt. Ziel der Marktregulierung ist im allgemeinen Interesse, mehr Wettbewerb und Effizienz zu erzeugen. Im Energiemarkt liegt in der leitungsgebundenen Energieversorgung ein natürliches Monopol vor, da der Bau eines parallelen Netzes aus ökonomischer Sicht keinen Sinn ergibt. Als unabhängiges Regulierungsorgan wurde die Bundesnetzagentur gegründet, die als Aufgabe hat, den Wettbewerb aufrechtzuerhalten.
Return on Invest (ROI)	Der Begriff Return on Investment (kurz ROI) ist eine betriebswirtschaftliche Kennzahl zur Messung der Rendite einer unternehmerischen Tätigkeit. Sie gibt den Zeitraum an, in dem das investierte Kapital wieder erwirtschaftet wird.
Sektorenkopplung	Die Energieerzeugung und -verwendung soll in Deutschland soll 2050 zum größten Teil über Erneuerbare Energien erfolgen. Daher muss auf die Stromwende auch eine Wärme- und eine Verkehrswende folgen. Das wiederum erfordert eine Verknüpfung der drei Bereiche, die sogenannte Sektorenkopplung – eine ungleich größere Herausforderung, als der Ausbau der Erneuerbaren Energien.
Sekundärkomponenten des Netzes	Sekundärkomponenten des Netzes sind Leit- und Schutztechnik, IT-Infrastruktur und Mess- und Zähleinrichtungen.
Smart Meter	Smart Meter, im Deutschen auch intelligente Zähler genannt, sind Energiemessgeräte, die auch einen zeitlichen Verlauf des Verbrauchs und der Erzeugung erfassen. Weiterhin können Sie zentral ausgelesen werden. Die vorrangige Aufgabe eines Smart Meters ist es, den Energieverbrauch exakter zu messen und zu steuern.
Spitzenlast	Die Spitzenlast ist die hohe Leistungsnachfrage, die nur zu wenigen Zeitpunkten im Netz auftritt. Für die Deckung der Spitzenlast in einem Netz kommen Kraftwerke zum Einsatz, die schnell regelbar sind und innerhalb kürzester Zeit anfahrbar und abschaltbar zur Stromerzeugung an das Netz gebracht werden können.
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen.
Systemdienstleistung	Systemdienstleistungen sind Dienstleistungen, die für den Betrieb eines Elektrizitätsversorgungssystems notwendig sind und vom Betreiber und/oder von Nutzern des Elektrizitätsversorgungssystems bereitgestellt werden. Dazu zählen z. B. Frequenzhaltung oder Spannungshaltung.
Technische Anschlussbedingungen	Die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) regeln den Anschluss von Verbrauchern und Einspeisern an das Netz der Verteilnetzbetreiber in Deutschland und werden häufig in elektrotechnischen Verbänden wie VDE oder BDEW erarbeitet. Basierend auf diesen Richtlinien und Normen leiten die Netzbetreiber individuelle Anschlussbedingungen für ihren Netzbereich und jede Spannungsebene ab.

Übertragungsnetz	Das Übertragungsnetz, das auch als Transportnetz bezeichnet wird, dient dem Transport elektrischer Energie über weite Entfernungen. Um die Übertragungsverluste möglichst gering zu halten, erfolgt die Energieübertragung bei sehr hohen Spannungen. Demzufolge umfasst das Übertragungsnetz die Hoch- und Höchstspannungsebene. Übertragungsnetze werden in Deutschland und den angrenzenden europäischen Staaten üblicherweise als Systeme auf Basis von Drehstrom in der Hochspannung und Höchstspannung mit 220 und 380 kV betrieben. Die Netzfrequenz beträgt 50 Hertz.
Verteilnetz	Elektrizitätsnetz hoher, mittlerer oder niedriger Spannung, das dem Zweck der Belieferung von Endverbrauchern oder Elektrizitätsversorgungsunternehmen dient und nicht Teil des Übertragungsnetzes ist.
Vertikales Nachbarnetz	Benachbartes Stromnetz einer anderen Spannungsebene (mit höherer oder niedrigerer Netzspannung). Verknüpfungspunkte zwischen diesen Netze sind Umspannanlagen mit Transformatoren.
Virtuelles Kraftwerk	Ein virtuelles Kraftwerk ist eine intelligente Verknüpfung von in der Regel dezentralen Erzeugungseinheiten, die von einer zentralen Instanz vernetzt, koordiniert und kontrolliert werden. Bei einem virtuellen Kraftwerk, auch Schwarmkraftwerk genannt, handelt es sich nicht um ein Kraftwerk im ursprünglichen Wortsinn, sondern um eine technische Verknüpfung mehrerer einzelner Erzeugungsanlagen (wie zum Beispiel Photovoltaikanlagen, Wasserkraftwerken, Biogas-, Windenergieanlagen und Blockheizkraftwerken), Speicher und steuerbarer Lasten im Rahmen einer zentralen Steuerungssystematik. Auf dieser Grundlage wird der Betrieb der einzelnen Anlagen vernetzt, koordiniert und kontrolliert, aber nach außen treten die Erzeugungseinheiten wie ein einzelnes Kraftwerk in Erscheinung, das unter anderem Strom in das Netz der öffentlichen Versorgung einspeist.
VNB	Verteilnetzbetreiber
Volatilität	Volatilität (lat. volatilis ‚fliegend‘, ‚flüchtig‘) bezeichnet in der Statistik allgemein die Schwankung von Zeitreihen. Im hier beschriebenen Zusammenhang wird darunter die witterungsabhängige Einspeisung von Strom aus Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen verstanden.
VPN(-Tunnel)	Ein Virtuelles Privates Netz (VPN) ist ein Datennetz, das physisch innerhalb eines anderen Netzes (oft des Internets) betrieben wird, jedoch logisch von diesem Netz getrennt wird. In VPNs können unter Zuhilfenahme kryptographischer Verfahren die Integrität und Vertraulichkeit von Daten geschützt und die Kommunikationspartner sicher authentisiert werden, auch dann, wenn mehrere Netze oder Rechner über gemietete Leitungen oder öffentliche Netze miteinander verbunden sind.
Wärmepumpe	Eine Wärmepumpe entzieht einem Medium – z. B. der Luft, dem Erdreich oder dem Grundwasser – Wärme, hebt sie auf ein höheres Temperaturniveau und macht diese Energie für die Heizung- und Warmwasser nutzbar.

Für das Glossar wurde auf Definitionen auf den folgenden Websites zurückgegriffen:

www.agora-energiewende.de, www.bmwi.de, www.bsi.bund.de, www.bundesnetzagentur.de, educalingo.com/de, www.enargus.de, www.entsoe.eu, www.next-kraftwerke.de, www.plattform-lernende-systeme.de, www.regelleistung.net, solarcluster-bw.de, www.strom.ch, www.vattenfall.de, www.vde.com/de, wiki.hs-schmalkalden.de, de.wikipedia.org, wirtschaftslexikon.gabler.de