



Flexibilität: Eine wichtige Säule der Energiewende.
Flexible Lösungen aus und für Nordrhein-Westfalen

Inhaltsverzeichnis

Einleitung und Überblick	4
Der Cluster EnergieForschung.NRW	6
Das Netzwerk Energiewirtschaft – Smart Energy	7
Die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen für die Umsetzung der Energiewende	8
Technische Lösungsansätze und ihre Flexibilitätspotentiale	9
Flexibilität durch Batteriespeicher	9
Mit Wasserstoff zur bedarfsgerechten und sauberen Energieversorgung	11
Aufgabe der Kraftwerke im Erzeugungsmix	14
Die Bedeutung von Virtuellen Kraftwerken zur Koordination unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen	17
Neue Flexibilität durch Sektorenkopplung	19
FlexKWK – Strom-Wärme-Kopplung neu denken	21
Flexibilisierung von Lasten für die Energiewende	23
Power-to-X – Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen	26
Flexible Netze	28
Intelligente Netze für mehr Effizienz	28
Gleichspannung – Intelligente Flexibilität für die elektrischen Netze der Zukunft	30
Modellprojekt in NRW zur Gestaltung einer proaktiveren Rolle des Verteilnetzbetreibers	32
Flexibilität im Strommarkt	34
Flexibilität aus volkswirtschaftlicher Sicht	34
Fünf- bis sechsstellige Zusatzerlöse durch die Vermarktung von Flexibilität	36
Happy Power Hour: Chancen für (Flexible) Industrieunternehmen	38
Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien in einem unsicheren Marktumfeld	41
Praxisbeispiele	43
Flexibilisierung und deren Zielkonflikte	43
Aluminiumelektrolyse als virtuelle Batterie	45
Hybrid-Rekuperator – Flexible Nutzung von Erneuerbaren Energien zur Stabilisierung der Stromnetze und zur Einsparung von fossilen Energieträgern	48
Schwankende Energieversorgung und energieintensive Produktionsprozesse	50
Forschung als Schlüssel für ein nachhaltiges Energieversorgungssystem	52

Einleitung und Überblick

Nordrhein-Westfalen ist nicht nur das bevölkerungsreichste Bundesland, sondern hat als Industriestandort Nummer 1 auch den bundesweit höchsten Stromverbrauch. Daher ist die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und -qualität auf dem heutigen Niveau ein wichtiger Standortfaktor, sowohl für die hier ansässigen Unternehmen als auch für die Sicherung von Arbeitsplätzen. Die Flexibilisierung des Stromsystems kann einen bedeuten-

den Beitrag zum Gelingen der Energiewende und zum Erhalt der Systemstabilität leisten.

Die vorliegende Broschüre zeigt Ihnen aktuelle Beispiele von innovativen Technologien, Lösungsansätzen und Geschäftsmodellen aus der nordrhein-westfälischen Wirtschaft und Wissenschaft.

Vorab die Themen in Kürze:

Versorgungssicherheit durch Vielfalt

„Es wird nicht die eine Lösung geben, mit der sich die Vorhaben der Energiewende umsetzen lassen und mit der sich auf die vielzähligen neuen und weitaus komplexeren Anforderungen der „neuen“ Stromversorgung reagieren lässt.“

Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick

Flexibilität durch Speicher

„Batteriespeichern können dem System schnell abrufbare Leistung bieten, jedoch ist dieses Potential bis heute aufgrund fehlender Vergütungsstrukturen noch weitestgehend ungenutzt.“

Julia Badida, Kai-Philipp Kairies, Stefan Nykamp,
Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer

Flexibilität durch Power-to-Gas

„Da eine direkte Speicherung elektrischer Energie im erforderlichen Ausmaß aus heutiger Sicht nicht möglich ist, bietet sich die Nutzung überschüssigen Stroms zur Erzeugung von Wasserstoff mithilfe der Wasserelektrolyse an.“

Dr. Bernd Emonts, Dr. Thomas Grube, Dr. Alexander Otto,
Dr. Martin Robinius, Prof. Dr. Detlef Stolten

Fossile Kraftwerke sichern Zukunft

„Durch eine konsequente Erweiterung des Produktportfolios – weg vom alleinigen Produkt Strom und hin zu Koppelprodukten wie Wärme, Gase, Kraftstoffe und/oder chemische Produkte – haben fossile Kraftwerke eine Zukunft.“

Prof. Dr.-Ing. Klaus Görner

IKT-Technologien gestalten Energiewende

„Durch die Kombination der Bausteine Virtuelle Kraftwerke, Smart Grids und regionale Flexibilitätsmärkte wird die Grundlage für das Energiesystem der Zukunft geschaffen.“

Jan Meese, Dr.-Ing. Marcus Stötzel,
Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Energieversorgung neu denken!

„Um erneuerbaren Energien zu einer möglichst tiefen Durchdringung unseres Energiesystems zu verhelfen, muss Energieversorgung neu gedacht werden. Ein vielversprechender Ansatz ist die intelligente Kopplung der Sektoren Strom, Gas und Wärme.“

Dr. Johannes Schaffert, Prof. Dr.-Ing. Klaus Görner

Sektorenkopplung dank Wärmespeicher

„KWK-Anlagen sind in Verbindung mit Wärmespeichern sehr flexibel einsetzbar und können optimal auf die Situation an den Energiemärkten reagieren.“

Dipl.-Ing. Carsten Beier

Markt und Nutzer

„Die tatsächlichen Chancen und Perspektiven für den DSM Einsatz von geeigneten flexiblen Lasten hängt nicht zuletzt maßgeblich auch von einer Reihe an nicht-technischen Faktoren ab, die vor allem durch den Markt und das Nutzerverhalten geprägt werden.“

Frank Merten

Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen

„Power-to-X“-Technologien beinhalten eine direkte Verknüpfung zwischen energetischer und stofflicher Wertschöpfungskette und haben damit gleichzeitig ein besonderes Potenzial für die Verringerung des Einsatzes von fossilen Rohstoffen in den für den Wirtschaftsstandort Deutschland essentiellen Sektoren Energiewirtschaft, Transport/Verkehr und Chemie.

Prof. Dr. Rüdiger-Albert Eichel, Severin Foit,
Lambertus G.J. de Haart

Betriebskonzepte koordinieren Flexibilität

„Die Entwicklung neuer, innovativer Betriebskonzepte zur Ausnutzung von Flexibilitätspotenzialen erfordert eine spannungsebenen-übergreifende Koordination der Flexibilitäten, um den Wechselwirkungen zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetz Rechnung zu tragen.“

Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Netze brauchen Intelligenz

„Zukünftige Netze müssen intelligent sein, Informationen über Erzeugungspotential und Anpassungspotential der Nachfrage auswerten und den optimalen Ausgleich zwischen Erzeugern und Verbrauchern (vorab) gewährleisten.“

Dr.-Ing. Peter Lürkens, Prof. Dr. ir. Rik W. De Doncker

Information und Kommunikation

„Das optimale Zusammenwirken von „Smart Grid“ und „Smart Market“ ergibt sich durch ein vollumfängliches, zustandsbasiertes und spannungsebenenübergreifendes Last-, Erzeugungs- und Informationsmanagement für Verteilnetze.“

Dr. Robert Lorenz

Das Strommarktdesign ist ausschlaggebend

„Nur ein unverzerrter Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Optionen der Stromverwendung und Bereitstellung von Flexibilität kann eine effiziente Entwicklung des Energiesystems unterstützen.“

PD Dr. Dietmar Lindenberger

Lasten wirtschaftlich nutzbar machen

„Bei fünf- bis sechststelligen Zusatzlösen pro Jahr haben Gewerbe- und Industriekunden einen guten Grund, sich mit der wirtschaftlichen Nutzung ihrer Lasten zu beschäftigen.“

Bastian Baumgart

Preissignale für systemdienliches Verhalten nutzen

„Durch dynamische Stromtarife können bereits heute schon vorliegende Flexibilitätspotentiale in industriellen Unternehmen nutzbar gemacht werden und somit Strombezugskosten reduziert werden.“

Benedikt Dahlmann, Jan Meese, Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Andy Völschow

Regulation erschwert Potentiale

„Ausgewählte Produktionsanlagen lassen sich - soweit prozesstechnisch und wirtschaftlich möglich - flexibel im Rahmen der Teilnahme am Sekundärregelmarkt fahren. Das heutige regulatorische Umfeld erschwert jedoch die Umsetzung weiterer Potentiale.“

Dipl.-Ing. Christian Hein

Speicher wirtschaftlich sinnvoll betreiben

„Für eine wirtschaftlich sinnvolle Betriebsweise von Speichern sind die aktuellen Speicherfüllstände, die prognostizierten Nachfrage- bzw. Preisniveaus entscheidend. Dabei müssen Nachfrage- und Preisunsicherheiten ebenso berücksichtigt werden wie die Vermeidung von vorzeitiger Batteriealterung.“

Prof. Dr. Christoph Weber, Dipl.-Ing. Benjamin Böcker

Effizienz durch Innovation

„Effizienz und Flexibilität verfahrenstechnischer Prozesse bilden zwar betrieblich betrachtet einen Zielkonflikt, die systemische Effizienz eines Energieversorgungssystems hingegen wird durch die Flexibilisierung von Produktionsprozessen deutlich verbessert.“

Roman Düssel

Industrielle Heizprozesse flexibel gestalten

„Flexibilität bei der Beheizung von industriellen Prozessfeuerungen unterstützt die Stabilisierung des Stromnetzes bei volatiler Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen.“

Dr.-Ing. Wolfgang Bender

Energiewende als Chance für die Industrie

„Die energetische Flexibilisierung von Industrieprozessen ist für die deutsche Industrie eine große Chance, sich zum internationalen Vorreiter und zukünftigen Leitanbieter für Flexibilitätslösungen zu entwickeln.“

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Stefan Seifermann,

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Philipp Schraml,

Prof. Dr.-Ing. Eberhard Abele

Der Cluster EnergieForschung.NRW

Der von der EnergieAgentur.NRW gemanagte Cluster EnergieForschung.NRW (CEF.NRW) arbeitet im Auftrag des Ministeriums für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen an der Umsetzung der energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Zielvorgaben der Landesregierung im Bereich der Energieforschung. Dabei stellt CEF.NRW das komplexe Energieversorgungssystem als Ganzes in den Fokus seiner inter- und transdisziplinären Aktivitäten. Aufbauend auf den für die Energiewende relevanten Prozessen der Primärenergiekonversion im erneuerbaren und fossilen Bereich werden Energienetze, Flexibilitätsoptionen sowie Speichertechnologien als Tätigkeitsfeld gesehen.

Die zum Klimaschutz zwingend notwendige Dekarbonisierung unseres heutigen Wirtschaftssystems bzw. den bereits eingeleiteten Transformationsprozess des Energieversorgungssystems in Richtung Nachhaltigkeit gilt es wissenschaftlich zu begleiten. Hier setzt CEF.NRW mit dem Ziel an, technologische und sozioökonomische Erkenntnisfortschritte zu entwickeln und schneller als bisher auf den Weg in die Anwendung zu bringen. Dazu initiiert der Cluster Forschungs- und Entwicklungsprojekte in der koordinierten Zusammenarbeit von Forschungseinrichtungen mit Wirtschaft und Gesellschaft.

Zudem fungiert CEF.NRW als Transferstelle zu den energiebezogenen Aktivitäten auf Seiten der EU und des Bundes sowie zu gesellschaftlichen Initiativen.

Ansprechpartner:

- ▶ **Dr. Frank-Michael Baumann**
Clustermanager
- ▶ **Georg Unger, M.A., MBA, M.Sc.**
Fossile Energieumwandlung und Transformationsforschung
- ▶ **Dr. Stefan Rabe**
Energienetze und -speicher, energetische Nutzung von Biomasse und Bioökonomie
- ▶ **Dr. Benedikt Rösen**
Brennstoffzelle und Wasserstoff, Solarenergie und Windenergie
- ▶ **Sabine Michelatsch**
Kommunikation

www.cef.nrw.de



Das Netzwerk Energiewirtschaft – Smart Energy

Zu Beginn des Jahres 2015 wurde auf Initiative des Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk des Landes Nordrhein-Westfalen das Netzwerk Energiewirtschaft – Smart Energy gegründet. Im Fokus des von der EnergieAgentur.NRW organisierten Netzwerkes steht die Verbesserung der Geschäftschancen nordrhein-westfälischer Unternehmen aus den Bereichen Energieerzeugung, -verteilung und -versorgung. Dabei werden die Kompetenzen der nordrhein-westfälischen Akteure am Energiemarkt, wie u. a. Versorgungsunternehmen, Netzbetreiber, wissenschaftliche Institute, Energiedienstleister, Finanzdienstleister, Landesinstitute, Anlagenbauer und Zulieferer, gebündelt. Die Aktivitäten sind entlang der gesamten Wertschöpfungskette ausgerichtet und fokussieren sowohl die Angebots- als auch die Verbrauchsseite. Entsprechend finden ebenso Haushalte, Industriebetriebe sowie kleine und mittelständische Unternehmen in Hinblick auf eine kosteneffiziente Nutzung der bereitgestellten Energie Berücksichtigung in den Aktivitäten des Netzwerkes.

In den Arbeitsgruppen

- AG 1: Zukunftsfelder für Stadtwerke und EVU,
- AG 2: Flexibilitätsoptionen für Industrie und Gewerbe,
- AG 3: Internationalisierungsstrategien

unterstützt das Netzwerk Energiewirtschaft – Smart Energy Unternehmen der Energiebranche bei der Ausrichtung auf die Energiemärkte der Zukunft, beim Ausbau von Geschäftsfeldern im In- und Ausland, bei der Entwicklung

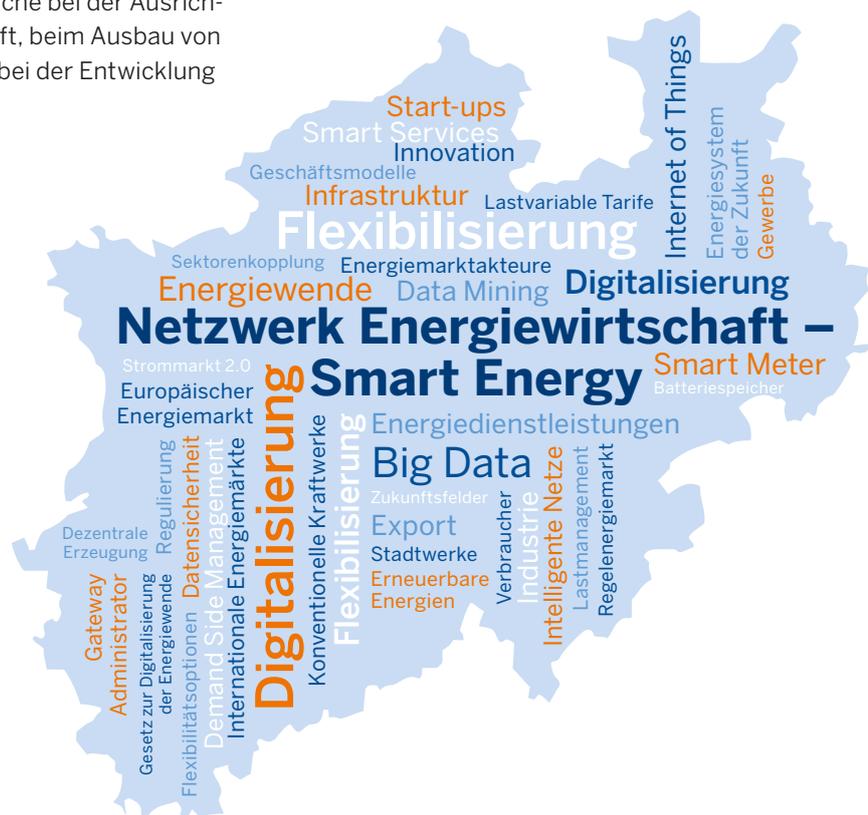
von IT-basierten dezentralen Versorgungsstrukturen und bei der Entwicklung von Flexibilisierungsoptionen für Versorgungsunternehmen und Verbraucher. Da die Transformation des Energiesystems und die damit einhergehende Komplexität eine Koordinierung durch automatisierte und digitale Strukturen erfordert, widmet sich das Netzwerk Energiewirtschaft – Smart Energy verstärkt dem Thema Digitalisierung und engagiert sich diesbezüglich mit einer Fachgruppe zum Thema.

Mit knapp 600 Mitgliedern bietet das Netzwerk eine gute Möglichkeit, gemeinsam die Herausforderungen der Energiewende anzugehen und thematische Schnittstellen synergetisch zu nutzen.

Ansprechpartner:

- ▶ **Dr. Eckehard Büscher**
Leiter Netzwerke Bergbau- und Energiewirtschaft
- ▶ **Indra Theisen**
Bereichsleitung Energiewirtschaft
- ▶ **Janwillem Huda**
Öffentlichkeitsarbeit und Kommunikation

www.energieagentur.nrw/netzwerk-energiewirtschaft



Die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen für die Umsetzung der Energiewende

Autor: Prof. Dr. Ing. Manfred Fishedick, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Für die Umsetzung der Vorgaben des internationalen Klimaschutzabkommens von Paris (Paris Agreement 2015) müssen die klimapolitischen Anstrengungen deutlich erhöht werden. Das setzt eine stärkere Integration der erneuerbaren Energien in unser gesamtes Energieversorgungssystem voraus. Denn erneuerbare Energien, vor allem Strom aus erneuerbaren Energien, bieten gemeinsam mit Einsparungs- und Effizienzmaßnahmen die größten Potenziale, unsere Energieversorgung klimaneutral und nachhaltig zu bewerkstelligen.

Erneuerbare Energien können und müssen nicht nur zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung beitragen, sie sind auch der Schlüssel für eine schrittweise klimaverträgliche Aufstellung der Wärmeversorgung, der Mobilität und der Industrie. Darüber hinaus bieten sowohl die direkte als auch indirekte (Power to X) Nutzung von Strom zum Heizen und zur Fortbewegung sowie für die Bereitstellung von Ausgangsprodukten für die Industrie volkswirtschaftlich sinnvolle Chancen mit Erzeugungsspitzen der regenerativen Energien umzugehen. Denn je erfolgreicher Energieeffizienzbestrebungen und je höher der Anteil der erneuerbaren Energien am Versorgungsmix, desto häufiger werden Situationen auftreten, in denen vor allem Sonnen-

und Windenergie mehr Strom bereitstellen, als für die klassischen Stromanwendungen gebraucht werden. Statt den Ausbau erneuerbarer Energien zu drosseln ist es zukünftig erforderlich, den Umstieg von einem zentralem, fossilen und nuklearen Energiesystem hin zu einem dezentralen, auf erneuerbaren Energien basierendem System, durch eine flexiblere Erzeugung und einen stärker sektorübergreifenden Ansatz zu flankieren. Intelligente technische Lösungen stehen hierfür bereits bereit, die Schaffung der dafür notwendigen rechtlichen Rahmenbedingungen steht demgegenüber noch aus.

Die Transformation des Energiesystems verändert nicht nur die Erzeugungslandschaft, auch die Nutzung von Energie ist im Wandel und muss sich erhöhten Flexibilitätsansprüchen stellen. Die meisten – und heute billigsten – Flexibilitätsoptionen zielen auf eine Optimierung des Kraftwerkeinsatzes und das Lastmanagement, also des gezielten Einsatzes, von flexiblen Erzeugern oder Verbrauchern ab. Daneben entwickeln sich aber zusehends (teilweise neue) Varianten der Stromspeicherung und der Stromumwandlung. Es wird daher nicht die eine Lösung geben, mit der sich die Vorhaben der Energiewende umsetzen lassen und mit der sich auf die vielzähligen neuen und zukünftig weitaus komplexeren Anforderungen der „neuen“ Stromversorgung reagieren lässt. Vielmehr muss es einen ausgewogenen Mix aus verschiedenen Flexibilitätsoptionen geben, mit dem auch in Zukunft eine hohe Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Viele spannende Projekte zeigen, dass Nordrhein-Westfalen schon heute hierzu einen innovativen Beitrag leistet und sich perspektivisch als Energiesystemdienstleistungsstandort durch das gezielte Angebot von (sektorübergreifenden) Flexibilitätsoptionen etablieren kann.

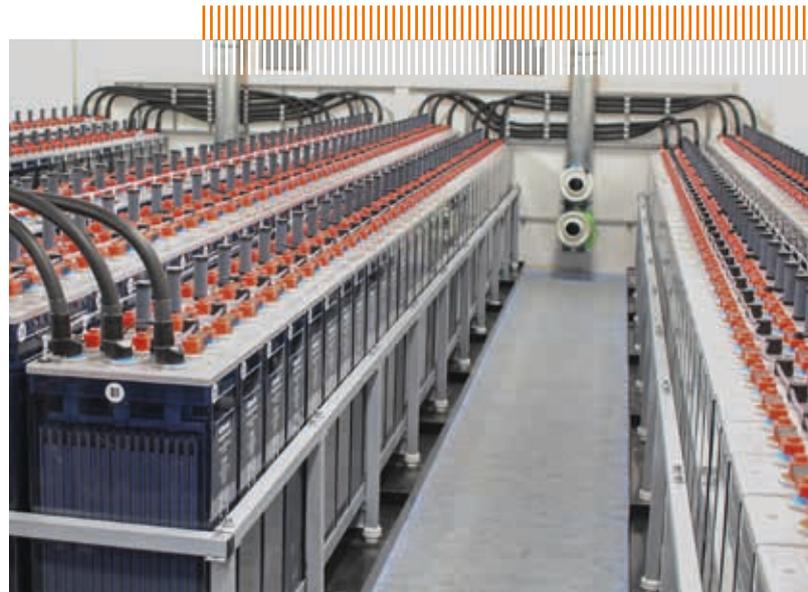


Technische Lösungsansätze und ihre Flexibilitätspotentiale

Flexibilität durch Batteriespeicher

Autoren: Julia Badeda, Kai-Philipp Kairies, Stefan Nykamp, Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen University

In einem Stromnetz mit zunehmend fluktuierender Erzeugung ergeben sich neue Herausforderungen, um die Netzstabilität und damit Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In Netzabschnitten mit hoher Durchdringung von PV- oder Windkraftanlagen können bereits heute unzulässige Spannungsanhebungen und Überschreitungen von Belastungsgrenzen der Netzbetriebsmittel auftreten. Speicher bieten im Kanon der Flexibilitätsoptionen eine technische Einheit, die solchen Herausforderungen begegnen kann. Bereits heute werden Batteriespeicher für Spitzenkapung¹ und Verbrauchs- bzw. Erzeugungsverschiebung² von verschiedenen Nutzern im Endverbrauchersegment verwendet. Aktuell sind außerdem rund 85 Megawatt (MW) Batteriespeicher für die Frequenzhaltung in Deutschland im Einsatz. Ein Beispiel dafür ist der an der RWTH Aachen im September in Betrieb genommene 5 MW Speicher „M5BAT“. Batteriespeicher können durch die eingesetzte Leistungselektronik auch Spannungshaltung und Blindleistung gewährleisten. Dieses Potential ist bis heute aufgrund fehlender Vergütungsstrukturen noch weitestgehend ungenutzt. Eine besondere Eigenschaft von Batteriespeichern ist ihre unmittelbare Verfügbarkeit, welche schnell abrufbare Leistung für das System bietet.



Die Dimensionierung der Speicher richtet sich immer nach dem primären Zweck der Anlage. Heimspeichersysteme werden beispielsweise je nach PV-Anlagengröße und Haushaltsverbrauch skaliert. Die Leistungs- und Kapazitätswerte aktueller Anwendungen sind in Tab. 1 aufgeführt.

Tab. 1: Typische Anlagenparameter bei aktuellen Anwendungen von Batteriespeichern

Anwendung	Leistungsanschluss in kW	Kapazität in kWh	Aktuell im System	
			Anzahl	Leistung in MW
PV-Heimspeicher	2,5	6	Ca. 45.000	112,5
Elektromobil	3–22	20**	Ca. 25.500***	76,5
Primärregelleistung	Min. 1.000*	1.300–1.500	17	30

*Steigerung in Inkrementen von 1 MW

** Andere Modelle wie Tesla Model S mit 85 kWh haben auch höhere Kapazitäten

***voll Elektrische Fahrzeuge nach Kraftfahrt Bundesamt

1 Ebenfalls bezeichnet als „Peak shaving“

2 Auch bekannt als „Peak shifting“



Je nach tatsächlich abgefragter Leistung ergeben sich für Batteriespeicher damit Nutzungsdauern im Bereich von Minuten bis wenige Stunden. Eine größere Dimensionierung macht aus ökonomischer Perspektive heute und auch in Zukunft nur in Ausnahmefällen Sinn.

In den aufgezeigten Anwendungen unterliegt die Batterie einer kalendarischen und zyklischen Alterung. Im Regelfall unter den gängigen Belastungsprofilen erreicht die Batterie häufiger ihr kalendarisches als ihr zyklisches Lebensende, weswegen die Anwendung in einem sogenannten multi-use-case sinnvoll ist. So werden z. B. Elektromobile in der sogenannten vehicle-to-grid bzw. grid-to-vehicle Betrachtung als zusätzliche Flexibilitätsoptionen diskutiert. Dabei werden die Batterien in Standphasen entweder wie

stationäre Speicher betrieben oder es werden durch intelligentes Lademanagement lokale Bedarfs- und Erzeugungsspitzen geglättet. In jedem Fall liefern diese für einen primären Zweck installierten Batteriespeicher einen zusätzlichen Nutzen während der ersten Nutzungsphase, was betriebs- und volkswirtschaftliche Vorteile hebt.

Zukünftige Szenarien sehen Batteriespeicher als Teil von virtuellen Kraftwerken (virtual power plant, VPP) oder als sogenannten Schwarm Speicher, der aus vielen vernetzten Kleinspeichereinheiten besteht. Das Potential solcher Konzepte ist groß. Nimmt man an, dass 10 % der rund 12 Mio. Einzelwohnungsgebäuden in Deutschland einen Speicher installieren würden, so käme man bei einer genutzten Anschlussleistung von 2,5 kW auf eine nutzbare Leistung von 3 GW³. Bereits heute gibt es erste Pilotprojekte, wie beispielsweise von caterva oder Lichtblick, die einen solchen Zusammenschluss von Batterien vermarkten wollen. Eine Alternative zur virtuellen Verbindung dezentraler Kleinspeicher besteht in der Errichtung größerer Batterien auf Netzstrangebene. Ein solcher Quartierspeicher wird z. B. in einem gemeinsamen Projekt der N-ERGIE und der TU München als „EEBatt“ oder von MVV als „strombank“ betrieben. Der Verbreitung solcher Konzepte steht heute aber die bestehende Regulierung von Abgaben und Steuern entgegen, sofern die Nutzung der Speicherkapazität mit der Nutzung des öffentlichen Netzes einhergeht. Dabei wird der Aspekt vernachlässigt, dass die Regelung einer großen Speichereinheit auf Netzstrangebene unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen einen Vorteil auch für die Verteilnetzbetreiber bieten kann.

Für die Hebung des vollen Potentials von Speichern als Flexibilität wird die Digitalisierung im Strommarkt und die Installation von Smart Metern für die Steuerungen mit variablen Stromsignalen eine entscheidende Rolle spielen. Preissignale sollten dabei lokale Netzgegebenheiten und den Beitrag zur Systemsicherheit einpreisen, damit Batteriespeicher ihren vollen Nutzen für eine Senkung der Systemkosten ausspielen können.

3 Diese Leistung entspricht der von drei Großkraftwerken und übertrifft das aktuelle gemeinsame Leistungs-Volumen der ausgeschriebenen Primär- und Sekundärregelleistung.

Mit Wasserstoff zur bedarfsgerechten und sauberen Energieversorgung

Autoren: Dr. Bernd Emonts, Dr. Thomas Grube, Dr. Alexander Otto, Dr. Martin Robinius, Prof. Dr. Detlef Stolten, Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3), Forschungszentrum Jülich GmbH

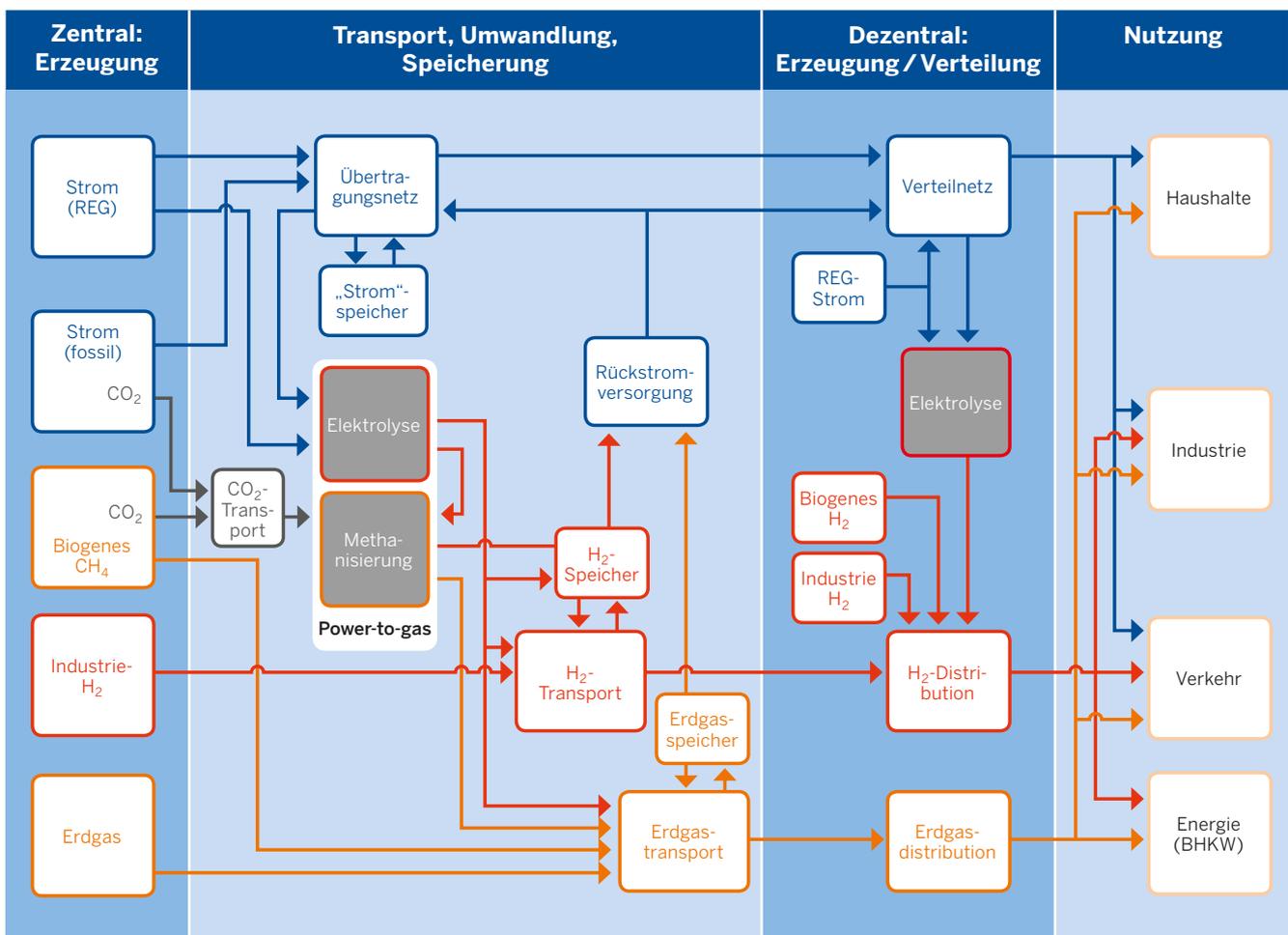
Die Nutzung regenerativ erzeugten Stroms zur Herstellung von Wasserstoff mithilfe großtechnischer Elektrolyseanlagen wird als Flexibilisierungsoption Power-to-Gas (PtG) derzeit intensiv diskutiert. Umfassende Analysen des IEK-3 machen deutlich, dass der massive Ausbau der Windenergienutzung und der H₂-Einsatz im Straßenverkehr in erheblichem Maß zur Minderung des Ausstoßes von Treibhausgasen (THG) beitragen werden. Dem stehen erhebliche Investitionen in den Umbau der Versorgungsinfrastruktur gegenüber.

Einführung und Ausgangslage

Zur systematischen Minderung der THG-Emissionen spielen erneuerbare Energien, Elektromobilität, großtechnische

Energiespeicher und leistungsfähige Netze eine herausragende Rolle. Da eine direkte Speicherung elektrischer Energie im erforderlichen Ausmaß aus heutiger Sicht nicht möglich ist, bietet sich die Nutzung überschüssigen Stroms zur Erzeugung von Wasserstoff mithilfe der Wasserelektrolyse an. Die anschließende Wasserstoffspeicherung kann in großvolumigen Salzkavernen erfolgen, für die bereits langjährige Einsatzerfahrungen bei der saisonalen Erdgasspeicherung vorliegen. Eine Übersicht über diese und weitere Prozessketten der Nutzung fluktuierender, erneuerbarer Energien (FEE) unter Einbeziehung von Wasserstoff gibt Abbildung 1.

Abb. 1: Nutzungspfade für Wasserstoff als Speicher regenerativ erzeugten Stroms. Die Darstellung orientiert sich an spezifischen Gegebenheiten von NRW und ist im Rahmen der Plattform Wasserstoff des Netzwerks Brennstoffzelle und Wasserstoff entstanden.



Durch die in Abbildung 1 dargestellte Kopplung von Strom und Gas erlaubt PtG die vorteilhafte Vernetzung der bisher separaten Sektoren für Stromerzeugung und Verkehr.

Konzept und Kosten

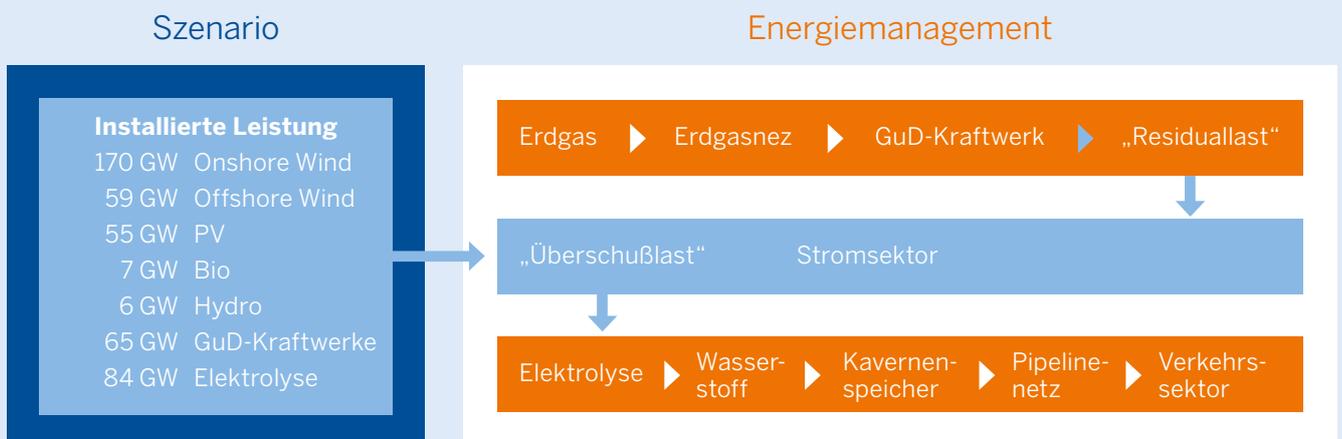
Es wird ein Energiekonzept vorgeschlagen, das von einem starken Ausbau der installierten Windkraftleistung von 170 GW_e für *onshore*- und von 59 GW_e für *offshore*-Windanlagen ausgeht. Die installierte Leistung der Photovoltaikanlagen wurde auf dem Stand von 2013 belassen, ebenso die der Anlagen zur Wasserkraft und Biomassenutzung. Die Nutzung fossiler Energie in der Stromerzeugung wird ausschließlich auf Erdgasbasis angenommen und der Erdgasverbrauch in Haushalten durch verbesserte Wärmedämmung halbiert angesetzt.

Für die Berechnungen wurden zeitabhängige Daten zur elektrischen Netzlast sowie zur Einspeisung aus erneuerbarer Energie verwendet. In Zeiträumen, in denen die FEE Einspeisung die Netzlast übersteigt, wird die überschüssige elektrische Leistung für die Produktion von Wasserstoff

genutzt. Zur Festlegung der Gesamtleistung der kostenintensiven Elektrolyseure auf einen Wert von 28 GW_e wurde deren H₂-Produktionsrate begrenzt und deren Mindestvolllaststundenzahl mit 1.000 pro Jahr angenommen. Die als Residuallast bezeichnete Unterdeckung der Netzlast wird ausschließlich durch Erdgas-Kraftwerke (Gas und Dampf, GuD) gedeckt. Die dafür notwendige Kraftwerksleistung wurde bereits für eine Vorstudie mit 65 GW_e ermittelt. Abbildung 2 zeigt das konzipierte Technologieszenario im Gesamtzusammenhang mit dem Energiemanagement, verantwortlich für die Sicherstellung einer bedarfsgerechten Energieversorgung der Sektoren Strom und Pkw-Verkehr.

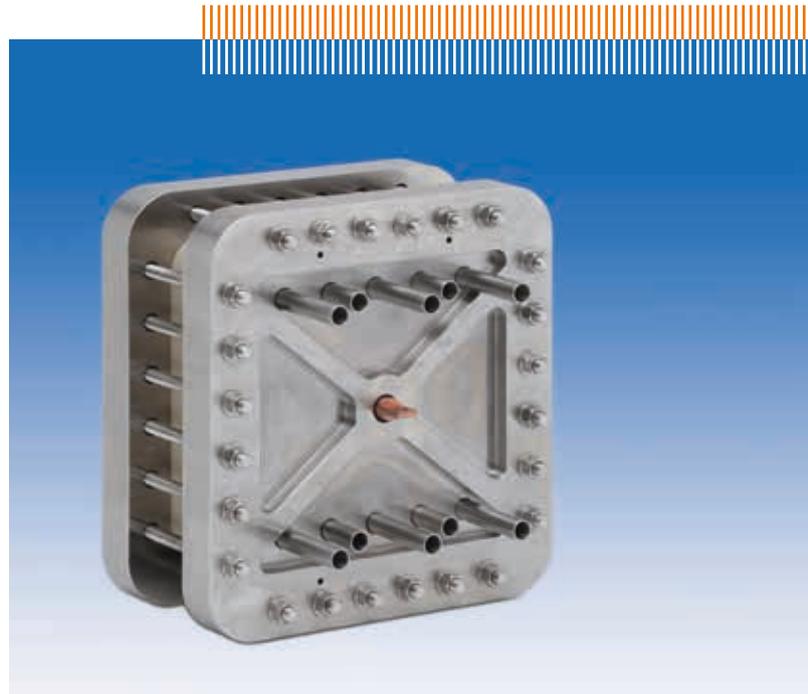
Für die Einbringung von großen H₂-Mengen in den Verkehrssektor sind langfristig die Speicherung in Salzkavernen und der Transport über Pipelines von gasförmigem Wasserstoff am wirtschaftlichsten. Daher wurde zur Ermittlung der Kosten mithilfe eines Geoinformationssystems ein Pipelinennetz für Deutschland entworfen. Für den Transport einer Gesamtproduktionsmenge von 2,93 Mio. t

Abb. 2: Zusammenspiel von Technologieszenario und Energiemanagement



H₂ pro Jahr wurde ein Transport- und Verteilnetz mit 42.000 km ermittelt. Darüber hinaus wurde bei Festlegung der nominalen Abgabemenge je Tankstelle von 800 kg pro Tag die Gesamtzahl der Tankstellen mit rund 10.000 festgelegt, die als ausreichend für eine flächen-deckende Kraftstoffversorgung gilt. Schließlich wurde der H₂-Speicherbedarf zum Ausgleich kurz- und langfristiger Schwankungen der H₂-Einspeisung für eine Pkw-Flotte von 33 Mio. Fahrzeugen und unter Berücksichtigung einer 60-Tagereserve in Höhe von 48 TWh bestimmt. Mithilfe der ermittelten Auslegungsdaten wurde ein Investitionsbedarf für neue Infrastruktur von insgesamt 61 Mrd. € abgeschätzt.

Dieser Wasserstoff wird als Kraftstoff für hoch effiziente Brennstoffzellen-Fahrzeuge verwendet. Besonderes Merkmal dieses Konzepts ist die Integration erneuerbarer Energie in den Verkehrssektor und gleichzeitig die Verdopplung der energetischen Nutzungseffizienz. Letzteres führt zu einem um 50 % verringerten Energiebedarf im Vergleich zu benzinbetriebenen Fahrzeugen. Für die wirtschaftliche Betrachtung der H₂-Kosten wurden Referenzkosten auf Basis von Angaben zu heutigem Benzin vor Steuern von 8 ct/kWh ermittelt. Aufgrund des oben genannten doppelten Wirkungsgrades von Pkw mit Brennstoffzellen gegenüber Pkw mit Ottomotor können die mit 16 ct/kWh verdoppelten Benzinkosten als Referenzkosten für Wasserstoff als Kraftstoff zugrunde gelegt werden. Bei einer weiteren deutlichen Effizienzsteigerung von 1 kg/100 km auf 0,7 kg/100 km sind bis zu 22 ct/kWh für eine Kraftstoff-Kostenparität möglich. Wasserstoff, der durch das vorgestellte Energiekonzept bereitgestellt und der eingesetzte Strom mit 6 ct/kWh vergütet wird, kommt auf Gestehungskosten von 20 ct/kWh. Bei Annahme von 9 ct/kWh liegen die Wasserstoffkosten mit 24 ct/kWh nur geringfügig oberhalb der Referenzkosten von 22 ct/kWh.



Für den Bereich der stationären Nutzung von Wasserstoff oder Methan auf Basis von erneuerbarem Strom lässt sich eine Wirtschaftlichkeit aus heutiger Sicht kaum darstellen, da die Referenzkosten in diesem Falle mit heutigen Erdgaskosten von 4 ct/kWh angegeben werden müssen. Die Wasserstoffkosten liegen mit 15 ct/kWh knapp viermal höher als die Referenzkosten; im Falle von Methan sogar knapp sechsmal höher.

Auswirkungen und Ausblick

Durch die grundlegende Substitution fossil- und nuklearbasierter Kraftwerke durch den Ausbau der Windkraft sowie konventioneller Pkw durch Brennstoffzellen-Pkw wird eine CO₂-Minderung von 20 %-Punkten für die öffentliche Stromversorgung und 6 %-Punkte für den Pkw-Verkehr erreicht. Durch zusätzliche Maßnahmen bei der Wärmedämmung von Bestandsbauten sowie bei der bis 2009 vollzogenen Sanierung der ostdeutschen Infrastruktur ist eine Gesamtminderung für den CO₂-Ausstoß in Höhe von 55 % erreichbar.

Eine darüber hinaus gehende CO₂-Minderung wird sich durch die Einführung erneuerbarer Energie in den Bereich der Kraftstoffnutzung durch Lkw, Flugzeuge, Bahnen und Schiffe, der industriellen Rohstoff- und Chemikalienproduktion und der Wärmebereitstellung darstellen lassen. Die Ermittlung der damit verbundenen technologischen Entwicklungen und Investitionsaufwendungen stellen die Arbeitsinhalte der kommenden Jahre dar.

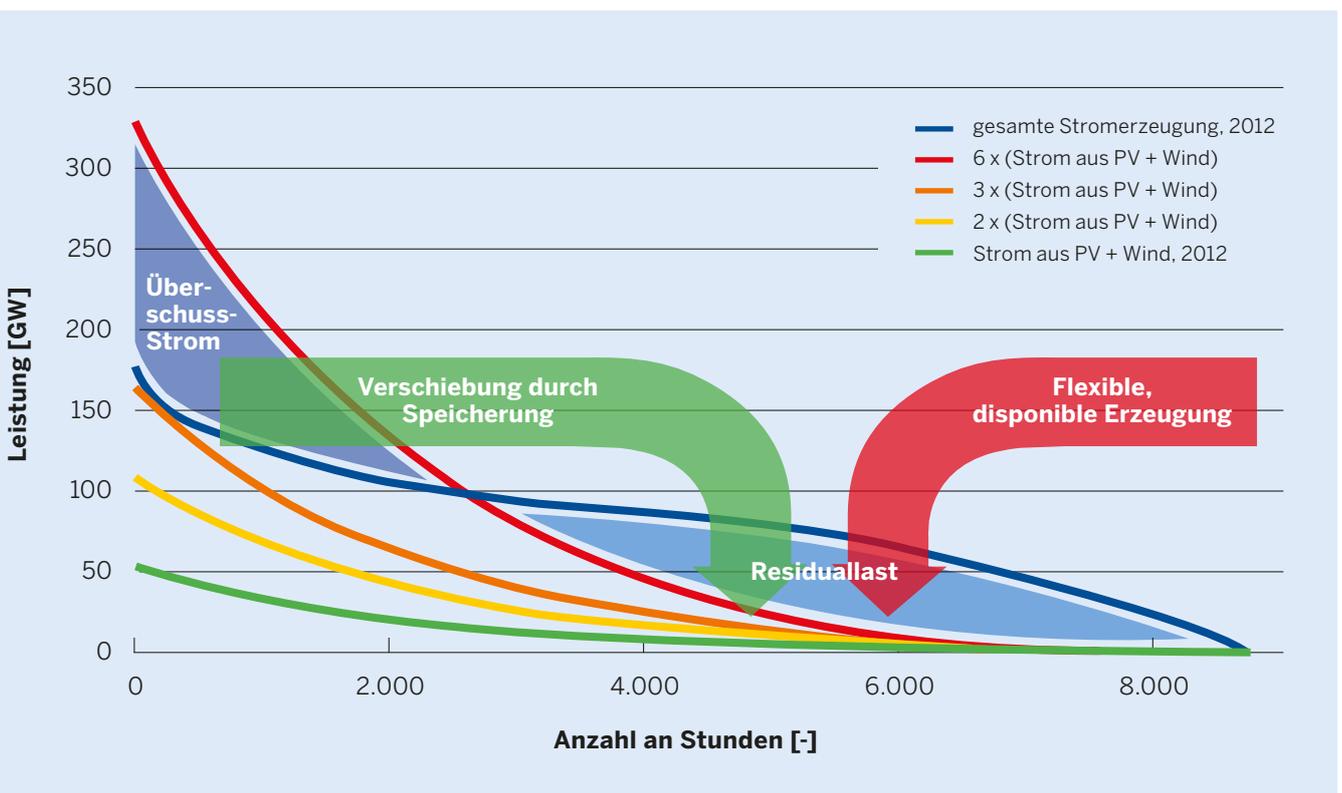
Aufgabe der Kraftwerke im Erzeugungsmix

Autor: Prof. Dr.-Ing. Klaus Görner, Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik der Universität Duisburg-Essen

In der Vergangenheit wurde der in Deutschland eingespeiste Strom nahezu vollständig über zentrale Kraftwerke erzeugt. Über das gesamte Jahr sind dies fast 600 TWh. Die blaue Linie in Abbildung 1 verdeutlicht dies anhand der geordneten Jahresganglinie. Die grüne Linie gibt die im gleichen Jahr erzeugte Strommenge aus Wind und Sonne wieder. Die gelbe, orange und rote Linie verdeutlichen den weiteren Ausbau der Erneuerbaren mit den Faktoren 2, 3 und 6. In dieser Darstellung wird klar, dass der weitere Ausbau der Erneuerbaren kein Mengenproblem darstellt, sondern

dass die zeitliche Verfügbarkeit der Einspeisung nicht mit dem Verbrauch korreliert. Der Zeitraum, in dem zu viel Strom – Überschussstrom – erzeugt wird, wird deutlich zunehmen. Andererseits wird zu vielen Zeitpunkten, an denen kein erneuerbarer Strom erzeugt werden kann – Dunkelflaute –, ein erheblicher Bedarf an sogenannter Residuallast bestehen. Die Residuallast kann entweder durch eine zeitliche Verschiebung – d.h. durch Zwischenspeicherung – oder durch eine hochflexible und disponible Erzeugung mit Kraftwerksbestandsanlagen erfolgen.

Abb. 1: Geordnete Jahresganglinie für die Stromerzeugung bzw. den Stromverbrauch in 2012



Anforderungen an Kraftwerke in der Zukunft

Der Kraftwerksbetrieb in der Zukunft wird geprägt sein durch Einsatzszenarien, wie sie in Tabelle 1 schematisch dargestellt sind.

Tab. 1: Einsatzszenarien für flexible Kraftwerke

Szenario	Grenzscenario	Regelfall	Grenzscenario
	Es weht kein Wind und es scheint keine Sonne	Dazwischen wird sich ein Kraftwerkseinsatz ergeben, der geprägt ist durch:	Wind und Sonne erzeugen ausreichend oder gar mehr Strom als benötigt
Anforderungen an flexible Kraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> ▶ die Stromerzeugung durch Erneuerbare ist sehr niedrig – nur Wasserkraft, Biomasse u.ä. liefern Strom und decken nur ca. 10 % des Bedarfes ab. ▶ Kraftwerke müssen dann also ca. 90 % des Strombedarfes (ca. 60.000 bis 80.000 MW) abdecken. Dafür muss eine entsprechende Kraftwerkskapazität vorgehalten werden. 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ geringe Residuallasten (kleinere Leistungen und damit größere Teillasten für die Anlagen), ▶ schnellere Laständerungsgeschwindigkeiten (Kraftwerke müssen sehr schnell zwischen Mindest- und Voll-Last hin- und hergefahren werden können), ▶ sehr geringe Mindestlasten der einzelnen Anlagen, um die Anlagen z. B. über Nacht nicht abstellen zu müssen, sondern sie sehr schnell aus einen warmen Zustand hochfahren zu können). 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Kraftwerke werden nicht gebraucht und heruntergefahren.

Da Kraftwerksanlagen eher für einen Grundlastbetrieb (Braunkohleanlagen) oder einen Mittellastbetrieb (Steinkohleanlagen) ausgelegt wurden, besteht für Bestandsanlagen ein gewisser Nachrüstbedarf. Eine solche Nachrüstung ist kein grundsätzlich technisches Problem, aber sie rechnet sich unter den derzeitigen Marktbedingungen wirtschaftlich nicht.

Leistungsmerkmale von Kraftwerken

Um in einem elektrischen Netz den Strombedarf und die Stromerzeugung zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht zu halten, wurden, zeitlich abgestuft Anforderungen an deren Primär- Sekundär- und Minuten-Regelreserve gestellt (vgl. Abbildung 2). Grundsätzlich waren Kraftwerke schon immer darauf konzipiert, diese an sie gestellten Anforderungen zu erfüllen. Deutlich erhöht haben sich Anzahl und Leistungsbreite (absolute Laständerung in MW) dieser Regelleistungen. Dadurch werden Kraftwerke deutlich stärker beansprucht und erfahren einen deutlich höheren

Lebensdauerverbrauch. Zu vergleichen ist dies mit einem KFZ, das nicht mehr mit nahezu konstanter Geschwindigkeit von A nach B fährt, sondern versucht ständig die Spur zu wechseln und immer das aktuelle Geschwindigkeitsoptimum anstrebt, nicht unter Verbrauchs- und Verschleißgesichtspunkten, sondern von einem externen Impuls getrieben.

Abb. 2: Netzanforderungen an Kraftwerke zur Primär-, Sekundär- und Minuten-Regelleistung



Zukünftige Anforderungen und Lösungen

Um die Flexibilität von Kraftwerke noch weiter zu erhöhen, können eine Reihe von Maßnahmen ergriffen werden:

- ▶ Austausch von besonders trägen Einzelkomponenten wie Sammler, die sehr dickwandig sind und daher bei Temperaturänderungen sehr stark beansprucht werden.
- ▶ Verbesserte Betriebsweise von Kraftwerkskomponenten mit dem Ziel höherer Laständerungsgeschwindigkeiten und vielleicht nur leicht erhöhtem Lebensdauerverbrauch (z. B. möglich bei Dampfturbinen).
- ▶ Integration von Speichern in den Kraftwerksprozess, um damit kleinere Energiemengen zwischen zu speichern und in Summe damit flexibler zu sein.
- ▶ Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen (z. B. Elektrokessel), um bei KWK-Anlagen die Stromkennzahl – also das Verhältnis von erzeugtem Strom und Wärme – noch breiter verschieben zu können.
- ▶ Einsatz von Power-to-X-Technologien (P2G – Power-to-Gas; P2F – Power-to-Fuel; P2C – Power-to-Chemical) im Kraftwerk, um Überschussstrom im Kraftwerk

selbst zu relativ leicht speicherbaren Produkten wie Gas, Kraftstoffen oder Chemikalien zu „verarbeiten“ und hierdurch die Wirtschaftlichkeit des Kraftwerks zu verbessern.

- ▶ Verstärkte Orientierung hin zu einer besseren Sektorenkopplung mit Branchen wie Chemie, Eisen/Stahl, Aluminium, Glas, Keramik, Papier und anderen.

Schlussfolgerung

Kraftwerke müssen noch geraume Zeit eine ganz wichtige Aufgabe zur Sicherstellung der Stromversorgung erfüllen, müssen jedoch andererseits unter sehr schwierigen Marktbedingungen arbeiten.

Durch eine konsequente Erweiterung des Produktportfolios – weg vom alleinigen Produkt Strom und hin zu Koppelprodukten wie Wärme, Gase, Kraftstoffe und/oder chemische Produkte – haben Kraftwerke eine technisch wie wirtschaftlich begründete Zukunft.

Die Bedeutung von Virtuellen Kraftwerken zur Koordination unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen

Autoren: Jan Meese, Dr.-Ing. Marcus Stötzel, Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

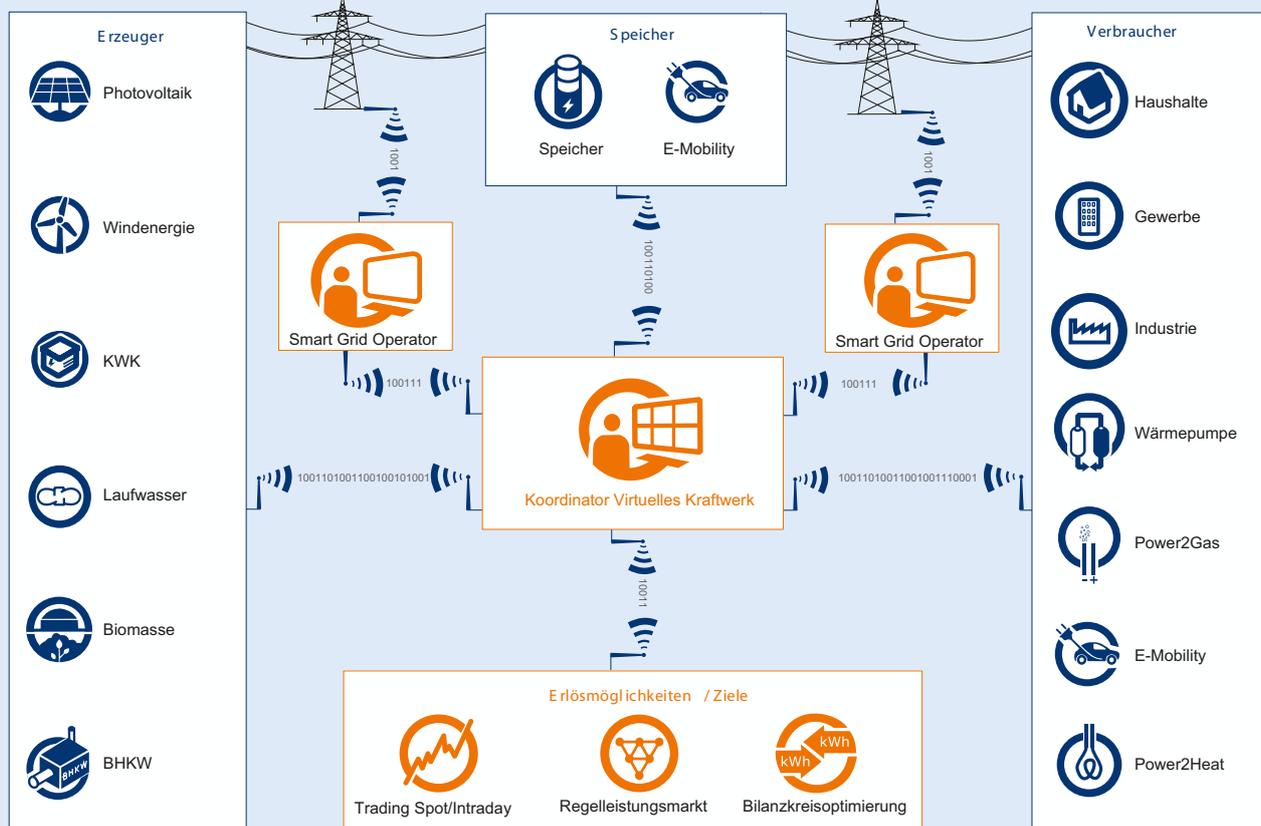
Der enorme Zubau an Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien, hauptsächlich dargebotsabhängige Photovoltaik- und Windkraftanlagen, führt zu einem grundlegenden Umbau des Energiesystems. An die Stelle weniger, gut disponierbarer Großkraftwerke tritt eine immense Anzahl von Anlagen größtenteils kleiner Leistungsklassen, mittlerweile über 1,5 Millionen Anlagen¹.

Diese speisen den Strom nicht orientiert am Bedarf der Verbraucher, sondern basierend auf dem hauptsächlich mit dem Wetter fluktuierenden Dargebot ein. Bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien, über die aktuellen ca. 30 % hinaus, wird die Nutzung und Koordination aller möglichen Flexibilitätsoptionen erheblich an Bedeutung gewinnen.

Unter Flexibilitätsoptionen werden sowohl Stromerzeuger, die ihre Einspeisung auf ein externes Signal anpassen können, als auch direkte und indirekte Speicher wie Batteriespeicher oder Pumpspeicherkraftwerke sowie flexible Verbraucher verstanden (Abbildung 1). Insbesondere die Flexibilisierung des Verbrauches, beispielsweise über die Nutzung von Power2Heat und Power2Gas-Anlagen sowie die Einbindung von flexiblen Industrieprozessen bietet die Möglichkeit, das zu jedem Zeitpunkt erforderliche Gleichgewicht von Erzeugung von Verbrauch sicherzustellen.

Bislang werden Virtuelle Kraftwerke hauptsächlich dazu eingesetzt, um mit einem Verbund dezentraler Anlagen Regelleistung für das Transportnetz zu erbringen. In ersten Pilotprojekten werden die vernetzten Anlagen bereits

Abb. 1: Flexibilitätsoptionen: Stromerzeuger, Speicher und Verbraucher



¹ Bundesnetzagentur (BNetzA), EEG in Zahlen 2014, Bonn

genutzt, um Preisunterschiede im Großhandel auszunutzen. So können zum Beispiel Verbraucher mit Flexibilitätpotential vermehrt zu Zeiten günstiger Strompreise betrieben werden. Damit können nicht nur die Unternehmen ihre Stromkosten reduzieren, sondern das Stromsystem wird durch diese teilweise Umkehr des Paradigmas „Erzeugung folgt Verbrauch“ ebenfalls unterstützt. Ein erstes dynamisches Strompreisprodukt für Industriekunden entsteht derzeit im Projekt „Happy Power Hour“ in Wuppertal und wird demnächst von den Stadtwerken angeboten.

Die dafür notwendige Steuerungslogik sitzt bei den bisher realisierten Pilotprojekten an zentraler Stelle, im Leitsystem des Virtuellen Kraftwerks. Künftig wird diese Aufgabe vermutlich von einzelnen Anlagen (wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen oder Industrieprozessen) selbst übernommen. Dabei wird es, durch die zunehmende Automatisierung und die sinkenden Kosten für Kommunikationstechnik, möglich, immer kleinere Anlagen auf dynamische Strompreise reagieren zu lassen. Auch das Speichermanagement von PV-Batteriesystemen könnte sich mit sehr geringem Aufwand um einen strompreisgeführten Betrieb erweitern lassen. Mit der kommenden Einführung von intelligenten Messsystemen („Smart Metern“) wird die notwendige Grundlage zur Nutzung dynamischer Stromtarife für weitere Benutzergruppen geschaffen.

Je mehr Anlagen sich am Virtuellen Kraftwerk beteiligen, desto wichtiger ist die Verknüpfung mit dem lokalen Netzzustand. Sobald eine große Anzahl von Anlagen auf die gleichen Preisanreize reagiert, hat das starke Auswirkungen auf die lokale Netzsituation im Verteilnetz. Überlastungen von Betriebsmitteln und unzulässige Spannungsbandverletzungen sind unbedingt zu vermeiden. Andererseits kann das Virtuelle Kraftwerk aber gerade hier helfen, in dem es in kritischen Situationen gezielt Flexibilität für den Verteilnetzbetreiber bereitstellt.

Durch Smart Grid-Systeme – wie das in Wuppertal mit mehreren Industriepartnern entwickelte und inzwischen in zahlreichen Verteilnetzen eingesetzte iNES-System – kann der lokale Netzzustand jederzeit überwacht werden um bei drohenden Grenzwertverletzungen Gegenmaßnahmen treffen zu können. So können die „Sicherheitsreserven“ deutlich kleiner ausfallen und das Netz muss nicht bis auf die letzte Kilowattstunde ausgebaut werden.

Ein vielversprechender Ansatz zur Koordination von Markt und Netz stellt das Konzept der Netzkapazitätsampel im Rahmen Regionaler Flexibilitätsmärkte (RegioFlex) dar². Aufbauend auf einem Smart Grid System wird der lokale Verteilnetzzustand in drei Ampelphasen eingeteilt (Abbil-



dung 2). Die grüne Phase bedeutet dabei, dass es keinerlei Restriktionen durch das Netz gibt – alle Marktaktivitäten sind möglich. Die rote Ampelphase wird aufgerufen, wenn der lokale Netzzustand akut gefährdet ist. Der Netzbetreiber kann daraufhin Zwangsmaßnahmen, wie beispielsweise die Abregelung einer Photovoltaikanlage, veranlassen. Die gelbe Ampelphase, die dazwischen angesiedelt ist, organisiert über einen regionalen Flexibilitätsmarkt die erforderlichen Leistungsänderungen, um den Netzzustand in die grüne Phase zurück zu führen.

Durch die Kombination der Bausteine Virtuelle Kraftwerke, Smart Grids und regionale Flexibilitätsmärkte wird die Grundlage für das Energiesystem der Zukunft geschaffen. Eine steigende Anzahl von Anlagen wird dabei intelligent vernetzt und agiert zeitweise als Virtuelles Kraftwerk, zeitweise als „Virtueller Verbraucher“. Auswirkungen auf den Systemzustand und den lokalen Netzzustand werden durch Smart Grids koordiniert. Durch dieses Zusammenspiel kann die immer weiter steigende Komplexität des künftigen Energiesystems zuverlässig gemanagt werden.

Abb. 2: Konzept der Netzkapazitätsampel



² ETG Task Force RegioFlex, „Regionale Flexibilitätsmärkte – Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze“, Frankfurt am Main, 2014

Neue Flexibilität durch Sektorenkopplung

Autoren: Dr. Johannes Schaffert, Prof. Dr.-Ing Klaus Görner, Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (GWI)

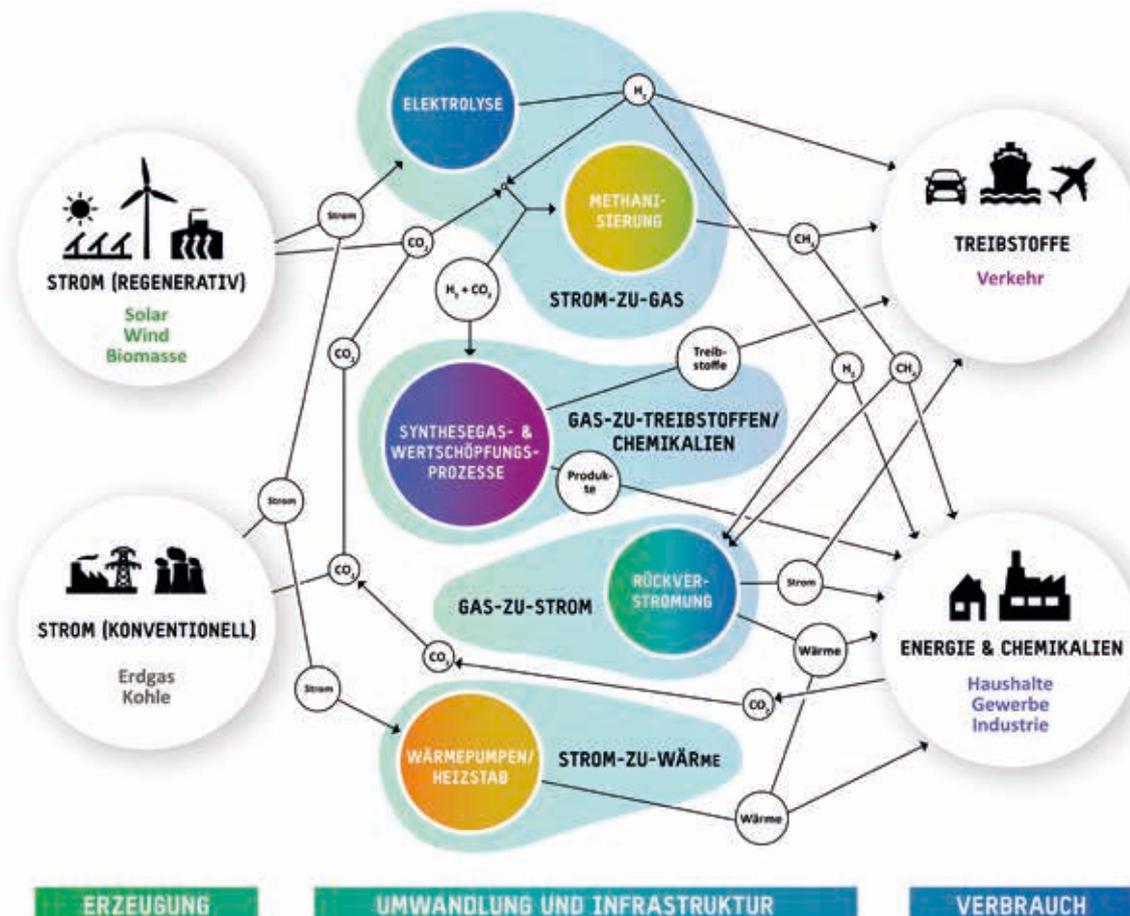
Um erneuerbaren Energien zu einer möglichst tiefen Durchdringung unseres Energiesystems zu verhelfen, muss Energieversorgung neu gedacht werden. Das Stromangebot aus Erneuerbaren ist groß, folgt aber nicht der Nachfrage – Flexibilität ist gefragt. Die unter anderen Vorzeichen entstandenen Strukturen bedürfen einer intelligenten Weiterentwicklung, welche die Ziele des energiepolitischen Dreiecks Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit gleichrangig verfolgt.

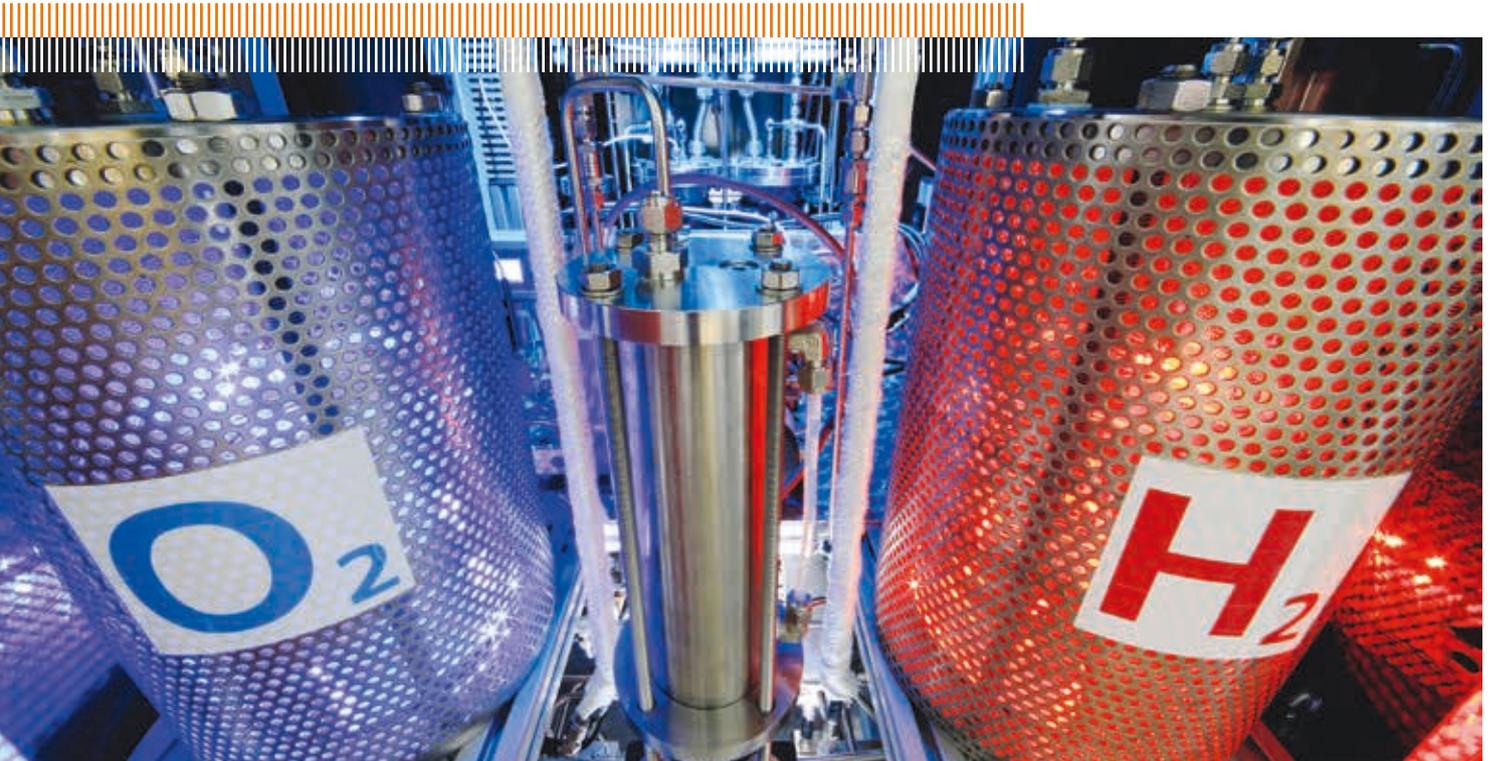
Ein vielversprechender Ansatz ist die intelligente Kopplung der Sektoren Strom, Gas und Wärme. Dabei werden den drei Energiesektoren ganz unterschiedliche und zum Teil völlig neuartige Aufgaben zuteil. Abbildung 1 zeigt eine mögliche zukünftige Vernetzung der Versorgungsstrukturen. Strom aus erneuerbaren Quellen wird zu Zeiten der Überproduktion durch Elektrolyse in Wasserstoff umgesetzt und somit stofflich speicherbar gemacht. Daran schließt sich eine lange und weit verzweigte Produkt- und

Wertschöpfungskette an. Sie umfasst Methan, das als erneuerbares Substitut für Erdgas genutzt werden kann (Power-to-Gas). Darüber hinaus bietet sich eine große Vielfalt von Treibstoffen und chemischen Grundstoffen an, die im Mobilitäts-Sektor und in der Industrie die heute dominierenden fossilen Energieträger ersetzen können (Power-to-Fuels, Power-to-Chemicals). Im stromseitigen Nutzungszweig stehen unter anderem mit Wärmepumpen und anderen flexiblen Wärmeerzeugern (Power-to-Heat) Optionen bereit, um im kleinen wie im großen Maßstab Überschussmengen erneuerbarer Energie zu nutzbar zu machen. Insbesondere wird eine ihren Strombezug weiter flexibilisierende Industrie (Lastmanagement) ein erhebliches zusätzliches Flexibilitätspotential beisteuern.

Diese tiefe Durchdringung aller großen Energieverbrauchssektoren verspricht die Möglichkeit, auch ambitioniert formulierte Klimaschutzziele tatsächlich zu erreichen.

Abb. 1: Netzdiagramm der Stoff- und Energieströme in einem flexibilisierten Energiesystem.





In Nordrhein-Westfalen wurde ein **Virtuelles Institut Strom zu Gas und Wärme**¹ gegründet, das sich den Forschungsaufgaben stellt, die zur Realisierung der Flexibilitätsoptionen beantwortet werden müssen. Es vereint die Kompetenzen sieben führender Forschungsinstitute² und wird vom Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung gefördert. In der Systemanalysegruppe wird derzeit an den Wechselwirkungen zwischen Energiemärkten, Erneuerbaren, einem zukunftsfähigen Technologieportfolio und den regionalen Gegebenheiten in NRW geforscht. Es werden Potentiale für Flexibilitäten in Haushalten, Industrie und Verkehr ermittelt und ökologische Bilanzen bewertet. Darüber hinaus beschäftigt sich die laufende Arbeit mit der Standortsuche für Power-to-Gas-

Anlagen. In der Experimentalgruppe werden Umwandlungstechnologien in den Laboren der Partner weiterentwickelt und parallel dazu eine gemeinsame Demonstrationsanlage am GWI in Essen errichtet.

Auf Bundesebene beschäftigt sich eine Reihe weiterer Verbundprojekte wie KonstGas, MuSeKo, Integranet oder Disgnetz mit Flexibilitätsoptionen im Energiesystem und auch die europäische Forschungsförderung in Horizon 2020 greift mit Projekten wie STORE&GO³ die Thematik auf. In diesen und vielen weiteren Projekten übernehmen Institute aus NRW Verantwortung und bauen den Energieforschungsstandort NRW weiter aus.



1 <http://strom-zu-gas-und-waerme.de>

2 Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (GWI, Koordination), Energy Research & Scenarios gGmbH (ewi, Ko-Koordination), Forschungszentrum Jülich: Institut für Energie- und Klimaforschung – Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3) und Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI), Fraunhofer UMSICHT, Ruhr Universität Bochum, Lehrstuhl für Technische Chemie (RUB), Zentrum für Brennstoffzellentechnik (ZBT)

3 <http://www.storeandgo.info>

FlexKWK – Strom-Wärme-Kopplung neu denken

Autor: Dipl.-Ing. Carsten Beier, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Oberhausen

Warum KWK neu denken?

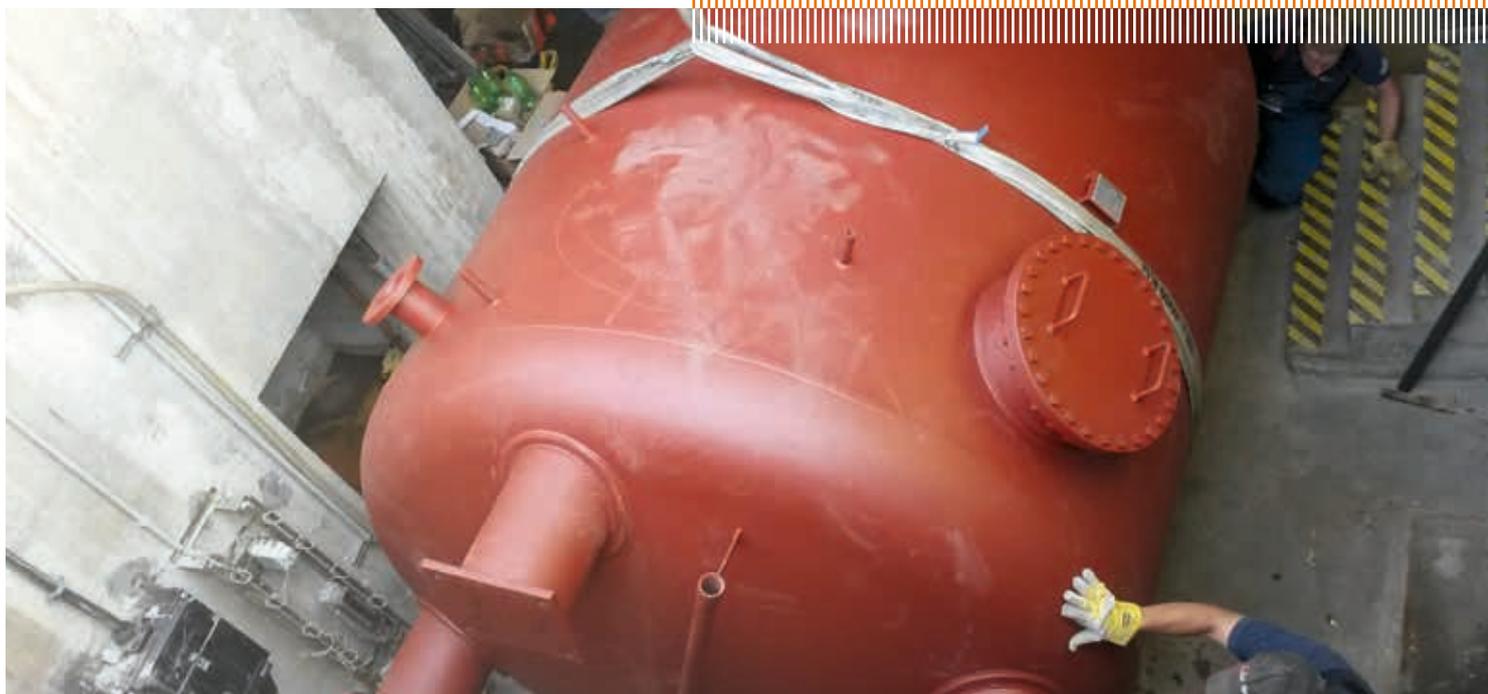
Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist eine wichtige Säule der Energiewende. Allerdings kann sie diese Rolle nur übernehmen, wenn sie anders eingesetzt und betrieben wird als bisher.

KWK-Anlagen dienen bisher nur der effizienten Energieversorgung: ein Motor oder eine Turbine erzeugt Strom, die entstehende Abwärme wird zu Heizzwecken genutzt. Dadurch kann der Primärenergieaufwand im Vergleich zur herkömmlichen Versorgung über fossile Großkraftwerke sowie Erdgas- und Heizölkessel deutlich reduziert werden. Um KWK-Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können, wurde bisher eine hohe Auslastung von mehr als 5.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr angestrebt. Zukünftig wird sich dies ändern.

Das zukünftige Energiesystem wird von erneuerbaren Energien bestimmt werden. Das wird sich insbesondere auf die Marktpreise auswirken. Schon heute reagieren die Energiemärkte auf die schwankende Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie. Dabei kommt es zunehmend zu der Situation, dass deutlich mehr Strom erzeugt werden kann als verbraucht wird. Negative Strompreise sind die Folge: wer Strom erzeugt, muss dafür bezahlen. Und was heißt das für die Zukunft der KWK? Eine Prognose, wie

sich die Energiepreise entwickeln, fällt schwer. Sicher ist, dass sich die Energiemärkte gravierend verändern werden, wenn der überwiegende Teil des Stromverbrauchs über regenerative Energien gedeckt wird. Vor diesem Hintergrund besteht das Risiko, dass sich in Grundlast betriebene KWK-Anlagen wirtschaftlich nicht mehr rentieren.

Doch was im ersten Moment als Risiko erscheint, ist bei genauerer Betrachtung eine Chance für die Kraft-Wärme-Kopplung: KWK-Anlagen sind in Verbindung mit Wärmespeichern sehr flexibel einsetzbar und können optimal auf die Situation an den Energiemärkten reagieren. Ein großer Vorteil gegenüber Großkraftwerken. Wärmespeicher sind zudem deutlich günstiger und technisch robuster als Stromspeicher. Ein weiterer Vorteil für flexible KWK-Konzepte. Durch eine geänderte Konzeption und Betriebsweise können KWK-Anlagen zukünftig effizient Strom und Wärme liefern und gleichzeitig als Reservekapazität die Stromversorgung sicherstellen, wenn nicht ausreichend Wind- und Sonnenenergie zur Verfügung stehen. Und: über die Nutzung von Biogas kann die Energieversorgung auf regenerative Energien umgestellt werden. Gerade in der Wärmeversorgung ist die Nutzung von regenerativen Energien ein großes Problem und könnte ein weiteres Plus für KWK-Systeme darstellen.





Das Erreichen der KWK-Ausbauziele ist somit von großer Bedeutung für das Gelingen der Energiewende. Damit die Kraft-Wärme-Kopplung ihre neue Rolle in der Energieversorgung übernehmen kann, ist ein Umdenken erforderlich. Basis dafür sind neue Versorgungskonzepte, Betriebsweisen und Geschäftsmodelle, die parallel zur Umsetzung der Energiewende fortlaufend entwickelt und angepasst werden müssen.

FlexKWK – ein erster Ansatz

Einen ersten Ansatz, wie KWK-Anlagen zukünftig optimal eingesetzt werden können, liefert das Forschungsprojekt FlexKWK: ein BHKW versorgt in Verbindung mit einem großen Wärmespeicher ein typisches Nahwärmenetz mit 150 Wohneinheiten. Die Dimensionierung und der Betrieb der Anlagen orientieren sich dabei an den Energiemärkten. Der Wärmespeicher sorgt für die erforderliche Flexibilität, um optimale Erlöse durch den Stromverkauf zu erzielen und gleichzeitig die Wärmeversorgung zu gewährleisten. Wohngebiete wie im Projektgebiet mit statischer Heizung und thermischer Trinkwarmwasserversorgung könnten auf diese Weise trotz einer geringen Anlagenauslastung zukünftig für eine KWK-Versorgung wirtschaftlich interessant werden. Nach der Inbetriebnahme erfolgt in den nächsten drei Jahren der Demonstrationsbetrieb, um fundierte Praxiserfahrungen zu sammeln und mit Hilfe der Messdaten KWK-Konzepte unter unterschiedlichen Marktbedingungen bewerten zu können. Im Rahmen des Übertragungskonzeptes sollen erfolgversprechende Standorte und günstige Randbedingungen identifiziert werden, um weitere Projekte umzusetzen.

Das Projekt wird vom Bundeswirtschaftsministerium BMWi gefördert und von der Energieversorgung Oberhausen AG umgesetzt. Die Entwicklung, Optimierung und Bewertung der FlexKWK-Konzepte erfolgt im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung durch das Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT.

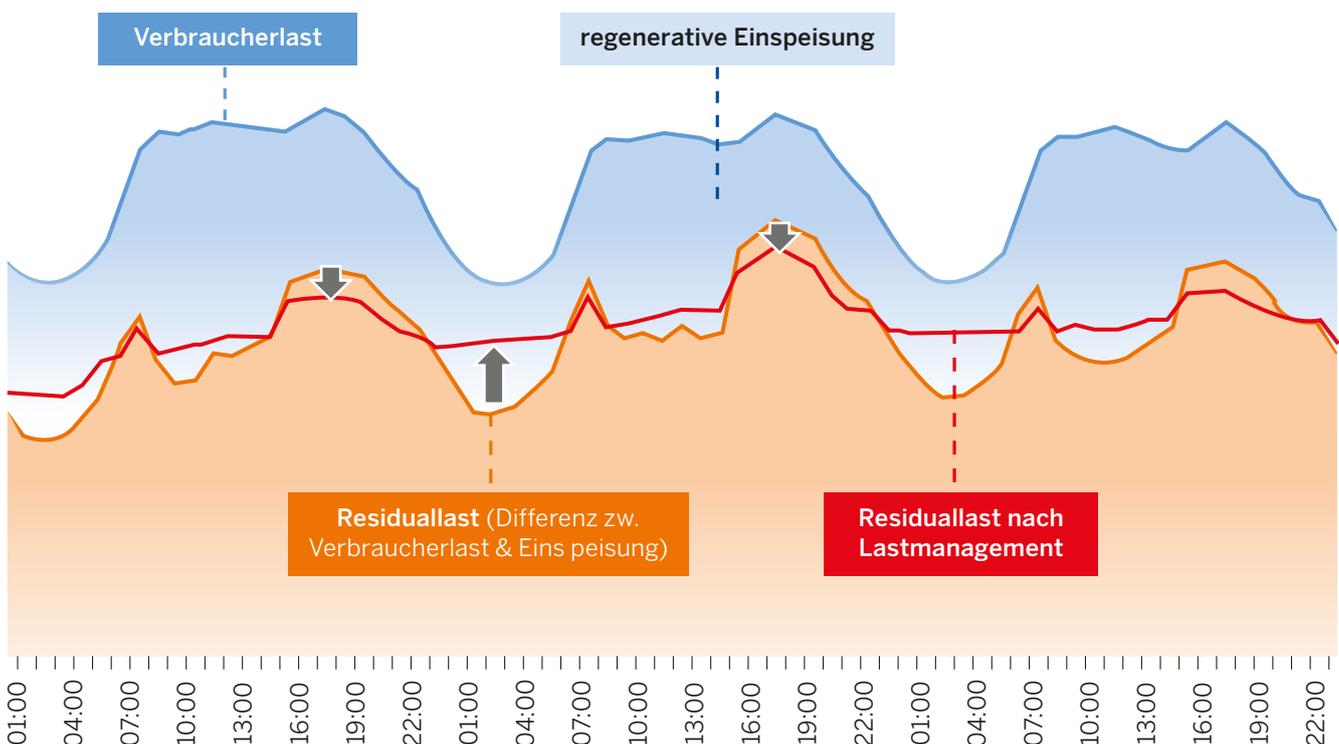
Flexibilisierung von Lasten für die Energiewende

Autor: Frank Merten, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Bis heute folgt die Stromversorgung vorrangig dem Grundsatz „Die Erzeugung folgt der Last“. Durch die Energiewende und den dafür nötigen Ausbau der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie wird jedoch der gezielte Einsatz von „flexiblen“ und steuerbaren elektrischen Lasten im Rahmen von Lastmanagement (DSM) zunehmend an Bedeutung gewinnen. Dabei gilt es, die Zeiten des Energieverbrauchs und ihre Höhe an die der Erzeugung anzupassen, um z. B. die starke Schwankungen der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien (EE) bzw. der damit einhergehenden verbleibenden Restlast auszugleichen (siehe Abbildung 1). In diesem Sinne können die Lasten auch zum Ausgleich von Prognosefehlern, zur Bereitstellung von Regelleistung bzw. zur Aufnahme von potenziell „überschüssigem“ EE-Strom eingesetzt werden. Daraus folgt der neue, komplementäre und systemdienliche Grundsatz „Die flexiblen Lasten folgen der Erzeugung“ für die Energiewende.

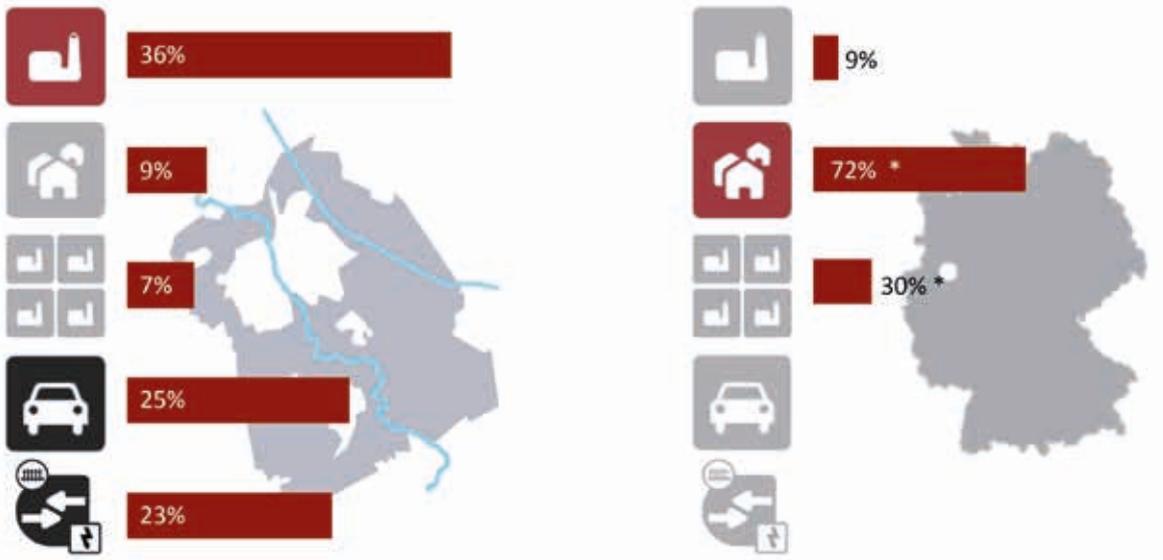
Nicht alle elektrischen Anwendungen sind jedoch gleichermaßen für den flexiblen und systemdienlichen DSM-Einsatz geeignet. Ihre systemtechnischen Potenziale für die o.g. Einsatzziele hängen von einer Vielzahl an Faktoren ab und sind zudem im Zeitverlauf der Energiewende, u. a. aufgrund von Markt- und Technologieentwicklungen, grundsätzlich variabel. Die Lasten müssen daher zunächst hinreichend differenziert, charakterisiert und dann ggf. je nach Untersuchungsrahmen (kommunal bis international) ausgewählt und näher analysiert werden. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass prinzipiell gut geeignete Lasten ggf. erst noch flexibilisiert werden müssten, um wirksamer eingesetzt werden zu können. Dies gilt z. B. für Wärmepumpen oder Industrieanwendungen mit zu kleinem Pufferspeicher für einen längeren DSM-Einsatz. Die Ergebnisse und Rollen von flexiblen Lasten können daher je nach Annahmen und Systemgrenzen deutlich voneinander abweichen, wie die Abbildung 2 am Beispiel eines Projekts für eine Kommune in NRW im Vergleich zu einer grundlegenden (allerdings älteren) Analyse für die nationale Ebene zeigt.

Abb. 1: Flexibler Lasteneinsatz (DSM) zum Ausgleich volatiler regenerativer Einspeisung¹



¹ Krüger, C. et al. 2011: Lastmanagement – Neue Anforderungen und Einsatzfelder durch den Ausbau regenerativer Energien; Technologiebrief im Rahmen des EXIST-Forschungsprojekts biceps gazelles; Hrsg: Institut für Gründungs- und Innovationsforschung / Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; Wuppertal; Jan. 2011

Abb. 2: Kommunale DSM Anteile nach Sektoren im Vergleich zu nationalen Anteilen²



Share for different sectors: DSM potentials in Rheine 2050 in terms of minimizing overall positive residual load

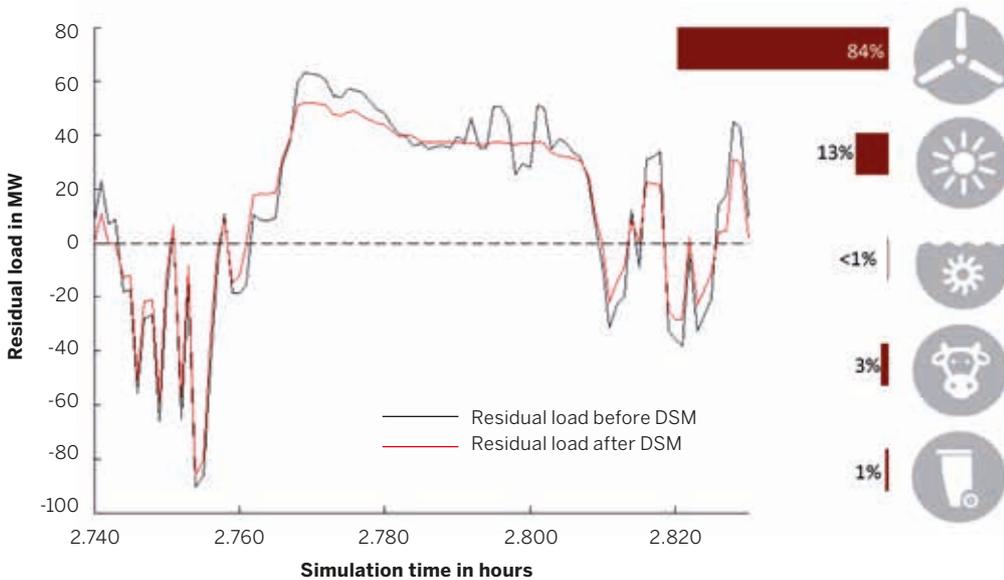
Share for different sectors: DSM potentials in terms of shiftable amount of energies quantified for all over Germany in 2007

* excluding night storage heating, heat pumps and air conditioner
 Quelle: (Klobasa, 2007), © Wuppertal Institut

Allgemein sind leistungsstarke Lasten, die sowohl zeitlich als auch leistungsmäßig flexibel sind, bevorzugte Optionen für den DSM-Einsatz. Dazu gehören insbesondere verschiedene industrielle Prozesse in den fünf energieintensiven Branchen (Aluminium, Chemie, Stahl, Papier und Zement), Klimatisierungs-, Kälte- und Heizungsanlagen (Wärmepumpen) im Gewerbe- und Haushaltssektor

sowie künftige Elektro-Kfz im Verkehrssektor³. Sie können prinzipiell gut für den zeitlichen Ausgleich von schwankenden Restlasten und damit zur besseren Integration von EE-Strom eingesetzt werden. Dies gilt auf allen Ebenen, auch für sehr ambitionierte und stark dezentral ausgerichtete Zielsysteme auf kommunaler Ebene (siehe Abbildung 3).

Abb. 3: Ausgleichseffekte durch DSM auf kommunaler Ebene in NRW in einem Zielszenario 2050

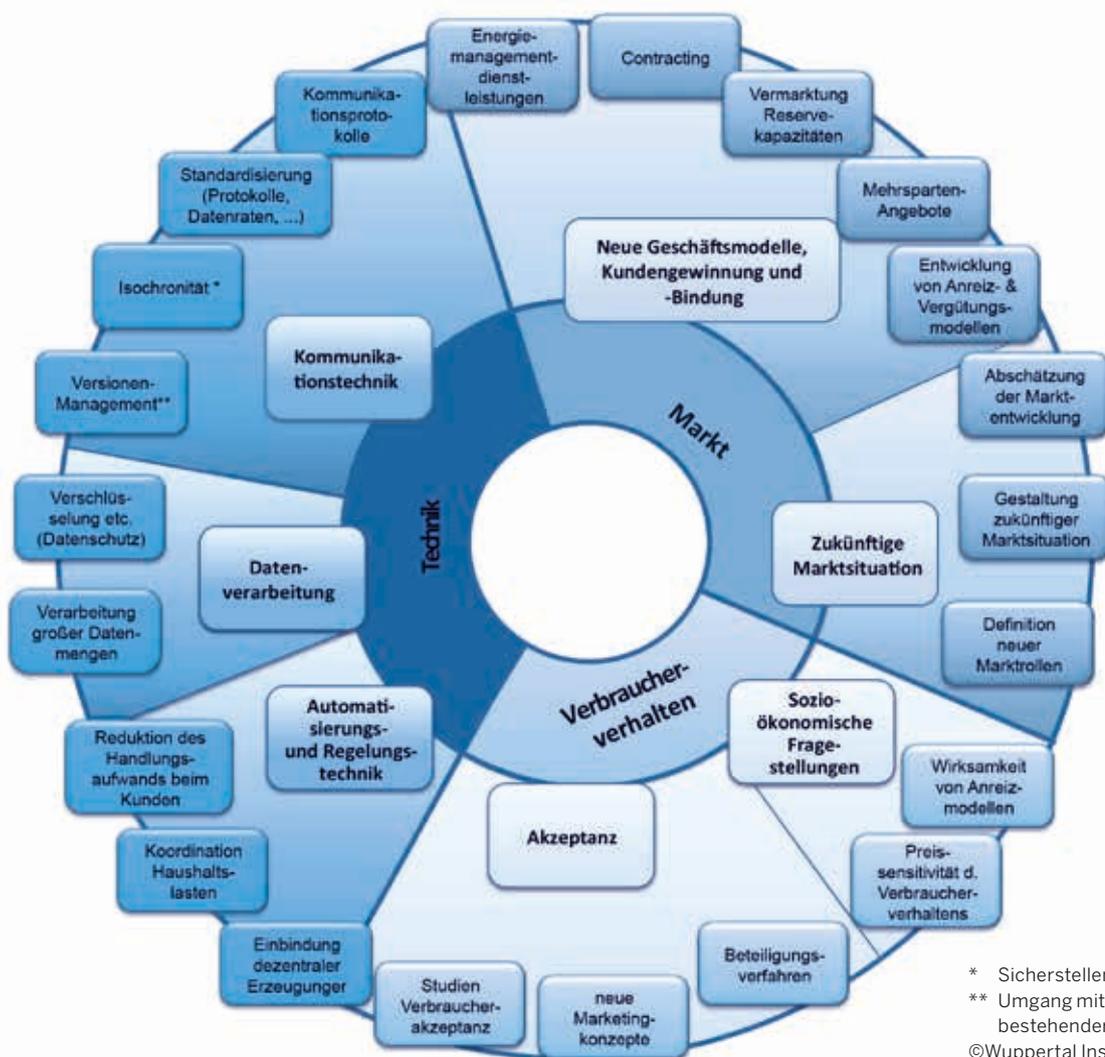


Die tatsächlichen Chancen und Perspektiven für den DSM Einsatz von geeigneten flexiblen Lasten und ihrem Nutzen für die Energiewende hängt nicht zuletzt maßgeblich auch von einer Reihe an nicht-technischen Faktoren ab, die vor allem durch den Markt und das Nutzerverhalten geprägt werden (siehe Abbildung 4). Hier liegen noch vielfältige Forschungs- und Entwicklungspotenziale sowie Herausforderungen. Dazu gehören u. a. die Themenfelder „Smart Meter / Smart Tariffs“, „Home Automation“, „Automatisierungs-, Kommunikations- und Regelungstechnik“ sowie „Zukünftige Marktdesigns und -rollen“. Diese Themenfelder gehen teilweise Hand in Hand oder überschneiden

sich, so dass ein interdisziplinäres Herangehen vorteilhaft oder sogar notwendig ist.

Zu dem o.g. Hintergrund und Themenbereich finden am Wuppertal Institut verschiedene, zunehmend modellgestützte Untersuchungen statt. Im Fokus stehen dabei bisher die möglichst differenzierte Charakterisierung von Lasten (inkl. Lastprofile), die Bestimmung und Bewertung von Potenzialen (inkl. Flexibilisierung), von Einsatzstrategien und ihrem Nutzen unter Berücksichtigung von alternativen Flexibilitätsoptionen wie z. B. Energiespeicher.

Abb. 4: Offene Forschungsfragen und potenzielle Geschäftsfelder im Bereich Lastmanagement¹



- 1 Krüger, C. et al. 2011: Lastmanagement – Neue Anforderungen und Einsatzfelder durch den Ausbau regenerativer Energien; Technologiebrief im Rahmen des EXIST-Forschungsprojekts biceps gazelles; Hrsg: Institut für Gründungs- und Innovationsforschung / Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; Wuppertal; Jan. 2011
- 2 Janßen, T. et al. 2015: THE TECHNICAL POTENTIAL OF BALANCING LOCAL RESIDUAL LOAD BY FLEXIBILIZATION OF INDUSTRIAL PROCESSES; Projekt-Vortrag auf der IRES 2015, Düsseldorf, März 2015
- 3 Merten et al. 2014: Potenziale und Einsatzmöglichkeiten von Lastmanagement (DSM); Vortrag auf der VDI Konferenz Kraftwerkseinsatzplanung, April 2014, Düsseldorf

Power-to-X – Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen

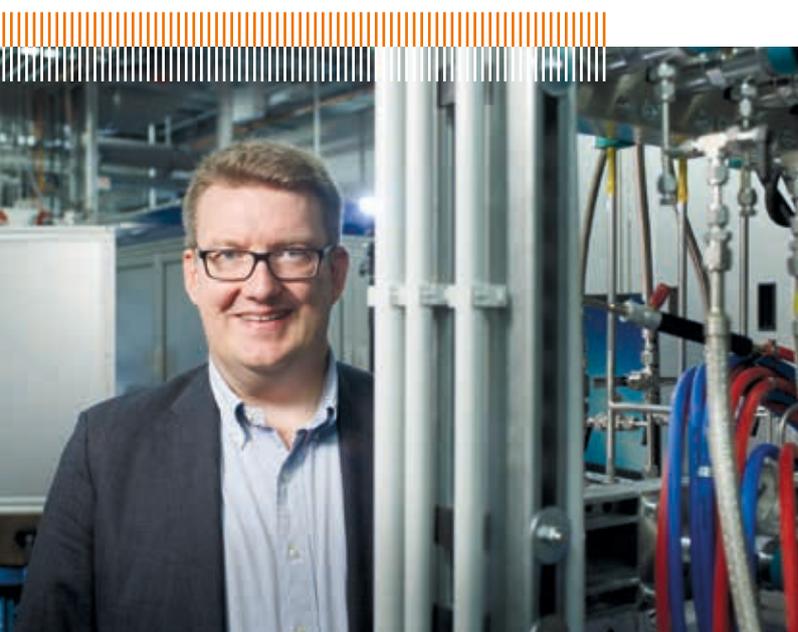
Autoren: Prof. Dr. Rüdiger-Albert Eichel, Severin Foit, Lambertus G.J. de Haart, Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK-9: Grundlagen der Elektrochemie), Forschungszentrum Jülich GmbH

Deutschland nimmt mit der ‚Energiewende‘ eine politische und gesellschaftliche Vorreiterrolle in den globalen Anstrengungen zur Dekarbonisierung und nachhaltigen Gestaltung der Energiesysteme ein. Um die damit verbundenen Chancen zu nutzen und Risiken zu minimieren, bedarf es der Entwicklung wirtschaftlicher Nutzungs- und Speicherkonzepte für Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen, sowie zu einer neuartigen – auf CO₂ als Rohstoff basierten – Wertschöpfung. Unter dem Begriff „Power-to-X“ werden Technologien zusammengefasst, die auf eine Umwandlung von elektrischer Energie in stoffliche Energiespeicher, Energieträger und energieintensive Chemieprodukte zielen. Diese Konzepte beinhalten eine direkte Verknüpfung zwischen energetischer und stofflicher Wertschöpfungskette und haben damit gleichzeitig ein besonderes Potenzial für die Verringerung des Einsatzes von fossilen Rohstoffen in den für den Wirtschaftsstandort Deutschland essentiellen Sektoren Energiewirtschaft, Transport/Verkehr und Chemie.

Im Rahmen des vom BMBF aufgelegten Kopernikus-Programms¹ soll für das komplexe Themenfeld „Power-to-X: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen“ ein systemischer Ansatz mit hohem Forschungsrisiko und hohem Innovationspotenzial gewinnbringend erschlossen werden. Das Kopernikus-Projekt P2X schafft dabei einen Knotenpunkt zwischen energetischer Versorgung und stofflicher Wertschöpfung; es werden grundlegende wissenschaftliche Fragestellungen erforscht, neues technologisches Know-How erarbeitet und schließlich, ausgerichtet an den sozioökonomischen Rahmenbedingungen und gesellschaftlichen Bedürfnissen, Innovation ermöglicht.

In den letzten Jahren ist in Deutschland bereits eine breit gefächerte Landschaft an Entwicklungs- und Demonstrationsprojekten für „Power-to-Gas“ Konzepte entstanden. Die Projekte zielen dabei meist auf die Anpassung und Verknüpfung bekannter und robuster Technologien, um die regenerativen Energiequellen mit der bestehenden Infrastruktur zu verbinden. Vorrangig werden dabei Speicheroptionen für den „Überschussstrom“ zur Rückgewinnung oder Nutzung in Form von elektrischer oder thermischer Energie adressiert. Das Kopernikus-Projekt P2X erweitert und ergänzt diesen Ansatz mit einem Fokus auf disruptive Technologien an der Schnittstelle zwischen energetischer Erzeugung und stofflicher Nutzung. Dabei stehen die folgenden Leitgedanken im Vordergrund:

- **Hohe CO₂-Einsparung bei maximaler Wertschöpfung:** Herstellungsprozesse für hochwertige Kraftstoffe und optimierte Produkte mit hohem ökonomischen Potenzial können den dringend benötigten Ausbau der erneuerbaren Energien befördern.
- **Integration dezentraler und autarker Lösungen:** Neue Produktionspfade müssen so mit der bestehenden Infrastruktur verknüpft werden, dass diese effizient genutzt und an die zunehmende Dezentralisierung der Energieversorgung angepasst und erweitert werden kann.
- **Skalierbarkeit und Modularisierung:** Der schrittweise Ausbau der erneuerbaren Energien wird von Technologien begünstigt, die von den typischen Skaleneffekten etablierter Prozesstechnologien entkoppelt sind.



Prof. Rüdiger-Albert Eichel (Forschungszentrum Jülich GmbH) koordiniert gemeinsam mit Prof. Walter Leitner (RWTH Aachen) und Prof. Kurt Wagemann (DECHEMA e.V.) das Kopernikusprojekt „Power-to-X – Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen“.

¹ <https://www.kopernikus-projekte.de>

■ **Gesellschaftliche Bedürfnisse und Akzeptanz:**

Nachhaltige Lösungen erfordern frühzeitiges gemeinsames Handeln von Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft.

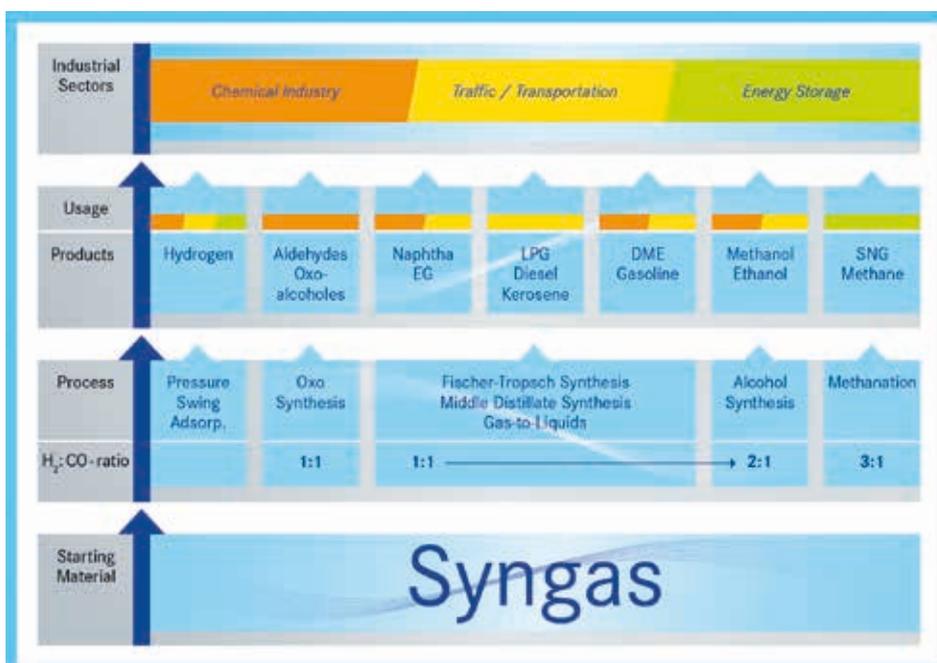
- **Exportfähigkeit:** Die mit der „Energiewende“ entwickelten Technologien können für die Exportnation Deutschland auch globale Märkte in Regionen mit anderen infrastrukturellen Voraussetzungen erschließen.

Eine Schlüsselfunktion für die Entwicklung von „Power-to-X“ Technologien nimmt hierbei zunächst die elektrochemische und elektrokatalytische Umwandlung von Wasser(dampf) und Kohlendioxid unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Quellen in stoffliche Ressourcen wie Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und Synthesegas ein (vgl. Abbildung 1). In einem zweiten Prozessschritt, erfolgt dann eine katalytische Umwandlung in maßgeschneiderte Chemikalien entsprechend den Anforderungen der drei beschriebenen Sektoren. Im Rahmen des Kopernikus-Projektes P2X sollen Lösungen erarbeitet, demonstriert und im Idealfall implementiert werden, mit denen unter Einsatz erneuerbar erzeugter elektrischer Energie stoffliche Energieträger und chemische Produkte für Anwendungen in den industriellen Leitmärkten Energie, Transport/Verkehr und Chemie wirtschaftlich, zeitlich flexibel und auf die gesellschaftlichen Bedürfnisse abgestimmt produziert werden können.

Durch den integrierten transdisziplinären Ansatz können für unterschiedliche Technologieoptionen frühzeitig die Potenziale bewertet und mögliche Hindernisse bei ihrer Umsetzung identifiziert werden. Der Innovationsprozess beinhaltet dabei den technologischen Fortschritt, den gesellschaftlichen Wandel und ökonomische Potenziale. Die technologischen Handlungsfelder umfassen die essenziellen Schlüsselkompetenzen Elektrolyse, Katalyse sowie Material- und Prozess-Design. Die Entwicklungen werden kontinuierlich anhand der Kriterien der Nachhaltigkeit evaluiert und ihrer Chancen zur Systemintegration unter den heute gegebenen bzw. zukünftig erwarteten gesellschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen analysiert. Auf Basis eines systematischen Roadmapping-Prozesses werden so erfolgreiche Entwicklungen über die Gesamtlaufzeit von 10 Jahren verdichtet und für neue Technologien zur technischen Realisierung gebracht.

Das Konsortium des Kopernikusprojektes P2X vereinigt 17 Forschungseinrichtungen, 26 Industrieunternehmen, sowie drei zivilgesellschaftliche Organisationen mit ausgewiesener Kompetenz im Bereich der Energieforschung. Durch die breite Partizipation von Partnern aus Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft soll über die konkreten Projektarbeiten hinaus eine konstruktive und koordinierende Vernetzung mit bereits laufenden und im weiteren Verlauf entstehenden Forschungs- und Demonstrationsprojekten realisiert, und so eine zentrale Plattform für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende etabliert werden.

Abb. 1: Verwendung von Synthesegas („syngas“) und der darauf beruhenden chemischen Produkte für die unterschiedlichen Sektoren Chemische Industrie, Transport / Verkehr und Energie



S. Foit, I. C. Vinke, L. G. J. de Haart, R.-A. Eichel „Power-to-Syngas – an enabling technology for the transition of the energy system? Production of tailored synfuels and chemicals using renewably generated electricity“, Angewandte Chemie International Edition (2016), DOI:10.1002/anie.201607552, Copyright Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. Reproduced with permission.

Flexible Netze

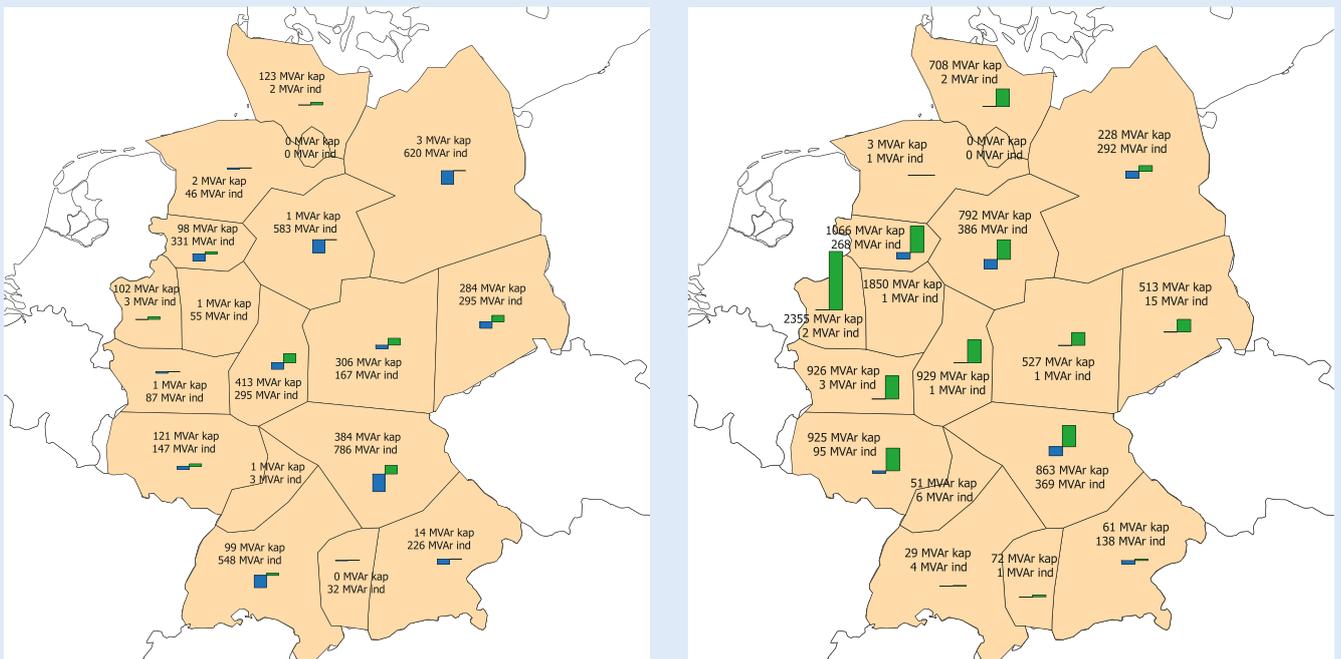
Intelligente Netze für mehr Effizienz

Autor: Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler, Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen University

Die Transformation des Energieversorgungssystems zu einer dezentral dominierten Erzeugungsstruktur sowie die zunehmende Entfernung der Erzeugungs- von den Lastzentren (insb. Offshore Wind) stellt Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreiber vor zahlreiche Herausforderungen im zukünftigen Netzbetrieb. So führt die wachsende Anzahl der, primär in Verteilungsnetzen installierten, dezentralen Energiewandlungsanlagen (DEA) zu dort auftretenden Problemen bei der Spannungshaltung und bei der Einhaltung thermischer Betriebsmittelgrenzen. Zusätzlich beeinflusst diese Entwicklung in wesentlichem Ausmaß das Übertragungsnetz, speziell auch im Hinblick auf die Systemstabilität. Gleichzeitig sind Verbünde aus volatilen und regelbaren Einspeisern (bspw. PV-, Windenergie oder Bio-Gas-Anlagen) sowie Speichertechnologien und verschiebbare Lasten jedoch in der Lage, Flexibilitäten zur Verfügung zu stellen.

Die ansteigende Anzahl an DEA eröffnet daher auch die Möglichkeit der Ausschöpfung bisher ungenutzter Potenziale. Die Entwicklung neuer, innovativer Betriebskonzepte zur Ausnutzung dieser Potenziale erfordert eine spannungsebenenübergreifende Koordination der Flexibilitäten, um den Wechselwirkungen zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetz Rechnung zu tragen. Die Integration dezentraler Anlagen in eine Kommunikationsinfrastruktur und intelligente Koordination der Anlagen (topologisches Kraftwerk) ermöglichen es, Anforderungen seitens der Übertragungsnetzbetreiber für individuelle Netzzustände flexibel zu bedienen. Insbesondere zu den Systemdienstleistungen der Spannungshaltung und Frequenzstabilität können dezentrale Anlagen auf diese Weise einen wichtigen Beitrag leisten, da eine Vielzahl der DEA über eine flexible Steuerbarkeit der Blindleistungseinspeisung verfügen. Darüber hinaus ergeben sich auch Potenziale zur Linderung oder Aufhebung lokaler Engpässe im Übertragungs- und Verteilungsnetz. Sowohl auf Übertragungs- als auch

Abb. 1: Netzgruppenscharfer Mindestbedarf an zusätzlichen spannungssenkenden (grün) und spannungshebenden (blau) Blindleistungsquellen für das Jahr 2023 bei individuellen Leistungsfaktoren der Regelzonen gemäß NEP (links) und einem einheitlichen Leistungsfaktor von 0,98 (rechts)



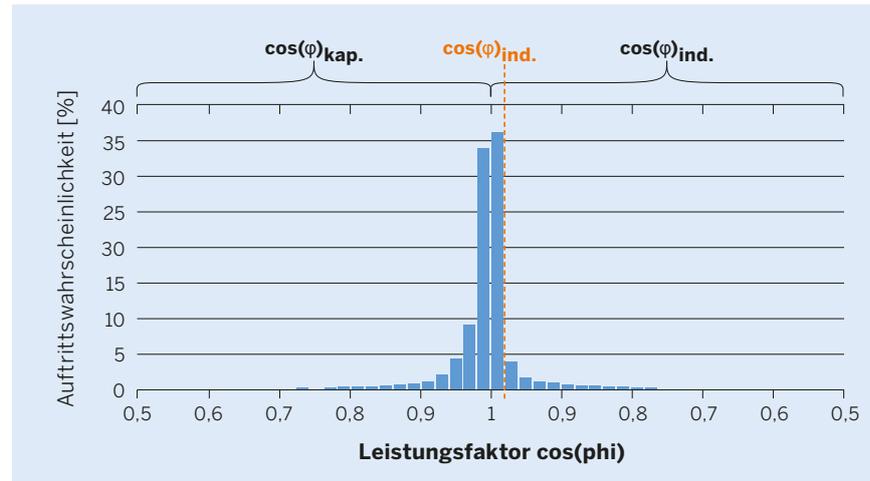


Abb. 2:

Verteilung des Leistungsfaktors über ein Jahr am Netzverknüpfungspunkt eines Verteilungsnetzes zum Übertragungsnetz

auf Verteilungsnetzebene resultiert hieraus angesichts der Vielzahl potenziell beteiligter Akteure jedoch ein erhöhter Koordinations- und Kommunikationsaufwand. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie zukünftig ein aus ökonomischer und netztechnischer Sicht (möglichst) optimaler Einsatz der verfügbaren Flexibilitätsoptionen zu gestalten ist.

Mit Fokus auf die Koordination der verschiedenen technischen Optionen zur Blindleistungsbereitstellung im Übertragungsnetz wurde in diesem Kontext am Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) ein Verfahren entwickelt, das auf Basis einer optimierten Leistungsflussrechnung einen verursachergerechten Einsatz der verschiedenen Blindleistungsquellen ermöglicht. Die Anwendung des Verfahrens im Rahmen der „Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023“ im Auftrag der Bundesnetzagentur zeigt dabei einen deutlichen Mindestbedarf an zusätzlichen Blindleistungsquellen für das Jahr 2023. Es kann gezeigt werden, dass das Blindleitungsverhalten der Verteilungsnetze einen signifikanten Einfluss auf den Blindleistungshaushalt des Übertragungsnetzes hat. Allein ein einheitlicher induktiver Leistungsfaktor¹ (LF) der Verteilungsnetze von 0,98 (gegenüber einer individuellen LF-Verteilung gemäß NEP) kann den Mindestbedarf an spannungsanhebenden Quellen in Deutschland von 11,9 Gvar auf 2 Gvar reduzieren. Dementgegen steht allerdings ein Anstieg des Bedarfs an spannungssenkend wirkenden Blindleistungsquellen von 1,6 Gvar auf 4,2 Gvar.

Abbildung 2 veranschaulicht in diesem Kontext die stündlich aufgelöste und über ein Jahr gemessene LF-Verteilung am Netzverknüpfungspunkt (NVP, auf 380 kV-Seite) eines realen Verteilungsnetzes. Diese Messung wurde im Rahmen des vom BMWi geförderten Projektes IREN2 zur Verfügung gestellt, in dem das IFHT an der Modellierung und Umset-

zung von Einsatz und Betrieb eines realen topologischen Kraftwerks beteiligt ist.

Das Histogramm zeigt eindeutig, dass ein konstanter LF üblicherweise nicht gegeben ist. Das betrachtete (ländlich geprägte) Verteilungsnetz hat dabei, aufgrund mehrerer jahresübergreifend nur gering ausgelasteter Kabel in Hoch- und Mittelspannung, meist einen kapazitiven LF. Das Blindleistungsverschiebungspotenzial durch die aktive Beeinflussung der dort installierten DEA beträgt im betrachteten Netz jedoch am NVP ca. +/-10 Mvar, sodass eine Beeinflussung des LF in eine gewünschte Richtung möglich ist. Diese erfordert jedoch gesteuerte Blindleistungseinspeisung, welche zentral über den Netzbetreiber oder durch einen anderen Akteur (bspw. den Betreiber eines topologischen Kraftwerks) erfolgen kann.

Es wird deutlich, dass zukünftig ein signifikanter Blindleistungsbedarf der Übertragungsnetzebene besteht, welcher zumindest teilweise mithilfe innovativer Regelungskonzepte durch DEA gedeckt werden kann. Ähnliche Tendenzen lassen sich für weitere Flexibilitätsoptionen wie bspw. das lokale Netzengpassmanagement ableiten. Eine weiterführende Diskussion des Einsatzes dezentraler Flexibilitäten erfordert allerdings eine netzebenenübergreifende Modellierung, die realitätsnahe Aussagen über die Potenziale sowie die Realisierbarkeit innovativer Betriebskonzepte erlaubt. Des Weiteren bedarf die Analyse von zeitabhängigen Flexibilitäten, bspw. eine dezentrale Bereitstellung von Regelleistung, die Betrachtung der physikalischen Wechselwirkungen im Millisekunden- bis Sekundenbereich. Zahlreiche regulatorische Fragen bspw. im Hinblick auf die Interaktion von Übertragungs- und Verteilungsbetreiber sowie die Koordinationsmechanismen zur Nutzung der bereitgestellten Flexibilität sind zudem noch ungeklärt und erfordern weiteren Forschungsbedarf.

¹ Verbraucherzählpeilsystem, wodurch ein induktiver Blindleistungsbezug spannungssenkend wirkt

Gleichspannung – Intelligente Flexibilität für die elektrischen Netze der Zukunft

Autor: Dr.-Ing. Peter Lürkens, Prof. Dr. ir. Rik W. De Doncker, Forschungscampus Flexible Elektrische Netze, RWTH Aachen University

Überblick

Die Energiewende stellt für unsere Stromnetze die Herausforderung des 21. Jahrhunderts dar. Bisher wurde die elektrische Leistung von relativ wenigen zentralen Kraftwerken über die Kette von Hochspannungs-, Mittelspannungs- und (ggf.) Niederspannungsnetzen zum Endverbraucher transportiert. Nun speisen dezentrale, volatile Energieerzeuger in alle Netzspannungsebenen zu etwa gleichen Teilen ein. Unsere klassischen Wechselstromnetze haben diese Veränderungen bisher gut verkräftet, obwohl die installierte Leistung an erneuerbarer Energieerzeugung bereits 2015 die der konventionellen Kraftwerke nahezu erreicht hat und inzwischen über 30 % der elektrischen Energie lieferte. Allerdings müssen immer häufiger Kraftwerkskapazitäten umgesteuert und schließlich erneuerbare Energieanlagen heruntergeregelt werden, um Überlastungen im Hochspannungsnetz zu vermeiden¹.

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energie wächst auch deren installierte Leistung, bei 90 % Anteil um einen Faktor 3–4 gegenüber heute. Daher wird mit einem erheblichen Ausbaubedarf der Netze gerechnet, der sowohl Leitungskapazitäten als auch präzise Steuerungsmöglichkeiten des Leistungsflusses betrifft. Steuereinrichtungen für Wechselspannungsnetze (Flexible AC Transmission System, „FACTS“) erlauben zwar diese notwendige Steu-

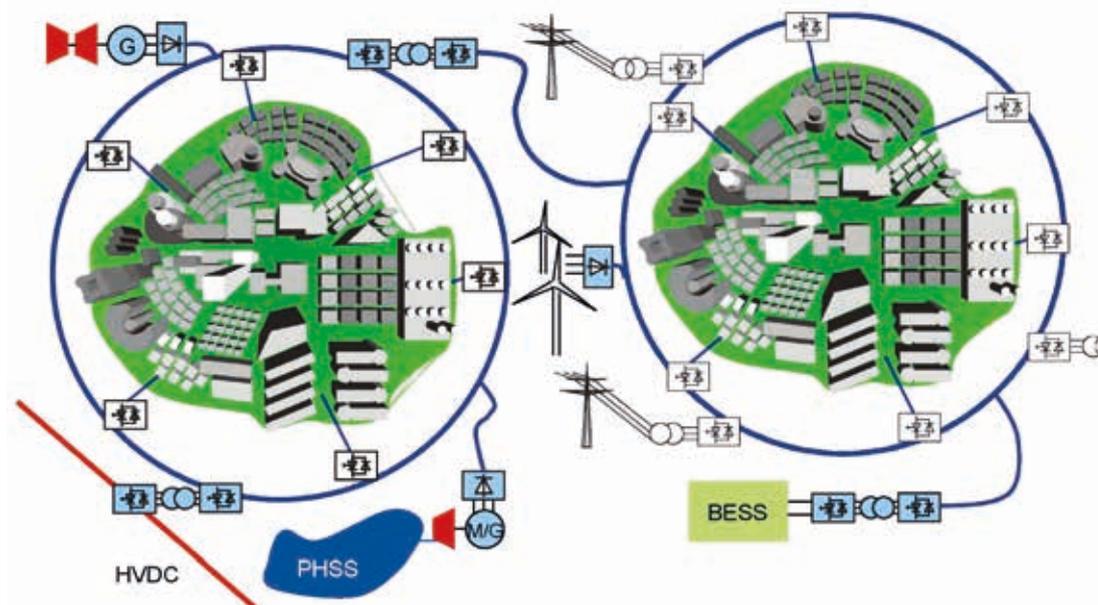
erung, jedoch können der Netzausbau und zusätzliche Steuersysteme zu erheblichen Kosten führen und in ihrem Umfeld die Landschaft verändern.

Gleichzeitig nimmt, wie beabsichtigt, der Bedarf an konventioneller Kraftwerksleistung ab und damit die im gesamten Netz wirksame Schwungmasse der großen Synchrongeneratoren und deren stabilisierende Wirkung auf das Wechselstromnetz. Dadurch wird es schwieriger, die Netzfrequenz von 50 Hz und damit die Synchronität des Netzes zu sichern, selbst wenn Erzeugung und Verbrauch nur kurzzeitig unausgeglichen sind.

Flexible Elektrische Netze

In Zukunft müssen die elektrischen Netze Leistung auf allen Spannungsebenen aufnehmen und auf kürzestem Wege mit minimalen Verlusten an die Verbraucher liefern können. Dies bedeutet, dass lokaler Verbrauch vorrangig mit lokaler und regionaler Erzeugung abgedeckt wird, bevor Fernübertragungsleitungen in Anspruch genommen werden. Dies wird möglich, wenn auch die Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze untereinander vermascht sind². Bei Wechselspannungsnetzen erfordert dies zusätzliche Steuersysteme, da diese auf den unteren Spannungsebenen gewöhnlich nicht ausreichend synchron betrieben werden.

Abb. 1: Urbane Netzstruktur mit regional gekoppelten Gleichspannungsverteilsnetzen (Mittelspannung)³



Dies verlangt auch, dass die zukünftigen Netze intelligent sind und Informationen über Erzeugungspotential und Anpassungspotential der Nachfrage auswerten und zwischen Erzeugern und Verbrauchern einen optimalen Ausgleich unter Einhaltung garantierter Qualitätskriterien für die Versorgung mit elektrischer Energie vorab einstellen. Wenn diese Optionen ausgeschöpft sind, kommen schließlich der Einsatz von Speichern und der überregionale Transport von elektrischer Leistung in Betracht.

Forschungscampus Flexible Elektrische Netze

In Aachen wurde mit Hilfe des Bundesministeriums für Bildung und Forschung der Forschungscampus Flexible Elektrische Netze etabliert, an dem ein interdisziplinäres Konsortium aus Industrie und Wissenschaft Lösungen für zukünftige flexible elektrische Netze unter Einbeziehung soziotechnischer Fragen untersucht und entwickelt. Dabei fällt besonderes Interesse auf intelligente Stromnetze mit Gleichspannungstechnologie, die Steuerung des Leistungsflusses und Aufnahmekapazität für erneuerbare Energien erheblich verbessern können.

So lassen sich zum Beispiel Gleichstromnetze verschiedener urbaner Regionen besonders einfach koppeln, sodass ein regionaler Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch möglich wird, ohne die bereits hoch belasteten Übertragungsnetze zu beanspruchen (Abbildung 1)

Bis vor wenigen Jahren wäre diese Möglichkeit aufgrund hoher Kosten nicht realistisch gewesen. Inzwischen hat jedoch die leistungselektronische Spannungsumwandlung enorme Fortschritte gemacht, gerade auch bei den Kosten. Heute lässt eine konsequente Anwendung der Gleichspannungstechnologie sogar Kosteneinsparungen aufgrund erheblich geringerer Materialmengen und niedrigerer Energieverluste gegenüber Wechselspannung erwarten. Während der Aufwand an Elektrolech und Kupfer für klassische Wechselspannungsumformer (Transformatoren) durch die niedrige Netzfrequenz von 50 Hz festgelegt ist, nutzen elektronische Gleichspannungswandler höhere Frequenzen und können dadurch bis zu 90 % der bisherigen Mengen vermeiden. Auch wird in vielen Anlagen, die jetzt schon intern mit Gleichspannung arbeiten, wie Photovoltaik-Felder, elektrische Speichersysteme, Heizungs-wärmepumpen, Elektrofahrzeug-Ladesysteme und viele Windkraftanlagen, die bisher obligatorische Umwandlung in die 50-Hz-Wechselspannung obsolet, wodurch weitere Kosten und Verluste reduziert werden.

Die intelligente Regelung elektronischer Spannungswandler erlaubt außerdem, Abweichungen der Netzspannung aufgrund schwankender Einspeisung erneuerbarer Energie oder veränderlicher Lasten zu korrigieren und erreicht damit eine geringere Empfindlichkeit der Netzsegmente gegenüber schwankenden Leistungsflüssen, besonders auf den unteren Spannungsebenen. Die Regelung dieser Wandler und damit die Leistungsflusssteuerung werden mit einem intelligenten Netzmanagement integriert und sichern so die bestmögliche Verteilung der Leistung unter Einhaltung der Qualitätsanforderungen.

Einstiegsszenarien für Gleichspannungsnetze

Angesichts der ungeheuren installierten Basis in Wechselspannungstechnik stellt sich die unvermeidliche Frage, ob eine Abkehr von dem traditionellen System überhaupt möglich ist. Es ist sicher unrealistisch anzunehmen, dass unser Wechselspannungs-Stromversorgungssystem in einer einzigen großen Kraftanstrengung durch ein gleichspannungsbasiertes System ersetzt werden kann. Es ergeben sich jedoch zahlreiche Gelegenheiten zur Einführung der Gleichspannungstechnik bei lokalen Ausbauprojekten, beispielsweise Kopplung von Verteilnetzen, Windparks mit Gleichspannungs-Sammelschienen, Erschließung von innovativen Neubaugebieten oder innerhalb größerer Gebäude. Solche hybride Netzstrukturen können der Startpunkt für eine zukünftige Netzarchitektur sein.

In der Tat existiert die Gleichspannungstechnik im Höchstspannungsbereich (HVDC) bereits seit den 50er-Jahren für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen bei höchster Leistung über große Entfernungen und auch um asynchrone Hochspannungs-Netze zu koppeln.

Heute scheinen vor allem thermische Großkraftwerke mit ihren langsam laufenden Synchrongeneratoren noch auf die 50-Hz-Wechselspannungstechnik angewiesen zu sein. Spätestens aber, wenn diese von fortschrittlichen Energieerzeugungslagen wie Photovoltaik, Windkraft, Brennstoffzellen in Power-to-X-Konzepten oder hocheffizienten Gasturbinen abgelöst worden sind, wird ein gleichspannungsbasiertes Stromnetz in allen Belangen einfacher und kostengünstiger zu betreiben sein, als ein Wechselspannungsnetz.

1 Monitoring Bericht 2015; Bundesnetzagentur

2 Stromverteilnetze für die Energiewende – Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundespolitik – Schlussbericht; Agora Energiewende

3 R. W. De Doncker, „Power electronic technologies for flexible DC distribution grids,“ 2014 International Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014 - ECCE ASIA), Hiroshima, 2014, pp. 736-743. Bild nach: von Bloh, J., Multilevel-Umrichter zum Einsatz in Mittelspannungs-Gleichspannungs-Übertragung, Ph. D. dissertation, Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA), RWTH Aachen University, 2001

Modellprojekt in NRW zur Gestaltung einer proaktiveren Rolle des Verteilnetzbetreibers

Autor: Dr. Robert Lorenz, VENIOS GmbH

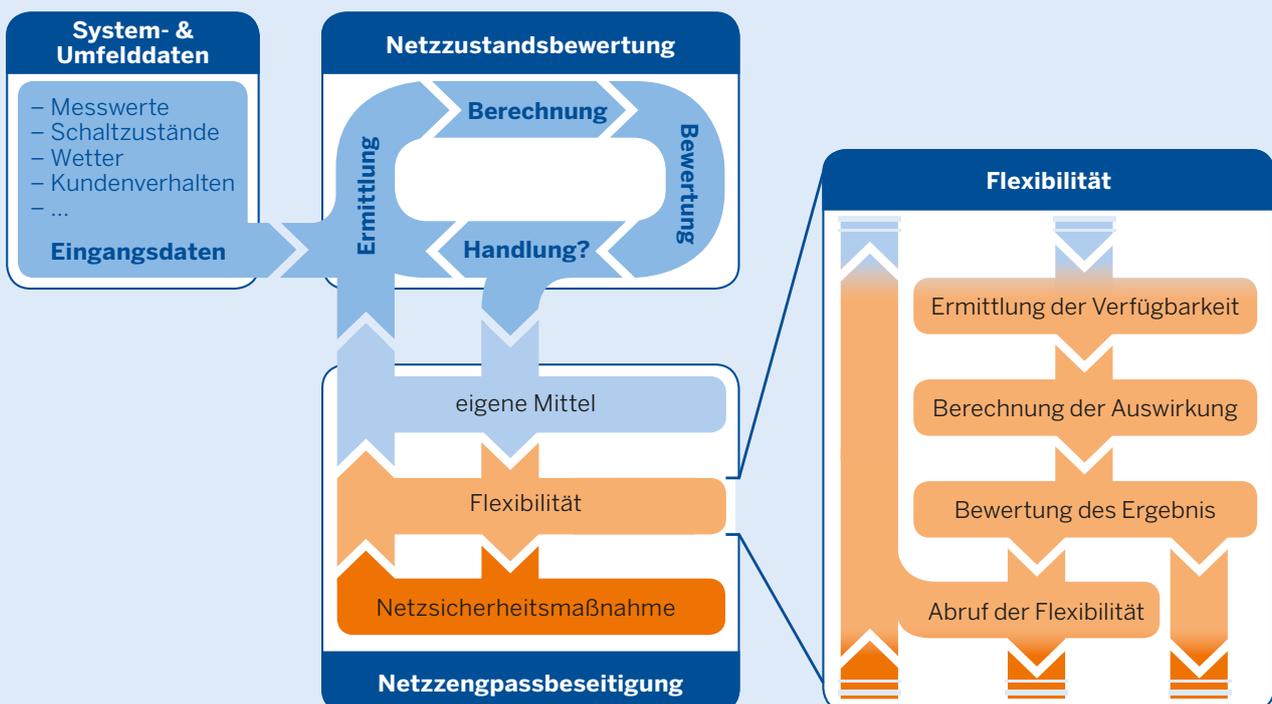
Nordrhein Westfalen (NRW) als größtes Energieland in der Bundesrepublik will Vorreiter in der Energiewende sein. Aufgrund der zunehmenden dezentralen Einspeisung von erneuerbaren Energien muss das Stromnetz im Land den neuen Anforderungen der sich wandelnden Energiemärkte gerecht werden. Die Rolle des Verteilnetzbetreibers (VNB) wandelt sich dabei von einer reaktiven hin zu einer proaktiven Rolle. In dem Forschungsprojekt „Das proaktive Verteilnetz“ (Förderkennzeichen 03ET7521A) werden technische Lösungen erarbeitet und erprobt, die den VNB befähigen bei Netzengpässen durch den aktiven Abruf von Flexibilitäten am Markt entgegenzuwirken. Dies soll sowohl zur Betriebs- und Versorgungssicherheit beitragen, als auch Netzausbaukosten deutlich reduzieren. Erstmals wird damit ein systemischer Ansatz für die Entwicklung eines vollumfänglichen, zustandsbasierten und Spannungsebenen-übergreifenden Last-, Erzeugungs- und Informationsmanagements für Verteilnetze verfolgt (siehe Abbildung 1), welches im weiteren Schritt auch auf andere Bundesländer übertragbar ist.

Venios beschäftigt sich in dem Projekt mit der Überführung und algorithmischen Analyse der Zustandsschätzung in die Kommunikation- und Dienstplattform (KDP). Weiterhin übernimmt Venios die Untersuchung und Validierung der Umfelddaten als wichtige Eingabequelle für die Zustandsschätzung sowie die Betrachtung notwendiger Schnittstellen sowohl zwischen den Systemen als auch aus Fremdsystemen.

In der dreijährigen Projektlaufzeit werden zudem Konzepte zur technischen und organisatorischen Ausgestaltung des Ampelkonzepts ausgearbeitet. Mittels des Ampelmodells wird das Zusammenwirken aller marktrelevanten Rollen und der gesetzlich regulierten Rollen beschrieben. Es grenzt die grundsätzliche Interaktion von Markt und Netz anhand der Systemzustände „grün“, „gelb“ und „rot“ voneinander ab.

Anschließend werden die erforderlichen Systembausteine entwickelt und implementiert. Weitere Projektpartner

Abb. 1: Proaktive Rolle des VNB durch Nutzung von Flexibilitäten (Quelle: innogy)



sind innogy, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (Institut ie³) der TU Dortmund, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, OFFIS e. V. und BTC AG.

In der Gesamtbetrachtung werden konkret folgende Ziele verfolgt:

- verlässliche Zustandsschätzung und -prognose des Verteilnetzes mit Einsatz von Venios Energy Solution (VES)
- konzeptionelle und technische Ausgestaltung des Ampelkonzepts
- sichere und diskriminierungsfreie Koordination von Netz- und Marktakteuren
- Nutzbarmachung von Flexibilität für das Verteilnetz, als eine Handlungsoption zur Vermeidung von unnötigem Netzausbau mit Hilfe von VES
- Ergebnisse der Modellregion in NRW für andere Regionen nutzen

Lösungsbeschreibung und die Rolle von Venios

Die Lösung ist die Erforschung und Demonstration eines vollumfänglichen, zustandsbasierten und spannungsebenenübergreifenden Last-, Erzeugungs- und Informationsmanagements für Verteilnetze. Dabei sollen alle marktseitige Anforderungen berücksichtigt werden, was am Ende das optimale Zusammenwirken von „Smart Grid“ und „Smart Market“ ergibt.

Zur Bereitstellung der nötigen Daten wird auf die Entwicklungen des Venios-Produktes VES zurückgegriffen. Venios Energy Solution (VES) erlaubt die orts- und zeit aufgelöste Analyse von elektrischen Energiesystemen. Das Venios System ist hierbei, auf die massive parallele Verarbeitung verschiedenster Datenquellen und Modelle („Big Data“) ausgelegt. Neben der Möglichkeit einer messtechnischen Erfassung des Netzgebietes werden in diesem Projekt Analysen über lokale Erzeugung und lokalen Verbrauch auch über Modellierungsansätze mittels sekundärer Datenquellen abgebildet und diese weiterentwickelt. VES stellt die Ergebnisse der Netzzustandsschätzung sowie die Ansprache der Flexibilität über die KDP dem Leitstand in einfacher Weise zur Verfügung. Für die Bereitstellung der Information für die Netzführung sollen entsprechende „Dashboard“-Ansichten entwickelt werden, welche den identifizierten Handlungsbedarf zur Freigabe bereitstellen. Die direkte Darstellung im Leitstand soll sich auf eine einzelne Statusmitteilung über Standortprotokolle beschränken.

Zukünftig stünde dem VNB im Ergebnis eine Plattform zur Verfügung, die ihn dazu befähigen würde den Bezug aus dem vorgelagerten Netz, die Erzeugung im eigenen Netz und die Einspeiseleistung optimieren zu können. Der VNB kann dies beispielsweise durch eine verbesserte Planung von Re-Dispatching (gelbe Phase) und unmittelbarem Netzeingriff (z. B. spannungsabhängiger Lastabwurf, rote Phase) erreichen. Durch die neuen Möglichkeiten, Systemdienstleistungen zu erbringen, wandelt sich die Rolle des VNB gegenüber dem Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) von einer meist passiven hin zu einer proaktiven Rolle.

Erwartete Ergebnisse und Implikationen

Mit einer situativen und koordinativen Verteilnetzsteuerung wird der VNB zu einer proaktiven Rolle befähigt, welche auf Verteilnetzbetreiber außerhalb NRW's auch Anwendung finden können.

Diese proaktive Rolle umfasst im Wesentlichen folgende fünf Punkte:

1. die Erfassung und Analyse – vor allem in der Nieder-, aber auch in der Mittelspannung – aktuell weitgehend unbekannter Netzzustände,
2. der situativen Koordination zwischen Markt- und Netzakteuren bei gleichzeitiger Minimierung direkter Netzeingriffe,
3. der Nutzung von Flexibilitäten innerhalb des Verteilnetzes,
4. der Erbringung von SDL aus dem Verteilnetz heraus und
5. der Ertüchtigung des VNB's zur automatisierten Netzführung.

Zusammengefasst, lassen sich mit Hilfe von Venios Energy Solution (VES) in dem Projekt folgende Ergebnisse realisieren:

- Verlässliche und handhabbare Zustandsschätzung des Verteilnetzes
- Dynamische Zustandsbestimmung in Verteilnetzen bei unsicherer Datenlage und geringer Anzahl von Messstellen
- Bereitstellen einer zuverlässigen Vorhersage des Systemzustandes
- Bereitstellen eines Funktionsmusters für eine Zustandsschätzung im Verteilnetz
- Sichere und diskriminierungsfreie Koordination von Netz- und Marktakteuren
- Teilautomatisierte Netzführung von Verteilnetzen

Flexibilität im Strommarkt

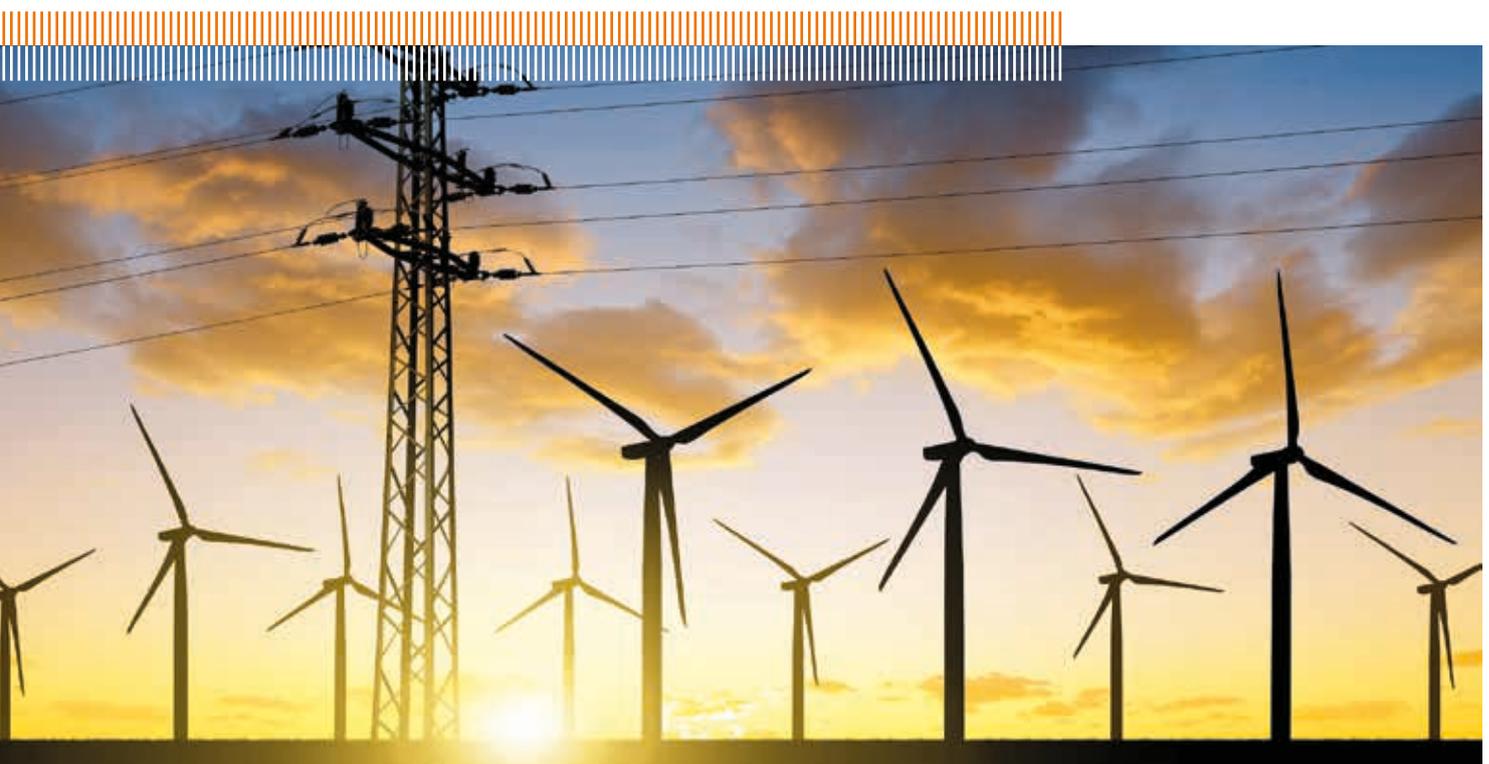
Flexibilität aus volkswirtschaftlicher Sicht

Autor: PD Dr. Dietmar Lindenberger, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Im Zuge der Transformation des Energiesystems hin zu höheren Anteilen erneuerbarer Energien, vor allem der fluktuierenden Erneuerbaren Sonne und Wind, ist die Flexibilisierung des Energiesystems fraglos eines der „Megathemen“. Dabei ist wichtig zu beachten, dass Flexibilisierung kein Selbstzweck ist – vielmehr ist die Flexibilisierung des Energiesystems in dem Maße anzustreben wie sie eine sichere und möglichst kostengünstige Energieversorgung unter Berücksichtigung von Umweltzielen unterstützt. Doch was bedeutet das konkret?

Zunächst ist „Flexibilität“ zu differenzieren. Im Stromsystem geht es um die ausreichende Bereitstellung von positiver und negativer Reserveleistung, um Stromangebot und Nachfrage bei zunehmender fluktuierender Einspeisung jederzeit im Gleichgewicht halten zu können. Hinter der langfristigen Bereitstellung positiver Erzeugungsleistung steht die Frage nach ausreichender gesicherter Kraftwerkskapazität, um die Stromversorgung auch bei längerer kalter „Dunkelflaute“ insbesondere zur Zeit der Höchstlast (in Deutschland typischerweise an einem kalten Winterabend) abzusichern. Die damit verbundenen Herausforderungen der Weiterentwicklung des Strommarktdesigns

mit Blick auf adäquate Investitionsanreize werden in den kommenden Jahren an Dringlichkeit gewinnen – nicht zuletzt durch den Vollzug des Kernenergieausstiegs bis 2022. Zweierlei wird in diesem Zusammenhang wichtig sein. Erstens wird der zukünftige Strommarkt nicht ohne regionale Preiszonen auskommen. Denn der Bedarf an zusätzlicher Erzeugungsleistung und Systemflexibilität ist gerade im Zuge des Kernenergieausstiegs und des Ausbaus der Erneuerbaren regional sehr unterschiedlich. Nur durch regional differenzierte Strompreise, die die tatsächlichen physischen Knappheiten signalisieren, werden sich Kraftwerkszubau und Anlageneinsatz sinnvoll steuern lassen und damit auch zunehmende Redispatch-Kosten sowie unnötig komplizierte Regulierungen vermeiden lassen. Auch werden regional differenzierte Strompreise den Stromnetzausbau beschleunigen und dadurch zugleich allzu große regionale Strompreisdiskrepanzen begrenzen. Zweitens muss das künftige Strommarktdesign technologieutral sein, um effiziente Investitionen und Innovation im Stromsektor anzuregen. Jegliche administrative Diskriminierung von Technologien bzw. Einschränkung des Lösungsraumes sind unnötig und führen letztlich auch zu überhöhten Kosten im Gesamtsystem.



Technologieneutralität und damit verbundenen Wettbewerb zwischen Technologien ist auch der Schlüssel zur effizienten Bereitstellung von kurzfristiger Flexibilität im Energiesystem. Positive oder negative elektrische Leistung kann kurzfristig durch Teillastverhalten konventioneller Kraftwerke, Pumpspeicher, Batterien oder andere neue Speichertechnologien, aber auch durch Laststeuerung in Industrie, Handel oder Gewerbe und teilweise auch in privaten Haushalten sowie durch das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen auf Basis intelligenter Netze bereitgestellt werden. Auch die gezielte Nutzung von Strom im Wärmemarkt durch Wärmepumpen und Heizstäbe („Power-to-Heat“) oder zur Elektrolyse und ggf. Methanisierung („Power-to-Gas“) oder weiterer Energiekonversion („Power-to-Fuel“, „Power-to-Chemicals“) kann von zunehmender Bedeutung sein. Bei gegebener Infrastruktur wird dabei auch die effiziente Drosselung von Wind- und Solarstromspeisung in wenigen Stunden des Jahres zu einem effizienten „Flexibilitätsmix“ beitragen.

Im Zusammenhang mit der erwähnten Perspektive von „Power-to-X“ ist eine gewisse Vorsicht geboten. Gelegentlich besteht die Erwartung, dass bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung große Mengen elektrischer Energie kostenfrei oder zu sehr geringen Preisen verfügbar würden, wodurch vergleichsweise teure Technologien wirtschaftlich werden könnten. Hier ist zu berücksichtigen, dass es im Zuge einer solchen Entwicklung einen nachfrageseitigen Wettbewerb um die Verwendung dieser wertvollen vermeintlichen „Überschuss-Strommengen“ geben wird. Das bedeutet, dass sich der Preis nicht wie heute auf Basis von Grenzerzeugungskosten bilden wird, sondern dass zeitweise die (maximale) Zahlungsbereitschaft der Stromverwender den Strompreis bestimmen wird, dass also „nicht das Angebot, sondern die Nachfrage den Preis setzt“. Teure Technologien, die große Mengen billigen Strom benötigen um sich zu rechnen, werden kaum zum Zuge kommen. Dies ist ein weiteres Beispiel dafür, wie der Wettbewerb zwischen ganz unterschiedlichen Optionen der Stromverwendung und Bereitstellung von Flexibilität eine effiziente Entwicklung des Energiesystems unterstützen kann.

Voraussetzung hierfür ist ein unverzerrter Wettbewerb, ein „Level Playing Field“ für alle Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen. Dem stehen heute allerdings noch einige



Hindernisse entgegen. Eine wesentliche Herausforderung besteht darin, dass Netzkosten heute nicht kostenverursachergerecht angelastet werden. Die Kosten der Netzinfrastruktur sind überwiegend feste Kosten, bezahlt wird das Netz heute dagegen hauptsächlich variabel auf Basis der bezogenen elektrischen Arbeit. Durch Eigenerzeugung, d.h. Vermeidung von Strombezug aus dem Netz, werden also Netzentgelte eingespart, obwohl im Netz tatsächlich kaum Kosten vermieden werden. Denn die Anschlussleistung bleibt aus Gründen der Versorgungssicherheit typischerweise unverändert. Von der bestehenden Netzentgeltsystematik gehen – neben unerwünschten Verteilungseffekten – Anreize zum Aufbau ineffizienter überteuerter Versorgungsstrukturen aus, was gerade in Zeiten der Umstrukturierung des Energiesystems besonders nachteilhaft ist. Darum sollten Netzentgelte künftig noch viel stärker auf Basis der Netzanschlussleistung bemessen werden. Ein weiteres wichtiges Beispiel für die nötige Anpassung von Rahmenbedingungen ist die Relativierung der Vorrangregelung für Strom aus erneuerbaren Energien, um auch den Erneuerbaren selbst stärkere Anreize zu geben, einen Beitrag zu Schwankungsausgleich und Systemstabilität zu leisten. Denn es ist unvermeidbar, dass die erneuerbaren Energien zunehmend zur Systemverantwortung beitragen müssen, wenn sie einen immer größeren Teil des Energiesystems ausmachen.

Fünf- bis sechsstellige Zusatzerlöse durch die Vermarktung von Flexibilität

Autor: Bastian Baumgart, Trianel GmbH

Die Steuerung der Stromnachfrage industrieller Verbraucher spielt eine immer wichtigere Rolle, um erneuerbare Energien effizient in das Stromsystem zu integrieren. Demand Side Integration (DSI) auf der industriellen Verbraucherseite stellt ein sehr hohes technisch verfügbares und kostengünstiges Potenzial dar, um Flexibilität für das Energiesystem zur Verfügung zu stellen. Bei fünf- bis sechsstelligen Zusatzerlösen pro Jahr haben Gewerbe- und Industriekunden einen guten Grund, sich mit den wirtschaftlichen Nutzung ihrer Lasten zu beschäftigen.

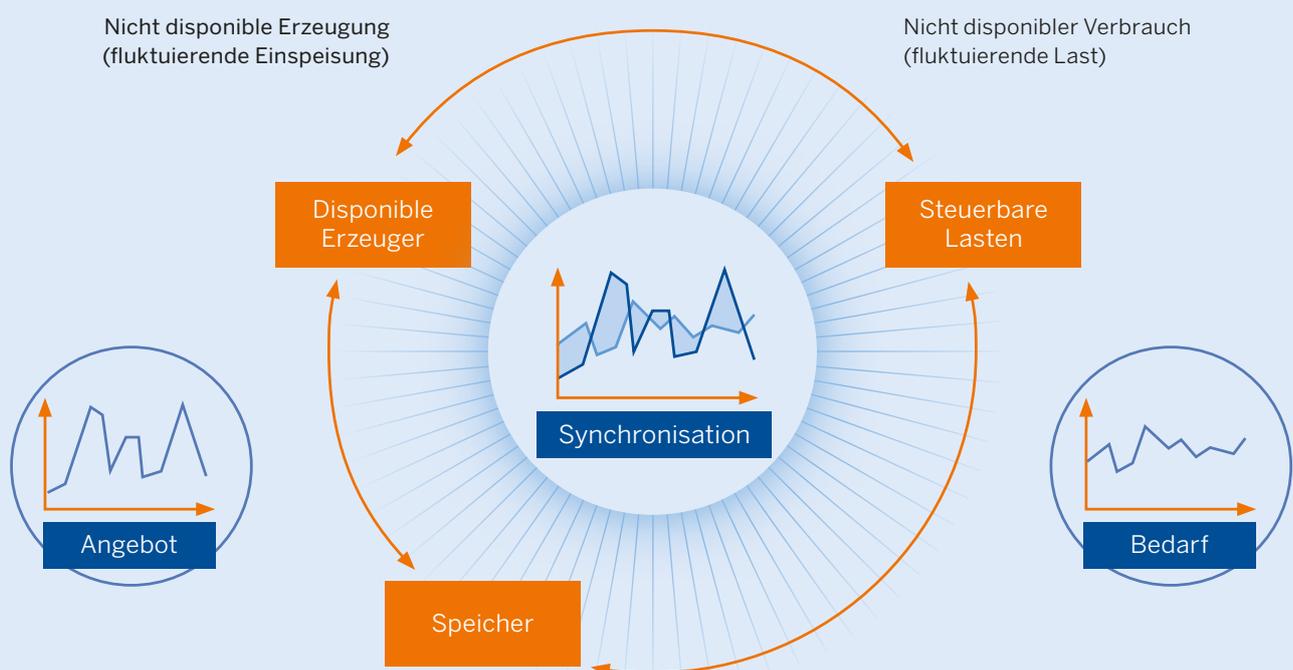
Flexibilität als Schlüssel einer erfolgreichen Energiewende

Jedes Energiesystem braucht stets flexible Anlagen, um Angebot und Nachfrage auszugleichen. Bei zunehmender Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien (EE) sinkt die Flexibilität, die durch thermische Großkraftwerke bereitgestellt wird. Entsprechend müssen andere Flexibilitätsquellen erschlossen werden, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten (vgl. Abbildung 1). Hierzu gehören zum Beispiel Pump- und Batteriespeicher – aber vor allem DSI.

Bei DSI werden Stromverbraucher auf Preissignale hin aktiv geregelt. Es kann dabei zu Lastverzicht und damit Produktionsausfall kommen, aber vor allem kann Verbrauch aus teuren Stromstunden in günstigere zeitlich verlagert werden (Lastverlagerung). Auch die Zuschaltung in Zeiten hoher EE-Einspeisung und niedriger Strompreise ist denkbar.

Signifikante Potenziale in zahlreichen Industrieprozessen in NRW

Geeignete Prozesse für DSI gibt es viele. In Summe gibt es mehrere 1.000 Megawatt an flexibler Leistung, die technisch nutzbar sind. Ein Großteil davon ist im Industrieland NRW vorhanden (vgl. z. B. Fussnote 1 oder 2). Geläufig sind stromintensive Elektrolysen in der Nicht-Eisen-Metallindustrie (u. a. Aluminium, Zink, Silizium) oder Chemieindustrie (Chlorproduktion). Produktionsprozesse in der Stahlindustrie (Schmelzöfen), bei der Zementherstellung (Brecher, Mahlwerke und Brennöfen) oder in der Papierindustrie (Altpapier-Wasserpumpen, Holzhobel, Papiermaschinen) können ebenfalls geregelt werden.



Darüber hinaus gibt es zahlreiche, branchenübergreifende Querschnittstechnologien wie Belüftung oder Kühlung, die sich hervorragend für Lastreduktion bzw. -verlagerung eignen.

Wer seine Flexibilitäten nutzen will, sollte sich folgende Fragen stellen:

- Wie viel Leistung kann geregelt werden?
- Wie lange kann die Leistung zu- und/oder abgeschaltet werden?
- Wie schnell kann die Anlage von ihrem Ausgangszustand in den Wunschzustand geregelt werden?
- Welche realen Kosten existieren für die Lastreduktionen bzw. Lastverlagerungen? Und für welchen Zusatzerlös ist man bereit, die Flexibilität überhaupt zu vermarkten?

Gemeinsam mit den Anlagenbetreibern werden diese Fragen beantwortet und entschieden, in welche Märkte die Potenziale eingebracht werden sollen. Die Anlagen sollten mindestens 300 kW Leistung zu- oder abschalten und diese Leistung über 30 Minuten oder länger halten können. Eine abgeschlossene Regelung innerhalb von 15 Minuten ist ebenso nötig. Sind diese Kriterien erfüllt, kann die Anlagenflexibilität in den lukrativen die Regelleistungs- oder Kurzfristmärkten (Spotmarkt) angeboten werden.

Zusatzerlöse von mehreren 10.000 Euro pro MW und Jahr

Bei der Regelleistung, die von den Übertragungsnetzbetreibern zur Stützung der Netzfrequenz eingesetzt wird, unterscheidet man drei verschiedene Qualitäten. Bei einer Steuerbarkeit innerhalb von 30 Sekunden kann sogenannte Primärreserve vermarktet werden. Bei weniger als fünf Minuten Regelungsdauer kann Flexibilität in der Sekundärreserve, bei weniger als einer Viertelstunde in der Minutenreserve vermarktet werden. Bei Angeboten zwischen vier Stunden (Minutenreserve) und einer Woche (Primär- und Sekundärreserve) können die Anlagenbetreiber i. d. R. signifikante Zusatzerlöse von 20.000 bis 100.000 Euro pro MW und Jahr generieren. Denkbar ist auch eine Vermarktung nach der Abschaltverordnung – eine Art Regelleistung nur für abschaltbare Lasten. Hier sind Zusatzerlöse von rund 30.000 Euro pro MW und Jahr möglich.

Ferner gibt es die Möglichkeit, Kurzfristflexibilität heute für morgen (Day-ahead-Markt) oder jetzt für gleich mit einem Vorlauf von 30 Minuten (Intraday-Markt) an der Strombörse (EPEX Spot) zu vermarkten. Hierdurch lassen sich Zusatzerlöse von mehreren 10.000 Euro erzielen.

Bei fünf- bis sechsstelligen Zusatzerlösen pro Jahr ist Flexibilitätsvermarktung eine interessante wirtschaftliche Option für Industrie- und Gewerbekunden und liefert gleichzeitig einen wertvollen Beitrag für die Energiewende. Seien Sie ein Teil von DSI und lassen Sie uns gemeinsam Ihre Lastgänge optimieren!

1 Steuer, M.; Klemp, N.; Hufendiek, K.; Baumgart, B.; Steinhausen, B. (2015): Identifikation und Realisierung wirtschaftlicher Potenziale für Demand Side Integration in der Industrie in Deutschland. Online unter: http://www.ier.uni-stuttgart.de/img/pdf_link/DSI_Summary.pdf

2 Langrock, T.; Baumgart, B. et al. (2015): Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Online unter: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_19_2015_potentiale_regelbarer_lasten.pdf

Happy Power Hour: Chancen für (flexible) Industrieunternehmen

Autoren: Benedikt Dahmann, Jan Meese und Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Bergische Universität Wuppertal sowie Andy Völschow, WSW Energie & Wasser AG

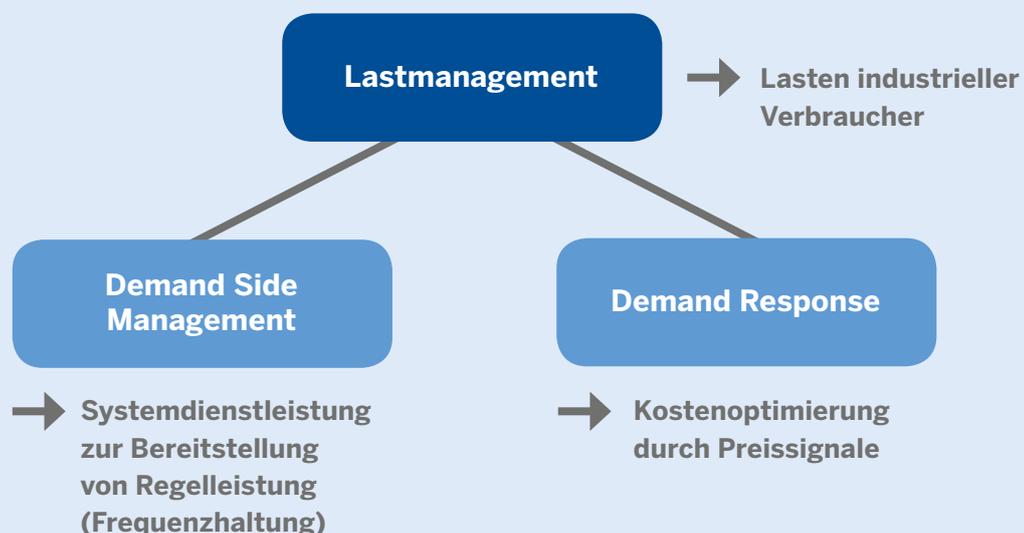
Im Zuge der Energiewende nimmt die Bedeutung der Flexibilität im deutschen Energieversorgungsnetz zu. Bisher wird benötigte Flexibilität zumeist durch die Erzeugerseite gedeckt, die Verbraucherseite hingegen wird nahezu vernachlässigt. Aber auch die Verbraucherseite kann einen wichtigen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten. Für eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems, hin zu einer steigenden Erzeugung aus fluktuierenden erneuerbarer Energieanlagen bedarf es geeigneter Quellen zur Deckung der Residuallast. Hocheffiziente konventionelle Kraftwerke, Energiespeicher und flexible Lasten sind geeignet, die Schwankungen zwischen Verbrauch und Erzeugung auszugleichen. Um neben der ökologischen Umstellung der Stromerzeugung und Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit auch die Gesamtkosten (neben der reinen Energiebeschaffung bestehend aus den Gebühren für die Netznutzung, Steuern sowie Umlagen) zu berücksichtigen, ist es volkswirtschaftlich sinnvoll, sämtliche Möglichkeiten zur Deckung der Residuallast ergänzend zu nutzen und diese in einen wirtschaftlichen Wettbewerb zu stellen.

Insbesondere flexible Lasten auf Seiten der Energieverbraucher sind dabei bisher eher vernachlässigt worden und können z. T. ohne nennenswerte Investitionen gehoben werden. Für Industrieunternehmen bieten sich Chancen, ihren Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien zu leisten und dabei die eigenen Energiekosten zu senken.

Abbildung 1 zeigt die unterschiedlichen Vermarktungsmöglichkeiten für industrielle Flexibilitäten. Hierbei ist prinzipiell zwischen der Erbringung von Systemdienstleistung dem sogenannten „Demand-Side-Management“ (DSM) und dem Reagieren auf Strompreissignale dem sogenannten „Demand-Response“ (DR) zu unterscheiden.

DSM ist eine Systemdienstleistung zur Bereitstellung von Regelenergie mit dem Ziel, die Frequenz im Stromversorgungsnetz bei 50 Hz zu halten. Möchte ein Industrieunternehmen Regelenergie mit vorhandenen flexiblen Prozessen bereitstellen, so muss es aufgrund von Schaltsignalen Dritter, ohne vorherige Ankündigung, die jeweiligen Pro-

Abb. 1: Unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten industrieller Flexibilität



zesse An- bzw. Abschalten. Prinzipiell ist zwischen den drei Regelenergieprodukten „Primärregelleistung“ (PRL), „Sekundärregelleistung“ (SRL) und der „Minutenreserveleistung“ (MRL) zu unterscheiden. Diese drei Regelenergieprodukte stellen teils hohe technische Anforderungen an die jeweiligen Prozesse. So muss die Flexibilität dieser Prozesse über mehrere Stunden konstant und verlässlich vorgehalten werden sowie kurzfristig abrufbar (bspw. 5 Minuten bei SRL bzw. 15 Minuten in der MRL) sein und darüber hinaus mindestens einen Tag (MRL) bzw. eine Woche zuvor (SRL) bekanntgemacht und vermarktet werden. Erfüllt ein flexibler Industrieprozess nicht die technischen Anforderungen der jeweiligen Regelenergieprodukte in Gänze, so kann er nicht i. R. dieser vermarktet werden. Aus diesem Grund sind bisher lediglich wenige Industrieprozesse für DSM geeignet und zugelassen (präqualifiziert). Für die flexiblen Industrieprozesse, welche diese Anforderungen erfüllen, ist DSM hingegen eine lukrative Möglichkeit zur Vermarktung der Flexibilität, da neben den etablierten Auktionsverfahren für die Leistungspreis- sowie Arbeitspreiskomponente sämtliche Abläufe von der Vermarktung über die Abwicklung bis hin

zur Abrechnung (z. B. Fahrplanaustausch zw. Poolbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichem) durch die Übertragungsnetzbetreiber weitestgehend reguliert bzw. standardisiert sind.

Beim DR handelt es sich um keine Systemdienstleistung, sondern um eine (freiwillige) Optimierung auf externe Signale, beispielsweise dynamische Stromtarife, welche sich aus den Spotmärkten ergeben. Diese Day-ahead und Intraday-Plattformen spiegeln das Dargebot sowie die Nachfrage elektrischer Energie in Form von Preisen wider. Gerade die nur kurzfristig verlässlichen Wetterprognosen und die dennoch nicht auszuschließenden innertägigen Abweichungen wiederkehrender Prognosen für die Wind- und Sonneneinspeisung eines Tages machen diese Handelsplätze wegen ihrer Möglichkeiten, kleinteilig Stromprodukte (bis zu Viertelstundenprodukten) platzieren zu können, zu idealen Indikatoren für die Verfügbarkeit elektrischer Energie. Das daraus resultierende Verfügbarkeitsignal ist ein Preis für den Bezug einer elektrischen Leistung über einen Zeitraum von 15 Minuten bis hin zu mehreren Stunden.

Abb. 2: Strompreisverlauf der Day-Ahead-Auktion, Beispielwoche (08.–14.05.2016)

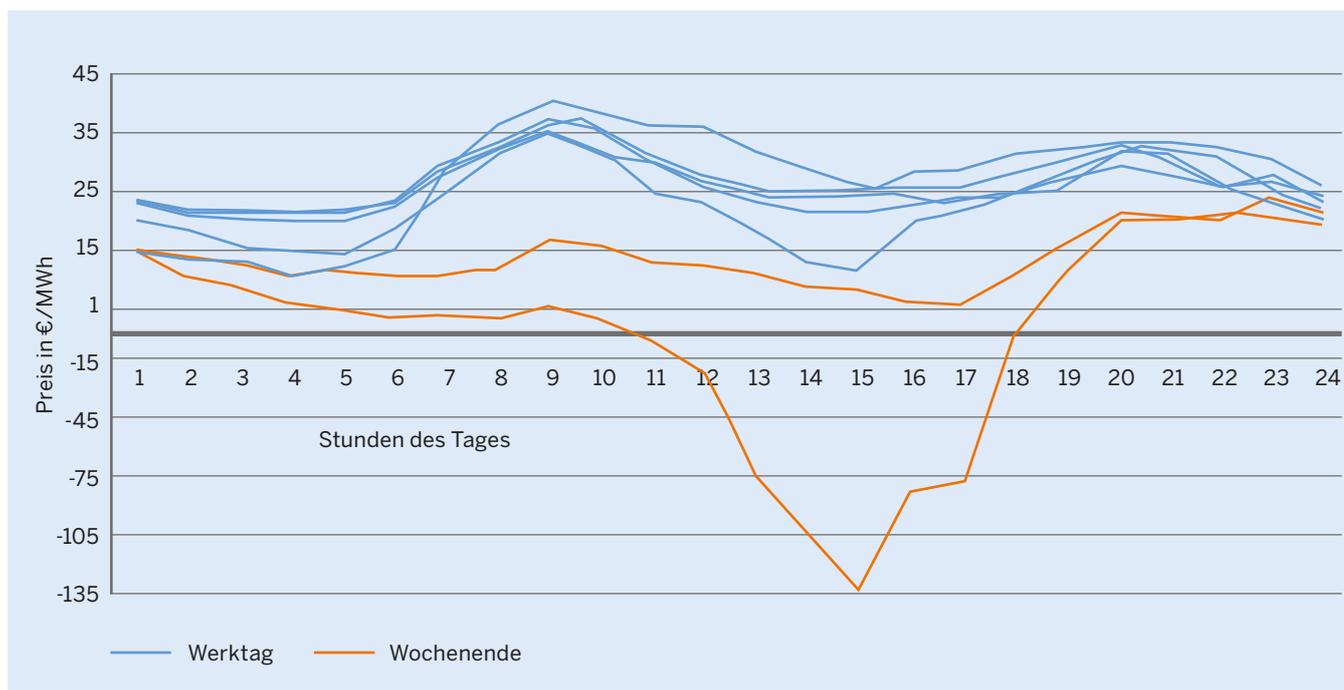
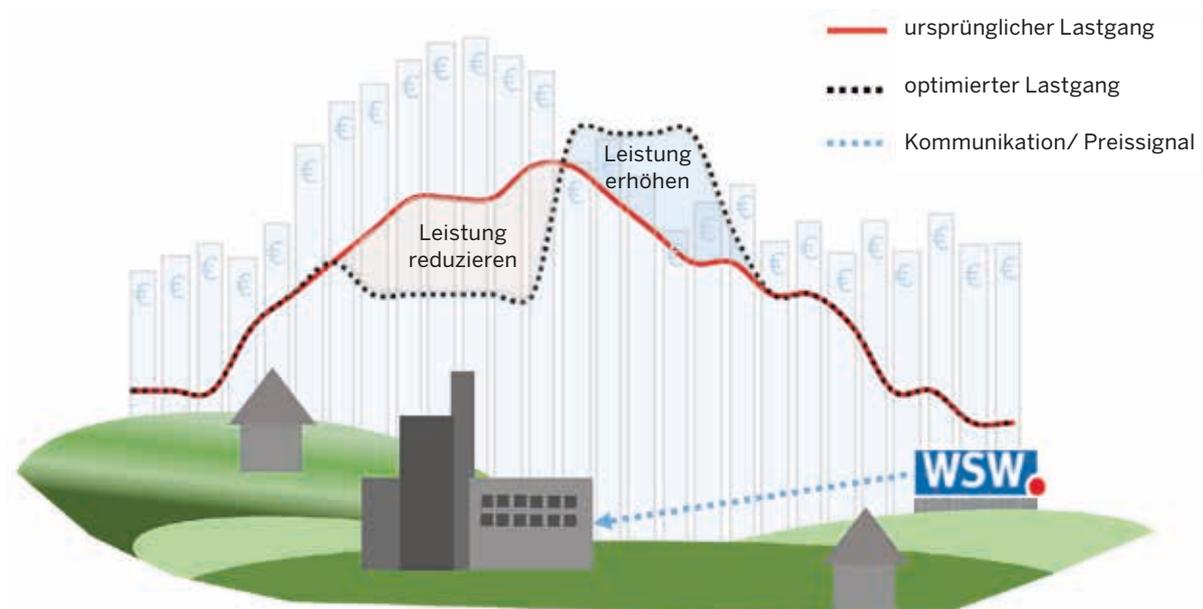


Abbildung 2 zeigt einen beispielhaften Strompreisverlauf der Day-Ahead-Auktion an der EPEX-Spot, der Stromhandelsplattform für kurzfristigen Stromhandel. Strom ist nicht zu jedem Zeitpunkt gleich viel wert, sondern unterliegt teils starken Preisschwankungen. Zu Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien und niedriger Nachfrage kann es sogar zu negativen Strompreisen kommen. Anders herum kommt es zu Zeiten niedriger Einspeisung erneuerbarer Energien und hoher Nachfrage zu sehr hohen Strompreisen. Ein Hemmnis für die Anwendung von DR ist, dass kaum ein Industrieunternehmen die benötigte Energie an der Strombörse handelt, sondern die Energie im Rahmen von Vollversorungsverträgen durch seinen Energieversorger zu fest vereinbarten Preisen bezieht. Unternehmen, welche nicht an der Strombörse handeln,

profitieren somit nicht von den Strompreisschwankungen an der Strombörse und haben somit kein Lastverschiebungsanreiz. Neben den klassischen Stromlieferverträgen der Energiewirtschaft sind jedoch nach wie vor Fehlanreize im Sinne der Entgelte für die Netznutzung (bspw. atypische Netznutzung) oder Umgehungstatbestände für Umlagen dafür ebenso verantwortlich, dass die Motivation für den flexiblen Energiebezug eher gering ausfällt. Schließlich stellt der reine Energiepreis einen immer geringer werdenden Anteil an den Gesamtenergiekosten dar.

Es bedarf also Preisfindungsmodelle, welche die kurzfristige Reaktion auf die Verfügbarkeit elektrischer Energie berücksichtigen und anreizen.

Abb. 3: Prinzip-Darstellung eines dynamischen Stromtarifs



Aus diesem Grund hat sich das Forschungsprojekt „Happy Power Hour II“ das Ziel gesetzt, dynamische Stromtarife zu entwickeln, welche die Strompreisschwankungen der Strombörse an den Industriestromkunden weitergeben. Dabei soll aufgezeigt werden, dass bereits heute Flexibilitätspotentiale in den industriellen Unternehmen vorliegen und nutzbar gemacht werden können. Durch die Einführung von dynamischen Stromtarifen soll erreicht werden, dass die Industriekunden durch den Einsatz ihrer bisher ungenutzten Flexibilitätspotentiale schon jetzt anteilig ihre Strombezugskosten reduzieren können. Betriebswirtschaftliche Effekte einer denkbaren, dynamischen EEG-Umlage und eines möglichen flexiblen Netznutzungsentgelts sollen dabei ebenso Gegenstand der Betrachtung sein.

Auf der anderen Seite kann durch die Weitergabe der Preissignale eines dynamischen Stromtarifs die Verbrau-

cherseite zu einem systemdienlichen Verhalten angeregt werden. Zu Zeiten günstigen Stroms herrscht ein ausreichendes Angebot an Strom, flexible Verbraucher sollten ihren Strombezug erhöhen. Zu Zeiten hoher Stromkosten herrscht eine Stromknappheit, flexible Verbraucher sollten zu diesen Zeiten ihre Lasten möglichst reduzieren. Ein Vorteil eines dynamischen Stromtarifs ist, dass dieser lediglich durch die Preissignale den Anreiz gibt, Last (automatisiert) zu verschieben. Die Entscheidung ob und wieviel Last verschoben wird, liegt in jedem Fall immer beim Unternehmen.

Durch DR bzw. dynamischer Stromtarife profitieren nicht nur die einzelnen Industriekunden durch Kostenoptimierung und der dadurch resultierenden Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit, sondern durch die bessere Integration der erneuerbaren Energien auch die gesamte Volkswirtschaft.

Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien in einem unsicheren Marktumfeld

Autoren: Prof. Dr. Christoph Weber und Dipl.-Ing. Benjamin Böcker, House of Energy Markets and Finance, Universität Duisburg-Essen

Mit der stetig steigenden Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen gestaltet sich der Ausgleich zwischen Stromangebot und -nachfrage zunehmend schwieriger. Aktuell stehen noch ausreichend flexible konventionelle Kraftwerke zur Verfügung, um auch in Zeiten geringer Erneuerbarer-Einspeisung („Dunkle Flaute“) die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Langfristiges Ziel ist es jedoch, bei der Energieversorgung möglichst weitgehend auf fossile Brennstoffe zu verzichten. Durch den Wegfall konventioneller Technologien müssen andere Technologien, wie z. B. Speichertechnologien, die nötige Flexibilität bereitstellen.

Variable Position von Speichern in der Merit-Order

Im Gegensatz zu konventionellen Erzeugungstechnologien, welche Strom nahezu unbegrenzt mit ihrer jeweiligen installierten Leistung bereitstellen können, ist bei Speichern die Energiemenge begrenzt, die zwischen verschiedenen Zeitpunkten verschoben werden kann.

Die Nutzung von Erzeugungstechnologien zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage folgt üblicher Weise einer klar erkennbaren Abrufreihenfolge (Merit-Order), welche sich

nach den Grenzkosten der jeweiligen Technologie richtet. Bei konventionellen Kraftwerken ergeben sich die Grenzkosten primär durch die Brennstoffkosten und die anfallenden CO₂-Kosten. Sofern diese keinen starken Schwankungen unterliegen, bleibt deren Position in der Merit-Order über einen längeren Zeitraum unverändert.

Speicher gehören an sich weder zu den Endverbrauchern noch zu den Erzeugungstechnologien, jedoch nehmen sie abwechselnd deren Rollen ein. Das Zusammenspiel von Speichertechnologien mit Erzeugungstechnologien (konventionell oder erneuerbar) und der Stromnachfrage wird stark vom installierten Speichervolumen bestimmt. Bei nicht zyklischem Verlauf der Nachfrage nach Abzug der Solar- und Windeinspeisung (Residuallast) wird die Rolle von Speichern nicht nur vom Residuallastniveau bestimmt, sondern auch vom zeitlichen Kontext. Der gleiche Speicher kann einmal für den Ausgleich zwischen Zeiten mit Schwach- und mit Mittellast eingesetzt werden und in einem anderen Zeitraum für den Ausgleich zwischen Mittel- und Hochlast. Somit ergeben sich für Speicher keine festen Grenzkosten und auch keine feste Position in der Merit-Order (vgl. Abbildung 1).

Abb. 1: Auswirkungen einer Speichertechnologie auf die Merit-Order (Grenzkosten bei Deckung der Residuallast), weiße Kreise: tatsächliche Grenzkosten, farbliche Kreise: durchschnittlichen Grenzkosten

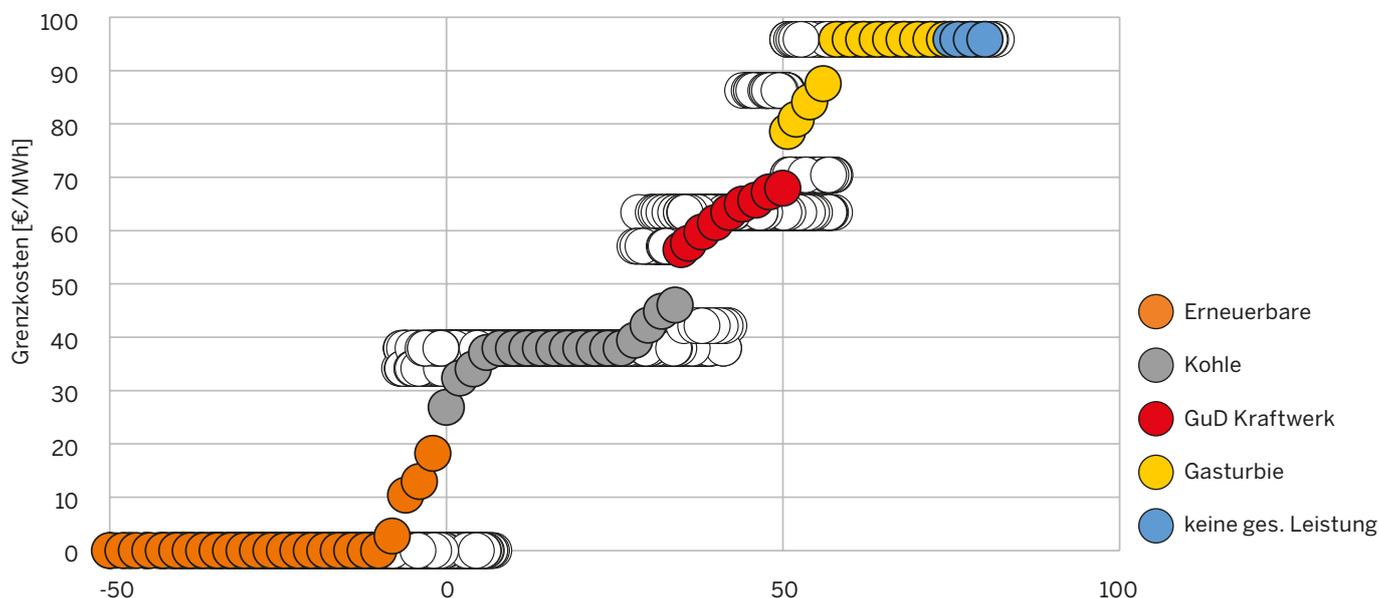


Abbildung 1 verdeutlicht, dass sich durch Speichertechnologien für dieselben Nachfrageniveaus teilweise unterschiedliche Grenzkosten und damit Preise ergeben. In der Modellrechnung treten bei einer Residuallast von 5 GW sowohl Grenzkosten von 0 als auch von rund 40 €/MWh auf (helle Punkte). Der mittlere Wert (farbige Punkte) steigt fast stetig mit der Residuallast und nicht sprunghaft, wie bei einer einfachen Merit-Order mit konventionellen Technologien

Stochastische Bewertung

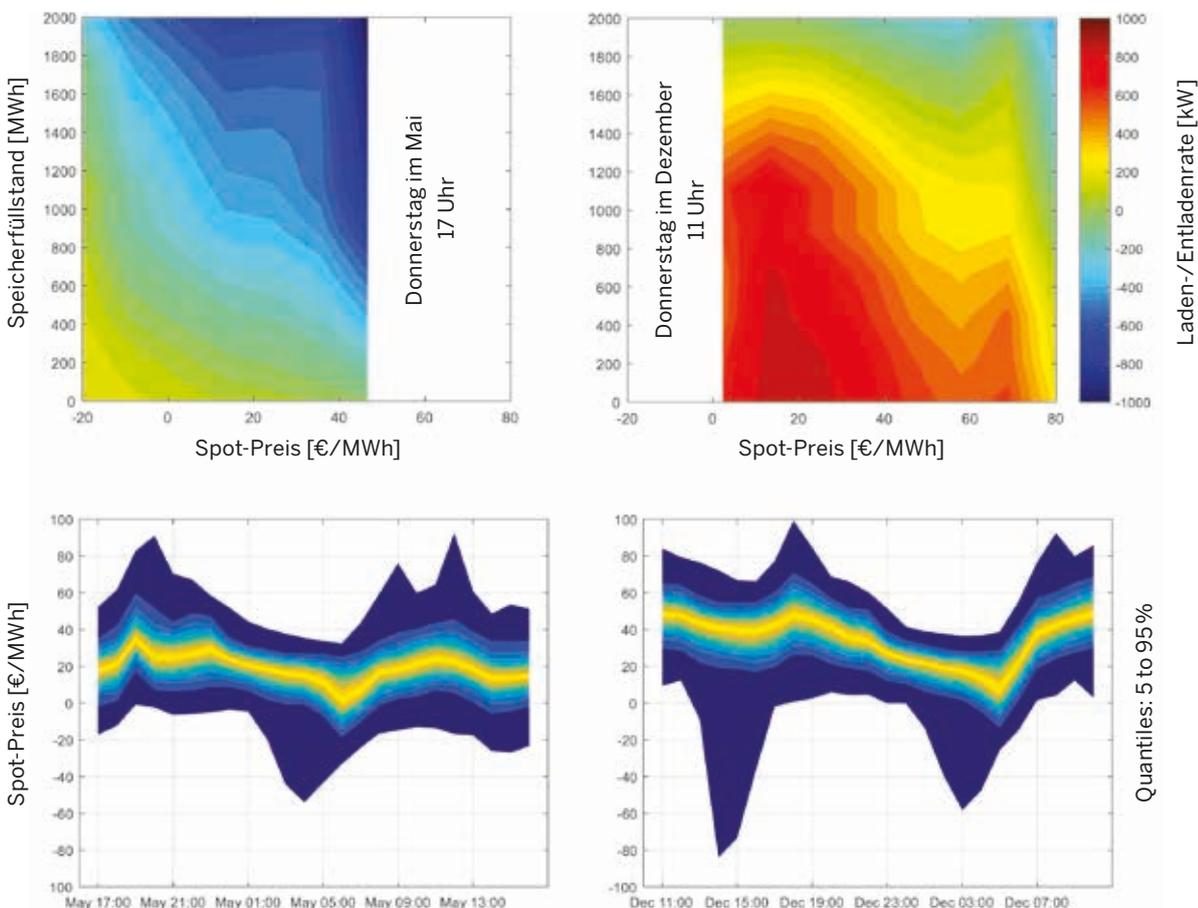
Für eine wirtschaftlich sinnvolle Betriebsweise von Speichern sind nicht nur die aktuellen Speicherfüllstände und die erwarteten zukünftigen Nachfrage- bzw. Preisniveaus entscheidend. Vielmehr ist auch zu berücksichtigen, dass Prognosen bei Erneuerbaren aber auch bei der Nachfrage mit Unsicherheit behaftet sind.

Zudem ist vor allem bei Batteriespeichern zu berücksichtigen, dass häufiges Be- und Entladen zu einer beschleunigten Alterung führt. Dementsprechend ist ein Modell zur optimalen Fahrweise von Batteriespeichern entwickelt worden, das zukünftige Nachfrage- und Preisunsicherheiten ebenso berücksichtigt wie die Vermeidung von vorzei-

tiger Batteriealterung. Abbildung 2 zeigt beispielhaft, wie dieses Programm dazu führt, dass sich die optimale Entscheidung bei gleichem Speicherfüllstand und Preisniveau je nach Tages- und Jahreszeit stark unterscheiden kann. Bei 40 EUR/MWh erfolgt nachmittags im Mai fast durchweg eine Entladung – Preise über 45 EUR/MWh sind hier de facto ausgeschlossen und in den Folgestunden sind eher niedrigere Preise zu erwarten (s. unterer Teil von Abbildung 2). Bei 40 EUR/MWh an einem Dezembervormittag erfolgt hingegen zumeist ein Wiederaufladen des Speichers.

Damit gibt das Modell nicht nur eine Handlungsempfehlung zur Speicherbewirtschaftung bei unsicheren Preisen, sondern es kann auch eingesetzt werden, um die Vorteilhaftigkeit von Investitionen in Speichertechnologien zu bewerten. Dazu werden die erwartbaren Deckungsbeiträge über ein ganzes Jahr ermittelt und damit kann die Rentabilität überprüft werden. Mit der hier verwendeten sogenannten Least-Squares Monte-Carlo Methode können dabei nicht nur Unsicherheiten bei der Einspeisung und den Preisen berücksichtigt werden, sondern auch die Alterungseffekte der Batterie und deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit können bestimmt werden.

Abb. 2: Modell zur optimalen Fahrweise von Batteriespeichern



Praxisbeispiele



Flexibilisierung und deren Zielkonflikte

Autor: Dipl.-Ing. Christian Hein, Aurubis AG

Nachhaltiges Handeln und Wirtschaften hat für die Aurubis einen hohen Stellenwert. Nach unserem Verständnis bilden die Grundlage dazu der ökonomische Erfolg, ein sparsamer Einsatz von Ressourcen und möglichst geringe Auswirkungen auf die Umwelt ebenso wie ein verantwortliches Handeln in Bezug auf den Menschen. Durch sehr hohe Umweltschutzstandards ist Aurubis einer der saubersten Kupferproduzenten der Welt. Dies wird beispielsweise durch den Betrieb von Abgasreinigungsanlagen ermöglicht. Solche Anlagen brauchen viel Energie, daher wird fast ein Drittel unseres Stromverbrauchs zur Erhaltung der ambitionierten Umweltziele eingesetzt. Gleichzeitig vergrößert sich die Menge komplexer Recyclingrohstoffe mit vergleichsweise geringen Kupfergehalten, die einen höheren Energiebedarf als herkömmliche Schrotte haben. Zudem ist eine volatile Produktionsfahrweise erwünscht um regenerative Energien besser nutzen zu

können, was aber die Energieeffizienz eher vermindert. Mit diesem erhöhten Strombedarf befinden wir uns in einem Zielkonflikt zwischen den Klimaschutzzielen, der Energieeffizienz und Fortschritten bei der Ressourcenschonung.

Eines der aktuellen innovativen Projekte zur Steigerung der Energieeffizienz sorgt am Standort Lünen für hocheffiziente und flexible Stromerzeugung. Die Basis dafür ist die Abwärme, die bei den Schmelzprozessen am Recyclingstandort entsteht und die zur Erzeugung von Dampf genutzt wird.

Um den Dampf optimal nutzen zu können, wurde eine zweistufige Kondensationsturbinenanlage installiert. Die speziell für den Bedarf von Aurubis konzipierte Anlage, die sich durch ihren hohen Innovationsgrad auszeichnet,

ist durch die intelligente Mess- und Regelungstechnik in der Lage, das unregelmäßige Abwärme-Dampfprofil des Produktionsbetriebes vollautomatisch und flexibel nachzufahren. Dabei wird die Abwärme der Produktionsanlagen in elektrischen Strom umgewandelt, die Restwärme für weitere Prozesse genutzt und damit das Optimum der möglichen Energieverwertungsmöglichkeit erreicht.

Die Anlage erzeugt jährlich etwa 23 Millionen kWh Strom, das entspricht etwa 14 Prozent des Strombedarfs des Standorts Lünen. Weiterhin werden dadurch rund 14.000 Tonnen CO₂ (auf Basis des dena CO₂-Faktors) pro Jahr vermieden. Die Initiative „Energieeffizienz“ der Deutschen Energie-Agentur hat das Projekt als vorbildhaft eingestuft und im Jahr 2015 mit dem Label „Best Practice Energieeffizienz“ ausgezeichnet.



Andreas Kuhlmann, Vorsitzender der dena-Geschäftsführung übergibt die Urkunde an Christian Hein, Andreas Nolte und Marie-Christine von Hahn, Aurubis

Die weiter steigende und vor allem schwankende Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien im Rahmen der deutschen Energiewende zwingt auch die Industrie zu einer flexibleren Abnahme und Erzeugung von Energie. Um die entsprechenden Potenziale und Grenzen von beispielsweise Power-to-Heat-Anwendungen zu identifizieren, beteiligt sich Aurubis an NEW 4.0, einem länderübergreifenden Großprojekt mit mehr als 50 Partnern aus Hamburg und Schleswig-Holstein. Die Gruppe bewirbt sich mit NEW 4.0 für das Förderprogramm „Schaufenster Intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ des deutschen Bundeswirtschaftsministeriums.

„NEW“ steht hierbei für „Norddeutsche EnergieWende“ und „4.0“ bezeichnet die Schwelle zur vierten industriellen Revolution: der Digitalisierung der Industrie, welche durch eine intelligente Vernetzung der Systeme – auch im Rahmen der Energiewende – eine zunehmend zentrale Rolle spielt. NEW 4.0 will als „Schaufenster“ aufzeigen, dass der deutsche Norden mit 4,5 Mio. Einwohnern bereits ab 2035 zu 100 Prozent sicher und zuverlässig allein mit regenerativer Energie versorgt werden kann.

Gleichzeitig soll die Übertragbarkeit auf andere Regionen in Deutschland und Europa aufgezeigt werden. Besonderer Projektfokus ist dabei die notwendige Flexibilisierung – d.h. die zeitliche Verschiebung des Verbrauchs je nach verfügbarer erneuerbarer Energie. Sie soll bei den beteiligten Industriepartnern durch veränderte Betriebsweisen und den Einsatz neuer Technologien entwickelt werden.

Die Aurubis AG sorgt heute in den Werken Hamburg und Lünen einerseits für eine netzdienliche Vergleichmäßigung der Stromabnahme, andererseits aber auch – soweit prozesstechnisch und wirtschaftlich möglich – für eine flexiblere Fahrweise von ausgewählten Produktionsanlagen im Rahmen der Teilnahme am Sekundärregelmarkt. Das heutige regulatorische Umfeld und die damit erzeugte Unsicherheit über die Entwicklung der Energiemärkte erschwert jedoch die Umsetzung weiterer Potentiale.

Aluminiumelektrolyse als virtuelle Batterie

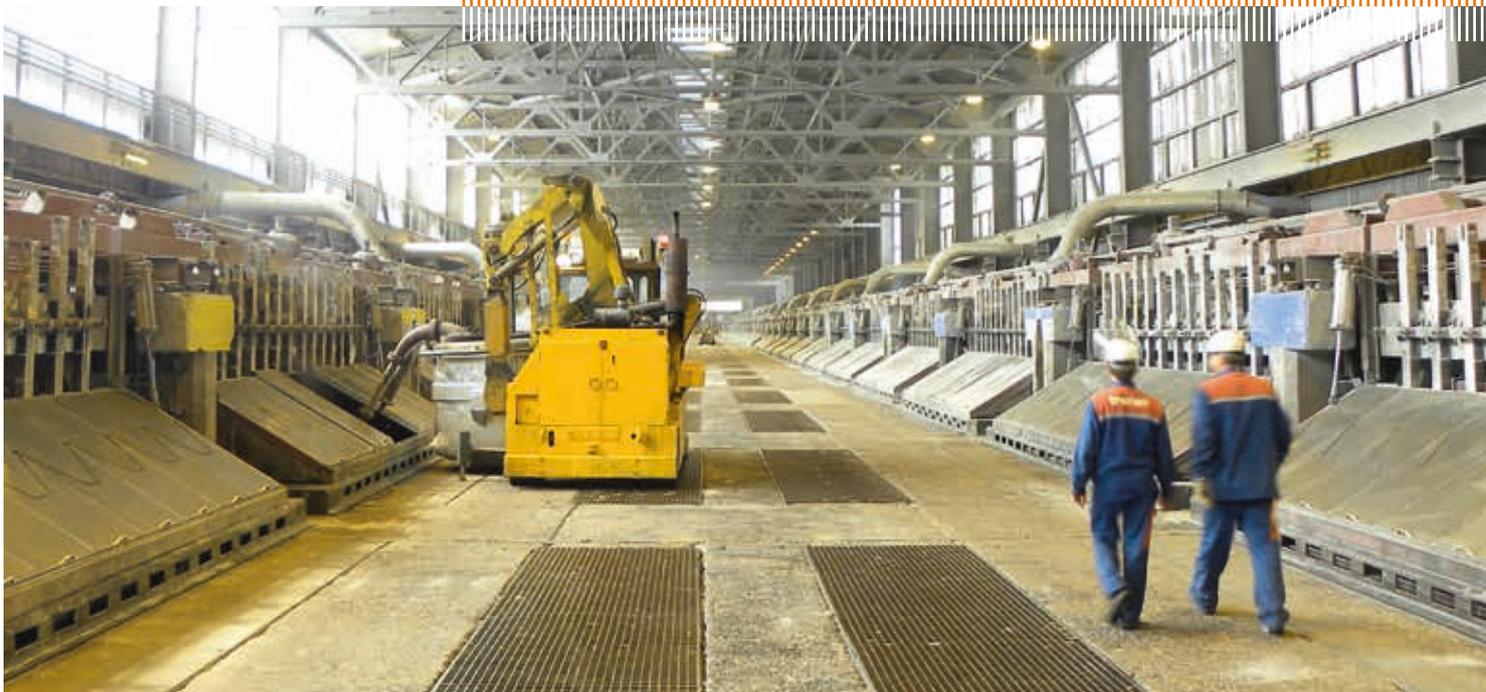
Autor: Roman Düssel, Abteilungsleiter Elektrolyse TRIMET Aluminium SE

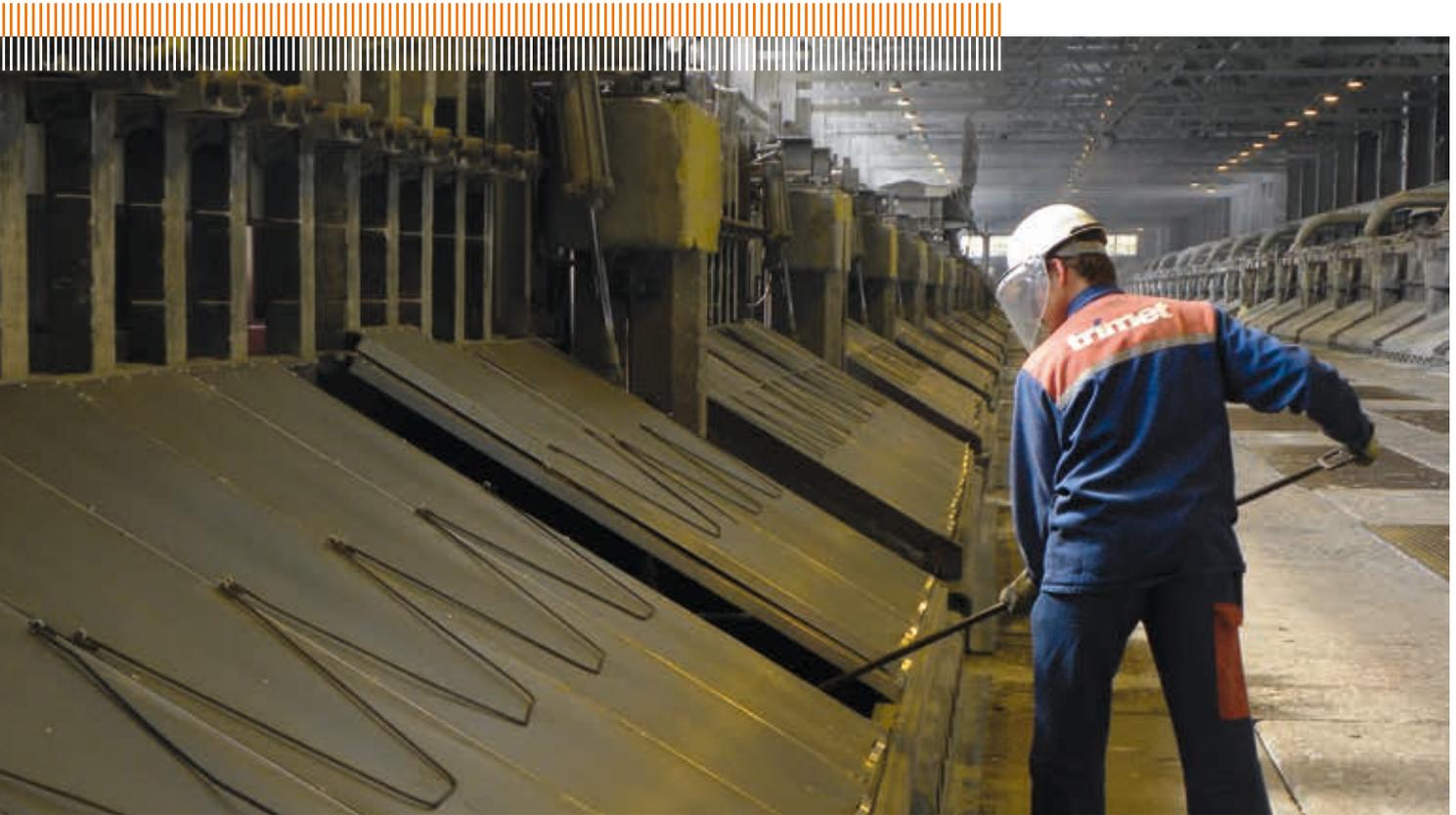
Primäres Aluminium wird mithilfe von Strom in einem Elektrolyseverfahren gewonnen. Dabei geht der größte Teil der hierfür eingesetzten Energie nicht verloren, sondern wird im Aluminium gespeichert. Seit Erfindung dieser Technologie im Jahre 1886 ist jedoch eine absolut gleichbleibende Energiezufuhr der wichtigste Garant für einen stabilen und energieeffizienten Produktionsprozess. Im Rahmen eines Pilotvorhabens konnte die TRIMET in Zusammenarbeit mit der Bergischen Universität Wuppertal diese Randbedingung erstmals überwinden und den Prozess für eine flexible Energiezufuhr öffnen. Dafür wurden bei TRIMET und der BUW mit den Instituten für Automatisierungstechnik, Werkstofftechnik und Strömungsmechanik die notwendigen Grundlagen experimentell erforscht und durch Simulationsarbeit unterstützt. Die Erkenntnisse wurden bei der TRIMET in Essen unmittelbar an einer Pilotanlage in die Praxis umgesetzt. Die dadurch erzielte Flexibilisierung des Prozesses ermöglicht die Nutzung der Aluminiumelektrolyse als virtuelle Batterie mit einer Speicherkapazität von ca. 110 MWh. Für einen Großversuch im industriellen Maßstab plant die TRIMET jetzt den Umbau einer ganzen Elektrolyselinie mit insgesamt 120 Elektrolysezellen im Werk in Essen.

Hintergrund

Die Umsetzung der Energiewende wird starke Änderungen im deutschen Energiesystem zur Folge haben. Der Umbau der Energieversorgung, weg von klassischen, thermischen Kraftwerken hin zu PV und Windkraftwerken bedeutet eine Umkehrung der Regelungslogik. Mit thermischen Kraftwerken kann die Energieerzeugung dem Stromverbrauch folgen. Bei Erzeugungssystemen, die auf Wind und Sonne basieren, muss sich zukünftig der Stromverbrauch an die wetterbedingte Stromerzeugung anpassen. Dies ist eine Revolution des Energiesystems und die Industrie kann durch gezieltes Demand Side Management einen wesentlichen Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung und damit zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende leisten.

Die Elektrolysezellen einer Aluminiumhütte wandeln elektrische in chemische Energie um, indem sie ein Ausgangsprodukt (Aluminiumoxid) mit niedrigem Energieinhalt umwandeln in ein Produkt mit hohem Energieinhalt (Aluminium). Sie machen damit nichts anderes als jeder Akkumulator beim Ladevorgang. Dieser Prozess ist im Prinzip umkehrbar, z. B. lässt sich mit der Aluminium-Luft-Batterie aus Aluminium auch wieder Strom gewinnen. Allerdings





ist der Wirkungsgrad dieses Kreislaufprozesses ähnlich ineffizient wie beim Wasserstoff-Kreislauf. Viel smarter ist es, den Speicherprozess zu umgehen und die Aluminiumproduktion direkt an das wetterbedingte Stromangebot anzupassen.

Wird der Ladestrom und damit die Erzeugung des Energiespeicherprodukts Aluminium zeitlich variiert, entspricht die dadurch erzielte, symmetrisch um die Nominalleistung steuerbare Energieaufnahme, exakt der Funktion einer Batterie.

Problematik

Die Elektrolyseöfen sind für eine bestimmte Stromstärke und Energiezufuhr konstruiert. Bei Änderung der Stromstärke und Energiezufuhr ändert sich auch die sehr sensible Energiebilanz des Ofens. Wird dabei das Prozessfenster, für das der Ofen entworfen wurde, verlassen, führt dies zu Effizienzverlusten, massiven Prozessstörungen oder sogar zum irreparablen Ausfall der Öfen. Die pro Zeiteinheit produzierte Menge Aluminium ist bei konstantem Wirkungsgrad proportional zur Stromstärke, mit der die Öfen betrieben werden. Durch die gegebene Geometrie und Materialien in dem Elektrolyseofen ist ein elek-

trischer Widerstand des Ofens gegeben. Somit ist auch die zugeführte elektrische Energie und damit auch die im Ofen entstehende Wärme durch die Stromstärke beeinflussbar. Um die Leistungsaufnahme zu variieren, muss der Ofen mit verschiedenen Stromstärken betrieben werden können. Ebenso muss der Ofen auf unterschiedlich hohe Wärmeentwicklung einstellbar sein.

Die Flexibilisierung der Aluminiumproduktion führt daher ganz wesentlich über die bisher nicht mögliche gezielte Steuerung des Wärmeverlusts der einzelnen Elektrolysezellen. Hierzu wurden regelbare Wärmetauscher (Shell Heat Exchanger SHE) entwickelt, deren Aufgabe es ist, die Energiebilanz im Ofen bei unterschiedlichen, aus einer Veränderung der zugeführten elektrischen Energie resultierenden Belastungssituationen aufrecht zu erhalten. Demnach muss bei erhöhter Energiezufuhr Wärme abgeführt und bei verringerter Energiezufuhr der Ofen isoliert werden. Zur aktiven Kühlung wird mithilfe von Ventilatoren Umgebungsluft an der Ofenwand vorbeigeführt. Dabei dient der Wärmetauscher zur Führung des Kühlmediums. Bei verringerter Wärmezufuhr in den Ofen wird die Luft im Wärmetauscher gestaut und erzeugt innerhalb des Wärmetauschers eine isolierende Schicht.

Aufgrund der hohen Stromstärke unterliegt das Metall im Elektrolyseofen einer durch das Magnetfeld erzeugten Wölbung. Bei einer Leistungsänderung verändert sich die Stärke des Magnetfeldes und somit die Wölbung des Metalls im Ofen. Dies hat einen massiven Einfluss auf die Effizienz der Aluminiumproduktion und kann im Extremfall zu einem Ausfall der Produktionsanlage führen. Der Effekt kann verringert werden, wenn das Stromschienensystem eines Ofens so ausgelegt wird, dass es das im Ofen entstehende Magnetfeld kompensiert. Um signifikant unterschiedliche Leistungsaufnahmen gewährleisten zu können, muss das Stromschienensystem entsprechend optimiert werden.

Die Virtuelle Batterie

Wärmetauscher wurden bisher an Elektrolysezellen nur zur Produktivitätssteigerung genutzt. Dabei wurde mithilfe von Wärmetauschern durch Stromstärkerhöhungen zusätzlich eingetragene Energie aus dem Ofen abgeführt. Bereits 1999 wurde mithilfe von Druckluftanlagen zur Kühlung des Ofens bzw. zur Maximierung des Wärmeaustritts eine Produktionssteigerung erfolgreich implementiert. Jedoch wird auch bei diesen Anwendungen mit einem konstanten Arbeitspunkt gefahren. Die Flexibilisierung des Arbeitspunktes durch kontinuierliche Anpassung der Stromstärke an den Markt konnte ohne Flexibilisierung des Wärmeaustritts nicht realisiert werden. Erst mit Einführung von Wärmetauschern, die direkt an der Ofenwand installiert wurden, konnte das Problem gelöst werden. Dabei wird Umgebungsluft vertikal entlang der Zellwand vorbei und vom Ofen weggeführt. Vorteil des Wärmetauschers ist die Möglichkeit der variablen Luftzu- und -abfuhr sowie der Nutzung des Wärmetauschergehäuses als Isolator. Bei Verringerung der Luftwärmemenge, unter die der durch Konvektion erzeugten Menge ohne Wärmetauscher, dient der Wärmetauscher ohnehin bereits als Isolierendes Medium. Diese Eigenschaft ist auf der anderen Seite die größte Schwäche der Wärmetauschervariante. Bei Ausfall des Luftstroms steigen die Außenwandtemperaturen in Minuten in einen für den Ofen kritischen Temperaturbereich. Die TRIMET hat hierfür unter Leitung von Herrn Düssel einen Wärmezähler (Energycounter)

entwickelt und zum Patent angemeldet. Dieser Energycounter ist ein Messwerterfassungssystem verbunden mit einer intelligenten Regelung, welche alle Wärmequellen, /-senken und daraus resultierenden Wärmeströme des Ofens berücksichtigt.

Ein weiteres Problem stellt der Produktionsablauf dar. Während der Energieeintrag in die Elektrolysezelle flexibilisiert wird, soll jedoch der Produktaustritt möglichst stabil bleiben, um den nachfolgenden Gießerei-Produktionsablauf nicht zu stören. Vorteil der Zelle ist der ca. 10 t Aluminiuminhalt, der die Kathode vor Beschädigung durch den Elektrolyten schützt. Bei Mehr- oder Minderproduktion soll dieser Inhalt variieren, um so einen gleichbleibenden Aluminiumfluss zu nachfolgenden Produktionsabteilungen zu gewährleisten. Sowohl die Lebensdauer der Kathoden als auch der Wärmeaustritt (aufgrund der Volumenänderung) werden hierdurch beeinflusst.

Zahlen Daten Fakten:

Aus genannten Gründen ist die Flexibilisierung der Aluminiumelektrolyse grundsätzlich mit einer Verschlechterung des Prozesswirkungsgrades verbunden, die nach Erfahrungen mit dem Demonstrator ohne weitere vorgegebene Optimierungsmaßnahmen in der Größenordnung von 5 % liegen. Durch weitere innovative Verbesserungsmaßnahmen soll jedoch die Energieeffizienz trotz flexibilisiertem Betrieb erhalten bzw. verbessert werden.

Hinzu kommen systemische Einsparungen im Stromversorgungssystem durch Ersatz von Backup-Kraftwerken durch die Flexibilität industrieller Lasten zum Ausgleich von Bilanzabweichungen. Dabei hilft die virtuelle Batterie, den Einsatz fossiler Ergänzungskraftwerke und damit deren CO₂-Emissionen zu reduzieren. Mithilfe des somit zur Verfügung gestellten Stromspeichers wird die Integration volatiler erneuerbarer Energiequellen wie Wind und PV in das deutsche Stromnetz bei gleichzeitiger Erhaltung der Versorgungssicherheit umweltfreundlich und strukturverträglich unterstützt. Damit leisten die TRIMET-Aluminiumhütten einen wertvollen Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende.

Hybrid-Rekuperator – Flexible Nutzung von Erneuerbaren Energien zur Stabilisierung der Stromnetze und zur Einsparung von fossilen Energieträgern

Autor: Dr.-Ing. Wolfgang Bender, Hülsenbusch Apparatebau GmbH & Co. KG

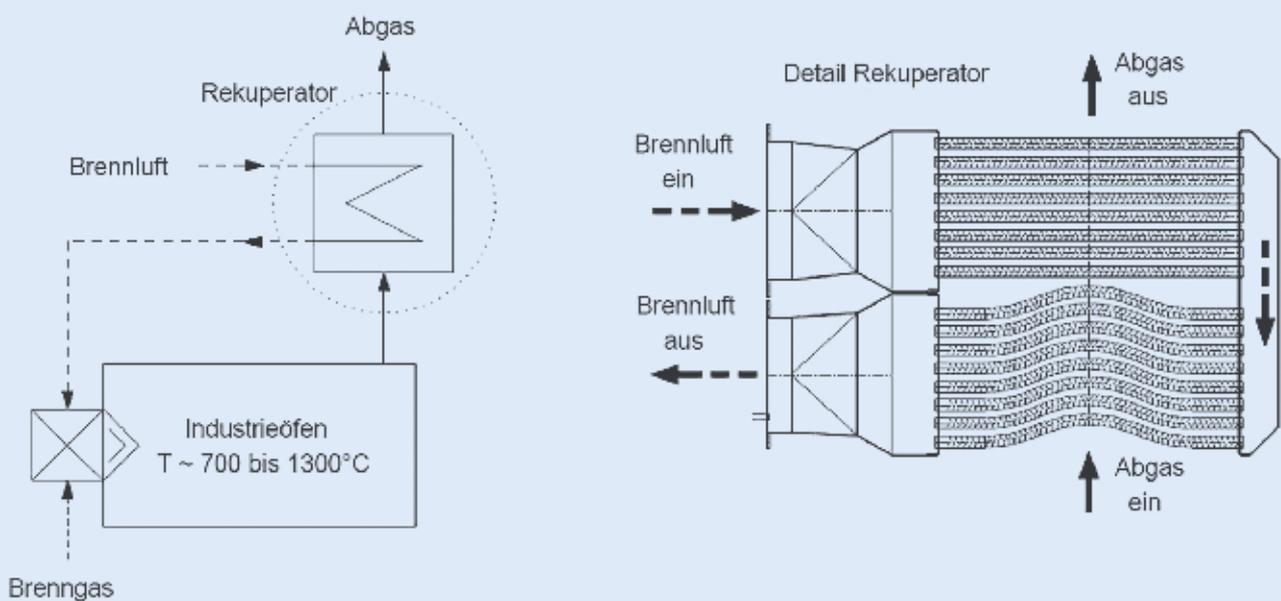
Der wachsende Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) führt zu einer starken Einsparung an konventionellen Energieträgern. Im Jahr 2015 stammten 190,4 TWh Strom aus EE, dies sind rd. 1/3 der gesamten Stromproduktion. Allein die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen lag bei 85,4 TWh, dies entspricht der Stromerzeugung aus Kernenergie. Verbunden ist dieser Zuwachs allerdings mit einer stark schwankenden Einspeisung in das Stromnetz, vor allem durch die wetterbedingt fluktuierende Erzeugungintensität der Windräder und Photovoltaikanlagen. Diese Schwankungen führen zu temporären und lokalen Ungleichgewichten, welche von den Stromnetzbetreibern durch planerische und technische Maßnahmen kompensiert werden müssen.

Durch den Einsatz des Hybrid-Rekuperators können EE nun in Industrie-Betrieben wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden, beispielsweise durch die flexible Nutzung zur Vorwärmung von Prozessmedien, wie Brennluft an den Industrieöfen der Grundstoffindustrie. Diese Industrieöfen werden überwiegend mit fossilen Brennstoffen auf Temperaturen von 700 bis 1.300°C beheizt. Das heiße

Abgas wird anschließend zur Vorwärmung der Brennluft genutzt, dies geschieht üblicherweise durch Wärmerückgewinnung mit Rekuperatoren. Dabei werden Vorwärmtemperaturen von rd. 200 bis 600°C erzielt und damit bereits Brennstoff eingespart.

Abbildung 1 zeigt beispielhaft das typische Schema eines Industrieofens mit einem konventionellen Rekuperator zur Brennluftvorwärmung, der hier als Kreuz-Gegenstrom-Wärmeübertrager gebaut wurde. Das Abgas aus dem Ofen durchströmt den Rekuperator von unten nach oben, die Brennluft strömt links oben in das Rekuperatorgehäuse und wird auf die Rohre des Rohrbündels verteilt, welche von außen von dem Abgas überströmt werden. Für den Gegenstrom wird die Brennluft einmal nach unten umgelenkt. Die Brennluft strömt anschließend zu den Brennern am Ofen. Dort wird sie mit dem Brenngas gemischt, verbrannt und die erzeugte Wärme im Ofen zur Erwärmung der Produkte genutzt. Die Vorwärmung der Brennluft substituiert teilweise Brennstoffenergie und führt zu einer Senkung des Brennstoffverbrauchs.

Abb. 1: Funktionsschema von Industrieofen und Rekuperator zur Abwärmenutzung und Brennluftvorwärmung



Nach der Erwärmung durch das Abgas greift beim Hybrid-Rekuperator nun die zusätzliche Vorwärmung der Brennluft mittels elektrischer Elemente. In dem neuen, modular aufgebauten Hybrid-Rekuperator sind zusätzliche Heizelemente hinter den Rohrbündeln angeordnet, Schnittzeichnung in Abbildung 2. Nach der Vorwärmung mit dem Abgas wird die Brennluft durch die elektrischen Heizelemente weiter erwärmt. Die Temperaturerhöhung ist hauptsächlich abhängig von der Leistung der installierten Heizelemente, dem Brennluftmassenstrom und der Güte der Wärmeübertragung. Bei der Erwärmung müssen die Randbedingungen des Ofenprozesses berücksichtigt werden, z. B. Material- oder Prozessgrenzwerte für die maximale Temperatur. Im Normalfall wird die zusätzliche Temperaturerhöhung der Brennluft bei rd. 100 bis 400 K liegen. Der dadurch erhöhte Enthalpiestrom der Brennluft bewirkt eine weitere Reduzierung des Brennstoffverbrauchs. Der eingesetzte EE-Strom verdrängt somit konventionelle Brennstoffe und senkt den Verbrauch von fossilen Energieträgern und die Freisetzung von CO₂ an Industrieöfen.

Die Zuschaltung des elektrischen Heizmoduls ist flexibel. Sie erfolgt entweder bei kurzfristigem Bedarf – z. B. hohe Stromproduktion durch Wind und Sonne – durch Anforderung des Stromnetzbetreibers oder langfristig, indem Vorgaben (z. B. Preisgrenzen) und Abstimmungen zwischen Stromnetz- und Ofenbetreiber festgelegt werden. Die elektrische Last kann sehr schnell zugeschaltet werden, so dass eine hochflexible Lastoption zur Verfügung steht. Da diese Technik die Produktion und die Produktqualität nicht negativ beeinflusst, ist auch die direkte Zu- und Abschaltung durch den Stromnetzbetreiber eine mögliche Option. Die Leistung des einzelnen elektrischen Heizmoduls ist in einem großen Maße skalierbar von rd. 100 kW bis 2 MW. Des Weiteren können mehrere Hybrid-Rekuperatoren in ein Netz eingebunden werden. Damit steht den Stromnetzbetreibern ein hochflexibles und robustes Regelinstrument zur Verfügung.

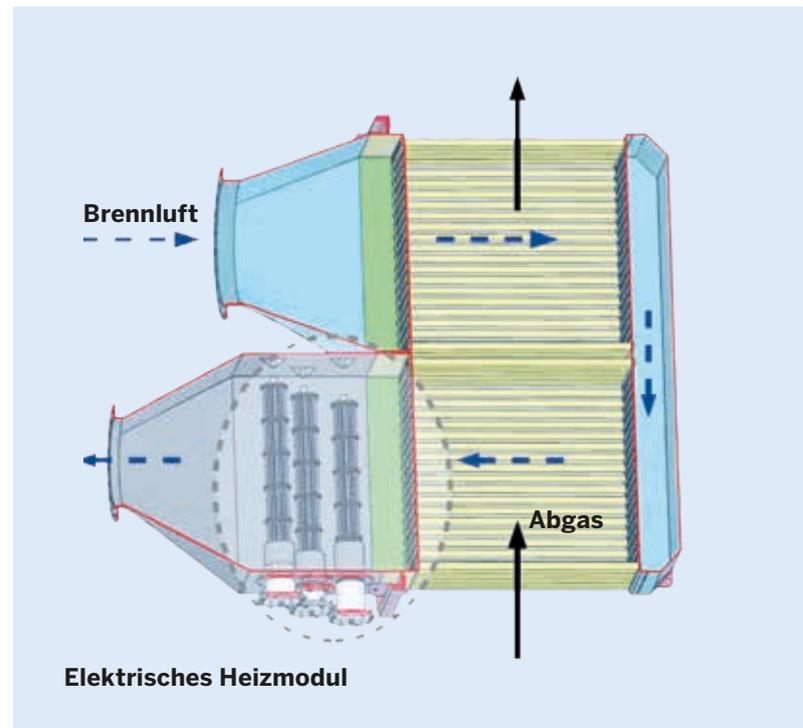


Abb. 2: Schematische Darstellung des neuen Hybrid-Rekuperators

Der neue Hybrid-Rekuperator der Firma Hülsenbusch Apparatebau erhöht die Flexibilität bei der Beheizung von industriellen Prozessfeuerungen. Zudem wird eine Anlage zur Stabilisierung des Stromnetzes bei volatiler Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt. Der Hybrid-Rekuperator ist eine Ergänzung und Erweiterung der Produktpalette von wärmetechnischen Anlagen. Er ist als alleinige Anwendung einsetzbar, aber auch als Komponente in einem größeren Automatisierungssystem für das Strom- und Energiemanagement in Industriewerken.

Schwankende Energieversorgung und energieintensive Produktionsprozesse

Autoren: Dipl.-Wirtsch.-Ing. Stefan Seifermann, Dipl.-Wirtsch.-Ing. Philipp Schraml und Prof. Dr.-Ing. Eberhard Abele, Institut für Produktionsmanagement, Technologie und Werkzeugmaschinen, Technische Universität Darmstadt

Das zukünftige Stromsystem in Deutschland steht vor der Herausforderung, mit einem immer größer werdenden Anteil fluktuierend einspeisender Stromerzeuger eine bezahlbare und stabile Stromversorgung zu gewährleisten. Eine mögliche Lösung ist in der Flexibilisierung der Nachfrage zu sehen. Mit insgesamt 44 % des Nettostrom- und 25 % des Wärmebedarfs (vgl. Abbildung 1) weisen Industrieprozesse und insbesondere große Einzelanlagen in energieintensiven Industriebranchen beträchtliche Flexibilisierungshebel auf. Im Gegensatz zu anderen Maßnahmen, die teils mit hohen Kosten, auch für den Verbraucher, sowie mit gesellschaftlichen Akzeptanzproblemen verbunden sind, bietet die mittel- und kurzfristige Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage (Beschaffung und positive/negative Lastabrufe), das sog. Demand-Side-Management (DSM), eine Chance, die Energiewende kosteneffizient und sozial akzeptiert zu ermöglichen.

Bei der Realisierung dieses Flexibilisierungspotenzials stellen sich zahlreiche Fragen, wie beispielsweise:

- Wie groß ist das technisch mögliche Flexibilisierungspotenzial der Industrieprozesse?
- Welcher Anteil am technischen Potenzial ist wirtschaftlich umsetzbar?
- Welche sozialen, ökologischen und ökonomischen Konsequenzen gehen einher?
- Wie können Produktionsprozesse, die bislang technisch nicht für eine fluktuierende Energieversorgung ausgelegt worden sind, flexibilisiert werden?
- Welche Produktionsprozesse und Branchen eignen sich besonders für die Flexibilisierung?
- Welche Technologien und Geschäftsmodelle sind zur Flexibilitätsnutzung und -vermarktung geeignet?
- Welche Regulierungen und Bewertungsmethoden sind notwendig für eine planungssichere Erschließung des vollen Flexibilisierungspotenzials?

Diesen Fragestellungen widmet sich das vom BMBF geförderte und vom Projektträger Jülich verwaltete Kopernikus-Projekt „SynErgie – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung“, unter dessen Dach ca. 100 Partner – davon zahlreiche aus Nordrhein-Westfalen – vereint sind. Die einzigartige Zusammensetzung der Partner aus einem breiten industriellen Spektrum mit Anwenderunternehmen aus allen energieintensiven Branchen, Produktionsausrüstern, repräsentativen Strommarktvertretern, führenden Forschungseinrichtungen aus den Bereichen der Produktions- und Verfahrenstechnik, Energiewirtschaft, (Wirtschafts-)Informatik, Sozial-, Rechts- und Wirtschaftswissenschaften sowie Stakeholdern der Zivilgesellschaft mit Verbänden, NGOs, Industrie- und Handelskammern und Kommunen ermöglicht einen ganzheitlichen Forschungsansatz. Dieser betrachtet umfassend die relevanten Schlüsselproduktionsprozesse, die Produktionsinfrastruktur, das Markt- und Stromsystem inklusive der gesellschaftlichen Stakeholder sowie die Nutzungsmöglichkeiten von Informations- und Kommunikationstechnologien. Abbildung 2 zeigt eine Übersicht über die Projektstruktur und die beteiligten Branchen.

In der vorerst dreijährigen, aber auf insgesamt zehn Jahre angelegten Projektlaufzeit, sollen nicht nur theoretische Grundlagen geschaffen werden. Über Grunderkenntnisse zur energetischen Flexibilisierung von Industrieprozessen hinaus, werden erste Erkenntnisse bereits in sogenannten „Fast-Tracks“ in Pilotanwendungen demonstriert. Eine wichtige Pilotanwendung geht aus dem Teilprojekt „Flex-Elektrolyse“ beim Aluminiumhersteller TRIMET in Essen hervor. Die Firma TRIMET hat in Deutschland einen Strombedarf von ca. 6.300.000 MWh, und ist mit einem Anteil von 1,3 % des insgesamt in Deutschland benötigten Stroms der bundesweit größte private Stromabnehmer. Innerhalb des Teilprojektes „Flex-Elektrolyse“ wird erforscht, inwieweit der Herstellprozess für Aluminium derart beeinflusst werden kann, dass eine signifikant schnelle und langandauernde Veränderung der Leistungsaufnahme von Elektrolyseöfen ermöglicht wird. Der gewählte technische Ansatz untersucht die Möglichkeiten

und Grenzen, die derzeitige stromstärkeninduzierte Aufwölbung des Metalls bei Stromleistungsänderungen durch geeignete Kompensationsmaßnahmen soweit wie möglich zu unterbinden und damit eine wesentliche Voraussetzung zur Flexibilisierung des Herstellprozesses zu schaffen. Das Unternehmen wird maßgeblich unterstützt von Forschern der Bergischen Universität Wuppertal, der RWTH Aachen und der TU Darmstadt.

Die energetische Flexibilisierung von Industrieprozessen, die im Projekt SynErgie eingehende Betrachtung findet, trägt dazu bei, dass der Umstieg auf eine erneuerbare Energieerzeugung in Deutschland gesellschaftlich akzeptiert und volkswirtschaftlich effizient erfolgen kann. Gleichzeitig entsteht eine große Chance für die deutsche Industrie, sich zum internationalen Vorreiter und zukünftigen Leitanbieter für Flexibilitätslösungen zu entwickeln.

Weitere Informationen: www.kopernikus-projekte.de

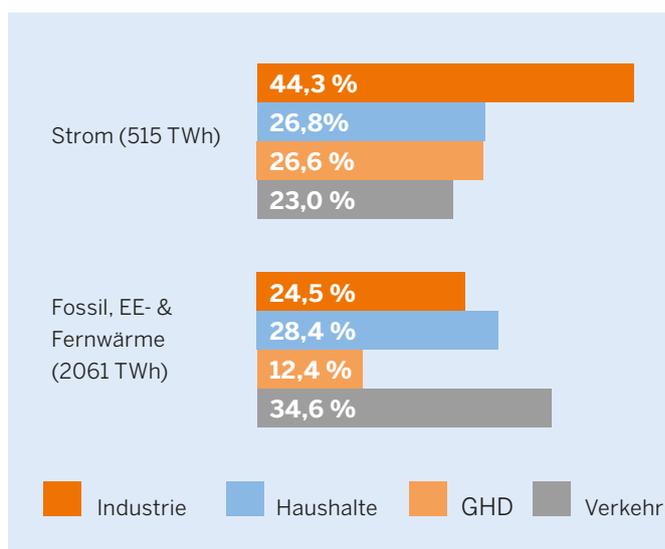


Abb. 1: Anteil der verschiedenen Sektoren am Energiebedarf¹

Abb. 2: Betrachtete Bereiche und Branchen des Projektes „SynErgie“



¹ Umweltbundesamt, „Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren,“ 29.06.2015. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren>. [Zugriff am 23.11.2015].

Forschung als Schlüssel für ein nachhaltiges Energieversorgungssystem

Autoren: Indra Theisen, Netzwerk Energiewirtschaft – Smart Energy der EnergieAgentur.NRW,
Georg Unger, Cluster EnergieForschung.NRW

Das Energieversorgungssystem wird in Zukunft durch einen wachsenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien (Wind und Photovoltaik), flexibler Stromerzeugungsanlagen (konventionelle Kraftwerke, Biomasse, Geothermie) und intelligenter Netze geprägt sein. Darüber hinaus kommt der Speicherung von Energie sowie der effizienten Nutzung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen (wie z. B. Demand Side Management, Power to X) besondere Bedeutung zu.

Wie in der vorliegenden Broschüre aufgezeigt, werden bereits zahlreiche Flexibilitätstechnologien in der Praxis eingesetzt, mit dem Ziel, die Stromerzeugung jederzeit mit der Last in Einklang zu bringen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird in Zukunft Lastverschiebungen in erheblichem Umfang notwendig machen. Ziel ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sowie die Nutzung von „Überschussstrom“ in anderen Sektoren, wie z. B. im Verkehrs- oder Wärmesektor und in der Industrie. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien und Effizienzsteigerungen wird das Thema „Sektorenkopplung“ oder „Infrastrukturkopplung“ zur dritten Säule der Energiewende in Deutschland.

Nordrhein-Westfalen als Industriestandort Nummer eins in Deutschland bietet mit seinen Wirtschaftsstrukturen und der Bevölkerungsdichte gute Voraussetzungen um durch verschiedene Angebote an Flexibilitätsoptionen einen relevanten Beitrag zum Erhalt der Systemstabilität und damit zur Versorgungssicherheit zu leisten. Einige Industriebetriebe nutzen bereits ausgewählte Produktionsanlagen, um diese durch flexible Fahrweise am Regenergiemarkt zu vermarkten und erzielen dadurch nennens-

werte Zusatzerlöse pro Jahr. Zur weiteren flächendeckenden Erschließung sind auf Seiten der Industrie größtenteils Investitionen in prozesstechnische Erweiterung (oder Asset basierte Investitionen in beispielsweise Speicherung) notwendig, welche auf Basis betriebswirtschaftlicher Entscheidungen getroffen werden.

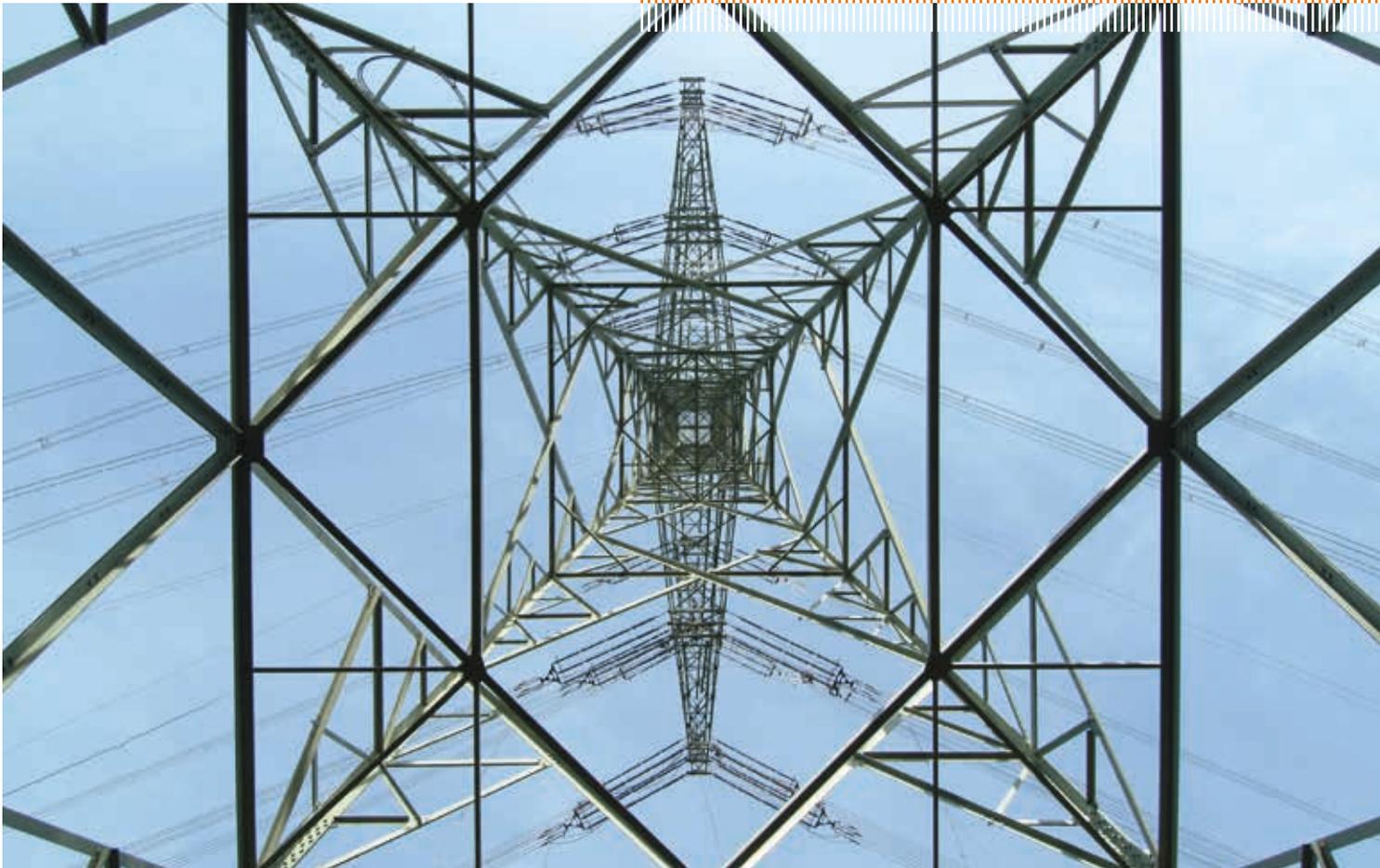
Sowohl industrielle und gewerbliche Verbraucher als auch private Haushalte bieten ihre Flexibilität (verbrauchs- und ggf. erzeugungsseitig) auf Basis möglicher Vermarktungserlöse oder potentieller Kostenreduktionen an. Neben technischer Restriktionen gehören Preissignale am Strommarkt und regulatorische Rahmenbedingungen zu den Entscheidungsparametern.

Heutige Marktpreissignale zeigen jedoch derzeit nur einen geringen Bedarf an zur Verfügung stehenden Flexibilitäten und stellen somit ein wirtschaftliches Hemmnis in der Erschließung industrieller und gewerblicher Flexibilitätsoptionen dar. Gleiches gilt für den Haushaltssektor, der durch fehlende variable Stromtarife nur geringe monetäre Anreize für eine flexible Nachfrage erfährt. Um ihre Nachfrage an das Stromangebot anzupassen, müssten die Schwankungen der Börsenstrompreise auch bei den Verbrauchern ankommen. Verschiedene Preisbestandteile hemmen jedoch zurzeit die direkte Weitergabe. Insgesamt werden vorhandene technische Potentiale noch nicht ausgeschöpft und nicht wirtschaftlich genutzt.

Um perspektivisch den Anteil der Marktakteure, die bereit sind ihre Flexibilität dem Markt zur Verfügung zu stellen, zu erhöhen, bedarf es weiterer innovativer Technologien und Kostendegressionen.

Um die Potentiale für die Industrie zu heben, gibt es zahlreiche unterschiedliche Technologieoptionen. Während einige Technologien, wie z. B. „Power to heat“ oder der flexible Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung bereits marktfähig sind, gilt es weitere innovative Ansätze durch gezielte Forschungsarbeiten und Pilotvorhaben an den Markt heranzuführen. Dies gilt im Wesentlichen für den Bereich der flexiblen Stromerzeuger, die bei Bedarf die Einspeisung von Strom erhöhen oder verringern können und in einem nachhaltigen Energieversorgungssystem das Rückgrat einer gesicherten Stromversorgung darstellen.

Weiterer Forschungsbedarf besteht in den Bereichen Demand-Side-Management, effizienter Speichertechnologien, intelligenter Netze sowie „Power to X“-Technologien für die Substitution von Kraftstoffen (PtG, PTL) und als Rohstoff für die Industrie (PtC). Neben den technologischen Herausforderungen gewinnen darüber hinaus Forschungsarbeiten zu den sozioökonomischen Anforderungen an ein zukunftsfähiges Energieversorgungssystem, wie z. B. Marktmechanismen und Geschäftsmodelle sowie Akzeptanz, zunehmend an Bedeutung.



Notizen

Impressum

EnergieAgentur.NRW GmbH
Roßstraße 92
40476 Düsseldorf

Telefon: 0211/837 1930
hotline@energieagentur.nrw
www.energieagentur.nrw

© EnergieAgentur.NRW GmbH/EA459

Gestaltung

www.designlevel2.de

Stand

10/2016

Ansprechpartner

Indra Theisen
Netzwerk Energiewirtschaft – Smart Energy
theisen@energieagentur.nrw
www.energieagentur.nrw/netzwerk-energiewirtschaft

Georg Unger
Cluster EnergieForschung.NRW
unger@cef.nrw.de
www.cef.nrw.de

Redaktion

Sabine Michelatsch, EnergieAgentur.NRW

Bildnachweis

Titel: Shutterstock/LeoWolfert, S. 8: Fotolia/chombosan,
S. 9, 10: RWHT Aachen University, S. 13: Forschungs-
zentrum Jülich, S. 18: EnergieAgentur.NRW, S. 20: DLR,
S. 21, 22: Fraunhofer UMSICHT, S. 26: Ute Grabowsky,
Photothek/Forschung für Nachhaltige Entwicklung,
S. 27: Wiley/Angew. Chemie, S. 34: Fotolia.com/vencav,
S. 35: Shutterstock/Wolfilser, S. 43: Aurubis AG,
S. 44: dena, S. 45, 46: Trimet, S. 53: Amprion

Die EnergieAgentur.NRW GmbH verwendet in ihren Veröffentlichungen allein aus Gründen der Lesbarkeit die männliche Form von Substantiven; diese impliziert jedoch stets auch die weibliche Form.



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung