

In Süddeutschland
nimmt die Energiewende
Form an.



C/sells-Community _ das Magazin

ZELLE ALTDORF – Ein Stromnetz, das mitdenkt

ZELLE MANNHEIM – Ein Stadtquartier, das partizipativ entsteht

ZELLE NORDHESSEN – Ein Marktumfeld, das flexibles Handeln auslöst

ZELLE SCHWÄBISCH HALL – Eine Energieerzeugung, die neu entsteht

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Vorwort

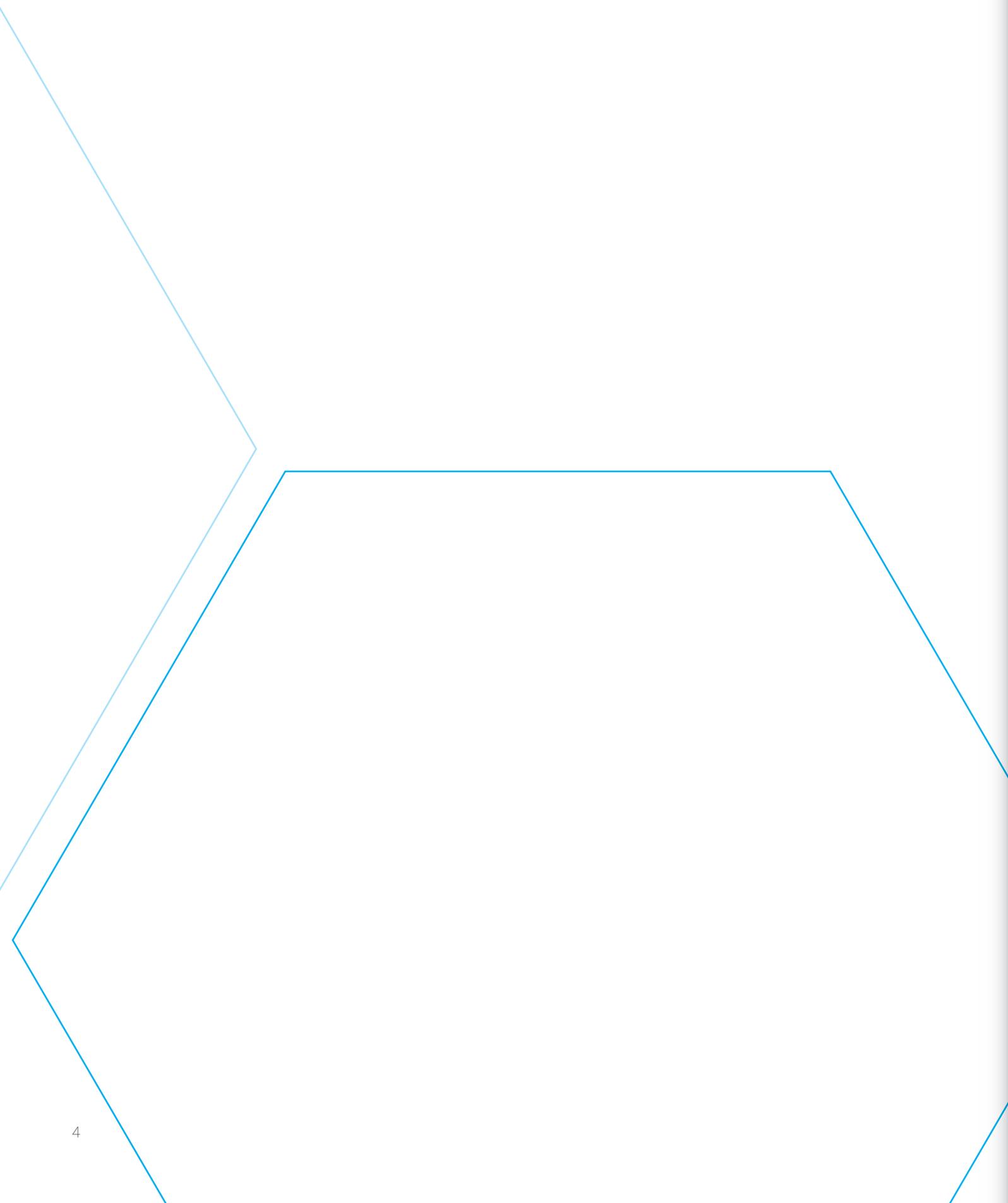
Liebe Leser, C/sells-Partner, SINTEG-Akteure und Energiewende-Unterstützer,

mit der ersten Ausgabe des C/sells-Magazins informieren wir über eine Auswahl der ersten Zwischenergebnisse, die unsere C/sells-Community seit Januar 2017 erreicht hat. Besonders im Fokus ist unser zellulärer Ansatz, denn dort – in den Demonstrations- und Partizipationszellen – passiert es: Energiewende wird erlebbar. An über 40 Orten in Bayern, Baden-Württemberg und Hessen werden unterschiedlichste Aktivitäten initiiert, die das digitale Energiesystem der Zukunft erforschen und erproben – unter Einbeziehung zahlreicher beteiligter Prosumenten, Bürgerinnen und Bürger, kommunaler Akteure und der Industrie und Wirtschaft. Deswegen präsentieren die Autoren in diesem Magazin einige ausgewählte Zellen und zeigen auf, was genau sich in Altdorf bei Landshut in Bayern, in Mannheim, in Nordhessen und in Schwäbisch-Hall verändert.

Besonders stolz sind wir auf die gemeinsam in der C/sells-Community erarbeitete Leitidee, die in einem iterativen Prozess unter Einbindung zahlreicher Mitwirkender und -schreibender ein gemeinsames Verständnis von C/sells unter den mehr als 50 Partnern und mehr als 300 Personen in der Community darstellt. Das umfangreiche Leitidee-Papier haben wir für dieses Magazin auf einen kompakten Artikel verkürzt und hoffen, Ihnen hiermit einen Einstieg in die Welt von C/sells zu ermöglichen. Viel Vergnügen bei der Lektüre wünscht das C/sells-Partizipationsteam aus dem Arbeitspaket 2.7 »Partizipationsarbeit in komplexen Strukturen mit Partikularinteressen«.

Melanie Peschel,
Arbeitspaketleitung Partizipation,
Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.





Inhalt

Vorwort

Das große Ganze

Die Keimzellen der digitalen Energiewende 6

C/sells: Unsere Leitidee 12

Zellen im Portrait

ALTDORF – Ein Stromnetz, das mitdenkt 16

MANNHEIM – Ein Stadtquartier, das partizipativ entsteht 18

NORDHESSEN – Ein Marktumfeld für flexibles Handeln 20

SCHWÄBISCH HALL – Decarbonisierte Energieerzeugung 26

C/sells in der Presse

Der zelluläre Ansatz 30

Das Energiesystem der Zukunft 34

Partizipation – dort passiert es

Neun Kommunen für die Mitmach-Energiewende 36

C/sells bewegt Süddeutschland

Die Keimzellen der digitalen Energiewende

Autoren: Dr.-Ing. Albrecht Reuter (Fichtner IT Consulting GmbH), Julia Birkelbach (TenneT TSO GmbH), Dr.-Ing. Rainer Enzenhöfer (TransnetBW GmbH), Nico Lehmann (KIT), Peter Maas (IDS GmbH), Melanie Peschel (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.) und Christian Radl (TransnetBW GmbH).

100 Millionen Euro werden in den nächsten vier Jahren in der Modellregion »C/sells« in Süddeutschland investiert. Baden-Württemberg, Bayern und Hessen werden dabei zum »Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende«. Das von der Bundesregierung aufgelegte Förderprogramm weist den Weg in die Zukunft des digitalen Energiesystems, welches die Energiewende braucht.

-  Partizipationszelle
-  Demonstrationszelle
-  Partizipations- und Demonstrationszelle
-  weitere 6 überregionale Zellen
-  Anzahl der Demonstratoren pro Zelle



»

Unsere Energieinfrastruktur wird erneuerbar, dezentral, service-orientiert und partizipativ. C/sells will diesen Wandel mit einer Vielfalt an Akteuren mitgestalten und anhand konkreter Demonstrationszellen in den Sonnenländern Baden-Württemberg, Bayern und Hessen die Machbarkeit zeigen.

«

Dr.-Ing. Albrecht Reuter

GESAMTPROJEKTLEITER C/SELLS



Die Energiewende-Ziele für Deutschland wurden durch die Beschlüsse der Bundesregierung im Juni 2011 festgelegt und in mehreren internationalen Vereinbarungen, wie z.B. der COP21 (Conference of the Parties) in Paris, weiterentwickelt. Im Kern bedeutet Energiewende die weitestgehende Dekarbonisierung der Infrastrukturen bis zur Mitte des Jahrhunderts, die vollständige Abkehr von der Nutzung von Kernkraft bis 2022 und der schrittweise Umbau der Energieversorgungsstrukturen von einer ressourcenbasierten Energiewirtschaft (Kohle, Gas, Öl) hin zu einem technikorientierten System, das auf erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft, Biomasse) fußt.

Zum Jahreswechsel 2016/17 erfolgte der Startschuss für fünf Demonstrationsvorhaben in Deutschland, die im Rahmen des Förderprogramms »Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende« (SINTEG) bis Ende 2020 stattfinden. Die größte dieser Modellregionen erstreckt sich über die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern und Hessen und heißt »C/sells«. Im C/sells-Projekt haben sich 59 Partner aus Wissenschaft, Industrie und Netzbetrieb zusammengeschlossen, um das 100-Millionen-Euro-Projekt über vier Jahre auf eine erfolgreiche Ausbreitung im Massenmarkt vorzubereiten. Dabei steht das »C« für Cells, für die Zellen, die in Summe die gesamte Modellregion ausmachen. »sells« verweist auf neue Geschäftsmodelle, die mit der digitalen Energiewende neue Wirtschaftsstrukturen und -chancen entstehen lassen. Die Energiewirtschaft muss sich zum einen sukzessive auf neue Player einstellen und zum anderen die Energieversorgung trotz aller Veränderungen, Volatilitäten und Ungewissheiten stabil hal-

ten. Gute Chancen haben insbesondere jene, die die Mechanismen der Digitalisierung verstanden haben und zum Kernbestandteil ihrer Geschäftsmodelle machen.

Smart Grids für ein intelligentes Energiesystem

C/sells demonstriert, wie die Energiewende und der Ausbau erneuerbarer Energien großflächig umgesetzt werden können. Dabei entwickeln und demonstrieren die Projektpartner das Zusammenwirken von sogenannten Zellen des durch die Energiewende vorgezeichneten, zukünftigen Energiesystems.

Zellen können sowohl Erzeuger und Netze als auch Verbraucher und Speicher umfassen, die sich meist in einer räumlichen Nähe zueinander befinden: So stellen Städte, Quartiere, Straßenzüge und auch Areale wie Flughäfen oder Industriegebiete C/sells-Zellen dar. Ausgehend von über 30 Demonstrationszellen entsteht eine Vielfalt zellulär strukturierter Energiesysteme, die durch die aktive Partizipation der Beteiligten mitgestaltet werden. »Neben den Demonstrationszellen, die technische Lösungen sowie Marktansätze demonstrieren und den Partizipationszellen mit besonderem Augenmerk auf die Kommunikation, laden wir auch C/sells-Citys ein, sich unserem Movement anzuschließen. Die ersten Kommunen haben bereits ein Memorandum of Understanding unterzeichnet. Das Interesse ist groß.«, so Albrecht Reuter, Gesamtprojektleiter von C/sells.

Denn die Energiewende benötigt ein breites Movement in der Gesellschaft, so Reuter. Ein massives Umdenken in Bezug auf

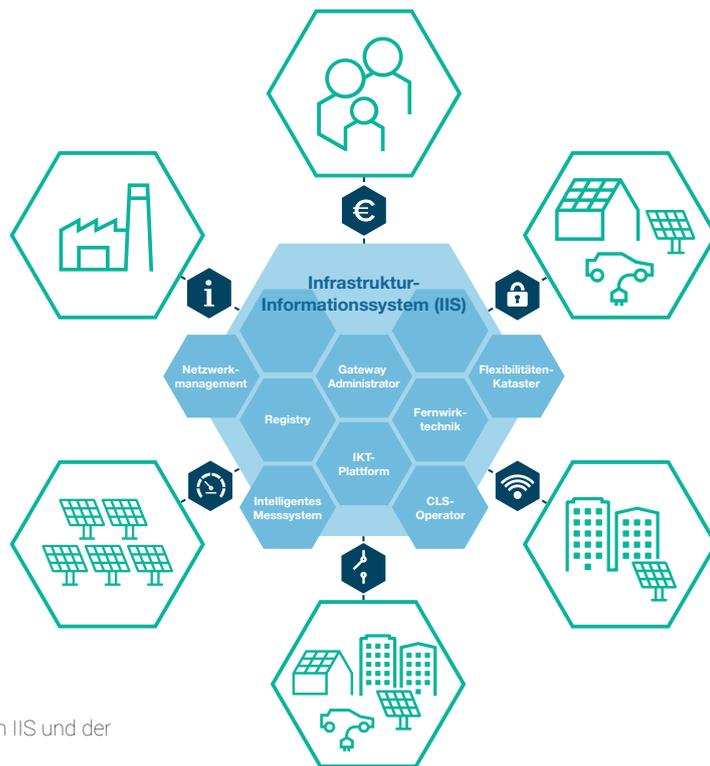


Abb. 1: Zusammenspiel zwischen IIS und der Energieinfrastruktur

Gewohnheiten im Umgang mit Energie oder Energiedienstleistungen ist notwendig, um Reibungsverluste bei der Transformation des Energiesystems gering zu halten. Um die Entwicklungswünsche und Kommunikationsbedürfnisse der Bevölkerung wie auch der Wirtschaft aufzugreifen, ist eine frühzeitige, aktive Einbindung notwendig. Die engagierte Teilnahme einer Vielzahl von Akteuren wird eine gesamtgesellschaftliche Bewegung schaffen, die die Energiewende aktiv vorantreibt und so die Denkwende möglich macht, welche die digitale Energiewende braucht. Die Energiewende-Ziele der Bundesregierung erfordern ein vollkommen neues Energiesystem mit intelligenten Netzen, um den immer größer werdenden Anteil erneuerbarer Energien automatisiert in den Stromnetzen zu steuern. Das Demonstrationsvorhaben C/sells entwickelt hierzu die Blaupause für das Energiesystem der Energiewende.

Drei zentrale Instrumente des digitalen Energiesystems

Das »Infrastruktur-Informationssystem (IIS)«, die »Abstimmungskaskade« und der »regionalisierte Handel mit Energie und Flexibilitäten« stellen die drei zentralen Instrumente und zugleich die Verbindungsglieder des C/sells-Projektes dar.

Das C/sells Infrastruktur-Informationssystem (IIS) stellt den Markt- und Netzakteuren Informations- und Zugriffsdienste mit den dazu erforderlichen Instrumenten bereit, um die Optimierung sowohl auf Zellebene als auch im Zellverbund zu ermöglichen und einen Marktzugang für Flexibilitäten zu schaffen. Das IIS sorgt dafür, dass der Informations- und Datenaustausch

z.B. zu horizontalen und vertikalen Energieflüssen zwischen den Zellen wirtschaftlich, interoperabel und sicher stattfindet. Hierzu unterstützt das IIS Energienetze, Energie(dienstleistungs-)märkte und Liegenschaften mit gemeinsamen Informationen und Kommunikationstechniken. Das IIS besteht aus Komponenten der Sensorik, der Aktorik, des Kommunikationssystems und gemeinsamer Basisdienste, wie in Abb. 1 skizziert.

Die Abstimmungskaskade ist eingebettet in die Organisation intelligenter Energienetze, die in einer vielfältigen, komplexen Zellstruktur erfordert, dass die Netze über alle Spannungsebenen hinweg rasch und weitgehend automatisiert kommunizieren und agieren. Dem Zellgedanken folgend, können erkannte oder prognostizierte, kritische Netzzustände automatisiert sowohl innerhalb der Zelle als auch im Zellverbund behoben werden.

Eine Schlüsselrolle spielt hier der kontinuierliche Austausch von Informationen zum Netzzustand zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Vor diesem Hintergrund wurde eine Bewertungslogik des Netzzustandes in Form einer Ampel eingeführt. Ist die Ampel grün, liegen keine kritischen Netzzustände vor. In der gelben Ampelphase ist der Netzzustand eines Netzsegments, beispielsweise durch einen potenziellen oder tatsächlichen Netzengpass, gefährdet. In dieser sog. Marktpartizipationsphase können Zellakteure den Netzbetreibern Flexibilitäten als Alternative anbieten und so helfen, kritische Situationen zu vermeiden.

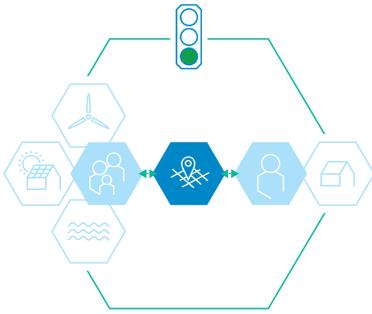


Abb. 2.1: Regionaler markt-dienlicher Handel

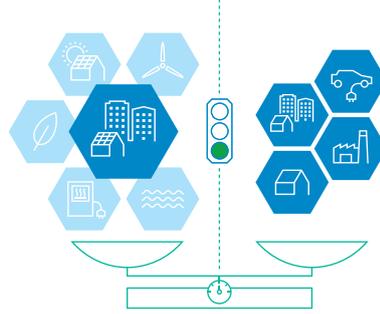


Abb. 2.2: Zentraler markt-dienlicher oder system-dienlicher Handel

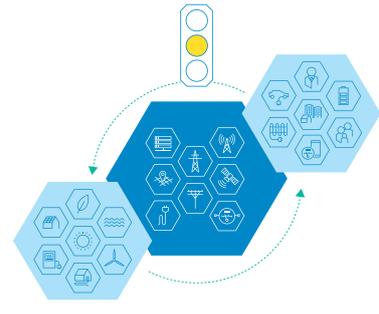


Abb. 2.3: Netzdienlicher Handel

C/sells-Beispiel

Familie Meier aus Dillenburg verkauft »ihren« Solarstrom an Herrn Beck, der Wert auf einen regionalen Strombezug legt. Ermöglicht wird dies durch eine Plattform oder P2P auf Basis der Blockchain-Technologie.

Plattform für regionalen Handel

C/sells-Beispiel

Die Zelle Franklin bietet Regelleistung an. Die Flexibilität stammt aus dem optimierten Einsatz einer Vielzahl kleiner Anlagen.

Sektorenübergreifende Optimierung in Quartierszellen

C/sells-Beispiel

Anlagenbetreiber aus der Zelle Altdorf bieten einem Netzbetreiber Flexibilität einzelner Anlagen für das Engpassmanagement über eine Flexibilitätsplattform an. So können kritische Netzzustände verhindert werden.

Marktbasiertes Netzengpassmanagement

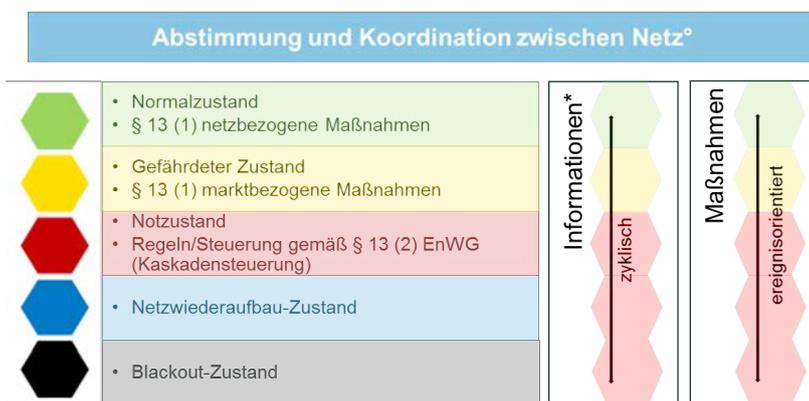
Schaltet die Ampel auf Rot, ist die Systemstabilität und damit die Versorgungssicherheit unmittelbar gefährdet. In diesem Fall dürfen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber nach § 13 Abs. 2 EnWG (entspricht der roten Ampel) die Erzeugungs- bzw. Verbrauchssituation durch direkte Regelung von Anlagen adaptieren, um die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten zu können.

Die in C/sells angedachte automatisierte, einheitliche Abwicklung von Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität minimiert die Dauer von roten Phasen. Damit wird eine diskriminierungsfreie, gleichberechtigte und ungehinderte Entfaltung der Akteursvielfalt ermöglicht, wobei die Netzbetreiber dem Markt die Netzinfrastruktur diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen und damit die Rolle des Market Facilitators übernehmen.

Regionalisierter Handel bindet Akteure partizipativ ein

Die C/sells-Akteure können sowohl regional Energie und Flexibilität kaufen und verkaufen als auch auf den weiterentwickelten bisherigen, zentralen Märkten handeln und somit Erlöse erzielen. Eine Möglichkeit den regionalisierten Handel umzusetzen besteht in der Schaffung regionaler Märkte (kurz: Regiomärkte).

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, dass zentrale Märkte um regionalisierte Produkte erweitert werden. Ungeachtet der genauen Ausgestaltung des regionalisierten Handels steht es den C/sells-Akteuren frei, die Netzbetreiber bei Engpasssituationen im Netz zu unterstützen (z.B. Batteriespeicher speisen bei geringer Photovoltaik-Erzeugung ein), den Strom untereinander zu handeln (z.B. Verkauf des Stroms an einen Abnehmer



^o z.B. in Anlehnung an VDE-AR-N-4140, VDE-AR-N-4141
* z.B. auf Basis SO GL

im Nachbardorf) oder wie bereits heute zentral zu verkaufen (an der Strombörse oder am Regelenergiemarkt).

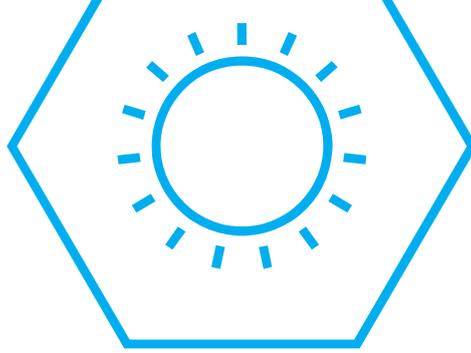
Der C/sells-Handel schafft vielfältige Partizipationsmöglichkeiten und gibt allen Akteuren im zukünftigen Energiesystem einen ökonomischen Rahmen. Das C/sells-Marktdesign berücksichtigt dabei die Wechselwirkungen unterschiedlicher, parallel existierender Märkte mit regionalisierten und nicht regionalisierten Produkten und darüber hinaus die Umsetzbarkeit der Energieflüsse aufgrund physikalischer Netzrestriktionen im Rahmen der Ampelphasen.

Der Deutsche Bundestag hat eigens mit der sogenannten SINTEG-Verordnung die Möglichkeit geschaffen, die neuen C/sells-Marktkonzepte trotz der engen regulatorischen Rahmenbedingungen in der Praxis tatsächlich erproben zu können.

Süddeutschland als Schaufenster der intelligenten Energieversorgung

Süddeutschland, speziell Baden-Württemberg, Bayern und Hessen, besitzt alle Voraussetzungen für ein eindrucksvolles Schaufenster zur »Intelligenten Energieversorgung«. Die Region ist auf Grund der höchsten solaren Erzeugung in Deutschland, seiner vielschichtigen Netzstruktur mit ländlichen, dünn besiedelten Regionen, seinen Energiewende-begeisterten Bürgern, Politikern und Investoren sowie seiner zentralen Lage im europäischen Netzverbund für dieses Projekt prädestiniert. Europäische Vorhaben sind mit C/sells abgestimmt, sodass sich sowohl die Vorteile der europäischen Integration als auch einer Multiplikatorwirkung in den Nachbarländern entfalten werden.

Schon heute gibt es in Süddeutschland über 760.000 Prosumenten, die Strom nicht nur verbrauchen, sondern auch selbst erzeugen. Die vielfältige Akteursstruktur, die alle Wertschöpfungsstufen des zellulären Energiesystems umfasst, bietet ideale Voraussetzungen um neue Kooperationsmodelle zu entwickeln und umzusetzen. Mit C/sells wird damit ein fließender Übergang von der Demonstration bis zum Massenmarkt ermöglicht, der nach Vision der Projektbeteiligten durch das C/sells-Movement selbstverstärkend wirkt.



C/sells kompakt erklärt

C/sells: Unsere Leitidee

Autoren: Maximilian Arens (Devolu AG), Dr. Dierk Bauknecht (Öko-Institut e.V.), Dr. Elisabeth Dütschke (Fraunhofer ISI), Dr. Rainer Enzenhöfer (TransnetBW GmbH), Dr. Anke Eßer (Fraunhofer ISI), Prof. Dr. Wolf Fichtner (KIT), Dr. Sebastian Götz (Fraunhofer ISE), Dr. Birgit Haller (Dr. Langniß Energie & Analyse), Christoph Heinemann (Öko-Institut e.V.), Andreas Kießling (energy design & management consulting), Dr. Ole Langniß (Dr. Langniß Energie & Analyse), David Ritter (Öko-Institut e.V.) und Marilen Ronczka (PPC AG).

Was ist die Idee hinter C/sells und wie sieht das gemeinsame Verständnis von über 300 Projektbeteiligten aus? Eine Gruppe von Autoren aus den Übertragungsnetzen, Verteilnetzen, der Forschung, der Industrie und dem Dienstleistungssektor hat sich unter Anleitung von Christoph Heinemann vom Öko-Institut e.V. daran gewagt, die Leitidee für C/sells zu formulieren. Das Ergebnis ist ein umfangreiches Paper, welches in diesem Magazin kompakt zusammengefasst einen Überblick über C/sells gibt.



C/sells ist zellulär, partizipativ und vielfältig – für das Energiesystem der Zukunft.

Wir zeigen in mehr als 30 Demonstrations- und neun Partizipationszellen, wie ein Informationssystem die intelligente Organisation von Stromversorgungsnetzen und den regionalisierten Handel mit Energie und Flexibilitäten ermöglicht. So entwickeln wir die Blaupause des zukünftigen Energiesystems.

C/sells demonstriert, wie die Energiewende und der Ausbau erneuerbarer Energien umgesetzt werden können, um unser

Energiesystem nachhaltiger zu gestalten. Damit soll die globale Erwärmung auf unter 2 °C im Vergleich zu vorindustriellen Werten begrenzt werden (entsprechend der Vereinbarung der UN-Klimakonferenz in Paris). Dieses Ziel wollen wir wirtschaftlich, bei voller Gewährleistung der Versorgungssicherheit und unter Mitwirkung vieler Einzelakteure erreichen.

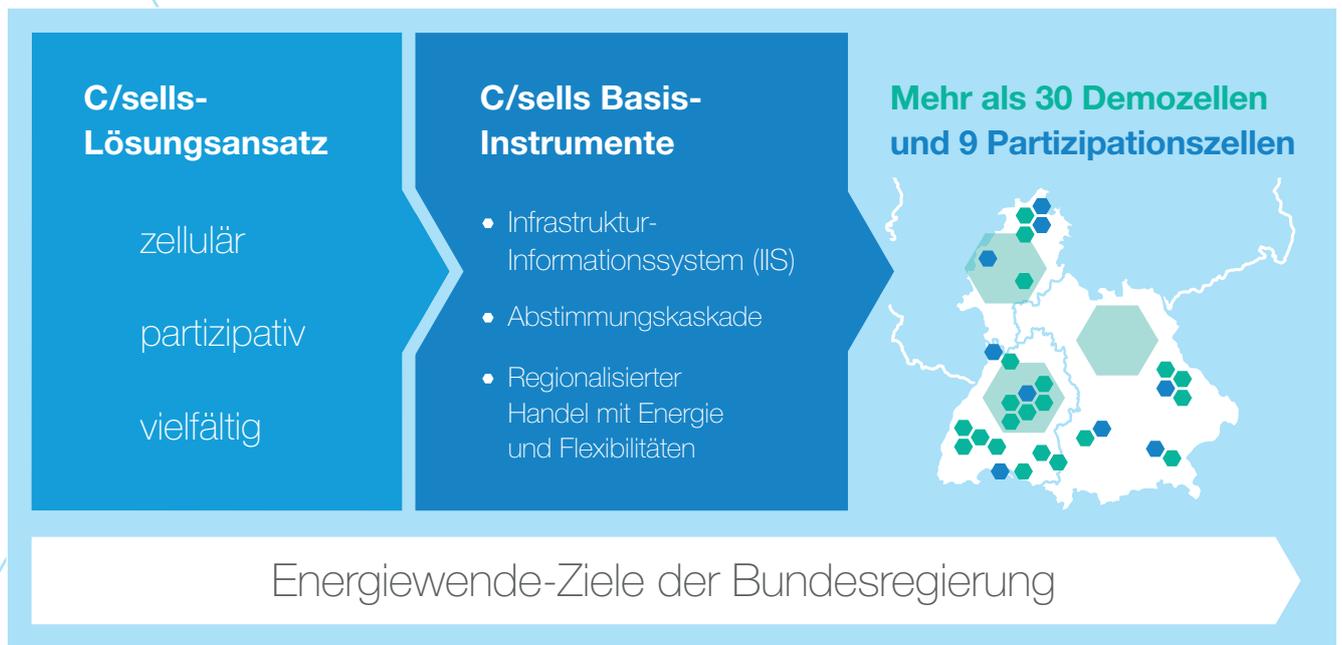
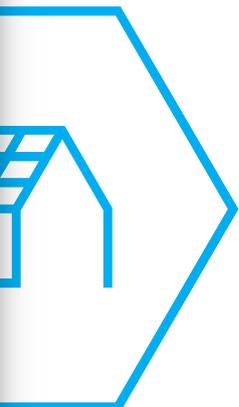


Abbildung 1: C/sells auf einen Blick – die Leitidee



Die beiden Leitidee-Autoren Christoph Heinemann und David Ritter geben auch im Podcast Einblick unter www.voicerepublic.com/users/smartgridsbw



Zellulär

Mit dem zellulären Ansatz teilen wir abgegrenzte Gebiete in sogenannte Zellen ein. Diese sind untereinander verbunden und handeln autonom. Die Zellen können vielfältige Funktionen und Aufgaben übernehmen. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch von Energie innerhalb einer Zelle wird ebenso geregelt wie die netzdienliche Bereitstellung von Flexibilität. Somit wird auch regionalisierter Handel ermöglicht. Je nach Variante können so vielfältige Zellen entstehen mit unterschiedlicher Zellgröße (z.B. einzelne Liegenschaften, Stadtquartiere, Städte, usw.) und unterschiedlicher Zahl und Struktur von Akteuren (z.B. Verbraucher, Erzeuger, Speicher).



Partizipativ

C/sells sieht die gesellschaftliche Partizipation als eine zentrale Säule der Energiewende. Wir schaffen umfassende Möglichkeiten, dank derer sich Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen sowie Institutionen an der Transformation des Energiesystems beteiligen können. Diese Beteiligung erfolgt sowohl durch die aktive Mitgestaltung und Nutzung von Energiedienstleistungen und -produkten, als auch durch Investitionen in erneuerbare Stromerzeugung (z.B. Photovoltaik-Anlagen oder Windparks).



Die C/sells Basis-Instrumente

Die drei wesentlichen Instrumente zur Umsetzung der Energiewende in C/sells sind das Infrastruktur-Informationssystem (IIS), die Abstimmungskaskade sowie der regionalisierte Handel mit Energie und Flexibilität.

Das **IIS** bildet das informationstechnische Rückgrat von C/sells. Als modulare Infrastrukturmgebung zur Digitalisierung des Energiesystems, ermöglicht es die Kommunikation zwischen den Zellen. Es beinhaltet Sensorik, Aktorik, Komponenten des Kommunikationssystems und gemeinsame Basisdienste. Die Architektur des IIS gewährleistet die Widerstandsfähigkeit eines dezentralen und informationstechnisch vernetzten Energiesystems gegen Angriffe oder Störungen. Dadurch trägt es auch zur Stärkung der Versorgungssicherheit bei.

Die **Abstimmungskaskade** ist ein Instrument zur Sicherstellung der Netzstabilität und damit der Versorgungssicherheit in einer gelben bzw. roten Ampelphase. Über sie werden, netzbetreiberübergreifend und über alle Spannungsebenen hinweg, kritische Netzsituationen (vorhandene bzw. prognostizierte Netzengpässe oder bilanzielles Ungleichgewicht) über weitestgehend automatisierte Prozesse beseitigt. Dazu müssen Erzeuger und Verbraucher in die Netzsicht integriert werden. Informationen zu Netzzustand und Flexibilitätspotenzialen müssen bidirektional über standardisierte Schnittstellen und Prozesse zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren ausgetauscht werden. Im Gegensatz zur roten Ampelphase (Maßnahmen nach §13 (2) EnWG), in der die Netzbetreiber die Erzeugung bzw. den Verbrauch direkt beeinflussen, wird in der gelben Ampelphase (Maßnahmen nach §13 (1) EnWG) bei der Bereinigung von Netzproblemen verstärkt auf die Nutzung von netzdienlichen Flexibilitäten aus dem regionalisierten Handel (Marktpartizipation) gesetzt.

Vielfältig

Die zunehmende Dezentralisierung und auch Digitalisierung des Energiesystems wird die Vielfalt und Anzahl an Marktakteuren, Produkten und technischen Lösungen steigern. Im Rahmen von C/sells werden unterschiedliche Produkte, Lösungen und Regeln entwickelt, um diese Vielfalt zu strukturieren und zu organisieren. So werden auch neue Kundenbedürfnisse befriedigt. Diese Vielfalt spiegelt sich auch in den Demonstrationszellen wider, die im Rahmen von C/sells umgesetzt werden.



Regionalisierter Handel mit Energie und Flexibilität ist ein wichtiger Baustein zur Koordination der vielen Akteure des zukünftigen Energiesystems. Er unterstützt nicht nur die Aufrechterhaltung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz, sondern mit ihm schaffen wir zusätzliche Möglichkeiten zur Partizipation. Dadurch ermöglichen wir einer großen Anzahl an Teilnehmern, einen aktiven Beitrag zur Energiewende zu leisten und gleichzeitig ökonomische Erlöse zu erzielen.

C/sells ist ein weiterer wesentlicher Schritt in eine klimaverträgliche, auf erneuerbaren Energien basierende Zukunft. Wir sind stolz, diesen Schritt schon jetzt für kommende Generationen zu gehen.

ALTDORF – Ein Stromnetz, das mitdenkt

Autoren: Thomas Estermann, Simon Köppl, Andreas Zeiselmaier (alle FfE e.V.)

In dem ostbayerischen Dorf ist umgesetzt, was auf anderen Ebenen oftmals noch bloße Absichtserklärungen sind. Hier ist sie bereits installiert, die intelligente Stromnetzinfrastruktur. Altdorf hat zusammen mit C/sells den Wandel zu einer nachhaltigen Energieversorgung auf Basis von Solarenergie geschafft.

Der Umstieg auf erneuerbare Energien stellt das Stromnetz gerade im ländlichen Raum vor neue Herausforderungen. Im ostbayerischen Altdorf wurde deshalb ein Feldversuch initiiert, um Lösungen durch ein Smart Grid zu erproben.

In Ostbayern wird derzeit bewiesen, wie eine nachhaltige Energieversorgung auf der Basis von Solarenergie mithilfe von Smart Grids nicht nur sicher, sondern auch kostengünstig realisierbar ist. Der Feldversuch in Altdorf liefert dabei wichtige Erkenntnisse für eine möglichst effiziente, solare Energiewende, insbesondere in Regionen mit bereits heute hohem Anteil an erneuerbarer Energie.

Mit dem Feldversuch in Altdorf soll eine intelligente Stromnetzinfrastruktur aufgebaut und erprobt werden. Hierfür implemen-

tiert der Verteilnetzbetreiber Bayernwerk in Kooperation mit den Projektpartnern PPC, der FfE GmbH, Intel und der OTH Regensburg – unter der wissenschaftlichen Koordination des FfE e.V. – ein Smart Grid mit mehreren hundert intelligenten Messsystemen und bis zu 150 steuerbaren Elementen in Ostbayern. Im Zentrum stehen intelligente Messsysteme, innovativen Steuerboxen und die Vernetzung über Mobilfunk oder Powerline. Die digitalisierte Stromnetzinfrastruktur muss dabei höchsten Sicherheitsstandards genügen und eine hohe Performance aufweisen, was fortlaufend analysiert und weiterentwickelt wird. Auch Fragestellungen zur Resilienz und zur Vulnerabilität stehen im Fokus der Untersuchungen.

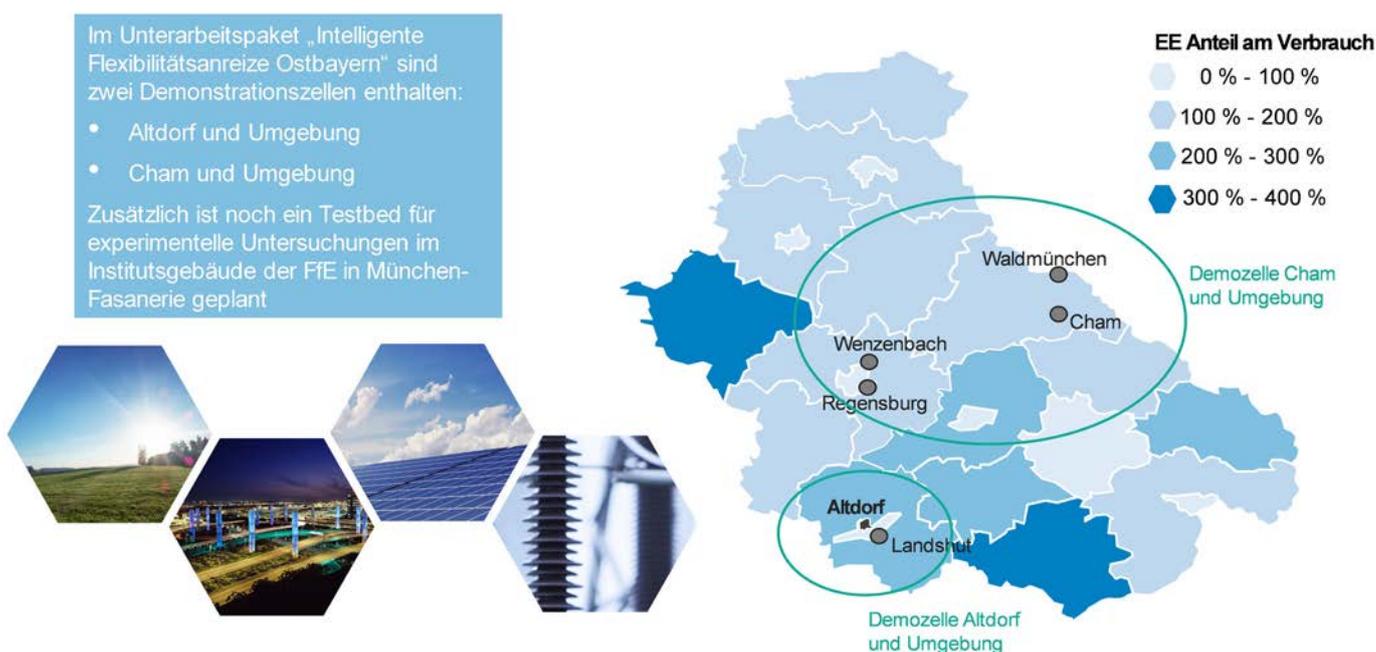


Abbildung 1: Übersicht über die Projektregion in Ostbayern

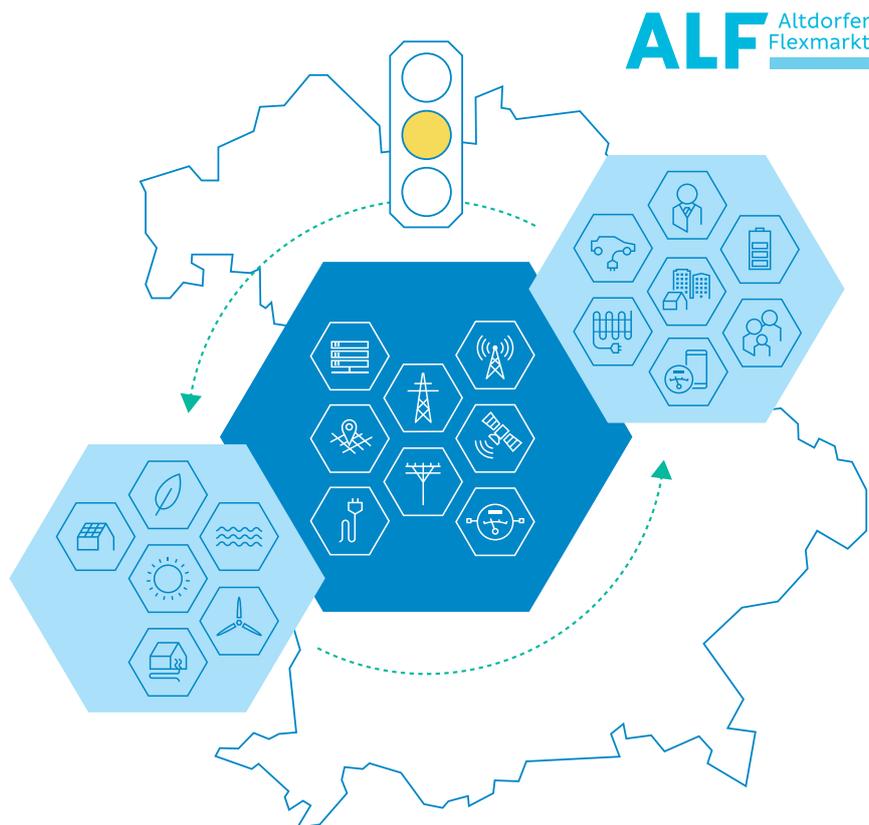


Abbildung 2: ALF - Flexibilitätsplattform Ostbayern

Nutzung von Flexibilität

Mit der implementierten digitalisierten Infrastruktur wird die Grundlage für die Umsetzung einer intelligenten Energieversorgung vor Ort geschaffen. Mit den erfassten Daten, sowohl aus dem Netz als auch über die Betriebszustände der angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher, ist es möglich, die verschiedenen Anbieter von Flexibilität über neue Marktmechanismen insbesondere für den Einsatz zum Engpassmanagement verfügbar zu machen. Die gefundenen Lösungen ermöglichen es dem Netz, flexibel auf unterschiedliche Situationen zu reagieren, wodurch Komponenten und Infrastruktur effektiv genutzt werden. So kann sowohl die Integration erneuerbarer Energien gefördert werden als auch Kosten gespart werden.

Zur marktlichen Erschließung der verschiedenen Flexibilitätsoptionen wird eine Flex-Plattform in der Projektregion Ostbayern entwickelt und implementiert. Basis hierfür stellen die Analyse und der Vergleich verschiedener Integrationsmodelle sowie eine Untersuchung der Anforderungskriterien der beteiligten Akteure dar.

Die regionalisiert erfassten und anhand Ihrer spezifischen Kennzahlen beschriebenen Flexibilitätsoptionen stehen dabei als Angebot der Nachfrage durch den Netzbetreiber oder auch anderen Akteuren, wie z.B. dem Bilanzkreisverantwortlichen, gegenüber. Auf der Plattform folgen daraufhin die optimierte Allokation und das Matching von Nachfrage und Angebot.

Durch Integration der verfügbaren Flexibilitätsoptionen aus den beiden weiteren ostbayerischen Demozellen wird die Wirksamkeit und Realisierbarkeit der Flex-Plattform getestet und bewertet. Zentrales Ziel ist es, die Anforderungen an eine zukunftsfähige Netzinfrastruktur zu ermitteln und zu identifizieren, wie Erzeuger, Speicher und Verbraucher netz- und systemdienlich flexibilisiert werden können. Der Feldversuch kann damit als Blaupause für vergleichbare Regionen dienen.

Zellen im Portrait – Hier passiert die Energiewende

MANNHEIM – Ein Stadtquartier, das partizipativ entsteht

Autor: Dr. Robert Thomann (MVV Energie AG).

Die Energiewende von Beginn an gemeinsam umsetzen, daran arbeitet C/sells im Franklin-Areal in Mannheim. Dort entsteht auf dem Gelände einer ehemaligen US-Wohnsiedlung ein lebendiges, zukunftsfähiges Stadtquartier. Im Rahmen von Franklin ergreift C/sells die Chance, ein entstehendes Quartier bereits heute an das intelligente Energiesystem von morgen anzupassen.

Auf dem Weg zur »Energie-Community«

So groß wie die gesamte Mannheimer Innenstadt soll es werden – das Stadtquartier »Franklin«, das derzeit auf dem Benjamin Franklin Areal der Universitätsstadt im Zentrum der Metropolregion Rhein-Neckar entsteht. Die Vision ist eine integrierte, energieeffiziente Quartiersentwicklung, versorgt mit erneuerbaren Energien.

Nach über 60 Jahren Nutzung durch die US-amerikanischen Streitkräfte treibt die Stadt Mannheim nun auf 144 Hektar Fläche ein nachhaltiges Quartierskonzept voran. Dabei soll Energie mit Innovation und der Kraft der Gemeinschaft verbunden werden – und eine umweltfreundliche Nachbarschaft entstehen.

Zukunftsorientierte, nachhaltige Konversion

Denn: Für ein nachhaltiges Wirtschaften und einen wirkungsvollen Beitrag zur Energiewende ist der bewusste Umgang mit Energie unverzichtbar.

Dass damit nicht unbedingt ein Verzicht verbunden sein muss, zeigt das Mannheimer Energieunternehmen MVV, das ein Energiekonzept für eine zukunftsorientierte Konversion in dem neuen Quartier entwickelt hat und nun umsetzt.

»Wir entwickeln dort eine ‚Energieversorgung der Zukunft‘, die eine zuverlässige und bezahlbare Versorgung mit nachhaltiger Erzeugung verbindet«, erklärt Bernhard Schumacher, Projektleiter der Konversion bei MVV. »Das Forschungsprojekt C/sells, das wir im Rahmen der bundesweiten Schaufenster Intelligente Energie auf Franklin voranbringen, ist ein wichtiger Teil davon. Gemeinsam schaffen wir dort mit Hilfe transparenter Energieflüsse ein zukunftsorientiertes Energiesystem.«

Transparente Energiebilanz für Bewohner

Im Mittelpunkt stehen dabei alle Menschen, die Energie nutzen und erzeugen. Die Digitalisierung gibt den Treibern des neuen Quartiers die notwendigen Werkzeuge an die Hand, um die Energieflüsse im Quartier allen Bewohnern in Echtzeit zugänglich zu machen. So haben sie zu jedem Zeitpunkt den vollen Überblick über ihr eigenes Energieverhalten und können die energetische Bilanz ihres Umfelds beeinflussen.

Diese Transparenz schafft zudem die Grundlage für eine optimale Steuerung der Energie auf Franklin und ermöglicht eine effiziente und ökologische Lokalversorgung. Das gilt sowohl für den einzelnen Haushalt als auch für die gesamte Gemeinschaft – und macht Energie zu einem Teil des nachbarschaftlichen Miteinanders.

Stromerzeugung vor Ort

Ein weiterer wichtiger Baustein der Energiewende ist der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch. Auch hier ist Franklin zukunftsweisend: Der Strom, der direkt im Quartier erzeugt wird, kann mit Hilfe digitaler Technik auch hier verwendet werden. Das spart den Transport über weite Strecken, vermeidet Verluste und entlastet die Stromnetze. Nur wenn vor Ort kein Ausgleich möglich ist, findet ein Austausch mit dem übergeordneten Netz statt. Über das Energieportal oder eine spezielle App sehen die Franklin-Bewohner jederzeit, wann die Erzeugung hoch ist, sie

also Strom sinnvoll verbrauchen können – entweder ihren eigenen oder auch Strom von anderen. Denn wer mehr Strom erzeugt, als er selbst verbraucht, stellt ihn lokal zur Verfügung. So können Energieverbrauch und das Potenzial für Einsparungen direkt erlebbar gemacht werden.



Abb. 1: 1,4 Millionen Quadratmeter Möglichkeiten bietet das neu entstehende Quartier Franklin bei Mannheim seinen künftigen Bewohnern. Darstellung: MWSP/sinai

Zellen im Portrait – Hier passiert die Energiewende

NORDHESSEN – Ein Marktumfeld für flexibles Handeln

Autor: Dr.-Ing. Sebastian Breker (EAM).

Von neuen Handlungschancen profitieren: Mit C/sells wird genau das möglich. In Nordhessen zeigt das Projekt, wie vorhandene Flexibilitäten für eine kostengünstige, stabile Versorgung im Kontext der Energiewende genutzt werden können.

Nutzung von Flexibilitäten im Rahmen eines regionalen Marktumfeldes

Der unter dem Begriff Energiewende subsumierte Umbau des Energieversorgungssystems in Deutschland wird als zweite industrielle Revolution und gesamtgesellschaftliche Aufgabe verstanden. Mit der Einführung des Stromeinspeise- und später des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) in Deutschland wurde im Bereich von Wind-, Solar- und Biomasseanlagen eine enorme Investitionswelle in Gang gesetzt, die mittlerweile zu einer installierten Gesamtleistung von über 100.000 MW in Deutschland geführt hat. Neben den zentralen Kraftwerken, die Strom auf der Ebene der Höchst- und Hochspannungsnetze erzeugen, speisen nun immer mehr kleine Erzeuger dezentral Strom aus erneuerbaren Energien in das Verteilnetz, das die regionalen unteren Ebenen des Stromnetzes umfasst, ein. Letztverbraucher werden zu »Prosumern«, d. h. sie sind nicht mehr nur reine Stromkonsumenten, sondern auch -produzenten. Diese Veränderung der Erzeugungsstruktur beeinflusst den Stromfluss im Netz. Floss der Strom in früheren Zeiten ausschließlich in eine Richtung, von den wenigen Großkraftwerken in den übergeordneten Übertragungsnetzen hin zu den Letztverbrauchern im regionalen Verteilnetz, so dreht sich die Stromflussrichtung heute immer häufiger um.

Ein weiterer Aspekt ist, dass im Vergleich zur relativ konstanten Stromproduktion großer Kraftwerke erneuerbare Energien ihren Strom dargebotsabhängig produzieren, z. B. wenn der Wind weht oder die Sonne scheint. Diese Stromproduktion findet allerdings häufig nicht zu Zeiten statt, in denen Energie auch wirklich benötigt wird. Das Stromnetz muss daher umgerüstet werden, um mit diesen Schwankungen umgehen zu können.

Mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien zeigen sich die Grenzen der verfügbaren Netzkapazitäten zwischenzeitlich auch in hessischen Stromnetzen. Für die Zukunft resultiert ein erheblicher Handlungsbedarf, um die weiterhin steigende Anzahl erneuerbarer Energien gesamtsystemisch in die regionalen Stromnetze zu integrieren. Unter den aktuellen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für das elektrische Energiesystem ist ein investitionsintensiver Ausbau mit Stationen, Transformatoren und Leitungen häufig noch Mittel der Wahl zur Beseitigung von Engpässen im Verteilnetz, die durch den Ausbau erneuerbarer Energien verursacht werden. Der Ausbau der Stromnetze wird durch einen Anteil im Strompreis, dem Netzentgelt, durch den Letztverbraucher finanziert. In Zukunft kann eine intelligente Steuerung des Verbrauchs- und Erzeugungsverhaltens im Stromnetz dazu genutzt werden, den notwendigen Netzausbau zu begrenzen. Dazu muss das Verteilnetz für den flexiblen Austausch von Energie und Informationen in alle Richtungen ausgelegt werden und Anreize setzen, Strom dann bereitzustellen bzw. zu verbrauchen, wenn es erforderlich ist.



Abb. 1: RegioFlexMarkt Hessen
Darstellung: House of Energy e.V.

Flexibilität verstehen und als Mehrwert nutzen

Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer netzdienlichen Flexibilisierung des Verbrauchs- bzw. Erzeugungsverhaltens im Verteilnetz. Ein Beispiel hierfür ist, dass ein Letztverbraucher seinen Solarstrom tagsüber in einem hauseigenen Batteriespeicher zwischenspeichert und abends verbraucht, um keine Belastungsspitzen im Netz zu verursachen.

Auf ähnliche Weise könnte ein Industrie- oder Gewerbebetrieb nicht zeitkritische Prozesse in Zeiten verlagern, in denen viel Strom im Netz vorhanden ist. Diese Flexibilität seitens der Letztverbraucher muss entsprechend honoriert werden. Dem Letztverbraucher, der heute für den Systemumbau bezahlt, muss also zukünftig ein wirtschaftliches, sicheres und umweltfreundliches Energiesystem geboten werden, an dessen Mechanismen er aktiv als Konsument, Produzent oder einer Kombination aus beidem, als »Prosumer«, teilnehmen kann, um auf individuelle Art und Weise einen Beitrag zur Kostensenkung zu leisten. »Hier stehen der Energiesektor und die Politik gemeinsam in der Verantwortung, ein System zu entwickeln, welches diesen Ansprüchen gerecht werden kann. Wir freuen uns, dass wir in Hessen im Projekt C/sells die Chance bekommen, hierbei aktiv mitwirken zu dürfen«, erläutert Nicolas Spengler vom kommunalen Energieversorger EAM.

Entsprechend dem Leitgedanken von C/sells besteht das zukünftige Energiesystem aus vielen Zellen, die autonom agieren und vielseitige Lösungen für die beschriebenen Herausforderungen bereitstellen. Eine Zelle kann in dieser Vision verschiedene Größenordnungen annehmen, beginnend von einem Haushalt

oder einer Liegenschaft bis hin zu einer Netzzelle, die einen Teil eines Stromnetzes repräsentiert.

»Unter den genannten Gesichtspunkten ist es strategisches Ziel für die C/sells-Akteure in Hessen, einen prototypischen regionalen Marktplatz für hessische Netzzellen zu entwickeln, an dem Konsumenten, Produzenten und »Prosumer« ihre Flexibilität in Verbrauch und Erzeugung anbieten können«, führt Prof. Peter Birkner aus, der als Geschäftsführer des »House of Energy e. V.« die Regionalkoordination der Projektaktivitäten in Hessen verantwortet.

Die Konzeption und das Design dieses regionalen Marktplatzes für Hessen übernehmen die Fachgebiete »Kommunikationstechnik«, »Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft« und »Intelligente Eingebettete Systeme« der Universität Kassel gemeinsam mit dem kommunalen Energieversorger EAM.

Die Plattform für den regionalen Marktplatz wird vom Fachgebiet Kommunikationstechnik entwickelt. Auf ihr laufen die verschiedenen Handelsmechanismen, die im Rahmen des Projektes untersucht werden sollen. Außerdem werden in die Plattform die Angebote und die Nachfragen nach Flexibilitäten eingegeben. Der Handelsmechanismus, wie etwa eine Auktion oder eine Zuordnung zu dem besten Angebot, kann dann situationsabhängig gestartet werden.

Wenn ein Handel ausgemacht ist, werden Möglichkeiten zum Abruf der Flexibilität durch den verantwortlichen Netzbetreiber zur Verfügung gestellt. Außerdem werden alle Aktionen protokolliert, um die Entscheidungen der Plattform jederzeit nachvollziehbar zu machen. »Aus informations- und kommunikations-

technischer Sicht werden dazu Eingriffe an den Schnittstellen zwischen den zukünftigen Marktakteuren durchgespielt, die für die zukünftige Aufgabe eines bidirektionalen Daten- und Informationsflusses und den Anschluss einer wachsenden Zahl von Geräten und Anlagen vorbereitet werden müssen«, erläutert Prof. Klaus David.

Durch die Demonstration der Funktionsweise des Marktes im »Reallabor« wird der Nachweis verfolgt, dass auf Ebene städtischer und regionaler Stromnetze Situationen beherrscht werden können, wie sie beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in den nächsten Jahrzehnten in Hessen zu erwarten sind. Mit Hilfe des prototypischen Handelssystems der Universität Kassel sollen später bereits im Feld reale Industriekunden und Erzeuger, die im Stromnetz der EAM angeschlossen sind und bei denen Flexibilitätspotentiale erschlossen wurden, mittels wirtschaftlicher Anreize für eine Teilnahme an dem prototypischen Markt gewonnen werden. »Der regionale Markt wird als Instrument für den Ausgleich des fluktuierenden Leistungsangebotes erneuerbarer Energien im regionalen Stromnetz genutzt und in zwei von uns versorgten hessischen Netzzellen – soweit technisch und rechtlich möglich – unter Einbeziehung von Akteuren modellhaft erprobt. Mit der Stadt Dillenburg konnten wir für die Umsetzung bereits einen wichtigen Partner aus dem kommunalen Umfeld gewinnen«, erklärt Nicolas Spengler, Projektverantwortlicher der EAM. »Neben diesen technischen Aspekten werden von uns auch ökonomische Fragestellungen bearbeitet, die einen Beitrag zur aktuellen Diskussion in Politik und Wissenschaft liefern. Eine besondere Herausforderung im Marktdesign liegt in der regionalen Komponente der gehandelten Produkte zur Beseitigung lokaler Engpässe im regionalen Stromnetz«, ergänzt Prof. Heike Wetzel vom Fachgebiet »Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft«. Gemeint ist, dass jede Flexibilität eine bestimmte Auswirkung auf die benachbarten Knoten (Elektrische Anschlusspunkte) im regionalen Stromnetz hat. Prinzipiell nehmen manche physikalischen Wirkungen, wie etwa eine Spannungserhöhung oder -verminderung, mit der Entfernung zur Flexibilität ab.

Demnach ist eine Flexibilität eigentlich ein Produkt, das ortsabhängige Preise hat, da für zwei unterschiedliche Orte im Verteilnetz, an denen ein Bedarf für Flexibilität besteht, die selbe Flexibilität unterschiedliche Auswirkungen hat. Dieser Umstand hat Auswirkungen sowohl auf die Angebotserstellung als auch die Angebotsnachfrage. So muss jedes Angebot und jede Nachfrage mit einem Ort im regionalen Stromnetz angegeben werden. Eine Auktion oder eine Zuordnung zu einem bestimmten Angebot muss dann ebenfalls unter Berücksichtigung der Orte im Verteilnetz erfolgen. Eine im Zuge des Marktdesigns zu untersuchende Fragestellung ist beispielsweise, ob der Ort eine geografische Angabe sein kann oder eher physikalisch der spezielle Knoten in der jeweiligen Verteilnetzstruktur sein muss.

Schaffung der technischen Voraussetzungen

Für einen realen Test des regionalen Marktplatzes müssen technische Voraussetzungen in den beiden Demonstrationszellen der EAM geschaffen werden. Generell ist im heutigen elektrischen Energiesystem die im Netz eingesetzte Sensorik zur Zustandserfassung sowie die Aktorik zur Realisierung weitgehend automatisierter Eingriffe in den Betrieb der Stromnetze nur auf der Ebene der Höchst- und Hochspannungsnetze vorhanden. In den unterlagerten regionalen Stromnetzen ist diese Technik in geringerem Maße vorhanden. Um das Last- und Erzeugungsverhalten in den Demonstrationszellen mit einem Marktmechanismus besser aufeinander abzustimmen und in einem Feldversuch zu erproben, müssen neuartige Sensoren und Aktoren eingesetzt werden.

Auf der Angebotsseite müssen innerhalb der Zellen netz- und marktdienliche Potentiale von am Projekt beteiligten Photovoltaik-Speichersystemen, Photovoltaik-Großkraftwerken, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden identifiziert und als Anbieter für Flexibilität ertüchtigt werden. Auch auf der Nachfrageseite werden innerhalb der Zellen die notwendigen technischen Voraussetzungen für eine Teilnahme an einem regionalen Marktplatz geschaffen. Dazu gehört die Installation intelligenter Stromzähler und Messsysteme, sogenannte Smart Meter, weitere Sensorik zur Erkennung kritischer Netzzustände in Stromnetzen, sowie die kommunikationsseitige Verknüpfung von Sensorik, Prozessleittechnik und aktiven Betriebsmitteln mit Netzführungssystemen der Netzbetreiber. Dem Austausch der alten Stromzähler gegen Smart Meter wird in der genannten Vorbereitung der Angebots- und Nachfrageseite eine wichtige Rolle zukommen.

Smart Meter werden je nach Ausstattung für Letztverbraucher, Netzbetreiber und Erzeuger die notwendigen Verbrauchsinformationen bereitstellen. Smart Grids übermitteln Informationen und schaffen beim Letztverbraucher die Grundlage für geeignete Anreize zur Verbesserung der Energieeffizienz. Die Einführung und insbesondere der flächendeckende Rollout von Smart Metern sind mit nicht unerheblichen Kosten, technischen Herausforderungen und Risiken verknüpft. Die Gewährleistung von Interoperabilität, Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen sind dabei einige Aspekte, denen erhöhte Aufmerksamkeit zu widmen ist. Voraussetzung für eine erfolgreiche und effiziente Einführung und Weiterentwicklung intelligenter Messsysteme ist ein erfolgreicher Test von Infrastruktur, Geräten und Schnittstellen.

Was sind die Herausforderungen – Und wie können Lösungen aussehen?

»Die EAM vertritt die Auffassung, dass branchenweit koordinierte Testphasen, im Gegensatz zu individuellen Tests, zu einer deutlich höheren Qualität der intelligenten Messsysteme vor dem Rollout führen. Sie reduzieren den unternehmensindividuellen Testbedarf auf ein wirtschaftlich verträgliches Mindestmaß und können sehr hohe Kosten, die durch zu spätes Erkennen von Problemen verursacht werden, vermeiden«, so Oliver Belz, Experte für Smart Meter bei der EAM. Daher werde man Smart Meter in einem Pilottest einführen und sich dabei mit Netzbetreibern und Herstellern intensiv abstimmen. Vor dem Pilottest, der im Rahmen des Projektes erfolgt, wurden in Labortests und Praxistests bei einer geringen Zahl von Kunden Integrationsfähigkeit, Interoperabilität und Zuverlässigkeit von Smart Metern bei möglichst vielen Geräteherstellern geprüft, sowie elementare Prozesse (insbesondere die Inbetriebnahme) beleuchtet und ausgestaltet.

In einem nachfolgenden Feldtest wurde die Zahl der beteiligten Kunden bereits auf über 100 erhöht, um verschiedene Kommunikationstechnologien und die Interoperabilität von Smart Metern verschiedener Hersteller im Feld zu prüfen sowie die Geschäftsprozesse (z. B. Abrechnung der Energiemengen) bei steigenden Testmengen zu verifizieren und zu optimieren. Die Labor-, Praxis- und Feldtests bilden die Basis für die Spezifizierung der Gesamtarchitektur. Sämtliche Ergebnisse werden von den Experten der EAM für den Pilottest berücksichtigt.

Mit der Möglichkeit einer geeigneten Erfassung und Beobachtung des Netzzustandes wird eine technische Grundlage für die Nutzung netzdienlicher Flexibilität im regionalen Stromnetz gebildet, mit der ein Netzbetreiber einen Flexibilitätsbedarf zur Behebung eines Netzengpasses erkennen kann. Jedoch reichen eine Kommunikationsinfrastruktur und entsprechende Sensorik auf Seiten des Netzbetreibers noch nicht aus, um Flexibilitätsbedarf frühzeitig am regionalen Marktplatz nachzufragen. Um eine frühzeitige Nachfrage zu ermöglichen, wird eine geeignete Prognose des Netzzustandes erforderlich. Die Erstellung von Prognosen zur Erkennung eines Flexibilitätsbedarfs in einem regionalen Stromnetz mittels Messungen und Prognosen ist neuartig und wird für die hessische Modellregion vom Fachgebiet »Intelligente Eingebettete Systeme« übernommen.

»Zur Prognose des Netzzustandes für z. B. einen Folgetag verarbeiten wir relevante Eingangsdaten wie Wetterdaten und das Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten aus der Vergangenheit mit Techniken des maschinellen Lernens, um auf diese Weise Aussagen für die Zukunft zu treffen«, erläutert hierzu Prof. Bernhard Sick. Gebraucht werden zeitnah für den Netzbetrieb wichtige Informationen zu kritischen Netzparametern wie z. B.

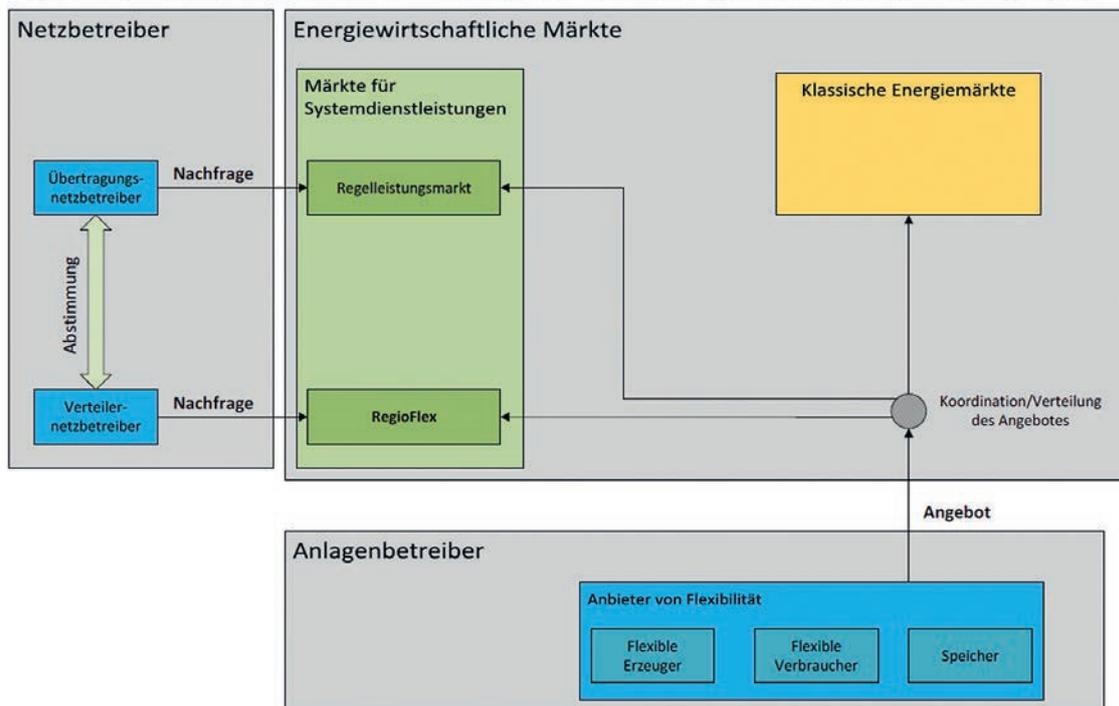
Spannung, Leistungsflüssen und Betriebsmittelbelastungen in den betroffenen Netzbereichen. Im Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers sollen mittels geeigneter Messungen kritische Netzzustände erkannt werden.

Sofern gemäß der Prognose herkömmliche Gegensteuerungsmaßnahmen im Netz nicht ausreichend sind, einen prognostizierten kritischen Netzzustand zu vermeiden, wird vom Netzbetreiber am regionalen Marktplatz ein Flexibilitätsbedarf angemeldet bzw. nachgefragt.

In der hessischen Modellregion wird durch die EAM besonderes Augenmerk bei der Erkennung des Netzzustandes auf die Rückwirkungen marktdienlicher Systeme bei Haushalts- und Gewerbekunden gelegt, da die Kenntnis der Rückwirkungen für einen künftigen Betrieb dieser Netze unumgänglich ist. Dafür werden Netzteile ausgewählt und zum Teil mit einer Photovoltaik-Speicher-Kombination (z. B. einem Batteriespeicher) und Home-Management-Systemen ausgestattet. In den Netzsträngen sollen auf diese Weise die veränderten Belastungen analysiert werden.

Die Untersuchungen umfassen dabei auch die Verwendung eines neuartigen, intelligenten und integrierten Verteilnetzmanagementsystems, um die Erfassung des Netzzustandes im Stromnetz der Zukunft für die Vielzahl der regionalen Stromnetze möglichst automatisieren zu können. Bei dem Test des Verteilnetzmanagementsystems soll geklärt werden, wie zukünftig Netzzustände automatisiert erfasst und ein sicherer Betrieb der Netze selbst in kritischen Netzzuständen gewährleistet und durch erneuerbare Energien verursachter Netzausbau reduziert werden kann.

Systemverständnis eines verteilnetzgetriebenen Regionalen Flexibilitätsmarktes



Funktionsweise des regionalen Marktes

Grundlage für einen zukünftigen Handel von Flexibilität an einem regionalen Marktplatz ist das vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW e.V. erarbeitete Smart-Grids-Ampelkonzept. Dieses Konzept beschreibt unter technischen Gesichtspunkten, zu welchen Zeiten zukünftig die Akteure am regionalen Markt zusammenarbeiten, um Engpässe im regionalen Stromnetz zu vermeiden.

Wie bei einer Verkehrsampel wird zwischen einer grünen, einer gelben sowie einer roten Ampelphase unterschieden, die den Netzzustand beschreiben. Die grüne Ampelphase symbolisiert in dem Smart-Grids-Ampelkonzept die Zeiten, zu denen eine technisch uneingeschränkte Nutzung des Stromnetzes möglich ist. In dieser Phase beobachtet der Netzbetreiber sein Netz und greift nicht in das Verbrauchs- oder Erzeugungsverhalten ein. Die rote Ampelphase zeigt hingegen an, dass die Netzstabilität akut gefährdet ist. Um diese Gefährdung für die Stromversorgung der Letztverbraucher unmittelbar beseitigen zu können, wird es für den Netzbetreiber erforderlich, steuernd oder regelnd in das Verbrauchsverhalten in seinem Netz einzugreifen. Diese rote Ampelphase gilt es möglichst zu vermeiden. Die gelbe Phase beschreibt den Übergang zwischen einem grünen und

einem roten Netzzustand. Die gelbe Phase tritt also ein, wenn sich ein Netzengpass laut einer Netzzustandsprognose in einem Stromnetz abzeichnet.

In den beiden Demonstrationszellen der EAM kann in der gelben Phase also von der EAM die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität für das betroffene Stromnetz abgerufen werden, um den Eintritt einer roten Ampelphase zu verhindern. Diese Möglichkeit des Flexibilitätsabrufs kauft sich die EAM auf Basis ihrer Netzzustandsprognosen zuvor am regionalen Marktplatz ein.

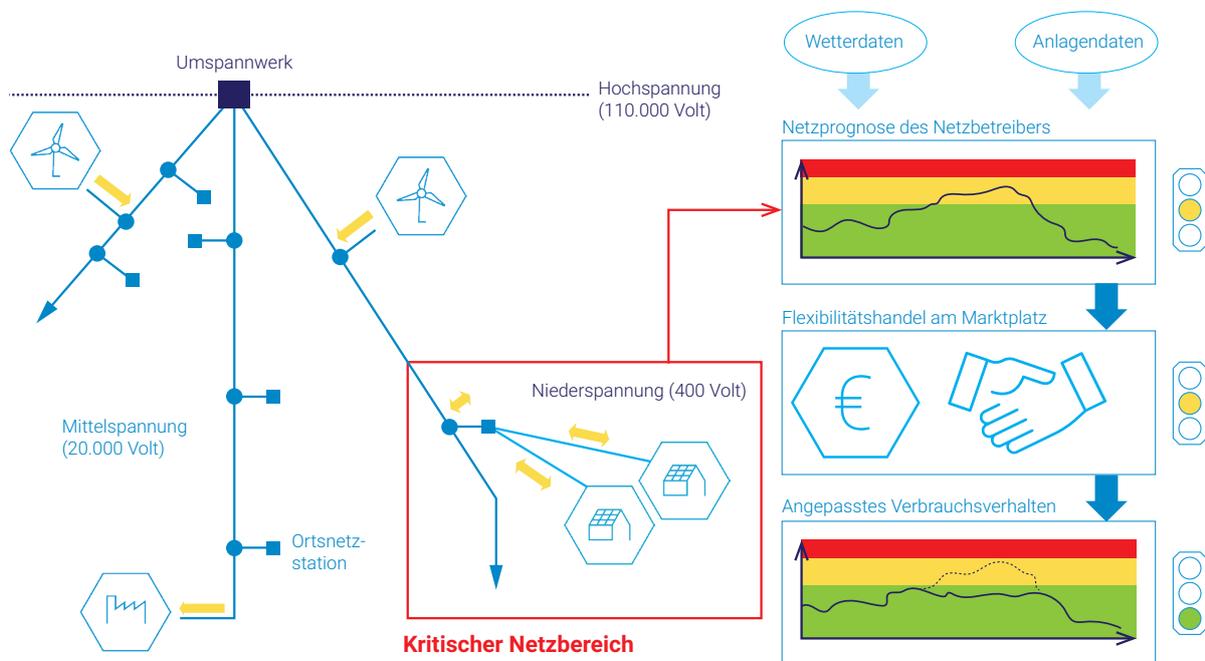
Dafür bedarf es eines Marktplatzes, welcher einen technologie-neutralen und diskriminierungsfreien Wettbewerb zwischen potentiellen Anbietern netzdienlicher Flexibilität (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) ermöglicht. Hierfür müssen in C/sells standardisierte Datenmodelle (z. B. Gesamtanlagenregister) und automatisierte Prozesse zwischen allen Marktbeteiligten (z. B. Marktkommunikation) entwickelt werden.

Beim Design einer Kommunikations-Infrastruktur müssen Aspekte wie Integration verschiedener Systeme und Datensicherheit/Datenschutz berücksichtigt werden. Zu beachten ist auch, dass der regionale Marktplatz dabei keineswegs die bestehen-

den Großhandelsmärkte ersetzen soll, sondern diese nur um einen geeigneten marktwirtschaftlichen Mechanismus zur Bereitstellung von Flexibilität für das regionale Stromnetz ergänzen soll.

Der im Rahmen des Projektes **modellhaft zu entwickelnde, netzdienliche regionale Marktplatz** wird sich konzeptionell an existierenden Großhandels-Marktplätzen für netzdienstliches Verhalten von Verbrauchern und Erzeugern, die zur Stabilisierung des gesamten europäischen Verbundnetzes genutzt werden (z. B. Regelleistungsmarkt), orientieren, jedoch das regionale Marktgebiet der Modellregion umfassen. Hinsichtlich der Funktionalität des regionalen Marktplatzes führt Prof. Heike Wetzel aus: »Über den regionalen Marktplatz werden Flexibilitäten als

netzdienliche Systemdienstleistungen von Verbrauchern, Erzeugern und Speicherbetreibern angeboten und nach börslichem Zuschlag vorgehalten. Der Netzbetreiber wird zukünftig zum „SmartGridOperator« und ruft vor Eintreten des kritischen Netzzustandes die vorgehaltene Systemdienstleistung ab und vergütet dem Anbieter den zuvor börslich verhandelten Preis.“



Erwartete Ergebnisse

Die Ergebnisse der hessischen Aktivitäten sollen Erkenntnisse von der Konzeption bis zum Einsatz eines regionalen Marktplatzes im Feld liefern. Sie bilden damit eine fundierte Basis zur weiteren Flexibilisierung des regionalen Stromnetzbetriebes. Weiterhin erwarten wir, dass die Ergebnisse wertvolle Hinweise zur Gestaltung rechtlicher Rahmenbedingungen und somit Input für politische Diskussionen zur Entwicklung des elektrischen Energiesystems liefern werden. Gleichzeitig werden auch hinsichtlich der Interdependenzen zwischen den unteren regionalen Netzebenen und den Höchst- und Hochspannungsnetzen konkrete technische und systemische Lösungsansätze entwickelt und erprobt werden, mit denen regionale Marktplätze für

Flexibilität einen Beitrag für die Stabilität des gesamten Stromnetzes leisten können.

Da zukünftige Kosten- und Wirtschaftsstrukturen heute noch nicht vorhergesagt werden können, wird für die neue Systemtechnik generell ein vielseitiger, zellulärer Ansatz verfolgt. Zudem müssen auch Anreize zum Mitmachen im Dialog mit Politik und Bürgern erfolgen. In den adressierten Fragestellungen müssen im Ergebnis Musterlösungen mit hohem Reifegrad vorliegen, die eine unmittelbare Übertragbarkeit ermöglichen.

Zellen im Portrait – Hier passiert die Energiewende

SCHWÄBISCH HALL – Decarbonisierte Energieerzeugung

Autor: Peter Breuning (Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH).

Die Energiewende konkret angehen und tatsächlich umsetzen – das hat sich das Projekt C/sells auf die Fahne geschrieben. In Schwäbisch Hall zeigt das Projekt, wie eine sichere, zukunftsfähige Versorgung in einem intelligenten Energiesystem aussehen kann. Und das schon heute.

Der Ausstieg aus der Kernenergie und die Dekarbonisierung der elektrischen Energieerzeugung

Am Beginn der Elektrifizierung von Städten standen kleinen Netzzellen, die ihren Ursprung z.B. als Laufwasserkraftwerke an Flüssen (z.B. Mühle des städtischen Müllers) hatten und als Inselnetz betrieben wurden. Der Ausfall der Wasserturbine hatte dann einen Stromausfall für die Stadt zur Folge.

Der Hunger nach elektrischer Energie und die damit verbundene Industrialisierung legten den Grundstein des heutigen Wohlstandes in Deutschland. Aus den kleinen städtischen Netzen wurden regionale und dann überregionale Netze, es entstanden dann im Lauf der Zeit die Übertragungsnetze; aus den kleinen Betrieben der »Müller« wurden u.a. Stadtwerke (derzeit rund 800 in Deutschland).

Wichtig hierbei wurde zunehmend die Netzsicherheit und damit verbunden auch die Versorgungssicherheit, weswegen die kleinen Zellen zunehmend zusammengeschlossen wurden, um sich gegenseitig aushelfen zu können. Dies endete schließlich im heutigen frequenzsynchronen kontinentaleuropäischen Verbundgebiet. Derzeit liegen wir dadurch in Deutschland bei einer Ausfallzeit von rund 15 Minuten bezogen auf einen Einwohner. Im Vergleich hierzu fällt zum Beispiel in Indien in der Metropole Chennai mit 6 Mio. Einwohner bis zu 7 Mal pro Tag für 5–30 Minuten der Strom aus. Dies behindert die Industrie bei den wichtigen Prozessen erheblich, es gibt kaum Wirtschaftswachstum und zunehmende Armut.

Im Rahmen des SINTEG Demonstrationsprogramms C/sells sollen durch 56 Partner aus Wissenschaft, Industrie und Netz-

betrieb die Blaupausen erstellt werden für den Einsatz von 100 % erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung bei gleichbleibender Netzstabilität. Ziel ist es, noch geringere Ausfallzeiten zu erreichen und zugleich Gefährdungen durch Hacker usw. zu vermeiden. Konnte man zum Ende des 20. Jahrhunderts auf viele große Kernkraft- und Kohlekraftwerke für die Stabilität zurückgreifen, sind es bis 2021 zunehmend viele kleine Erzeuger, die für diese Aufgabe benötigt werden. Selbst das »PV-Kraftwerk« von Familie Mustermann mit einer Leistung von 5 kW hat somit einen Einfluss auf die Stabilität und den Wohlstand in Deutschland und Europa.

Im Demonstrationsprojekt C/sells werden Konzepte und Lösungen zunächst im Teilprojekt 4 entwickelt, bevor diese im Rahmen eines Demonstrations-Teilprojektes an realen Netzen getestet werden sollen. Ausgewählt wurden u.a. die Stadtwerke Schwäbisch Hall, hier wurden bereits die Vorgänger der heutigen EE Gesetze in die Praxis umgesetzt (1992–1998, eine DM pro kWh für EE Strom). Nun einige Worte zu Schwäbisch Hall, der kleinsten Metropole der Welt (Zitat OB Pelgrim).

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall, ein kommunales Querverbundunternehmen in Baden-Württemberg, versorgen rund 70.000 Einwohner in Schwäbisch Hall und den angrenzenden Gemeinden mit Strom, Gas, Wasser und Wärme. Weitere Sparten sind die Bäder und Parkierung in Schwäbisch Hall.

Über die Verbundleitwarte erfolgt bundesweit die Netzführung für 20 Stadtwerke in drei Regelzonen als Dienstleistung. Diese hat sich aufgrund der Komplexität der Prozesse und des Kostendrucks auf die jeweiligen Netze durch die Regulierung für

die Stadtwerke Schwäbisch Hall als Dienstleister entschieden. Die Verbundleitwarte ist nach Certified Grid Control und ISMS 27001 zertifiziert. Bis Oktober 2017 wird die Verbundleitwarte im Rahmen der VDE Anwendungsregel 4140 an den vorgelagerten Netzbetreiber via einer »Blackout sicheren Satellitenverbindung« angeschlossen. Damit kann die Leitstelle Schwäbisch Hall bereits heute im Störfall in den netzebenenübergreifenden operativen und informatorischen Abstimmungsprozess (»Abstimmungskaskade«) automatisiert eingebunden werden.

In das Mittel- und Niederspannungsnetz der Stadtwerke Schwäbisch Hall speisen derzeit bei einer Netzabgabe von 70 MW Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 130 MW ein. Dies bedeutet eine Lastumkehr, der erzeugte Strom wird über das 110 KV Netz zurückgespeist.

Aus vorgenannten Gründen wurden im Rahmen von C/sells die Stadtwerke Schwäbisch Hall mit der Leitung des Demonstrators Netze in TP 6 beauftragt. Ziel ist die gegenseitige Information auf elektronischem Weg und, zusammen mit der TransnetBW, die Umsetzung des sogenannten Awareness-Systems Baden-Württemberg, bei dem sich die Netzbetreiber gegenseitig über die jeweilige Einspeisesituation online unterrichten und somit zur Stabilität des Netzes in der Regelzone, Deutschland und Europa beitragen.

Abstimmungskaskade und Awareness-System Baden-Württemberg

Bei den meisten anderen lokalen Leitstellen sind hierzu immer noch manuelle Abstimmungsprozeduren erforderlich, die im Störfall wertvolle Zeit kosten. Um diesen Zustand zu ändern, werden insbesondere in TP 4 die Prozesse im Rahmen der Abstimmungskaskade konzeptionell weiterentwickelt und zunehmend automatisiert. Als Basis dafür dient u.a. die VDE-Anwendungsregel 4140, welche heute den Prozess für die § 13 (2) EnWG-Kaskade beschreibt. Ziel ist u.a. der Austausch von Informationen über die jeweilige Einspeisesituation und eine quasi ONLINE- Ansteuerung von Flexibilitäten.

Ein weiterer Baustein ist die Umsetzung der Dienstleistung SMART METER GATEWAY ADMIN, die durch Schwäbisch Hall in Kooperation mit der Südwest Strom in Tübingen erfolgt. Somit kann die gesamte Prozesskette bei Netzeingriffen über die Verbundleitwarte in Schwäbisch Hall erfolgen.

Nach erfolgreicher Umsetzung des Awareness-System Baden-Württemberg werden die Stadtwerke Schwäbisch Hall gemeinsam mit den weiteren Regelzonenbetreibern TenneT und Amprion über eine Umsetzung in deren Regelzone nachdenken,

um auch hier im Rahmen der Dienstleistung die Kollegen der anderen Stadtwerke und Übertragungsnetzbetreiber zu unterstützen und eine einheitliche Lösung umzusetzen. In weiteren Demonstrationsprojekten mit anderen Partnern werden derzeit die Vor- und Nachteile der Ankopplungen und die Umsetzung der Prozesse geprüft. Hier beginnt das eigentliche Kapitel, der erneute Weg zum zellularen Netz, in dem alle gleichberechtigte Partner sind und sich gegenseitig unterstützen. Die Dinosaurier sind ja nur ausgestorben, weil sie sich nicht angepasst haben (auch wir wollen leben).

Nachstehende **Abbildung 1** zeigt den Informationsaustausch zwischen der TransnetBW als Übertragungsnetzbetreiber in Baden-Württemberg, den Netzen BW, der Schaltleitung Esslingen und den Stadtwerken Schwäbisch Hall. Die weiteren C/sells Partner, insbesondere die Städtischen Werke Kassel, die Stadtwerke München, die Stadtwerke Ulm (über den C/sells Partner Hochschule Ulm), und die Energienetze Mittelbaden verwenden ebenfalls die in C/sells festgelegten Prozesse. In dem Teilprojekt TP 4 werden unter Federführung der TransnetBW die Konzepte und Prozesse vorab konzeptioniert, entwickelt, simuliert und geprüft.

In **Abbildung 2** ist der Eingriff in die Netze zur Stabilisierung des Gesamtnetzes in Europa dargestellt. Über den Übertragungsnetzbetreiber werden die nachgelagerten Netzbetreiber aufgefordert, entsprechende Maßnahmen schnell einzuleiten, denn die Anwendungsregel des VDE schreibt hier eine maximale Zeitdauer von der Aufforderung bis zur Ausführung von maximal 12 Minuten vor. Zusätzlich werden über eine neu zu entwickelnde Software auch längere Zeiträume betrachtet, um die Maßnahmen entsprechend durchzuführen bzw. netzsicher zu planen. Hierbei wird im Rahmen des Projektes eine s.g. Prognoseampel auf Basis von Istwerten, Einbeziehung aktueller Wetterdaten, die mittels 3 Wetterstationen im Netz erfasst werden, und allen wichtigen Parametern der Kraftwerke entwickelt.

Die Prozesskette reicht bis zum Niederspannungsnetz, worüber die PV Anlagen auf den Dächern der Häuser, die Batterieanlagen in Häusern und Netzzellen und die Ladestationen für die Umsetzung der Elektromobilität vernetzt werden. Auch hier werden Ampeln in den Systemen eingesetzt und warnen die Netzfürher vor Problemen (**Abbildung 3**).

Ein anderes Teilprojekt, nämlich die Vernetzung von Einspeisungen, Batterieladesäulen und Batteriespeichern leitet die HS Ulm. Mit der Umsetzung wird bewiesen, dass Investitionen in Forschung und Entwicklung besser sind, als alle Niederspannungsnetze in Deutschland neu zu bauen, was zu einer weiteren Steigerung der Netzentgelte führen würde – und somit höhere Kosten für alle Verbraucher mit sich bringt. Die Nutzer der Ladestationen werden via APP und Navigation an öffentliche Ladesäulen geführt, während sie bei sich zu Hause Informationen über die mögliche Ladeleistung etc. erhalten. Alle Prozesse sichern zusammen somit ein stabiles elektrisches Netz, keine Ausfälle bei 100 % Einsatz erneuerbarer Energien, und einen sinnvollen Einsatz von Forschungsmitteln. Nach Umsetzung aller Prozesse können somit die Teilnehmer aus Industrie und Forschung die Lösung in die »Welt« tragen, es wird der Exportschlager ohne Mogelsoftware.

Natürlich ist auch der zusätzliche Komfort ein unschlagbares Argument für die Menschen in Deutschland. Den Nutzern eines Autos mit elektrischem Antrieb werden, über eine App oder das Navigationssystem, Ladestationen in der Umgebung mit samt Angaben über deren Kapazität angezeigt. Der Fahrer muss dann lediglich noch eine passende Station auswählen. Sobald er zuhause angekommen ist, kann er die Ladeleistung seiner Ladestation, den Ladezustand seiner Batterieanlage, die Einspeisung seiner PV-Anlage sowie die zugehörige Abrechnung einsehen. Dies ist das Kapitel Komfort und Information für Jedermann, Sichtbarmachung technischer Innovationen.

Nach Umsetzung der Ziele haben wir sichere Netze, zufriedene Bürger, einen Exportschlager, neue Arbeitsplätze und viele weitere, bisher unbekannte soziale Vorteile. Die vorgenannten Funktionen werden in den anderen Unterarbeitspaketen, z.B. in Kassel bei den Energienetzen Mitte, Ulm und München ebenfalls umgesetzt bzw. weitere Technologien getestet. Diese Informationen und Ergebnisse führen dann zu verbindlichen Standards in der Energieversorgung und werden somit verbindlich für Deutschland und Europa.

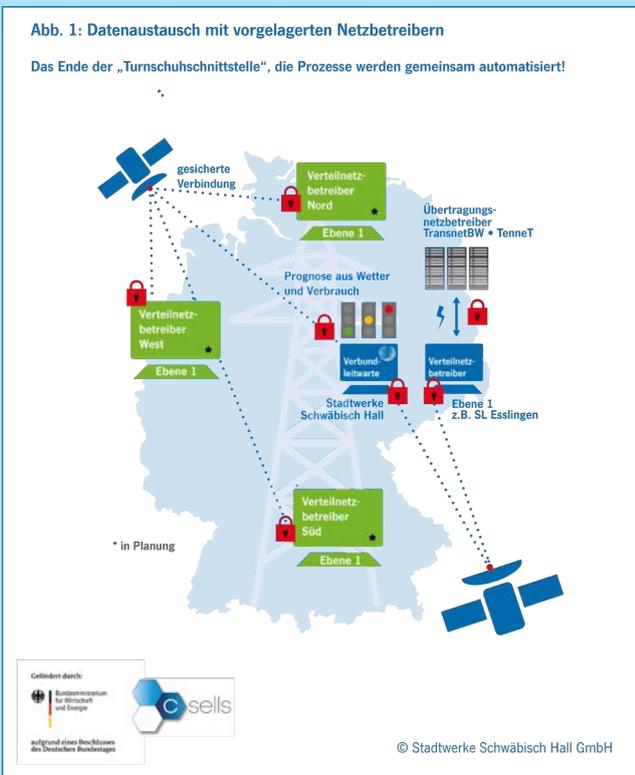


Abb. 1: Datenaustausch mit vorgelagerten Netzbetreibern

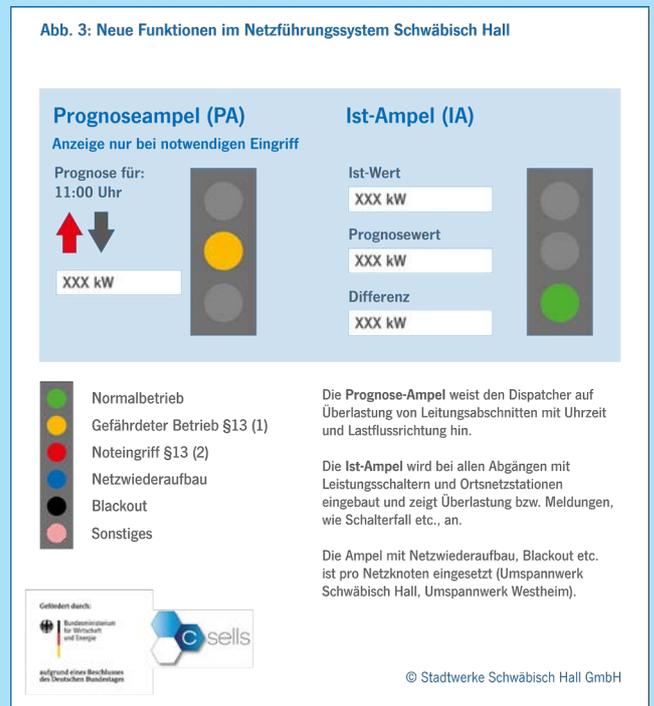


Abb. 3: Neue Funktionen im Netzführungssystem

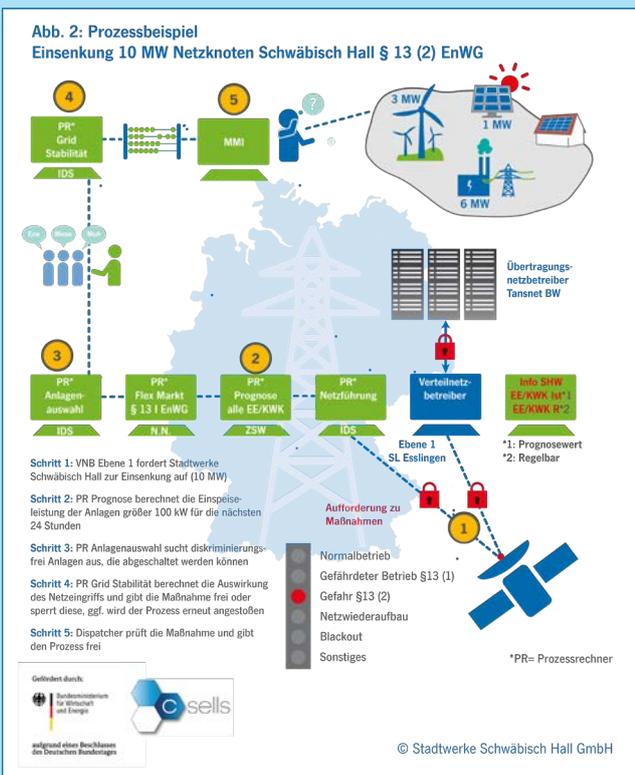


Abb. 2: Prozessbeispiel

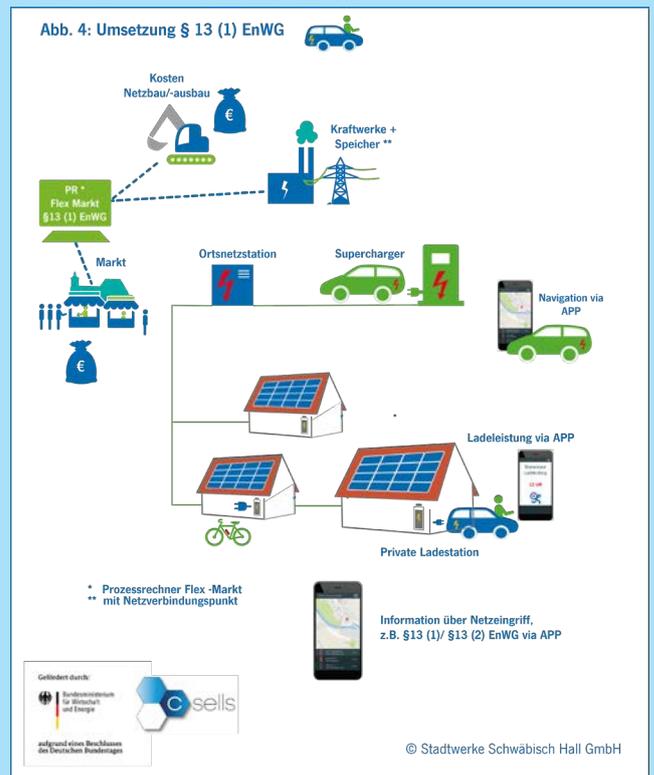


Abb. 4: Umsetzung § 13 (1) EnWG

Der zelluläre Ansatz

Autor: Armin Leßner (ZfK - Zeitung für kommunale Wirtschaft)

Interviewpartner: Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner (House of Energy e.V.)

Artikel erschienen in der »ZfK - Zeitung für kommunale Wirtschaft«.

Die Energiewelt muss sich in Richtung Dezentralität entwickeln. Es geht darum, schon vor Ort in kleinen Einheiten wie Gebäuden und Quartieren für Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu sorgen. Die ZfK sprach mit Peter Birkner, der das Konzept der subsidiären Energiezellen mitentwickelt hat.

Herr Birkner, Sie gelten als einer der Vordenker des zellulären Ansatzes. Was verstehen Sie darunter und was läuft im politischen Sinne bereits in die richtige Richtung?

Die Energiewende hat den Aufbau eines nachhaltigen Energiesystems zum Ziel und setzt dabei auf die Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Diese Quellen weisen eine sehr hohe Volatilität bei geringer Verfügbarkeit auf. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, hohe Erzeugungsleistungen zu installieren.

Da die regenerativen Energiequellen rund 95 Prozent der von ihnen erzeugten Energie in die Verteilernetze einspeisen, sind dezentrale Lösungen im Sinne eines Leistungsmanagements gefragt. Für besonders geeignet halte ich hier subsidiäre Energiezellen, die Angebot und Nachfrage bereits dezentral – soweit wirtschaftliche und technisch sinnvoll – in Einklang bringen. Das Glatziehen der Energiebilanz kann nicht nur auf der 400 kV-Ebene stattfinden, sondern muss stufenweise lokal vor Ort, regional in den Nieder-, Mittelspannungsnetzen und überregional in den Hochspannungsnetzen erfolgen. Es gilt künftig, mehrere 100 GW an Erzeugungsleistung zu beherrschen. Damit kann der Netzausbau insgesamt begrenzt und die hohen volatilen Erzeugungsleistungen beherrscht werden. Bisher sind politisch gesehen erst wenige Schritte in diese Richtung unternommen worden. Hier wünsche ich mir mehr. Das vom BMWi initiierte Projekt Sinteg fokussiert auf zelluläre Konzepte. Es ist erfreulich, dass das Projekt diesen Gedanken nicht nur technologisch, sondern auch sozial, wirtschaftlich und ordnungspolitisch konkretisiert.

Welche politischen Weichenstellungen müssten »im Großen« kommen, damit die Dezentralisierung der Systeme in Fahrt kommt?

Der Regulierungsrahmen für Netzentgelte müsste von einem entnahmebasierten und gerichteten Modell in ein bidirektionales Modell überführt werden. Elektrische Energie fließt heute auch von »unten nach oben« und nicht nur wie früher von »oben nach unten« fließen. Das Netzentgeltmodell muss von einer Energieauf eine Leistungsorientierung umgestellt werden. Zudem können nicht nur Energieentnahmen mit Entgelten, Steuern und Abgaben belastet werden. Schließlich benötigen wir eine umfassende Energiewende und keine ganzheitliche Stromwende. Die Transformation von einer leitungsgebundenen Energieform in eine andere darf abgabe- und steuerrechtlich nicht als Endverbrauch deklariert werden, sonst wird es keine Sektorenkopplung zwischen Strom, Wärme und Gas geben. Dies sind politisch alles sehr dicke Bretter, die zu bohren sind. Dennoch müssen wir die Systematik der Ordnungspolitik zumindest mittelfristig wieder der physikalischen Realität anpassen.

Wohin sollen die Windräder: In den Norden, wo der Wind weht, oder in den Süden, wo der Strom gebraucht wird. Was muss passieren, im Sinne des zellulären Ansatzes?

Generell gilt: Die Anforderungen an das System sind umso niedriger, beziehungsweise die Handhabung des Systems ist umso einfacher, je diverser die Stromerzeugung ausgeprägt ist. Diversität stabilisiert. Damit können die Anforderungen den Ausgleich von Schwankungen und die erforderlichen Speicherkapazitäten reduziert werden. Insoweit würde ich es begrüßen, wenn Bayern eine Kurskorrektur im Hinblick auf die Nutzung der Windenergie vornehmen würde. Diversität spart Speicher und reduziert in volatilen Systemen die Kosten.

Schlagen Sie jetzt das Kombikraftwerk vor?

Ich plädiere für Pluralismus bei der Erzeugung. Dies stellt die wirtschaftlichste Realisierungsvariante dar. Wenn die Windkraftanlagen nur in der Region gebaut werden, also beispielsweise im Norden, in der sie die optimale Energieausbeute erreichen, dann wird auch die Gleichzeitigkeit der Energiebereitstellung am größten sein. Dies bedeutet das maximale Ungleichgewicht mit der Verbrauchsseite und damit den höchsten Bedarf an Leitungen und Speicherkapazitäten. Deshalb ist es wichtig, Volatilität in der Erzeugung durch Durchmischung und Diversifizierung zu stabilisieren. Mit zunehmender Umsetzung der Energiewende wird Ausgeglichenheit der Erzeugung wichtiger als ihre Maximierung. Die Diversifikation enthält Aspekte des Orts, der Zeit und des Typs des Erzeugers.

»

Bisher sind politisch erst wenige Schritte in Richtung zellulärer Ansatz unternommen worden.

«

Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner

REGIONALKOORDINATOR HESSEN

Was halten Sie von einer Vergütung von Kombikraftwerken wie es der ehemalige Grünen-Politiker Hans-Josef Fell fordert?

Ich würde Herrn Fell im Sinne der Einführung einer Festvergütung nicht folgen. Kombikraftwerke sind für mich nichts anderes als virtuelle Kraftwerke. Verschiedene steuerbare und volatile Erzeugungstechnologien werden orchestriert eingesetzt, um die Volatilität von Einzelanlagen zu beherrschen. Ich würde hier marktbasiertere Anreize für den verstärkten Aufbau und Einsatz dieser koordiniert eingesetzten Kraftwerke begrüßen. Allgemein gesprochen bin ich ein Freund von Wirkung entfaltender Marktmechanismen. Die Zielvorgabe, die Definition des Lösungsraums und die Festlegung der Randbedingungen obliegt der Politik. Der Markt ist nach meiner Ansicht jedoch ein gutes Instrument für die Identifikation der besten, preiswertesten und effizientesten Methoden. Allerdings ist beim Entwurf des Marktdesigns sehr sorgfältig vorzugehen, um auch die gewünschte Wirkung zu erzielen. Hier waren wir in der Vergangenheit nicht immer erfolgreich, wie beispielsweise der europäische Emissionszertifikathandel in seiner aktuellen Form zeigt.

Gehen wir ins Detail: Wie muss sich die Netzsystematik ändern, damit Dezentralität und Zellularität vorankommen?

Im Hinblick auf die Netzsystematik muss Folgendes weiterentwickelt werden: Es muss ein Anreiz entstehen, dass an den Übergabestellen von einer Spannungsebene in andere die ausgetauschte Leistung minimiert wird. Es geht hier mehr um eine Betriebsphilosophie, als um eine Strukturfrage. Ich erkläre den Hintergrund: Wir wollen aus wirtschaftlichen Gründen zelluläre Systeme mit einer sinnvollen Autarkie initiieren. Von daher muss man versuchen, die Leistung an den Übergabestellen – beispielsweise in einem Hochspannungs-/ Mittelspannungsumspannwerk – zu minimieren. Damit wird die regionale Zelle – in diesem Fall der Mittelspannungsbezirk – in Richtung leistungsbezogener Autarkie entwickelt. Dabei ist stets die Prämisse der Wirtschaftlichkeit zu beachten. Technisch gesehen ist eine 30-prozentige Autarkie besser als eine 20-prozentige. Weil das vorgelagerte Netz nur noch 70 und nicht 80 Prozent übernehmen muss. Weiterhin gilt das Prinzip des Ausgleichs von Pareto: mit 20 Prozent Einsatz 80 Prozent des Nutzens zu generieren. Vollständige lokale Autarkie ist mit heutiger Technologie zwar grundsätzlich erreichbar aber viel zu teuer. Seltene Situationen, die sonst über die benachbarten Zellen ausgeglichen werden, müssen in diesem Szenario von der Zelle selbst und ohne Unterstützung beherrscht werden. Dies ist effektiv, aber nicht effizient.

Schauen wir uns den Messstellenbetrieb an: Was fordern Sie rund um den Smart Meter an Veränderungen, damit der zelluläre Ansatz vor Ort gelebt wird?

Wir müssen die Voraussetzungen schaffen, damit wir Smart Markets erhalten. Preissignale sind ein wichtiges Element, um Angebot und Nachfrage in Einklang zu bringen. Wenn der Strom teuer ist, stellt dies einen Anreiz dar, weniger zu verbrauchen. Um dies zu erreichen sind Smart Meter erforderlich. Dies ist wichtig, aber nicht ausreichend. Der Smart Market arbeitet in einer Periode von 15 Minuten. Der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage muss jedoch zu jedem Zeitpunkt gegeben sein. Der Smart Market stellt also nur den ersten Schritt in Richtung Systemstabilität dar. Der kontinuierliche Ausgleich der Leistungsbilanz erfolgt über die etablierte mehrstufige Frequenzleistungs-Regelung. Hier spielt der automatisierte Einsatz von Speichern, abschaltbaren Lasten und schnellen Kraftwerke die wesentliche Rolle. Wir nähern uns der Echtzeitenergiewirtschaft an. In diesem Zusammenhang sollte man übrigens auch die Rollen von Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber im sogenannten Digitalisierungsgesetz nochmals überprüfen. Zelluläre Konzepte ohne Verteilnetzbetreiber sind für mich kaum vorstellbar. Der Verteilungsnetzbetreiber braucht den online-Zugriff auf die für ihn relevanten Daten, um seine Aufgaben erfüllen zu können.

Zum Vertrieb: Welche Anregungen haben Sie beim Verkauf von Strom und Ökostrom?

Es geht künftig nicht mehr darum, ob insgesamt genügend

Energie zur Verfügung steht, sondern es geht um die Gewährleistung eines stabilen Systems zu jedem Zeitpunkt. Wir müssen die Volatilität des Ökostroms örtlich und zeitlich in den Griff bekommen. Deshalb muss als Gegenpol Flexibilität auf der Erzeugungs-, Netz- und Verbraucherseite einen Wert bekommen. Und die jüngsten Entwicklungen des Intraday-Handels zeigen, dass wir auf einem guten Weg sind. Die Preise im Intraday-Handel liegen systematisch über den Preisen für Base und Peak. Die Stabilität eines auf volatilen regenerativen Energien basierenden Stromsystems ist die zentrale Herausforderung schlechthin.

Zur Sektorenkopplung: Power to Gas rentiert sich nicht, da die Abgaben belasten. Welche Abgaben sollten wegfallen?

Aus meiner Sicht sind Steuern und Abgaben auf den Endverbrauch von Energie zur Generierung von Wärme, Licht, Bewegung oder Mobilität im Grundsatz in Ordnung, wenn sie sich denn europaweit in einer gewissen harmonisierten Bandbreite bewegen und wenn sich – was aktuell nicht gegeben ist – die Kohlendioxidexposition der eingesetzten Energieform in der Höhe der Abgaben und Steuern widerspiegelt. Womit ich allerdings Schwierigkeiten habe, ist die Erhebung von Abgaben und Steuern an den Stellen im öffentlichen Netz, an denen die Wandlung von einer Energieform in eine andere erfolgt. Hier ist eine ganzheitliche Systembetrachtung erforderlich. Die angesprochene Wandlung der Energieform ist eine Folge der Volatilität, die aus der Nutzung erneuerbarer Energiequellen resultierte. Steuern und Abgaben sind hier fehl am Platze. Das Energiesystem ist ganzheitlich zu betrachten. Insbesondere zwischen Gas, Strom und Wärme müssen wir bidirektional Energie hin- und herschieben können. Der etablierte Gedanken der steuer- und

»

Wenn Windkraft nur im Norden zugebaut wird, bedeutet dies ein hohes Leistungsungleichgewicht.

«

abgabefreien Energieumwandlung im Strombereich muss auf das kombinierte öffentliche Strom-, Gas- und Wärmesystem übertragen werden.

Was können Stadtwerke jetzt machen, um für die Zukunft gut aufgestellt zu sein?

Stadtwerke sind als elementarer Teil des zellulären Systems zu betrachten. Gebäude, Quartiere und die Stadt selbst bilden Energiezellen verschiedener Größe. Diese sind durch die verschiedenen öffentlichen Energienetze verbunden. Erzeugung

und Verbrauch werden pluralistischer, nicht zuletzt durch die Sektorenkopplung. Es bedarf eines Moderators und Koordinators, um Stabilität und Zuverlässigkeit sicherzustellen. Virtuelle Strukturen, aktive Netze, Demand-Side-Management sind nur einige der dazu gehörenden technischen Schlagworte. Stadtwerke werden Infrastruktureigentümer und -manager bleiben. Sie müssen sich aber auch vom Energieversorger zum Systemmanager wandeln. Dies ist ein tiefgreifender Prozess und betrifft die Technik, Organisation, Prozesse und Kultur. Darauf sollten sich Stadtwerke zeitnah einstellen und dabei ihre große Stärke, die Verwurzelung mit den lokalen Strukturen, nutzen.

Das Interview führte Armin Leßner

Peter Birkner (56) ist Geschäftsführer des House of Energy (Kassel) und Honorarprofessor der Bergischen Universität Wuppertal. Von 1987 bis 2011 war der promovierte Elektroingenieur in leitenden Positionen bei RWE tätig, von 2011 bis 2015 fungierte er als Technik-Vorstand der Mainova.

Das gesamte Interview findet sich im Internet unter www.zfk.de.

Das Energiesystem der Zukunft

*Autor: Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner (House of Energy e.V.)
Artikel erschienen im »IHK Wirtschaftsforum«.*

C/sells ist Europas herausragendes Forschungsprojekt für eine dezentrale Energiewende mit einem intelligenten und zellulär aufgebauten Energiesystem. Es zeigt schon heute, wie die Energieversorgung der Zukunft aussehen wird.

Im Kern erfolgt durch die Energiewende die Ablösung des bisherigen Stromsystems, das auf fossilen und nuklearen Kraftwerken basiert, durch ein System, das auf regenerative Energiequellen zurückgreift. Dadurch wird die Energieform Strom dekarbonisiert und die Kohlendioxidemissionen werden reduziert. Allerdings stehen erneuerbare Energien, allen voran Sonne und Wind, nur unregelmäßig und zeitlich begrenzt zur Verfügung. Dies führt dazu, dass die aufzubauende Kraftwerksleistung deutlich höher als die Verbrauchsleistung sein muss. Nur so kann eine ausreichende Energiemenge generiert werden. Weiterhin treten hohe, nicht steuerbare und bisher unbekannte Schwankungen in der Erzeugung auf.

Die vorhandenen elektrischen Netze, aber auch die Stromverbraucher sind auf diese Situation nicht vorbereitet. Die klassische Vorgehensweise, ein statisches Netz zur Beherrschung aller auftretenden Fälle zu errichten, erweist sich als zu teuer und findet zudem keine Akzeptanz in der Bevölkerung. Stattdessen ist die technische Konzeption des Stromsystems der Zukunft auf Flexibilität auszurichten: flexible steuerbare Kraftwerke, flexible Netze und flexible Lasten. Es ist aber genauso wichtig, zelluläre Strukturen einzuführen, da über 95 Prozent der regenerativen Energiequellen in die dezentralen Verteilungsnetze einspeisen. Die Anpassung zwischen volatiler Erzeugung und flexiblen Lasten muss damit in dezentralen Energiezellen erfolgen. Nur so kann der Netzausbau begrenzt werden. Weiterhin müssen Aufnahmeoptionen für die temporäre Überproduktion von Strom und Reserven für Perioden mit Stromminderproduktion geschaffen werden. Hier ist die Kopplung der Energieform Strom mit Wärme, Kälte und Gas entscheidend. Dies führt zur sogenannten Sektorenkopplung durch die Strom-zu-X (Power-

to-X)-Technologien: »X« steht beispielsweise für Wärme, Gas, Mobilität oder Chemie.

Die Mitwirkung der Erzeuger und Verbraucher an der Stabilisierung der volatilen Erzeugung erfolgt künftig durch globale Preissignale. Der Markt drückt so im 15-Minuten-Takt Überschuss oder Mangel aus. Dieses Konzept wird als Intelligenter Markt (Smart Market) bezeichnet. Innerhalb einer 15-Minuten-Periode erfolgt eine permanente und automatisierte Nachjustierung zwischen Erzeugung und Verbrauch durch die sogenannte Regelenergie. Flexible Lasten sind genauso in stärkerem Maße zu involvieren wie kleinteiligere Erzeuger. Batterien und Strom-zu-X-Technologien kommt eine zunehmende Bedeutung zu.

Angebot und Nachfrage an elektrischer Energie müssen nicht nur zeitlich, sondern auch räumlich zur Deckung gebracht werden. Hierbei spielen zelluläre Netzstrukturen wiederum eine zentrale Rolle. Der Abgleich sollte in räumlicher Nähe erfolgen, um großräumige Transporte und den damit verbundenen Netzausbau zu vermeiden. Verteilnetze gewinnen damit eine wichtige Bedeutung. Sie sind in der Regel so ausgelastet, dass die ersten 50 Prozent der vorhandenen Leitungskapazität etwa 95 Prozent der Energie übertragen und die zweiten 50 Prozent hingegen nur die restlichen fünf Prozent. Könnten also fünf Prozent der zu übertragenden Energie zeitlich durch Steuerung der Verbrauchsleistung oder die Nutzung von Strom-zu-X-Technologien verlagert oder zwischengespeichert werden, so kann die bestehende Netzinfrastruktur im optimalen Fall die doppelte Energie übertragen. Intelligente Netze (Smart Grids) identifizieren in Echtzeit durch Datenerfassung und -analyse diese Last-

spitzen und beherrschen sie mittels aktiver Netzkomponenten und flexibler Verbraucher.

Mit dem »Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende« (Sinteg) fördert das Bundeswirtschaftsministerium innovative Technologien für eine klimafreundliche, sichere und effiziente Stromversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Sonne und Wind. In fünf deutschen Modellregionen arbeiten insgesamt über 200 Partner in Konsortien zusammen. Das Projekt C/sells ist ein netztechnisches Pilotprojekt in einer der fünf Modellregionen. Es umfasst die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern und Hessen.

Im Zentrum stehen volatile Stromsysteme, die von Photovoltaik, E-Mobilität und Wärmepumpen dominiert sind. Das Schaufensterprojekt soll einzelne Komponenten und Technologien zu einem Gesamtsystem verbinden und dieses in der Praxis erproben. Das »C« steht für Cells, da im Energiesystem der Zukunft autonom handelnde Energiezellen abgestimmt im regionalen Netz interagieren. Bereitstellung und Anwendung von Strom werden zusammen mit Wärme, Gas und Mobilität optimiert. Das »s« symbolisiert den Marktplatz – »Selling«. Die Ausgewogenheit zwischen Angebot und Nachfrage soll möglichst durch Marktmechanismen hergestellt werden.

Das Projektvolumen von C/sells umfasst 100 Millionen Euro, wovon 50 Millionen durch Fördermittel gedeckt sind. In das Projekt sind 44 Energiezellen eingebunden. Die Energiezellen umfassen eine Million Haushalte. Weiterhin sind 2000 steuerbare Verbrauchseinrichtungen involviert. Die Einwohnerzahl der eingebundenen Bundesländer beträgt rund 30 Millionen Menschen. Durchgeführt wird C/sells als dezentrales Großprojekt von 41 Partnern aus Forschung, dem kommunalen Umfeld sowie der Industrie und Wirtschaft. Die Laufzeit umfasst die Jahre 2017 bis 2020.

Die hessischen Partner sind die Energieversorger EAM und Städtische Werke Kassel, die Unternehmen Cube und Limon sowie Vertreter der Universität Kassel und des Fraunhofer-Institutes Energiesystemtechnik. Die Regionalkoordination Hessen erfolgt auch durch den Verein House of Energy.

Bei der Umsetzung der Energiewende ist nicht die Fokussierung auf Teilaspekte, sondern eine gesamtheitliche Betrachtung des Energiesystems der Zukunft nötig. Diesen Aspekt greift das Projekt C/sells auf. Damit wird eine wichtige Lücke in Bezug auf Forschung und Entwicklung geschlossen. Alle Komponenten aus den Bereichen Erzeugung, Markt, Netz und Versorgung müssen im Zusammenspiel aufeinander abgestimmt werden. Über die Kopplung von Energieformen und Sektoren stellt sich das zu betrachtende System weitaus größer dar als das initiierte Stromsystem.

Neben Technik sind auch Aspekte wie Akzeptanz und ordnungspolitischer Rahmen von hoher Bedeutung. Gerade durch die Ordnungspolitik – Regulierung, Förder- und Abgabesysteme – wird die Wirtschaftlichkeit von technischen Maßnahmen und damit die Handlungsweise der aktuellen und künftigen Marktteilnehmer bestimmt. Insoweit ist es zu begrüßen, dass im Zusammenhang mit Sinteg neben technischen Feldversuchen auch eine ordnungspolitische Experimentierklausel eingeräumt wurde. So kann auch überprüft werden, welche ordnungspolitischen Regeln den großflächigen Einsatz der für die Energiewende erforderlichen Technologien unterstützen.

»
Zelluläre Strukturen und Digitalisierung sind entscheidende Elemente für die Umsetzung der Energiewende
«

Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner

REGIONALKOORDINATOR HESSEN



Partizipation – so startet die Energiewende in den Köpfen

Neun Kommunen für die Mitmach-Energiewende

Autoren: Daniela Haas, Dietmar Miller, Melanie Peschel, Christian Schneider, Jan Schuck (alle Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.)

Der Forschungsauftrag des Partizipationsteams im C/sells-Arbeitspaket 2.7, verankert bei der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., ist der Aufbau und die Begleitung sogenannter Partizipationszellen – Musterorte für die digitale Energiewende.

Wie gut kennen sich die Bürger mit Smart Grids aus? Sind intelligente Messsysteme bzw. Smart Meter schon bekannte Begriffe? Welche Einstellungen hat die Bevölkerung vor Ort zu intelligenten Netzen, welche Risiken (Datenschutz, Versorgungssicherheit, u.Ä.) und Chancen werden damit verbunden? Und gibt es überhaupt eine Vorstellung, was die nächste Phase der Energiewende für den Einzelnen bedeutet? Um gezielt auf Fragestellungen Antworten zu bekommen und vor allem auch eine Bewusstseinsänderung zu bewirken, fokussieren sich die Partizipations-Aktivitäten auf neun Musterorte in der Modellregion. Neun Kommunen unterschiedlicher Größe und Struktur – von ländlich bis urban – werden jeweils in Bayern, Baden-Württemberg und Hessen bis Ende 2020 zum Mittelpunkt verschiedenster Maßnahmen. Da der Begriff „Partizipationszelle“ in der Kommunikation mit Bürger*innen zu sperrig erscheinen kann, wird in der Außendarstellung der Begriff C/sells-City benutzt.

Die Basis der Beteiligungsmaßnahmen bildet eine umfassende sozialwissenschaftliche Untersuchung in den Zellen. Zu dieser gehören qualitative Analysen mit Fokusgruppen und Experteninterviews. Diese sind bereits abgeschlossen und werden derzeit ausgewertet, eine Nachführung der Fokusgruppen über den Projektverlauf ist geplant. Ebenso dazu gehören quantitative Sozialforschungsmaßnahmen mit kontinuierlichen Online-Surveys und Repräsentativerhebung, welche die Datenbasis erweitern und auf Verallgemeinerbarkeit und Belastbarkeit testen.

Basierend auf den Ergebnissen der Analysen werden in den Partizipationszellen mehrere Bürgerveranstaltungen und Beteiligungsveranstaltungen für lokale Akteure, sogenannte Stakeholder-Runden, durchgeführt. Letztere beinhalten Gespräche mit

den Klimaschutz- und Energiewende-Akteuren vor Ort wie auch die Einbeziehung der hiesigen Gewerbe- und Industrieverbände, der lokalen C/sells-Partner, sowie EVU und VNB.

Für die Bürger*innen werden verschiedenartige Veranstaltungs- und Dialogformate durchgeführt. Diese beinhalten sowohl die Repräsentanz auf Stadtfesten, Tram- und Solarfähreiausfahrten mit Informations- und Dialogveranstaltungen als auch große Bürgerdialoge.

All diese Maßnahmen sollen den verschiedenen Akteuren die Antworten auf die elementaren Fragen vermitteln: Welche Chancen bietet eine digitale Energiezukunft gesamtgesellschaftlich? Welche Optionen hat der Einzelne – sei es der Privathaushalt und Hausbesitzer, Mieter, Vermieter oder Gewerbetreibender sowie kommunaler Akteur? Die Informations- und Dialogangebote bringen die sehr komplexe Thematik näher, um in den nächsten Schritten zum Mitmachen zu begeistern und eine »Abstimmung mit Füßen« zu ermöglichen. Das heißt: Die Installation dezentraler, (besonders privater) PV-Anlagen unterschiedlichster Größe, mehr Mieterstrom-Projekte, mehr erneuerbare Energieerzeugung in Süddeutschland, und die vermehrte Hebung von Flexibilitäten als mittelfristige Ziele des Projekts.

Wir verabschieden uns zunehmend von Gewohnheiten im Umgang mit Energie oder Energiedienstleistungen. Stattdessen erfahren

wir neue und teils disruptive Entwicklungen: Diese berühren zahlreiche Menschen, die bislang lediglich Energiekund*innen waren, und nun zu Prosumern avancieren. In Süddeutschland

gibt es bereits 760 000 Proumenten, also Verbraucher, die Energie nicht nur konsumieren, sondern zugleich produzieren und zum Teil selbst nutzen und ins Netz einspeisen. Um diese Zahl auszubauen, ist eine frühzeitige Einbindung der Bevölkerung erforderlich. Partizipation beginnt hier mit der Information und dem Dialog zu Fragestellungen, die durch ihre Komplexität im ersten Moment für viele abschreckend wirken können.

Diese Herausforderung macht es notwendig, den weiteren Weg der Energiewende nicht nur technologisch, sondern auch sozialwissenschaftlich zu begleiten. Die Energiewende als Denkweise braucht »Übersetzer«, die die komplexen Zusammenhänge verständlich machen. Eine gesellschaftlich akzeptierte Energiewende gelingt nur dann, wenn die breite Masse eine Chance hat, mitzudenken und mitzudiskutieren, um in der Folge Entscheidungen treffen zu können. Mit der Energiewende geht es jetzt erst richtig los – und wer eine umfassende Beteiligung ermöglichen möchte, kann dies nicht im hermetisch geschlossenen Expertenraum oder dem sprichwörtlichen Elfenbeinturm, sondern muss alle Türen öffnen, um die lokalen Akteure einzubeziehen.

Die Liste der C/sells-Citys, in denen die umfassenden Partizipationsmaßnahmen ab 2018 stattfinden (in alphabetischer Reihenfolge):

- Allensbach (BW)
- Altdorf (BY)
- Dillenburg (HE)
- Ebersberg (Landkreis, BY)
- Fellbach (BW)
- Fürth (im Odenwald) (HE)
- Kassel (HE)
- Mannheim (BW)
- München (BY)

Autoren dieser Magazin-Ausgabe

Maximilian Arens (Devol AG), Dr. Dierk Bauknecht (Öko-Institut e.V.), Julia Birkelbach (TenneT TSO GmbH), Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner (House of Energy e.V.), Dr.-Ing. Sebastian Breker (EAM), Peter Breuning (Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH), Dr. Elisabeth Dütschke (Fraunhofer ISI), Dr.-Ing. Rainer Enzenhöfer (TransnetBW GmbH), Dr. Anke Eßer (Fraunhofer ISI), Prof. Dr. Wolf Fichtner (KIT), Dr. Sebastian Gözl (Fraunhofer ISE), Daniela Haas (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.), Dr. Birgit Haller (Dr. Langniß Energie & Analyse), Christoph Heinemann (Öko-Institut e.V.), Andreas Kießling (energy design & management consulting), Simon Koepl (FfE e.V.), Dr. Ole Langniß (Dr. Langniß Energie & Analyse), Nico Lehmann (KIT), Peter Maas (IDS GmbH), Dietmar Miller (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.), Melanie Peschel (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.), Christian Radl (TransnetBW GmbH), Dr.-Ing. Albrecht Reuter (Fichtner IT Consulting GmbH), David Ritter (Öko-Institut e.V.), Marilen Ronczka (PPC AG), Florian Samweber (FfE e.V.), Christian Schneider (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.), Jan Schuck (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.) und Dr. Robert Thomann (MMV Energie AG).

Impressum

Herausgeber

Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.
Büro Stuttgart
Christophstraße 6
70178 Stuttgart.

Redaktion

Die Autoren sind Partner des Projekts C/sells.

Gestaltung

House of Energy e.V.

Copyright

Alle im C/sells-Magazin veröffentlichten Beiträge (Texte, Fotos, Grafiken, Logos und Tabellen) sind urheberrechtlich geschützt. Das Copyright liegt bei den jeweiligen Autoren der Artikel, sofern dies nicht anders gekennzeichnet ist. Nachdruck, Aufnahme in Datenbank, Onlinedienst und Internetseiten sowie Vervielfältigung auf Datenträgern sind nur nach vorheriger schriftlicher Genehmigung durch die Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. gestattet.

Erscheinungsweise

unregelmäßig im Rahmen der C/sells-Projektlaufzeit 2017-2020.

