

In Süddeutschland  
nimmt die Energiewende  
Form an.



# C/sells-Community \_ das Magazin

Ausgabe 2019

1,5°**C/sells**ius - Lösungsbeiträge der C/sells Community



**SINTEG**  
SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages





# C/sells – hunderte Köpfe für eine bessere Energiezukunft.



## Vorwort



C/sells ist ein Demonstrationsprojekt im Rahmen des SINTEG-Programmes. Das Förderprogramm »Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende« (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) will skalierbare Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche, umweltverträgliche und akzeptierte Energieversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie entwickeln und demonstrieren. Im Mittelpunkt stehen technische, wirtschaftliche und juristische Aspekte sowie die Integration der Bürger.

Wir haben die Grundkonzeption des zellulär verbundenen Energiesystems entwickelt und in den ersten C/sells-Zellen implementiert, die C/sells-Leitidee im Konsens der 56 Partner vereinbart und gelebt sowie die Grundbausteine unserer drei Basisinstrumente Infrastruktur- Informationssystem (IIS), Abstimmungskaskade und regionalisierter Handel erstellt und erprobt.

Die Stärkung der lokalen und regionalen Verantwortung, wohlgermerkt nicht der Autarkie, verleiht dem zellulär verbundenen Gesamtsystem Stabilität, Resilienz und gesellschaftliche Akzeptanz. Der damit einhergehende Umbau der technischen Infrastruktur und der Wandel der Geschäftsmodelle kann nach unserer Überzeugung nur mit der Bündelung aller gesellschaftlichen und politischen Kräfte gelingen.

Unsere wesentlichen energiewirtschaftlichen Erkenntnisse fassen wir wie folgt stichwortartig zusammen.

### C/sells EPOS



**Zellularität:** Wir sind überzeugt, dass zelluläre, vielfältige und partizipative Energieinfrastrukturen einen geeigneten Ansatz darstellen, um die angestrebte, nahezu vollständige Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien zu beherrschen und Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. In Kooperation mit der Politik ist das Umfeld derart zu gestalten, dass den Zellteilnehmern jeweils ein möglichst hoher Autonomiegrad ermöglicht wird.

**Systemdenken:** Die systemische Betrachtung zellulärer Systeme bietet im Vergleich zur Einzeltechnologie-Perspektive in vielfältiger Hinsicht Vorteile; bei der Systemauslegung, im Betrieb, im Marktverhalten und in Hinblick auf die Umweltwirksamkeit. In diese Richtung sollten die gesetzlichen Grundlagen ausgerichtet und die Zielerfüllung bewertet werden. Zudem ist eine Diskussion zu führen, die Gemeinwohl-, Verteilungsgerechtigkeits- und Entsolidarisierungsaspekte umfasst.

**Reallabore:** Angesichts des fundamentalen Wandels der Energiesysteme leistet C/sells einen bescheidenen Beitrag. Der vor uns liegende Weg wird Jahrzehnte dauern und ist in seiner Dimension mit keinem bisherigen Strukturwandel vergleichbar. Daher brauchen wir zeitlich unbefristete Experimentierräume, die intelligent vernetzt sind und neben Technik und Regulatorik auch den Markt, Safety&Security, Resilienz, Governance und Partizipation erproben.

**Politisches Marketing:** Das politische Marketing „pro Energiewende“ bedarf einer massiven Verstärkung und Professionalisierung. So sind die mit den Energiewende-Gesetzen verbundenen intelligenten Messsysteme (iMSys) noch nicht durchgehend positiv besetzt und die Vorteile einer gesicherten Kommunikationslinie sind für viele nicht ersichtlich. Ebenso ist politisches Marketing für Datenschutz, Datenvermeidung und Datensparsamkeit erforderlich. Jeder soll die Hoheit über seine Daten behalten, aber es muss auch vermittelt werden, dass für das Funktionieren des nachhaltigen Gesamtsystems gewisse Daten notwendig sind. Darüber hinaus fehlt eine durchgängige Argumentation für aktive Partizipation als Erfolgsfaktor der Energiewende. Der öffentliche Bereich sollte als Vorreiter fungieren und so mit gutem Beispiel vorangehen.

**Flexibilität:** Wir verstehen Flexibilität als Stellschraube für das 100%-Szenario einer hoch volatilen Energiewelt. Die Flexibilitätserprobung erproben wir nicht nur aus technischer Sicht, sondern auch mit marktlichen Ansätzen.

**Praxis:** Letztendlich zählt die praktische Umsetzung in der Fläche. Unsere Praxiserfahrung in den C/sells-Zellen vor Ort zeigt, dass die Komplexität der Implementierungsarbeiten oftmals unterschätzt wird. Das Zusammenwirken vielfältiger Gewerke trat noch nie so massiv zutage wie bei der Umsetzung von digitalen Energiewendelösungen. Einen besonderen Schwerpunkt bildet der Liegenschaftsbereich und hier vor allem der Bestand.

Der vorliegende Band fasst die wesentlichen Ergebnisse der arbeitsintensiven ersten 30 Projektmonate zusammen. Neben den wissenschaftlichen, technischen, systemischen und ökonomischen Erkenntnissen ist uns vor allem eines gelungen: Wir sind zu einer kreativen Gemeinschaft vielfältiger Akteure zusammengewachsen. Beweis hierfür ist der vorliegende Band, der die Beiträge unterschiedlichster Akteure zu einem Systemganzen vereint. Hieran beteiligen sich die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, die Stadtwerke, die Hard- und Software-Lieferanten genauso wie Forschungseinrichtungen oder Start-ups. Diese im Eco-System Vereinten werden auch nach Projektende weiter kooperieren und ihren Beitrag für die Implementierung der Energiewende leisten.

Dr.-Ing. Albrecht Reuter, C/sells Gesamtprojektleiter und Geschäftsführer der Fichtner IT Consulting GmbH

Dr. Ole Langniß, Stellvertretender C/sells Gesamtprojektleiter und Geschäftsführer von OLI Systems GmbH

Melanie Peschel, Leitung Arbeitspaket „Partizipation in komplexen Strukturen mit Partikularinteressen“, Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.

## Inhalt

Vorwort	3
C/sells auf einen Blick	6
Umfeldgestaltung	8
○ Energiewende? Digitale Energiezukunft!	8
○ Was darf lokaler Strom kosten?	10
○ Gesetzliche Stromkennzeichnung – intransparent und reformbedürftig	11
○ Business Model Language für kooperative Smart-Grid-Geschäftsmodelle	12
Infrastruktur-Informationssystem & Daten	14
○ Das Infrastruktur-Informationssystem Lab	14
○ Das Marktstammdatenregister in C/sells	16
○ Wir sind die Cloud – Digitalisierte Sektorenkopplung und klimaneutrale Gebäude zur Energiewende	17
Intelligente Netze	18
○ Verteilnetze sind die Drehscheibe der Energiewende	18
○ Vorausschau und Abstimmung in den Netzebenen	21
○ Die C/sells-Abstimmungskaskade im TenneT-Netzgebiet: Von der analogen in die digitale Welt	22
○ Kaskaden-Simulation zur Unterstützung und Erweiterung der Feldtests in C/sells TP4	23
○ C/sells demonstriert erfolgreich koordinierten Inselnetzbetrieb bei einem externen Netzausfall	24
○ Herausforderungen für Leistungsprognosen im Stromnetz der Zukunft	26
○ Netzsensitive Prognosen und Hochrechnung	27
○ Überwachung und Prognose der Spannungsqualität – „ein Garant für die zukünftige Spannungsstabilität“	28
Flexibilitätsoptionen und -märkte	30
○ Gestalten statt Granteln – der Altdorfer Flexmarkt macht das Verteilnetz fit für die Energiewende!	30
○ Demonstrationszelle „Cham und Umgebung“ – Erschließung der Flexibilitätspotenziale eines Trinkwasserversorgungssystems	32
○ Demonstrationszelle Stausebach – Nutzung verdeckter Flexibilitätspotenziale in Wärmenetzen	34
○ DILLENBURG macht's vor! Mit intelligenter Messtechnik und aktiven flexiblen Prosumenten auf dem Weg zum Verteilnetz der Zukunft	36
○ Kein Platz im Netz? Plattform comax nutzt Kleinanlagen zur Stabilisierung des Energiesystems	38
Intelligente Quartiere und Liegenschaften	40
○ Microgrid als flexible Zelle – vorausschauend optimiert	42
○ C/sells im Areal Flughafen Stuttgart	44
○ Die WIRcommunity – ein regionaler Energiemarkt für die Post-EEG-Anlagen	46
○ C/sells präsentiert und diskutiert in der SINTEG-Community	48

# C/sells auf einen Blick

Autoren: Christoph Heinemann, David Ritter (Öko-Institut e.V.), Dr. Sebastian Gözl (Fraunhofer ISE), Sabine Pelka (Fraunhofer ISI), Dr. Birgit Haller, Dr. Ole Langniß (Dr. Langniß Energie & Analyse), zusammen mit den Teilprojektleiter\*innen in C/sells

Die notwendige Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5°C erfordert ein dekarbonisiertes Energiesystem. Um dies zu erreichen, setzen wir in C/sells auf Dezentralisierung, Digitalisierung und Partizipation. Die Herausforderungen sind: Mehr dezentrale, verteilte erneuerbare Stromerzeugungsanlagen mit schwankender Erzeugung zusammen mit wachsenden Lasten aus E-Mobilität und weiterer Sektorkopplung setzen Verteilnetze unter Stress. Da viele große Kraftwerke nicht zuletzt auch durch den Kernenergie- und Kohleausstieg stillgelegt werden, müssen Erzeugung und Nachfrage zunehmend durch dezentrale, kleinteilige Flexibilität ausgeglichen werden. Die Koordination einer großen Anzahl dezentraler Anlagen ist eine komplexe Aufgabe, die

mit der Digitalisierung möglich wird. Zudem erfordert der weitere Ausbau erneuerbarer Energien die Einbindung von noch mehr Akteuren.

**In C/sells demonstrieren wir mit unseren drei Basis-Instrumenten „Infrastruktur Informationssystem“, „Abstimmungskaskade“ und einem „regionalisierten Handel“ ein zelluläres, partizipatives und vielfältiges Energiesystem der Zukunft. Mehr und neue Akteure übernehmen Verantwortung, und es ergeben sich wirtschaftliche Chancen mit neuen Geschäftsmodellen.**



## C/sells ist zellulär

In C/sells denken und handeln wir zellulär, um die Potenziale der Infrastruktur und der Akteure bestmöglich zu nutzen. Zellen in C/sells sind sowohl bekannte Organisationseinheiten wie Regelzonen oder Verteilnetze als auch neue Zelltypen wie beispielsweise Quartiere oder Zusammenschlüsse von Akteuren, die im Zellverbund agieren. Sie sind digital vernetzt und integrieren ihre dezentralen Anlagen und Prozesse in das bestehende Energiesystem. Unter einem einheitlichen Rahmen können die Zellen innerhalb des Energiesystems frei handeln und entscheiden. So können sie vielfältige Funktionen und Aufgaben im Energiesystem übernehmen.

## C/sells ist partizipativ

In C/sells sehen wir gesellschaftliche Partizipation als eine zentrale Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende. Unsere

Ansätze erlauben Erzeugern, Bürgern, Unternehmen, staatlichen Institutionen und weiteren Stakeholdern, Entscheidung kooperativ zu treffen. Akteure in einer Zelle entscheiden beispielsweise autonom über Funktionsmodus ihrer Zelle oder Interaktionen mit anderen Zellen. Wir adressieren kurz- bis mittelfristige Lösungen zu verteilter Verantwortung für die zukünftige Organisation des Energiesystems. Dazu zählt die Empfehlung, die gegenwärtige hierarchische Organisation zu einem Netzwerk weiter zu entwickeln. Ebenso werden Prozesse und Technologien entwickelt, damit Übertragungsnetzbetreiber verstärkt mit Verteilnetzbetreibern kooperieren (Abstimmungskaskade) und Prosumenten und Konsumenten sich aktiv an Entscheidungen beteiligen können (regionale Flexmärkte, Energiemanagement im Quartier).

## C/sells ist vielfältig

Das Energiesystem der Zukunft ist vielfältig durch die große

Zahl und Unterschiedlichkeit der teilnehmenden Akteure am Markt, durch eine Fülle an unterschiedlichen technischen Komponenten, Lösungen und Schnittstellen. Beispiele für Vielfalt finden sich in C/sells in den Demonstrationzellen, die als Liegenschaften, Quartiere oder Microgrids organisiert sind. Es werden unterschiedliche Energiemanagementsysteme, Dienste und Marktmodelle entwickelt. Dezentralisierung und Digitalisierung befördern Vielfalt und werden umgekehrt von ihr befeuert. Vielfalt ist Herausforderung, da die Komplexität steigt, aber auch Chance durch erhöhte Innovationskraft. Somit ist Vielfalt sowohl Ergebnis als auch Ziel unserer Entwicklungen. Autonomie führt zur Vielfalt, zusammen mit Interoperabilität macht sie Vielfalt aber auch beherrschbar. Es geht also darum, Vielfalt zu organisieren, zu fördern und zu nutzen.

## Die C/sells Lösungen – Basis-Instrumente und Lösungsoptionen auf Zellebene

### Das Infrastruktur-Informationssystem (IIS)

Das Infrastruktur-Informationssystem (IIS) ist das C/sells-Instrument zur Digitalisierung von zellulär aufgebauten Energieinfrastrukturen. Unter dem Begriff IIS werden alle Komponenten zusammengefasst, die für die intelligente kommunikative Vernetzung dezentraler Energieerzeuger und -verbraucher sowie aller berechtigter Akteure benötigt werden. Hierfür schafft das IIS gemeinsame Regeln, Datenmodelle, Schnittstellen und technische Komponenten. Dabei ist das IIS als modulare Infrastrukturmgebung zu verstehen. Wesentliche Bausteine des IIS sind ein Flex-Kataster, ein Registry, ein Netzwerkmanagementsystem, das CLS-Management und die Bereitstellung von Prognosen. Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Erprobung und Weiterentwicklung der intelligenten Messsysteminfrastruktur als Basis einer digitalen Kommunikationsinfrastruktur.

### Die Abstimmungskaskade

Die Abstimmungskaskade bezeichnet die Organisation intelligenter Netze. Die Rollen- und Rechteverteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie den Marktakteuren werden in Abhängigkeit des jeweiligen Netzzustands eindeutig verteilt und damit organisiert. Dadurch kann die Abstimmung zwischen Netzbetreibern automatisiert und beschleunigt werden. Durch die Abstimmungskaskade können Zellen bis auf Niederspannungsebene adressiert werden, so dass diese nun befähigt werden, einen Systemdienstleistungsbeitrag, z. B. im Rahmen der Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität, zu liefern. Diese Zuordnung von Aufgaben und Abstimmung von Prozessen liefert eine klare Zellverantwortung des jeweiligen Akteurs, reduziert die Komplexität im System und ermöglicht eine Aggregation von Daten und Information für überlagerte Prozesse.

### Der regionalisierte Handel mit Energie und Flexibilität

Dritter, zentraler Baustein ist der regionalisierte Handel mit Energie- und Flexibilität. Der regionalisierte Handel mit Energie dient der Koordination von Marktteilnehmern. Der Flexibilitäts-handel erlaubt das Management von regionalen Spannungs- und Engpassproblemen sowie das Angebot von Produkten zur Marktflexibilisierung. Der regionalisierte Handel ist somit ein wichtiger Baustein zur Koordination der Vielzahl an Akteuren im zukünftigen Energiesystem. Der regionalisierte Handel mit Energie und Flexibilität schafft zusätzliche Partizipationsmöglichkeiten und ermöglicht es somit einer großen Anzahl an Teilnehmern, einen aktiven Beitrag zur Energiewende zu leisten und dabei ökonomische Erlöse zu erzielen. Entsprechend entwickeln wir Mechanismen, welche neben der markt- und netzdienlichen Flexibilitätsbereitstellung auch die Option eines marktlichen Zellenausgleichs bereitstellen. Der Ausgleich kann sowohl auf regionalen Märkten als auch über den zentralen Markt stattfinden, wobei sowohl Wechselwirkungen verschiedener, parallel existierender Märkte beachtet als auch „physikalische“ Netzrestriktionen berücksichtigt werden.

### Die spezifischen Lösungsoptionen auf Zellebene

Die C/sells-Lösungen erweitern bestehende Ansätze der Energiewirtschaft und eröffnen mit diesen Zellfunktionen die Teilhabe von kleinteiligen, dezentralen Erzeugern und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Sie können netzdienliche Flexibilität bereitstellen und dezentrale Daten für überlagerte Ebenen aggregieren. Neben dem vorrangigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Zelle können auch regionale Energieprodukte zwischen den Zellen gehandelt werden. Im Extremfall können einzelne Zellen auch im Inselnetzbetrieb gefahren werden und beim Netzwiederaufbau helfen. Die Zellfunktionen eröffnen dabei eine neue Dimension der Partizipation. Verbraucher können in ihrem Haushalt oder Quartier in Erneuerbare oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen investieren, den Strom und die Flexibilität selbst nutzen oder vermarkten.



## Energiewende? Digitale Energiezukunft!

*Autoren: Melanie Peschel, Leitung Arbeitspaket „Partizipation in komplexen Strukturen mit Partikularinteressen“, Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., Christian Schneider, stellv. Arbeitspaketleitung*

In neun Orten in Süddeutschland wird Partizipation besonders großgeschrieben: Diese sogenannten C/sells-Cities sind Schaufenster für die digitale Energiezukunft für alle Interessierte.

Neun an der Zahl: Pro Bundesland hat das C/sells-Partizipationsteam seit 2017 eine Großstadt (München, Mannheim, Kassel), eine mittelgroße Stadt bzw. Region (Landkreis Ebersberg, Fellbach und Dillenburg) sowie eine kleinere Kommune (Altdorf bei Landshut, Allensbach am Bodensee und Fürth im Odenwald) ausfindig gemacht, um dort verschiedenste Partizipationsaktivitäten durchzuführen und die Energiezukunft in den Köpfen aller Interessierten zu platzieren. Unser Auftrag ist vielfältig, ebenso wie die Zielgruppen: Nicht umsonst heißt das Arbeitspaket mit vollständigem Namen „Partizipationsarbeit in komplexen Strukturen mit Partikularinteressen“. Der Name erweist sich als Programm, wie die zurückliegende Projektzeit gezeigt hat. Während die einen mit der Energiewende lediglich Kostensteigerungen oder den Windpark vor Ort verknüpfen, ist für die anderen Energiewende das, was daheim passiert: Die Solaranlage, bestenfalls mit dem Speicher und der App, welche die Erzeugungs- und Verbrauchswerte anzeigt. Aber wer verbindet mit der Energiewende das ganzheitliche Energiesystem, welches es zu digitalisieren gilt?

### Heterogene Zielgruppen mit partikularem Interesse

Einen wesentlichen Anteil nimmt die Identifizierung und vor allem auch Vernetzung von interessierten Energiewende-Akteuren vor Ort in Anspruch, die sich offen für Forschungsprojekte und digitale Entwicklungen in Verbindung mit den Energienetzen zeigen. Ein Thema, das definitiv nicht im Alltag verankert ist, auch nicht bei Fachzielgruppen wie den lokalen Agenda-21-Gruppen, den Energiekommissionen aus Ehrenamtlichen oder anderen kommunalen Gruppierungen zu Energiethemen. „Intelligente Energienetze? Alexa und so – das ist doch was für Junggesellen mit zu viel Geld“ – ein Zitat, aus einer der Fokusgruppen entnommen, die wir in allen genannten C/sells-Cities durchgeführt haben. Diese Aussage ließ sich an vielen Stellen dahingehend wiederfinden, dass klar wurde: Auch an Energiethemen interessierte Personen brauchen konkrete Anlässe, Produkte oder Handlungsmöglichkeiten, um in Diskussionen nachhaltig und mit Motivation einsteigen zu können. Wissen um des Wissens Willen ist meist zu viel verlangt. Das Energiesystem selbst kommt als Diskussionsthema bei Bürgerinnen und Bürgern kaum an, da es nicht bewusst in der Lebensrealität wahr-

genommen wird. Zudem erschwert die große Komplexität eine einfache Vermittlung der Inhalte und eine schnelle Durchdringung des Themas.

### Je lebensnäher, umso mehr Interesse

Batteriespeicher für Zuhause (wie z.B. in Dillenburg als Bestandteil des C/sells-Demoprojekts), intelligent gesteuerte Heizungen oder aufgewertete Nachtspeicheröfen, die künftig klimafreundlich und mit höherem Komfort Wärme garantieren (wie in München bei der C/sells-Demozelle „Intelligente Wärme“) sind nur wenige Beispiele, durch welche wir bei der Partizipationsarbeit Anknüpfungspunkte für den Dialog gefunden haben. Dagegen locken allgemeine Informationen über die Veränderungen im Energiesystem die notwendige digitale Steuerung nur wenige hinterm Ofen hervor. Interessant, da gerade in Zeiten von Fridays-for-Future-Demonstrationen der Klimawandel wieder zum Gegenstand der öffentlichen Wahrnehmung wird und eine Diskussion dem Zeitgeist entspräche, die Energiewende wird jedoch häufig gar als Klimaschutzmaßnahme wahrgenommen. Dennoch: Mehr Verständnis und Interesse für Veränderungen finden sich stets dann, wenn es mit für die Menschen nutzbaren Dienstleistungen oder Mehrwerten verknüpft ist.

### Schmalere Grat Produktverkauf und Beta-Tester

Im Rahmen von C/sells verkaufen die Projektpartner keine neuartigen Produkte oder Dienstleistungen, aber suchen und finden Beta-Tester für unterschiedlichste Demonstrationszwecke wie dem Flexmarkt „ALF“ in Altdorf oder „ReFLEX“ in Dillenburg. Das kommt gut an und stößt auf hohes Interesse, wie die vollen Gemeindesäle gezeigt haben, als wir von SmartGridsBW gemeinsam mit unserem jeweiligen C/sells-Partner vor Ort zu den Auftakt-Informationsabenden einluden. Es ist ein schmaler Grat, auf dem es stets zu balancieren gilt, um als vertrauenswürdiger und neutraler, technologieoffener Gesprächspartner wahrgenommen zu werden. Das ist übrigens eines der größeren Aha-Erlebnisse, auf das wir immer wieder stoßen und regelmäßig im C/sells-Projektnewsletter berichten: Gerade Bürgerinnen und Bürger als Privatpersonen begegnen unseren Informations- und Dialogangeboten bei Marktveranstaltungen und Ähnlichem

zunächst mit deutlichem Abstand, manche finden aber schnell Interesse, wenn wir konkrete Aktivitäten vor Ort erläutern – wie eben den lokalen Flexmarkt quasi als „ebay für den Stromhandel“, bei dem Mitmachen möglich ist.

### Smart Meter als wenig hilfreiches Stichwort

Stichworte wie Smart Meter als Synonym für das intelligente Messsystem sind dabei bislang in den Diskussionen wenig hilfreich: Der Begriff wird permanent in einen Topf geworfen mit der modernen Messeinrichtung und somit wird dem Produkt die „smarte“ Eigenschaft – zu Recht – abgesprochen: Die moderne Messeinrichtung hat kein Daten-Empfangs- oder Versand-Modul, und der Kunde muss nach wie vor den Zähler-schrank aufklappen und die Werte ablesen – umständlich mit einer Taschenlampe, um die Infrarotschnittstelle zu überbrücken. Lediglich eine digitale Anzeige mit Speicherung von Verbrauchswerten der letzten Monate ist wenig smart. Dagegen ist die tatsächlich intelligente Lösung, nämlich das intelligente Messsystem mit Smart Meter Gateway bis dato nicht in der breiten Masse angekommen. Und den aus individueller Kundensicht größten Mehrwert – variable Stromtarife in Abhängigkeit der Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien und Kostenvorteile für den Kunden – gibt es bislang von so gut wie kaum einem Lieferanten. Dass jedoch nicht mal der Begriff Smart Meter selbst, geschweige denn das intelligente Messsystem bei den meisten Bürgerinnen und Bürgern bekannt ist, macht die Sache nur bedingt besser und stellt die Kommunikation insgesamt vor große Herausforderungen.

### Partizipation vs. Dialog

Unser besonderes Anliegen ist es, Sensibilität für den Umgang mit den Begriffen Partizipation und Bürgerbeteiligung in Abgrenzung zu Kommunikation, Dialog und Energiewende-Marketing zu schaffen. Der Begriff „Partizipation“ muss einen gewissen Grad tatsächlicher Mitbestimmung und eine reale Entscheidungsmöglichkeit für die Partizipierenden bieten. Die damit einhergehende Erwartungshaltung muss erfüllt werden, um die Mitwirkungsbereitschaft der Bürgerinnen und Bürger aufrechtzuerhalten und nicht zu einer Ablehnungshaltung zu führen. Informations- und Kommunikationsformate bilden eine notwendige Grundlage für Partizipation. Sie ermöglichen eine thematische Einordnung des Gegenstands und schaffen Formate zum Dialog und Austausch. Dass die höchste Form der Partizipation auch Mitbestimmung über die Grundlagen bedeutet und als Königsdisziplin von Bürgerinnen und Bürgern erwartet wird, kann auch für Verdruss sorgen, schließlich wird Partizipation hier vor allem im Rahmen der Umsetzung verstanden. Es bedarf also eines guten Erwartungsmanagements gegenüber Bürgerinnen und Bürgern sowie den lokalen Akteuren, was unter Partizipa-

tion verstanden werden kann. Ferner bedarf eines klaren Bezugspunkts, wie etwa eines lokalen Projekts oder die Nutzung einer konkreten Dienstleistung (wie die Teilnahmemöglichkeit an einem RegioFlexMarkt bzw. regionalisierten Handel). Die bloße Beteiligung an einem Gesamt-System ist zu diffus und vor allem für Nicht-Experten kaum greifbar – dementsprechend auch abschreckend.

### Landes- oder bundesweite Strategie und Konzepte müssen lokal verankert werden.

Wenn wir auf das Jahr 2018 und das erste Halbjahr 2019 blicken, zeigt sich vor allem sehr deutlich: Eine „oben“ angesetzte, übergreifende Strategie für die Bewusstseinsbildung beim Thema Energiezukunft muss lokal umgesetzt werden. Wir müssen vor Ort bleiben, um kleinteilige und lokale Gegebenheiten und Erfahrungen und Bedürfnisse herausfinden, ernst nehmen und in unseren Dialog einbauen. Die Energieversorgung als universelles, notwendiges Gut sieht von Land zu Land, von Stadt zu Stadt und teils von Quartier zu Quartier unterschiedlich aus. Waren in kleineren Kommunen Themen wie etwa die energetische Gestaltung von Eigenheimen präsent, spielen derartige Anliegen in größeren Städten eine verschwindend geringe Rolle. Hier geht es eher um die Organisation und Konzeption eines sozialverträglichen Alltags in dicht besiedelten und eng bebauten Umgebungen, das Thema Energie wird hier kaum von generellen Nachhaltigkeitsfragen differenziert. Es geht dort darum, als Mieter seine beschränkten Möglichkeiten optimal einzusetzen. Sharing-Angebote spielen hier beispielsweise eine große Rolle oder die Möglichkeit, über Absprachen und gegenseitige Unterstützung auf Quartiersebene Verbräuche einzusparen und vorhandene Potenziale bestmöglich zu nutzen.

### Ich bin Zukunft

Wir verfolgen weiterhin konsequent das Ziel, in unseren neun Partizipations-Zellen unsere Zielgruppen individuell unter Einbezug der lokalen Situationen zu adressieren. Mit der Plattform „Ich bin Zukunft“ haben wir seit Sommer 2018 einen Zugang geschaffen, mit dem wir die Relevanz für die persönliche Zukunft aufzeigen können und so zu einer aktiven Teilnahme an der Energiewende vor Ort motivieren. Hemmschwellen aufgrund von Fachbegriffen, komplexen Sachverhalten und abstrakten Produkten werden durch einladende Sprache, zugängliche Themen und eine positive plakative Bildsprache reduziert. Mit dem Label „Ich bin Zukunft“ hat SmartGridsBW eine Dialog-Plattform geschaffen, die situativ informiert und dabei stets in den Fokus rückt: Mitmachen ist nicht für irgendwen und irgendwann wichtig, sondern für Dich in Deiner persönlichen Lebenswelt. Das motiviert und erzeugt das von uns gewünschte Movement im Kopf.

## Was darf lokaler Strom kosten?

Autoren: Esther Mengelkamp, Thomas Schönland, Julian Huber, Prof. Christof Weinhardt (Karlsruher Institut für Technologie (KIT))

Prosumer im Solarbogen C/sells besitzen eine zunehmende Anzahl an PV-Anlagen, Speichern, und Elektrofahrzeugen. Diese sind aktuell noch kaum direkt an den Strommarkt angebunden. Um die Flexibilität dieser Anlagen und der zunehmenden Anzahl an Prosumern in das Energiesystem zu integrieren, müssen neue Handlungsräume geschaffen werden. Lokale Energiemärkte und Flexibilitätsplattformen sind ein vielversprechendes Konzept, um Marktsignale zu erzeugen und Erzeugung und Nachfrage bereits auf der Verteilnetzebene auszugleichen. Langfristig können so CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart und der Netzausbau vermindert werden.

Lokale Energiemärkte (LEM) sind elektronische Marktplattformen, die den Handel von Energie und Flexibilität zwischen den Agenten einer sozial und geografisch nahen Nachbarschaft ermöglichen.

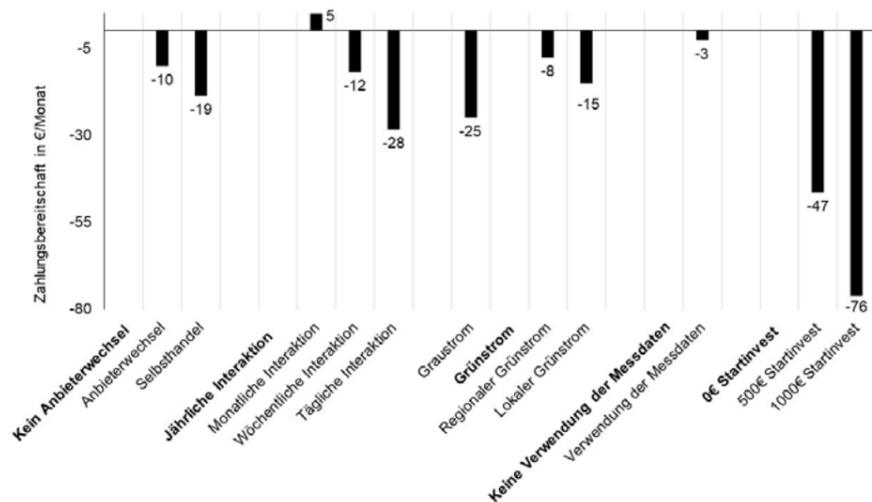
Um möglichst attraktive LEMs zu gestalten, haben wir in C/sells die Bedeutung von Designparametern für LEM aus Kundensicht mit einer adaptiven, wahlbasierten Conjoint-Studie in einem deutschlandweiten Panel mit 417 Befragten untersucht. Hierbei wurden die folgenden Designparameter untersucht:

- Wahl des Anbieters: Ob der lokale Markt vom bisherigen Energieversorger angeboten werden soll, ein Anbieterwechsel vertretbar wäre oder Haushalte gerne eigenständig handeln würden.

- Eingebehäufigkeit: Wie oft Haushalte mit dem lokalen Markt interagieren, um ihre Preisvorstellungen und Präferenzen anzugeben.
- Strommix: Die Erzeugungsquellen des gehandelten Stroms.
- Verwendung der Messdaten ermöglicht die Nutzung von Stromdaten zur Prognose von Netzbelastungen u.ä.
- Monatliche Stromkosten, verglichen mit den derzeitigen Stromkosten und einer möglichen Anfangsinvestition (z.B. für Energiespeicher oder PV-Anlagen).

Die Ergebnisse zeigen, dass die ökonomischen Attribute mehr als 50% der Entscheidung ausmachen, an einem LEM teilzunehmen. Die Markteigenschaften (Wahl des Anbieters, Eingebehäufigkeit, Erzeugungsstruktur) machen jeweils etwa 10% der Entscheidungsgrundlage aus. Die Datenfreigabe hat hingegen kaum einen Einfluss. Zudem zeigen Haushalte mit mehr als zwei Personen oder mit Bewohnern unter 60 Jahren eine höhere Teilnahmebereitschaft an LEM.

Die Ergebnisse zeigen, dass in Deutschland ein grundsätzliches Interesse an LEM besteht. Dies lässt auf eine hohe Teilnehmerzahl der in C/sells entwickelten LEMs und Flexibilitätsplattformen hoffen.



- Abb. 1: Änderung der Zahlungsbereitschaft in €/Monat, die ein deutscher Haushalt besitzt, im Vergleich zum Status Quo.
- Mengelkamp, E., Schönland, T., Huber, J., & Weinhardt, C. (2019). The value of local electricity-A choice experiment among German residential customers. Energy Policy, 130, 294-303.

## Gesetzliche Stromkennzeichnung – intransparent und reformbedürftig

Autoren: Nora Günther und Prof. Dr. Heike Wetzel (Universität Kassel)

Nach §42 EnWG stellt die gesetzliche Stromkennzeichnung eine Auskunftspflicht der Energieversorgungsunternehmen über ihren Energieträgermix und dessen Umweltauswirkungen dar. Ziel dieser Verbraucherinformation ist es, Stromanbieter besser miteinander vergleichen und damit einen Einfluss auf deren Beschaffungsverhalten nehmen zu können. Ob und in welchem Umfang die Stromkennzeichnung bei Verbrauchern bekannt und verständlich ist und wie Verbraucher die regionale Stromherkunft bewerten, wurde in einer Befragung von 213 Personen aus dem Raum Kassel im Frühjahr 2019 untersucht. Zum Einstieg wurde die Stromkennzeichnung eines fiktiven Stromanbieters gezeigt:

Insgesamt wurde die gesetzliche Stromkennzeichnung eher als unübersichtlich und kompliziert eingeschätzt. Dennoch bewertete die überwiegende Mehrheit der Befragten sie als informativ und gab an, die Informationen der Stromkennzeichnung für einen zukünftigen Anbietervergleich verwenden zu wollen.

Ebenso besteht Interesse an einer regionalen Stromkennzeichnung. Seit Beginn 2019 können Stromanbieter durch Regionalnachweise einen Anteil Erneuerbarer Energien, finanziert aus der EEG-Umlage als »regional erzeugt« in ihrer Stromkennzeichnung ausweisen. Nach §79a EEG muss dieser Grünstrom im Umkreis von 50 km zum Endkunden produziert werden. Um

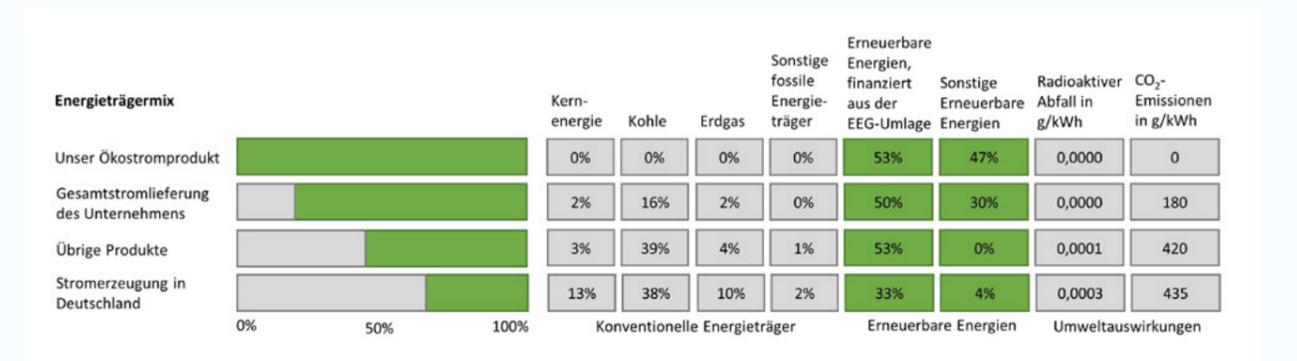


Abbildung 1: Stromkennzeichnung eines fiktiven Stromanbieters

Nur 30% der Befragten gaben an, diese Art der Verbraucherinformation sowie die eigene Stromkennzeichnung zu kennen. Weiteren 30% ist die Stromkennzeichnung zwar im Allgemeinen bekannt, die ihres eigenen Stromanbieters kennen Sie jedoch nicht. Wiederum 30% gaben an, sie haben die Stromkennzeichnung noch nie gesehen (Rest: weiß nicht, keine Angabe).

zu überprüfen, wie die Befragten gegenüber einer regionalen Grünstromkennzeichnung eingestellt sind, wurde ihnen erneut Abbildung 1, nun erweitert um den Posten regional produzierte Erneuerbare Energien, gezeigt. Die Befragten sehen in dieser Ergänzung einen Mehrwert, da sie zusätzliche Informationen über die Stromherkunft erhalten.

Außerdem wurde untersucht, ob die Befragten in der Lage sind, die Strombeschaffung des gezeigten fiktiven Stromanbieters richtig zu erfassen. Bei 80% Erneuerbare Energien in dessen Gesamtstromlieferung sollte der Anteil an Erneuerbaren Energien ermittelt werden, den der Stromanbieter tatsächlich selbst beschafft hat. Bei dieser offenen Frage gaben 55% der Befragten an, die Lösung nicht zu wissen. 41% nannten eine Zahl, darunter waren jedoch nur zwei Personen, die die richtige Lösung von 60% angaben. Damit konnte nur knapp 1% der befragten Personen den vom Stromanbieter tatsächlich beschafften Stromanteil aus Erneuerbaren Energien korrekt ermitteln.

Allerdings konnte auch gezeigt werden, dass Verbraucher aus der Stromkennzeichnung allein keine Aussage über die tatsächliche Strombeschaffung ableiten können. Daher ist eine Reform der gesetzlichen Stromkennzeichnung in Hinblick auf ein besseres Verbraucherverständnis absolut notwendig.

## Business Model Language für kooperative Smart-Grid-Geschäftsmodelle

Autoren: Pascal Häbig (Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen (IER); Trung Vu (IER); Klarissa Niedermeier (FhG ISE); Dr. Harald Schäffler (schäffler sinnogy)

Der technologische Fortschritt sowie der damit einhergehende gesellschaftliche Wandel beeinflussen die gesamtwirtschaftliche Entwicklung maßgeblich. Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung zählen zu den weiteren Treibern dieses Wandels. Die dadurch veränderten Rahmenbedingungen ermöglichen und erfordern neue Formen der Geschäftslogik, die in der Folge etablierte Marktstrukturen in Frage stellen. [1]

Neuartige, oft datengetriebene Geschäftsmodelle gewinnen an Bedeutung. Die Wertschöpfung wird immer häufiger in Form eines Netzwerks ausgestaltet. Dies setzt ein hohes Maß an Kooperation bzw. Kommunikation der involvierten Partner und damit eine leistungsfähige Kommunikationsinfrastruktur voraus. In den Mittelpunkt der Tätigkeit rücken die Ressourcenorchestrierung und die Nutzenmaximierung des gesamten Ökosystems. [2]

Für das Design und die Visualisierung solcher kooperativen Geschäftsmodelle ergibt sich die Fragestellung: Können herkömmliche Werkzeuge zur Modellierung von Geschäftsmodellen, sogenannte Business Model Languages, weiterhin herangezogen werden und tragen diese gleichzeitig der skizzierten gesamtwirtschaftlichen Veränderung Rechnung? Insbesondere einer differenzierten Darstellung der relevanten Wertschöpfungsströme wird im Kontext des Smart Grids eine besondere Bedeutung beigemessen. [3]

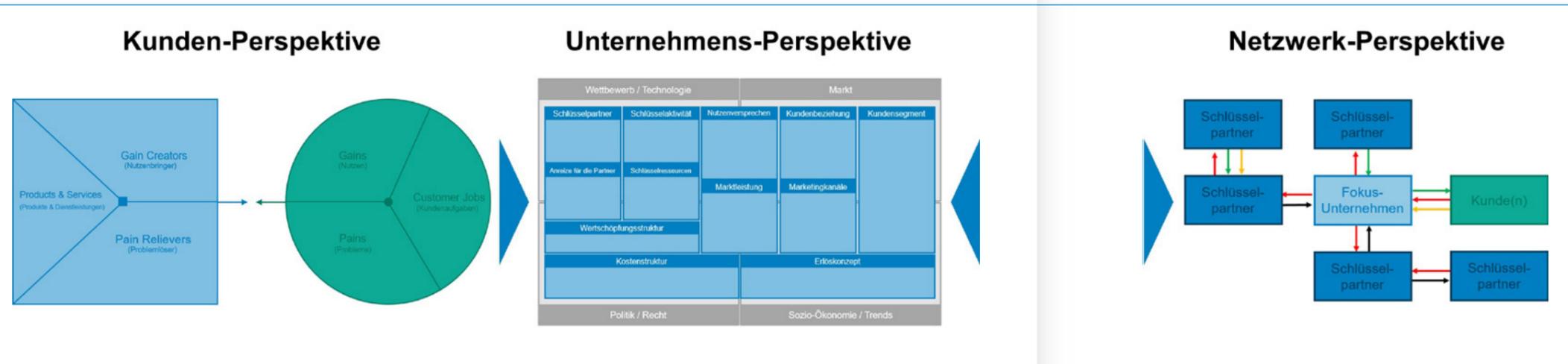
Im Rahmen von vier Workshops mit C/sells-Partnern konnte anhand realer Smart-Grid-Geschäftsmodelle gezeigt werden, dass sich für eine ganzheitliche Darstellung kooperativer Geschäftsmodelle eine Kombination bekannter Methodenwerkzeuge sehr gut eignet. Die unten dargestellte, modifizierte Version der Business Model Language „Value Network“ integriert sowohl die Darstellung der Kunden als auch die Unternehmens- sowie der Netzwerk-Perspektive. Die strukturierte Herangehensweise hilft zum einen, gewohnte Denkmuster aufzubrechen, zum anderen kann diese auch als Kreativitätstechnik eingesetzt werden. Das beschriebene Methodenset dient in jedem Fall dazu, die Kommunikation innerhalb eines Unternehmens zu verbessern. [3]

Um weitere Erkenntnisse zu kooperativen Geschäftsmodellen und den typischen Geschäftsmodell-Mustern im Smart Grid gewinnen zu können, werden interessierte C/sells-Partner in der nächsten Projektphase eingeladen, an einer Schulung teilzunehmen. In diesem Fall bitten wir Sie, gerne Kontakt mit uns aufzunehmen:

[pascal.haebig@ier.uni-stuttgart.de](mailto:pascal.haebig@ier.uni-stuttgart.de)  
[trung.vu@ier.uni-stuttgart.de](mailto:trung.vu@ier.uni-stuttgart.de)

### Literatur:

- [1] Giehl, Johannes; Göcke, Hayri; Grosse, Benjamin; Kochems, Johannes; Müller-Kirchenbauer, Joachim (2019): Vollaufnahme und Klassifikation von Geschäftsmodellen der Energiewende. Working Paper Energie und Ressourcen, Berlin.
- [2] van Alstyne, Marshall W.; Parker, Geoffrey G.; Choudary, Sangeet Paul (2016): Pipelines, Platforms, and the New Rules of Strategy. Scale now trumps differentiation. In: Harvard Business Review (April), S. 1–9.
- [3] Vu, Trung; Häbig, Pascal; Fluri, Verena; Schäffler, Harald (2019): C/sells-Arbeitspaket 2.3 - Geschäftsmodelle. Forschungsbericht für den Reviewprozess. Hg. v. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen. Stuttgart.
- [4] Schneider, Marcel; Mittag, Tobias; Gausemeier, Jürgen (2016): Modeling Language for Value Networks. In: International Association for Management of Technology (Hg.): 2016 Conference Proceedings, S. 94–110.
- [5] Osterwalder, Alexander; Pigneur, Yves (2013): Business model generation. A handbook for visionaries, game changers, and challengers. New York: Wiley&Sons.



[pascal.haebig@ier.uni-stuttgart.de](mailto:pascal.haebig@ier.uni-stuttgart.de)

[trung.vu@ier.uni-stuttgart.de](mailto:trung.vu@ier.uni-stuttgart.de)

Abbildung: Modifizierte Business Model Language „Value Network“ in Anlehnung an [4, 5]

# Infrastruktur-Informationssystem & Daten

## Das Infrastruktur-Informationssystem Lab

Autorin: Marilen Ronczka (Power Plus Communications AG)

Im IIS Labor wird die Funktionsweise und das Zusammenspiel der einzelnen IIS-Komponenten für das Energiesystem der Zukunft in einer Testumgebung demonstriert. Die Demonstrationszellen nutzen das Labor, um die IIS-Funktionen für ihre spezifischen Anwendungen in einer abgeschlossenen Laborumgebung auszuprobieren, bevor sie in den konkreten Feldtest gehen.

Eine funktionierende Kommunikationsinfrastruktur ist die Grundlage aller geplanten Anwendungsfälle im digitalisierten Energiesystem der Zukunft. Als Basis hierfür wird ein Großteil der C/sells-Demonstrationszellen die intelligente Messsystem-Infrastruktur erstmalig einsetzen und evaluieren. Bei der konkreten Ausgestaltung und Umsetzung sehen sich die Verantwortlichen jedoch häufig mit den gleichen Fragen konfrontiert:

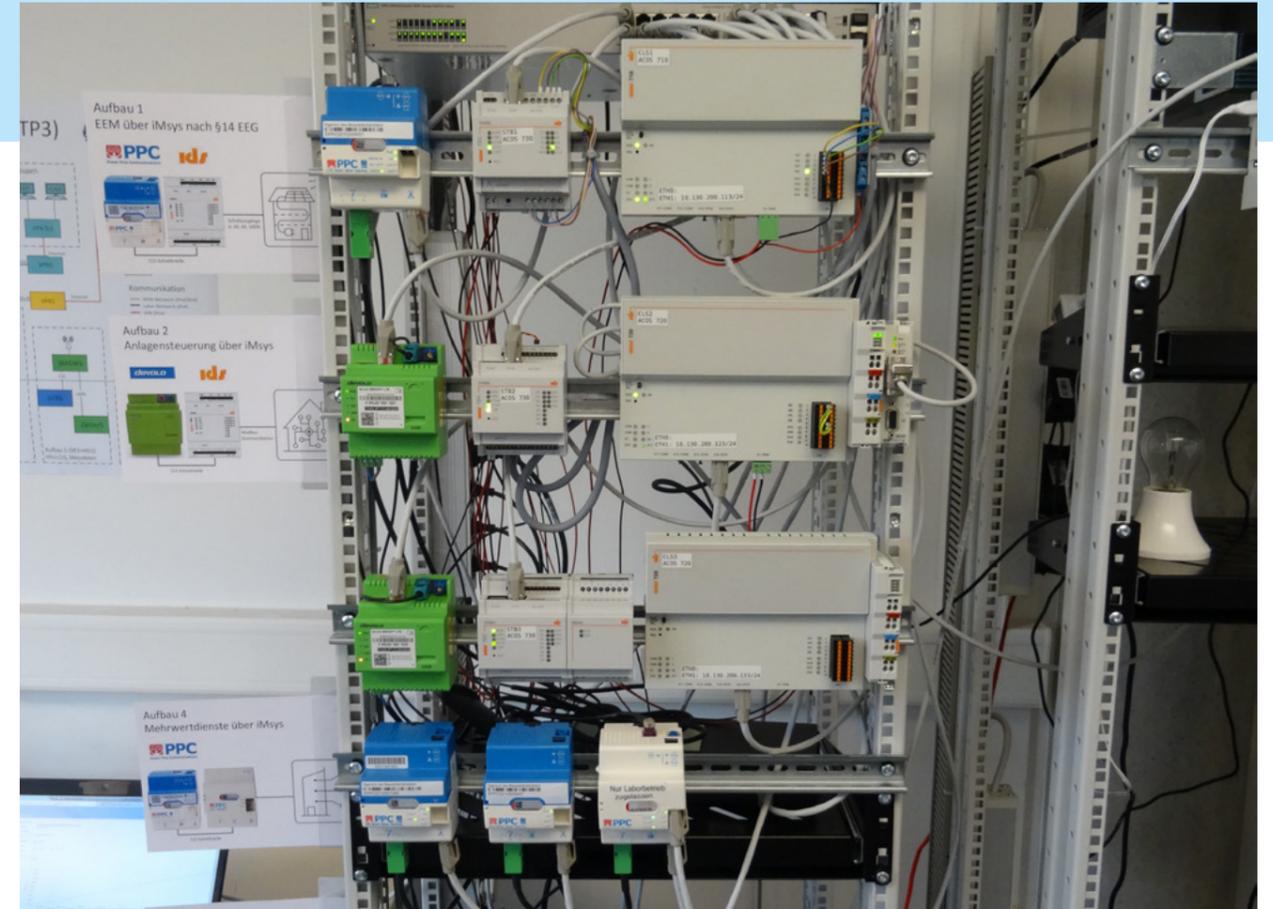
- Wie genau erfolgt das Zusammenspiel zwischen den Komponenten des Energiesystems der Zukunft?
- Wie sieht der Einsatz von modernen Messeinrichtungen (mME), Smart Meter Gateways (SMGWs), Steuerboxen in Verbindung mit dezentralen Anlagen und der Gateway-Administration (GWA) in der Praxis aus?
- Wie funktioniert das Infrastruktur-Informationssystem (IIS)?

Um diese technischen Fragen nicht erst beim Einsatz im Feld zu beantworten, wurde bei der IDS GmbH in Ettlingen ein C/sells IIS-Labor aufgebaut. Hier haben alle C/sells-Partner die Möglichkeit, die für ihre geplanten Anwendungsfälle benötigte Hard- und Software in einer geschützten Laborumgebung auszutesten: So werden SMGW, Steuerbox und Co. für die C/sells-Partner anfass- und erlebbar und sie können bereits frühzeitig Erfahrungen mit der iMSys- und IIS-Infrastruktur sammeln.

### SMGW, Steuerbox und Co. erfolgreich getestet

Der Laborpilot – im Projekt auch prominent unter dem Namen „IIS Lab“ bekannt – wurde am 21. Februar 2019 bei der IDS GmbH von der TP3- sowie der Gesamtprojektleitung eröffnet und offiziell in Betrieb genommen. Die erste Laborphase konzentriert sich zunächst auf die Basisinfrastruktur: Im ersten Schritt werden intelligente Messsysteme (mME in Kombination mit SMGW), Steuerboxen/CLS-Module und Testanlagen eingebaut und ihr Zusammenspiel mittels Gateway-Administration und CLS-Management erprobt. Erste Anwendungsbeispiele wie der Aufbau eines sicheren TLS-Kanals oder das Schalten und Regeln auf eine Anlage, im Laboraufbau durch eine Glühlampe symbolisiert, konnten reibungslos demonstriert werden.

In der zweiten Laborphase wird die Basisinfrastruktur um die verschiedenen IIS-Plattformkomponenten erweitert: Erste Prototypen von Flex-Kataster, Registry, Netzwerkmanagementsystem und Prognosetools werden schrittweise in den Laboraufbau eingebracht sowie die Anbindung partnerspezifischer Hardware an die CLS-Schnittstelle der SMGWs getestet.



### Mitmachen erwünscht!

Mit dem „IIS Lab“ ist einer der wichtigsten Meilensteine für C/sells erreicht. Er bietet eine große Chance für die Partner, da das Zusammenspiel der Komponenten im intelligenten Energiesystem auf vielfältige Weise getestet werden kann, bevor diese im Feld verbaut werden. Sie möchten die C/sells-Test-Infrastruktur nutzen und Ihren Anwendungsfall in einer Laborumgebung ausprobieren? Dann sprechen Sie uns gerne an:

[michael.conrad@ids.de](mailto:michael.conrad@ids.de)  
[maximilian.arens@devolo.de](mailto:maximilian.arens@devolo.de)  
[m.ronzka@ppc-ag.de](mailto:m.ronzka@ppc-ag.de)

## Das Marktstammdatenregister in C/sells

Autoren: Tobias Schmid (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (München)),  
Sven Killinger (Fraunhofer ISE (Freiburg))

Detaillierte Daten zu den PV-Anlagen und Hausspeichersystemen bilden die Grundlage für die Verbesserung von Hochrechnungen und die Identifizierung von Flexibilitäten. Im Rahmen des AP 3.4 „Hochrechnungen und Prognosen“ wurde eine Datenbank für den Einsatz in C/sells erstellt.

### Datenbasis

Das Marktstammdatenregister-Webportal (MaStR) der Bundesnetzagentur ist seit dem 31. Januar 2019 öffentlich zugänglich. Es enthält unter anderem die Anlagenstammdaten zu mehr als 1,7 Millionen Stromerzeugungsanlagen in Deutschland und ersetzt die bisherigen Veröffentlichungen der Netzbetreiber. Es steht unter der Datenlizenz Deutschland – Namensnennung – Version 2.0 und erlaubt eine kommerzielle und nicht kommerzielle Nutzung.

### Datensatzbeschreibung

Der in C/sells erstellte Datensatz umfasst alle PV- und Windenergieanlagen in Deutschland. Für jede Anlage stehen die technischen Parameter wie die installierte Leistung oder der

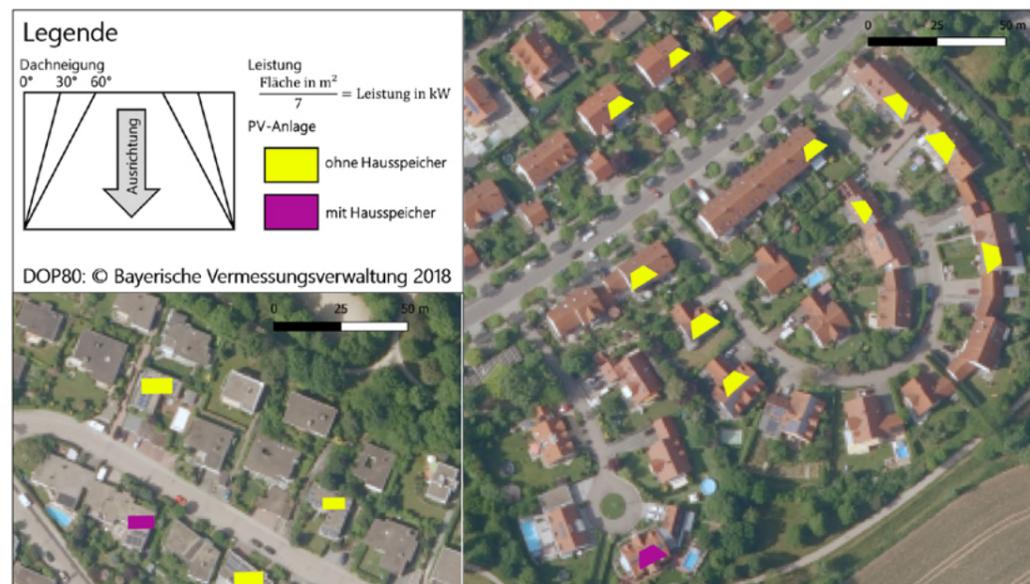
Zeitpunkt der Inbetriebnahme zur Verfügung. Die MaStR-Daten werden durch die Ergebnisse weiterer Analysen ergänzt, von denen zwei im Folgenden beschrieben werden.

### Identifikation von Hausspeichern

Zu vielen Anlagen liegen auch die Bewegungsdaten, d.h. die jährliche Stromerzeugung, vor. Durch den Vergleich der Volllaststunden und des Inbetriebnahmejahrs wurden Standorte von Hausspeichern identifiziert. Diese werden in Zukunft auch durch die Meldungen im MaStR ergänzt und können nun die Grundlage für einen Flexibilitätsatlas bilden.

### Orientierungsanalyse

Ziel der Orientierungsanalyse war, die Position, Größe, Azimut- und Neigungswinkel bestehender PV-Anlagen zu bestimmen. Zahlreiche GIS-basierte Datensätze und 3D-Modelle wurden analysiert und Bilderkennungsverfahren mit neuronalen Netzen eingesetzt. Das Verfahren wurde am Beispiel der Städte Regensburg und Bayreuth entwickelt und validiert. Diese Datenbasis ermöglicht eine bessere Hochrechnung der Stromerzeugung.



## Wir sind die Cloud – Digitalisierte Sektorenkopplung und klimaneutrale Gebäude zur Energiewende

Autoren: Cornelius Breitling, Steffen Klingler (KOP GmbH)



Ein Beitrag über das Reallabor „Smart Living Weinstadt“ in C/sells

### Wahlweise freie Lebens- oder ambulante Betreuungssituation

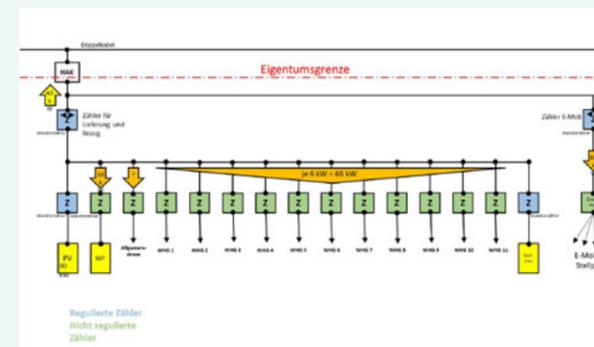
- Barrierefrei (inklusive Fahrrad-Aufzug)
- Begleitungsfähige Wohnungen für jedes Alter
- Ambient Assisted Living-Anteile für jedes Alter

### Klimapositives Gebäude

- Plus-Energie-Gebäude mit Eis-Energiespeicher und PVT-Anlage
- Vollständig Regenerative Energieversorgung
- Rezyklierbarkeit, insbesondere ohne WDVS-Anteile

### Digitalisierung und Mobilität

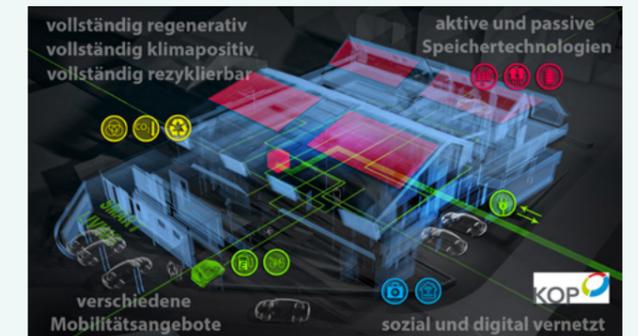
- (Micro-) Smart Grid – Anbindung
- Verschiedene Mobilitätsangebote / cars and bikes / E-Lademanagement
- Digitalisierung in der ambulanten, häuslichen Pflege



### Wir sind ...

- » **98 % des Strombedarfs in Deutschland**
  - Wir wohnen und arbeiten in Gebäuden.
- » **Vernetzt nach innen und nach außen**
  - Die Technik ist in den Gebäuden verbunden und verbindet sich mit anderen Gebäuden.
- » **Erzeugung und Verbrauch in einem**
  - Energieversorgung ist nicht mehr nur Top-Down.
- » **Digital in Planung und Betrieb**
  - Gebäude werden digital geplant und im Betrieb begleitet.
- » **Speicher und Speicherort in einem**
  - Gebäude sind mehrfach beteiligt an der Energiewende.
- » **21,5 Millionen**
  - 19,5 Mio. Wohngebäude und 2 Mio. Nichtwohngebäude in Deutschland
- » **Flexibilität und Ausgleich für alle**
  - Gebäude stellen einen Beitrag für die Volatilität von Erneuerbaren Energien.
- » **Grundbedürfnis und Lebensgrundlage**
  - Gebäude bedeuten einen wesentlichen Teil unseres Lebens. Partizipation ist wichtig.
- » **Klimaneutral und rezyklierbar**
  - Gebäude können mit Smarttechnologie klimaneutral und rezyklierbar sein.

### Wir sind ... die Gebäude .... wir sind wir alle.



# Intelligente Netze

## Verteilnetze sind die Drehscheibe der Energiewende

Autor: Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner, Geschäftsführer House of Energy e.V.  
Aktualisierter und gekürzter Beitrag, erschienen im THEMEN:magazin 2018

Nur ein systemischer und technologieoffener Gesamtansatz wird zu einer ökologisch und ökonomisch erfolgreichen sowie akzeptierten Transformation des Energiesystems und folglich zu mehr Nachhaltigkeit führen.

Die Energiewende basiert bisher vor allem auf dem Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor. Deren ausgeprägte und leistungsstarke Volatilität trifft auf ein System, das für diese Aufgabe nicht konzipiert ist. In diesem Kontext entwickeln sich elektrische Verteilnetze zu einer integrierenden Struktur von zentraler Bedeutung. Sie können als Drehscheibe des künftigen Energiesystems bezeichnet werden.

Erneuerbare Energien – allen voran Sonne und Wind – stellen gemäß Überlegungen von Herrn Dr. Joachim Nitsch pro Jahr etwa das 20.000-fache des globalen Energiebedarfs bereit. Allerdings mit Eigenschaften, die ihre Nutzung zu einer technischen Herausforderung werden lässt. Die Energie weist eine geringe Dichte auf, die Leistung steht zeitlich nur begrenzt sowie im Hinblick auf Ort, Zeit und Amplitude stark schwankend, also volatil, zur Verfügung. Da die meisten technischen Energiewandler erneuerbare Energien in Elektrizität überführen, rückt diese Energieform damit automatisch ins Zentrum der Energiewende.

### Kombinierte Transformation und Leistungsbedarf

Im Kern zielt die Energiewende auf die Dekarbonisierung – besser Defossilisierung – von Wirtschaft und Gesellschaft ab. Sie lässt sich unter den in Deutschland vorhandenen Rahmenbedingungen aus volkswirtschaftlicher Sicht nur als kombinierte Transformation der Sektoren Elektrizität, Verkehr und Wärme erreichen und wirtschaftlich darstellen. Diese ganzheitliche und integrierte Vorgehensweise macht es erforderlich, Anwendungen in den Bereichen Verkehr und Wärme (bzw. Kälte), die heute fossile Energieträger nutzen, künftig – ggf. indirekt über synthetische Brennstoffe wie Wasserstoff – zu elektrifizieren.

Um den aktuellen Bedarf an elektrischer Energie in Höhe von

etwa 600 TWh pro Jahr durch einen Erzeugungsmix bereitzustellen, der zu 80 % auf erneuerbaren Energien – Wind, Sonne, Wasserkraft, Biomasse – basiert, ist eine Kraftwerksleistung von rund 400 GW erforderlich. Dies entspricht etwa dem fünffachen des maximalen Leistungsbedarfs von heute. Auf Grund der Diversität des Erzeugungsparks in Bezug auf Typ und Ort treten maximal rund 50 % dieser Leistung, also rund 200 GW, zeitgleich auf und sind damit technisch zu beherrschen.

### Energiewende ist im Kern Effizienz- und Leistungswende

Die genannten Zahlen beschreiben den Stromsektor. Nimmt man den Energiebedarf für Verkehr und Wärme hinzu, so ergibt sich – Stand heute – eine Anforderung von rund 2500 TWh. Dieser Wert, der mehr als dem Vierfachen der elektrischen Energie entspricht, ist in Deutschland über den alleinigen Einsatz regenerativer Energien nicht darstellbar; weder in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit noch in Bezug auf die Akzeptanz.

Durch eine deutliche Steigerung von Effizienz und Suffizienz ist daher der Energiebedarf signifikant – schätzungsweise um rund 40 % – auf etwa 1500 TWh zu senken. Die entscheidende Frage lautet: Für welche Anwendung setzen wir Energie ein und wie können dabei die Verluste minimiert werden? Ein wichtiges Instrument hierfür ist die Digitalisierung.

Durch dieses Vorgehen vereinfacht sich die technische Aufgabenstellung. Geht man zudem davon aus, dass etwa 300 TWh an elektrischer Energie außerhalb elektrischer Netze direkt in Power-2-X-Anlagen, z.B. zur Wasserstoffherstellung, genutzt werden, so müssen die öffentlichen Netze eine Energiemenge von rund 1.200 TWh bewältigen. Dies korrespondiert mit einer regenerativ dominierten Erzeugungslleistung von etwa 800 GW,

von der aufgrund der Diversität maximal rund 400 GW zeitgleich auftreten. Es ist ambitioniert, aber technisch machbar. Das Resultat ist ein zu 80 % defossilisiertes Energiesystem.

### Energiesystem von Morgen durchdenken – Ort und Zeit berücksichtigen

Im elektrischen System ist zu jedem Zeitpunkt das globale Leistungsgleichgewicht aufrechtzuerhalten. Der Strommarkt sorgt für ein gemittelt Gleichgewicht im Viertelstundenrhythmus, während die Frequenz-Leistungs-Regelung in Echtzeit arbeitet und die Abweichungen innerhalb der Viertelstunde ausgleicht.

Eine ähnliche Regelung ist künftig im Netzbereich erforderlich. Dieser muss auf die globalen Preissignale des Strommarktes lokal reagieren. Der globale Strompreis wird ein globales Konsumverhalten hervorrufen, das zu regionalen Engpassmanagement erfordert. Ein Netzausbau, der alle auftretenden Belastungen statisch beherrscht, wird nicht realisierbar sein.

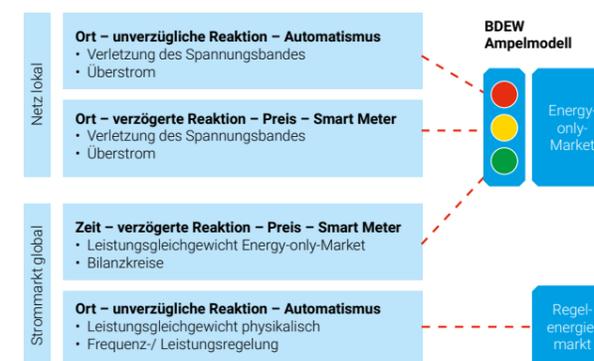


Abb. 1: Direktes und indirektes Management des Energiesystems – Ort und Zeit, Automatismus und Preis

Die Ampelfunktion des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) klassifiziert dieses Vorgehen. In der Phase grün treten keinerlei Netzengpässe auf. Der Markt arbeitet uneingeschränkt. In der Phase rot, die stets zellenbezogen ermittelt wird, greift der Netzbetreiber unverzüglich und – künftig automatisiert – in die Lastflüsse bzw. die Spannungshaltung ein, um Schäden am System und den angeschlossenen Anlagen zu vermeiden. Dazu erfolgt eine direkte Ansteuerung geeigneter und definierter dynamischer Elemente im Netz, im Erzeugungsbereich und beim Kunden.

Zwischen diesen beiden Phasen liegt die Phase gelb. Auch diese ist zellenbezogen. Deutet sich eine Verletzung der technischen Grenzen des betroffenen Netzbereichs an, so wird mittels lokaler netzentgeltbezogener Preissignale versucht, die vorhandenen preissensiblen Flexibilitäten auf der Erzeugungs- oder Anwendungsseite so zu beeinflussen, dass durch die Anpassung des Einspeise- und / oder Entnahmeverhaltens eine Rückkehr in die grüne Phase erreicht wird.

Die beschriebenen Prinzipien entsprechen den globalen Mechanismen eines Smart Market und der zellenbezogenen lokalen Funktion eines Smart Grid.

### Nichtlinearitäten des Energiesystems zur Kapazitätserhöhung nutzen

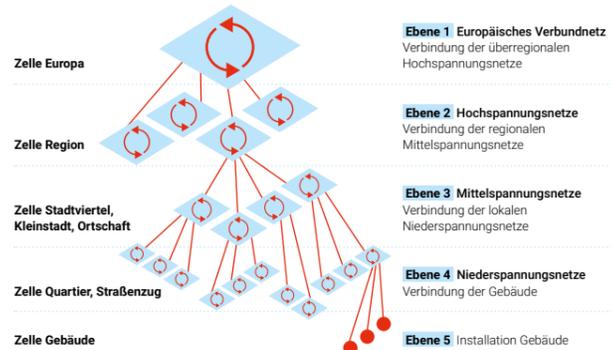
Über 95 % des mit erneuerbaren Energiequellen erzeugten Stroms wird in die Verteilnetze eingespeist und unterstreicht deren zentrale Rolle bei der Systemintegration erneuerbarer Energien. Die Einspeiseleistung weist infolge der ausgeprägten Volatilität der Erzeugung eine hochgradig nichtlineare Charakteristik auf. Etwa 95 % der eingespeisten Energie belegt 50 % der nutzbaren Leitungskapazität, während die restlichen 5 % der eingespeisten Energie die zweiten 50 % der Kapazität beanspruchen. Netzreserven, die für Notfälle zusätzlich vorgehalten werden, erhöhen die konditioniert verfügbaren Leitungskapazitäten.

Eine dynamische Betriebsweise elektrischer Netze ist damit unerlässlich. Durch Identifikation und anschließende Beeinflussung von 5 % der zu übertragenden Energie kann die Übertragungskapazität von Verteilnetzen deutlich erhöht werden. Weitere Potentiale bietet die konditionierte Nutzung der Netzreserven. Dies ist der grundlegende Mechanismus eines aktiven Netzes, eines „Smart Grid“. Technisch gesehen verlagert sich der Fokus von „räumlicher“ Kompensation der Volatilität über Leitungen (Kanten) zu einer „zeitlichen“ Kompensation in den Knotenpunkten des Netzes. Das rechte Maß der beiden Handlungsoptionen – Konsistenz – zueinander ist gefragt, womit auch Flexibilitäten und Speicher an Bedeutung gewinnen.

### Strukturelle Aspekte berücksichtigen

Für das Zusammenwirken der verschiedenen Netzebenen bietet sich die Etablierung einer zellulären Struktur an. Die kleinste Zelle bildet dabei das Gebäude, gefolgt vom Straßenzug, dem

Quartier oder dem Gewerbebetrieb, der Stadt, der Region, dem Land und schließlich Europa als der übergeordneten Zelle. Bemerkenswert ist, dass die fünf etablierten Spannungsebenen und Umspannungen in hohem Maße deckungsgleich mit den genannten Strukturen sind. Entscheidend ist hierbei die Schaffung von Anreizen, die dazu führen, dass die bezogene oder rückgespeiste Leistung einer Zelle (z.B. einem Niederspannungsbereich) mit der vorgelagerten Zelle (z.B. dem Mittelspannungsnetz) minimiert wird.



Minimierung Energieaustausch und Begrenzung der Leistung zwischen Zelle und vorgelagerter Zelle

Abb. 2: Zelluläre Strukturen unterstützen die Beherrschung der leistungsstarken Volatilität

Dazu können geeignete Preissignale eingesetzt werden, durch die erhöhte Austauschleistungen zu bestimmten Zeiten verteilt werden. Dies führt zu höheren Stromkosten und initiiert so einen Anreiz für die unterlagerte Spannungsebene, Maßnahmen zu ergreifen, die die Differenzleistung zwischen Erzeugung und Bedarf verringern. Durch diese zelluläre Bilanzierung werden die Anforderungen an die jeweils vorgelagerten Netzebenen reduziert und deren Ausbau somit minimiert. Der aktuelle rechtliche Ordnungsrahmen muss dazu allerdings weiterentwickelt werden. Insbesondere ist zu diskutieren, welche Rolle wettbewerbs- bzw. regulierungsbasierte Maßnahmen spielen und wie die Bepreisung von ausgetauschter Leistung und Energie erfolgen sollte.

### Das Gesamtsystem im Blick behalten

Für das Stromsystem der Zukunft ist festzuhalten, dass dynamische Aufgaben auch dynamische Lösungen erfordern. Nur so ist die effiziente Beherrschung der Volatilität möglich. Der ausschließliche Fokus auf den Aufbau einer statischen „europäischen Kupferplatte“ für alle auftretenden Erzeugungs- und Lastsituationen ist nicht zielführend. Die Lösung ist vielfältiger. Die Verstärkung des Übertragungsnetzes zur Verknüpfung der diversifizierten Erzeugung hat genauso ihren Platz wie eine Flexibilisierung von Kraftwerkseinsatz (Re-Dispatching) und Nachfrage z.B. durch Power-2-X-Anlagen und Sektorenkopplung. Das Leistungsgleichgewicht muss hierbei zeitlich und örtlich betrachtet werden.

Daraus resultiert auch eine neue Aufgabenteilung zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz. Dezentrales Erzeugungs-, Last- und Speichermanagement sind notwendig, um die Übertragungsnetze nicht zu überlasten. Der aktuell vorgenommene Bau von zusätzlichen Höchstspannungsleitungen dürfte die Grenzen der Akzeptanz in der Bevölkerung ausloten. Daher ist ein wichtiger Teil der Lösung im Verteilungsnetzbereich zu suchen. Auch diese Netze müssen eine Ausgewogenheit zwischen statischen und dynamischen Verfahren anstreben. Ein situatives und subsidiäres Vorgehen ist ein Kernelement der Umsetzungsstrategie. Der Bedarf an Datenaustausch zwischen den einzelnen Netzen steigt dabei deutlich an. Die Grundzüge einer umfassenden Echtzeitenergiewirtschaft werden erkannt.

## Vorausschau und Abstimmung in den Netzebenen

Autoren: Dr. Jann Binder (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg), Peter Breuning (Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH)

Strom kommt aus der Steckdose. Das wird so bleiben, verlässlich zu jeder Zeit. Angesichts der zunehmend nachhaltigen Stromerzeugung aus Sonne und Wind kommt der Prognose der Erzeugung und der Netzlast zu jeder Tageszeit eine hohe Bedeutung zu. Für das Netz der Stadtwerke Schwäbisch Hall werden in C/sells automatisierte Algorithmen für die Prognose und die Abstimmung umgesetzt. Damit auch beim neuen Energiemix der Strom verlässlich aus der Steckdose kommt und das bestehende Netz effizient genutzt wird.

### Solaranlagen verändern die Verteilnetze

Der vorausschauende Betrieb der Verteilnetze und die Abstimmung der Verteilnetze mit dem Übertragungsnetz wird immer wichtiger, da rund drei Viertel des deutschen Solarstroms verteilt auf über einer Million Dachflächen erzeugt und anschließend im Verteilnetz eingespeist wird. Zusätzlich ergeben sich veränderte Bedarfsprofile der Kunden durch den lokalen Eigenverbrauch von Solarstrom und die Nutzung von Batteriespeichern.

### Neuronale Netze liefern Netzkompass

Für die Leitwarte der Stadtwerke Schwäbisch Hall erstellt das ZSW Erzeugungsprognosen für den Solarstrom. Neuronale Netze werden hierzu mit den historischen Messdaten der Stromerzeugung der PV-Großanlagen und mit historischen Wetterprognosen trainiert. Sie erkennen dabei Regelmäßigkeiten mit hoher Genauigkeit, sodass sie anhand von aktuellen Wetterprognosen und Messdaten die zukünftige Solarstromerzeugung zuverlässig vorhersagen können.

Im Netzgebiet der Stadtwerke Schwäbisch Hall stammen jedoch nur ein Drittel des Solarstroms von Großanlagen. Die verbleibenden rund 3.200 kleinen und mittelgroßen Anlagen ohne historische Messdaten werden aufgrund der geographischen Lage und der Netztopologie den zentralen Trafostationen im Netzgebiet zugeordnet. Messdaten von Großanlagen aus der Nachbarschaft und der lokalen Residuallast, also der Bilanz aus Last und Erzeugung, werden zusätzlich zum Training der neuronalen Netze verwendet.

Auf diese Weise entsteht in der Leitwarte des Verteilnetzes Schwäbisch Hall ein detailliertes Bild zur Erzeugung, Residuallast und zukünftigen Netzsituation. Steuerbare Verbraucher und Erzeuger können einen verbesserten Fahrplan für einen netzdienlichen Betrieb erhalten. Die Darstellung in der Leitwarte über eine Prognoseampel unterstützt den Dispatcher bei seiner Arbeit der Netzführung und der Planung weiterer Arbeitsschritte.

### Abstimmung der Netzkaskade

Der zunehmende Anteil an Solar- und Windstrom erhöht den Abstimmungsbedarf zwischen den Netzebenen. Konkret werden zwischen Transnet BW, Netze BW und Stadtwerke Schwäbisch Hall teilautomatisierte Verfahren zur Abstimmungskaskade umgesetzt.

Durch den „Netzkompass“ in der Leitwarte Schwäbisch Hall fällt es leichter, die zukünftige Flexibilität im Verteilnetz zu erkennen und auf die Anforderungen nach Netzlaständerungen von den übergeordneten Netzbetreibern zu reagieren. Einerseits kann so der Bedarf an Abregelung von PV-Anlagen und der Einsatz von Reservekraftwerken reduziert und andererseits, bei einer roten Prognoseampel, genau die Anlage mit der größten Wirkung auf den jeweiligen Netzverknüpfungspunkt ausgewählt werden.

Und wie Netzbetreiber in Baden-Württemberg ganz real eine zukünftige Umsetzung der Kaskade pilothaft umgesetzt haben, können Sie hier im gemeinsamen Film von TransnetBW, Netze BW und SW Schwäbisch Hall sehen (Kurzlink: <https://bit.ly/2H7Vj3z>):



## Die C/sells-Abstimmungskaskade im TenneT-Netzgebiet: Von der analogen in die digitale Welt

Autor: Dr. Michael Orlishausen (Tennet TSO GmbH)

TSOs und DSOs müssen näher zusammenrücken, um die Energiewende gemeinsam zum Erfolg zu bringen. Daher ist der Ausbau der vertikalen Abstimmung von Netzbetreibern über alle Spannungsebenen hinweg die zentrale Voraussetzung des flexiblen zellulären Energiesystems und gleichzeitig eine große Herausforderung. Bisher dominieren hier manuelle Prozesse, die im „alten“ Energiesystem ausreichend waren. Für die zunehmende Integration von Akteuren in den unteren Netzebenen bis hin zu Prosumern in selbstorganisierten Netzzellen ist eine Teilautomatisierung und Digitalisierung elementarer Prozessschritte essentiell.

Durch das Konzept der Abstimmungskaskade wird genau dieser Schritt angestoßen und umgesetzt. Formal wird zwischen zwei Elementen unterschieden: Das Fundament bildet, ganz im Sinne der Partizipation und Zusammenarbeit, die informatorische Kaskade. Dabei werden die zentralen Informationen für den Abstimmungsprozess ausgetauscht. Bei Eintreten einer kritischen Netzsituation wird durch die Auslösung der operativen Kaskade und der damit verbundenen Eingriffe sichergestellt, dass Gefahren für die Systemstabilität bewältigt werden. Durch die Automatisierung des Datenaustauschs können dafür schneller als bisher notwendige Anpassungen von Last bzw. Erzeugung durchgeführt werden.

Der TSO TenneT setzt die Abstimmungskaskade im Rahmen von C/sells in Pilotprojekten mit den SWM (Stadtwerken München) und SWK (Städtische Werke Netz + Service GmbH Kassel) um. Insbesondere die für den Datenaustausch notwendige redundante und schwarzfallsichere Kopplung der Leitsysteme über die TASE.2-Schnittstelle führt durch die Besonderheiten der individuellen Leitsysteme immer wieder zu Herausforderungen.

Eine informatorische Netzzustandsampel wurde bereits etabliert und wird nach Bewertung des Pilotzeitraums sinnvoll erweitert werden. In der ersten Implementierung wird der Zustand des jeweiligen Netzes anhand der Einhaltung vorher festgelegter Grenzwerte für Strom und Spannung durch die Ampelfarben Grün (Normalzustand), Gelb (gefährdeter Zustand) und Rot (Notzustand) visualisiert. Zusätzlich sind Benachrichtigungen über außergewöhnliche Situationen (z.B. Teilausfall der Leittechnik, regionale oder globale Netzstörungen) vorgesehen.

In der Pilotphase der operativen Kaskade wird der bisherige „analoge“ Prozess aus telefonischer Ankündigung einer Maßnahme und anschließendem Versand per E-Mail ersetzt – die Kaskade wird mittels einer digitalen Schnittstelle direkt aus den jeweiligen Leitsystemen heraus abgewickelt. Dies soll gegen Jahresende beginnen. Alle beteiligten Netzbetreiber erwarten von der neuen Methode eine klare Vereinfachung und Beschleunigung des Bestandsprozesses. Eine automatisierte Verarbeitung der ausgetauschten Daten eliminiert potenzielle Fehlerquellen bei der bisher manuellen Wertübertragung und entlastet damit die Netzfürer in Stresssituationen. Die hier erprobte Teilautomatisierung der Abwicklung von Notfallmaßnahmen soll dann als Vorbild für die systemweite Umsetzung der Abstimmungskaskade vom Übertragungsnetz bis hin zur kleinsten Netzzelle dienen und ist somit ein Kernelement zur Bewahrung der Systemstabilität im zellulären Energiesystem.

## Kaskaden-Simulation zur Unterstützung und Erweiterung der Feldtests in C/sells TP4

Autoren: Dr. Frank Marten (Fraunhofer IEE), Peter Maas (IDS), Falko Ebe (Technische Hochschule Ulm)

In den C/sells-Arbeitspaketen 4.2, 4.3 und 4.5 wurde eine realitätsnahe Simulationsumgebung geschaffen, um die Kaskade gemäß VDE-Anwendungsregel 4140 im zukünftigen Stromnetz (Szenario 2030) zu untersuchen. Dazu wurden reale Netzdaten verwendet: ein Hochspannungsnetzbereich (HS) der Netze BW GmbH und ein Mittelspannungsnetzbereich (MS) der Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH. Die Simulationsumgebung basiert auf dem OpSim-Co-Simulationssystem (opsim.net), welches die Verknüpfung unterschiedlicher Simulationen und Regler ermöglicht.

In C/sells Arbeitspaket 4.2 wurden bereits folgende Fragestellungen untersucht:

- Welche Engpässe könnten in einem Zukunftsszenario 2030 ohne Berücksichtigung von Netzverstärkungsmaßnahmen im HS-Netz vorliegen?
- Welchen Beitrag könnten die MS-Netze im Netzgebiet zur Behebung der Engpässe leisten?
- Welchen Beitrag könnte das MS-Netz der Stadtwerke Hall leisten?
- Wie viel Wirkleistung muss zukünftig zur Behebung der Engpässe abgeregelt werden?

Ferner verbinden wir in Arbeitspaket 4.3 die Leitwarten-Software von IDS und der THU mit einem simulierten Stromnetz zur Echtzeit-Simulation einer Kaskade. Der Vorteil davon ist, dass es in der Simulation keine Grenzen für die Abregelung von Anlagen gibt, während in realen Feldtests nur wenige abgeregelt werden dürfen. So können zur Begleitung und Ergänzung der C/sells-Demonstrationen im Teilprojekt 4 auch großräumige Kaskaden nachgespielt werden. Dabei sollen folgende Fragen geklärt werden:

- Wie schnell lässt sich die Kaskade durchführen?
- Wie genau können Leistungsvorgaben umgesetzt werden?
- Funktionieren die Regelmechanismen beim Auftreten von Fehlern?

Die OpSim-Umgebung ermöglicht somit eine detaillierte Untersuchung von Kaskaden zur Begleitung und Ergänzung der Feldtests in C/sells.

### Geplante Kaskaden Simulationsumgebung in AP4.3

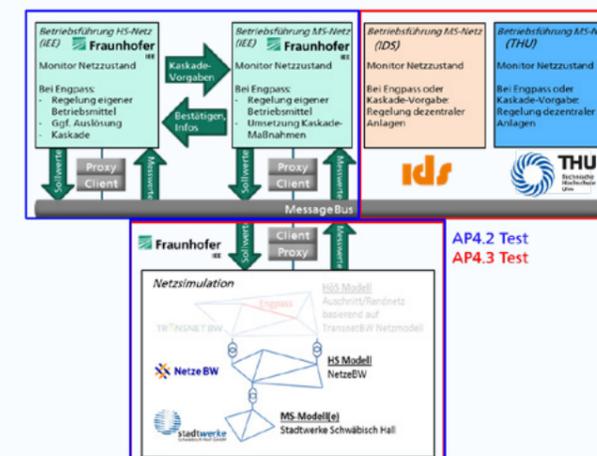


Abbildung 1: OpSim-Simulationsumgebung in C/sells Arbeitspaket 4.2, 4.3 und 4.5.

## C/sells demonstriert erfolgreich koordinierten Inselnetzbetrieb bei einem externen Netzausfall

Autoren: *Andreas Kießling (energy design), Peter Breuning (Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH), David Nestle (Fraunhofer IEE), Dr. Albrecht Reuter (Fichtner IT Consulting GmbH)*

Mehrere Projektpartner des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten C/sells-Projektes haben am 22. Mai 2019 beim sogenannten "Lab Noir" im Realbetrieb die kurzfristige Versorgung von zwei Gebäuden im Inselnetzbetrieb bei einem simulierten regionalen Netzausfall und die anschließende Resynchronisation mit dem Verteilnetz demonstriert. Unter Mitwirkung von Fichtner IT Consulting, Fraunhofer IEE, den Stadtwerken Schwäbisch Hall sowie Andreas Kießling energy design wurde ein Lösungsweg zur Führung einer Energiezelle im abgesicherten Übergangsbetrieb am Beispiel der zwei Reihenhäuser in Leimen bei Heidelberg erfolgreich eingeführt.

### Motivation für Gebäude-, Quartiers- und Arealbetreiber

Dezentrale Energiekreisläufe, zellulare Systemkonzepte und Digitalisierung bieten neue Möglichkeiten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Gebäuden, Stadtquartieren sowie gewerblichen Arealen und Industriegebieten. In Gebäuden mit erneuerbaren Energieanlagen und Energiespeichern sowie mit Netzersatzanlagen und Gebäudeenergiemanagementsystemen kann bei externen Netzausfällen die Abtrennung des Gebäudes vom Netz aktiv durch das Gebäude selbst erfolgen.

In der Folge wird autark im Gebäude die korrekte Frequenz und Spannung aufrechterhalten sowie der Energiefluss zwischen lokalen Erzeugern, Speichern und Verbrauchern gesteuert. Bei nicht ausreichendem Energie- und Leistungsangebot von Erzeugung und Speichern kann im Gebäude ein Notbetrieb für die wichtigsten Verbraucher umgesetzt werden, wobei nicht zwingend benötigte größere Verbraucher von der Versorgung getrennt werden können.

Wenn der Energiefluss im externen Netz wieder zur Verfügung steht, erfolgt durch die Netzersatzanlage des Gebäudes wieder die Zuschaltung und die Wiedersynchronisation zum umgebenden Netz. Dabei erhält das Gebäude über einen zur Sicherstellung von Datenschutz und Informationssicherheit geschützten Kommunikationskanal – CLS-Kanal des Smart Meter Gateways und FNN-Steuerbox – die Meldung, dass das Niederspannungsnetz wieder zur Verfügung steht.

Im Rahmen eines ersten Demonstrationsobjektes als Nachbarschaftsverbund aus zwei Reihenhäusern in Leimen wurde dieses Verfahren beim Lab Noir vorgestellt. Das Thema betrifft jedoch alle Wohnquartiere, gewerbliche Areale, Infrastrukturbetriebe als auch Flughäfen oder Industriegebiete.

### Ablauf beim Netzbetreiber Stadtwerke Schwäbisch Hall

Im simulierten Netzbetrieb ging am 22. Mai gegen 18 Uhr über das Awareness-System Baden-Württemberg (ASBW) in der Verbundleitwarte der Stadtwerke Schwäbisch Hall die Meldung über einen Netzausfall in allen 22 angeschlossenen Verteilnetzen ein. Die im Netzsimulator für den Netzwiederaufbau geschulten Techniker und Schaltungingenieure der Stadtwerke Schwäbisch Hall griffen daraufhin auf den Ablauf „Inselnetzaufbau“ zurück. Das Führungskraftwerk nahm den Betrieb auf. Sukzessive wurden ebenso die weiteren Kraftwerke und Abnehmer versorgt. Das Netz Schwäbisch Hall lief in der Folge stabil als Inselnetz, während das Reihenhaus in Leimen über die im Gebäude eingebaute Batterieanlage versorgt wurde.

Im Szenario erfolgte anschließend der Wiederaufbau des Verbundnetzes, woraufhin der Dispatcher über das ASBW die Meldung erhielt, die Leistung zu erhöhen und alle verfügbaren Reserveaggregate hochzufahren. Parallel wurde das Netz wieder synchronisiert. Durch ein Signal an die FNN-Steuerbox erfolgte die Meldung, dass das Niederspannungsnetz wieder zur Verfügung steht, womit das Gebäude für den Prozess der Wiedersynchronisation mit der Umgebung wieder freigegeben wurde.

Bei einem breiten Einsatz eines solchen Netzersatzbetriebs mit einer Wiedersynchronisation auf das Netz könnte der Netzwiederaufbau nach einer größeren Netzstörung wesentlich erschwert werden. Wenn die Wiedersynchronisation unkoordiniert abläuft, sind die Lastflüsse im Netz, das sich noch in der Stabilisierungsphase befindet, kaum vorhersehbar. Im Rahmen des Lab Noir wurde die Wiedersynchronisation durch den Verteilnetzbetreiber gesteuert. Auf diese Weise wandelte sich der Netzersatzbetrieb von einem potenziellen Störfaktor zu einer entscheidenden Unterstützung des Netzwiederaufbaus.

Im Rahmen des Projekts C/sells wird dieser Zustand zur Führung des Energiesystems in einer begrenzten Energiezelle bei Ausfall der Elektrizitätsversorgung in der Umgebung „Schwarz-/Blauphase“ in Abgrenzung zu den drei Ampelphasen bei Bestehen des Gesamtsystems genannt.

### Motivation für Anbieter von Solaranlagen und Energiemanagementsystemen

Für Anbieter von Solaranlagen ist eine funktionierende Inselnetzfähigkeit insbesondere vor dem Hintergrund der Optimierung des für den Eigenverbrauch erzeugten Solarstroms interessant. Nach Auslaufen der EEG-Förderung wird die Bedeutung der Gestaltung von Autonomie und Eigenverbrauch in Gebäuden, Quartieren und Arealen als Energiezellen wachsen. Gleichzeitig autonome und verbundene Energiezellen können die Versorgungssicherheit erhöhen sowie neue Handlungsmöglichkeiten in der Energie-Community hervorbringen. Das zusätzliche Angebot zur Autarkie im externen Störfall verstärkt das Leistungsangebot der Anbieter von Solaranlagen und Energiemanagementsystemen.

Nach Herstellerangaben wird inzwischen mehr als jede vierte PV-Anlage mit einem inselnetzfähigen Wechselrichter installiert. Somit werden Produkte bereitgestellt, die sowohl den zeitweiligen, autarken Betrieb und den schrittweisen Wiederaufbau des Verbundnetzes unterstützen als auch den Betreibern von Liegenschaften und Anlagen neue Chancen beim Einsatz des Solarstromes in Gebäuden sowie bei der Interaktion mit Energiemärkten und Energienetzen bieten.

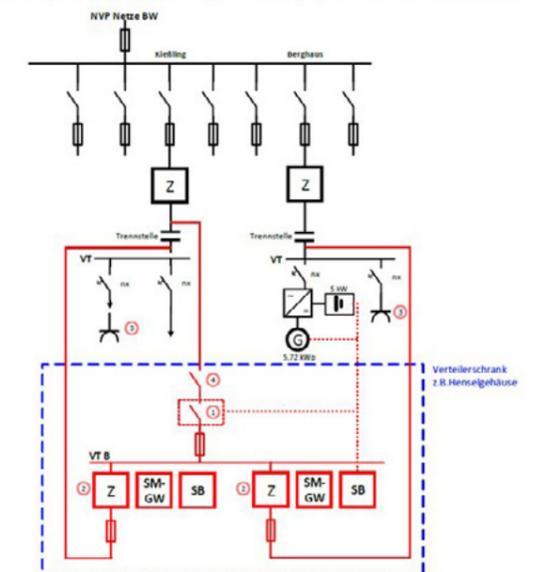
Im Rahmen der Demonstration Lab Noir wurde die begrenzte Autarkie bei externem Spannungsausfall durch jeweils ein Energiemanagementsystem pro verbundenes Gebäude ermöglicht.

Ziel war es, in der Übergangsphase des Netzausfalles möglichst lange die Versorgung in beiden Gebäuden zu gewährleisten. Deshalb wurden an den im Gebäude benötigten Verbrauchern Sensoren eingebaut, die den Leistungsbedarf sekundlich erfassen und diese Information den Energiemanagementsystemen zur Begrenzung und Priorisierung des Leistungsbedarfes bereitstellen. Somit wurde die zeitliche Staffelung der Gerätenutzung unter den Bedingungen einer Leistungsgrenze im Notfallbetrieb ermöglicht.

Der Geräteeinsatz, die bezogenen Leistungen und der Speicherstand wurden durch das Energiemanagementsystem auf smarten Endgeräten (Computer, Tablet, Smartphone) dargestellt. Der Nutzer erhielt hiermit die Möglichkeit, die Priorisierung der Gerätenutzung zu beeinflussen. Mittels der Sensoren konnte das Energiemanagementsystem ebenso Beginn und Ende des externen Ausfalles erkennen und somit die Phase des Notbetriebes starten und auch wieder beenden.

Eine Integration eines solchen speziellen Energiemanagementsystems für den Inselnetzbetrieb im Rahmen einer Lösung für die Eigenstromoptimierung im Smart Home kann der Schlüssel für ein effizientes und attraktives Angebot einer solchen Lösung auch für kleinere Gebäude und Privathaushalte sein. Das prioritätenbasierte Energiemanagement und die modulare Realisierung im Open Source-Framework OGEMA stellen somit eine wesentliche Weiterentwicklung gegenüber bestehenden Lösungen dar.

### Prinzipankopplung – Doppelhaus Leimen



- 1 - Schalter mit Rücksynchronisierung
- 2 - Smart Meter
- 3 - Verbindung EMM-System
- 4 - Leistungsschutz
- SB - Steuerbox → Anschluss NFS SMA
- SMGW - Smart Meter Gateway über SB (Befehl Netzwiederaufbau)

## Herausforderungen für Leistungsprognosen im Stromnetz der Zukunft

Autoren: Erik Heilmann (Universität Kassel, Fachgebiet VWL mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft), Janosch Henze (Universität Kassel, Fachgebiet Intelligente Eingebettete Systeme)

Zukünftige Leistungsvorhersagen müssen eine Reihe von Anforderungen erfüllen. Dazu gehören insbesondere die Handhabung großer Datenmengen, eine möglichst hohe zeitliche sowie räumliche Granularität, die Verallgemeinerung von Wissen über spezielle Anlagen und das Antizipieren des Verhaltens von bisher unbekanntem Anlagen. Dazu eignen sich insbesondere Neuronale Netze und Modelle des Deep Learnings.

Prognosen bilden einen integralen Bestandteil des Energiesystems. In der Vergangenheit wurden im Regelfall Verbrauchsprognosen benötigt, um die notwendige Erzeugung zu dimensionieren. Heute und in Zukunft werden sowohl verbrauchs- als auch erzeugungsseitige Prognosen für verschiedene Anwendungsfälle an Bedeutung gewinnen. Neben dem bilanziellen Ausgleich auf Systemebene wird vor allem die regionale Vorhersage des Netzzustandes zunehmend wichtig. Dabei erhöht sich neben der zeitlichen auch die räumliche Auflösung.

Die Problematik kann anhand von Erzeugungsprognosen von erneuerbaren Energien verdeutlicht werden. Einspeiseprognosen beruhen heute auf Wettermodellen, die ein örtliches Raster von ca. 3km x 3km aufweisen. Die Erzeugung wird daher relativ genau aggregiert für ein bestimmtes räumliches Gebiet mit einer gewissen Menge an Anlagen vorhergesagt. Im Mittel sagt dies jedoch nicht viel über den Anteil jeder einzelnen Anlage aus. Ähnliches gilt für die Prognose von Verbrauchern, welche beispielsweise für einen Ort oder ein Gewerbegebiet aggregiert erstellt werden können.

Für neue Anwendungsfälle ist jedoch die genaue Kenntnis des Ortes für jeden einzelnen Verbraucher bzw. einzelne Erzeugungsanlagen wichtig. Beispielsweise werden für den Fall von netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz entsprechend detaillierte Prognosen benötigt. Dies erlaubt es, die Nachfrage möglichst präzise zu formulieren und ermöglicht daher einen anlagenscharfen Handel von Flexibilitäten.

Zur Behebung dieses Problems bedarf es in erster Linie ausreichend vieler Daten. Die heute noch geringe Ausstattung von Messtechnik im Verteilnetz muss daher dringend verbessert werden. Dabei ist sowohl eine gute räumliche Abdeckung (möglichst viele Anlagen) als auch eine hohe zeitliche Granularität (möglichst viele Messwerte) wünschenswert. Beides ermöglicht erst Prognosen auf Anlagenebene, bringt aber gleichzeitig die Herausforderung, riesige Datenmengen zu verarbeiten, mit sich. Künftige Prognoseverfahren müssen außerdem in der Lage sein, auch unbekannte Anlagen – für die kaum oder keine historischen Daten bestehen – zu antizipieren.

Schon heute existieren Methoden, die helfen, mit solchen Datenmengen umzugehen und gerade wegen der Menge an Daten gut funktionieren. Gerade die in den letzten Jahren entwickelten Methoden des Deep Learning erlauben es, gezielt Informationen mithilfe großer Datenmengen zu generieren. Es hat sich gezeigt, dass sich anlagenspezifische Solarprognosen mit Hilfe von sogenanntem Feature Learning verbessern lassen. Feature Learning ist ein Forschungsgebiet, in dem Merkmale wie z. B. Windgeschwindigkeit oder Sonneneinstrahlung von Wetterprognosen mit Hilfe eines Neuronalen Netzes gelernt werden. So gelernte Merkmale sind besonders gut für Vorhersagen geeignet. Andere Techniken des Deep Learning wie Multi Task oder Transfer Learning erlauben es, generalisierte Vorhersagemodelle zu entwickeln, die sich einfach auf neue, unbekannte Anlagen adaptieren lassen. Leider finden diese Methoden bisher kaum Anwendung in der Praxis.

Mehr Informationen unter [www.ies.uni-kassel.de](http://www.ies.uni-kassel.de) sowie [www.uni-kassel.de/go/wetzel](http://www.uni-kassel.de/go/wetzel)

## Netz-sensitive Prognosen und Hochrechnung

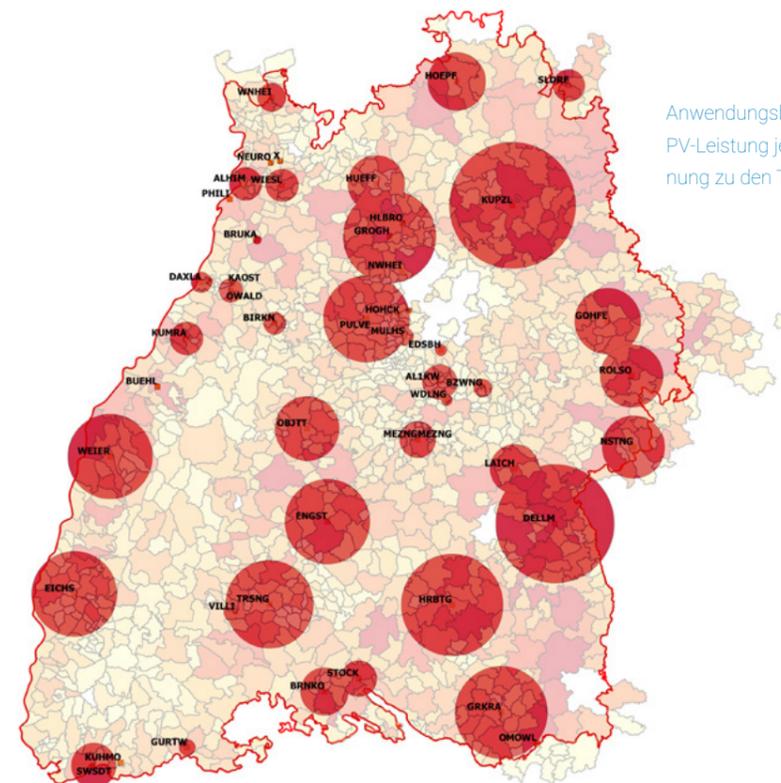
Autoren: Dr. Philipp Guthke und Jürgern Wolpert (beide TransnetBW GmbH)

Aufgrund des hohen Vermaschungsgrades im Höchst- und Hochspannungsnetz in der Regelzone der TransnetBW wird es zunehmend schwieriger, die Wirkung der Erzeugung von Erneuerbare-Energien-Anlagen auf das Höchstspannungsnetz in den Planungs-, Betriebs- und Notfallprozessen korrekt zu bestimmen und zu berücksichtigen.

Die TransnetBW hat im Vergleich zu den anderen Übertragungsnetzbetreibern den besonderen Vorteil, das unterlagerte 110-kV-Netz nahezu komplett im Netzleitsystem abgebildet zu haben. Zur Berechnung der Wirkung lokaler Erzeugung auf TransnetBW-Einspeisungsspanner (380/220kV nach 110kV) wird viertelstündlich eine Variationsrechnung, basierend auf dem aktuellen Netzzustand durchgeführt. Dabei wird die Wirksamkeit aller modellierten Einspeisungen und Lasten im 110-kV-Netz

auf alle Einspeisungsspanner bestimmt, abhängig vom aktuellen Schaltzustand und der aktuellen Einspeise-/Lastsituation.

Auf dieser Grundlage lassen sich die Wechselwirkungen zwischen Erzeugungen in unterlagerten Netzen und deren Auswirkungen auf das Höchstspannungsnetz auf Basis der aktuellen Netzsituation in einer Wirksamkeitsmatrix (Sensitivitätsmatrix) darstellen. Damit können sowohl Hochrechnungs- als auch Prognoseprozesse regionalisiert und deutlich verbessert werden. Zukünftig wäre es außerdem denkbar, die Sensitivitätsmatrix in Notfallprozesse zur Vermeidung und Behebung von Netzstörungen einfließen zu lassen. Der Netzplanung liefert die Matrix eine genaue Zuordnung der installierten 110-kV-Leistungen zu den Einspeisungsspannern.



Anwendungsbeispiel Sensitivitätsmatrix: Darstellung der installierten PV-Leistung je PLZ-Gebiet, sowie deren physikalisch korrekte Zuordnung zu den TransnetBW-Umspannwerken.

Mehr Informationen finden Sie unter:



## Überwachung und Prognose der Spannungsqualität – „ein Garant für die zukünftige Spannungsstabilität“

Autoren: Heiko Mayer, Hartmut Häckl, Dr. Rainer Enzenhöfer (TransnetBW GmbH)

Die Energiewende war in den letzten zehn Jahren nicht nur Trendsetter für dezentrale Energieerzeugung, sondern bestand auch aus der technologischen und gesellschaftlichen Erwartung, entsprechende neue Entwicklungen voranzutreiben. Dabei war und ist die Einspeisung von Erneuerbaren Energien in das Stromnetz ein wesentlicher Treiber für den Einsatz von neuen Speichertechnologien sowie anderweitiger Geschäfts- und Plattformmodelle. In diesem zum Teil noch unbekanntem Wachstumsfeld erforscht der Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW neue Produkte und zukünftige Marktstrategien. Insbesondere smarte Lösungen sowie neue digitale Prozesse im Übertragungsnetz bringen einen spannungsgeladenen Wandel mit sich.

Diese Herausforderungen sind für die TransnetBW auch Chancen, z. B. zukünftige Spannungseinbrüche intelligent zur Stabilitätsverbesserung zu überwachen. Ausgelöst wird dies durch die Zunahme von sowohl dezentralen Anlagen als auch die Empfindlichkeit von elektrischen Geräten und Betriebssystemen. Insbesondere Netzzrückwirkungen, welche durch die angeschlossenen Netzkunden in das Übertragungsnetz eingespeist werden, können negative Auswirkungen auf das Betriebsverhalten von Betriebsmitteln in den Umspannwerken haben oder zur Verschlechterung der Spannungsqualität beitragen.

Vor diesem Hintergrund wurden seit 2017 an allen relevanten Netzverknüpfungspunkten Power-Quality (PQ) Geräte im Netz der TransnetBW zur Datenerhebung für die Qualitätsprüfung eingebaut. Mit diesen Daten werden Spannungseinbrüche im Nachgang näher untersucht und nach ihren Ursachen bzw. ihrer Herkunft aufgeschlüsselt.

Im Rahmen von C/sells soll außerdem ein Frühwarn- und Prognosetool entwickelt werden, um PQ-Verletzungen bereits vor Eintritt zu erkennen und gemeinsam mit Netzkunden bei entsprechenden Maßnahmen präventiv entgegenzuwirken (siehe Abbildung 1).

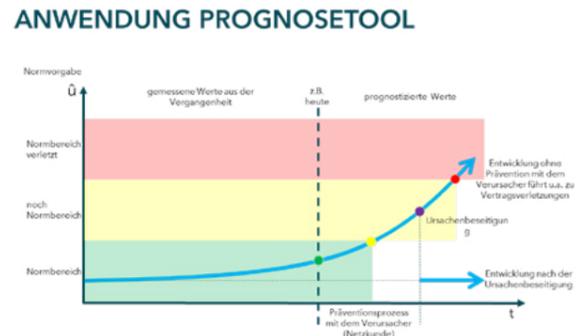


Abbildung 1: Anwendungsbeispiel Frühwarnsystem für Oberschwingungen

Der Aufbau dieser Prognosesoftware unter Verarbeitung von Massendaten erfolgt in Zusammenarbeit mit mehreren Universitäten. Die Datenanalyse der Messdaten soll u.a. anhand von Korrelations- und Regressionsanalysen sowie der Erkennung von verlaufsorientierten und ereignisorientierten Phänomenen durchgeführt und mit der Bereitstellung eines praxisnahen Algorithmus hergeleitet werden. Die methodische Vorgehensweise sieht hierbei drei aufeinanderfolgende Prüfungen vor (siehe Abbildung 2).



Abbildung 2: Analysis and methodology for Power Quality

Durch eine intelligente Auswertung soll die Visualisierung des Verhaltens, unterteilt nach Klassifizierungen vorgenommen und ein daraus resultierender Mustererkennungsalgorithmus etabliert werden. Damit kann ein wichtiger Baustein in die Entwicklung von „Maschine Learning“ zur intelligenten, selbständig lernenden Überwachung und Auswertung von Daten der Spannungsqualität in der Regelzone der TransnetBW erreicht werden.

Mehr Informationen finden Sie unter <https://bit.ly/2N1fxQ9> bzw. mit diesem QR-Code:



# Flexibilitätsoptionen und -märkte

## Gestalten statt Granteln – der Altdorfer Flexmarkt macht das Verteilnetz fit für die Energiewende!

Autoren: Simon Köppl, Thomas Estermann, Andreas Zeiselmaier, Daniela Wohlschlager (FFE e.V.)

In Altdorf wird die Energiewende aktiv gestaltet – hier arbeiten die BürgerInnen zusammen mit der Bayernwerk AG und der FfE an zukunftsfähigen Stromnetzen! Das C/sells-Demonstrationsvorhaben des Altdorfer Flexmarkts (ALF) stellt ein Konzept für marktbasierendes Engpassmanagement dar, um im Verteilnetz vorhandene Flexibilität zu nutzen. Mit ALF können Verteilnetzbetreiber flexibel auf Netzengpässe reagieren, um mehr erneuerbare Energien und neue Verbraucher zu integrieren, ohne das Netz auf das „letzte Kilowatt“ auszubauen oder erneuerbare Energien durch Einspeisemanagement regelmäßig drosseln zu müssen.

### Flex-Plattformen als neuer Baustein des Netzbetriebs

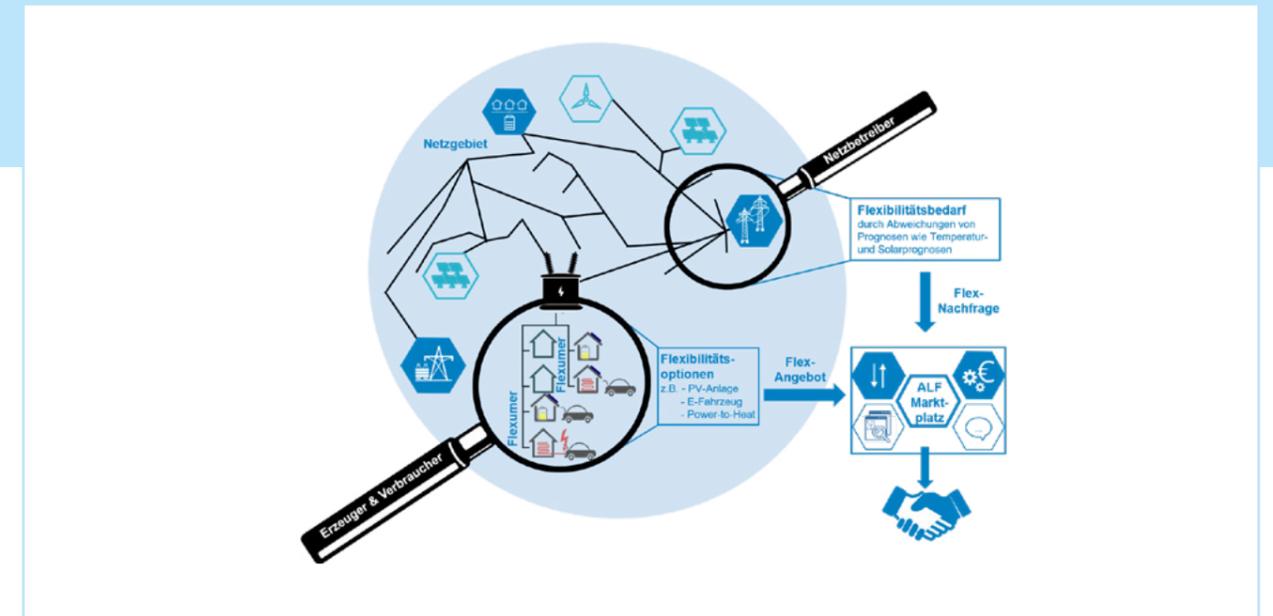
In Form einer Markt- und Koordinationsplattform dient ALF als Schnittstelle zwischen dem Netzbetreiber als Flexibilitätsnachfrager und Flexibilitätsanbietern im Netzgebiet. Flex-Anbieter sind Besitzer, Betreiber und Vermarkter von im Netzgebiet vorhandener Flexibilität (Flex-Optionen). Als Flex-Optionen gelten Anlagen, welche gesteuert werden können und somit ihre Leistung anpassen können und in der Nieder- sowie Mittelspannung angeschlossen sind. Beispiele sind Erzeugungs-, Verbrauchsanlagen oder Speichersysteme wie Photovoltaik-Anlagen, Elektrofahrzeuge, Hausspeichersysteme, Wärmepumpen oder auch Energiemanagementsysteme. Der sog. Flexumer ist hierbei wegen seiner aktiven Möglichkeit zur Steuerung die nächste Entwicklungsstufe nach dem Consumer und Prosumer.

Neben der Möglichkeit zur Steuerung müssen Flex-Optionen über einen eigenen Zählpunkt für Nachweis und Dokumentation der Erbringung verfügen. Um eine sichere Übermittlung der Schaltsignale sowie das Erfassen der Messwerte zu gewährleisten, wird bei Probanden der vorhandene konventionelle Stromzähler durch eine standardisierte Infrastruktur intelligenter Messsysteme (iMSys), auch als Smart Meter bekannt, ersetzt.

Auf Basis digital abgebildeter Netze sowie Last- und Erzeugungsprognosen können Netzbetreiber ihre Netze simulieren, um etwaige Engpässe zu ermitteln. Wenn der Netzbetreiber für den Folgetag einen Netzengpass prognostiziert, stellt er als

Flex-Nachfrager einen Flexibilitätsbedarf auf der Plattform ein. Dabei übermittelt er die Verortung des Problems sowie Leistung und Dauer des Netzengpasses (Flex-Nachfrage) an die ALF-Plattform. ALF übernimmt das Matching, was die Auswahl passender Flex-Angebote sowie die Allokation der Angebote und Bedarfe umfasst, um den Netzengpass kostenoptimal zu lösen. Um das Entstehen eines anderen Engpasses durch das Schalten einer Flex-Option zu vermeiden, hinterlegt der Netzbetreiber auf der Plattform Limitierungen. Der Flex-Anbieter hat außerdem die Möglichkeit, Randbedingungen zur Verfügbarkeit seiner Flex-Optionen festzulegen. In der Abbildung (S. 31) ist das Grundkonzept des Altdorfer Flexmarktes abgebildet.

Mit ALF erhalten Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit, ihre Betriebsplanung zu verbessern und somit den Einsatz von Notfallmaßnahmen zu reduzieren. Anreize für Flex Anbieter umfassen neben den bisherigen Möglichkeiten der Einspeisung ins Netz oder Eigennutzung erweiterte Alternativen zur Nutzung der Flexibilität, was mit Zusatzerlösen und damit kürzeren Amortisationszeiten einhergeht. Zudem können auch kleine Akteure bei geringem Aufwand durch Partizipation einen aktiven Beitrag zur Umsetzung der Energiewende leisten: Zur Registrierung und Teilnahme von kleinteiliger Flexibilität wie Wärmepumpen ist die Hinterlegung der Stammdaten ausreichend, wodurch kein energietechnisches Fachwissen benötigt wird. Ist die technische Eignung der Anlagen gegeben, besteht eine niedrige Einstiegs-hürde zur Teilnahme.



Schematisches Grundkonzept des Altdorfer Flexmarkts

### Weg vom Whiteboard, ran an die Gateways und raus ins Feld

Der Altdorfer Flexmarkt wird im Netzgebiet von Bayernwerk in Markt Altdorf bei Landshut implementiert und durch die Mit-einbeziehung von 30 bis 60 Probanden aus Haushalten, öffentlichen Liegenschaften und Gewerbetreibenden getestet. Die ländliche Demonstrationsregion ist insbesondere durch PV Anlagen geprägt und umfasst neben dem Markt Altdorf auch die vom selben Umspannwerk versorgten umliegenden Kommunen. Durch bereits vergangene Feldversuche in der Projektregion konnte die Eignung zu Demonstrationszwecken bestätigt werden.

Für eine Durchführung des Feldversuchs werden Besitzer oder Betreiber dieser im Verteilnetz angesiedelten Flex-Optionen mit-einbezogen – die Altdorfer BürgerInnen. Die Beteiligung als Probanden ist für die erfolgreiche Umsetzung entscheidend. Der Feldversuch startet im 2. Quartal 2019 und ist für eine Laufzeit von mindestens sechs Monaten geplant. Seit Beginn des Projektes wurde durch Öffentlichkeitsarbeit und Informationsveranstaltungen auf den Feldversuch und eine mögliche Partizipation aufmerksam gemacht. Dabei zeigten sich die BürgerInnen sehr offen und interessiert an einer Mitgestaltung der Energiewende und einer Teilnahme am Feldversuch.

Bei der konkreten Umsetzung zeigen sich jedoch technische Hürden: Der deutschlandweite Rollout der Smart Meter ist verzögert und weist nicht den vollen im Messstellenbetriebsgesetz

vorgesehenen Funktionsumfang auf. Ein weiteres technisches Problem ist bspw. der unzureichende Empfang im Kellerraum. Diese Herausforderungen erschweren die Anbindung von Probanden und erfordern eine großflächige, gezielte Ansprache von technisch geeigneten Besitzern von Flex-Optionen.

Der Feldversuch soll den Proof-of-Concept des Flex-Plattform-Konzeptes ermöglichen, den Mehrwert eines markt-basierten Mechanismus für das Netzengpassmanagement zeigen und die Anforderungen an die Infrastruktur verdeutlichen. Zudem wird dem Flexumer eine aktive und selbstbestimmte Beteiligung am Marktgeschehen ermöglicht. Darüber hinaus wurden Umfragen zur gesellschaftlichen Akzeptanz durchgeführt. Ergebnisse zeigten u.a. die Notwendigkeit einer Kombination emotionaler, sozialer und rationaler Anreize für eine langfristige Diffusion innovativer Konzepte wie ALF.

Gestalten statt granteln! Beim Altdorfer Flexmarkt unterstützen die Flexumer mit ihren dezentralen Flex-Optionen – vernetzt durch die standardisierte Infrastruktur der intelligenten Messsysteme als Enabler – den Netzbetreiber bei der Lösung von Netzengpässen. Das demonstrierte Konzept ist dabei die Antwort auf die steigende Komplexität im Netz und erweitert den Werkzeugkoffer der Netzbetreiber. So werden die Verteilnetze fit für die Energiewende!

## Demonstrationszelle „Cham und Umgebung“ – Erschließung der Flexibilitätspotenziale eines Trinkwasserversorgungssystems

Autoren: Thomas Sippenauer, Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl (OTH Regensburg)

Kann ein flexibilisierter Einsatz von Trinkwasserpumpen zur Netzentlastung in kritischen Zeitpunkten beitragen? Dieser Frage geht die OTH Regensburg in Zusammenarbeit mit den Kreiswerken Cham nach. Im Vordergrund der Untersuchungen steht dabei, welche Leistung gesichert zur Verfügung gestellt und wie diese in der Netzplanung verankert werden kann. Ein weiterer Aspekt ist eine praxistaugliche Ermittlung und Bewertung der Flexibilität, um die Übertragbarkeit auf andere Versorgungsgebiete zu ermöglichen.

### Entstehung des Projektvorhabens

Auf Initiative von Herrn Franz Löffler, Landrat von Cham und Bezirkstagspräsident der Oberpfalz, seit kurzem auch Präsident des Bayerischen Bezirkstags, entstand bei den Kreiswerken Cham die Idee, den Betrieb ihrer Trinkwasserpumpen an den Sonnenverlauf und somit an die Photovoltaik-Einspeisung anzupassen. Nach der ersten Kontaktaufnahme zu Herrn Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl von der OTH Regensburg wuchs schnell ein größeres Konsortium und schließlich die Möglichkeit, am Projekt C/sells mitzuwirken. Neben der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), die das entsprechende Arbeitspaket leitet, sind auch das Bayernwerk, die Consolinn Energy, die Stadtwerke Cham und die Stadtwerke Waldmünchen an der Demonstrationszelle „Cham und Umgebung“ beteiligt (s. geografische Übersicht in Abbildung 1).

### Modellierung des Versorgungsgebietes

In Zusammenarbeit mit den Kreiswerken Cham wurde an der OTH Regensburg ein Modell des Trinkwasserversorgungsgebietes mit allen relevanten Pumpen und Hochbehältern erstellt, s. Abbildung 2. Die als Netzwasser bezeichneten Abgänge stehen für die jeweils angeschlossenen Gemeinden, Haushalte, Betriebe oder sonstigen Verbraucher. Mithilfe des Modells kann die aktuelle, füllstandgesteuerte Betriebsweise unter Einhaltung der Randbedingungen (Grenzwerte der Behälterfüllstände, elektrische Verschaltung der Pumpen) nachgebildet werden. Daraus lässt sich auch das gesicherte, für die Netzleitplanung geeignete Flexibilitätspotential anhand der Leistungsabweichung gegenüber dem regulären Fahrplan, der Einsatzzeitpunkt und der Pause zwischen den Flexibilitätsabrufen charakterisieren.

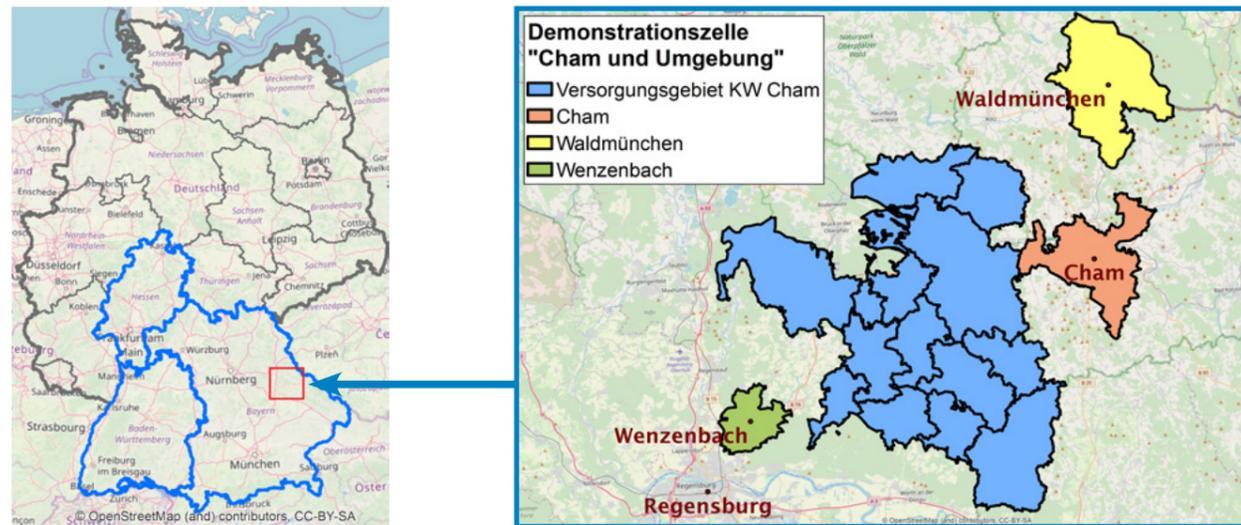


Abbildung 1: Geografische Lage der Demonstrationszelle „Cham und Umgebung“

Mit kürzerer Einsatzzeit und längerer Pausenzeit zwischen den Flexibilitätsabrufen steigt das Leistungspotenzial. Beispielsweise ergibt sich für alle Sonntage im Sommer in der Mittagszeit ein über vier Stunden durchgängiges, gesichertes Flexibilitätspotential von ca. 150 kW elektrischer Leistung. Durch eine vereinfachte Hochrechnung über die Bevölkerung (40.000 Einwohner im Versorgungsgebiet, 83 Mio. Einwohner in Deutschland) lässt sich im betrachteten Zeitraum ein bundesweites 4-h-Potenzial von ca. 300 MW abschätzen. Grundsätzlich lässt sich feststellen, dass das Potenzial durch eine exaktere Eingrenzung der kritischen Zeitpunkte deutlich erhöht werden kann – so sind im gleichen Betrachtungszeitraum bei einer kürzeren Abrufdauer von zwei Stunden ca. 420 kW und somit der fast dreifache Wert realisierbar.

### Umsetzbarkeit in der Praxis

Aktuell sind die Stromkosten der Kreiswerke Cham, wie bei Gewerbe- und Industriebetrieben üblich, an einen Leistungspreis gekoppelt. Das Ziel ist deshalb, die Leistungsspitze im Jahresverlauf aus wirtschaftlichen Gründen möglichst gering zu halten. In einem Feldversuch soll daher untersucht werden, inwiefern der Einsatz von Flexibilität in der Trinkwasserversorgung technisch umsetzbar ist. Dazu wird ein Flexibilitätsfahrplan (Leistungsabweichung vom bisherigen Fahrplan der Pumpen) an der OTH Regensburg erstellt und an die Kreiswerke Cham übermittelt. Im Hauptpumpwerk wird der Flexibilitätsabruf mithilfe einer modifizierten Anlagensteuerungssoftware umgesetzt.

Falls die Leistungsspitzen aufgrund der Flexibilität höher als bisher ausfallen, können über die SINTEG-Verordnung die zusätzlichen Netzentgelte erstattet und somit wirtschaftliche Nachteile ausgeglichen werden. Allerdings gilt dies nur, wenn der maximale Leistungsabruf in Zeiträumen stattfindet, in denen der Netzbetreiber Maßnahmen zur Vermeidung eines Netzengpasses ergreifen muss oder in denen der Spotmarktpreis an der Strombörse null oder negativ ist (SINTEG-V § 6 (2)). Da laut dem Netzbetreiber in dem betroffenen Gebiet keine kritischen Zustände bekannt sind, wird die Prognose des Flexibilitätsfahrplans nicht anhand netzzustandsabhängiger Größen erstellt, sondern richtet sich nach den am Vortag gemeldeten Strompreisen. Eine direkte Anbindung an die Netzleitstelle des zuständigen Netzbetreibers ist zukünftig vorstellbar, aufgrund des langwierigen Genehmigungsprozesses zur Erteilung der nötigen Zugriffsrechte würde dies den zeitlichen Rahmen des Feldversuchs zunächst jedoch erheblich einschränken.

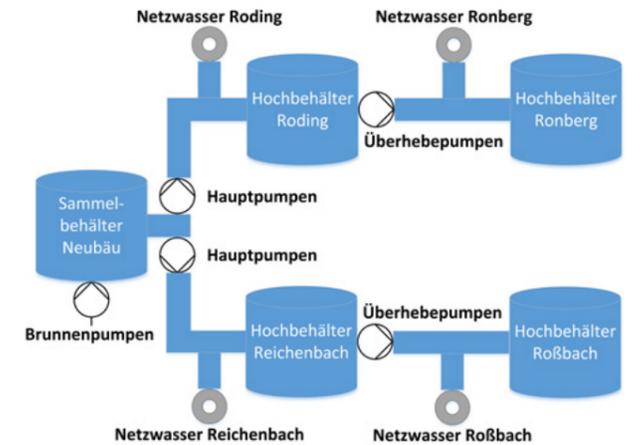


Abbildung 2: Schematischer Aufbau des Pumpenmodells

### Einsatz von Flexibilität in der Netzplanung

Parallel laufen Untersuchungen, inwiefern sich der flexible Einsatz der Verbrauchsanlagen in der Netzplanung verankern lässt. Dazu werden Mittel- und Hochspannungsnetze modelliert und zukünftige Einspeise- und Lastsituationen (Zubau von Photovoltaikanlagen, Entwicklung der E-Mobilität) prognostiziert, um kritische Zeit- und Netzbereiche zu identifizieren. Darauf aufbauend wird analysiert, welche netzseitigen Anforderungen an die Leistungs- und Arbeitsverfügbarkeit sowie die Verlässlichkeit der Flexibilität zu stellen sind. Über eine Abschätzung von erforderlichen, konventionellen Netzausbaukosten wird eine wirtschaftliche Bewertung der Flexibilität, ggf. in Kombination mit Maßnahmen der Einspeisespitzenkappung, ermöglicht.

Speziell der kumulierte Flexibilitätsbeitrag mehrerer Mittelspannungsverbraucher zur Vermeidung von kostenintensivem Netzausbau im Hochspannungsnetz erscheint als zukunftsfähiges Werkzeug für Netzbetreiber – wohl wissend, dass der regulatorische Rahmen hierfür noch anzupassen ist.

## Demonstrationszelle Stausebach – Nutzung verdeckter Flexibilitäts- potenziale in Wärmenetzen

Autoren: Johannes Kühle, Janybek Orozaliev (beide Uni Kassel), Holger Dittmer, Alexander Dreher (beide Fraunhofer IEE), Johannes Herbert (Ramboll CUBE), Oliver Ramm (EAM EnergiePlus)

Im Energiesystem der Zukunft steigt der Bedarf an Flexibilität. Mit fortschreitender Sektorkopplung durch KWK-Anlagen sowie Power2Heat wird es möglich, Flexibilitäten auf der Wärmeseite für die Stromseite zu nutzen. Das Besondere dabei: Wärmerversorgungssysteme besitzen im Gegensatz zur Stromversorgung immanente Speicherkapazitäten, auf Grund derer kein permanenter Leistungsausgleich zwischen Energieverbrauch und -erzeugung notwendig ist.

In der Demonstrationszelle Stausebach wird ein Wärmenetz errichtet, das u.a. aus einem hochflexiblen Biogas-BHKW im Biomassezentrum Stausebach gespeist wird. So können etwa 100 Haushalte und weitere Liegenschaften mit erneuerbarer Wärme versorgt werden und die gekoppelte Stromerzeugung flexibel an den Strommarkt angepasst werden. Möglich wird dies durch die Nutzung verdeckter Flexibilitätspotenziale auf der Wärmeseite. Doch wo liegen diese verdeckten Potentiale und wie können sie genutzt werden?

### Flexibilität im Wärmenetz

Das zur Wärmeübertragung genutzte Wärmenetz selbst besitzt verdeckte Flexibilitätspotenziale: Auch im eher kleinen Wärmenetz in der Demonstrationszelle hat das heiße Wasser Laufzeiten vom Erzeuger zu den Verbrauchern von einer Stunde und mehr. Deshalb kann allein durch das Wärmenetz eine Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch ermöglicht werden. Dazu sind innovative Betriebsstrategien nötig.

An der Uni Kassel wird derzeit ein Netzmodell entwickelt und validiert, mit dem das Verhalten des Wärmenetzes im flexiblen Betrieb umfassend analysiert werden kann. Ziel ist die Entwicklung, Bewertung und später praktische Erprobung der Betriebsstrategien, die das verdeckte Flexibilitätspotential erschließen.

Ein Beispiel für die Nutzung der Flexibilität ist die Abfederung einer Lastspitze: Dabei wird das Netz im Voraus „aufgeladen“ (Anheben der Einspeisetemperatur) und während der Lastspitze wieder „entladen“. Für ein vereinfachtes Beispielnetz wurde in einer dynamischen Simulation eine Reduktion der typischen Lastspitze um 16 % erreicht, während die Netzverluste in dem Zeitraum nur um 2 % stiegen (Abb. 1). Aufgrund der zusätzlichen Netzverluste bei dieser Betriebsstrategie sollte die Verschiebezeit typischerweise nur wenige Stunden betragen.

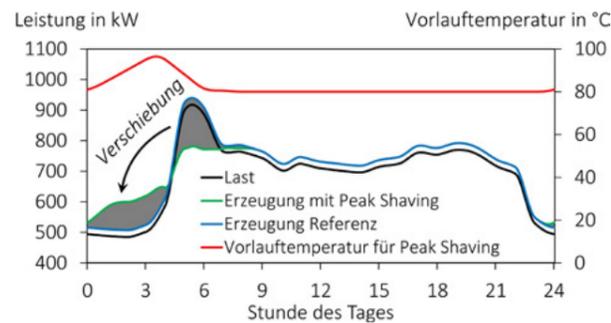


Abb. 1: Nutzung des Wärmenetzes zur Abfederung einer Lastspitze

### Flexibilität im Gebäude

Die Abteilung Strom-Wärme-Systeme des Fraunhofer IEE betrachtet den Wärmebedarf und die Flexibilitäts- und Flexibilisierungspotenziale der Haushalte der Demonstrationszelle Stausebach. Voraussetzung für die Betrachtungen ist der Einsatz von hochflexiblen Kurzläufer-Blockheizkraftwerken. In den Arbeiten werden die Potenziale für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen auf der Ebene der Wärmebedarfsdeckung sowie der Speicherung von Wärme in Gebäuden betrachtet.

Zur Erstellung der Wärmelastprofile der Gebäude wurde auf Grundlage von altersklassenabhängigen Gebäudetypologien für jeden Bautyp eine Jahressimulation bezüglich der Heizlast und des Trinkwarmwasserbedarfs durchgeführt. Durch Anpassung der jeweiligen Geometrie (Hausumringe Kataster), Angaben über die Bewohnerzahl sowie Identifikation des Baualters konnten somit gebäudescharfe Lastgänge für die Ein- und Mehrfamilienhäuser und die weiteren Liegenschaften erzeugt werden.

Mit Hilfe der stundenweise erzeugten Jahreslastgänge werden derzeit die Flexibilitätspotenziale hinsichtlich der möglichen Verschiebung von Heizwärme in bestehende Speicher in Gebäuden berechnet.

Durch eine Veränderung der üblichen Betriebsstrategie von Wärmebereitstellungsanlagen in Gebäuden zu einer entkoppelten Wärmebereitstellung des Energiebedarfes und der Energiebereitstellung könnten Flexibilitäten in den Sektoren der Speicher und der Gebäudeaktivierung bereitgestellt werden.

### Optimierte Auslegung

Um die Flexibilität in der Versorgung des Nahwärmenetzes und der Haushalte dem Stromsektor verfügbar zu machen, müssen Technologien zur Sektorenkopplung von Strom und Wärme eingesetzt werden. Das sind zum Beispiel Wärmepumpen, Power2Heat oder Blockheizkraftwerke (BHKW).

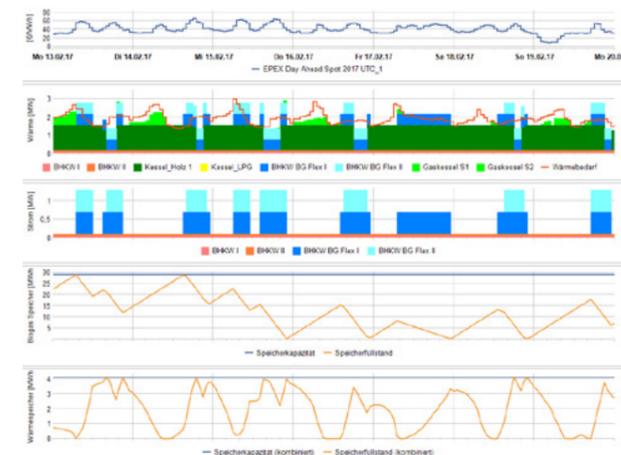


Abb. 2: Simulation des flexiblen BHKW-Betriebs

Wie simulationsgestützte technoökonomische Analysen des Unternehmens Ramboll gezeigt haben (Abb. 2), sind BHKW die vielversprechendste Option, um den Ort Stausebach mit Wärme zu versorgen und gleichzeitig Flexibilität am Strommarkt bereitzustellen. Denn dank der flexiblen BHKW kann auch die Flexibilität der bestehenden Biogas- und Biogasaufbereitungsanlage in das komplexe Versorgungskonzept integriert werden, wodurch weiteres Flexibilitätspotential aktiviert werden kann.

### Energiemanagement

Für das Anlagenportfolio des Biomassezentrums werden im operativen Betrieb Fahrpläne benötigt, die den sicheren Betrieb jeder einzelnen Anlage, die Bereitstellung von Wärme für das Dorf Stausebach und die optimale Verwertung des kontinuierlich erzeugten Biogases ermöglichen. Das Fraunhofer IEE erarbeitet für dieses Energiemanagement ein mathematisches Modell, welches jede einzelne Anlage und ihre jeweiligen Restriktionen sowie das Zusammenspiel zwischen den verschiedenen Anlagen im täglichen Betrieb abbildet (Abb. 3).

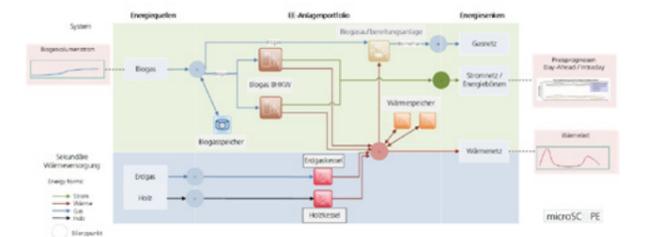


Abb. 3: Anlagenmodell für die Betriebsoptimierung

Mit der Energiemanagementsoftware muss der sichere, wirtschaftliche, markt- und netzdienliche Betrieb des Biomassezentrums gewährleistet werden. Die erstellten Fahrpläne werden im Demonstrationsbetrieb automatisiert, durch die Anlagen der EAM umgesetzt und kontinuierlich die Messergebnisse aus dem flexiblen Betrieb zur Verbesserung des Modells an das Energiemanagement übertragen.

### Zusammenfassung

Ein Wärmenetz bietet verdeckte Flexibilitätspotenziale durch die Latenz des Wärmetransports zu den Abnehmern sowie dezentrale Wärmekapazitäten in den Haushalten, z.B. in Trinkwarmwasserspeichern. Sie können durch intelligente Betriebsstrategien aktiviert werden. Mit Hilfe eines ausreichend groß dimensionierten flexiblen BHKWs kann die Wärmeflexibilität für den Stromsektor verfügbar gemacht werden. Die Optimierung des flexiblen Betriebs erfolgt dabei über ein Energiemanagement-System.

Das BHKW bringt dabei weitere Mehrwerte für die Gesamtanlage wie z.B. die Nutzung von BHKW für die Bereitstellung der Mittellast einer Wärmeversorgung und damit verbunden die Steigerung der Energieeffizienz sowie die Optimierung des Betriebs der bestehenden Anlagen. Nach dem Bau des Wärmenetzes und der flexiblen Anlagen in der Demonstrationszelle Stausebach werden die Betriebsstrategien dort erprobt und mit Hilfe der Praxiserfahrung weiterentwickelt und bewertet.

## DILLENBURG macht's vor! Mit intelligenter Messtechnik und aktiven flexiblen Prosumenten auf dem Weg zum Verteilnetz der Zukunft

Autoren: Tobias Fieseler (EnergieNetz Mitte GmbH); Erik Heilmann (Universität Kassel, Fachgebiet VWL mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft)

Die Demonstrations- und Partizipationszelle Dillenburg vereinigt verschiedene Ansätze, die jeweils einen wichtigen Baustein für den Netzbetrieb der Zukunft bilden. Diese sind: neue Messtechnik in Mittel- und Niederspannung, anlagenbezogene Einspeise- und Verbrauchsprognosen, neue Mechanismen zur Nutzung netzdienlicher Flexibilität sowie die Einbeziehung der Akteure vor Ort. Der technische Feldtest wird wichtige Erkenntnisse über die Entwicklung des Verteilnetzes liefern, sodass schon heute die Probleme von morgen erkannt werden und man diesen vorbeugen kann.

### Hintergrund

Die mittelhessische Stadt Dillenburg ist eine der 35 Demonstrationszellen im C/sells-Projekt. Mit 23.000 Einwohnern ist Dillenburg dabei Teil des Versorgungsgebietes des Verteilnetzbetreibers EnergieNetz Mitte, einer 100-prozentigen Tochter des hessischen, kommunalen Energieversorgungsunternehmens EAM GmbH & Co.KG. Neben der Demonstration von Lösungen für einen zukunftsfähigen Netzbetrieb steht vor allem die Einbeziehung von Bürgerinnen und Bürgern im Mittelpunkt. Daher ist Dillenburg auch eine von neun C/sells-Partizipationszellen.

Der Wandel des Energiesystems stellt auch und insbesondere Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die Netze der EAM wurden in der Vergangenheit sehr robust ausgelegt und gebaut. Aktuell speisen rund 44.000 EEG-Anlagen in das Netz der EAM ein. Engpässe sind heute noch selten. In den nächsten Jahren wird sich diese Situation, auch durch neue Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge jedoch stark verändern.

Für die EAM gilt es daher, schon heute Lösungen für den Netzbetrieb der Zukunft zu entwickeln und erproben. Insbesondere müssen Erkenntnisse darüber gewonnen werden, wie die neue Struktur der Netznutzer sich auf den Netzbetrieb auswirken wird. Dabei ist insbesondere die Verwendung neuer Messtechnik sowie die Entwicklung geeigneter Prognoseverfahren essentiell. Außerdem werden Möglichkeiten für eine netzdienliche Nutzung von Flexibilität erforscht. Die EAM arbeitet dabei eng zusammen mit der Universität Kassel sowie der EAM Energie Plus. Die EAM Energie Plus GmbH ist ebenfalls eine 100prozentige Tochter der EAM und plant, errichtet und betreibt Erzeugungs-, Verteilungs- und sonstige Einrichtungen in den Bereichen Wärme, Kraft, Kälte und Druckluft sowie alle damit verbundenen Dienstleistungen.

### Speicher und Partizipation

Dillenburg geht zusammen mit der EAM voraus und zeigt, wie die Stromversorgung der Zukunft aussehen kann. Privathaushalte haben die Möglichkeit, selbst einen Beitrag zu leisten, indem sie einen PV-Batteriespeicher für ihre PV-Anlage erwerben. EAM, SmartGrids BW und die Universität Kassel arbeiten bei mehreren Informationsveranstaltungen zusammen, um den Bürgerinnen und Bürgern in Dillenburg die Ziele von C/sells und die Möglichkeiten zur individuellen Teilnahme zu erläutern.



Ein PV-Batteriespeicher kann nicht nur einen wertvollen Beitrag zur Steigerung der Eigenbedarfsdeckung und damit zum Gelingen der Energiewende leisten, sondern liefert auch wichtige Erkenntnisse innerhalb von C/sells. Bei einer Anschaffung wird er im Rahmen des Projekts von der EAM bezuschusst. Als Gegenleistung wird ein SmartMeter Gateway eingebaut, Mess- und Netzzustandsdaten werden der EAM zur Verfügung gestellt. Alternativ können sich Bürgerinnen und Bürger auch beteiligen, indem sie sich nur ein SmartMeter Gateway einbauen lassen.

Derzeit haben acht Haushalte einen Speicher gekauft. Durch die EEG-Vergütung ist die Anschaffung eines Speichers finanziell meist bei Neuanlagen sinnvoll. Durch weitere Dialoge mit den Bürgern Dillenburgs sowie einem Stakeholder-Dialog mit Verbänden, Gewerbe und Industrie soll das Thema in den nächsten Monaten weiter Fahrt aufnehmen.

### Messtechnik und Prognosen

„Daten sind das Gold des 21. Jahrhunderts“ – Dieses Zitat trifft nicht nur im Bereich des Marketings zu, sondern auch im zukünftigen Verteilnetz. Die heutigen Verteilnetze stellen nur eine geringe Bandbreite an Informationen bereit – einzelne Lastgänge von RLM-Kunden (Registrierende Leistungsmessung) oder Messungen an signifikanten Punkten im Mittelspannungsnetz. Niederspannungsnetze werden praktisch blind betrieben. Hier verlässt man sich auf Planungsrichtlinien und die Netzberechnung.

Für die Belastungen von heute ist diese Informationsdichte ausreichend. Bei steigender Belastung durch einen starken Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen in der Mittel- und Niederspannung wird eine messtechnische Überwachung unabdinglich. Auch eine perspektivische Verdichtung von Elektrotankstellen im privaten und öffentlichen Raum führt zu Belastungen, die momentan kaum abgeschätzt und prognostiziert werden können.

Um sich auf diese Belastungen vorzubereiten, setzt die EAM in Dillenburg moderne Messtechnik unterschiedlicher Hersteller ein. Ein Messsystem misst dabei an neuralgischen Punkten und führt eine Netzzustandsabschätzung für das gesamte Netz durch. Erkennt das System Grenzwertverletzung in Form einer Auslastungsüberschreitung oder Spannungsbandverletzungen, so wird im ersten Schritt der regelbare Ortsnetztransformator geregelt. Sollte dies nicht ausreichen, werden fernsteuerbare Anlagen, wie beispielsweise PV-Anlagen, in ihrer Wirkleistung begrenzt.

Ein zweites Messsystem liefert Messdaten in Echtzeit, ohne selbstständig eine Regelung von Betriebsmitteln vorzunehmen. Diese Messdaten werden für planerische Tätigkeiten, die Ermittlung von Netzzurückwirkungen sowie für die Erstellung von Netzzustandsprognosen verwendet. Auswirkungen des flächendeckenden Einsatzes von Wechselrichtern, Effekte durch die Zunahme von PV-Speichersystem und sich ändernde Belastungen durch die Elektromobilität werden mit diesem Messsystem überwacht und ausgewertet. Durch einen flächendeckenden Rollout von SmartMeter Gateways sollen perspektivisch Netzzustandsdaten von den Hausanschlüssen übermittelt werden.

In Zusammenarbeit mit der Universität Kassel werden Netzzustandsprognosen mittels „Machine Learning“ erstellt. Die Eingangs-

daten für diesen Algorithmus bestehen dabei aus Wetterdaten sowie Lastgangsdaten von Kunden oder ganzen Stationen aus dem Verteilnetz. Ergänzende Gedanken dazu können dem Beitrag „Herausforderungen für Leistungsprognosen im Stromnetz der Zukunft“ entnommen werden. Die Ergebnisse der Netzzustandsprognose bilden den Ausgangspunkt für den Betrieb des Flexibilitätsmarktes in Dillenburg.

### Flexibilitätshandel auf dem ReFlex

Die Werkzeuge, Monitoring und Prognose des Netzzustandes, bilden das Fundament eines zukunftsfähigen Netzbetriebes. Um diese zielgerichtet nutzen zu können, bedarf es jedoch neuer Anreize und Mechanismen, damit möglichst jeder private und gewerbliche Akteur zu einem sicheren Netzbetrieb beitragen kann. Eine Möglichkeit dafür sind sogenannte regionale Flexibilitätsmärkte. Auf Grundlage einer vorliegenden Netzzustandsprognose wird hier im Bedarfsfall Flexibilität direkt vom Netzbetreiber nachgefragt und von geeigneten Anbietern zur Verfügung gestellt.

Für Dillenburg kommt dabei die eigens konzeptionierte Pilotplattform „ReFlex“ zum Einsatz. Auf dieser können sich alle interessierten Anbieter wie Industrie- und Gewerbebetriebe, aber auch Haushalte und sogar öffentliche Einrichtungen registrieren und ihre Flexibilität anbieten. Um einen liquiden Markt zu gewährleisten, ist die Einbindung möglichst vieler lokaler Akteure sinnvoll. Die EAM Energie Plus bindet dabei verschiedene eigene Anlagen aber auch Flexibilitätspotenziale von größeren Industrieunternehmen ein.

Da das Mittelspannungsnetz in Dillenburg gut ausgebaut ist und es dadurch heute noch keine „echten“ Netzengpässe gibt, wird die beispielhafte Nachfrage simulationsbasiert ermittelt. Dabei kommen zukunftsfähige Messsysteme und Prognose-techniken zum Einsatz.

Der für Anfang 2020 geplante Feldtest soll das Konzept des regionalen Flexibilitätshandels demonstrieren und Stärken und Schwächen desselben aufzeigen. Der Forschungsschwerpunkt liegt dabei auf dem Markt- und Produktdesign des Handelsplatzes. Durch die Analyse des Bieterverhaltens in verschiedenen Ausprägungen des Marktdesigns (z. B. verschiedene Preisfindungsverfahren) sollen Erkenntnisse zur Gestaltung eines möglichst praxistauglichen Marktes gewonnen werden. Dabei sind auch Themen wie Gaming und Marktmissbrauchspotenziale hoch relevant.

## Kein Platz im Netz? Plattform comax nutzt Kleinanlagen zur Stabilisierung des Energiesystems

Autoren: Melanie Schutz, Dr. Bernd Seifert (TenneT TSO GmbH)

Ziel des SINTEG-Schaufensters C/Sells ist die Entwicklung und Demonstration skalierbarer Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie. Die entwickelten Lösungen sollen dabei als Blaupausen für eine breite Umsetzung dienen. Einer dieser Lösungsansätze: die comax-Plattform.

In diesem Demoprojekt entwickelt TenneT eine Flexibilitätsplattform für Klein-(st-)anlagen, um diese für Netzbetreiber nutzbar zu machen, damit Engpasssituationen künftig marktbasierend vermieden oder verringert werden können. Auf der von TenneT umgesetzten Flex-Plattform können so Vermarkter von Kleinanlagen als Anbieter und Netzbetreiber als Nachfrager zusammengebracht werden.

Die Grafik zeigt, wie comax das Zusammenspiel der Akteure bei der Netzbetreiberkoordination sowie mit den Flexanbietern organisiert.

In ersten erfolgreichen Feldtests hat die comax die technische Umsetzbarkeit eines Einsatzes von Kleinstflexibilitäten aufge-

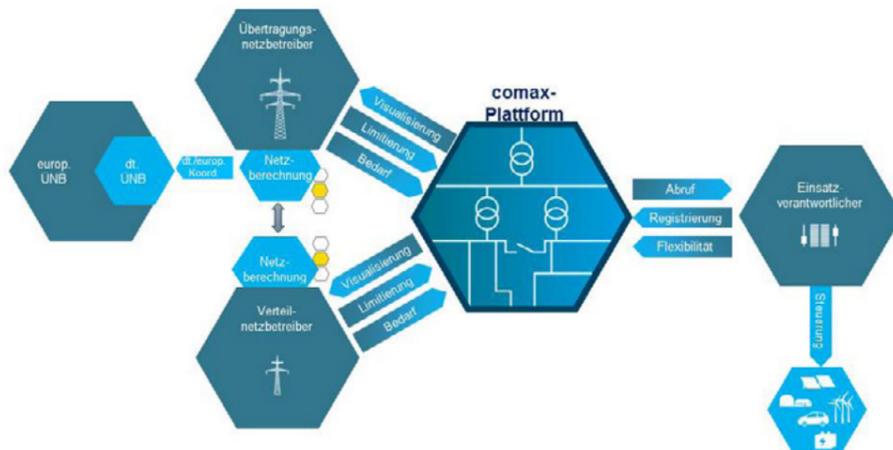
zeigt: In Zukunft werden daher auch kleine dezentrale Anlagen wie Kraft-Wärmekopplungsanlagen (KWK-Anlagen), Wärmepumpen oder Biogasanlagen in der Lage sein, einen Beitrag für die Stabilisierung des Energiesystems zu leisten. Damit können sie Aufgaben übernehmen, die heute vor allem noch von großen zentralen Kraftwerken wahrgenommen werden.

Gemäß des aktuellen Plattformkonzeptes kann das Flexpotential einzelner Anlagen über einen Direkt-Vermarkter in den jeweiligen C/Sells-Zellen aggregiert und in einer Zeit bis zu 20 Minuten vor der Erbringung auf der Plattform bereitgestellt werden. Die Anlagen befinden sich dabei in der normalen Vermarktung und Betriebsweise und melden zusätzlich freie Flexibilitätsmengen in Form von Fahrplänen, die der Netzbetreiber dann in seine Prozesse integrieren kann. In der auf die Meldung freier Flexmengen folgenden Abstimmung der Netzbetreiber untereinander werden die Flexibilitätsbedarfe ermittelt. Gemäß der jeweiligen Flexbedarfe werden geeignete Flex-Gebote zur Engpassbeseitigung einbezogen und schließlich über eine Merit-Order abgerufen.

Die Grafik zeigt die von einem Anbieter angebotene Flexibilität in blau und die vom Netzbetreiber vorgegebene Einschränkung der

### comax organisiert die Netzbetreiberkoordination in Engpasssituationen

#### Akteure auf der comax-Plattform

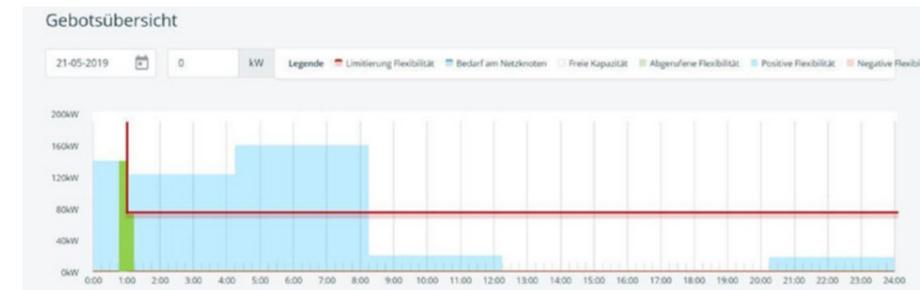


nutzbaren Flexibilität in rot. Die somit resultierende maximal zur Verfügung stehende Flexibilität (grün) wurde für den gewählten Zeitraum von einer halben Stunde abgerufen und im Anschluss vom Flexanbieter erbracht. Um zu gewährleisten, dass in jeder Netzebene bestehende Engpässe behoben werden, ohne neue Engpässe in weiteren Netzebenen zu verursachen, werden Sensitivitäten und Einschränkungen beim Markträumungsprozess, d.h. dem Abruf von angebotenen Flexibilitäten im Netz bzw. an den Netzknoten der beteiligten Netzbetreiber berücksichtigt.

Das Potential der zusätzlich zu nutzenden Flexibilität aus Klein-(st-)anlagen ist riesig. Allein in Bayern gibt es mehrere tausend KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Biogas-Anlagen; bundesweit sind es viele zigtausend mehr. Sie können die Flexibilität des Energiesystems erhöhen und so einen wichtigen Beitrag zur sicheren und dezentralen Energiewende in Süddeutschland leisten.

Eine Flexibilitätsplattform als Koordinationswerkzeug der Netzbetreiber kann somit zukünftig die netzdienliche Integration von Kleinanlagen ermöglichen. Bei Testabrufen konnte gezeigt werden, dass Einschränkungen des Netzes durch Nutzen von Flexibilitäten zukünftig behoben werden können. Letztendlich haben die Tests schon heute gezeigt, wie das Netz zukünftig deutlich intelligenter genutzt werden kann.

Die comax-Plattform in der finalen Version steht Mitte 2019 zur Verfügung, weitere Tests sind geplant. Weiteren C/Sells-Zellen steht die Plattform zu Testzwecken offen.



# Intelligente Quartiere und Liegenschaften

## Intelligente Wärme München

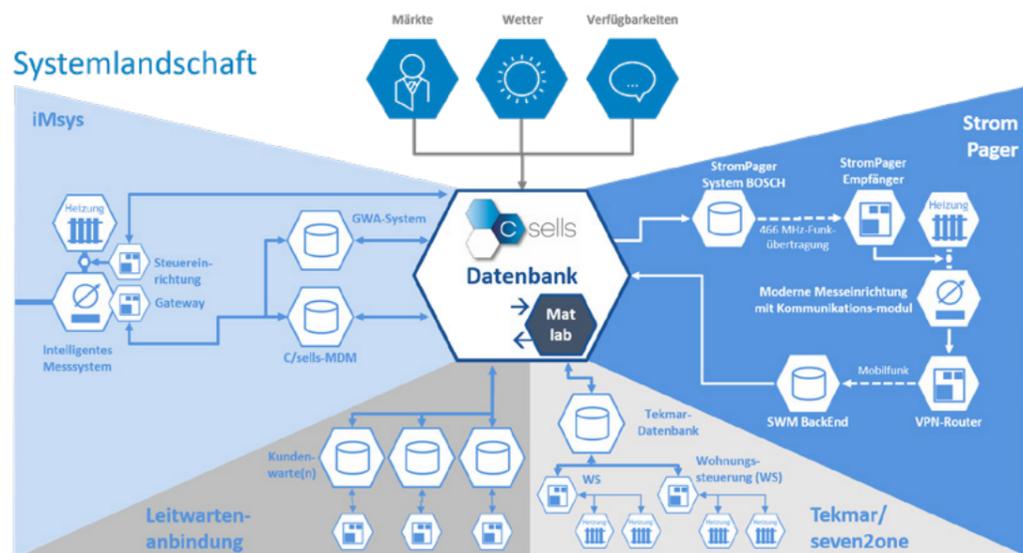
Autor: *Andreas Weigand (Stadtwerke München GmbH)*

In der bayerischen Landeshauptstadt befindet sich eine der umfangreichsten C/sells-Demonstrationszellen. Im Rahmen des Arbeitspakets „Intelligente Wärme München (IWM)“ machen die Stadtwerke München (SWM) gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) Wärmepumpen, Speicherheizungen und Kälteanlagen zu aktiven Bausteinen der Energiezukunft.

Ziel des Vorhabens ist es, das Flexibilitätspotenzial sogenannter Power-To-Heat-Anlagen in der Praxis zu bestimmen. Basis dessen ist die Anbindung über intelligente Mess- und Steuerungssysteme. Das Leitsystem ist eng verwandt mit dem Virtuellen Kraftwerk der SWM und besteht aus einer zentralen Zeitreihendatenbank, einem Optimierungskern und verschiedenen Feldsystemen, die die Steuersignale an die Anlagen übertragen. Die Bewirtschaftung anhand der Day-Ahead-Börsenpreise sowie die Fahrplanerstellung erfolgt bereits heute automatisiert in einer täglichen Routine durch das Team des Projektbüros.

### Die Realität zeigt: wir müssen an die Gebäude ran!

Im Rahmen des Projekts wurde in Zusammenarbeit mit den Experten der SWM an einer Umsetzung der Steuerung sowie der hochfrequenten Messung über das iMSys gearbeitet. Die Grundlagen konnten ebenfalls in der ersten Projekthälfte abgeschlossen werden, sodass ein Einbau bei den Kunden noch vor der kommenden Heizperiode beginnt. Wesentliche Stolpersteine für den Feldversuch (und allgemein für die Digitalisierung der Energieinfrastruktur) sind veraltete Elektroinstallationen in den Gebäuden, die oft unzureichende Verfügbarkeit von Mobilfunk und – gerade in urbanem Umfeld – die komplexe Eigentums- und Nutzungsstruktur.



### Erste Testreihen zufriedenstellend

In der vergangenen Heizperiode wurden bereits umfangreiche Tests bezüglich des Lastverschiebepotenzials von Elektrospeicherheizungen durchgeführt. In einem dreistufigen Test wurden über mehrere Wochen die Freigabezeiten angepasst. In einem ersten Schritt wurde das Rundsteuersignal nachgebildet und das Verhalten der Anlagen analysiert. In Schritt 2 erfolgte eine Anpassung der Freigabezeiten und eine Begrenzung in den Morgenstunden, sodass Nachheizzyklen unterbunden wurden. In Schritt 3 erfolgte schließlich der Verschiebung von einigen Stunden in den Mittag in Abhängigkeit des Börsenpreises. Bei gleichbleibender Beladung der Anlagen konnte nach einer Befragung der Kunden festgestellt werden, dass tendenziell eine Steigerung des Wärmekomforts in den Abendstunden eintritt.

### Die Kunden möchten mehr erfahren über die Energiezukunft

Parallel zur technischen Umsetzung ist die Akquise von Kunden ein wichtiges Element. Neben Formaten zur Information der Testhaushalte wurde zu unkonventionelleren Formaten wie etwa dem „TramTalk“ gegriffen. In einer im normalen Betrieb fahrenden Straßenbahn informierte das Projektteam in Kooperation mit dem C/sells-Partizipationsteam über den Forschungsverbund, Themen der Energiewende und Aufgaben der Partner.

### Die Koordination von Netzen und Märkten in Echtzeit – vor Ort

Neben dem ursprünglichen Projektfokus – nämlich der Steuerung von Power-To-Heat-Anlagen – beschäftigt setzt „Intelligente Wärme München“ auch Akzente bei der Verknüpfung von Netzen und Märkten. Die SWM planen gemeinsam mit Partnern ein Proof-Of-Concept für einen sogenannten Digitalen Hausanschluss. Hier soll am Anschlusspunkt kontinuierlich gemessen werden. Sind im Netz Restriktionen zu erwarten, kann der Netzbetreiber die Leistung von flexiblen Lasten, ähnlich eines Verkehrsleitsystems, drosseln und so dafür sorgen, dass für alle Gebäude eines Netzstranges ausreichend Energie zur Verfügung steht. Dabei steht einerseits die Koordination der einzelnen Marktakteure im Fokus, andererseits sollen auch die jeweiligen Prozesse zur Anpassung und Neubepflanzung der Anlagen getestet werden. Nach einem Versuch im Labor auf dem SWM-Campus werden auch Versuche im Feld erfolgen. Durch die thematische Erweiterung schafft C/sells einmal mehr Musterlösungen für unsere Energiezukunft.



## Microgrid als flexible Zelle – vorausschauend optimiert

Autor: Prof. Dr. Michael Schmidt (Hochschule Offenburg)

### Vernetzte Microgrids als Pfeiler der Energiewende

Zu den großen Herausforderungen der Energiewende gehört es, die Erzeugung von wenigen zentralen Großkraftwerken auf dezentrale regenerative und oft nur begrenzt plan- und steuerbare Kleinkraftwerke umzustellen. Auf der Lastseite kommt es zu großen Änderungen, u.a. durch den zunehmenden Einsatz von Speichern und die Sektorkopplung z.B. in Form von Wärmepumpen oder Ladesäulen für Elektrofahrzeuge. Eine der Hauptaufgaben ist es, die stark wachsende Anzahl von Akteuren und ihren technischen Komponenten so zu koordinieren, dass die Energieversorgung insgesamt sicher, stabil und wirtschaftlich bleibt. Eine der Leitideen von C/sells ist es, durch Zellularität die gesteigerte Komplexität in der Koordination zu meistern.

Eine zentrale Rolle spielt dabei die unterste Zellebene. Diese kann in vielen Fällen als Microgrid betrachtet werden, also als ein lokal abgegrenztes Teilnetz, in dem Erzeugungsanlagen, lokale Speicher und elektrische und thermische Lasten in verschiedenster Kombination und Ausprägung verortet sind. Idealerweise können Microgrids durch ein lokales Energiemanagement schon viele der oben genannten Herausforderungen weitgehend auf der untersten Zellebene lösen, indem sie beispielsweise lokale Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe von Speichern und Lastmanagement ausgleichen. In der Praxis wird dies aber nicht immer möglich oder auch nicht die wirtschaftlichste Lösung sein. Die Vernetzung und Interaktion mit Nachbarzellen und übergeordneten Zellebenen (z.B. Verteilnetz) ist hier der Ansatz, der in C/sells verfolgt wird. Ein wesentlicher Teil der Planungs- und Steuerungsaufgaben kann so schon auf unterster Zellebene abgedeckt werden, erfordert aber eine entsprechende intelligente vorausschauende Steuerung auf Microgrid-Ebene, die mit ihren Partnern im Zellverbund kommunizieren kann.

### Das Microgrid an der Hochschule Offenburg als Reallabor

Vom Institut für Energiesystemtechnik (INES) der Hochschule Offenburg wird seit mehreren Jahren ein dreiphasiges Microgrid am Standort Campus Nord in Offenburg-Bohlsbach betrieben. Es beinhaltet regenerative Stromerzeuger auf Basis von Photovoltaik und Windkraft, verschiedene Batteriespeichertechnologien, elektronische Lasten zur Lastsimulation, ein BHKW mit Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung sowie eine Ladesäule für das institutseigene Elektrofahrzeug. Das Microgrid ist mit umfangreicher Messtechnik und Aktuatorik auf SPS-Basis ausgestattet. Prädiktive Steuerungs- und Optimierungsalgorithmen in Kombination mit Erzeugungs- und Lastvorhersagen ermöglichen einen netzdienlichen und effizienten Betrieb des Netzes.

Das Microgrid erlaubt es, verschiedene Prosumer-Typen wie Einfamilien- oder Mehrfamilienhäuser oder kleinere und mittlere Gewerbebetriebe mit unterschiedlichem Mix an PV-Erzeugung, Speicher und Lasten in (ggf. skaliert) Weise zu emulieren. Auf diese Weise dient das Microgrid als Reallabor für neue Hardware-Komponenten, aber auch für neue Automations- und Kommunikationstechnik sowie für neue Steuerungs- und Regelungsalgorithmen und wird sowohl im Bereich der Forschung als auch Entwicklung, Demonstration und Lehre eingesetzt.

### Vorhersagen und vorausschauende Optimierung

Ein Forschungs- und Entwicklungsschwerpunkt sind prädiktive Steuerungs- und Optimierungsalgorithmen, die einen effizienten, sicheren und netzdienlichen Betrieb des Microgrids ermöglichen. Dabei wird v.a. der Ansatz der „model predictive control“ (MPC) eingesetzt, bei dem auf Basis eines mathematischen Systemmodells in Kombination mit Erzeugungs- und Lastvorhersagen optimale Fahrpläne bis zu einem bestimmten Zeithorizont für das System ermittelt und ständig aktualisiert werden.

Bei den Lastvorhersagen für Microgrids besteht häufig der Vorteil, dass detaillierte historische und aktuelle Daten wie auch Planungsdaten hinsichtlich Verbrauch und Flexibilität im Verbrauch ermittelbar sind, wie sie auf höheren Zellebenen nicht mehr zur Verfügung stehen. Hinsichtlich der Erzeugungsvorhersagen besteht jedoch die besondere Herausforderung, dass für eine vorausschauende Optimierung lokale und auch kurzfristige Vorhersagen beispielsweise der Sonneneinstrahlung benötigt werden. Typischerweise sind Erzeugungsvorhersagen



aber bislang nur in größeren räumlichen und zeitlichen Auflösungen (z.B. auf Basis von Satellitenbildern oder numerischen Wettervorhersagen) verfügbar. Daher widmet sich die Hochschule Offenburg innerhalb von C/sells in einem Arbeitspaket der Vermessung der lokalen Variabilität von Einstrahlung sowie lokalen Prognosen und Prognoseabweichungen.

### Nutzung und Bereitstellung von Flexibilität

Im Rahmen des C/Sells-Projekts liegt ein besonderer Fokus der Hochschule Offenburg auf der Nutzung und Bereitstellung von Flexibilität durch Microgrids.

Eine erste Herausforderung ist dabei, die derzeit und zukünftig bis zu einem bestimmten Zeithorizont zur Verfügung stehende Flexibilität, z.B. im Sinne einer positiven oder negativen Regelleistung, zu charakterisieren. Hier soll beispielsweise ein Ansatz, der von Prof. Dr. Weidlich et al. am Institut für Nachhaltige Technische Systeme (INATECH) der Universität Freiburg entwickelt wurde, am Microgrid der Hochschule Offenburg implementiert und getestet werden. Da auch das Microgrid selbst Flexibilität für seinen eigenen Betrieb und den Umgang mit Vorhersagefehlern braucht, werden zudem Algorithmen entwickelt, die entscheiden, welcher Anteil nach außen zuverlässig zur Verfügung gestellt werden kann.

Das Angebot der so ermittelten Flexibilität an die übergeordneten Zellebenen und die nach einem möglichen Abruf sichere automatisierte Bereitstellung der Regelleistung wird zusammen mit dem C/sells-Partner NEXT Kraftwerke GmbH testweise umgesetzt. Dabei geht es einerseits um die Definition und Implementierung des Datenaustauschs zwischen dem Microgrid und der Leitzentrale von NEXT Kraftwerke GmbH. Andererseits müssen die Steuerungs- und Regelungsalgorithmen im Microgrid

weiterentwickelt werden, um Angebote zu berechnen und bei Abruf die Bereitstellung zu leisten.

Eine weitere Kooperation zu Flexibilität besteht mit dem C/sells-Partner Fraunhofer Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation (IAO). Die dort entwickelte Plattform für flexible Optimierung soll genutzt werden, um auf Basis von Echtzeitdaten und Vorhersagen aus Offenburg auf einem Server bei IAO optimierte Fahrpläne zu berechnen und an das Microgrid zurückzumelden. Hier soll also insbesondere eine Lösung testweise umgesetzt und untersucht werden, bei der ein Microgrid zentral über einen cloudbasierten Service optimiert gesteuert wird.



## Die WIRcommunity – ein regionaler Energiemarkt für die Post-EEG-Anlagen

Autoren: Dr. Thomas Brenner, Dr. Ole Langniß; OLI Systems GmbH; Tim Schulze, WIRCON GmbH

Kleine Energieerzeuger, also insbesondere Photovoltaikanlagen, aber auch kleinere Biogasanlagen können sich bisher nur schwer aktiv am Energiemarkt beteiligen. Und das, obwohl sie für die Energiewende wünschenswerte Eigenschaften haben: Sie erzeugen verbrauchsnahe und belasten die Stromnetze verhältnismäßig wenig. Ebenso sind mit diesen Anlagen – typischerweise im Bereich von wenigen Kilowatt bis zu 500 Kilowatt Leistung – kaum Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung verbunden. Die Integration in bestehende Märkte ist jedoch auf Grund der hohen Präqualifikationskosten unrentabel. Gleichzeitig sind immer weiter sinkende Anlagenpreise und eine steigende Nachfrage nach regionalem, emissionsfreiem Strom von Kundenseite zu beobachten. Zudem betrifft das bevorstehende Auslaufen der EEG-Förderung ab 2021 eine zunehmende Zahl von Anlagen, für deren Erzeugung alternative Vermarktungsweg gesucht werden müssen.

Lösungen, die sowohl für den Produzenten als auch für die Nutzer dieser Anlagen einen konkreten Mehrwert bieten können, sind daher im Sinne des „bottom-up“-Ansatzes in C/sells ein wesentlicher Bestandteil eines dezentral organisierten, effizienten Energiesystems. Das Grundprinzip der WIRcommunity beruht darauf, überschüssige Strommengen aus PV-Anlagen zu prognostizieren und diese automatisiert auf einem lokalen Markt zu vermarkten. Hierzu sind mehrere Funktionen notwendig:

1. Die PV-Anlage ist in der Lage, in Echtzeit Daten zu senden und zu empfangen. Dies kann sowohl über eine Anbindung an ein Rechenzentrum, eine eigens dafür aufgebaute IP-basierte Kommunikationsstrecke oder die Smart Meter Gateway-Infrastruktur (SMGW) erfolgen. Alle drei Fälle werden innerhalb von C/sells erprobt, die Anbindung über das SMGW wird mit den Partnern PPC, devolo und Schleupen sowie der EE-Bus-Initiative komplett neu entwickelt.
2. Aktuelle Wetterprognosen werden in das Bietsystem eingebunden. Hier setzt das Projekt auf eine Verknüpfung mit den in einem anderen Arbeitspaket von C/sells erarbeiteten Prognosediensten auf.
3. Das Bieten für An- und Verkauf von regionalem Strom erfolgt automatisiert nach vorgegebenen Kriterien. Hier kommt im Projekt die Blockchaintechologie zum Einsatz. Die Automatisierung erfolgt dezentral über Smart Contracts. Ein neutraler Marktplatz mit einheitlichen Regeln für alle Marktteilnehmer entsteht.
4. Energiedaten müssen sicher und zuverlässig in die Blockchainarchitektur integriert werden. Dazu ist im Blockchain-Jargon „Oracles“ genannte Hardware notwendig. Wir nutzen dazu einerseits das intelligente Messsystem, andererseits davon unabhängig ein industriehartes Blockchain Gateway.
5. Im Sinne des zellularen Ansatzes existiert eine Möglichkeit, Mehr- oder Mindermengen an bestehenden Großhandelsmärkten zu vermarkten.
6. Das System muss sowohl für verschiedene Anlagengrößen als auch für verschiedene Regionen einfach skalierbar und mit niedrigen Transaktionskosten zu betreiben sein.

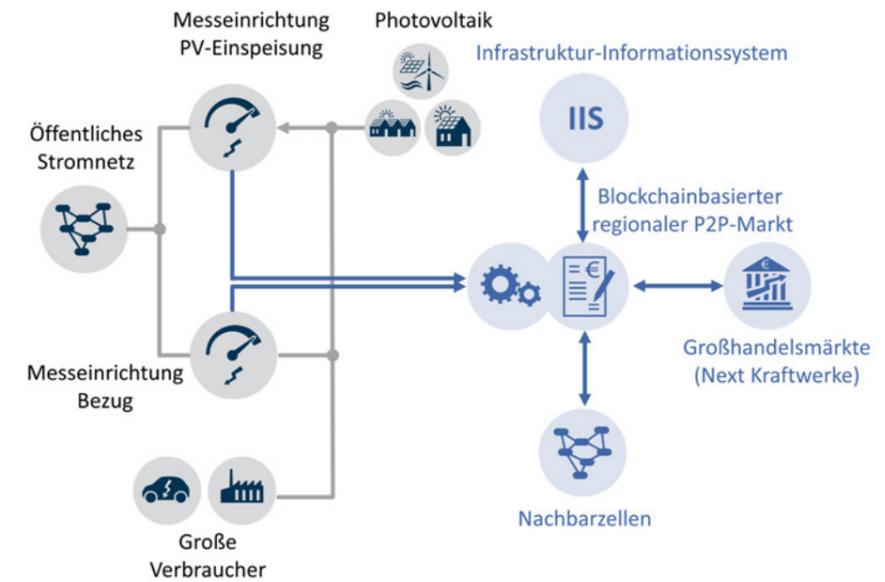


Abbildung 1: Einbindung des lokalen Marktes in das zelluläre Energiesystem.

Bei der Konzeptionierung und Implementierung der „WIRcommunity“ in den Teilprojekten 5 und 7 durch WIRCON und die OLI Systems GmbH kommt Blockchaintechologie als „Basisinfrastruktur“ in Verbindung mit der Komponente des intelligenten Messsystems zum Einsatz. Die Rolle des aktiven Energiemarktteilnehmers (aEMT) wird im Sinne des zellularen Ansatzes „bottom-up“ interpretiert, die lokal gewonnenen Daten werden – initiiert durch die lokale Hardware - über den CLS-Kanal an die Teilnehmer des Blockchainnetzwerkes übertragen. Diese Zusammensetzung dient einerseits dazu, Anlagen- und Zählerdaten fälschungssicher allen Stakeholdern zur Verfügung zu stellen und andererseits dazu, Prozesse dezentral über Smart Contracts zu automatisieren. Dazu zählen etwa das Einsammeln der Gebote, die Abwicklung der Markträumung sowie die Dokumentation der Strommengen auf Verbraucher- und Produzentenseite im 15-Minuten-Takt.

Der lokale Markt der „WIRcommunity“ ist technisch gesehen sehr leicht skalierbar und kann mit angepassten Marktregeln und ansonsten kaum verändertem Backend auch in anderen Regionen als „lokaler Markt“ eingesetzt werden. Auch eine direkte Kopplung mehrerer lokaler Märkte ist denkbar. Ebenso soll untersucht werden, ob sich neben „Kilowattstunden“ auch komplexere Flexibilitätsprodukte mit der beschriebenen Architektur handeln lassen.

## C/sells präsentiert und diskutiert in der SINTEG-Community

Dieses Magazin liegt frisch gedruckt vor anlässlich der SINTEG-Jahreskonferenz 2019. Zahlreiche der C/sells-Präsentationen von der Konferenz und viele weitere Publikationen finden sich auf der Website unter [www.csells.net/de/csells-downloads](http://www.csells.net/de/csells-downloads).

## Save the date:

Der nächste **C/sells-Ministerdialog** findet statt am **27. April 2020** in Berlin.



**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**

**SINTEG**  
SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

# SINTEG-Jahreskonferenz 2019

Smart vernetzt in die Zukunft

11. – 12. September 2019, Campus Center der Universität Kassel

## C/sells? #Csells!

Vieles aus der C/sells-Community rund um das Forschungs- und Demonstrationsprojekt mit all seinen Facetten findet sich auch auf zahlreichen Online-Plattformen wieder.

Die **Projekt-Website** mit Basis-Infos, Veranstaltungskalender und Links zu Publikationen: [www.csells.net](http://www.csells.net)

### Die SINTEG-Website:

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

### Der Youtube-Kanal:

Suchfeld-Eingabe „C/sells“

### Auf Twitter:

[twitter.com/csells\\_sinteg](https://twitter.com/csells_sinteg)

und unter den Hashtags #Csells sowie #SINTEG

### Auf Instagram:

[www.instagram.com/csells\\_sinteg](https://www.instagram.com/csells_sinteg)

und unter den Hashtags #Csells, #SINTEG, #Energiezukunft

### Die Partizipations-Website mit Blog:

[www.ich-bin-zukunft.de](http://www.ich-bin-zukunft.de)

### Die Partizipations-Facebookseite:

[www.facebook.com/ichbinzukunft](https://www.facebook.com/ichbinzukunft)

## 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 und Organisation:

Caroline Enders (House of Energy)  
Alisa Krumm (Smart Grids-Plattform Baden- Württemberg 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.

### Druck

PRIMUS international printing GmbH

### Autoren dieser Magazin-Ausgabe

Dr. Jann Binder (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg), Prof. Dr.-Ing. Peter Birken (House of Energy e.V.), Cornelius Breitling (KOP GmbH), Dr. Thomas Brenner (OLI Systems GmbH), Peter Breuning (Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH), Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl (Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (OTH)), Holger Dittmer (Fraunhofer IEE), Alexander Dreher (Fraunhofer IEE), Falko Ebe (Technische Hochschule Ulm), Dr. Rainer Enzenhöfer (TransnetBW GmbH), Thomas Estermann (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.), Miriam Feil (Flughafen Stuttgart GmbH), Tobias Fieseler (EnergieNetz Mitte GmbH), Dr. Sebastian Gölz (Fraunhofer ISE), Nora Günther (Universität Kassel), Dr. Philipp Guthke (TransnetBW GmbH), Pascal Häbig (Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)), Hartmut Häckl (TransnetBW GmbH), Dr. Birgit Haller (Dr. Langniß Energie & Analyse), Christoph Heinemann (Öko-Institut e.V.), Erik Heilmann (Universität Kassel), Janosch Henze (Universität Kassel), Johannes Herbert (Ramboll CUBE), Julian Huber (FZI Forschungszentrum Informatik), Andreas Kießling (energy design & management consulting), Sven Killinger (Fraunhofer ISE), Steffen Klingler (KOP GmbH), Simon Köppl (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.), Johannes Kühle (Universität Kassel), Dr. Ole Langniß (Dr. Langniß Energie & Analyse), Peter Maas (IDS), Dr. Frank Marten (Fraunhofer IEE), Heiko Mayer (TransnetBW GmbH), Esther Mengelkamp (Karlsruher Institut für Technologie (KIT)), Dr. David Nestle (Fraunhofer IEE), Klarissa Niedermaier (Fraunhofer ISE), Dr. Michael Orlishausen (TenneT TSO GmbH), Janybek Orozaliev (Universität Kassel), Sabine Pelka (Fraunhofer ISI), Melanie Peschel (Smart Grids-Plattform Baden- Württemberg e.V.), Oliver Ramm (EAM EnergiePlus), Dr.-Ing. Albrecht Reuter (Fichtner IT Consulting GmbH), David Ritter (Öko-Institut e.V.), Marilen Ronczka (Power Plus Communications AG), Dr. Harald Schäffler (schäffler sinogy), Tobias Schmid (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.), Prof. Dr. Michael Schmidt (Hochschule Offenburg), Christian Schneider (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.), Thomas Schönland (Karlsruher Institut für Technologie (KIT)), Tim Schulze (WIRCON GmbH), Melanie Schutz (TenneT TSO GmbH), Dr. Bernd Seifert (TenneT TSO GmbH), Elias Siehler (Flughafen Stuttgart GmbH), Thomas Sippenauer (Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (OTH)), Trung Vu (Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)), Andreas Weigand (Stadtwerke München GmbH), Prof. Dr. Christof Weinhardt (Karlsruher Institut für Technologie (KIT)), Prof. Dr. Heike Wetzel (Universität Kassel), Daniela Wohlschlager (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.), Jürgen Wolpert (TransnetBW GmbH), Andreas Zeiselmaier (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.)

