

In Süddeutschland
nimmt die Energiewende
Form an.



C/sells-Community _ das Magazin

Ausgabe 2019

1,5°C/sellsius - Lösungsbeiträge der C/sells Community



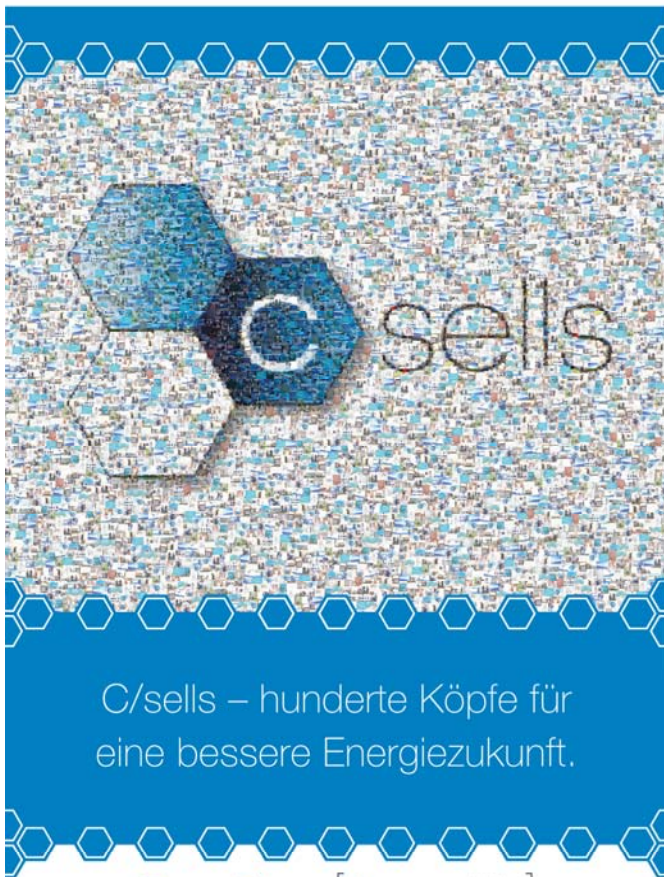
SINTEG
SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages





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 zellular 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, wohlgerneht nicht der Autarkie, verleiht dem zellular 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 zellulare, 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 zellularer 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 (MSys) noch nicht durchgehend positiv besetzt und die Vorteile einer gesicherten Kommunikationslinie sind für viele nicht ersichtlich. Ebenso ist politisches Marketing für Datenschutz, Datenervermeidung 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 Flexibilitätsoptionen 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 Langrüb, Stellvertreter der 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
<ul style="list-style-type: none"> ○ 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
<ul style="list-style-type: none"> ○ 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
<ul style="list-style-type: none"> ○ 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
<ul style="list-style-type: none"> ○ 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
<ul style="list-style-type: none"> ○ 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 	

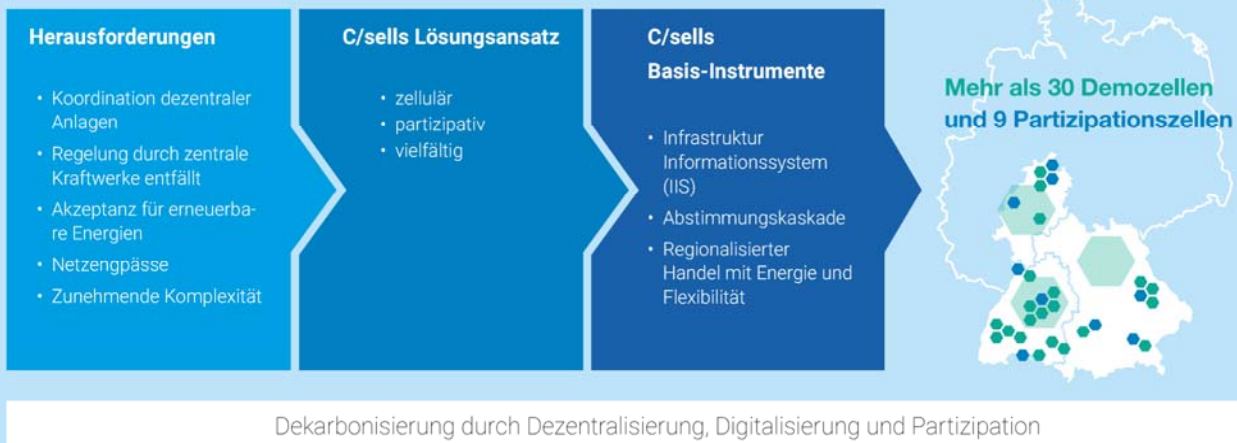
C/sells auf einen Blick

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 Flexibilitäten 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



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.

Schmaler 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 einladen. 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

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 CO₂-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.

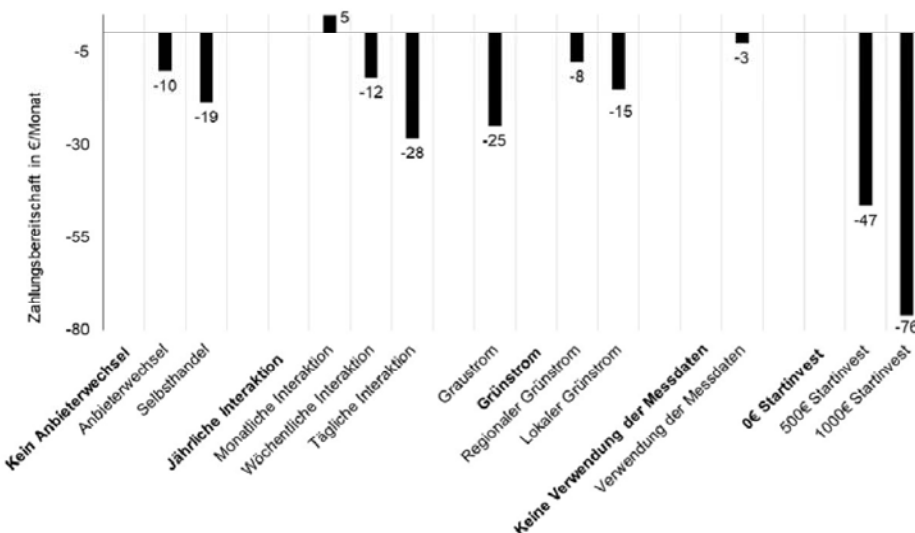
Um möglichst attraktive LEMs zu gestalten, haben wir in C/sells die Bedeutung von Designparametern für LEM aus Kundensicht mit einer adaptiven, wahlbasierten Conjoint-Studie in einem deutschlandweiten Panel mit 417 Befragten untersucht. Hierbei wurden die folgenden Designparameter untersucht:

- 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.

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
trung.vu@ier.uni-stuttgart.de

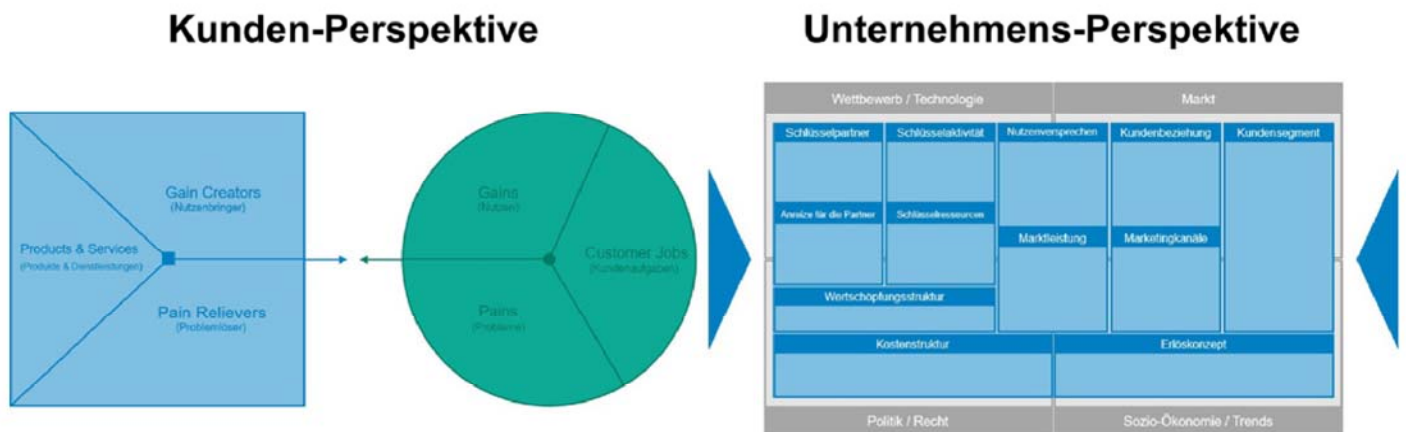


Abbildung: Modifizierte Business Model Language „Value Network“ in Anlehnung an [4, 5]



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.

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

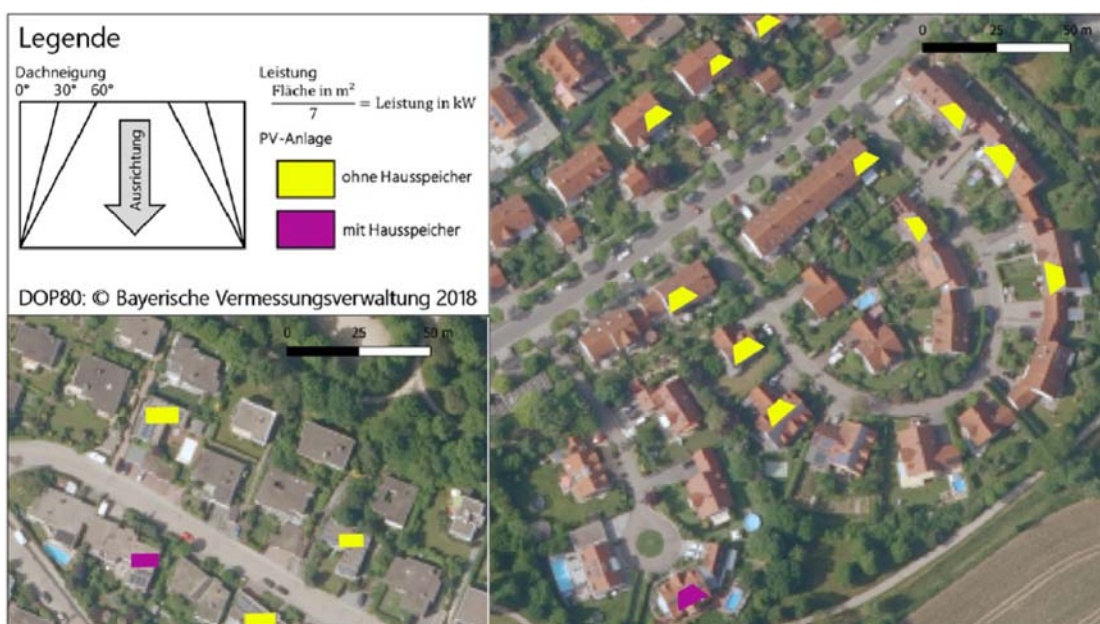
Zeitpunkt der Inbetriebnahme zur Verfügung. Die MaStR-Daten werden durch die Ergebnisse weiterer Analysen ergänzt, von denen zwei im Folgenden beschrieben werden.

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.





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.

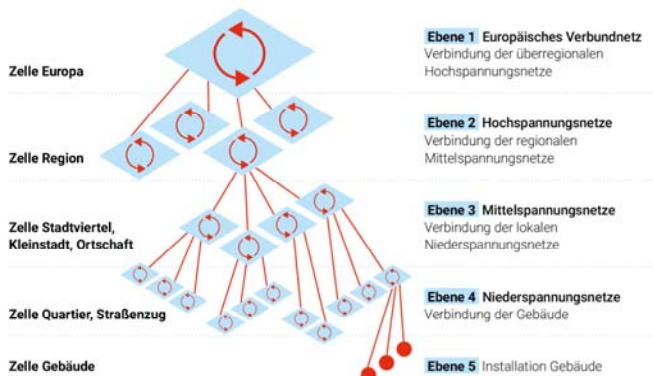
Energiewende ist im Kern Effizienz- und Leistungswende

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 Erzeugungsleistung von etwa 800 GW,

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 verteuert 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.

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.

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 Verteilungsnetzbetreiber gesteuert. Auf diese Weise wandelte sich der Netzersatzbetrieb von einem potenziellen Störfaktor zu einer entscheidenden Unterstützung des Netzwiederaufbaus.

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 unbekanntem 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 Neuronales 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, unbekanntem Anlagen adaptieren lassen. Leider finden diese Methoden bisher kaum Anwendung in der Praxis.

Mehr Informationen unter www.ies.uni-kassel.de sowie www.uni-kassel.de/go/wetzel

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 Netzrückwirkungen, 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).

ANWENDUNG PROGNOSETOOL

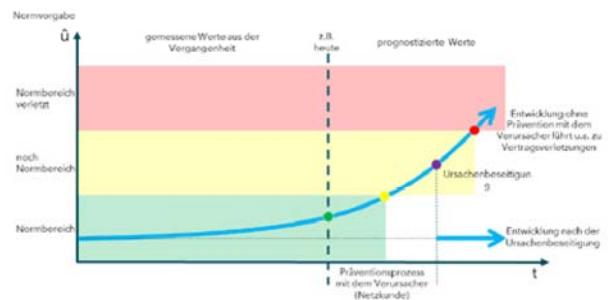


Abbildung 1: Anwendungsbeispiel Frühwarnsystem für Oberschwingungen

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).



Quelle: in Anlehnung an Zafiris, Olga, Technische Universität Dresden, APN - Identification of sudden changes, 2019

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 Zeiselmair, 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 Zusatzlösen 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 Einstiegschürde zur Teilnahme.

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 Consolinno 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 Einsatzdauer, dem Einsatzzeitpunkt und der Pause zwischen den Flexibilitätsabrufen charakterisieren.

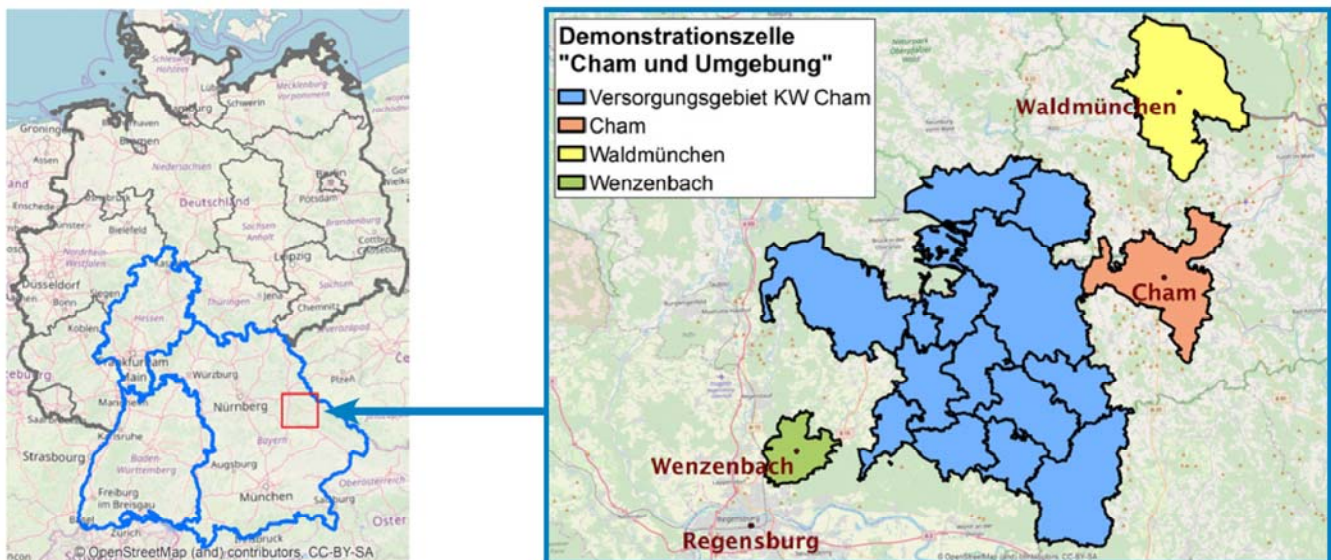


Abbildung 1: Geografische Lage der Demonstrationszelle „Cham und Umgebung“

Demonstrationszelle Stausebach – Nutzung verdeckter Flexibilitätspotenziale in Wärmenetzen

Autoren: Johannes Küchle, 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.

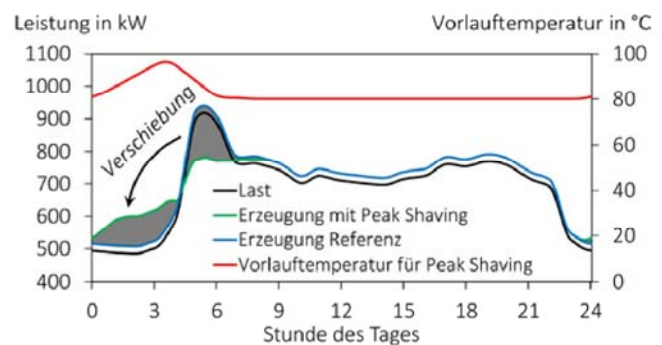


Abb. 1: Nutzung des Wärmenetzes zur Abfederung einer Lastspitze

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.

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.

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-

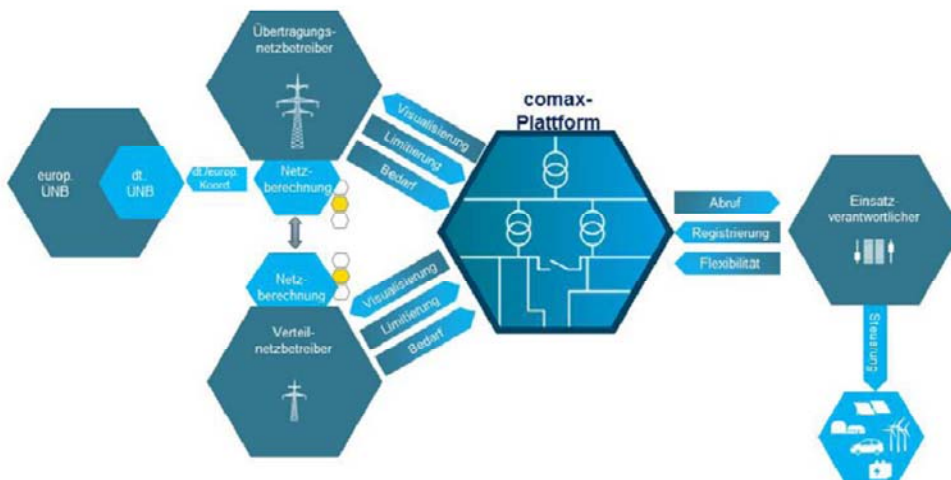
zeigt: In Zukunft werden daher auch kleine dezentrale Anlagen wie Kraft-Wärmekopplungsanlagen (KWK-Anlagen), Wärmepumpen oder Biogasanlagen in der Lage sein, einen Beitrag für die Stabilisierung des Energiesystems zu leisten. Damit können sie Aufgaben übernehmen, die heute vor allem noch von großen zentralen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



Intelligente Quartiere und Liegenschaften

Intelligente Wärme München

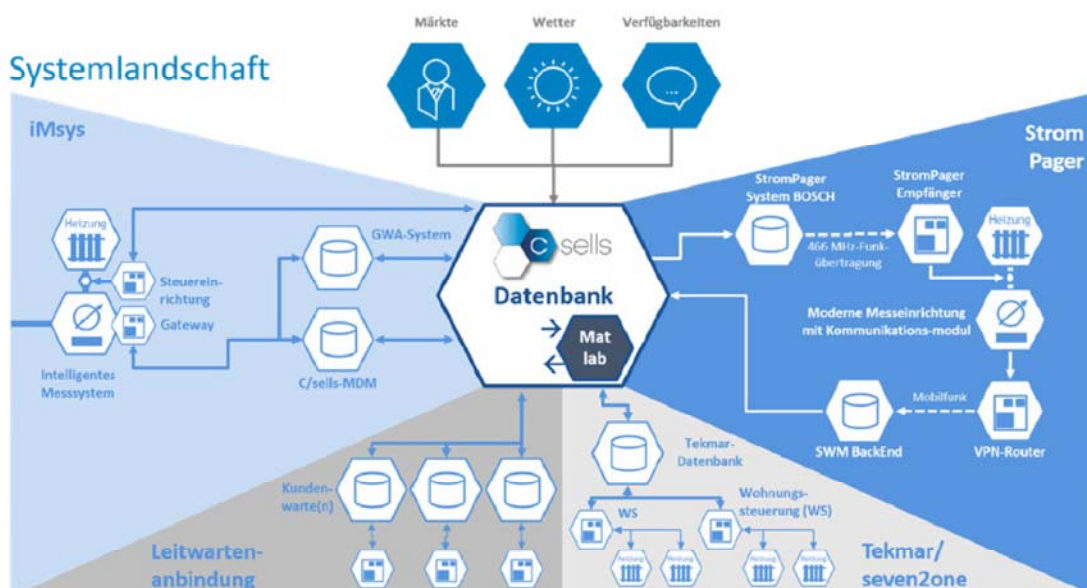
Autor: Andreas Weigand (Stadtwerke München GmbH)

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.



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

C/sells im Areal Flughafen Stuttgart

Autoren: *Miriam Feil, Elias Siehler (Flughafen Stuttgart GmbH)*

Der Flughafen Stuttgart gehört sowohl zu den Stromproduzenten als auch zu den Konsumenten und umfasst alle Wertschöpfungsstufen des zellulären Energiesystems. Dadurch ist es dem Flughafen als Liegenschaft möglich, den zellulären Ansatz des C/sells-Projekts in der Praxis umzusetzen. Hierbei können Gebäude einzeln oder durch das Zusammenspiel der gesamten Liegenschaft betrachtet werden. Dies ermöglicht es, gerade im Bereich der Flexibilität die enthaltenen flexiblen Erzeuger und Lasten sowohl innerhalb der Zelle als auch an das Netz weiterzugeben und somit den Verbrauch zu optimieren. Doch nicht nur die optimale Energieverteilung, sondern auch die optimierte Energiebereitstellung, -nutzung und -speicherung sind Themenschwerpunkte in C/sells.

Aufgrund des hohen Strombedarfs eines Flughafens ist das lokale Energiemanagement innerhalb der Liegenschaft ein wichtiges Instrument. Daneben kann durch das Angebot an flexiblen Erzeugern wie beispielsweise des Blockheizkraftwerks auch Flexibilitätsvermarktung aus der Zelle heraus angeboten werden. Um dies zu optimieren, wurden zunächst die möglichen Flexibilitätspotentiale identifiziert und Vermarktungs-, Flexibilitäts- und Effizienzpotentiale der Anlagen generiert. Das entwickelte Flexibilitätsmanagement kann dann direkt in das bestehende Energiemanagementsystem integriert werden. Durch die Evaluation und reale Tests kann die Umsetzbarkeit in der Praxis untersucht werden.

Die Flexibilität am Flughafen Stuttgart ist mit den Energieerzeugungsanlagen (BHKW, Dieselgeneratoren, PV-Anlagen, Kompressionskältemaschinen, Absorptionskältemaschinen) und den thermischen Energiespeichern bereits breit gefächert und kann durch schnell schaltbare Anlagen, wie einzelne Lüftungsanlagen auf Gebäudeebene erweitert werden. Daneben sollen auch die Integrationsmöglichkeiten der sogenannten intelligenten Messsysteme in die bestehende Landschaft getestet und untersucht werden, um insbesondere Erfahrungen zur Praxistauglichkeit zu erhalten.

Zusätzliches Potential an Flexibilität wird durch den Ausbau an Elektromobilität geschaffen. Dies geschieht u. a. durch Systeme mit dynamischem Lastmanagement, die durch die Gebäudeleittechnik (GLT) über eine OPC UA Schnittstelle eingebunden werden. Hierfür wurde das „ChargeBig“-System der Firma Mahle installiert. Dieses System ermöglicht es, die angeschlossenen Ladepunkte zu steuern und die Ladeleistung dynamisch, entsprechend der zur Verfügung stehenden Leistung anzupassen, ohne dass die Ladung der Elektrofahrzeuge unterbrochen wird. Perspektivisch kann diese Flexibilität auch für andere Zwecke, beispielsweise zur Netzstabilisierung, genutzt werden.

Bei der Nutzung von Flexibilität von außen müssen besondere Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden. Denn gerade bei einer Liegenschaft wie dem Flughafen ist es besonders wichtig, dass keine direkte Steuerung von außen erfolgen kann, welche die Versorgungssicherheit beeinträchtigen könnte. Zusammen mit den Projektpartnern soll daher untersucht werden, wie diese Schnittstelle nach außen gestaltet sein muss, um die Flexibilität praktikabel nutzen zu können und gleichzeitig die sehr hohen Sicherheitsanforderungen einer Infrastruktur wie die des Flughafens gewährleisten zu können.

Um die optimale Fahrweise der Anlagen des Flughafen Stuttgarts mit der Flexibilitätsnutzung in Einklang zu bringen, werden die Use Cases mit der Simulationssoftware TOP Energy simuliert. Hierfür wurden bereits alle relevanten Teile des Energiesystems in der Simulationsumgebung abgebildet. Dadurch können die Use Cases nun direkt im Hinblick auf Betriebskosten und CO₂-Emissionen bewertet und durch einen iterativen Prozess optimal gestaltet werden.

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 Vermarktungswege 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 Blockchaintechnologie 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.

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.

Save the date:

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



SINTEG-Jahreskonferenz 2019

Smart vernetzt in die Zukunft

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



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-Projektlautzeit 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 Birkner (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 synonym), 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.)



