

Unser Konzept
steht für Autonomie –
nicht Autarkie



Die digitale Basis für das zelluläre Energiesystem

Um möglichst viele Akteure am Energiesystem zu beteiligen, braucht es eine intelligente Infrastruktur. Damit wird es möglich, nicht nur Energie, sondern auch Informationen sicher, zuverlässig und in Echtzeit auszutauschen. Das Infrastruktur-Informationssystem (IIS) steht für das intelligente Zusammenspiel von Energiemarktteilnehmern und Anlagen im dezentral organisierten Energiesystem. Es umfasst Module zum Messen, Verwalten, Steuern, Regeln und Kommunizieren, und es integriert Dienste etwa für Prognosen oder den Flexibilitäts-handel.

Vernetzung und Kommunikation für viele tausend Akteure – das Energiesystem wird intelligent

Die Energielandschaft der Zukunft stützt sich auf elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen. Diese werden in großen Teilen dezentral genutzt und sind im Angebot von Sonneneinstrahlung und Windaufkommen abhängig. Durch Verbraucher, die sich am Angebot orientieren, durch die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität, sowie durch elektrische und thermische Speicher lassen sich die Fluktuationen im Angebot ausgleichen.

Eine Vielzahl von verteilten Akteuren muss hierzu miteinander vernetzt werden und Informationen miteinander austauschen (siehe Abbildung Seite 27). Ziel ist es, Energieangebot und Energienachfrage möglichst lokal auszugleichen und dabei das Stromnetz weiterhin sicher und ohne Ausfälle zu betreiben.

► Seite 30

Das Konzept von C/sells ist das **zelluläre Energiesystem** – eine Organisationsform, die die notwendige Vernetzung und Kommunikation ermöglicht. Die Akteure dieses Systems sind sowohl Menschen als auch Maschinen. Menschen, die zum Beispiel über eine Photovoltaikanlage elektrische Energie ins öffentliche Netz einspeisen, die für mehrere Haushalte in einem Quartier den Stromhandel übernehmen oder die

Verantwortung für die Steuerung des Systems innehaben. Zu den Maschinen gehören Energiemanagementsysteme oder technische Komponenten in Stromerzeugern, Speichern oder Verbrauchern. So tauschen Menschen mit Menschen, Menschen mit Maschinen und Maschinen mit Maschinen stetig die jeweils notwendigen Informationen aus. Dies geschieht sowohl innerhalb einer Zelle als auch zwischen den Zellen. Grundlage hierfür ist der Aufbau einer zuverlässigen, sicheren und leistungsstarken digitalen Infrastruktur, die aus dem Energienetz ein intelligentes Netz macht: das Smart Grid.

Mit den richtigen Informationen auch in Zukunft sicherer Netzbetrieb

Smart Grids sind gekennzeichnet durch einen hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energieerzeuger wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Gemeinsam mit der hohen Anzahl an neu zu vernetzenden Akteuren birgt dies diverse Unsicherheiten, das Risiko von instabilen Netzzuständen steigt. Aufgrund dessen werden oftmals Zweifel an der künftigen Ausfallsicherheit des elektrischen Energiesystems geäußert. Fachleute in C/sells und in der gesamten Branche sind sich aber einig, dass das System auch bei sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien stabil betrieben werden kann. Die Systemführungingenieure der Netzbetreiber setzen entsprechende Technologien und Verfahren ein, um Eingriffe in das System aufeinander abzustimmen. Die Abstimmungskaskade (siehe S. 66), die unter anderem im Projekt C/sells weiterentwickelt und erprobt wird, ist eines dieser Verfahren. Mit dem Erfolg, dass sich die Ausfallzeiten des deutschen Stromnetzes in den letzten Jahren sogar reduziert haben, trotz steigendem Anteil an Erneuerbaren Energien.

Die Abstimmungsprozesse weiter zu verfeinern ist wichtig, um auf weniger zentrale Kraftwerke für den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beziehungsweise für die Netzentlastung angewiesen zu sein. Stattdessen werden vermehrt dezentrale Erzeuger und Verbraucher in diese Abstimmung eingebunden um das Energiesystem noch effizienter zu gestalten und die CO₂-Bilanz weiter zu verbessern. Dazu ist es notwendig, eine Vielzahl an Informationen in Echtzeit auszutauschen. Fragen, die Netzbetreiber und Energieversorger beschäftigen, sind beispielsweise:

- Wer erzeugt/verbraucht/speichert gerade wie viel?
- Wie stark ist das Stromnetz gerade/morgen/übermorgen ausgelastet?
- Welche Flexibilität ist wo vorhanden?
- Wie kann ich diese Flexibilität abrufen?

Wie wird aus dem Energienetz ein Smart Grid?

In einem Smart Grid werden Erzeugung, Speicherung und Verbrauch optimal aufeinander abgestimmt. So lassen sich Leistungsschwankungen ausgleichen, die insbesondere durch den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien entstehen. Voraussetzung hierfür ist die kommunikative Vernetzung aller Energiemarktteilnehmer sowie der Einsatz dezentral organisierter Energiemanagementsysteme zur Koordination von einzelnen Komponenten vor Ort. Neben elektrischer Energie werden in einem Smart Grid somit vor allem Daten übertragen.

Solche Informationen zu erheben und den verantwortlichen Stellen zur Verfügung zu stellen, ist die Aufgabe einer digitalen Infrastruktur im Energiesystem.

Mit Echtzeitdaten und Prognosen mehr Energie aus Sonne und Wind nutzen

Ein wichtiges Ziel im vernetzten Energiesystem ist, dass neue Akteure nun selbst darin mitwirken können. Bislang haben Haushalte, Gewerbe- oder Landwirtschaftsbetriebe in der Energieversorgungslandschaft nicht kommuniziert, jetzt können sie Informationen zum Beispiel über ihren aktuellen Energieverbrauch oder die aktuelle Erzeugung in die eigene Zelle oder nach außen senden. Ebenso können sie steuernde

Befehle oder Preisinformationen etwa als Anreiz für flexibles Verhalten von ihrem Netzbetreiber erhalten. Diese digitale Vernetzung innerhalb des elektrischen Energienetzes erlaubt, die Nachfrage auf das lokale Angebot aus Sonne und Wind abzustimmen und möglichst wenig restliche elektrische Energie aus dem übergeordneten Netz zu beziehen. Die Restenergie wird dann aus Speichern oder steuerbaren Quellen geliefert. Im Vergleich zu direkt genutzter Energie aus Sonne und Wind ist sie in der Beschaffung jedoch teurer und verursacht mehr CO₂-Emissionen.

Wenn über die digitale Infrastruktur ständig Daten zu Erzeugung, Verbrauch und Speicherung ausgetauscht werden, kommt ein weiteres wichtiges Element zum Tragen: Prognosen von Bedarf und Erzeugung sowie der damit verknüpften Netzbelastung helfen, das Energiesystem stabil und kosteneffizient zu betreiben:

Bisher gilt, dass der Energieverbrauch der „kleinen Verbraucher“, wie Haushalte, kleine Handwerksbetriebe, Ladengeschäfte und Landwirtschaft nicht hochaufgelöst gemessen wird. Energieversorger schätzen das Verbrauchsverhalten ab, indem sie Erfahrungswerte über den Verbrauch pro Tag, sogenannte Standardlastprofile, heranziehen. Der reale Verbrauch wird lediglich einmal

pro Jahr über die jährliche Ablesung und Abrechnung ermittelt. Großverbraucher wie Industrieanlagen werden mit Lastgangzählern dagegen schon heute genauer erfasst. Die Erzeugung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen lässt sich aus den Anlagen- und dem Ort der Installation ebenfalls grob vorhersagen. Wichtige Daten liefert hierzu bereits heute das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur.

Diese bestehende Datenbasis wird in C/sells als Grundlage für Prognose- und Hochrechnungen eingesetzt. Diese sind jedoch nur der erste Schritt, um Transparenz für den Betrieb eines Smart Grids zu schaffen. Denn die bestehende Datenbasis ist nicht ausreichend, um mit flexiblen Verbrauchern, wie Wärmepumpen oder gesteuerten E-Ladesäulen sowie Speichern in einem Smart Grid zu orchestrieren. Hierzu sind

Sonja Flexibel freut sich über ihren neuen Smart Meter in ihrem Keller

„Durch den Smart Meter kann ich endlich selbst aktiv an der Energiewende teilnehmen. Ich kann immer sehen, wieviel Strom ich gerade verbrauche. Wenn ich will, verbrauche ich möglichst dann den Strom, wenn meine Solaranlage welchen erzeugt, zum Beispiel kann ich die Wäsche mittags waschen. Unser Netzbetreiber kann unsere Anlage ansteuern, also auch abregeln, wenn es sein muss. Das ist wichtig, um das Netz insgesamt stabil zu halten.“

flächendeckende, dynamische und hochaufgelöste Informationen zu Erzeugung und Verbrauch auch von Kleinverbrauchern und -erzeugern notwendig. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, gibt es das „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ (GDEW). Durch den Einbau intelligenter Messsysteme werden Haushalte von Endverbrauchern und andere Liegenschaften großflächig digitalisiert. Diese neue Infrastrukturkomponente wird in den Demonstrationzellen von C/sells in unterschiedlicher Art und Weise angewendet, erprobt und weiterentwickelt.

Digitalisierung der Energiewende durch intelligente Messsysteme

Mit der Einführung von intelligenten Messsystemen beginnt die Digitalisierung der Energiewende in Deutschland. Die örtlichen Netzbetreiber elektrischer Netze ersetzen seit 2018 analoge Bestandteile zur Erfassung elektrischer Energie für Haushalte und Industrie durch neue digitale Technologien.

Hintergrund der Einführung der intelligenten Messsysteme sind die gestiegenen Anforderungen an ein sicheres und effizientes Energiesystem. Die oben beschriebene digitale Infrastruktur ermöglicht die Vernetzung aller dezentralen Einheiten und ein stabiles Netz. In der vernetzten Welt ist das intelligente Messsystem der technische, hochsichere Zugangspunkt zu Liegenschaften und privaten oder gewerblichen Betreibern von Anlagen.

Chancen der neuen Technik

Durch den Einsatz intelligenter Messsysteme können Erzeugung und Verbrauch von elektrischer Energie aufeinander abgestimmt werden. Energienetze können besser ausgelastet werden. Endverbraucher können spartenübergreifend den eigenen Verbrauch von elektrischer Energie, Gas, Wasser und Wärme einsehen, zum Beispiel über eine App. Sie können ihr Verbrauchsverhalten anhand eigener Ziele optimieren. Abrechnungen für Energielieferungen sind einfacher zu prüfen, die Abrechnungen erfolgen auf Basis monatlicher Messwerte und manuelle Zählerablesungen werden überflüssig.



Sonja Flexibel managt ihre Ladestation in der Garage intelligent: „Ich gebe einfach in die App ein, wann mein Auto wieder vollgeladen sein muss. Eine Software plant den Ladevorgang, zum Beispiel für die Nacht, mit Wetter- und Strompreisprognosen. Unser E-Auto sucht selbstständig nach günstigem Strom und lädt dann so, dass das Netz nicht zusätzlich belastet wird.“

Was ist das Marktstammdatenregister?

Mit dem Marktstammdatenregister führt die Bundesnetzagentur eine Übersicht über alle Anlagen zur Strom- und Gas-erzeugung, industrielle Verbrauchsanlagen und die beteiligten Marktakteure. Ziel dieser übergeordneten Datenbank ist die Vereinheitlichung und Vereinfachung behördlicher Meldepflichten sowie die Bereitstellung qualitativ hochwertiger energiewirtschaftlicher Informationen. Anlagenbetreiber sind verpflichtet den vollständigen Stammdatensatz bestehend aus Standort, Kontaktdaten und technischen Anlagendaten in das Marktstammdatenregister einzutragen. Alle nicht personenbezogenen Daten können öffentlich eingesehen werden.

Smart Meter – die Digitalisierung hält Einzug in deutschen Kellern

In allen Haushalten mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh werden die bestehenden Ferraris-Stromzähler durch intelligente Messsysteme (auch Smart Meter genannt) ersetzt. Ein intelligentes Messsystem besteht dabei aus einer modernen Messeinrichtung in Form eines digitalen Stromzählers mit einer spezifisch für Deutschland entwickelten Kommunikationseinheit, genannt Smart Meter Gateway (SMGW). Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie informiert seit 2020 in einer Kampagne über den Einsatz der neuen Technologie



Abbildung 6:
Smart Meter Gate-
way der devolo AG

Abbildung 7:
zertifiziertes Smart
Meter Gateway
der Power Plus
Communications
(PPC) AG

Abbildung 8:
Intelligentes Mess-
system bestehend
aus einer modernen
Messeinrichtung
und einem SMGW

Digitalisierung der Haushalte – durch das Smart Meter Gateway an der Energiewende teilnehmen

Parallel ermöglicht die Infrastruktur mit intelligenten Messsystemen, dass der Netzbetreiber oder etwa der Betreiber einer Zelle die elektrischen Anlagen steuert. Besitzer einer PV-Anlage oder eines Speichersystems können die Flexibilität der Anlage vermarkten. So werden Netz- und Marktprozesse effizient kombiniert. Zusätzlich können zukünftig Anbieter von Mehrwertdiensten, zum Beispiel Smart-Home- oder Smart Building-Anwendungen, die Infrastruktur nutzen, um ihre Kunden zu erreichen.

Letztlich ermöglicht das Smart Meter Gateway (SMGW), dass sich erstmalig auch kleine Verbraucher und Erzeuger flächendeckend am Energiemarkt beteiligen können und somit einen aktiven Beitrag zur Energiewende leisten: Die intelligenten Messsysteme machen Erzeugung, Verbrauch und Speicherung dezentraler Energieanlagen transparent. Bürgerinnen und Bürger können ihr Verbrauchsverhalten flexibel anpassen und finanziell profitieren, wenn sie etwa variable Strompreise nutzen. Andererseits helfen sie, das Energiesystem fit zu machen für noch mehr Strom aus Sonne und Wind, indem sie mit ihrer Flexibilität den Bedarf an Ausgleichsenergie aus Gaskraftwerken senken. Der Verbraucher fragt also nicht nur elektrische Energie nach, sondern bietet selbst Flexibilität an. CO₂-Emissionen können dadurch vermieden werden und zunehmend Kosten für die Volkswirtschaft eingespart werden. Gleichzeitig hilft das Smart Meter Gateway den Verteilnetzbetreibern, ihr Netz genauer beobachten zu können. Damit wird es vielerorts möglich, auch zusätzliche Verbraucher mit hoher Spitzenleistung, wie Elektro-Ladesäulen, im bestehenden Netz unterzubringen und Netzausbau zu vermeiden.

Die Digitalisierung ist also wesentlich für die Energiewende. Sie gelingt dann, wenn die Menschen aktiv daran teilnehmen und selbst zum Gestalter werden. Was Partizipation noch bedeutet und wie sie angeregt wird, ist im Kapitel „**Energiewende beginnt im Kopf – Was Partizipation bedeutet**“ beschrieben.

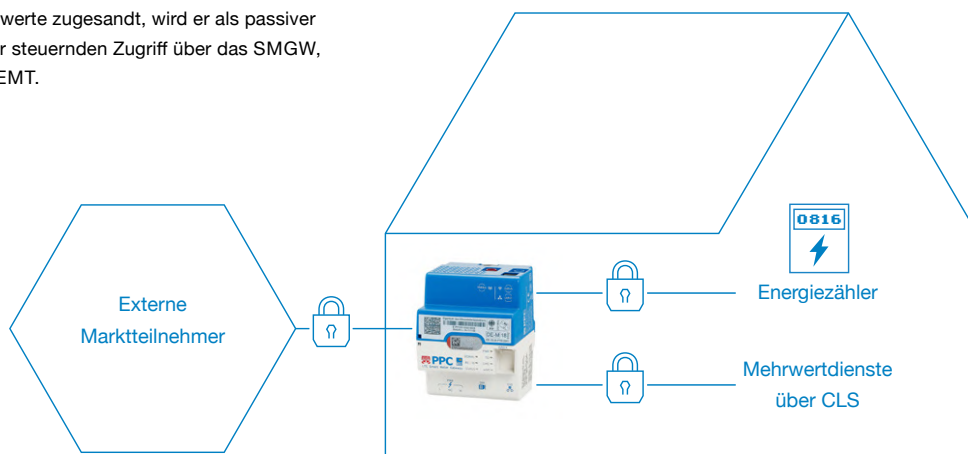
In C/sells wurden nahezu alle Zellen durch den Einbau und die Nutzung intelligenter Messsysteme digitalisiert. Die Anwendungsfälle der einzelnen Zellen sind vielfältig und stellen zahlreiche Anforderungen an das SMGW und seine Funktionen. Einige erfolgreiche Einsätze zeigt Abbildung 10.



„Ich warte darauf, dass die Digitalisierung auch endlich in der Energiewirtschaft ankommt und ich beispielsweise Stromverbrauch online verfolgen kann. Der Stromzähler im Keller in unserm Mietshaus stammt noch aus einer Zeit der Wählscheibentelefone und Lochkarten.“

► Seite 128

Abbildung 9: Übersicht der Basisfunktionalitäten des SMGW – Anbindung digitaler Zähler, kommunikative Anbindung steuerbarer Anlagen sowie Endkunden/Mehrwert-Services. Jeder „Kommunikationspartner“ vom SMGW wird als externer Marktteilnehmer (EMT) bezeichnet. Bekommt er ausschließlich Messwerte zugesandt, wird er als passiver EMT bezeichnet, hat er steuernden Zugriff über das SMGW, dann ist er ein aktiver EMT.



„Durch den Smart Meter kann ich endlich selbst aktiv an der Energiewende teilnehmen. Ich kann immer sehen, wie viel Strom ich gerade verbrauche. Wenn ich will, verbrauche ich möglichst dann Strom, wenn er günstig ist. Dabei hilft mir mein digitaler Agent, der immer schaut, wo es den Strom für bestimmte Zeiten am günstigsten gibt.“

Digitalisierung und Datenschutz

Digitalisierung und Datenschutz sind in Deutschland zu Recht eng verbundene Themen. Datenschutzvertreter stellen an die neuen Technologien und die dahinterliegenden Prozesse sehr hohe Anforderungen. Für das intelligente Messsystem gelten Sicherheitsstandards, die mit dem Online Banking vergleichbar, teilweise sogar höher sind. Dafür entwickelt das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entsprechende Schutzprofile und Technische Richtlinien stetig weiter, die im Rahmen einer Produkt-Zertifizierung bis ins Detail geprüft werden. Im europäischen Vergleich nimmt Deutschland damit die Vorreiterrolle in Bezug auf Datenschutz und Datensicherheit für die Digitalisierung der Energiewende ein.

Technisch wird mittels der neuen Technologien einerseits der Schutz des Energiesystems vor „Hackerangriffen“ sichergestellt. Andererseits wird gewährleistet, dass Daten nur an berechnete Empfänger versendet und von diesen empfangen werden können, beispielsweise an den Netzbetreiber, der die Daten für den sicheren Netzbetrieb benötigt.



Das Fraunhofer IEE untersucht die Flexibilitätsanbindung und -steuerung auf Liegenschaftsebene unter Nutzung des intelligenten Messsystems.



Die Hochschule Offenburg testet die Einbindung von intelligenten Messsystemen in ein netzreaktives Erzeugungssystem zur optimierten Einbindung von Kraft-Wärme-Kopplung.



Im Mannheimer FRANKLIN Quartier möchte die MVV ihren Kunden mittels High-Resolution-Metering innovative Mehrwertdienste z. B. im Bereich Energiemanagement anbieten.



In Waghäusel erprobt OLI Systems die Umsetzung von Blockchain-basierten Smart Contracts über die intelligente Messsysteminfrastruktur.



Transnet BW untersucht die Möglichkeit, intelligente Messsysteme als zentrales Element für den Abruf von Regelleistung zu nutzen.



Die Stadtwerke Schwäbisch Hall konzeptionieren die Integration von intelligenten Messsystemen in die Abstimmungskaskade 2.0.



In der Gebäudezelle Smart-Building-Muster Karlsruhe erprobt das FZI den Einsatz von intelligenten Messsystemen zur Optimierung von flexiblen Erzeugern und Verbrauchern.



Am Flughafen Stuttgart soll der Einsatz intelligenter Messsysteme für RLM und netzdienliches Laden erprobt werden.



In der Ortenau erfolgt die Verarbeitung von Netzzustandsdaten zur Verteilnetzoptimierung auf Basis des intelligenten Messsystems.



Das E-Werk Mittelbaden untersucht die Netzdienlichkeit von hochvariablen Tarifmodellen durch das intelligente Messsystem.



In Ulm werden intelligente Messsysteme in die Gebäudezelle „Energieflexible TH Ulm“ zur Umsetzung eines Reallabors eingebunden.



Die Zelle des ISC Konstanz testet die Einbindung von intelligenten Messsystemen in das Liegenschafts-Energiemanagement.



In München werden steuerbare Lasten über das intelligente Messsystem in ein virtuelles Kraftwerk integriert.



Das Fraunhofer ISE erprobt in ihrer Zelle die Erweiterung des Home-Energy-Management-Systems durch den Einsatz von intelligenten Messsystemen.



In Altdorf und Dillenburg wird über die Nutzung der intelligenten Messsysteminfrastruktur der Handel von Flexibilitäten über eigens entwickelte Flexplattformen ermöglicht.

Abbildung 10:
Digitalisierung in
C/sells – Orte, wo
das SMGW einge-
setzt wird.



„Meine Daten gehören aber erst einmal mir. Ich achte darauf, dass alle digitalen Geräte Datenschutz-Standards einhalten. Deshalb bin ich auch über den sehr guten Datenschutz bei den neuen Smart Metern sehr froh.“

Die Übertragung erfolgt immer verschlüsselt auf Basis kryptografischer Verschlüsselungsalgorithmen und, abhängig vom nachgelagerten Prozessschritt, sogar anonymisiert beziehungsweise pseudonymisiert.

Das IIS – Rückgrat des Smart Grids von morgen

Mit dem Einbau der Smart Meter Gateways ist der erste entscheidende Schritt hin zu einem Smart Grid getan. Aufbauend darauf bedarf es jedoch einer Reihe weiterer Komponenten, um eine zuverlässige, hochsichere und belastbare digitale Infrastrukturumgebung aufzubauen:

In C/sells wird die Gesamtheit all dieser Komponenten, Systeme und auch Dienste, die für Datenzugang, Steuerung und Kommunikation zwischen den Zellen benötigt wird, unter dem Begriff Infrastruktur-Informationssystem zusammengefasst und mit der Abkürzung IIS versehen. Neben der „Abstimmungskaskade“ und dem „regionalisiertem Handel“ ist das IIS das dritte Instrument, welches im Rahmen von C/sells eingesetzt wird, um den Herausforderungen der Energiewende in einem zellulären System zu begegnen.

Der Begriff IIS beschreibt dabei die gesamte für ein Smart Grid benötigte Infrastrukturumgebung (Abbildung 11), sozusagen das Betriebssystem. Es beginnt mit der Hardware für Messen, Steuern und Kommunizieren an den einzelnen Anlagen. Weiterhin umfasst das IIS verschiedene Basisfunktionen, die viele Akteure benötigen. Darunter fällt beispielsweise die Bereitstellung von Flexibilitäts- und Prognoseinformationen oder die Möglichkeit, die Kommunikationsinfrastruktur zu betreiben und zu überwachen.

„Dies ist ähnlich einzuordnen wie beim Mobilfunksystem, bei dem die Netzanbieter auch über den Ort des Mobiltelefons und seine Nutzung Bescheid wissen müssen, um den Betrieb des Netzes gewährleisten zu können.“

Jann Binder, Fachgebietsleiter Photovoltaik: Module Systeme Anwendungen,
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg

In C/sells wurden mehrere IIS-Komponenten und -Funktionen entwickelt:

- das Netzwerkmanagementsystem
- ein Dashboard zur Visualisierung
- der Prognosedienst
- das Flexibilitäts-Kataster
- die Registry
- der Gateway-Administrator
- das CLS-Modul
- das CLS-Management,

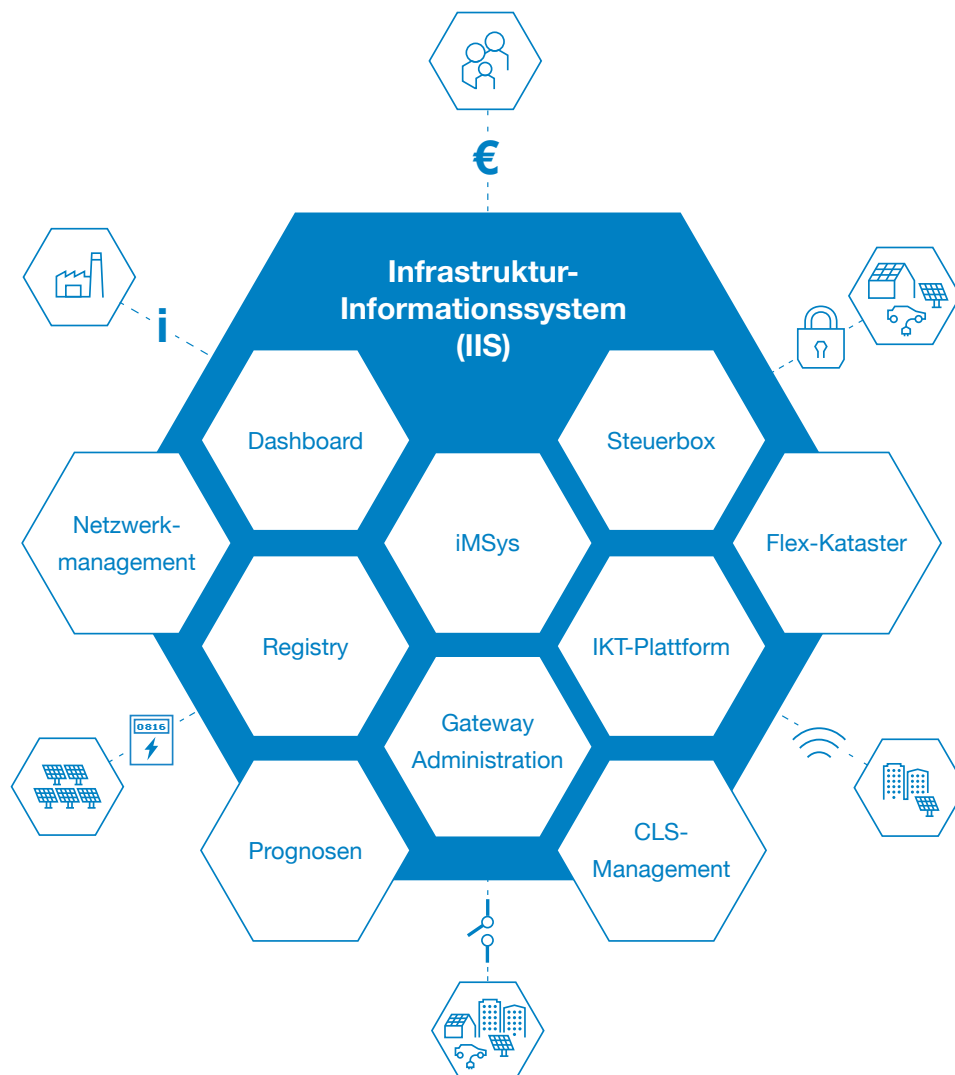


Abbildung 11: Die digitale Infrastrukturbasis von C/sells – das Infrastruktur-Informationssystem

iMSys = Intelligentes Messsystem

IKT = Informations- und Kommunikationstechnik

CLS = controllable local system.

Abbildung 12: IIS-Komponenten

Märkte	Dienste und Funktionen für die Nutzer von Energie, Mobilität, Smart Living, Arealen, Netzen und Märkten
Infrastruktur-Informationssystem IIS	Austauschkomponenten (z. B. Flexibilitätskataster) Abwicklungskomponenten (Registry, GWA, CLS-Koordination) Datenkomponenten (z. B. Messdaten, Bilanzen, Prognosen) Interoperabilitäts- und Betriebsplattformen (Datenmodelle, Protokolle, Energiemanagement, Gateway)
	Kommunikationsnetze (z. B. Kommunikationskanäle, Router, Modem) Kommunikationsbetriebsmittel (z. B. Netzwerkmonitoring, PKI)
	Messeinrichtungen (iMSys mit SMGW und weiterer Sensorik) Steuereinrichtungen (Aktorik mit Steuerbox / Steuergeräte)
Physik	Komponenten der Energienetze, Erzeuger, Speicher, Nutzer

In einem eigens dafür geschaffenen Labor beim Projektpartner VIVAVIS GmbH in Ettlingen (Baden-Württemberg) erproben verschiedene Partner diese im Zusammenspiel, um sie schließlich in den Demonstrationszellen einzusetzen. Im Folgenden werden die Komponenten und Funktionen in ihren Grundzügen beschrieben.

Die Infrastruktur verwalten – das Netzwerkmanagementsystem

Ein Smart Grid setzt eine störungsfrei funktionierende Kommunikationsinfrastruktur voraus. Um dies zu gewährleisten, wurde in C/sells ein Netzwerkmanagementsystem (NMS) entwickelt. Es visualisiert die gesamte Infrastruktur und ermöglicht so die Überwachung und Verwaltung aller Komponenten des Kommunikationsnetzes. Es stellt Services für den Betrieb, das Monitoring und die Wartung der Komponenten bereit. Im NMS werden beispielsweise die Kommunikationseinheiten von SMGWs, Modems einer Breitband-Powerline-Infrastruktur oder vorgelagerte (LTE-)Router verwaltet. Mithilfe des NMS lassen sich beispielsweise Software-Updates einspielen, die Verfügbarkeit von Geräten überwachen, oder einzelne Geräteparameter auslesen oder abändern.

Die Demonstratoren visuell erleben – das C/sells-Dashboard

In einem zellulären Energiesystem spielt die Informationsbasis für dezentrale Akteure eine wachsende Rolle. Eine Lösung ist die Visualisierung der verteilten Energie-

ressourcen. Das „C/sells-Dashboard“ ist eine Webapplikation, die die vielen unterschiedlichen Demonstratoren und prototypischen Umsetzungen sowie Aktivitäten im C/sells-Forschungsprojekt bündelt, verortet und so auf einer interaktiven Kartenanwendung auf einfache Art und Weise visuell erlebbar macht. Neben Informationen zu den einzelnen projektspezifischen Umsetzungen sind weitere, frei zugängliche und themenspezifische Daten eingebunden, wie zum Beispiel das Marktstammdatenregister. Über die Benutzeroberfläche im Landkartenformat und eine Auswahl von Funktionen kann der Anwender sich durch die C/sells-Projektlandschaft und eine Vielzahl von Daten navigieren.

Die Anwendung ist modular so aufgebaut, dass sich zusätzliche Informationen wie Bilder und Videos integrieren lassen. Das C/sells-Dashboard zeigt Projektpartnern wie interessierten Bürgern die Menge, die Vielfalt und auch die Komplexität der im zukünftigen Energiesystem zu beherrschenden Anlagen. Regionale Energieversorger oder lokale Energiegemeinschaften beispielsweise können über ein solches Werkzeug ihren Kunden Informationen über die dezentralen Energieressourcen in ihrem Gebiet liefern.

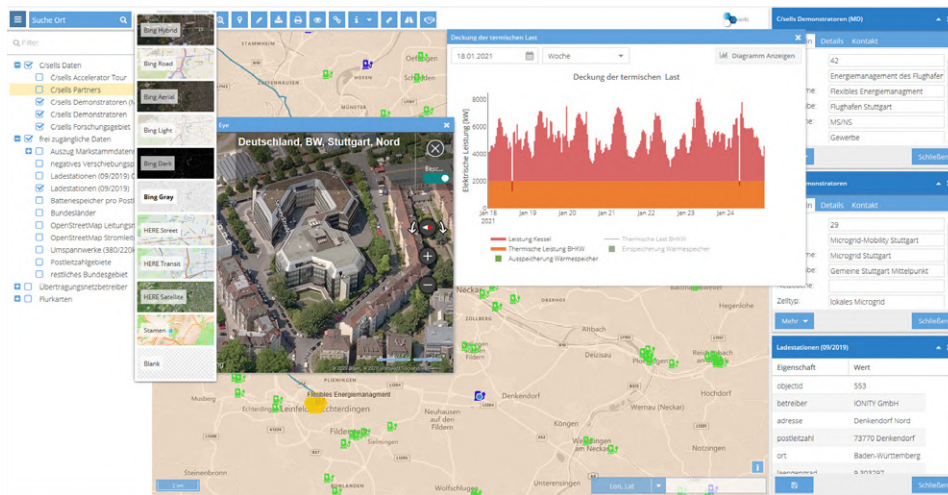


Abbildung 13: Screenshots des C/sells-Dashboard. Gezeigt werden Energiedaten einzelner Demonstrationzellen

Wetterdaten viertelstündlich und standortbezogen – der Prognosedienst

Der Prognosedienst ist ein Service, der allen Akteuren in C/sells und darüber hinaus zur Verfügung steht. Akteure, die Interesse an Wetter- oder PV-Ertragsprognosen haben, können sich anmelden und erhalten dann den Zugriff auf eine kontinuierlich aktualisierte Datenbank. Diese Prognosedatenbank enthält auf die Standorte des Nutzers zugeschnittene Wetterinformationen und PV-Ertragsprognosen in viertelstündlicher Auflösung. Zellen- und Anlagenbetreiber nutzen diese, um den Ertrag von PV-Anlagen in einem Netzgebiet vorherzusagen oder um Flexibilitätsmärkte optimal zu betreiben.

Flexibilität verfügbar machen – das Flexibilitäts-Kataster

Das Flexibilitäts-Kataster ist eine Datenbank über die verfügbare Flexibilität einzelner Anlagen oder auch ganzer Liegenschaften oder Quartiere. Dabei erfolgt die Dateneingabe einer Flexibilität in standardisierter Art und Weise, entsprechend dem in C/sells entwickelten **Flexibilitätsdatenmodell**. Dieses umfasst alle zur Beschreibung einer Flexibilität benötigten Parameter. Bei diesen Parametern handelt es sich sowohl um statische als auch dynamische Informationen (zum Beispiel Anlagenart, Anlagenstandort, Speicherstände, zur Verfügung stehende Flexibilität). In C/sells haben sich

zwei verschiedene Arten von Flexibilitäts-Katastern herausgebildet – zellspezifische Kataster sowie ein gemeinsames, übergeordnetes Meta-Flex-Kataster (Abbildung 14).

Die zellspezifischen Kataster beinhalten alle Informationen zu den in der Zelle verfügbaren Anlagen und deren Flexibilität. Da dies detaillierte Informationen sind, die im Zuge eines zellübergreifenden Austauschs von Flexibilität nicht weitergegeben werden sollen, bedarf es einer übergeordneten Instanz. In diesem Meta-Flex-Kataster wird ausschließlich die jeweils aggregierte „Zell-Flexibilität“, welche von der Zelle nach außen kommuniziert wird, geführt. Das Meta-Flex-Kataster dient dabei als Vermittler zwischen den Zellen und den verschiedenen Marktplattformen. Es gibt den Zellen die Möglichkeit, ihre Flexibilität auch zellübergreifend auf den verschiedenen Plattformen anbieten zu können.



„Früher waren Solaranlagen in unserem Netz für mich nur Störfaktoren. Mit der neuen Technik helfen sie mir dagegen, das Stromnetz stabil und sicher zu halten, sie werden zu Partnerinnen von uns.“

Ein Telefonbuch für Energieanlagen – die Registry

Die Registry übernimmt die Rolle des „Anlagentelefonbuchs“. Für den konkreten Abruf einer Flexibilität werden über die allgemeinen Daten aus dem Kataster hinaus Informationen benötigt, wie die Flexibilität beziehungsweise Anlage im Einzelfall kommunikativ zu erreichen ist. Da zukünftig eine große Anzahl dezentraler Klein- und Kleinstanlagen ihre Flexibilität zur Verfügung stellen wird, bedarf es einer verwaltden Instanz, die die Informationen bereitstellt. Dazu werden in der Registry-Datenbank Adressierungs- sowie Protokollinformationen zu sämtlichen Anlagen und zu verfügbarer Flexibilität geführt. Berechtigten Personen stellt die Registry die Daten dann zur Verfügung. Wer berechtigt ist, wurde zuvor vertraglich beispielsweise zwischen einem Verteilnetzbetreiber und einem Aggregator geregelt. Soll eine bestimmte Flexibilität abgerufen werden, erfolgt die Abfrage der in der Registry abgelegten benötigten Daten „im Hintergrund“.

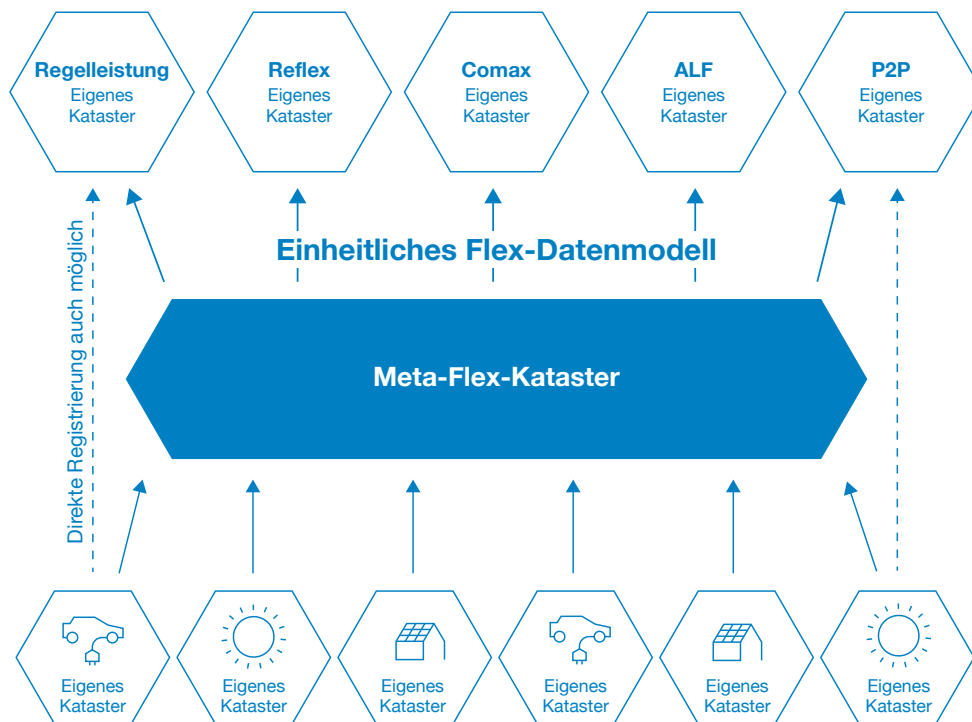


Abbildung 14: Das Meta-Flex-Kataster in C/sells verbindet die zellspezifischen Kataster (unterste Ebene) mit verschiedenen Vermarktungsoptionen (oberste Ebene Reflex, Comax, ALF = C/sells-Flex-Plattformen; P2P = Peer-to-Peer-Handel).

Koordiniert steuern – das CLS-Management

CLS steht für Controllable Local System, also für ein steuerbares lokales System. Das CLS-Management ermöglicht den effizienten und sicheren Betrieb intelligenter Energienetze. CLS-Geräte für Erzeugung und Verbrauch können über das intelligente Messsystem zielgerichtet durch sowohl Netz- als auch Marktakteure gesteuert werden. Alle geplanten Schalthandlungen, berücksichtigen den lokalen Netzzustand. Der Zugriff bei verschiedenen Akteuren erfolgt durch eine koordinierende Stelle auf eine gemeinsame Infrastruktur und beinhaltet die rein technische Ausgestaltung der Steuerungsfunktion.

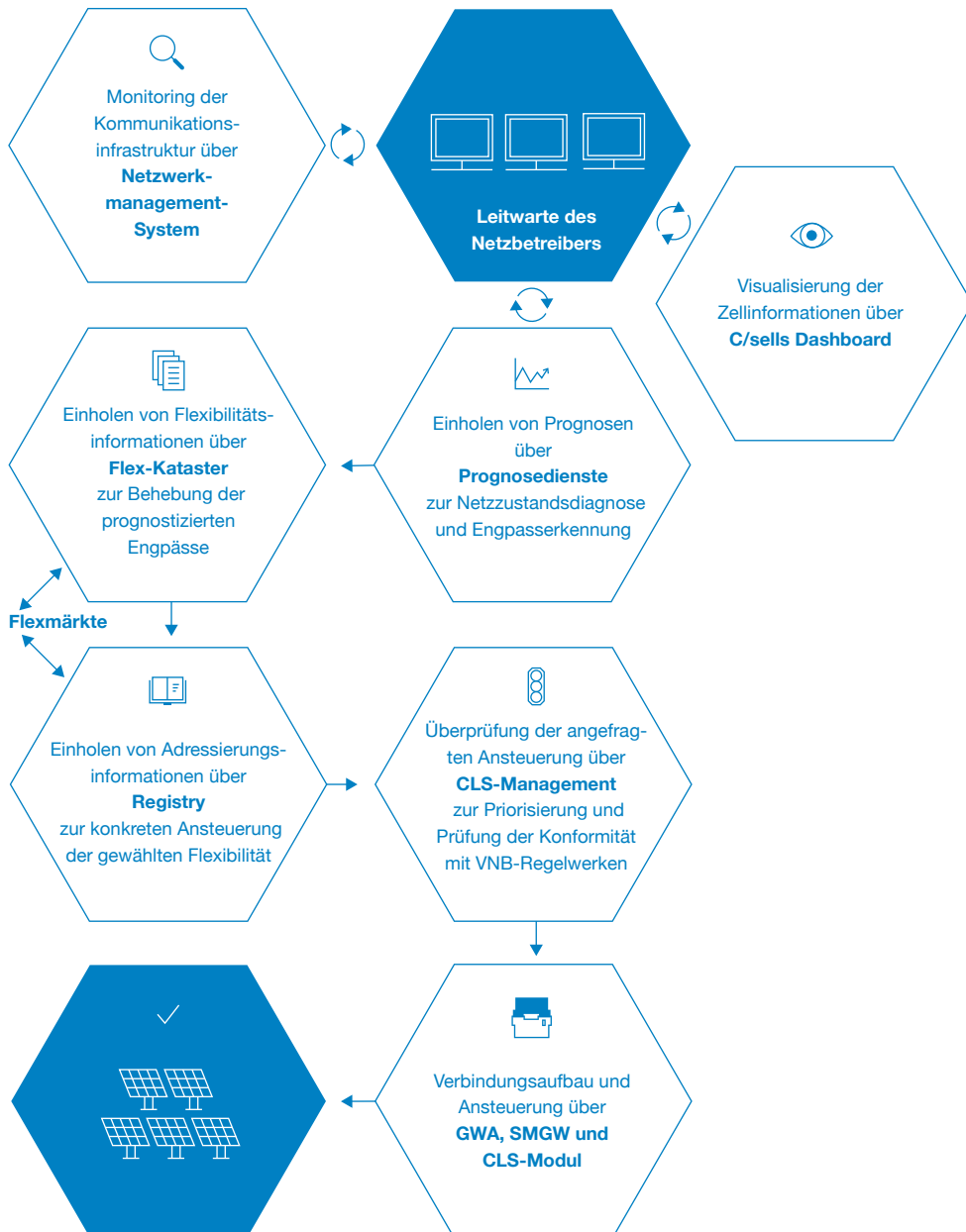
Intelligente Messsysteme sicher betreiben – der Gateway-Administrator

Der Gateway-Administrator (GWA) ist eine Rolle im Energiesystem. Sie wird beispielsweise von einem dafür zertifizierten Stadtwerk oder Dienstleister übernommen. Der GWA ist verantwortlich für den sicheren technischen Betrieb von intelligenten Messsystemen. Neben der Sicherstellung der Informationssicherheit nimmt der Gateway-Administrator u.a. die Aufgaben der Inbetriebnahme, Konfiguration, Administration, Überwachung, Wartung und die IT-technische Verwaltung von an Smart Meter Gateways angebotenen technischen Geräten (u.a. Messeinrichtungen, CLS-Geräten) wahr.

Energieanlagen ansteuern – das CLS-Modul

Die Steuerbox als Ersatz der bisher eingesetzten Rundsteuertechnik übernimmt in der Ausprägung eines CLS-Geräts das Steuern oder Schalten von Anlagen über das intelligente Messsystem. Dadurch wird ein individuelles Erzeugungs- und Lastmanagement intelligenter Netze als sensorisches und aktorisches Werkzeug ermöglicht. In Verbindung mit einem entsprechenden CLS-Management werden Erzeuger, Verbraucher oder Speicher koordiniert mittels Schaltsignalen angesteuert, um kritische Netzzustände zu vermeiden.

Abbildung 15: Das IIS hat zum Ziel, einen zuverlässigen und reibungslosen Informations- und Datenaustausch zwischen allen Energiemarktteilnehmern zu gewährleisten. Beispielhaft dargestellt ist hier das Zusammenspiel der IIS-Komponenten für die Bereitstellung von Flexibilität vom Netzbetreiber bis hin zur Kundenanlage.



Prognosen von Stromerzeugung und -verbrauch

Genaue und verlässliche Prognosen leisten zum Gelingen der Energiewende einen wichtigen Beitrag. Der Anteil erneuerbarer Energie aus Photovoltaik-Anlagen oder Windkraftanlagen nimmt in Deutschland beständig zu. So lag an acht Tagen im Februar 2020 der Anteil an **Erneuerbaren Energien im Stromnetz** bereits über 70 Prozent. Ein großer Anteil dieser vom Wetter abhängigen Energie wird in Deutschland über Verteilnetze in der Nieder- und Mittelspannungsebene eingespeist. Weil dies auf die Stabilität der Netze insgesamt wirken kann, gewinnt der sichere, vorausschauende und effiziente **Betrieb der Verteilnetze** zunehmend an Bedeutung. Netzengpässe müssen zuverlässig vorhergesagt werden können, um sie rechtzeitig zu beheben.



► Seite 64

Deshalb benötigen Netzbetreiber und Energieversorger eine möglichst genaue Prognose der Energieerzeugung und der Last der jeweils kommenden Stunden und Tage. Der IIS-Prognosedienst bietet hier für viele Fälle eine ausreichende Lösung. Für Netzbetreiber sind in diesem Zusammenhang aber nicht nur Erzeugungsprognosen von dezentralen PV-, Wind- und Wasserkraftanlagen relevant, sondern auch Prognosen über den Elektrizitätsbezug, also den Stromverbrauch. Ein zweiter Trend beeinflusst hier den Betrieb: Das Verhalten von Energieverbrauchern ändert sich, Prosumer kommen hinzu. Bürgerinnen und Bürger nutzen verstärkt selbst den Strom aus der eigenen PV-Anlage, fahren mehr und mehr Elektrofahrzeuge und installieren private Energiespeicher. Dies führt dazu, dass Verteilnetzbetreiber die Last in ihrem Netzgebiet immer schwerer vorhersehen können. Maschinelles Lernen, neue Prosumer-Profile und intelligente Messsysteme schaffen Abhilfe.

Vorausschauende Planung für Zellen

Hochrechnungen und Prognosen spielen nicht nur für Verteilnetzbetreiber eine wichtige Rolle, sie ermöglichen auch einen effizienten Betrieb aller Arten von Zellen, von Prosumer-Haushalten und Microgrids über ganze Quartiere und virtuelle Kraftwerke bis hin zu Übertragungsnetzen. Die Betreiber können mit so den Einsatz ihrer Anlagen vorausschauend planen. Sie können Flexibilitätsoptionen identifizieren. Langfristig können sie den Betrieb der Anlagen optimieren.

Die Ansprüche an die Prognosen sind dabei ebenso vielfältig wie die Zellen, die sie beziehen. So sind Hochrechnungen der PV-Einspeisung beispielsweise entscheidend, wenn in einer Gemeinde bereits viele kleine private PV-Anlagen installiert sind. Die Einspeisung lässt sich dann auch ohne Messungen an jeder einzelnen Kleinanlage flächendeckend abschätzen, um auf die Netzauslastung schließen zu können.

Bedarf an vielfältigen Hochrechnungen und Prognosen

In C/sells wurden die Anforderungen und der Bedarf an Hochrechnungen und Prognosen von Erzeugung und Last für verschiedene Energiemarktteilnehmer ermittelt. Diese können nun über einen Prognosedienst im IIS Zugriff auf PV-Prognosen erhalten.

Prognosen werden mittels unterschiedlicher Verfahren, auf Basis zahlreicher Daten und mit auf den jeweiligen Nutzer zugeschnittenen zeitlichen Horizonten und räumlichen Auflösungen erstellt. Mit Hilfe von Wolkenkameras lassen sich beispielsweise kurzfristig die Einstrahlung und der Ertrag für einen Solarpark in nächster Nähe für die kommenden Minuten prognostizieren. Aus Satellitenbildern lässt sich hingegen flächendeckend, aber mit geringerer zeitlicher Auflösung die solare Einstrahlung bestimmen und je nach Wetterlage mit einem Zeithorizont von wenigen Stunden vorhersagen.

Für Prognosehorizonte von mehreren Stunden bis Tagen werden üblicherweise Wettervorhersagen als Grundlage der Prognosen herangezogen. Auf Basis von historischen Wetterdaten und gemessenen historischen Ertragsdaten von PV-Anlagen kann beispielsweise mit Hilfe maschinellen Lernens ein Zusammenhang zwischen Wetter und PV-Erzeugung ermittelt werden. Dieser kann dann im automatisierten Live-Prognosebetrieb genutzt werden, um die Erzeugung einzelner Solarparks oder ganzer Regionen vorherzusagen, wie im nächsten Abschnitt an einem Praxisbeispiel illustriert wird.

Beim maschinellen Lernen werden unter anderem sogenannte neuronale Netze eingesetzt. Diese ermöglichen es, Zusammenhänge zwischen Wetter und Energieerzeugung in großen Datensätzen weitaus besser zu erkennen, als dies Menschen in gleicher Zeit möglich wäre. Mit diesem Werkzeug lassen sich auch Wind- und Wasserkrafterträge sowie die Auslastungen von Netzen und Transformatorstationen, Flexibilitätsoptionen oder Marktentwicklungen prognostizieren.

Erzeugungs- und Lastprognosen für Verteilnetze – das Beispiel Schwäbisch Hall

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) erstellt Erzeugungs- und Lastprognosen für Verteilnetzbetreiber in der Region. Im Folgenden wird das am Beispiel der Demonstrationszelle Schwäbisch Hall gezeigt: Das hier vorgestellte Prognosesystem GridSage sagt die Energieerzeugung von PV- und Windenergie-Anlagen, KWK-Anlagen und Laufwasserkraftwerken großflächig mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und einem Zeithorizont von 36 Stunden voraus. Es enthält nicht nur die im IIS-Prognosedienst integrierten Basisfunktionen, sondern auch eine direkte Anbindung an die VIVAVIS-Leitwarte des Verteilnetzbetreibers und Prognosen für den Stromverbrauch. In Abbildung 16 ist das System schematisch dargestellt. In den nachfolgenden Abschnitten wird das Prognosesystem beispielhaft anhand von PV-Anlagen erläutert.

Die Methodik hinter genauen Einspeiseprognosen

Neuronale Netze benötigen eine Vielzahl von Daten, um Prognosen zu erstellen. Wetterdienste stellen historische Wetterdaten in mindestens viertelstündlicher Auflösung zur Verfügung. Ertragsdaten von PV-Anlagen liegen idealerweise ebenfalls in einer

zeitlichen Auflösung von mindestens 15 Minuten für eine Vielzahl von Anlagen im zu prognostizierenden Netzgebiet vor. Solche Daten kommen meistens von PV-Großanlagen.

PV-Anlagen mit installierten Gesamtleistungen weit kleiner als 100kW stellen dagegen in der Regel den Großteil der Anlagen in einem Ortsnetz. Hierzu zählen insbesondere Aufdachanlagen auf Wohngebäuden und Carports oder PV-Anlagen, die in die Fassaden von Bürogebäuden integriert sind. Erfahrungsgemäß stehen für solche Anlagen kaum historischen Zeitreihen zur Verfügung. Für die Prognose dieser Anlagen ist daher eine geschickte Hochrechnung auf Basis vorhandener Prognosen von PV-Großanlagen in der unmittelbaren Umgebung hilfreich.

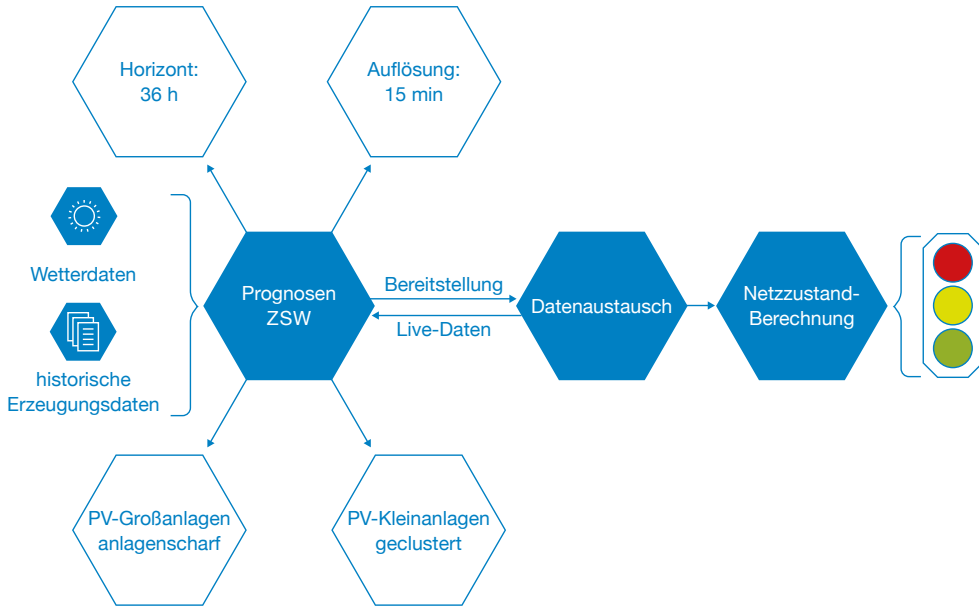
Um die Daten der Großanlagen im maschinellen Lernprozess zu nutzen und für eine akkurate Hochrechnung der Kleinanlagen ist eine hohe Verfügbarkeit von Metadaten notwendig. Hierzu gehören insbesondere die installierte Gesamtleistung der Anlagen und deren Geokoordinaten sowie gegebenenfalls Informationen zur Abregelung, Ausrichtung und Neigung. Viele dieser Informationen können auch durch die Auswertung von Satellitenaufnahmen, wie sie zum Beispiel bei vielen Kartendiensten im Internet veröffentlicht werden, generiert werden. Wichtig ist hier zu erwähnen, dass keinerlei personenbezogene Daten für die Prognose von PV-Anlagen verwendet, gespeichert oder verarbeitet werden. Der Standort einer PV-Anlage ist lediglich für die Zuordnung zu einer bestimmten Ortsnetzstation relevant, an der viele kleine PV-Anlagen für eine Hochrechnung gebündelt und gewichtet werden.

Um die gesammelten Daten weiterverarbeiten zu können, müssen sie erst aufwändig vorverarbeitet und bereinigt werden. Was einfach klingt, benötigt trotz Automatisierung einige Zeit, birgt Fehler bei der Analyse und reduziert den vorhandenen Datensatz, wie in der Abbildung 17 symbolisch als Trichter dargestellt ist. Durch eine akribische Aufarbeitung, die geschickte Zuordnung von PV-Anlagen zu Ortsnetzstationen in der unmittelbaren Umgebung und eine sinnvolle Clusterung lässt sich aus den gefilterten Daten jedoch ein aussagekräftiger Datensatz generieren, der für die Belernung eines Prognosesystems mit neuronalen Netzen bestens geeignet ist.

Laufende Aktualisierung

Nach dem Prozess des maschinellen Lernens ist es möglich, Ertragsprognosen für einzelne PV-Großanlagen, PV-Anlagen ganzer Stadtgebiete oder Verteilnetze auf Basis der aktuellen Wettervorhersagen zu generieren. Die Prognosen werden laufend aktualisiert und für gewöhnlich immer genauer, je näher sie an den Vorhersagezeitpunkt heranreichen. Über eine hochautomatisierte, flexible, verschlüsselte und abgesicherte Kommunikationsinfrastruktur werden die Prognosedaten dann übermittelt. Mit diesen Informationen können beispielsweise vorausschauende Berechnungen des Netzzustands durchgeführt werden: Engpässe können erkannt werden, lange bevor sie entstehen und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden.

Abbildung 16:
Die Prognosen werden dem Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt und in die Leitwarte importiert, wo eine Netzzustandsberechnung stattfindet.



Lastprognosen

Neben der Prognose der Energieerzeugung aus Sonne, Wind und Wasser ist die Prognose der Netzlastabgabe an die Kunden notwendig, um die Lastflüsse im Netz vorhersagen zu können. Die Vorhersage der Netzlast ist auf Basis historischer Daten von Umspannwerken, Ortsnetzstationen, den anonymisierten jährlichen Verbrauchsdaten der Kunden und den lokalen Einspeiseprognosen von PV-Anlagen zur Modellierung des Eigenverbrauchs möglich. Mit Hilfe maschinellen Lernens kann damit auch für die Netzlast eine Prognose erstellt werden, die etwa einen geringeren Energiebedarf an Feiertagen oder zur Urlaubszeit berücksichtigt.

Das Verhalten von Prosumern mit PV-Anlagen mit hohem Eigenverbrauchsanteil, Batteriespeichern, lokalen Wärmepumpen oder Elektromobilität kann mit einem Set von neuen Prosumer-Profilen gut abgebildet werden und in die Prognosen einfließen. Dieses Set beinhaltet Profile, die das Verhalten abhängig von Typtagen, Sonneneinstrahlung, mittlerer Außentemperatur und dem Vorhandensein von PV-Anlagen, Speichern oder E-Autos unterscheiden. Im statischen Mittel ist die Nutzung von E-Autos und deren Ankunftszeiten zu Hause gut bekannt. Somit lässt sich auch der Ladebedarf abschätzen. Ebenso kann der Wärmebedarf abhängig vom Wetter in die Lastprognose eingearbeitet werden. Der Spielraum für das Verhalten eines Prosumers mit PV-Anlage, der seinen Eigenverbrauch mit oder ohne Batteriespeicher optimiert, ist im statischen Mittel relativ klein.

In der Demonstrationszelle Schwäbisch Hall wird das Prognosesystem GridSage erfolgreich eingesetzt. Die Installation von Messsystemen ist dabei für Netzzustandsprognosen und die Vermarktung von Solarstrom nicht in jedem Haushalt notwendig.

Zur Teilnahme an Märkten mit flexiblen Tarifen hingegen benötigen Prosumer Informationen, die über intelligente Messsysteme bereitgestellt werden können. Unregelmäßige Ereignisse wie kurz- und mittelfristige Lastminderung, wie zum Beispiel durch Ausfälle oder kurzfristig anberaumte Wartungsarbeiten bei Großverbrauchern, lassen sich schwer vorhersagen und können Prognosen verfälschen. Daher ist es hilfreich, wichtige Ortsnetzstationen und gegebenenfalls einzelne kritische Netzknoten als Stützpunkte mit **intelligenten Messsystemen** auszustatten, um so den Ist-Zustand des **Netzes** besser zu überwachen.

► Seiten 194, 196 & 200

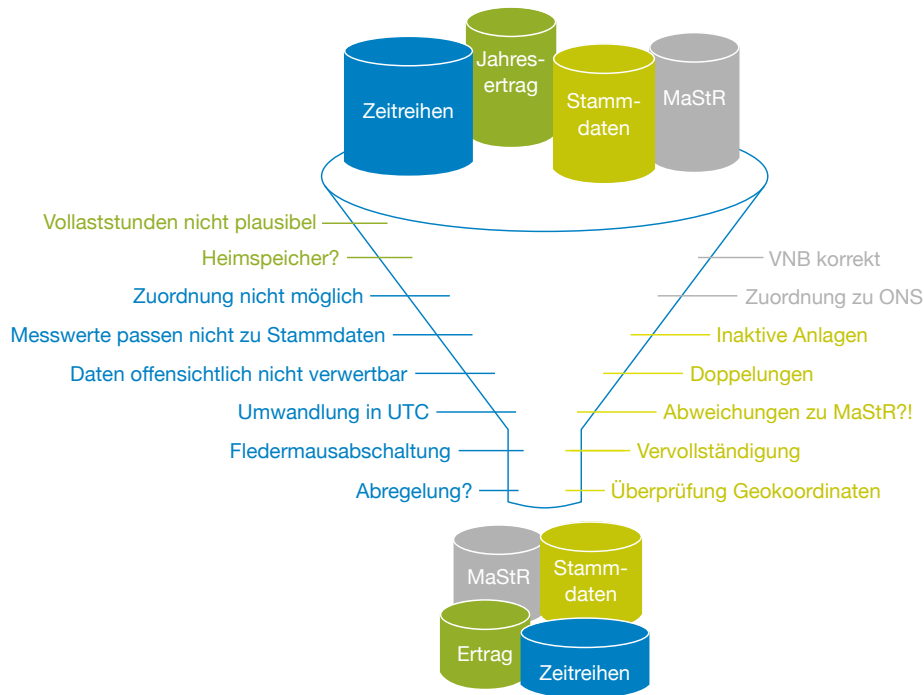


Abbildung 17: Datenanalyse und relevanter Kriterien. (MaStR = Marktstammdatenregister, ONS = Ortsnetzstation, UTC = koordinierte Weltzeit, VNB = Verteilnetzbetreiber).

Wie verlässlich sind Prognosen?

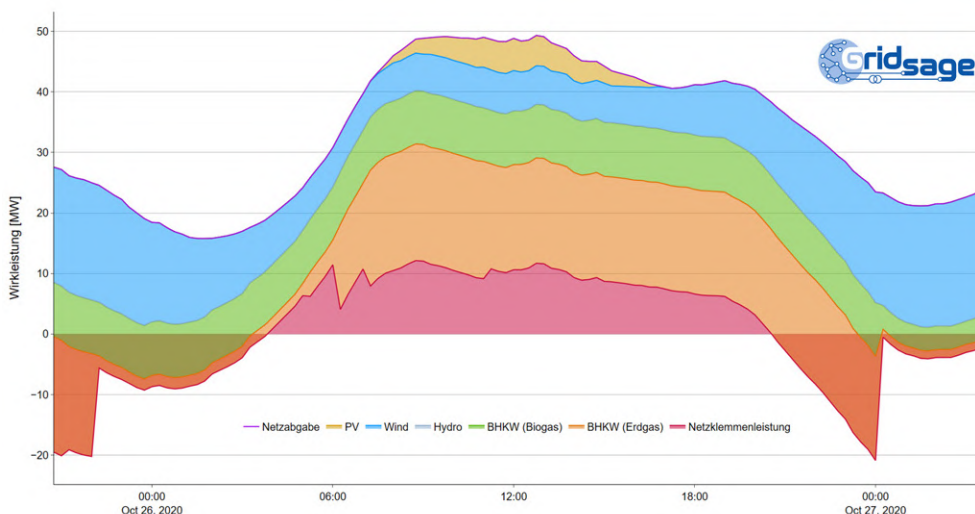
Keine Prognose ist exakt. Im Falle von PV-Prognosen kann zum Beispiel über die Stunden mit Tageslicht mit einem mittleren Fehler zwischen neun und zwölf Prozent gerechnet werden. Je weiter der Vorhersagezeitpunkt in der Zukunft liegt, desto geringer wird natürlich die Prognosegüte – man kennt das aus der Wettervorhersage. Kann der Prognoseersteller hingegen Live-Daten von großen PV-Anlagen oder von intelligenten Messsystemen verwenden, lassen sich die Prognosefehler in den ersten Stunden des Prognosehorizonts nochmals um ein bis zwei Prozent senken.

Prognosen sind auch unter diesem Gesichtspunkt keine unmittelbare Handlungsaufforderung für Netzbetreiber, sondern ein mächtiges Hilfsmittel. Das IIS schafft die Datengrundlage, die Kommunikationsinfrastruktur und die Basisdienste, damit Prognosen erstellt und dorthin geliefert werden können, wo sie gebraucht werden. Zwar stecken in hochaufgelösten Prognosen viele relevante Informationen, und sie tragen

maßgeblich zur Systemstabilität bei, am Ende muss aber der Mensch selbst die Entscheidungen auf Basis der aktuellen Prognose treffen.

Hochaufgelöste Erzeugungs- und Lastprognosen bieten außerdem einen volkswirtschaftlichen Mehrwert. Können die vorhandenen Stromnetze auf Basis genauer Prognosen optimal ausgelastet werden, reduziert sich an vielen Stellen die Notwendigkeit eines kostspieligen Netzausbaus, der letztlich von den Bürgerinnen und Bürgern finanziell mitgetragen wird.

Abbildung 18: Prognose der Summe von Einspeisung, Netzabgabe an Kunden und resultierende Netzklemmenleistung zum überlagerten Netzbetreiber für die Stadtwerke Schwäbisch Hall durch das ZSW-Prognosetool GridSage.



Fazit: Die Digitalisierung ermöglicht die Energiewende

Die Digitalisierung des Energiesystems macht eine zukünftige stabile und zuverlässige Stromversorgung und die gesamte Energiewende erst möglich. Nur wenn alle Akteure des zukünftig viel kleinteiligeren Energiemarktes digital vernetzt sind und in die Lage versetzt werden, Daten auszutauschen und im Energiesystem aktiv „mitzuspielen“, kann die Energiewende funktionieren und auf ein stabiles Fundament gestellt werden. Die für dieses Zusammenspiel notwendigen Komponenten, Systeme und Dienste wurden in C/sells unter dem Begriff Infrastruktur-Informationssystem entwickelt, erprobt und ausgewertet. Das IIS schafft die gemeinsame infrastrukturelle Basis sowohl für intelligente Netze und Märkte.

► Zum Weiterlesen:



Stadtwerke Schwäbisch Hall



Vom analogen zum digitalen Netz

In Schwäbisch Hall steht eine der größten und modernsten Verbundleitwarten Deutschlands. Diese wurde als erste Verbundleitwarte gemäß Certified Grid Control ausgezeichnet, sowie nach ISO 27001 zertifiziert.

Unter dem Label ASCARI werden unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen die Netze und Anlagen der Mandanten überwacht und geführt. Derzeit erfolgt die Dienstleistung für 21 Kunden in ganz Deutschland. 600.000 Einwohner vertrauen auf die Versorgungssicherheit durch die Stadtwerke Schwäbisch Hall.

Durch die modulare Struktur der Dienstleistung kann jeder Partner das für sein Unternehmen passende Modul wählen.

Zwölf Dispatcher sind im Dreischichtbetrieb für das Management der Netze zuständig, das Backoffice stellt die Verfügbarkeit der Systeme und der Infrastruktur der Verbundleitwarte sicher.

Im Rahmen des Dienstleistungsangebotes wird unter anderem auch die teilautomatisierte Kaskade für die Mandanten umgesetzt. Schwäbisch Hall wurde als erster Netzbetreiber der Ebene Zwei an den vorgelagerten Netzbetreiber in Baden-Württemberg über Satellit angeschlossen. Über ASBW werden alle netzrelevanten Daten ausgetauscht.

Die Online-Netzsicherheitsrechnung für alle Stromnetze werden im Rahmen vom Grid-Stabilitätsmanagement durchgeführt. Die im Rahmen von C/sells entwickelten Netzsicherheitsrechnungen für die Mittel- und Niederspannungsnetze mit Last- und Einspeiseprognosen über einen Zeitraum von 36 Stunden sind Basis für die zukünftigen Prozesse im Rahmen von Redispatch 2.0.

Auch die zukünftigen Prozesse für Planwert- und Prognosemodell für die technischen Ressourcen sind bereits im System integriert, die Schnittstellen zu Abrechnungssystemen, zu den Einsatzverantwortlichen, sowie den Plattformen von DA/RE und connect+ sind derzeit in Arbeit. Die Fertigstellung ist für Ende 2020 geplant.

Querschnitt: Vielfalt braucht Standards

► Seite 33

Mit den Erneuerbaren Energien sind Chancen zur vielfältigen Partizipation an der Energiewende verbunden. **Eigene Gestaltung** sowie lokale und regionale Wertschöpfung werden möglich. Unverzichtbar ist auch die integrierte Betrachtung von Energieflüssen der Sektoren Strom, Wärme, Gas und Mobilität. Dadurch wird das Energiesystem komplex und vielfältig. Die Gesellschaft braucht Mittel zur Beherrschung dieser Komplexität. Die Kurzformel dafür ist „Plug & Play“ für dezentrale Akteure. Hierfür sind Autonomie und Flexibilität, Interoperabilität und gemeinsame Regeln im zellulären System, Digitalisierung sowie Informationssicherheit nötig.

Die entstehende Vielfalt kann nur dann massenfähig und wirtschaftlich betrieben werden, wenn für grundlegende gemeinsame Abläufe gewisse Verabredungen getroffen werden. Informationen müssen in einer gemeinsamen Sprache und nach einem vereinbarten Ablauf ausgetauscht werden. Schnittstellen zwischen beliebigen Zellen müssen sicher sein. C/sells hat für das Zusammenspiel zwischen Zellen ein gemeinsames Systemmodell sowie ein Flexibilitätsmodell spezifiziert. Auf dieser Basis entstand eine Sprache zur Beschreibung von Flexibilität an Zellgrenzen. Wichtige Grundlagen sind das C/sells-Glossar sowie das sogenannte C/sells-Kochbuch. Hier haben Wissenschaftler zusammen mit Praxispartnern gemeinsam eine **Anleitung** verfasst, um Anwendungsfälle standardisiert zu beschreiben. Dies sichert dasselbe Verständnis der Projektpartner im Gesamtsystem trotz der Vielfalt der autonom gestalteten Zellen. Als Gerüst für eine standardisierte Beschreibung von Use Cases hat sich zu einem gewissen Grad auch das sogenannte Smart Grid Architecture Model bewährt

In C/sells arbeiten die Partner in themenübergreifenden Gremien zusammen, um die branchenweite Standardisierung voranzutreiben. So entstanden Vorschläge für ein Flexibilitätsmodell, für die Kategorisierung möglicher Flexibilitätsmechanismen, für Flexibilitätsnachrichten und für deren sichere Übertragung.

Flexibilitätsnachrichten lassen sich mit diesen Vorschlägen und der **digitalen Infrastruktur** – dem IIS – massenfähig und sicher übertragen. Hierzu spezifizier-

► Seite 40



ten Projektpartner in C/sells die Nutzung eines sicheren Weges über das intelligente Messsystem, den **CLS-Kanal**. Dabei wird ein standardisierter Infrastrukturdienst für Energiemarktteilnehmer in Anspruch genommen. ▶ Seite 142

Ebenso entstand in der Zusammenarbeit eine Musterlösung zur Kommunikation von Flexibilitätsnachrichten über einen sicheren Kanal. Diese Musterlösung wird über die Standardisierungsgremien von **DKE und DIN** verbreitet und als SINTEG-Blaupause vorgeschlagen. Dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) **empfiehlt C/sells**, dass regulatorisch vorrangig Anforderungen gestellt, aber die technische Spezifikation von Modellen und Kommunikationsprofilen dem Markt überlassen wird, um die gesellschaftliche Innovationskraft zu nutzen. ▶ Seite 123



Organisation im Netz der Zukunft

Die Energiewende stellt Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber vor neue Herausforderungen. Die durch die Dezentralisierung verlagerte Energieeinspeisung bewegt sich mehr und mehr vom zentralen Erzeuger an der Hochspannungsebene hin zu vielen kleinen Stromerzeugern auf der Nieder- bis Mittelspannungsebene. Aus dieser Dezentralisierung ergibt sich vor allem eine neue Koordinationsherausforderung für die Netzbetreiber über die jeweiligen Spannungsebenen hinweg. C/sells zeigt im folgenden Kapitel Lösungsoptionen hinsichtlich der vier Felder: Informationsaustausch, Rollendefinition, Prozesse sowie Automatisierung und verdeutlicht diese anhand von praxisnahen Beispielen aus den Demonstrationszellen.

Die Herausforderung

Die Energiewende stellt insbesondere die Stromnetze vor neue Herausforderungen. Im deutschen Kraftwerkspark gibt es immer mehr Wind- und Solaranlagen, aber deren Erzeugung schwankt im Zeitablauf stark. Um dennoch auch zukünftig die sichere sowie zuverlässige Stromversorgung weiterhin zu gewährleisten, arbeiten die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber an gemeinsamen Lösungen. Dabei gilt stets die Prämisse, ein Maximum an erneuerbaren Energien in das Netz zu integrieren.

In Baden-Württemberg, Bayern und Hessen waren 2018 insgesamt bereits 31 GW Leistung an erneuerbare Energien (EE) installiert. In Teilen Deutschlands entstehen Leitungsengpässe – eine hohe Stromproduktion aus EE-Anlagen droht die Netze zu überlasten.

Zur Behebung von Leitungsengpässen steht den Netzbetreibern ein in der Rangfolge abgestufter Maßnahmenkatalog zur Verfügung. Führen netzbezogene Maßnahmen nicht zum Erfolg, so wird im Rahmen von marktbezogenen Maßnahmen die Kraftwerksleistung von konventionellen Kraftwerken angepasst. Dieser Vorgang wird als Redispatch bezeichnet.

Reicht die benötigte Leistung nicht aus, oder können keine konventionellen Kraftwerke heruntergefahren werden, müssen letztlich EE-Anlagen trotz Einspeisevorrang im Rahmen einer sog. Anpassungsmaßnahme abgeregelt werden. Diesen Vorgang nennt man Einspeisemanagement. Im Jahr 2018 entstanden dadurch zusätzliche Kosten in Höhe von 635 Millionen Euro, welche die Verbraucher über den Strompreis bezahlten. Da die Anzahl der Großkraftwerke weiter sinken, gleichzeitig aber der volatile Anteil dezentraler Erzeuger weiter steigen wird, ist zukünftig mit noch höheren Zusatzkosten zu rechnen.

EE-Anlagen im Verteilnetz mit einer installierten Leistung größer 100kW können die Netzbetreiber in der Regel über vier Stufen (0/30/60/100 Prozent), sehr große Anlagen auch stufenlos steuern. Der weitaus größte Anteil der EE-Anlagen kleiner 100kW besitzt jedoch keine Steuermöglichkeit und ist damit durch den Netzbetreiber nicht schaltbar.

Die heutigen Verteilnetze sind für den Energietransport von einem zentralen Kraftwerk zu den Stromverbrauchern konzipiert. Für diesen Modus sind die aktuellen Daten über die Spannungen oder Lastflüsse nicht erforderlich. Mit der Zunahme dezentraler Erzeuger wird es jedoch wichtig, schnell und verlässlich an solche Daten zu kommen. Einerseits helfen diese Daten den Netzführungingenieuren, das Stromnetz sicher zu führen, indem sie notfalls Erzeugungsanlagen vom Netz nehmen, andererseits können die Netzführer Prognosen über die Lastverteilung erstellen, um drohenden Engpässen vorbeugend entgegenzuwirken.

Was ist eine Abstimmungskaskade?

Die Kommunikation zwischen den einzelnen Netzbetreibern über die Spannungsebenen hinweg wird immer wichtiger. Um die Systemstabilität sicher zu stellen und Netzepässe zu beheben gibt es die Abstimmungskaskade, welche die Zusammenarbeit zwischen den Übertragungs- und den Verteilnetzbetreibern bis hin zu dem Betrieb einzelner Anlagen koordiniert. Die Abstimmungskaskade wird auch häufig als Abstimmungsprozess bezeichnet.

Was bedeuten die Paragraphen 13 (1) und 13 (2) EnWG?

Zur Beseitigung einer Störung oder einer Gefährdung der Versorgungssicherheit werden netz- oder marktbezogene Maßnahmen wie beispielsweise Redispatch ergriffen (Paragraph 13 (1) Energiewirtschaftsgesetz, EnWG). Reichen diese Maßnahmen nicht aus, so müssen weitergehende Maßnahmen ergriffen werden, um die Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit zu vermeiden oder zu beseitigen. Netzbetreiber sind dann berechtigt und verpflichtet Stromeinspeisung (regenerativ und konventionell), Stromabnahme und Stromtransite anzupassen (Paragraph 13 (2) EnWG).

Vor diesem Hintergrund stellen sich dem Netzbetreiber drei wichtige Herausforderungen bei der Integration von EE-Anlagen. Zum einen muss er die Kosten für Redispatch- beziehungsweise Einspeisemanagement-Maßnahmen reduzieren, zum Beispiel mittels eines neuen Marktprozesses. Zudem müssen Anlagenbetreiber kleinerer Anlagen zur Nachrüstung von Steuermöglichkeiten verpflichtet werden, so dass die Netzbetreiber alle am Niederspannungsnetz angeschlossenen Anlagen auch sicher steuern können. Darüber hinaus müssen sie Informationen über das gesamte Netz erheben, um Kenntnis über den Leistungsfluss und damit über den Gesamtzustand des Netzes zu erlangen. Hierzu müssen alle Beteiligten, insbesondere die Netzbetreiber über alle Spannungsebenen hinweg zusammenarbeiten.

Die Energiewende ist eine Gemeinschaftsaufgabe aller Menschen. Die heutige Integration von EE-Anlagen stellt die Akteure im Energiemarkt vor drei große Herausforderungen

- Steigerung der Kosteneffizienz durch Automatisierung, Rollen- und Prozessanpassung
- Vernetzung aller Akteure durch digitalen Informations- und Datenaustausch in Echtzeit
- Aktive Einbindung der Prosumer durch die Steuerbarkeit in Märkte und Netze

Die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) hat mit der Einbeziehung von allen steuerbaren EE-Erzeugern in das Redispatch-Regime und der Streichung der Entschädigungspflicht für EE-Anlagen beim Einspeisemanagement zwei wesentliche Trigger zur Kostensenkung ab 1. Oktober 2021 gesetzt. Durch die Verlagerung eines Großteils der EE-Erzeugung in das Redispatch-Potenzial und der Forderung nach kostenoptimierter Deckung des Redispatchbedarfs sind damit geringere Redispatch-Kosten zu erwarten.

Auch bezüglich der Steuerbarkeit von Anlagen wurden mit dem Messstellenbetriebsgesetz wichtige Impulse gesetzt. So sollen mit der Einführung der intelligenten Messsysteme Erzeuger größer sieben kW und Verbraucher größer

6.000 kWh/Jahr steuerbar gemacht werden, so dass genügend Steuerpotenzial sowohl für marktbezogene Maßnahmen (Paragraph 13 (1) EnWG), als auch für Notfallmaßnahmen im Rahmen der Abstimmungskaskade (Paragraph 13 (2) EnWG) zur Verfügung steht.

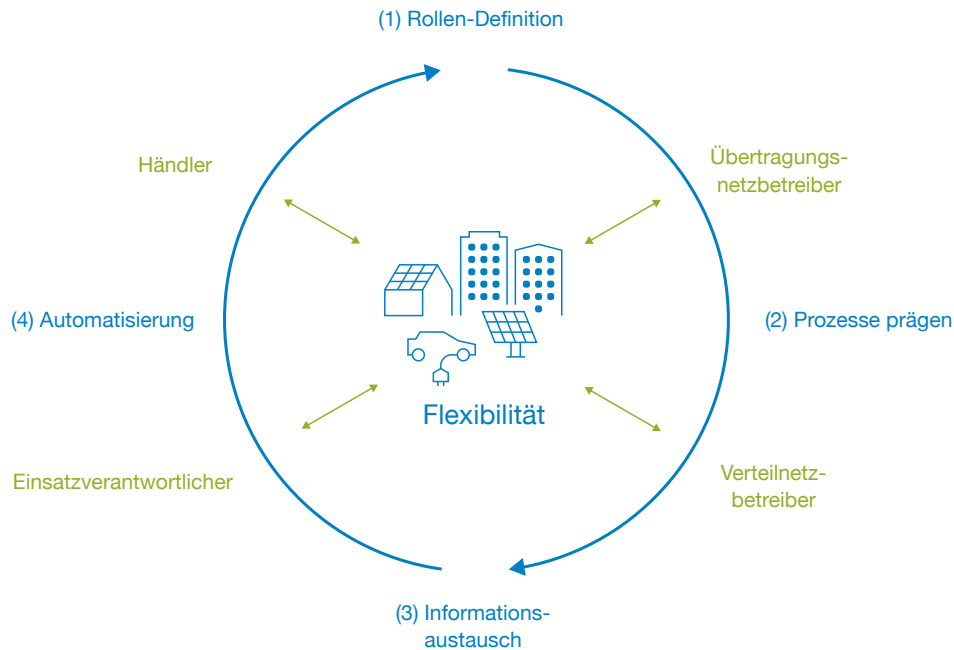


Abbildung 19:
Lösungsansätze
zur Integration von
EE-Anlagen in ein
zelluläres System
der Zukunft

Ziel ist der sichere und zuverlässige Betrieb des Gesamtsystems bei zunehmender dezentraler Erzeugung, aber auch im Hinblick auf die ebenfalls bevorstehende Integration der Elektromobilität (Abbildung 19). Die Netzbetreiber haben hierzu folgende Lösungsansätze identifiziert:

- Konzepte zur Verteilung und Anpassung der Verantwortlichkeiten entwickeln.
- Prozesse ableiten, um Subsysteme (zum Beispiel Zelle, Netzgebiet) zu koordinieren und deren Schnittstellen in die Prozesse zu integrieren.
- Den Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern, aber auch zwischen Anlagen, Markt und Netz sicherstellen. Dazu müssen Daten erhoben und ausgetauscht werden.
- (Teil-) automatisierte Prozesse für die vorangegangenen drei Ziele etablieren, um die Vielzahl der Anlagen zu bewältigen und damit auch schneller agieren zu können.

Rollenverständnis im zellulären System

Zur Gewährleistung des sicheren Netz- und Systembetriebs erbringen die Netzbetreiber schon heute gemäß ihrer jeweiligen Verantwortung sogenannte **Systemdienstleistungen** (SDL). Im Einzelnen werden die vier folgenden SDL unterschieden

- Frequenzhaltung: Ständiger Ausgleich der Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Regelenergie.
- Spannungshaltung: Einhaltung zulässiger Spannungsgrenzen, zum Beispiel durch Blindleistungsbereitstellung.
- Betriebsführung: Vermeidung kritischer Netzbelastungen oder -zustände, Verarbeitung und Austausch von Daten – auch als „Netzführung“ bezeichnet.
- Versorgungswiederaufbau: Wiederversorgung nach einer großflächigen Störung und/oder Schwarzfall, also einem Stromausfall in einem Versorgungsgebiet.

Frequenzhaltung

Jedes Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch führt zu einer Abweichung von der Netznennfrequenz von 50 Hertz. Deshalb müssen Abweichungen nach oben beziehungsweise unten schnellstmöglich ausgeglichen werden.

Im zellulären Ansatz sind die Zuständigkeiten gemäß Tabelle 2 geregelt. Die Wahrung der Systembilanz zur Frequenzhaltung obliegt alleinig dem Übertragungsnetzbetreiber. Hierzu wird die sogenannte Regelleistung genutzt. Der Verteilnetzbetreiber in seiner Rolle als Netzanschlussgebender wirkt im Rahmen der Präqualifikationsphase von Anlagen zur Regelleistungserbringung mit, indem er diesen nach absolvierten Tests eine Netzanschlussbescheinigung ausstellt. Im Rahmen von C/sells werden in der Zelle Baden-Württemberg die Präqualifikationsbedingungen von Kleinstanlagen sowie das Monitoring der Regelleistungserbringung geprüft.

Spannungshaltung

Jeder Netzanschlussnehmer hat aufgrund seines elektrischen Verhaltens eine direkte Auswirkung auf das Stromnetz. Eine betriebliche Kenngröße für das Netz ist dabei die Spannung. Die Spannungshaltung in einem Netzgebiet liegt in der Verantwortung des jeweiligen Netzbetreibers. Dabei regeln aktuell unter anderem Netzverträge zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern. Beispiele im Rahmen der kooperativen Spannungshaltung wurden im Projekt C/sells in den Zellen **Kassel, München und Baden-Württemberg** erarbeitet.

► Seite 206 ff.

Versorgungswiederaufbau

Zum Versorgungswiederaufbau nach einer großflächigen Störung bedarf es einer engen Zusammenarbeit der einzelnen Netzbetreiber. Wenngleich jeder VNB für den Wiederaufbau seines Verantwortungsbereichs zuständig ist, agiert der ÜNB für seine Anschluss-VNB als Gesamtkoordinator. Die VNB stellen hierbei im Rahmen des Versorgungswiederaufbaus definierte Lasten und steuerbare Einspeisungen an den Übergabeknoten zur Verfügung. C/sells beleuchtet lokale Netzstörungen und daraus mögliche, resultierende temporäre Inselnetzbildungen inklusive deren Betrieb, wie zum Beispiel in der **Zelle Offenburg** oder dem HiL-Labor der Universität Stuttgart. Im Rahmen der **Autonomiezone Leimen** wurde ein Inselnetzbetrieb über eine Prioritätensteuerung demonstriert, dezidiert durch den Netzbetreiber über ein intelligentes Messsystem (iMsys) gesteuert und wieder an das Netz zurückgeführt.

► Seite 172

► Seite 142

	Frequenzhaltung	Spannungshaltung	Versorgungswiederaufbau	Betriebsführung
ÜNB	x	x	x	x
VNB		x°	x	x*

Tabelle 1: Rollen- und Aufgabenverteilung zwischen Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

x* = Koordination durch den ÜNB

x° = Blindleistungsbezug aus dem vorgelagerten Netz

Betriebsführung

Im Rahmen der Netzführung sind die Netzbetreiber jeweils für ihr eigenes Netz verantwortlich. Hierzu gehören Netzzustandsanalysen und Handlungen, die hieraus abgeleitet werden. Nichtsdestotrotz ist ein informatorischer Austausch zwischen den Netzbetreibern notwendig. Dies kann zum einen eine abgestimmte Ausschalt- und Betriebsplanung sein, als auch die gegenseitige Information über Flexibilitätspotenziale und die entsprechenden Netzzustände. Ein kontinuierlicher Informationsaustausch findet in der Zelle Baden-Württemberg zwischen TransnetBW, Netze BW und **Stadwerke Schwäbisch Hall** statt.

► Seite 210

Für eine sichere Energieversorgung ist der Netzbetreiber verantwortlich. In der Hierarchie der Netzbetreiber sind die Aufgaben und Zuständigkeiten auch in einer dezentralen Erzeugungslandschaft klar geregelt. So ist zum Beispiel der Übertragungsnetzbetreiber für die Frequenzhaltung von 50 Hertz zuständig. Für die Spannung sind alle Netzbetreiber gleichermaßen verantwortlich.

Die Integration von vielen Kleinanlagen hat Auswirkungen auf die Zusammenarbeit:

- Die für die Frequenzhaltung zu erbringende Regelleistung kann in der Niederspannung zunehmend mittels dezentraler Anlagen (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) abgerufen werden.
- Die Einhaltung der Versorgungsspannung muss großflächig erfasst und gesteuert werden.
- Nach einem Stromausfall können isolierte Netzeinseln kleinflächig hochgefahren werden.

In allen Fällen ist ein intensiver und klar geregelter Informations- und Datenaustausch über alle Rollen und Beteiligte Voraussetzung für die einwandfreie Durchführung.

Mit C/sells wurden verschiedene Szenarien ausführlich erprobt und erfolgreich demonstriert.



„Alles im grünen Bereich. Mit der Stromampel sehe ich auf einen Blick den Zustand jeden Teil des Netzes. Wenn eine der Ampeln auf Gelb springt, droht Überlast. Dann muss ich Flexibilität von Verbrauchern zukaufen, die bereit sind, Anlagen abzuschalten. Springt die Ampel auf Rot, was fast nie vorkommt, darf ich auch mal Solaranlagen oder Ladestationen kurzzeitig herunterregeln, um das Netz stabil zu halten.“

Prozessverständnis im zellulären System

Durch ein klar ausgeprägtes Rollenverständnis sind die Verantwortlichkeiten und Aufgaben der Netzbetreiber geklärt. Doch in welchem regulatorischen Umfeld kann ein Netzbetreiber seine Aufgaben ausüben und welche Werkzeuge stehen ihm hierfür zur Verfügung? Im Rahmen der Organisation intelligenter Netze ist genau dieses Zusammenspiel, die Pflichten und Aufgaben der Netzbetreiber untereinander, mit den Marktakteuren zu koordinieren und in Abhängigkeit des Netzzustandes zu regeln. Die Darstellung des Netzzustandes beruht dabei auf einem Ampelsystem. Steht die Ampel auf Grün, kann der Markt frei agieren. Steht sie auf Gelb, Rot oder Blau/Schwarz kommt es zu Einschränkungen und die Netzbetreiber müssen in das Netz eingreifen. Diese gesamthafte Koordinierung der Netzbetreiber untereinander wird als Abstimmungskaskade beziehungsweise prozess bezeichnet. Sie zu entwickeln und zu demonstrieren ist ein wesentlicher Schwerpunkt im C/sells-Projekt.

Information		Abstimmungsprozess	Maßnahmen
		– Normalzustand – Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 1 netzbezogene Maßnahmen	
AR 4141-1		– gefährdeter Zustand – Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 2 marktbezogene Maßnahmen – Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 3 zusätzliche Reserven	AR 4141-1
Informatorische Kaskade nach AR 4140 (4.2/4.3)		– Notzustand – Regeln/Steuerung gemäß Paragraph 13 Abs. 2 EnWG (Kaskadensteuerung)	Informatorische Kaskade nach AR 4140 (4.2/4.3)
		– Netzwiederaufbau-Zustand	
		– Blackout-Zustand	

Abbildung 20:
Abstimmungsprozess im intelligenten Netz anhand des BDEW-Ampelmodells

In Deutschland bilden die Paragraphen 11 ff. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Grundlage für die Aufgaben der Netzbetreiber. Insbesondere Paragraph 13 EnWG konkretisiert die Aufgaben und Befugnisse, die sich für Übertragungsnetzbetreiber aufgrund ihrer Systemverantwortung ergeben (Abbildung 20). Über Paragraph 14 ff. EnWG wird die Systemverantwortung auf den jeweiligen Verteilnetzbetreiber in Bezug auf sein Verteilnetz ausgeweitet. Zusätzlich verpflichtet es ihn zur Umsetzung der vom Übertragungsnetzbetreiber angeforderten Maßnahmen. Unter Paragraph 13 Abs. 1 EnWG ist der „Werkzeugkoffer“ zur Beseitigung einer gefährdeten Netzsituation, zum Beispiel eines Netzenspasses, zusammengefasst. Die ersten Handlungsmaßnahmen sind nach Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 1 EnWG netzbezogene Maßnahmen, zum Beispiel Topologieänderungen, Anpassung von Leistungsflussreglern oder Nutzung vorhandener Kompensationsanlagen. Kann mit Hilfe dieser Maßnahmen die Störung nicht behoben werden, liegt eine gelbe Ampelphase vor. Im Zuge dessen führt der Netzbetreiber je nach Art der Störung marktbezogene Maßnahmen, zum Beispiel Redispatch, gemäß Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 2 EnWG durch. Mit der weiteren Abschaltung von Großkraftwerken verlagert sich die Erbringung von Regelleistung zunehmend auf dezentrale Flexibilität und damit in die Verteilnetze.

Im Rahmen von C/sells liegt der Fokus auf der Nutzung von am Markt angebotener Flexibilität aus den Zellen. Deren Allokation und Koordinierung erfolgt über eine Markt-Plattform, welche es perspektivisch erlaubt, derartige Flexibilität ereignisorientiert im Sinne des Paragraph 13 Abs. 1 Ziff. 2 EnWG abzurufen. So werden im Projekt dezentrale Anlagen – Erzeuger, Speicher und Lasten – für einen standardisierten Redispatchprozess verwendet, bei dem Zellen diese Flexibilität liefern. Sie setzen sich aus einer oder auch mehreren technischen Anlagen zusammen und besitzen die Möglichkeit



„Mit der Stromampel wird meine Arbeit viel übersichtlicher. Nicht nur die Anlagen in meinem eigenen Netz habe ich leichter im Griff, sondern ich kann auch meinen Kollegen aus anderen Leitwarten bei Problemen in deren Netz schnell helfen, ohne dass ich wie bisher zum Telefon greifen muss, um zu erfahren, welches Problem mein Kollege hat.“

zur flexiblen Anpassung der Leistungserbringung. Mit der Novellierung des EnWG (siehe NABEG 2.0) werden die C/sells-Ansätze regulatorisch in Teilen unterstützt, da nun grundsätzlich alle Erzeuger größer 100kW beziehungsweise durch den Netzbetreiber jederzeit steuerbaren Anlagen und Speicher in den regulären Prozess zu integrieren sind. Trotzdem fehlt bisher in der Gesetzgebung für die Gesamtbetrachtung einer Zelle aus C/sells, dass auch Lasten, also die Nutzerseite, system- und netzdienlich agieren können. Lasten spielen in der heutigen Regulierung in der Bereitstellung von Flexibilität nur eine untergeordnete Rolle. Eine detaillierte Beschreibung der gelben Ampelphase, des Umgangs mit Lasten und Anlagen außerhalb des NABEGs, sowie des Koordinationsmechanismus und Abrufs von Flexibilität mittels einer Plattform befindet sich im Kapitel FlexPlattformen.

Kann eine Störung mit Hilfe der Maßnahmen nach Paragraph 13 Abs. 1 EnWG nicht beseitigt werden, liegt ein kritischer Netzzustand – die rote Ampelphase – vor. In dieser Phase erfolgt eine direkte Anlagensteuerung über die Kaskade nach Paragraph 13 Abs. 2 EnWG durch den Anschlussnetzbetreiber. Sie dient als Notfallmaßnahme zur Abwehr beziehungsweise Beherrschung von kritischen Netzzuständen. Weitet sich dieser Prozess auf Anlagen außerhalb des eigenen Netzgebiets aus, wird er als operative Kaskade bezeichnet. Gemäß Anwendungsregel VDE-AR-N 4140 kommt diese operative Kaskade einzig in der roten Ampelphase (Paragraph 13 Abs. 2 EnWG, im Folgenden auch kurz als Paragraph 13(2) bezeichnet), zum Einsatz.

Netzbetreibern steht für die Absicherung der Stromversorgung ein definierter Werkzeugkoffer zur Verfügung. Dessen Inhalt ist durch aktuelle gesetzliche Rahmenbedingungen vorgegeben, aber zu begrenzt, um das gesamte Potenzial eines zellulären Energiesystems auszuschöpfen. Der ordnungspolitische Fokus liegt auf Eingriffsmöglichkeiten im Rahmen der Erzeugung, nicht aber eines flexibleren elektrischen Stromverbrauchs.

C/sells liefert eine ganzheitliche Vision für eine Prozessgestaltung unter Einbeziehung bisher unbeachteter Facetten und den Möglichkeiten der Flexibilitätsnutzung auf der Erzeuger- wie auch auf der Verbraucherseite.

Informations- und Datenaustausch im zellulären System

Durch die klare Rollen- und Aufgabenzuteilung über die Ampelphasen hinweg wird eine diskriminierungsfreie, gleichberechtigte und ungehinderte Entfaltung der Akteure in einem zellulären System ermöglicht (Abbildung 21). Diese basiert auf standardisierten sowie abgestimmten Kommunikationswegen, Datenprotokollen und Informationen zwischen Marktakteuren und dezentralen Anlagen mit intelligenter Messeinrichtung.

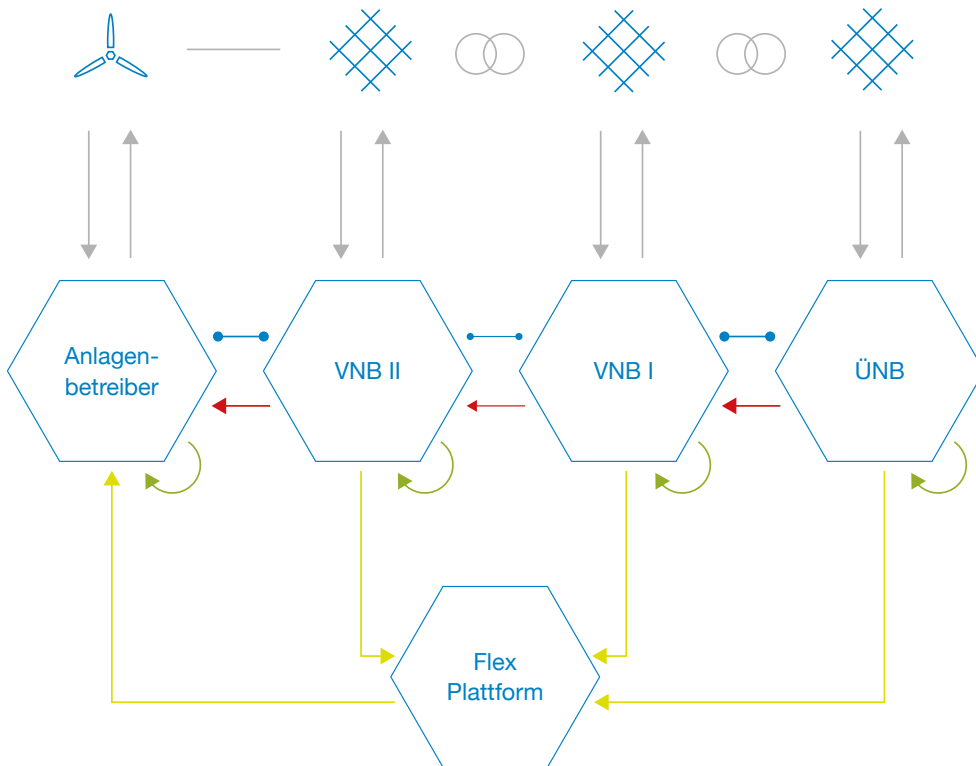


Abbildung 21:
Daten und Informationsaustausch

Legende

- Signale (Befehle, Messungen)
- Informationsaustausch
- netzbezogene Maßnahmen
- marktbezogene Maßnahmen
- Notfallmaßnahmen

Nur mit Hilfe von Standardisierung und klar definierten Prozessabläufen ist es möglich, die große Anzahl an dezentralen Anlagen im Verteilnetz für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen einzubinden. Das zelluläre System unterstützt dabei, die zunehmende Komplexität zu beherrschen, indem jede Zelle autonom und im Verbund mit den anderen Zellen handelt. So tauschen beispielsweise Netzbetreiber kontinuierlich Netzzustandsdaten zwischen den jeweiligen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern aus (siehe Abbildung 21, blau). Dies wird als informatorische Kaskade bezeichnet. Weiterhin werden Netzzustände in Zellen aggregiert, so dass sie gemäß der Netzzustandsampel erfasst und in den Leitsystemen der Netzbetreiber für die Abstimmung visualisiert werden. Durch den hohen Durchdringungsgrad der heutigen dezentralen Anlagen ist dafür eine planwertbasierte Netzzustandsanalyse beziehungsweise auch eine Leistungsflussberechnung in den Verteilnetzen inklusive der Niederspannungsebene notwendig. Dies stellt eine hohe Herausforderung speziell für jene Netzbetreiber dar, die bisher ohne diese Funktion auskamen.

► Seite 206

In C/sells werden mehrere Zellen beziehungsweise die Leitsysteme zwischen den Netzbetreibern gekoppelt, um in Demonstratoren kontinuierlich die Netzzustandsdaten auszutauschen. In **Baden-Württemberg** erfolgt dies zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW, dem Verteilnetzbetreiber Netze BW und dem regionalen Netzbetreiber Stadtwerke Schwäbisch Hall. In Schwäbisch Hall werden die Netzzustände bis in die Niederspannung prognostiziert und die Informationen aggregiert an die Leitstelle weitergegeben. In Bayern geschieht dies zwischen TenneT und Stadtwerke München, sowie in Hessen zwischen TenneT und Städtische Werke AG Kassel. Gemäß dem Rollen- und Prozessverständnis indiziert eine Ampel erstmals keine Handlung durch einen anderen Netzbetreiber, denn für Netzführungsaufgaben ist jeder Netzbetreiber selbst verantwortlich.

Gemessen an der perspektivisch zunehmenden Bedeutung von am Verteilnetz angeschlossenen dezentralen Anlagen (Erzeugung, Last), die eine Netzauswirkung haben, sowie flexibel gesteuert werden können, sollten Netzbetreiber nicht nur Informationen und Daten über das Netz, sondern auch über die Anlagen selbst austauschen. Dazu bedarf es eines Informationsaustauschs zwischen den Netz- und Anlagenbetreibern. Insbesondere für die Netzzustandsanalysen sind neben Echtzeitdaten auch Plandaten von großer Bedeutung. Einerseits können Echtzeitdaten direkt über Referenzanlagen mittels intelligentem Messsystem abgerufen werden.

Andererseits besteht schon heute ein Austausch von Plandaten hinsichtlich der Einsatzplanung von Anlagen am Markt. Im Hintergrund der Leitstellensysteme der ÜNB findet ein kontinuierlicher beziehungsweise zyklischer Datenaustausch auch auf europäischer Ebene statt. Mit diesen Daten prüfen die Netzbetreiber im Rahmen ihrer Prognoseprozesse, ob der Handel zu kritischen Netzsituationen führen kann.

In C/sells werden Informationen an der Schnittstelle zwischen den Netzbetreibern und den Anlagen, die frei am Markt agieren, über eine Flexplattform wie zum Beispiel der **comax** geroutet. Im Rahmen des IIS können Prognosen zur Bewer-

► Seite 103



Abbildung 22:
CLS-Steuerbox zur
Steuerung von An-
lagen am intelligen-
ten Messsystem

tung des zukünftigen Netzzustandes erzeugt werden. Insbesondere von kleineren Anlagen wird ein Versand von Plandaten, aufgrund ihrer Kleinteiligkeit, nicht realistisch sein. Entscheidungen können auf Basis von stochastischen Prognosen, gepaart mit historischen und echtzeitnahen Daten, gefällt werden. Beispiele in C/sells sind hier die Zelle **Dillenburg** sowie **Stadtwerke München** und **Schwäbisch Hall**.

► Seiten 194,
156 & 210

Die Energiewende schafft viele neue Möglichkeiten, sich an der elektrischen Energieversorgung der Zukunft zu beteiligen. Gleichzeitig schafft dies aber auch Herausforderungen wie beispielsweise die Handhabung der Kleinteiligkeit sowie die Volatilität der Erzeugung oder die Einbindung neuer Stakeholder.

Damit sich alle Akteure diskriminierungsfrei, gleichberechtigt und ungehindert entfalten können, bedarf es bei gleichzeitiger Sicherstellung der System- und Versorgungssicherheit eines kontinuierlichen Informations- und Datenaustausches zwischen den verschiedenen Verantwortlichen.

Im Rahmen von C/sells wurden je nach Netzzustand die verschiedenen Datenbedarfe analysiert und aufgearbeitet.

Automatisierung im zellulären System

Durch den Daten- und Informationsaustausch, sowohl zwischen den Netzbetreibern als auch mit Anlagen, die frei am Markt agieren, werden die Wechselwirkungen von Maßnahmen erfasst und koordiniert. Er führt zu einem gemeinsamen Verständnis hinsichtlich des eigenen und des vor- beziehungsweise nachgelagerten Netzzustandes, damit automatisiert oder teilautomatisiert koordinierte und wirksame Maßnahmen zur sicheren Netzbetriebs- und Systemführung eingeleitet werden.

Abbildung 23:
Bausteine für ein
Einsatzkonzept in
der gelben Ampel-
phase



Flexibilitätsplattform als Automatisierungsinstrument

Durch den Zubau von Photovoltaik- und Windenergieanlagen in den vergangenen Jahren stehen mittlerweile über 1,8 Millionen Erneuerbare-Energien-Anlagen dezentral im Verteilnetz. Wärmepumpen, Heimspeicher oder auch Elektroautos kommen auf der Verbrauchsseite als neue flexible Verbraucher hinzu. Allein aufgrund dieser Menge und der Vielzahl an notwendigen Informationen für eine verteilnetzspezifische Leistungsflussberechnung (Abbildung 21) sind Automatismen und Plattformen notwendig. Denn zum einen können Flexibilitätsplattformen kleinere Flexibilitätseinheiten sowohl auf der Erzeugerseite wie auch auf der Verbraucherseite in das Energiesystem integrieren und zum anderen die Nutzung der Flexibilität zwischen den Netzbetreibern koordinieren.

Kann ein Netzbetreiber einen Störfall in seinem Netz nicht eigenständig durch netzbezogene Maßnahmen beseitigen, kann er über eine Plattform auf verfügbare Flexibilität gem. Paragraph 13 (1) EnWG zurückgreifen (siehe Abbildung 21, gelb). Die zur Verfügung stehende Flexibilität ist direkt abrufbar, da dem Abruf ein Netzbetreiberkoordinierungsmechanismus vorgeschaltet ist, welcher zum Beispiel ex-ante und bottom-up abläuft. Andererseits kann ein Koordinationsmechanismus beispielsweise auch iterativ und automatisiert durchgeführt werden. Da Plattformen, wie hier nur kurz skizziert, einen hohen Grad an Individualität aufweisen, wird in C/sells ein modularer Baukasten entwickelt, um die Diskussion um Plattformen sowie deren Funktionalitäten zu kanalisieren.

Damit dies gelingt, werden Bausteine, beispielsweise Bedarfsermittlung, Preisbildung oder Abruf beschrieben. Jeder Baustein besteht wiederum aus unterschiedlichen Funktionalitäten beziehungsweise Ausprägungsformen des einzelnen Bausteins, zum Beispiel Abruf per Anschlussnetzbetreiber, Plattform oder Einsatzverantwortlichem. Ohne eine Wertung der Funktionalität können mit dem modularen Baukasten einzelne Aspekte einer Plattform diskutiert werden und die Netzbetreiberabstimmung adaptiv und zeitlich angepasst gestaltet werden. Die Bausteine sind innerhalb der Abstimmungskaskade in drei Schritte geclustert. Diese drei Schritte, in welchen Daten und Informationen automatisiert ausgetauscht werden, und die zu einem koordinierten Einsatz führen sollen, sind (1) Datenermittlung, (2) Abstimmung der Maßnahmen und (3) Maßnahmenumsetzung (Abbildung 23). Diese Netzbetreiberabstimmung nutzt prozessual die Funktion, welche im Rahmen von Flexibilitätsplattformen entwickelt werden.

Eine Flexibilitätsplattform ist insbesondere in der gelben Ampelphase relevant für die Koordinierung und den automatisierten Daten-/Informationsaustausch zwischen Netz-Netz und Netz-Markt. Damit nehmen Plattformen eine strategische Rolle bei der Integration von Flexibilität in das Energiesystem ein, um nach wie vor ein sicheres und zuverlässiges Stromnetz zu gewährleisten. Mit Hilfe von intelligenten Messsystemen besteht sogar die Möglichkeit, zellulär verortete Kleinst-Flexibilität mittels Plattformen über die Steuerbox durch Netz und Markt netzdienlich zu nutzen, die Zustimmung des Anlagenbetreibers beziehungsweise Datenbesitzers vorausgesetzt. Näheres hierzu siehe im Kapitel **Flexplattformen**.

► Seite 90

Mit dem zukunftsweisenden Ausbau erneuerbarer Energien steigt ebenso die Anzahl der Anlagen im Verteilnetz, welche in den Markt integriert werden müssen. Hierzu ist ein Austausch planungsrelevanter Daten seitens der Anlagen zum Markt und auch zum Netzbetreiber notwendig. Damit werden vorhandene Potenziale beidseitig vorteilhaft genutzt.

Eine solche Schnittstelle beinhaltet folgende Herausforderungen:

- Einbindung Erneuerbarer Energien in Netz und Markt
- Bessere Handhabbarkeit und Transparenz durch automatisierte Abwicklung kleinteiliger Prozesse
- Effiziente Planung des Einsatzes dargebotsabhängiger Leistung
- C/sells löst diese Probleme mit Konzepten zum Informations- & Datenaustausch über Plattformen, an welchen sich alle Erzeuger und Anbieter von flexiblen Lasten beteiligen können.

Automatisierung in Notfallsituationen: die rote Ampelphase

Wenn marktbezogene Maßnahmen nach Paragraph 13 Abs. 1 EnWG das Problem nicht beheben können, sind Netzbetreiber angehalten, den Störfall im Netz selbst zu beseitigen: die rote Ampelphase ist angezeigt. In dieser Phase (Paragraph 13 Abs. 2 EnWG) wirkt der Netzbetreiber direkt auf die jeweiligen Anlagen in seinem Netz ein. Das kann auf Anforderung des überlagerten Netzbetreibers oder bei Problemen im eigenen Netz geschehen.

Schafft es ein Netzbetreiber nicht, durch die bereits beschriebenen Maßnahmen die Situation zu beherrschen, bedient er sich der sogenannten operativen Kaskade und schickt eine Anforderung an den unterlagerten Netzbetreiber (Abbildung 25). Diese Maßnahmenauslösung geschieht ad-hoc. Der Markt wird ausgesetzt; die Anlagen erhalten hierbei ab Oktober 2021 auch keine Entschädigung mehr. Ist es einem Netzbetreiber nicht möglich, die zugewiesene Menge umzusetzen, muss er unter Angabe der Gründe ein Erfüllungshemmnis melden.

Die technischen Regeln für die operative Kaskade wurden während der Projektlaufzeit in der Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4140 definiert. Hier sind mehrere Notfall-Szenarien beschrieben. In Süddeutschland, dem Projektgebiet von C/sells, ist der häufigste Fall für eine Notfallmaßnahme durch ein Systembilanzdefizit zwischen zu hoher dargebotsabhängiger Einspeisung und niedrigem Lastbedarf gegeben.

Im Falle einer operativen Maßnahmenübergabe hat ein Netzbetreiber inklusive der Vorbereitungsphase maximal zwölf Minuten Zeit, die Anweisung umzusetzen. Selbst bei wenigen Anlagen ist das auf Grund der „Spielregeln“ – beispielsweise diskriminierungsfreie Anlagenauswahl, Benachrichtigung der Anlagenbetreiber, gerichtsfeste Dokumentation – ohne eine automatisierte systemtechnische Unterstützung im gegebenen Zeitfenster nicht oder nur schwer durchführbar. Müssen sogar mehrere dezentrale Anlagen gesteuert werden, ist es ohne Automatisierungsmaßnahmen gänzlich unmöglich. Automatismen müssen auch bei kleineren Netzbetreibern, deren Leitstelle nicht rund um die Uhr besetzt ist, zum Tragen kommen, da eine Maßnahme jederzeit ausgeführt werden muss.

te Dokumentation – ohne eine automatisierte systemtechnische Unterstützung im gegebenen Zeitfenster nicht oder nur schwer durchführbar. Müssen sogar mehrere dezentrale Anlagen gesteuert werden, ist es ohne Automatisierungsmaßnahmen gänzlich unmöglich. Automatismen müssen auch bei kleineren Netzbetreibern, deren Leitstelle nicht rund um die Uhr besetzt ist, zum Tragen kommen, da eine Maßnahme jederzeit ausgeführt werden muss.

Deshalb müssen Anforderung, Einleitung, Änderung und Aufhebung in einem nahezu Echtzeitprozess umgesetzt werden, der idealerweise alle Handlungen im Betriebshandbuch mitprotokolliert.



„OK, eine Ampel mit mehr als drei Farben scheint erst einmal etwas ungewöhnlich, ebenso wie schwarz als zusätzliche Ampelphase. Schwarz steht für Blackout, und Blau für Versorgungsaufbau nach dem Blackout. Aber das habe ich bisher auch nur in der Simulation erlebt, so sicher ist unsere Versorgung geblieben.“

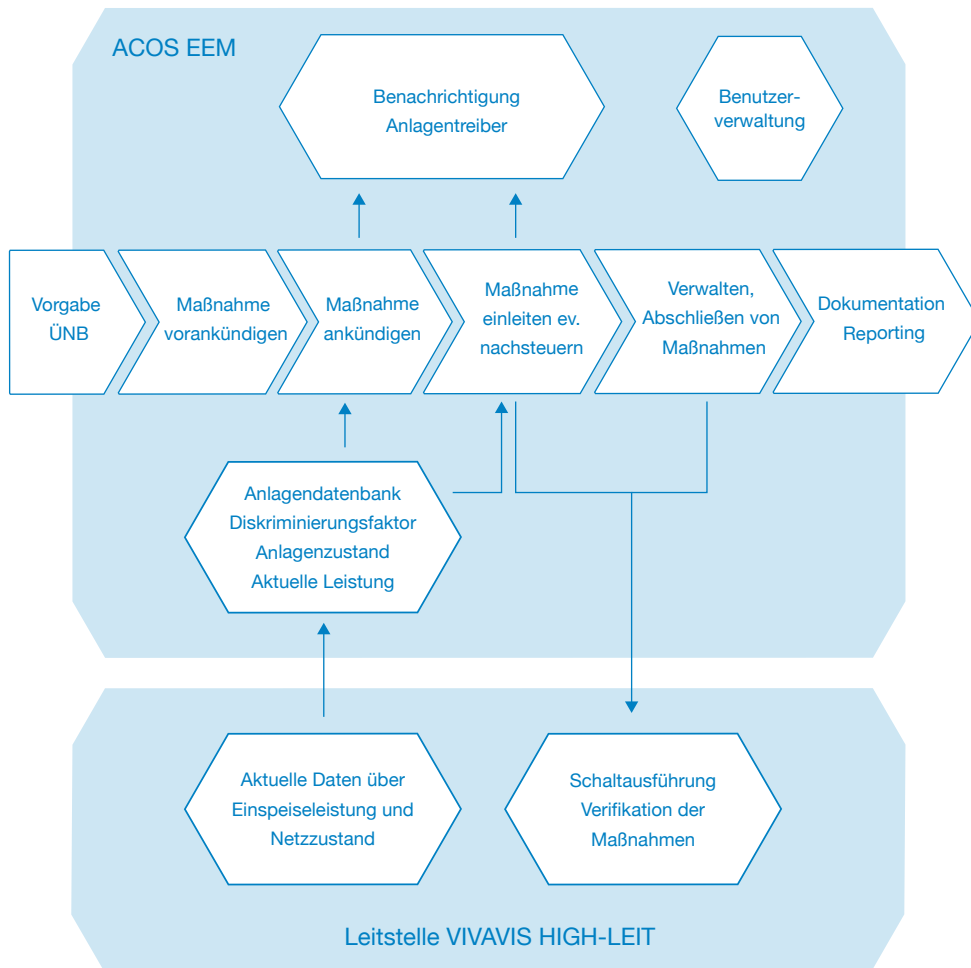


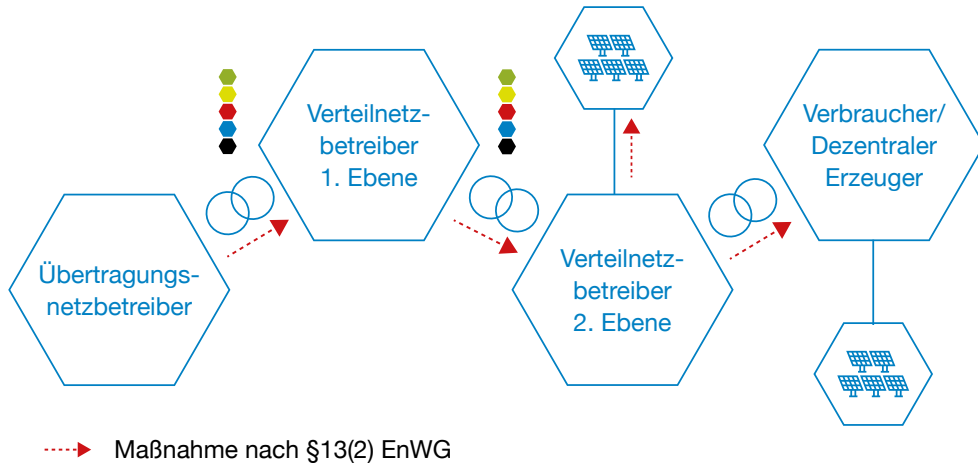
Abbildung 24:
Automatisierte
Abwicklung einer
Maßnahme

Die automatisierte, regelkonforme Abwicklung einer Maßnahme, ob eigeninitiiert oder auf Veranlassung des überlagerten Netzbetreibers, bildet somit einen Schwerpunkt bei der Realisierung.

In C/sells wird die beschriebene **operative Kaskade** in mehreren Zellen umgesetzt. Insgesamt sind sowohl in der Regelzone TenneT als auch in der Regelzone TransnetBW eine operative Maßnahmenübergabe in den Leitsystemen von je zwei unterlagerten Netzbetreibern etabliert. Eine Besonderheit liegt in der Regelzone TransnetBW, da hier die Maßnahmenübergabe über zwei Netzbetreiber hinweg mit einer Gesamtumsetzungszeit von 18 Minuten getestet wurde. Die Kopplung der Leitstellen erfolgte sowohl mit dem Protokoll TASE.2 als auch mit dem IEC60870-5-104-Standard. Die regelkonforme und teil-automatisierte Abwicklung erfolgt hier im Leitsystem der Stadtwerke Schwäbisch Hall in Zusammenarbeit mit dem C/sells-Partner.

► Seite 206 ff.

Abbildung 25:
Kaskadierte Maß-
nahmenübergabe
im Rahmen von
Paragraph 13 (2)
EnWG



Besteht eine Notfallsituation im Netz, sind alle Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet, diese gemeinsam zu beheben. Unterlagerte Netzbetreiber führen im Rahmen einer Kaskade Anpassungsmaßnahmen bei Anforderung für einen vorgelagerten Netzbetreiber aus. Für die Kommunikation und Abwicklung der Maßnahmen ist dem ausführenden Netzbetreiber ein enges Zeitfenster von zwölf Minuten gesetzt, das nur durch Automatisierung von Teilprozessen eingehalten werden kann.

Im Einzelnen bedeutet das:

- Betriebsdatenaustausch zwischen den Netzbetreibern zur Übermittlung des jeweiligen Netzzustandes
- (Teil-)automatisierte Maßnahmenübergabe
- Automatisierte Abwicklung von Maßnahmen
- Automatische Anlagenauswahl unter Einhaltung der dafür geltenden Regeln (zum Beispiel Rangfolge, Diskriminierungsfreiheit)
- Benachrichtigung der Anlagenbetreiber per E-Mail
- Abstimmung der Anlagen
- Eventuelle Nachsteuerung bei Fehlern
- Rückmeldung an den vorgelagerten Netzbetreiber
- Rücknahme der Maßnahme (nach Vorgabe oder automatisiert)
- Gerichtsfeste Dokumentation der einzelnen Schritte

In C/sells wird diese Maßnahmenübergabe in zwei Regelzonen mit insgesamt vier Verteilnetzbetreibern bis in die Niederspannung demonstriert und nachfolgend für den Bedarfsfall eingesetzt.

Inselnetz: Eigenversorgung in der blauen Ampelphase

In einem zukünftig zellulär organisierten Energieversorgungssystem sind einzelne Zellen durch ihre hohe Durchdringung mit dezentralen Erzeugern, flexiblen Verbrauchern und Speichern in der Lage, zeitweise – zum Beispiel bei Netzausfall – unabhängig und autonom als Insel betrieben zu werden. Insbesondere in einer Situation lokaler Netzstörung, wenn aufgrund spezifischer Vorfälle Teile des Verteilnetzes spannungslos werden, bietet der herbeigeführte Inselnetzbetrieb die Möglichkeit, die Versorgung von Verbrauchern weiter aufrecht zu erhalten. Ein zellulär organisiertes Energiesystem bietet somit nicht nur die Möglichkeit, hohe Anteile von dezentralen Erzeugern zu integrieren, sondern auch einen einfachen Weg zur Vermeidung von Gefahrensituationen. Des Weiteren können Prosumer durch ein Zellenmanagement auf den Netzverknüpfungspunkt aggregiert werden, wodurch sie aus Netzbetreibersicht wie eine einzige, steuerbare Einheit betrachtet werden können.

Auch wenn der Inselnetzbetrieb von Teilnetzen in den aktuellen Regularien noch nicht vorgesehen ist, wird am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart (IEH) bereits an der praktischen Umsetzung des Inselnetzbetriebs in zellulären Systemen mit besonderem Fokus auf Betriebsführungsstrategien sowie Stabilitätsaspekte geforscht. In der Autonomiezelle Leimen, einem Häuserverbund, wurde ein Inselnetzbetrieb erfolgreich demonstriert.

In einer weiteren Demonstration wird auch die Zellensteuerung in das Leitsystem integriert. Dabei werden neuartige Regelungs- und Schutzkonzepte entworfen und Methoden zur stabilen Inselnetzbildung und sanften Resynchronisation von Netzzellen entwickelt. Hierfür wird eine Zelle, welche aus einem Erzeuger, einem Verbraucher und einer Batterie, so wie einer Zellensteuerung besteht, auf dem Echtzeitsimulator der Universität Stuttgart (IEH) simuliert. Diese Zelle wird mit der Hilfe eines SMGW und einer **CLS-fähigen Steuerbox** in ein Leitsystem von VIVAVIS integriert, (Abbildung 26).

► Seite 54

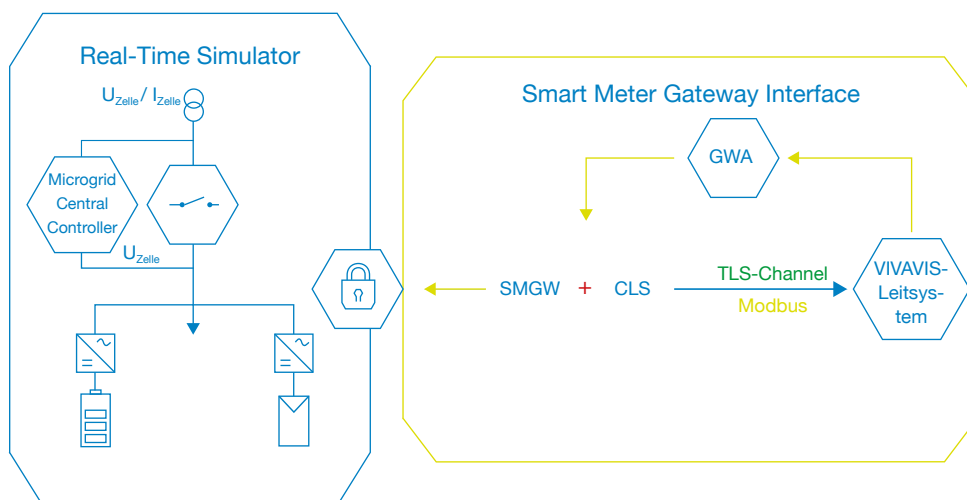


Abbildung 26: Integration einer Zelle in ein Leitsystem mittels SMGW

Durch die Integration in das Leitsystem kann der Netzbetreiber die gesamte Autonomiezone als steuerbare Flexibilität betrachten, welche im Fehlerfall einfach vom Netz getrennt und nach der Fehlerklärung wieder mit dem Netz verbunden werden kann. Alle Prozesse werden dabei automatisiert abgewickelt, sofern ein Signal aus dem Leitsystem erfolgt. Die Smart-Meter-Gateway-Schnittstelle demonstriert: Sie eignet sich nicht nur zur Integration der Zellensteuerung in ein Leitsystem. Ein zellulär organisiertes Energieversorgungssystem erleichtert vielmehr die Integration von dezentralen Erzeugern und die Versorgungssicherheit kann weiterhin gewährleistet werden.

Überwachung der Spannungsqualität

Die Versorgungsqualität ist eine komplexe Größe, die sich aus mehreren einzelnen Faktoren zusammensetzt. Jegliche Frequenz- oder Amplitudenabweichung von der idealen Sinusform von Strom und Spannung kann als Störung der Versorgungsqualität definiert werden. Netzbetreiber sind dazu verpflichtet, am Netzanschlusspunkt aller Kunden die Versorgungsqualität nach den Grenzwerten der Norm DIN EN 50160 zu garantieren. In den letzten Jahren hat der stetige Anstieg an dezentralen Erzeugungsanlagen zu einer stärkeren verbraucherseitigen Beeinflussung der Spannungsqualität geführt. Diese Beeinflussung wird primär von nichtlinearen leistungselektronischen Elementen, wie Wechsel- und Gleichrichtern, verursacht. Strom- beziehungsweise Spannungsanteile höherer Frequenzen können einerseits in Netzbetriebsmitteln zu zusätzlichen Verlusten, Erwärmung und Lärmemissionen führen und andererseits den Betrieb von den an das Netz angeschlossenen Endgeräten sowohl im privaten als auch im gewerblichen und industriellen Bereich beeinträchtigen. Darüber hinaus kann das Resonanzverhalten im Gesamtnetz beeinflusst werden, was zu großflächigen Problemen führen kann.

Im Rahmen von C/sells wird an der Universität Stuttgart (IEH) ein Überwachungssystem für die Spannungsqualität entwickelt. Der Fokus liegt insbesondere auf der Messung von Verzerrungen, die von dezentralen Erzeugern und Elektrolade-Infrastruktur verursacht werden. Dabei konzentriert man sich nicht nur auf den bisherigen Frequenzbereich bis zu zwei Kilohertz, sondern betrachtet die Ereignisse im Frequenzbereich bis zu 150-200 Kilohertz. Der Schwerpunkt liegt auf der intelligenten Erfassung und Verarbeitung von kurzweiligen Netzzrückwirkungen. Mit Hilfe eines Expertensystems können die Ursachen der Störungen ermittelt werden, was die Grundlage für die Maßnahmenbeurteilung zur Verbesserung der Spannungsqualität darstellt. Insbesondere mit den aktuellen Entwicklungen in der Elektromobilität und Verbreitung von Smart-Grid-Applikationen ist die Überwachung und Bewertung der Spannungsqualität in zukünftigen Energienetzen von großer Bedeutung. Dabei sind gerade autonome Ansätze der Datenverarbeitung besonders wichtig.

Mit der Stilllegung von Großkraftwerken ist eine Sicherstellung der Versorgungssicherheit eine große Herausforderung. Durch dezentrale Erzeugung und einer Flexibilisierung des Verbrauchs können Inselnetze die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems insbesondere in einer Notsituation auch weiterhin gewährleisten.

Eine Herausforderung besteht insbesondere in der dezidierten und kontrollierten Überführung einer Zelle in und aus dem Inselnetzbetrieb auf Basis von vorgegebenen Parametern beziehungsweise in Absprache mit dem Netzbetreiber.

Bei dem in C/sells vorgeschlagenen zellulär organisierten Energiesystem sind einzelne Zellen in der Lage, zeitweise unabhängig und autonom während eines Fehlerfalls als Insel betrieben zu werden. Dies wurde beispielhaft in der Autonomiezelle Leimen erprobt.

Fazit: Die Ergebnisse aus C/sells

C/sells und insbesondere das Teilprojekt „Organisation intelligenter Netze“ konnte Lösungsoptionen in den vier Feldern Informationsaustausch, Rollendefinition, Prozesse und Automatisierung erarbeiten und demonstrieren (Abbildung 27).

Abbildung 27:
Ergebnisse aus
C/sells zur Organi-
sation intelligenter
Netze

Informationsaustausch	In Hessen, Bayern und Baden-Württemberg wurde eine Leitstellenkopplung zur Abbildung des Netzzustandes zwischen ÜNB und VNB erster Ordnung etabliert. In Baden-Württemberg wurde ein Verteilnetzbetreiber zweiter Ordnung informatorisch eingebunden, so dass Informationen aus dem NS-Netz aggregiert vorliegen. Prognosen zum Netzzustand (Lastfluss) im Niederspannungsnetz wurden an die Leitstellen gekoppelt.
Rollendefinition	Die Projektarbeit hat Missverständnisse in der Rollendiskussion beseitigt – im Sinne miteinander statt übereinander reden. Die beteiligten Netzbetreiber sind enger zusammengedrückt, so dass sich das ÜNB-VNB-Verhältnis deutlich verbessert hat. Für eine klare Aufteilung der Verantwortlichkeit in Abhängigkeit der Systemdienstleistung wurde gesorgt.
Prozesse	Die Netzbetreiber sind Enabler der Energiewende, da diese dezentrale Anlagen über entsprechende Produkte und Lösungsansätze integrieren. Die Einbindung von Flexibilität in das Netz ist durch eine Netzbetreiberkoordination möglich. Das Projekt diene als Inkubator für Redispatch 2.0, insbesondere für VNB.
Automatisierung	Leitsystem-Komponenten wurden ertüchtigt, um eine teilautomatisierte Maßnahmenkaskade nach VDE AR 4140 zu realisieren. Erste satellitengestützte operative Maßnahmenübergabe von ÜNB bis VNB zweiter Ordnung (siehe gemeinsam produzierter Film) konzeptionelle Weiterentwicklung der Flex-Integration (Lasten, ...) beispielsweise per digitaler Netzanschluss

► Seite 90



Neben diesen Ergebnissen wurde die in in C/sells begonnene Zusammenarbeit über die SINTEG-Grenzen hinweg weitergelebt. So sind neue gemeinsame Projekte, zum Beispiel DA/RE, aus dem Partnerkreis entstanden. In den Gremien wie etwa im BDEW begegnet man sich auf Augenhöhe, da durch die in C/sells geführte Diskussion politische und strategische Ziele für das gesamthafte Wohl aneinander ausgerichtet werden konnten.

Insgesamt ergeben sich im Rahmen der „Organisation intelligenter Netze“ **vier akute Handlungsfelder für Netzbetreiber**, damit Erneuerbare-Energien-Anlagen besser integriert und damit den am Anfang skizzierten Herausforderungen begegnet werden kann (Abbildung 28).

Alle Netzbetreiber, sowohl kleinere Stadt- und Gemeindewerke als auch entflechtete Netzbetreiber, müssen im Rahmen von Paragraph 13 Abs. 2 EnWG eine Maßnahmenumsetzung inklusive der Schaltung von Kleinstanlagen sicherstellen können. Im Idealfall wird diese durch (teil-)automatisierte Prozesse in der Leittechnik und der Einbindung der SMGW-Infrastruktur inklusive Steuerbox bei kleineren Anlagen beschleunigt. Damit wird die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebes in einem mit dezentralen Kleinstanlagen durchdrungenem System gewährleistet und die Anforderung der VDE AR-N 4140 mit einer Kaskadenstufenzeit von 18 Minuten über drei Netzbetreiber hinweg erfüllt.

Was ist Entflechtung?

Entflechtung (englisch Unbundling) hat das Ziel, die Unabhängigkeit des Netzbetreibers von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sicherzustellen. Entflechtete Netzbetreiber sind somit jene Netzbetreiber, welche ausschließlich Netze betreiben.

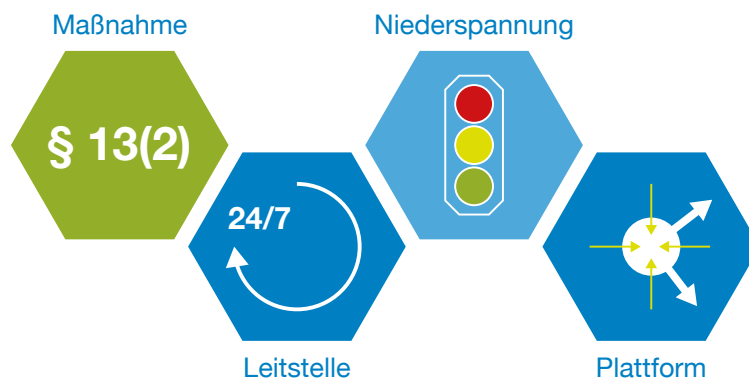


Abbildung 28: Zukünftige Handlungsmaßnahmen zur Integration von EE-Anlagen in einen sicheren Netzbetrieb



„Mir ist es eigentlich egal, wann meine Wäsche gewaschen wird. Hauptsache, sie ist sauber, wenn ich von der Arbeit komme. Dabei hilft mir mein digitaler Agent. Der erlaubt zum Beispiel auch meinem Netzbetreiber, meine Waschmaschine automatisch anzuschalten – zu Zeiten, die ich vorgegeben habe. Dafür bekomme ich den Strom günstiger. So gewinnen alle!“

Der Betrieb von Leitstellen und Verbundleitwarten beziehungsweise der Netzbetrieb sind über 24 Stunden an sieben Tagen die Woche bis auf die Netzebene der Niederspannung zu gewährleisten, damit auch an Feiertagen und Wochenenden eine Notfallmaßnahme gemäß den technischen Richtlinien durchgeführt werden kann. Des Weiteren hat dies den Vorteil, dass eine Netzbetreiberkoordination als standardisierter Prozess zur präventiven Behebung von Netzengpässen reibungslos funktioniert.

Zur Erstellung von Prognosen und Leistungsflussberechnungen sind Informationen über die Planungsdaten von größeren Kraftwerken und Verbrauchern beziehungsweise über eine stochastische Auswertung historischer Daten essentiell. Damit müssen dem Netzbetreiber Leistungsflüsse auch auf der Niederspannungsebene bekannt sein, zumindest als aggregierter Clusterwert am Knoten zum Mittelspannungstransformator. Erst diese kontinuierliche Informationsabbildung des Netzzustandes auch auf Niederspannungsebene sichert den Netz- und Systembetrieb mit Kleinstanlagen. Somit ist der Netzbetreiber verantwortlich für den Betrieb seiner Zelle und dafür, wie sich seine Zelle in das einhüllende Zellsystem einbettet.

Eine prognosebasierte Netzberechnung über alle Netzebenen und Anlagen hinweg, sowohl Last als auch Erzeugung einschließend, ermöglicht die frühzeitige Erkennung von möglichen Netzproblemen. Durch diese Art der vorausschauenden Netzführung kann eine gelbe beziehungsweise rote Ampelphase vermieden werden.

Mit der Zunahme von Elektromobilität und Erzeugung im Verteilnetz steigt die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen im eigenem Netzgebiet, aber auch das Potenzial an verfügbarer Flexibilität, um diese dem vorgelagerten Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Mit dem Ausstieg aus Atom- und Kohlekraft muss Redispatch zunehmend auch mit kleineren dezentralen Anlagen vorgenommen werden. Der Markt stellt diese Flexibilität kostenbasiert den Netzbetreibern zur Verfügung. Damit die Transformator- und Leitungskapazitäten durch die systemstützenden Maßnahmen etwa für einen vorgelagerten Netzbetreiber nicht überlastet werden, sollten beispielsweise alle Netzbetreiber Teil einer plattformbasierten Netzbetreiberkoordination sein. Hier kann jeder Netzbetreiber eigene Grenzwerte und Limitierungen für die eigenen Betriebsmittel festlegen.

Die Energiewende beginnt im Kleinen. Mit C/sells demonstrieren wir, dass ein zelluläres System Prosumer kommunikations- und informationstechnisch in das Energiesystem integrieren kann. Mit Hilfe der Digitalisierung wird eine selbstbestimmte Transparenz, sowie Steuerbarkeit der einzelnen Anlagen durch abgestimmte Rollen und Prozessschritte geschaffen.

Was in C/sells begonnen hat, soll auch auf Gemeindeebene mit vier Handlungsempfehlungen umgesetzt werden:

- Beförderung des Rollouts intelligenter Messsysteme, damit Netzbetreiber schnell Informationen zum Netzzustand in der Niederspannung erhalten und Prosumeranlagen steuerbar werden.
- Prosumer und Netzbetreiber vernetzen sich, zum Beispiel plattformgestützt, mit vorgelagerten Netzbetreibern und Anbietern von marktlichen Produkten.
- Leitstellen für den Netzbetrieb müssen so ausgestattet sein, dass diese 24/7 innerhalb von zwölf Minuten handlungsfähig sind, zum Beispiel mittels Automatisierungstechnik, so dass auch im Notfall die Systemsicherheit gewährleistet wird.
- Gemeinden sollten mit ihren Bürgerinnen und Bürgern Teil eines nächsten Reallabors werden, um unmittelbar von den Fortschritten in der Realisierung der Energiewende und der marktbasierten und technischen Integration dezentraler Anlagen im Niederspannungsnetz zu profitieren.



Querschnitt: Neue Regeln für mehr Akteure

Die Transformation des Energiesystems bietet Chancen zur Gestaltung der Eigenversorgung, für das Zusammenwirken in Gemeinschaften auf Basis Erneuerbarer Energie sowie zur Wertschöpfung in Kommunen und Regionen. Deshalb empfehlen wir, aufbauend auf der EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien ein gesetzliches Umfeld zu schaffen, das die Beteiligung am Energiemarkt, die Schaffung von Energiegemeinschaften sowie Lösungen zur Optimierung von Energieflüssen in Zellen vereinfacht.

Zellen benötigen die passenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die es ihnen ermöglichen, sowohl autonom zu gestalten und zu agieren als auch im Verbund zu einem möglichst effizienten Gesamtsystem beizutragen.

Eine zelluläre Struktur macht die Komplexität eines zukünftigen sowohl lastfernen (Offshore-Windenergie) als auch dezentralen sowie über mehrere Sektoren gekoppelten Energiesystems beherrschbar. Sie erhöht die Widerstandsfähigkeit eines digital vernetzten Systems gegenüber Angriffen und Störungen. C/sells schafft mit dieser Lösung neue Handlungsmöglichkeiten für neue Akteure, fordert aber keine Aufteilung in viele zelluläre Märkte – was auch Regulierung und Marktdesign in einem Wettbewerbsmarkt vor sehr grundlegende Fragen stellen würde.

Die Steuerung des Gesamtsystems muss dezentral unterstützt werden. Ebenso braucht es mehr Flexibilität, um Energieflüsse im Verbund von Strom, Wärme, Wasserstoff und Mobilität anzupassen. Hierzu ist die Flexibilität von Zellen ein zentraler Beitrag. Sie muss für verschiedene Einsatzzwecke auf verschiedenen Märkten angeboten werden können und ihr Einsatz muss koordiniert werden – gerade angesichts der Vielzahl neuer und kleiner Akteure und Anbieter von Flexibilität.

C/sells hat hierzu legislativen und regulatorischen Handlungsbedarf aufgezeigt, aber auch die Grundlagen entwickelt, damit der neue Rahmen praktisch umgesetzt werden kann. So kann zum Beispiel die in C/sells demonstrierte Ausgestaltung der Abstimmungskaskade bei der Umsetzung von Redispatch 2.0 genutzt werden. C/sells zeigte mit Prognoselösungen, mit der Ausgestaltung des digitalen Netzan schlusses autonomer Gebäudezellen (**AutonomieLab Leimen**), mit lokalen Energiemanagementsystemen in Gebäuden oder Stadtquartieren (**Innovationsquartier FRANKLIN**) sowie mit der Gestaltung von Energiegemeinschaften über Blockchain (**WIRcommunity**), wie die Forderung der EU-Richtlinie zu Erneuerbaren Energien zur Beförderung von Prosumer-Lösungen ausgestaltet werden kann.

► Seite 142

► Seite 160

► Seite 180

Für die effiziente und koordinierte Nutzung von Flexibilität können Flexibilitätsplattformen (zum Beispiel **Altdorfer Flexmarkt**) ein wichtiges Instrument sein. Gerade kleine Flexibilitätsanbieter können dadurch erfasst werden. C/sells setzt auch darauf, dass Akteure, die im Rahmen des Paragraph 14a ENWG Flexibilität bereitstellen, in die Plattformen eingebunden und so Synergien gehoben werden.

► Seite 184

In C/sells wurden diese Plattformen entwickelt und demonstriert. Um sie nutzen zu können, bedarf es insbesondere eines angepassten regulatorischen Rahmens für die Netzbetreiber. Einsatz von Flexibilität und deren marktliche Beschaffung müssen für sie unter anderem bei der Anreizregulierung eine attraktive und praktikable Option sein. Flexibilität soll dort, wo es sinnvoll ist, von den Netzbetreibern als Alternative zum Netzausbau bis zum letzten Kilowatt genutzt werden können. C/sells hat auch Wege aufgezeigt, wie mit dem möglichen strategischen Gebotsverhalten auf den Plattformen umgegangen werden kann.

Regeln und rechtliche Rahmenbedingungen sollten gleiche Wettbewerbsbedingungen für verschiedene Lösungen anbieten. Reallabore sollten dazu genutzt werden, auch regulatorische Optionen zu entwickeln und zu testen. Dabei sollte es um das Erproben neuer Regelungen gehen. Eine nachträgliche Erstattung wirtschaftlicher Nachteile im bestehenden Rechtsrahmen, zum Beispiel im Rahmen der bestehenden Netzentgeltstruktur wie in der SINTEG-Verordnung, ist hierfür nicht ausreichend.

Das Projekt C/sells geht mit seinen Lösungen davon aus, dass Gesetzgebung und Regulierung technologische Entwicklungen und Innovationen motiviert und die Innovationen nicht durch zu starre technische Detailregulierung gehemmt werden. Das bezieht sich aktuell insbesondere auf das Thematik intelligenter Messsysteme mit einer sehr hohen Regelungsdichte (Messstellenbetriebsgesetz, Technische Richtlinie, Schutzprofil, zahlreiche Zertifizierungserfordernisse des BSI, Vielzahl an Ermächtigungsgrundlagen für weitere Rechtsverordnungen und Festlegungskompetenzen der BNetzA), die den Spielraum für technische Umsetzungsoptionen erheblich einschränkt. Dies bezieht sich ebenso auf Vorschläge der Bundesnetzagentur zur engen Regulierung der Handlungsmöglichkeiten der Prosumer.

Gesetzgebung und Regulierung sollte sich bei diesen Themen aus Sicht von C/sells auf Regelungen beschränken, die der Gewährleistung grundlegender Rechtsprinzipien und Schutzrechte dienen (zum Beispiel Datenschutz, Datensicherheit, Schutz kritischer Infrastrukturen, Schutz des Wettbewerbs). Gesetzgebung und Regulierung sollten dagegen keine konkreten technischen Ausprägungen und Umsetzungen festlegen und diesen Bereich der Innovationskraft der Gesellschaft überlassen. Dabei ist der Markt zusammen mit Standardisierungsprozessen im internationalen Kontext das richtige Umfeld, wenn es um technische Ausprägungen geht. Die ergebnisoffene Entwicklung technischer Lösungen ist das geeignete Mittel, um nationale Lösungen im internationalen Wettbewerb bestehen zu lassen.

FlexPlattformen – Netz und Markt verbünden sich

FlexPlattformen sind spezielle Marktplätze im Internet, auf denen sich Anbieter und Nachfrager von Flexibilität austauschen. Hier können in Zukunft Haushalte und Unternehmen ihre Anlagen – zum Beispiel PV-Anlagen, Wärmepumpen und Speicherheizungen – zur flexiblen Nutzung anbieten. Damit helfen sie, bei der Behebung von Engpässen im Stromnetz mitzuwirken, und sie können damit Geld verdienen. C/sells hat drei unterschiedliche FlexPlattformen erfolgreich getestet: In Altdorf (bei Landshut, Bayern), in Dillenburg (Mittelhessen) und die ortsungebundene Plattform comax für das Übertragungsnetz.

Herausforderung Netzengpassmanagement

Die Energiewende ändert die Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze. Der aufgrund aufwändiger Planungs- und Genehmigungsprozesse verzögert voranschreitende Netzausbau führt zusammen mit der geänderten Erzeugungs- und Lastsituation vermehrt zu Netzengpässen. Dadurch sind die Entschädigungszahlungen an die Betreiber abgeregelter Erzeugungsanlagen stark gestiegen. Dies löste Diskussionen über Möglichkeiten aus, Netzengpässe effizienter zu managen.

Dabei sind nachfolgende Überlegungen zu berücksichtigen:

- Stets führt die Gesamtsituation zu einem Netzengpass: das Zusammenwirken von Erzeugung, Last und Netztopologie, wobei die Netztopologie die Struktur des Stromnetzes mit all seinen Leitungen und Umspannwerken beschreibt. Daher erfordert eine dauerhafte, kosteneffiziente Lösung, diese drei Bestandteile des Systems zusammen zu betrachten.

¹ Bei der Konzipierung und Umsetzung der beschriebenen FlexPlattformen waren neben den hier genannten Autoren zusätzlich folgende Personen beteiligt: Tobias Fieseler (EAM Netz GmbH), Melanie Schutz, Frederik Obinger, Dr. Bernd Seifert, Annalena Schröppel (alle TenneT TSO GmbH), Thomas Estermann (FFe e. V.)

■ Was ist Netzengpassmanagement?

Das Stromnetz ist wie ein System miteinander verbundener Flüsse, in denen immer gleich viel Wasser fließen muss. Fließt zu viel Wasser, tritt es über die Ufer und richtet Schäden an. Fließt im Stromnetz an bestimmten Stellen zu viel Strom, sind Umspannwerke und Leitungen gefährdet. Um dies zu verhindern, haben die Netzbetreiber verschiedene Möglichkeiten einzugreifen – eine Art Werkzeugkoffer. Dieser Koffer enthält im Wesentlichen drei Werkzeuge, die das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) regelt. Erstens kann der Netzbetreiber den Strom zu einem gewissen Grad um den Engpass „herumleiten“, so dass der überschüssige Strom in weniger ausgelastete Netzteile fließt. Dies sind sogenannte **„netzbezogene Maßnahmen“**. Zweitens kann der Netzbetreiber die Kraftwerksbetreiber vorausschauend anweisen, zu bestimmten Zeiten eher die Stromeinspeisung auf andere Kraftwerke zu verlagern, die durch ihren Standort den Engpass entlasten. Dies

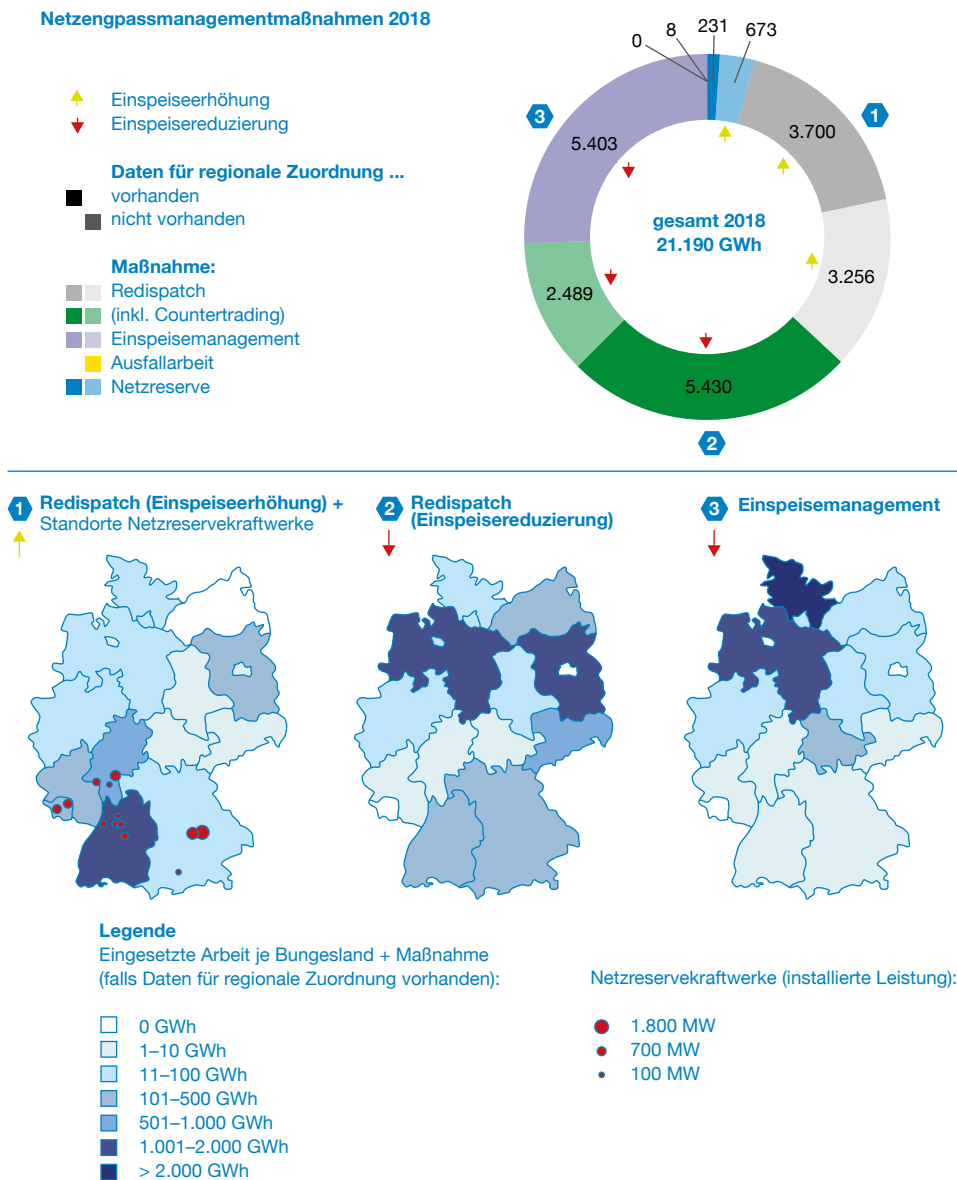
nennen die Energiefachleute **„Redispatch“** und, da es sich um Kraftwerke handelt, die sich in der regulären Vermarktung befinden, **„marktbezogene Maßnahmen“**. Als letzten Ausweg können Netzbetreiber die Einspeisung von Energieerzeugungsanlagen drosseln oder sie sogar ganz vom Stromnetz abkoppeln. **„Abregeln“** nennt das die Energiefachwelt. Vorrangig müssen die Netzbetreiber Kohle- und Gaskraftwerke abregeln – erst im allerletzten Schritt dürfen es auch Windräder und Solaranlagen sein. Doch dieser letzte Schritt, **Einspeisemanagement** genannt, ist teuer: Die Netzbetreiber müssen dem Betreiber einer Erneuerbare-Energien-Anlage dann 95 Prozent der entgangenen Einnahmen erstatten. Dies aber geschieht in Deutschland derzeit noch so oft, dass die Netzbetreiber Jahr für Jahr viele Millionen Euro dafür aufbringen – mit einem Werkzeug, das eigentlich als reine Notfallmaßnahme geplant war. Um dieses Abregeln künftig zu verhindern, sollen die Netzbetreiber ein weiteres Werkzeug erhalten: Flexibilitätsmärkte. Siehe dazu die nächste Infobox.

- Netzengpässe treten regional und saisonal sehr unterschiedlich auf, je nach Konstellation von Erzeugern, Lasten und Netztopologie.
- Jede Maßnahme zur Behebung eines Netzengpasses erfordert eine Gegenmaßnahme in betragsmäßig derselben Höhe, aber umgekehrter Wirkrichtung. Dies stellt eine ausgeglichene Systembilanz sicher, das heißt ein Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Leistung. Die Gegenmaßnahme muss außerhalb des Engpassgebietes stattfinden, um sicherzustellen, dass sie den Engpass nicht ungewollt verstärkt oder einen neuen Engpass verursacht.

Es gibt verschiedene Netzengpasssituationen, die zu lösen sind.

Abbildung 29 zeigt mit Daten aus dem Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur, dass die Netzengpassmanagementmaßnahmen über die deutschen Regionen hinweg sehr unterschiedlich verteilt waren. Während in Süddeutschland die Maßnahmen zu einer Erhöhung der Stromeinspeisung geführt haben, mussten in Norddeutschland die Einspeisung vermindert werden – auch aus erneuerbarer Energie.

Abbildung 29: Netzengpassmanagementmaßnahmen im Jahr 2018



Bereits heute bestehen Herausforderungen an die Stromnetze. Ein gestiegener Transportbedarf für Strom aus dem Norden und Osten Deutschlands in die Lastzentren in Süd- und Westdeutschland sowie ein verzögerter Netzausbau belasten das Übertragungsnetz. Daneben ist zukünftig auch ein geänderter Lastfluss im Verteilnetz vor Ort zu erwarten. Dieser gründet neben der veränderten Erzeugungsstruktur auch in einer sich wandelnden Verbrauchsstruktur. Sowohl das Mobilitätsverhalten (mehr Elektrofahrzeuge) als auch die Wärmebereitstellung (mehr Wärmepumpen) verlangen zunehmend mehr Strom als Energieträger. Dies wird die Verbrauchslast verändern – sowohl im Durchschnitt als auch in den Lastspitzen, da die Haushalte Elektroautos gleichzeitig laden und Wärmepumpenheizungen gleichzeitig anstellen. In der Folge verlieren etablierte Planungs- und Betriebsgrundsätze zunehmend ihre Gültigkeit und Netzengpässe sind auch im Verteilnetz verstärkt zu erwarten.

Was sind Flexibilität, Flexmärkte und FlexPlattformen?

Flexibilität ist das Zauberwort der neuen Energiewelt. Wenn Wind und Sonne immer mehr zur Stromversorgung beitragen, entsteht eine Herausforderung: Denn der Wind weht mal stärker und mal schwächer, und die Sonne scheint nicht immer. Mit anderen Worten: Die Stromerzeugung schwankt mit dem Wetter und der Tageszeit. Auf der anderen Seite gibt es auch beim Stromverbrauch typische Lastspitzen zu bestimmten Tageszeiten – vor allem abends, wenn alle zu Hause sind. Wenn diese Spitzen in Erzeugung und Verbrauch zu hoch sind, kommt das Stromnetz an seine Grenzen – die Netzbetreiber müssen auf das sogenannte Netzengpassmanagement zurückgreifen (siehe letzte Infobox). In Zukunft wollen die Netzbetreiber noch

mehr „Flexibilität“ nutzen, – insbesondere aus Anlagen, die heute noch nicht für das Netzengpassmanagement erschlossen ist. So können Industrieunternehmen anbieten, ihre Produktion auf andere Tageszeiten zu verlagern. Oder sie versorgen Verbrauchsanlagen, wie zum Beispiel Kühllhäuser, zu bestimmten Zeiten nicht mit Strom. Auch Privathaushalte sind flexibel: Sie können ihre Wärmepumpe oder ihre Speicherheizung gezielt ein- oder ausschalten. Um zu diesem Zweck größere Wirkung zu entfalten, können sie sich mit anderen Haushalten zusammenschließen, das nennt man „aggregieren“. Um diese Art von Flexibilität geht es auf den Flexmärkten, den Plattformen der Zukunft, wo die Netzbetreiber Flexibilität nachfragen und finanziell belohnen. Die C/sells-FlexPlattform ist ein solcher Flexmarkt.

Ungenutzte Flexibilitätspotenziale im Verteilnetz

Gerade das Verteilnetz birgt hohe, bislang nur sehr begrenzt genutzte Flexibilitätspotenziale – das heißt Möglichkeiten, Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen je nach Bedarf zu- oder abzuschalten. Hierzu zählen insbesondere kleine Flexibilitätsoptionen (kurz: Flexoptionen) wie PV-Anlagen, Wärmepumpen oder Batteriespeichersysteme. Perspektivisch können Netzbetreiber diese Flexibilität über intelligente Messsysteme erschließen und steuern. Modellrechnungen ergaben, dass insbesondere elektrische Speicherheizungen bereits heute ein sehr großes und bisher kaum erschlossenes **Flexibilitätspotenzial** aufweisen.

Inbesondere kleine Flexoptionen bieten bisher ungenutzte Ressourcen.

In der Industrie existieren Verbraucher mit deutlich höheren Leistungen, die ebenfalls für eine flexible Betriebsweise genutzt werden können. Schon heute bieten manche Unternehmen Flexibilität am Regelleistungsmarkt an. Diesen Markt nutzen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), um Lasten hinzu- oder abzuschalten, damit Erzeugung und Verbrauch in jeder Sekunde im Gleichgewicht sind. Viele weitere Prozesse und Anlagen bieten zusätzliches, bislang unerschlossenes Potenzial. Diese Flexoptionen zu aktivieren ist mit den gegenwärtigen Verfahren des Netzengpassmanagements jedoch nur begrenzt möglich.

► Flexatlas
der FfE



Eingeschränkte Lösungsmöglichkeiten – aber das Regelwerk entwickelt sich

Mit Blick auf die steigenden Belastungen der Stromnetze und damit auf die Herausforderungen im Netzbetrieb müssen die Lösungsoptionen erweitert und modifiziert werden. Hier ist Verschiedenes denkbar. Zum einen die Definition von netzengpassfreien Marktgebieten und der Netzausbau – aber das sind langfristige Lösungen zur Vermeidung von Netzengpässen. Kurzfristig lässt sich nur über Maßnahmen im Netz- oder direkt im Anlagenbetrieb Einfluss auf die Netzbelastung nehmen. Die dafür heute verfügbaren Maßnahmen beschreibt das Kapitel **Organisation im Netz der Zukunft**. Grundsätzlich legt das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Paragraph 13 einen allgemeinen Vorrang von marktbezogenen Mechanismen vor Notfallmaßnahmen fest.

► Seite 64



Ursula Unternehmerin leitet eine mittelständische Firma in der Heizungs- und Energietechnik. Sie freut sich: „Früher haben mich die Leute nur gerufen, wenn die Heizung oder etwas im Sicherungskasten kaputt war. Heute bin ich viel mehr aktive Partnerin, unterstütze Privatleute und Gewerbetreibende bei der effizienten Steuerung ihrer Anlagen und erkenne online, wenn Fehler auftreten. Neulich habe ich einen Geschäftspartner beraten, der ein großes Kühlhaus hat. Damit kann er Flexibilität auf der neuen Flexplattform unserer Stadt anbieten: Er kann die Kühlung für eine begrenzte Zeit herunterschalten und damit das Verteilnetz entlasten, ohne dass auch nur eine Erdbeere verdirbt.“

Mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bietet Paragraph 14a des EnWG aber noch einen weiteren Mechanismus für Netzdienlichkeit. Demnach zahlen Verbraucher ein reduziertes Netzentgelt, wenn sie dem Verteilnetzbetreiber (VNB) die netzdienliche Steuerung von Verbrauchsanlagen ermöglichen. Stellt jemand Flexibilität bereit, die hilft, das Stromnetz zu stabilisieren, so nennt man dies „netzdienlich“. Paragraph 14a des EnWG schafft somit eine Grundlage für Verteilnetzbetreiber, auch – und gerade – kleinteilige Flexibilität, wie Elektrofahrzeuge oder Nachtspeicherheizungen, für die Vermeidung von Netzengpässen zu nutzen.

Wie Anbieter und Nachfrager von Flexibilität miteinander kommunizieren

Flexibilitätsanbieter und -nachfrager kommunizieren grundsätzlich in drei Schritten – vereinfacht dargestellt in Abbildung 30:



Schritt 1: Steuerungsbereitschaft. Zunächst nennt der Flexibilitätsanbieter dem Flexibilitätsnachfrager seine Steuerungsbereitschaft und sein Flexibilitätspotenzial – das heißt, wann er wieviel Flexibilität bereitstellen kann (im Idealfall als Zeitreihe der Flexibilität als Leistung in kW und des zugehörigen Preises). Diese Flexibilität muss vorab verlässlich kommuniziert werden, damit die Netzbetreiber sinnvoll planen können (vgl. Lehmann, 2019).

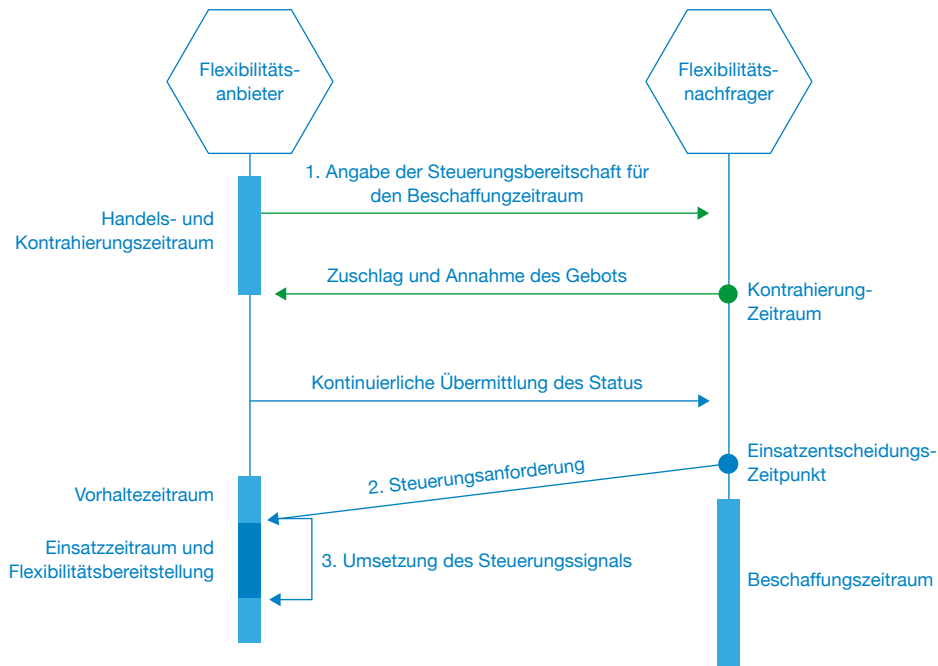


Abbildung 30:
Zeitlicher Ablauf
der Flexibilitäts-
nutzung zwischen
Angebots- und
Nachfrageseite

Schritt 2: **Steuerungsanforderung.** Im zweiten Schritt fordert der Flexibilitätsnachfrager die Flexibilität über einen geeigneten Signalweg an. Hierzu kann beispielsweise ein Kanal über die Infrastruktur des Smart Meter Gateways geöffnet werden. Darüber übermittelt der Flexibilitätsnachfrager ein Steuerungssignal, um die Flexibilität zu abzurufen. Die Steuerungsanforderung kann eine direkte Vorgabe eines Soll-Fahrplans der Leistung oder ein indirektes Signal sein, wie eine Preiszeitreihe, die erst noch in eine Leistungsänderung übersetzt werden muss.

Schritt 3: **Umsetzung** des Steuerungssignals. Zuletzt setzt der Flexibilitätsanbieter das Steuerungssignal um, das heißt, er schaltet eine Anlage wie vereinbart ab oder hinzu. Technisch gesprochen: Er ändert seinen „Fahrplan“ und lädt zum Beispiel sein Elektrofahrzeug später als geplant. Dabei ist es wichtig zu unterscheiden, wer das Steuerungssignal umsetzt. Bei einem indirekten Steuerungssignal muss der Flexibilitätsanbieter selbst aktiv eine Anlage ab- oder einzuschalten. Alternativ, bei einem direkten Steuerungssignal, braucht der Flexibilitätsanbieter selbst nichts tun und gibt die Steuerungsverantwortung an den Flexibilitätsnachfrager ab. Es gibt auch eine Zwischenlösung: Der Flexibilitätsnachfrager gibt ein direktes Signal und eine Lastkurve vor, doch der Flexibilitätsanbieter entscheidet selbst, durch welche technischen Komponenten er die Last anpasst.

Soweit der technische Ablauf. Nun stellt sich die Frage, wie sich die beschriebene Interaktion zwischen Flexibilitätsanbieter und -nachfrager organisieren lässt, damit das Netzengpassmanagement die Flexibilität tatsächlich nutzen kann. Die Antwort von C/sells: mit FlexPlattformen.

FlexPlattformen: ein neues Werkzeug gegen Netzengpässe

Die SINTEG-Schaufensterregionen erproben unterschiedliche Konzepte für FlexPlattformen. Die meisten Konzepte erschließen dezentrale Flexibilität für netzdienliche Zwecke und nutzen dazu marktliche Beschaffungsmechanismen. Die genaue Ausgestaltung unterscheidet sich jedoch stark.

C/sells erprobt FlexPlattformen in drei Umsetzungen: ALF, comax und ReFlex. Hier treffen sich Haushalte und Unternehmen als Flexibilitätsanbieter und Netzbetreiber aller Spannungsebenen als Flexibilitätsnachfrager. Die FlexPlattform vermittelt effizient Flexoptionen für das Netzengpassmanagement. Besonders im Fokus steht dabei, die Flexibilität aus dezentralen, im Verteilnetz angeschlossenen Anlagen nutzbar zu machen.

FlexPlattformen ergänzen bestehende Mechanismen zum Management von Netzengpässen.

► Seite 90

Das Konzept der **FlexPlattformen** in C/sells ist modular. Es mobilisiert bisher ungenutzte Ressourcen für ein effizientes Netzengpassmanagement und wird dabei den Anforderungen von Flexibilitätsanbietern und -nachfragern gerecht. Hierbei hilft der Smart-Meter-Rollout mit intelligenten Messsystemen. Damit können auch bei kleinen Anlagen Messwerte erfasst und Schaltsignale übermittelt werden.

„Intelligent designte Märkte bewältigen zwei wesentliche Herausforderungen des Engpassmanagements: Zum einen, Anreize so zu setzen, dass Haushalte und Unternehmen ihre Flexibilität bereitstellen. Zum anderen, viel Flexibilität – auch kleinteilige – so zu koordinieren, dass sie der Netzstabilität dient.“

Prof. Dr. Christof Weinhardt, Direktor am FZI Forschungszentrum Informatik

Vorteile von Plattformlösungen

Mit dem Ziel, eine größere Zahl an Anlagen und Netzbetreibern in das Netzengpassmanagement zu integrieren, steigt auch der Koordinations- und Kommunikationsbedarf. Vor allem müssen sich die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sowie die für den Einsatz der Flexoptionen verantwortlichen Betreiber miteinander abstimmen. Sie müssen beispielsweise Informationen über Flexibilitätspotenziale der Flexibilitätsanbieter und Engpässe an verschiedenen Stellen des Stromnetzes austauschen.

Digitale Plattformen können hierzu als modulares Werkzeug die IT-Infrastruktur und Anwendungsschicht bereitstellen, um einen Austausch von Informationen zwischen den Akteuren zu ermöglichen. Grundsätzlich können Informationen zentral und sternförmig über eine Plattform oder dezentral über ein Netzwerk verteilt werden. Dies ist vor allem in liberalisierten Energiesystemen relevant, in denen das Netzengpassmanagement nicht von einem einzelnen integrierten Energieversorgungsunternehmen betrieben wird.

Eine sternförmige Verbindung über eine zentrale Plattform hat viele Vorteile:

- Eine Plattform benötigt weniger Kommunikationsverbindungen als ein Netzwerk, da jeder Teilnehmer über eine einzige Verbindung zur Plattform mit den übrigen Teilnehmern kommunizieren kann. Bei einem Netzwerk, in dem alle Teilnehmer direkt miteinander kommunizieren, müssen hingegen alle Teilnehmer miteinander verbunden sein.
- Eine gemeinsame Plattform kann durch die zentrale Datenhaltung unnötige Wiederholungen und auch mögliche Unstimmigkeiten bei der Datenspeicherung reduzieren.
- Sie kann den Marktzugang für eine Vielzahl von Anlagentypen und -größen erleichtern. Durch standardisierte Schnittstellen gewährt die Plattform Technologieoffenheit.
- Eine Plattform kann verhindern, dass Anbieter und Nachfrager über sehr unterschiedliche Mengen an Information verfügen, was die Funktionsfähigkeit des Marktes beeinträchtigen würde.

Aufgrund dieser Vorteile verwendet C/sells Plattformlösungen. Die Forschungsrichtung Market-Engineering ist der Entwicklung digitaler Plattformen zur Koordination von Angebot und Nachfrage gewidmet. Ihr Ziel ist es, digitale Marktplattformen so zu designen und Anreize so zu gestalten, dass ein gewünschtes Verhalten der Plattformteilnehmer erreicht wird. Daher wird in C/sells auf die Konzepte des Market-Engineering zurückgegriffen, um innovative Märkte für die Erschließung und Koordination netzdienlicher Flexibilität zu gestalten und zu evaluieren (vgl. Huber, 2018).

Die Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie des Pakets „Clean Energy for all Europeans“ fordert eine Beschaffung von netzdienlicher Flexibilität gemäß transparenter, diskriminierungsfreier und marktgestützter Verfahren, ohne näher darauf einzugehen, wie genau ein solches Verfahren aussieht. Vorteile marktgestützter Mechanismen werden dabei in erster Linie bei der Steigerung der Prozesseffizienz gesehen. Durch einen standardisierten Marktzugang werden zudem Eintrittsbarrieren reduziert und somit langfristig mehr Angebot und somit Liquidität auf dem Markt erzeugt. Der gewählte Ansatz der FlexPlattform ist im Einklang mit den europäischen Vorgaben.



► Querschnitt
Seite 88

Das Zusammenspiel der Akteure auf den Plattformen in C/sells

Marktgestützte Verfahren verlangen, dass ein freiwilliger Vertrag zwischen zwei Parteien entsteht. Dabei können Vertragsdetails, zum Beispiel eine Vergütung, durchaus reguliert sein. Eine freie Preisbildung ist also kein zwingendes Merkmal eines marktgestützten Verfahrens. Der Ablauf auf einer FlexPlattform ist komplex – mit einem Verweis auf die weiterführende Literatur genügen hier Grundzüge.

Abbildung 31 veranschaulicht das Zusammenspiel der beteiligten Akteure. Im Zentrum stehen die FlexPlattformen, die Marktplätze. Die wichtigsten Akteure sind,

gegen den Uhrzeigersinn, der Einsatzverantwortliche, die Flexibilitätsanbieter ohne aktive Vermarktung, die überlagerten Netzbetreiber und die Anschlussnetzbetreiber.

Der **Einsatzverantwortliche**² hat verschiedene Aufgaben: Zuerst registriert er seine Flexoptionen und stellt Flexibilitätsangebote auf der Plattform ein. Bei erfolgreichem Zuschlag gibt er den Steuerungsbefehl und liefert damit Flexibilität an die Nachfrageseite.

Für kleinteilige Flexibilität, die nicht aktiv vermarktet wird, gibt es oft keinen bestimmten Einsatzverantwortlichen. In diesem Fall registriert der Besitzer der Anlage diese einmalig auf der Flex-Plattform und kann anschließend die Nutzung seiner Flexoption für mögliche Nachfrager freigeben. Wenn diese Flexibilität benötigt wird, kommt der Steuerbefehl direkt von der FlexPlattform.

Nach der Registrierung einer Flexoption auf der Plattform wird diese vom **Anschlussnetzbetreiber**³ netztopologisch verortet und mit ihrer netztechnischen Wirksamkeit auf der Plattform hinterlegt. Dies geschieht – unabhängig von einem möglichen tatsächlichen Flexibilitätsbedarf – initial und muss nach Neuverschaltungen im Netz erneut durchgeführt werden. Zusätzlich fungiert der Anschlussnetzbetreiber als Einsatzverantwortlicher für Anlagen nach Paragraph 14a EnWG und Paragraph 19 StromNEV und setzt hier bei Bedarf das Steuerungssignal um.

Netzbetreiber (Anschlussnetzbetreiber und alle überlagerten Netzbetreiber) agieren als Nachfrager auf der Plattform. Hierzu übermitteln sie ihren Flexibilitätsbedarf als Zeitreihe und mögliche Restriktionen in der verfügbaren Netzkapazität. Die Abstimmung der Restriktionen ist eine wesentliche Voraussetzung, um einen zuverlässigen und widerspruchsfreien Einsatz der Flexibilität von der Nieder- bis zur Höchstspannung zu gewährleisten. Auch bei der Netzsicherheitsrechnung zur Bestimmung des Flexibilitätsbedarfs sowie der Ermittlung der abzurufenden Flexibilität müssen sich die verschiedenen Netzbetreiber eng miteinander abstimmen.

Als zentrale Vermittlerin stellt die **FlexPlattform** die wesentlichen Funktionen zur Datenhaltung und Abstimmung bereit. Das System teilt sich dabei in ein Backend, in welchem alle internen Plattformprozesse und -funktionen stattfinden, und ein Frontend, über welches den beteiligten Akteuren Oberflächen und Schnittstellen zur Interaktion und Visualisierung zur Verfügung stehen. Wer die FlexPlattform betreibt, ist noch in der Diskussion.

2 Die Bundesnetzagentur definiert in der BK6-13-200 den Einsatzverantwortlichen als „Verantwortlichen gegenüber dem ÜNB, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen oder von Nutzungsanteilen unterschiedlicher Anteilseigner“. Das soll gewährleisten, dass Planungsdaten und die notwendigen Stammdaten gemeldet werden. Dies gilt auch beim Redispatch 2.0 erst für Anlagen > 100 kW.

3 Der Anschlussnetzbetreiber betreibt das öffentliche Stromversorgungsnetz, an dem die Flexoption physisch angeschlossen ist.

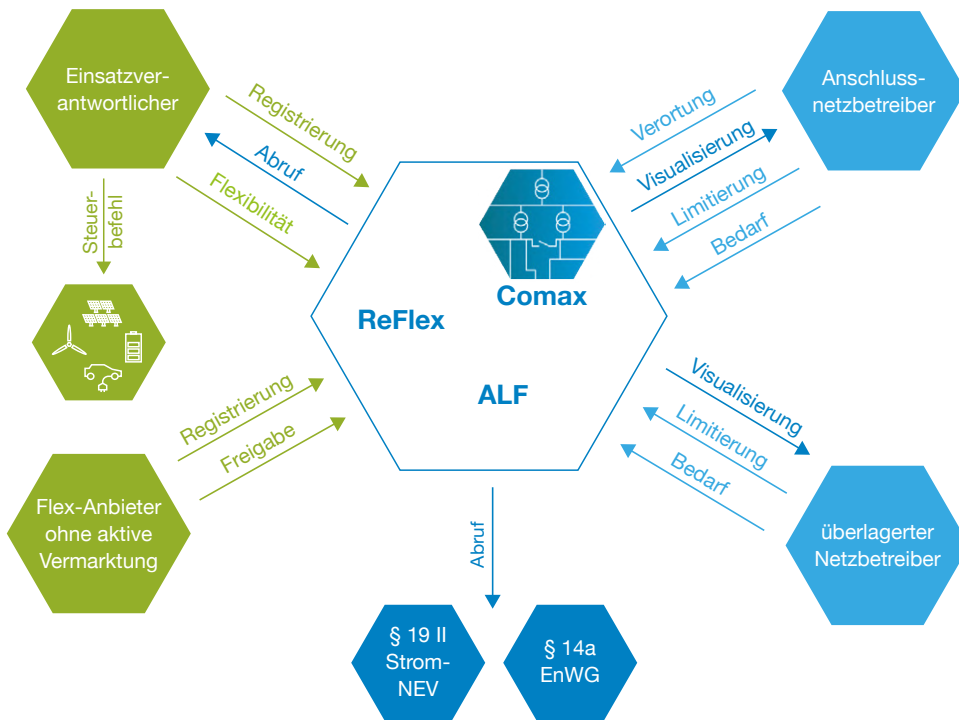


Abbildung 31: Das Zusammenspiel der Akteure im C/sells-FlexPlattform-Konzept

FlexPlattformen vermitteln zwischen Netzbetreibern und Anbietern von Flexibilität.

Die Abstimmung auf einer FlexPlattform erfordert eine gemeinsame Sprache der Akteure. Einer der Hauptschritte im Zuge der Abstimmung ist die Ausgestaltung eines geeigneten Flexibilitätsproduktes, genannt „Transaktionsobjekt“. Was dabei zu beachten ist, zeigt der folgende Abschnitt.

Produktdesign – mehr als Viertelstunde mal Leistung

Welche Flexibilitätsprodukte werden auf einer FlexPlattform gehandelt? Die Spezifizierung eines Produktes dient der standardisierten Kommunikation zwischen Flexibilitätsnachfragern und -anbietern und legt die Handelsregeln fest. Ein konsistentes und klares Produktdesign ist daher elementar für eine funktionsfähige FlexPlattform.

Die aktuelle Debatte versteht Flexibilitätsprodukte oft als eine geänderte Leistung in definierten Zeiträumen – meist Viertelstunden. Dies entspricht dem Verfahren bei kurzfristig geänderter Stromeinspeisung von Kraftwerken, genannt Redispatch. Das C/sells-FlexPlattform-Konzept erweitert dieses Verständnis, indem es auch andere Flexibilitätsprodukte betrachtet, wie „Langzeitkontrahierung“, die die Möglichkeit zur Flexibilitätserbringung über einen längeren Zeitraum beinhalten, und „Quotenprodukte“, die Flexibilität als Leistungsgrenzwert definieren.

Die unterschiedlichen Produktausprägungen können dabei mittels der in Abbildung 32 dargestellten Systematik spezifiziert werden. Diese ist in mehrere Ebenen unterteilt. Die oberste Ebene Null legt den Einsatzzweck des Flexibilitätsproduktes fest: Welches technische Problem soll das Produkt lösen und welche Flexibilitätsoptionen werden dabei adressiert? Beispielsweise kann ein Produkt zur Behebung von Leistungsengpässen in einem Umspannwerk durch flexible Kleinverbraucher vordefiniert werden. Der Einsatzzweck determiniert das Produktdesign, welches eine technische und eine handelsbezogene Dimension umfasst, Ebene Eins. Die technische Dimension gliedert sich auf Ebene Zwei in Merkmale des Kernprodukts (Technik, Raum, Zeit) und der technischen Spezifizierung (Kommunikation und technische Regeln). Die Handelsdimension unterscheidet, ebenfalls auf Ebene Zwei, handelsbezogene Regeln, zeitliche Organisation und Aspekte des Handelsdesigns. Ebene Drei umfasst die konkreten Produkteigenschaften.

Die meisten Flexibilitätsprodukte stellen eine im Netz eindeutig verortete positive oder negative Leistungsänderung dar. Durch die zeitliche Spezifizierung dieses Kernproduktes ergeben sich jedoch signifikante Unterschiede. Weitere Details können durch die Definition der Kommunikation, technischer Regeln sowie des Handels ausgestaltet werden. Die Ausprägung verschiedener Regeln ermöglicht es, Präferenzen einzubeziehen, sowohl der Anbieter als auch der Nachfrager. Diese können Mindestanforderungen enthalten (zum Beispiel maximale Reaktionszeiten) und Einschränkungen des Einsatzes (maximale Dauer des Flexibilitätsesinsatzes). Strenge Mindestanforderungen führen zu homogenen Flexibilitätsprodukten mit hoher Vergleichbarkeit. Allerdings können mit steigenden Mindestanforderungen immer weniger Flexibilitätsanbieter diese vollumfänglich erfüllen. Dies kann sich negativ auf das verfügbare Angebot auswirken, wodurch gegebenenfalls weniger Anbieter als erforderlich verfügbar sind und die Marktmacht einiger weniger steigt. Umgekehrt: Bei geringen Mindestanforderungen können die Anbieter viele unterschiedliche Flexibilitätspotenziale in einem Produkt bündeln, was jedoch die Planbarkeit auf Netzbetreiberseite erschwert und den Aufwand insgesamt erhöht. Dieser Zielkonflikt führt dazu, dass sich keine optimalen Flexibilitätsprodukte designen lassen.

„Der Netzbetreiber fungiert als Gatekeeper von Flexibilität. Für einen effizienten Einsatz der Flexibilität muss der Netzbetreiber Zugriff auch auf kleinteilige Flexibilität bekommen.“

Dr. Egon Westphal, Vorstand Bayernwerk AG

Drei Umsetzungen für ein Konzept

C/sells hat sein FlexPlattform-Konzept an drei verschiedenen Orten getestet: In Altdorf (bei Landshut, Bayern), in Dillenburg (Mittelhessen) und die ortsungebundene Plattform comax. Die Umsetzungen unterscheiden sich darin, dass sie jeweils einen unterschiedlichen Fokus setzen

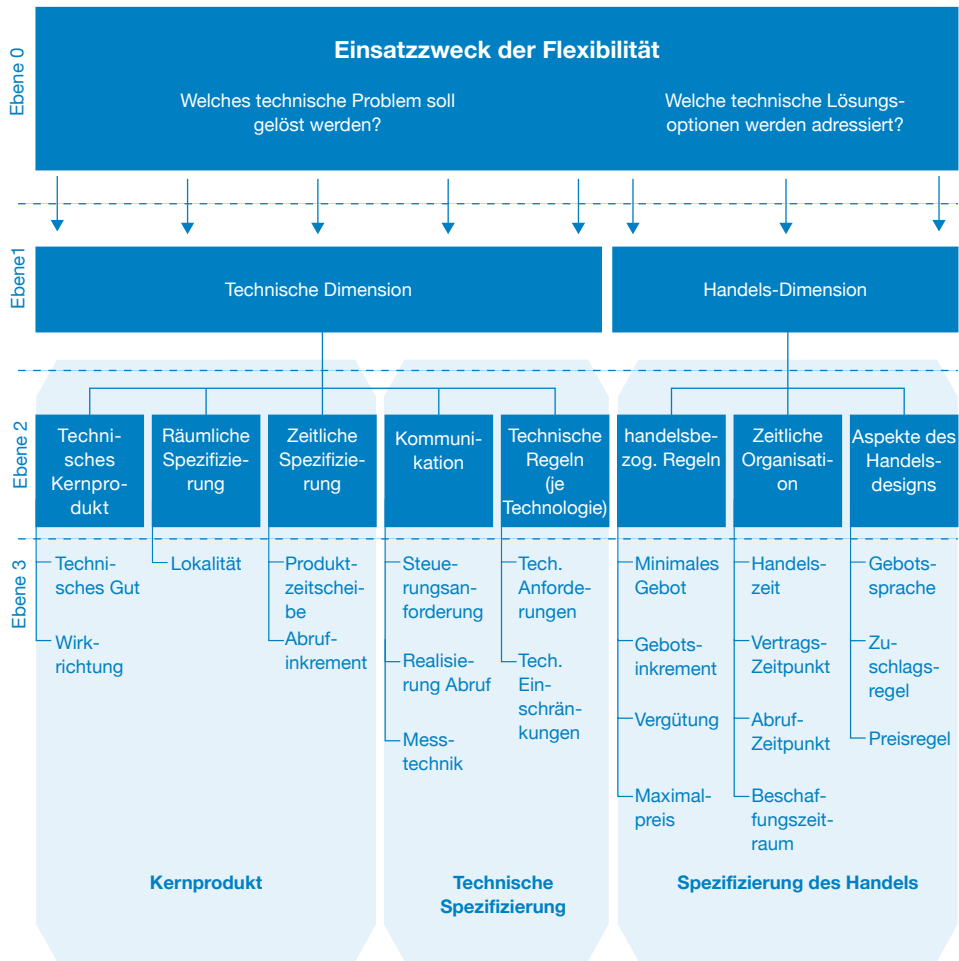


Abbildung 32:
Übersicht der
Parameter für das
Flexibilitätsprodukt-
Design

und verschiedene Netzengpasssituationen adressieren. Dies betrifft beispielsweise die Produktausgestaltung oder die Integration von Kleinanlagen. Im Vordergrund der drei Demonstrationen steht, die technische Machbarkeit nachzuweisen. Ziel ist nicht, verallgemeinerbare Aussagen über marktliche Aspekte, wie beispielsweise das Gebotsverhalten, treffen zu können. Dafür war die Anzahl der Teilnehmenden an allen drei Demonstrationen zu gering.

Die folgenden Abschnitte beschreiben die wesentlichen Merkmale der drei Umsetzungen.

Altdorfer Flexmarkt

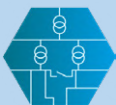
Der Altdorfer Flexmarkt (ALF) wird in Altdorf bei Landshut und in den umliegenden Gemeinden von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. und Bayernwerk erprobt. ALF zielt auf eine Lösung von Netzengpässen im Verteilnetz (zum Beispiel am Umspannwerk) durch kleine Flexibilitätsoptionen wie PV-Anlagen, Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen ab. ALF nutzt für die Übermittlung von Schaltsignalen und die Erfassung von Messwerten intelligente Messsysteme.

Die teilnehmenden Haushalte und Unternehmen erhielten nach dem Einbau der intelligenten Messsysteme eine App für Smartphone oder Tablet. Nach Registrierung und Freigabe konnten die Teilnehmenden ihre Flexoptionen auf ALF vermarkten. Dabei konnten sie zwischen zwei Möglichkeiten wählen: Die Experten unter ihnen gaben „Flex-Fahrpläne“ an, das heißt konkrete Leistungs-Preis-Zeitreihen („ich biete folgenden Flex-Fahrplan im Zeitraum x für den Preis y an“). Kann dieser Fahrplan einen Netzengpass lösen, wird die Anlage abgerufen und für genau diesen Fahrplan vergütet. Wer keinen „Flex-Fahrplan“ angeben konnte oder wollte, schloss einen langfristigen Vertrag mit ALF. Das ist insbesondere für Besitzer kleiner Anlagen wie zum Beispiel Wärmepumpen attraktiv: In diesem Fall wird die Anlage nach der Registrierung für die Nutzung durch ALF freigegeben. Anschließend wird sie zusammen mit den Anlagen anderer Anbieter automatisiert vermarktet – ohne Aufwand bei den Anlagenbesitzern. Vergütet wird dann über eine Jahresprämie.

Der Feldversuch ALF hat gezeigt, dass dezentrale Flexibilität einen Beitrag zum Netzengpassmanagement liefern kann und dass gerade langfristige Produkte für kleine Flexibilitätsoptionen im Verhältnis Aufwand zu Nutzen geeignet sind. Zusätzlich konnte gezeigt werden, dass die intelligenten Messsysteme für einen netzdienlichen Einsatz von Flexibilität verwendet werden können.

Abbildung 33:
Bürgerdialog mit
Interessierten und
möglichen Feld-
test-Teilnehmern in
Altdorf.





comax

Die FlexPlattform comax koordiniert den Einsatz des Flexibilitätspotenzials dezentraler Anlagen für das Netzengpassmanagement von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT entwickelte sie und testete sie im Pilotbetrieb erfolgreich. Die Prozesse von comax sind so konzipiert, dass sie in die bestehenden nationalen und internationalen Betriebsplanungsprozesse integriert werden können.

Auf der Plattform können beliebige (Teil-)Netze vereinfacht hinterlegt werden. Zusätzlich werden die ermittelten Kapazitätsrestriktionen an den Netzknoten sowie Wirksamkeiten auf überlagerte Netzknoten berücksichtigt. Die Plattform steht damit allen Netzbetreibern (ÜNB und VNB) offen. Regionale Lösungen wie zum Beispiel ALF sind integrierbar. Einsatzverantwortliche übermitteln freies Flexibilitätspotenzial ihrer Anlagen in Form von Fahrplänen an comax. Bei abzusehenden Engpasssituationen melden die Netzbetreiber ihre Bedarfe auf comax an. Anschließend werden geeignete Flexibilitätsangebote zur Engpassbeseitigung ermittelt und über eine sogenannte Merit-Order abgerufen. Durch die Koordination auf comax können die Bedarfe der einzelnen Netzbetreiber bestmöglich gedeckt werden. Dabei ist gewährleistet, dass Engpässe auf den einzelnen Netzebenen behoben werden, ohne dass neue Engpässe auf weiteren Netzebenen verursacht werden. Für den Abruf wird ein Fahrplan mit dem Einsatzverantwortlichen ausgetauscht, das heißt es wird ein Handelsgeschäft erstellt. Die Umsetzung des Fahrplans liegt beim Einsatzverantwortlichen selbst.

Der Pilotbetrieb konnte die Umsetzung des Gesamtprozesses des Flexibilitätsabrufs über die Plattform erfolgreich demonstrieren. Dieser Pilotbetrieb umfasste Tests mit verschiedenen Anbietern, die Flexibilitätspotenziale aus verschiedenen dezentralen Anlagen (zum Beispiel Biogasanlagen, Blockheizkraftwerke, Elektrofahrzeuge und Ladesäulen) anboten. Die Anlagen befanden sich in unterschiedlichen Regionen, sodass verschiedene Modellnetze auf comax hinterlegt wurden. Darüber hinaus realisierte C/sells im März 2020 einen Abruf mit dem SINTEG-Projekt enera. Hier koppelten die beiden Projekte comax und den enera-Flexibilitätsmarkt, um das Flexibilitätspotenzial dezentraler Anlagen für die Behebung von Engpässen auf Übertragungsebene einzusetzen, ohne Restriktionen von Verteilnetzbetreibern zu verletzen. Die Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt fließen in die derzeit laufenden Umsetzungsprojekte ein (siehe NABEG 2.0).

ReFlex

Im mittelhessischen Dillenburg implementiert C/sells ReFlex als eine prototypische FlexPlattform. Dabei sind die beiden EAM-Tochtergesellschaften EAM Netz GmbH als Netzbetreiberin und EAM Energie Plus GmbH als Anbieterin für Flexibilität beteiligt. Die Universität Kassel ist Forschungspartnerin.

Auf ReFlex kommen sogenannte kurzzeitkontrahierte Produkte zum Einsatz. Diese beinhalten die Vorhaltung einer flexiblen Leistung für einen definierten Zeitraum des Folgetages. Außerdem werden Quotenprodukte implementiert, die die Begrenzung einer Einspeise- oder Bezugsleistung beinhalten. Der ReFlex-Feldversuch lief in der ersten Jahreshälfte 2020 und umfasste im Wesentlichen einen Machbarkeitsnachweis der Plattformfunktionen. Außerdem variierten die betreibenden Gesellschaften unterschiedliche Produktdesignelemente und evaluierten sie qualitativ. Der Feldtest hat gezeigt, dass die Einbindung von Flexibilität aus verschiedensten Anlagentypen grundsätzlich möglich ist. Aus Sicht des Netzbetreibers ist vor allem die Zuverlässigkeit und Planbarkeit ein wichtiges Kriterium für einen zukünftigen Flexibilitätseinsatz. Aus Sicht der Flexibilitätsanbieter haben sich keine eindeutigen Produktppräferenzen ergeben. Hier wird ein massenfähiges Konzept verschiedene Varianten für verschiedene Anbieter-typen erfordern. Das Konzept des ReFlex ist grundsätzlich auf weitere Netzgebiete übertragbar.

Fazit: FlexPlattformen als Musterlösung für zukunftsfähiges Netzengpassmanagement

Die Herausforderungen im Betrieb von Stromnetzen wandeln sich aktuell grundlegend. Eine besondere Relevanz nimmt dabei die Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements ein. C/sells hat dafür einen gemeinsamen FlexPlattform-Konzept entwickelt und in drei Demonstrationen umgesetzt: ALF, ReFlex und comax. Ziel ist es dabei, den bisherigen Werkzeugkasten des Netzengpassmanagements zu ergänzen – nicht zu ersetzen. Das Konzept orientiert sich am bestehenden rechtlich-regulatorischen Rahmen, weshalb keine grundlegende Veränderung des Marktdesigins notwendig ist.

Der Plattformansatz ermöglicht einen einfachen und standardisierten Zugang für eine große Zahl an Akteuren. Plattformen können netzdienliche Flexibilität effizient koordinieren und auch bislang ungenutzte Flexoptionen erschließen. Entscheidend ist hierbei die Ausgestaltung des Handelsobjekts „Flexibilität“ und der daraus abgeleiteten Produkte. Um Erfahrungen mit unterschiedlichen Produktausgestaltungen zu sammeln, entwickelte C/sells drei verschiedene FlexPlattformen. Die Architektur der intelligenten Messsysteme als gemeinsame, sichere und standardisierte Mess- und

Steuerinfrastruktur ermöglicht es, Flexibilität aus dezentralen, heute oft ungenutzten Anlagen kosteneffizient zu integrieren.

Die FlexPlattform und die dahinterliegende Infrastruktur stellen damit einen wichtigen Baustein für ein zukunftsfähiges Netzengpassmanagement dar. Sie ermöglichen es, mehr erneuerbare Energie und neue Verbraucher zu integrieren und dabei die Netzstabilität zu wahren.

► Literatur zum Weiterlesen



ADVERTORIAL

OLI Systems GmbH

Netz- und nervenschonend Laden

Das Laden von E-Fahrzeugen führt zu Lastspitzen, die Hausnetze von Bestandsgebäuden und lokale Verteilnetze über ihre Belastungsgrenze



führen können. Anstelle einer kostspieligen Netzverstärkung bietet sich Lastmanagement an, um Lastspitzen zu reduzieren. Bisher werden dabei Nutzerbedürfnisse nicht berücksichtigt, die vorhandene Netzkapazität nicht optimal ausgenutzt. OLI Move – eine blockchainbasierte Komplettlösung für Immobilienbetreiber und CPOs, nutzt die Netzkapazität optimal aus und ermöglicht die Rückvergütung von besonders flexiblen Fahrern bei gleichzeitig niedrigen Betriebskosten.

OLI Move ist Teil des OLI-Produktportfolios, welches Lösungen für Quartiere, Gewerbebetriebe und Versorger bereithält – komplett aus einer Hand vom Konzept bis zum Betrieb.



www.my-oli.com

Querschnitt: Geschäftsmodelle im Smart Grid

Die Energiewirtschaft als Geschäftsumfeld verändert sich durch die bereits beschriebenen Trends der Dezentralisierung und Digitalisierung. Daraus ergeben sich vielfältige Chancen für datengetriebene sowie service-orientierte Geschäftsmodelle. Allerdings sind Unternehmen zunehmend voneinander abhängig, und der Blick in die Vergangenheit zeigt, dass ein dynamisches Marktumfeld auch Risiken für Unternehmen bergen kann.

Die Erfolgchancen eines Unternehmens hängen dabei von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren ab. Um dabei zu helfen, erfolgreiche Geschäftsmodelle für die zukünftige Energiewirtschaft zu entwickeln, untersuchen Wissenschaftler des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart und des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) Geschäftsmodelle im Smart-Grid-Kontext auf deren Erfolgsfaktoren.

Eine Sprache für Geschäftsmodelle

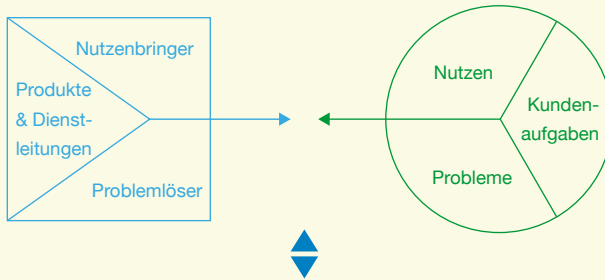
Ausgewählte Analysewerkzeuge helfen, Geschäftsmodelle standardisiert darzustellen, zu verstehen und deren Potenziale zu erkennen. Das zentrale Untersuchungsinstrument ist die in Abbildung 34 dargestellte Business Model Language. Diese besteht aus den drei Werkzeugen Value Proposition Design (oben), dem Business Model Design (mittig) und dem Value Creation Design (unten).

Mit dem Value Proposition Design werden die Bedürfnisse eines Kundensegments, also einer definierten Kundengruppe, in Verbindung mit dem Wertversprechen der angebotenen Leistung analysiert. Die Erweiterung des sogenannten Business Model Canvas, das Business Model Design, ist der zentrale Geschäftsmodellplan und erfasst ein Geschäftsmodell anhand von zwölf Komponenten. Mit dem Value Creation Design wird das Wertschöpfungsnetzwerk aller involvierten Akteure sowie der entstehenden Wertschöpfungsflüsse dargestellt. Mit der Systematik des **Value Network** lassen sich Geschäftsmodelle in einem Wertschöpfungsnetzwerk ganzheitlich erfassen, analysieren sowie deren Markterfolg abschätzen. Darüber hinaus dient sie als Grundlage, um einerseits bestehende Geschäftsmodelle hinsichtlich erfolgsversprechender Muster zu untersuchen und andererseits Unternehmen bei der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle zu unterstützen. Zur Vermittlung dieser Business Model Language wurde das Business Model Training entwickelt (siehe Info).

► Quellen:



Werkzeug I: Value Proposition Design



Werkzeug II: Business Model Design



Werkzeug III: Value Creation Design

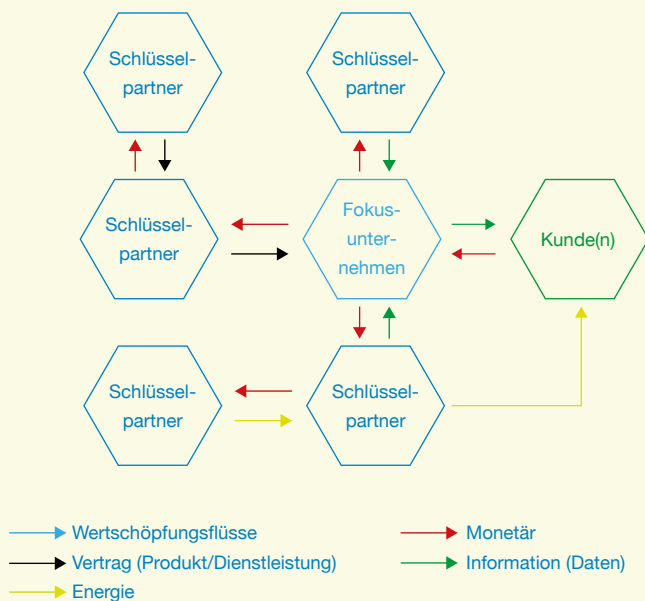


Abbildung 34:
Business Model
Language: Modi-
fizierte Form des
Value Network

C/sells-Business Model Training

Das Business Model

Training wurde als Blended-Learning-Programm auf einer Online-Lernplattform der Universität Stuttgart konzipiert, um inhaltliches und methodisches Wissen der dargestellten Business Model Language zu vermitteln. Hierfür kann über eine Online-Lernplattform der Universität Stuttgart auf Tutorial-Videos, Webinar-Aufzeichnungen sowie auf Übungsaufgaben zugegriffen werden. Am Ende des Trainings können Geschäftsmodelle ganzheitlich erfasst, strukturiert abgebildet und kritische Stellen identifiziert werden.



Zelluläre Geschäftsmodelle müssen sich noch beweisen

In C/sells zeigt sich, dass überwiegend technische Problemstellungen adressiert werden. So etwa bei der Netzzustandserfassung in **Dillenburg**, mit der interoperablen Kommunikationsinfrastruktur im **Stadtquartier Franklin** oder beim **C/sells-Flex-Plattform-Konzept**. Softwarebasierte Plattform- sowie Service-Geschäftsmodelle stehen im Vordergrund. Daraus können digitale Wertschöpfungsnetzwerke entstehen.

- Seite 194
- Seite 160
- Seite 90

Neue Handlungsräume – Energiezellen agieren miteinander

In der künftigen Energiewelt erschließen sich Unternehmen und Haushalten neue Möglichkeiten, miteinander zu interagieren. Dieses Kapitel zeigt diese neuen Handlungsräume für die Energiezellen untereinander während im vorigen Kapitel die Schnittstelle zwischen Netzbetreibern und Energiezellen im Fokus stand. Die Handlungsräume umfassen zwölf Anwendungsfälle, von neuen Marktplätzen über miteinander verbundene Energiezellen und Elektrofahrzeuge bis hin zu intelligenten Messsystemen.

Wie Zellen in der Energiewelt von morgen agieren – eine Übersicht

Im diesem Kapitel über neue Handlungsräume werden Möglichkeiten behandelt, wie die Akteure des C/sells-Energiesystems Energie und Flexibilität auszutauschen können. Einen Weg stellen Märkte dar (auch Handelsplätze genannt), auf denen autonome Energiezellen ihre Produkte und Dienstleistungen anbieten und nachfragen. Wir

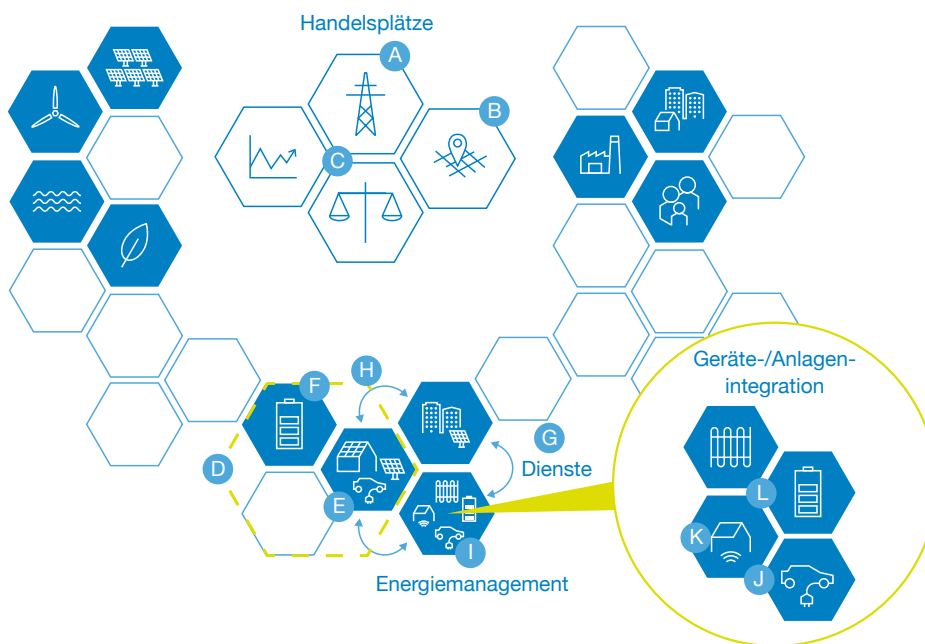
betrachten dabei einerseits sogenannte Prosumer, die die eigenen Energieflüsse in der Zelle managen, aber auch reine Erzeuger und Verbraucher. Die Lupe in Abbildung 35 symbolisiert, was ein Energiemanagement umfasst: Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, Verbraucher, Speicher und Elektromobile – und nicht zuletzt die Menschen, die den Zellen erst das Leben einhauchen. Zudem interagieren Zellen miteinander, was in der Abbildung mittels Pfeilen symbolisiert wird. Dieses Zusammenwirken der Zellen kann über vielfältige Wege geschehen, zum Beispiel über gemeinschaftlichen Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom, über Energie-Communities oder über verschiedene Formen regionaler und überregionaler Märkte. Die Buchstaben A bis L in Abbildung 35 bezeichnen Anwendungsfälle der Energiewelt von Morgen, die C/sells untersucht hat. Im Folgenden beschreiben wir sie genauer.

Prosumer

Das Wort Prosumer setzt sich aus den beiden Worten „Producer“ (deutsch:

Produzent) und „Consumer“ (deutsch: Konsument) zusammen. Es handelt sich also um Menschen, die Strom sowohl produzieren als auch verbrauchen, beispielsweise mittels einer eigenen Photovoltaikanlage auf dem Dach. Siehe auch „Unser Ansatz ist partizipativ, vielfältig und zellulär.“

Abbildung 35:
Anwendungsfälle
als neue Hand-
lungsräume des
Energiesystems von
morgen



A: Mit Flex-Plattformen das Stromnetz entlasten

H: Zellen im Austausch

B: Stromhandel in der Region

I: Energiemanagementsysteme regeln Erzeugung und Verbrauch

C: Vielfältige Flexibilitätsvermarktung ermöglichen

J: Elektromobilität berücksichtigen und nutzen

D: Zellen schließen sich zusammen

K: Geräte und Anlagen sicher und flexibel einbinden

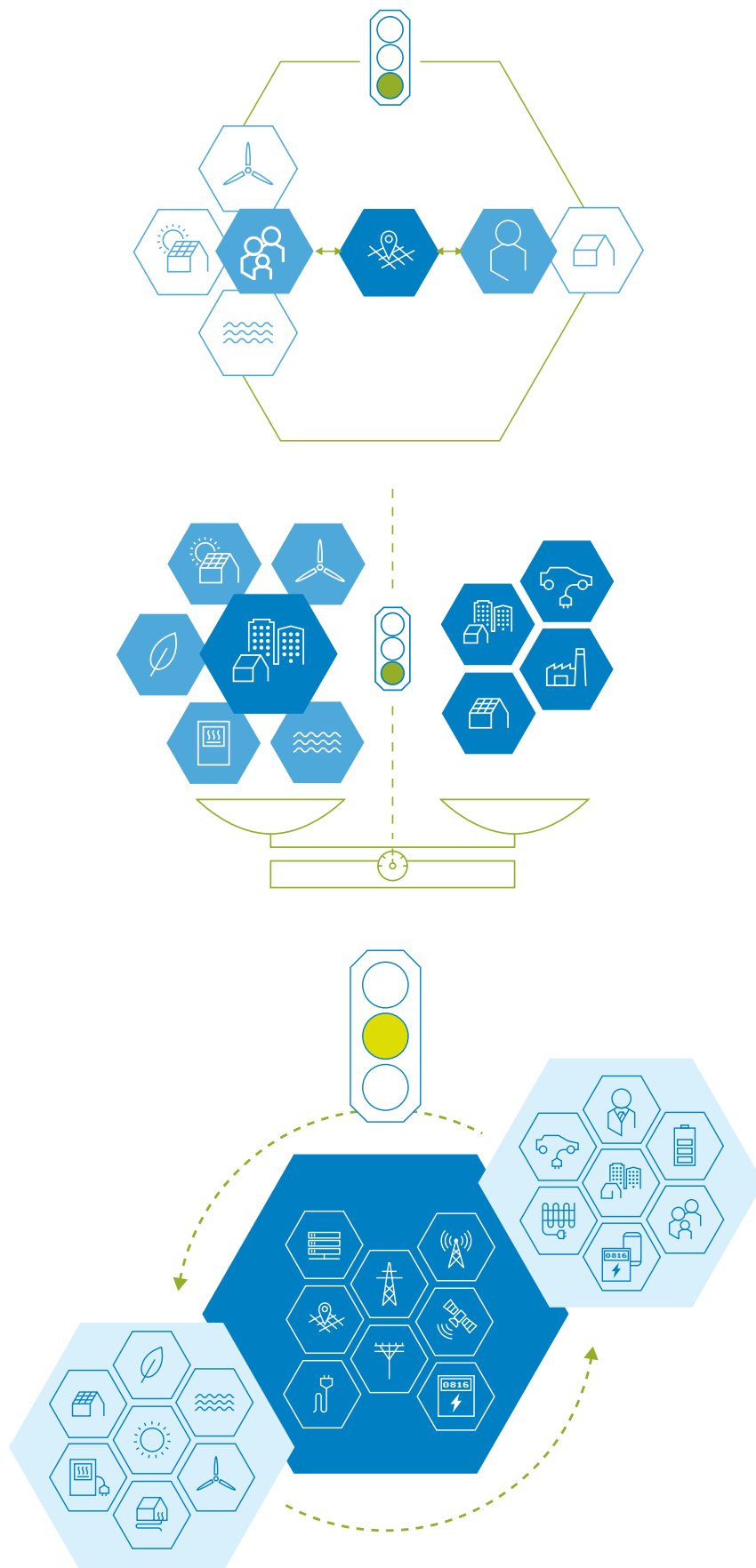
E: Prognosen verbessern die Zellintegration

L: Intelligente Messsysteme – Nutzung des geschützten Kommunikationskanals

F: Energie- und Flexibilitätsdaten smart erfassen

G: Benutzeroberflächen stellen Informationen bereit

Abbildung 36:
Die drei C/sells-
Handelsplätze:
Handelsplatz für
Regionalstrom-
produkte (oben),
bestehender
Handelsplatz für
Energieprodukte
und Regelleistung
(Mitte) und Han-
delsplatz für netz-
dienliche Flexibilität
(unten)



Handelsplätze – Angebot und Nachfrage treffen zusammen

Um den Austausch zwischen Zellen zu ermöglichen, bietet C/sells drei Vermarktungsmöglichkeiten¹ (vgl. Abbildung 36 Mitte): zwei neue Strommärkte für den regionalisierten Handel (A, B) und die bestehenden Märkte (C). Auf Handelsplätzen trifft Angebot und Nachfrage zusammen. Dies stellt sicher, dass Zellen und andere Akteure ihren Bedarf an Energie und Flexibilität decken und Erlöse erzielen können. C/sells umfasst bereits existierende und neue Handelsplätze: zum einen den bestehenden Großhandel für elektrische Energie und den Regelleistungsmarkt, welche C/sells punktuell für die Teilnahme neuer Akteure, wie beispielsweise Kleinanlagen, erweitert hat. Zum anderen zwei neue Handelsplätze für den regionalisierten Handel von Energie und Flexibilität. Dies ermöglicht einerseits den direkten Handel von Regionalstrom zwischen Zellen und garantiert andererseits durch die Bereitstellung von Flexibilität mit einer regionalen Komponente den **sicheren und effizienten Betrieb** unseres Stromnetzes. Die Teilnahme an den C/sells-Handelsplätzen ist freiwillig, so dass die Zellen größtmöglichen Freiraum haben. Die im Projekt unterschiedenen drei Arten von Handelsplätzen für Energie und Flexibilität stellt Abbildung 36 dar.

► Seite 70

Der zentrale markt- und systemdienliche Handel umfasst den bereits heute etablierten Großhandelsmarkt für Energie und den Regelleistungsmarkt (siehe Abbildung 36, Mitte). Bislang hatten kleine Akteure, etwa ein Mehrfamilienhaus mit PV-Anlage, Batteriespeicher und Elektroauto, kaum die Möglichkeit, an diesem Handel teilzunehmen. Die Markteintrittsbarrieren waren für kleine Zellen einfach zu groß, zum Beispiel das Ablegen einer Händlerprüfung für die Teilnahme am Großhandel oder das Präqualifikationsverfahren des Regelleistungsmarkts, mit dem der Nachweis erbracht werden muss, jederzeit die angebotene Flexibilität bereitstellen zu können. Einerseits hat C/sells daran gearbeitet, diese Barrieren abzubauen, und andererseits eröffnet die Zelle als intelligenter Zusammenschluss kleiner Anlagen die Möglichkeit, diese Barrieren zu überwinden. Ganz nach dem Motto: Was einer alleine nicht schafft, schaffen wir zusammen.

¹ Handelsplätze werden häufig auch als Märkte oder Plattformen bezeichnet.

Anwendungsfall A: Mit der C/sells-FlexPlattform das Stromnetz entlasten

► Seite 90

Um die Netze zu unterstützen hat C/sells einen Handelsplatz für Flexibilität neu geschaffen, die sogenannte **FlexPlattform**. Auf ihr wird Strom nicht einfach nur bezogen und abgerechnet. Stattdessen können Erzeuger, Verbraucher und Prosumer ihre Flexibilität bei Strombezug und -einspeisung dazu einsetzen, die Netzbetreiber zu unterstützen und somit zur Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems beizutragen (siehe Abbildung 36, unten). Beispielsweise können sie den Ladevorgang eines Elektroautos oder den Betrieb einer Wärmepumpe in die Nachtstunden verschieben, wobei der Nutzerkomfort durch eine intelligente Steuerung uneingeschränkt bleibt. Die FlexPlattform bietet dabei die Möglichkeit, den Netzbetreibern Flexibilität anzubieten. Das vorangehende Kapitel beschreibt das C/sells-FlexPlattform-Konzept und die drei Umsetzungen ausführlich.

Anwendungsfall B: Stromhandel in der Region

Die neuen Handlungsräume eröffnen Zellen die Möglichkeit, Energie regional zu handeln, beispielsweise innerhalb eines Straßenzugs, eines Dorfes, eines Stadtteils, einer Stadt oder eines Landkreises. Dazu können sich die Interessierten entweder zu Stromgemeinschaften zusammenschließen, oder die Zellen handeln direkt untereinander. Dafür schaffte C/sells einen regionalen Handelsplatz (siehe Abbildung 36, oben). Auf diesem können auch Stromkleinstmengen, zum Beispiel von der Photovoltaikanlage eines Einfamilienhauses, gekauft und verkauft werden – ganz nach den Wünschen der Erzeuger und Nachfrager. Dabei soll der Handelsplatz für regionalisier-

te Energie die Teilnahme von Kleinsterzeugern, Prosumern und Verbrauchern ermöglichen, sodass diese ihrer Präferenz nach regional erzeugtem Strom Ausdruck verleihen können. So lässt sich beispielsweise ohne großen Aufwand Strom mit dem Nachbarn handeln. Dies fördert die lokale Wertschöpfung und Investitionen in der Region werden lukrativer.

Kleine Energieerzeuger, also insbesondere Photovoltaikanlagen auf Privathäusern oder auf Gewerbeimmobilien, können sich bisher nicht aktiv am Energiemarkt beteiligen. Und dies, obwohl sie für die Energiewende wünschenswerte Eigenschaften haben: Sie erzeugen verbrauchsnahe und belasten die Stromnetze verhältnismäßig wenig. Ebenso sind diese Anlagen – typischerweise im Bereich von wenigen Kilowatt bis zu 500 Kilowatt Leistung – von der Bevölkerung akzeptiert und verursachen kaum Nutzungskonflikte. Diese Anlagen in bestehende Märkte zu integrieren ist jedoch unrentabel. Das liegt an der relativ geringen Leistung an einem Standort sowie an den unverhältnismäßig hohen Kosten für die erforderliche spezielle Hardware und für einzelne Han-

Für erste Anlagen endet die EEG-Vergütung

Seit dem Jahr 2000 erhalten Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland eine finanzielle Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Dieses garantiert eine sichere Vergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren. Ab 2021 fallen die ersten Anlagen aus der Förderung. Für die Betreiber dieser Anlagen stellt sich nun die Frage: Was tun? C/sells zeigt mit regionalen Handelsplätzen eine alternative Vermarktungsmöglichkeit für den selbst erzeugten Strom auf.

delstransaktionen. Immer weiter sinkende Anlagenpreise, eine wachsende Nachfrage nach nachweislich regionalem, emissionsfreiem Strom und das Auslaufen der EEG-Förderung für erste Anlagen ab dem Jahr 2021 verlangen nun alternative Vermarktungswege. Die Lösung in C/sells: regionale und lokale Energiemärkte. Sie ermöglichen den Betreibern kleiner, dezentraler Anlagen, ihren erzeugten Strom effizient und ohne große Hürden zu vermarkten. Damit entsteht neben der Nutzung selbst erzeugter erneuerbarer Energie eine weitere Handlungsoption für Bürgerinnen und Bürger, Gewerbetreibende oder Kommunen, die Energiewende mitzugestalten und selbst davon zu profitieren.

„Regionale Energiemärkte müssen transparent sein.“

Um zur Teilnahme an einem regionalen Strommarkt anzuregen, ist Transparenz der erste Schritt. Erst wenn die regionalen Akteure ihre Erzeugung und ihren Verbrauch kennen, können sie diesen gezielt beeinflussen. Durch die Visualisierung der Stromerzeugung und des -verbrauchs wird das möglich. Ein Beispiel dafür bietet der südbadische Energieversorger Energiedienst mit der **„Stromgemeinschaft Murg“**. Diese Strom-Community tauscht Strom regional – wobei die Gemeinschaft im Vordergrund steht, nicht das Finanzielle. Der Energieversorger prognostiziert für die Community die regionale PV-Stromerzeugung und den regionalen Verbrauch der Teilnehmenden. Im nächsten Schritt werden die prognostizierten Werte zusammen mit den realen Ist-Verbrauchs- und Erzeugungswerten in einer App visualisiert. Gezielte Verbrauchsempfehlungen an die Teilnehmenden, zum Beispiel wann sie ihre Waschmaschine anstellen sollten und wann besser nicht, sollen Erzeugung und Verbrauch näher zusammenführen. Ziel ist es, so den Eigenverbrauch der Community zu steigern. Damit werden Markt und Physik näher zueinander gebracht, da überschüssige Strommengen ohnehin bereits zum Nachbarn fließen, da der Strom den Weg des physikalisch geringsten Widerstands sucht. Ein möglicher Anknüpfungspunkt an eine Strom-Community besteht darin, eine Plattform einzurichten, auf welcher die Mitglieder kleinste Strommengen regional handeln oder tauschen können. Weltweit werden viele Konzepte sogenannter Nachbarschaftsplattformen untersucht und erprobt. Ein zentraler Bestandteil der Konzepte stellt meist die Technologieauswahl für die Abrechnung und Bilanzierung der Strommengen dar. So auch in C/sells.



„Ich mache mir wenig Sorgen um meine Wiederwahl. Mit dem digitalen Handelsplatz für Strom konnte ich nicht nur die Energiekosten für die kommunalen Liegenschaften senken, sondern meinen Wählerinnen und Wählern auch helfen, ihre Elektroautos mit Nachbarschaftsstrom zu laden. Toll finde ich auch, dass so viele Solaranlagenbetreibende bei der Stromspende mitmachen und Überschussstrom an unsere Vereine und auch an den einen oder anderen Bedürftigen spenden.“

► Anwendungsfall F
Seite 117

► Seite 178



„Wir nutzen Onlineauktionen, um nicht mehr genutztes Spielzeug zu verkaufen oder neues zu erwerben. In den Ferien vermiete ich das eigene Haus übers Internet. Da ist es nur logisch, dass wir auch unseren Energiebedarf über digitale Plattformen decken möchten. Wenn das nicht mit der eigenen PV-Anlage geht, dann gerne auch vom Nachbarn, weil es dann günstig ist. Und Nachbar Norbert hat schon angeboten, dass wir unseren Überschussstrom in seiner Autobatterie parken dürfen. Dazu muss ich nicht ständig in der App aktiv sein. Ich habe nur einmal meine Daten eingegeben. Mein Strom wird nun automatisch gehandelt und ich verdiene noch etwas dabei.“

► Seite 180

anlagen verschiedenen Typs untersucht und getestet. Die „**WIRcommunity**“ bringt Kleinerzeuger regional und vollautomatisiert mit Verbrauchern zusammen und erlaubt es, Stromüberschüsse regional zu vermarkten. Perspektivisch lässt sich die für regionale Energiemärkte geschaffene, dezentrale Dateninfrastruktur für eine Vielzahl weiterer Anwendungen nutzen, etwa für die vollautomatische Abrechnung, den anlagenscharfen Herkunftsnachweis von Strom, für intelligentes Lademanagement für Elektrofahrzeuge oder zur Unterstützung des Netzes durch Prosumer, indem sie ihre Anlagen entsprechend steuern.

„Regionale Strommärkte müssen automatisiert sein.“

Neben der technischen Umsetzbarkeit untersuchte C/sells auch die Präferenzen der deutschen Bevölkerung hinsichtlich regionaler Handelsplätze für Strom. C/sells befragte 417 Personen in ganz Deutschland dazu, wie ein regionaler Handelsplatz ausgestaltet werden sollte, damit die Teilnahmebereitschaft möglichst hoch ist. Die meisten Bürgerinnen und Bürger bevorzugten regionalen Grünstrom vom Nachbarn oder aus der Region gegenüber Strom unbekannter Herkunft. Auch die Möglichkeit,

„Die Blockchain-Technologie ist vielversprechend für regionale Energiemärkte.“

Die Blockchain-Technologie eignet sich aus mehreren Gründen besonders für die Umsetzung regionaler Märkte: Die Dateninfrastruktur ist – genau wie die Struktur der kleinen Erzeuger und Prosumer – dezentral angelegt. Das Bietverfahren für die regional angebotenen Energiemengen läuft für alle transparent und vollautomatisch ab und für die faire Abwicklung der Transaktionen ist keine zentrale Stelle, beispielsweise eine Börse, nötig. Dies senkt das Ausfallrisiko und die Kosten pro Transaktion. Diese liegen aktuell unter 0,1 Cent pro Transaktion. Insbesondere im Hinblick auf den Handel kleiner Energiemengen – es werden in der Regel Energiemengen im Wert weniger Euro pro Transaktion übertragen – spielt dies eine wichtige Rolle. In C/sells hat der Energiedienstleister WIRCON gemeinsam mit dem Blockchain-as-a-Service-Anbieter OLI Systems einen regionalen Markt für Photovoltaik-

selbst Kauf- und Verkaufsgebote zu platzieren ist für viele interessant – jedoch darf dieser Handel nicht zu viel Zeit in Anspruch nehmen, oder ein großer finanzieller Vorteil muss den Aufwand ausgleichen. Deshalb muss ein regionaler Handelsplatz zu einem gewissem Grad automatisiert sein. Die Betreibenden können dies zum Beispiel erreichen, indem intelligente Algorithmen vollautomatisch die Kaufs- und Verkaufsgebote platzieren, wie dies bei der „WIRcommunity“ der Fall ist, während Energiemanagementsysteme zudem im Haus der Prosumer Erzeugung und Verbrauch optimieren.

Anwendungsfall C: Vielfältige Flexibilitätsvermarktung ermöglichen

Durch die verschiedenen Handelsplätze entscheiden die Akteure im C/sells-Energiesystem künftig freier darüber, wie sie ihre Produkte vermarkten. So können sie beispielsweise ihre Flexibilität auf dem Regelleistungsmarkt oder auf einer Flex-Plattform anbieten. Die im Projekt C/sells entwickelten Vermarktungsstrategien helfen den Zellen zu entscheiden, welcher Markt für sie der Beste ist. Dies sind intelligente Algorithmen und Verfahren, die automatisch jenen Handelsplatz auswählen, der am besten zu den Zielen einer Zelle passt, zum Beispiel die höchsten Erlöse erwarten lässt. Somit gibt der C/sells-Handel allen Akteuren im zukünftigen Energiesystem einen ökonomischen Rahmen für den Handel und eröffnet zusätzlich vielfältige, individuelle Partizipationsmöglichkeiten für Zellen. Um die Einstiegshürden möglichst niedrig zu halten, stellt C/sells die passenden Vermarktungsstrategien bereit.

Dienste für das Energiesystem von morgen

Wenn immer mehr Strom aus erneuerbaren Energien kommt, sind innovative Dienstleistungen essenziell, um die Versorgungssicherheit aufrechtzuerhalten – Dienstleistungen, die zum Beispiel helfen, Flexibilität zu vermarkten oder Prognose- und Messdaten bereitzustellen. C/sells hat Grundlagen für solche neuen Dienste und entsprechende Geschäftsmodelle entwickelt. Die folgenden Abschnitte enthalten Beispiele dafür. Deutschen Unternehmen, sowohl bestehenden als auch neuen, eröffnen sich dadurch Wachstumschancen auch in anderen Ländern.

Anwendungsfall D: Zellen schließen sich zusammen

Häufig lohnt es sich für kleinere Zellen nicht, die Energie oder Flexibilität ihrer Anlagen oder gar von einer Einzelanlage zu vermarkten, da die Kosten für den Marktzutritt, die Marktteilnahme sowie für IKT-Infrastruktur typischerweise unabhängig von der Größe einer technischen Einheit anfallen. Dieser Umstand wiegt umso mehr, je kleiner die Anlagen sind. Wenn sich einzelne Anlagen zu einem Verbund (auch Aggregat

Was ist ein Energiemanagementsystem?

Energiemanagementsysteme (EMS) erfassen und steuern automatisch die Energieströme von Geräten und Anlagen, um einen optimalen Betrieb zu gewährleisten. Dabei können die Ziele je nach EMS individuell vorgegeben werden, beispielsweise maximale Kosten- oder CO₂-Einsparungen.

► **Energie-
management**
Seite 119

genannt) zusammenschließen, können sie diese Hürden für eine aktive Partizipation am Energiesystem überwinden und die Vermarktung lohnt sich. Anlagen zu aggregieren hat noch viele weitere Vorteile: So lassen sich Ausgleichseffekte zwischen Anlagen nutzen, beispielsweise, wenn Windenergieanlagen an unterschiedlichen Standorten gleichzeitig einspeisen, die Erzeugung jedoch örtlich schwankt. Damit kann deren Verhalten in Summe besser prognostiziert werden. Die Zellen können ihre Anlagen selbst aggregieren, oder ein Dienstleister übernimmt dies. C/sells hat untersucht, wie sich Millionen von einzelnen Erzeugern und steuerbaren Lasten sinnvoll zu einem Gesamtsystem zusammenfügen lassen.

„Die Blockchain ermöglicht sicheres und schnelles Engpassmanagement.“

Einen besonderen Fokus legten die Beteiligten darauf, wie sich Anlagen technisch steuern lassen. So ist die Blockchain-Technologie vielsprechend, um beispielsweise Flexibilitätsanforderungen der Netzbetreiber umzusetzen. Diese Technologie eignet sich gut dazu, kleinteilige Lasten und Produzenten zu steuern, auch um die Sicherheit und Effizienz beim Betrieb zukünftiger Stromnetze zu gewährleisten. C/sells

entwickelte ein Blockchain-Konzept für die Steuerung von Photovoltaik-Anlagen und wendete es an. Muss ein Netzbetreiber Stromerzeugungsanlagen abregeln, um Netzüberlast zu vermeiden, ist es für ihn besonders wichtig, dass die Anlage tatsächlich die Erzeugung vermindert oder abstellt. Für den Anlagenbetreiber ist es wichtig, dass der Vorgang nachvollziehbar und dokumentiert ist. Beides ist mit der bisher eingesetzten Technik nicht gegeben. Die Blockchain-Technologie bietet sich als Lösung an, da die dort abgelegten Daten sowohl fälschungssicher und daher vertrauenswürdig als auch gut zugänglich sind. Um dies genauer zu untersuchen, stattete die Technische Hochschule Ulm im Labor eine Photovoltaikanlage mit Blockchain-fähiger Hardware aus, die die Anlage mit der Blockchain der Energy Web Foundation verbindet. Diese Blockchain dokumentiert sämtliche Steuervorgänge, die vom Netzbetreiber ausgehen, in einem sogenannten Smart Contract sicher und unveränderlich. Bei Bedarf sendet die Blockchain ein Regelsignal an die Anlage, entweder direkt an die Anlage oder indirekt über den geeichten Zähler. Anschließend wird das Steuersignal umgesetzt. Die abgeregelten Energiemengen lassen sich dabei nahezu in Echtzeit über sogenannte Tokens abrechnen. Dadurch entfallen Risiken für den Anlagenbetreiber. So ermöglichen die zahlreichen Erzeugungsanlagen und flexiblen Lasten künftig zielgenaues Engpassmanagement zur Entlastung der Netze.

Was ist ein Smart Contract?

Smart Contracts (deutsch: intelligente Verträge) be-

zeichnen Computerprotokolle, die ähnlich wie Verträge sicherstellen, dass gewisse Regeln eingehalten und Aktionen durchgeführt werden. Ein Beispiel: Eine Ladesäule für ein Elektroauto beginnt mit dem Ladevorgang, nachdem die Zahlung sichergestellt wurde.

Was ist ein Token?

Ein Blockchain Token (deutsch: Wertmarke) ist ein digitales Tauschmittel. Die

bekannteste Art von Tokens stellen Kryptowährungen wie beispielsweise Bitcoin dar. Es gibt jedoch weitere Arten von Tokens, zum Beispiel Utility Tokens, Security Tokens oder Equity Tokens.

Anwendungsfall E: Prognosen verbessern die Zellintegration

Damit Zellen Flexibilität bereitstellen können ist es notwendig, Erzeugung und Verbrauch sowohl qualitativ als auch quantitativ bestmöglich vorherzusagen. Die Vorhersagen können die vor Ort in den Zellen aktuell gemessenen Erzeugungs-, Verbrauchs- und Wetterdaten nutzen, jedoch auch die in der Vergangenheit aufgezeichneten Daten. Diese Daten dienen als Input, um geeignete Prognosemodelle zu erstellen – das heißt Modelle, die auf die individuelle Zelle zugeschnitten sind. Dies betrifft die zu erwartende Erzeugung und den zukünftigen Verbrauch von elektrischer und thermischer Energie. Das zelleigene Energiemanagementsystem kann diese Prognose erstellen, oder ein Dienstleister übernimmt diese Aufgabe. Die in C/sells entwickelten Energie- und Flexibilitätsprognosen einzelner Zellen basieren auf mathematischen Simulationen oder stammen aus der Forschung zur künstlichen Intelligenz (KI). Zur KI-Forschung zählen zum Beispiel trainierte neuronale Netzanwendungen. Diese auf die Zellen individuell angepasste Vorgehensweise ermöglicht es, entsprechend genau Erzeugung und Verbrauch für einen vorgegebenen Zeithorizont zu ermitteln. Somit können Zellen freie Energie und Leistung als Flexibilität bereitstellen – sowohl positiv als Überschuss bei zu hoher als auch negativ bei zu geringer Erzeugung. Die Prognosen dienen als Querschnittsanwendungen, um die Leistungs- und Energieflüsse einer Liegenschaft zu optimieren, zum maximalen Nutzen für Betreiber und Nutzer. Sie sind daher notwendiger Basisdienst für die Digitalisierung der Energiewelt.

► Seite 160

Anwendungsfall F: Energie- und Flexibilitätsdaten smart erfassen

Als Input für die Prognosen, aber auch für weitere Dienstleistungen, dienen regional hoch aufgelöste Daten, zum Beispiel über Wetter, Erzeugung, Verbrauch und Flexibilitätpotenziale. Umfangreiche Berechnungsverfahren können diese Daten zum Teil abschätzen, aber das ist unsicher und aufwändig. Viel einfacher können die Zellen vor Ort die Daten erheben. Die Zellen versenden die Daten dann über sichere Kommunikationswege, wie zum Beispiel die Smart Meter. In der Regel benötigen mehrere Dienstleistungen die so gewonnenen Daten. Daher ist nach den Analysen von C/sells zu erwarten, dass sich daraus ein eigenständiges Geschäftsmodell etablieren kann: Spezialisierte Unternehmen werden die Daten an verschiedene Akteure bereitstellen, wie zum Beispiel Netzbetreiber oder Aggregatoren. Die dafür notwendigen Systeme hat C/sells konzipiert und im Rahmen eines Feldtests im Gebiet **Ulm/Neu-Ulm** erprobt evaluiert.

► Seite 200

Was ist Gamification?

Energiemanagementsysteme mit Gamification integrieren für den Nutzer spielerische Elemente, die jedoch keine finanziellen Auswirkungen haben. Beispiele sind Ranglisten, Fortschrittsanzeigen, Erfahrungspunkte, Highscores und Ähnliches. Dadurch wird die Motivation gesteigert, das Verhalten zu verändern.

► Anwendungsfall B
Seite 112



„Ätsch, wir verbrauchen noch weniger Strom als ihr,“ ruft Paula, die elfjährige Tochter von Sonja Flexibel, ihrer Freundin zu. Im Computer kann sie sehen, wo die Stromdiebe im Haus sitzen. Und macht den Stromdieben einen Strich durch die Rechnung, weil sie sie einfach abschaltet. „Mein kleiner Bruder hat schon wieder den Fernseher einfach laufen lassen“, beschwert sie sich.

Anwendungsfall G: Benutzeroberflächen stellen Informationen bereit

Obwohl Prognosen immer besser und die damit verbundenen Unsicherheiten geringer werden, lassen sich manche Dinge nach wie vor schwer voraussagen. Dies betrifft vor allem das Verhalten einzelner Personen. Eine weitere wichtige Dienstleistung ist daher die Messdatenbereitstellung für Prosumer. Sollen Endnutzer an bestehende und neue Märkte angebunden werden, so müssen sie Zugang zu den relevanten Informationen und Diensten erhalten. Das Bindeglied zwischen Energiemanagementsystemen und Bewohnern von Zellen stellen Benutzeroberflächen dar.

„Benutzeroberflächen sind die Schnittstelle zwischen Mensch und Energiemanagementsystem.“

Diese eröffnen die Möglichkeit, selbstständig als Teil des Energiesystems zu agieren. Durch die Verwendung solcher Benutzeroberflächen soll es den Prosumern und Konsumenten beispielsweise möglich sein, Anlagen so zu konfigurieren, dass das Energiemanagementsystem deren Flexibilität erschließen kann. Hierfür können beispielsweise Temperaturpräferenzen für Räume oder späteste Abfahrtszeiten für Elektrofahrzeuge gesetzt werden. Gleichzeitig kann die Benutzeroberfläche Feedback über die CO₂-Vermeidungspotenziale einer flexiblen Ladung geben und somit Anreize in Form von Feedback für ein umweltfreundliches Verbrauchsverhalten liefern. Die Prosumer und Konsumenten erhalten überdies weitere wertvolle Informationen. Dies sind einerseits Prognosedaten, wie beispielsweise die zeitvariablen Anteile von Grünstrom am erwarteten Verbrauch, aber auch Echtzeit- und Historieninformationen. Darüber hinaus können Benutzeroberflächen auch die Bildung von Energie-Communities fördern. Solche Communities können die Partizipation an der Energiewende erhöhen sowie das Bewusstsein stärken und Anreize schaffen, einen Beitrag zur stabilen und nachhaltigen Energieversorgung der Zukunft zu leisten. Abbildung 37 zeigt beispielhaft eine Nutzeroberfläche eines Energiemanagementsystems aus C/sells.

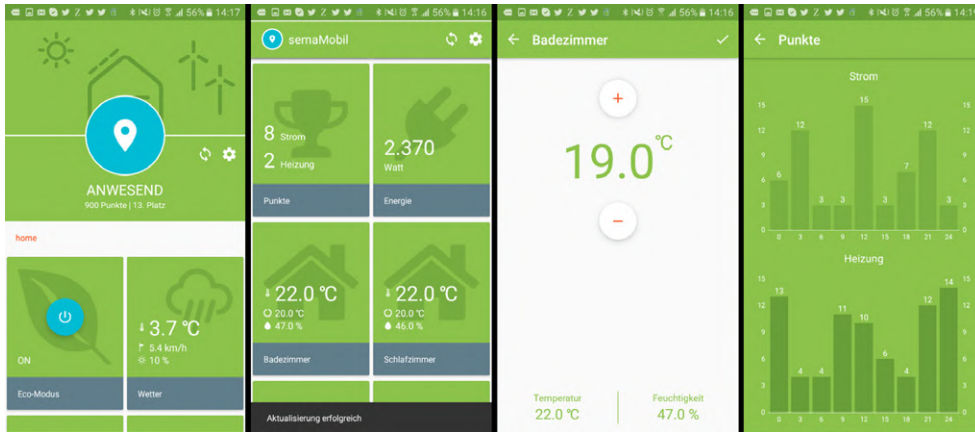


Abbildung 37:
Nutzeroberfläche
eines Energiema-
nagementsystems
mit Gamification für
Strom und Wärme

Energiemanagement – optimiert und mit anderen Zellen vernetzt

Zunehmend erzeugen auch Anlagen in kleineren Liegenschaften Strom, vor allem aus PV-Anlagen. Wenn die Gebäude den erzeugten Strom nicht zur selben Zeit vor Ort verbrauchen oder speichern können, fließt dieser in das Stromnetz zurück. Da das Stromnetz nicht immer zusätzliche Einspeisung braucht, kann es sinnvoll sein, Erzeugung und Verbrauch zunächst lokal auszugleichen, um zu verhindern, dass in diesem Fall Strom ins Netz fließt. Hierzu muss vor Ort eine Möglichkeit bestehen, die Erzeugung, den Verbrauch und die Speicherung von Energie zu steuern. Dies leistet ein Energiemanagementsystem. Es kann zum Beispiel dafür sorgen, dass lokal erzeugter PV-Strom um die Mittagszeit gespeichert und dann abends von den heimkehrenden Bewohnern genutzt wird. Dies spart nicht nur Geld, sondern entlastet auch das Stromnetz, da ohne ein Energiemanagement möglicherweise viele PV-Anlagen mittags gleichzeitig Strom ins Netz einspeisen würden. Solche räumlichen Zusammen-schlüsse mit einem oder mehreren Energiemanagementsystemen können Zellen verschiedener Größe bilden. Diese Zellen können Einfamilienhäuser, gewerbliche Immobilien oder auch ganze Flughäfen oder smarte Stadtviertel sein. Je diverser die Energieversorgungs- und Verbrauchsstrukturen vor Ort, desto höher ist grundsätzlich das Potenzial, Erzeugung und Verbrauch vor Ort auszugleichen. Gleichzeitig steigt jedoch auch die Komplexität, verschiedene Anlagen in einem Energiemanagementsystem zusammenzufassen.

Anwendungsfall H: Zellen im Austausch

Ob und in welchem Umfang eine Zelle Energie und Flexibilität bereitstellt, kann jede Zelle autonom entscheiden. Große Zellen, wie Flughäfen, Wohnquartiere oder Industrieareale, können mehrere Megawatt Leistung verschieben und damit auf die Mittelspannungsnetze wirken, die Strom in der Region verteilen. Im Gegensatz dazu lassen

► Anwendungsfall K
Seite 123

► Seite 176

► Handelsplätze
Seite 111

► Anwendungsfall B
Seite 112

sich in einzelnen Gebäuden oft nur Lasten im Kilowatt-Bereich verschieben. In den Verteilnetzen kann jedoch jedes Kilowatt wichtig sein, da häufig nur wenige flexible Anlagen an einem Netzstrang angebunden sind. Zellen können dabei Flexibilität auf ganz unterschiedliche Weise zur Verfügung stellen. Im einfachsten Fall kann die Zelle auf einen sich ändernden Strompreis reagieren und in Zeiten mit hohen Strompreisen weniger verbrauchen. Hierzu muss die Zelle vorab keine Information über das geplante Verhalten ihrer Anlagen und Bewohner nach außen kommunizieren. Es benötigt lediglich einen Smart Meter für die Übermittlung der Strompreise und die Abrechnung. Da die Smart Meter über einen gesicherten Kanal kommunizieren, bleibt die Privatsphäre der Bewohner der Zellen bewahrt. Alternativ können sich Zellen dazu entscheiden, ihre Flexibilität vorab zu prognostizieren und mittels eines geeigneten **Datenmodells** (siehe Abbildung 38) nach außen zu kommunizieren. Zudem können Zellen auch bestimmte Verhalten vordefinieren, die durch Zustände von außen ausgelöst werden, was das System besonders resilient macht. Dies ermöglicht es, vorab Flexibilität als Produkt auf einem der C/sells-Handelsplätze anzubieten. Allerdings sind finanzielle Anreize nicht die einzige Motivation für ein energiesparendes und flexibles Verhalten der Bewohner einer Zelle. So können die Bewohner einer Zelle Teil einer vernetzten Community sein, die das gemeinsame Ziel einer sichereren, günstigen und umweltfreundlichen Energieversorgung teilen.

Anwendungsfall I: Energiemanagementsysteme regeln Erzeugung und Verbrauch

► Seite 166

Damit die Zellen Energie und Flexibilität bereitstellen können brauchen sie Energiemanagementsysteme vor Ort. Diese Systeme ermöglichen es den Zellen, automatisch Situationen mit besonders hohem oder niedrigem Verbrauch oder besonders hoher oder niedriger Stromproduktion zu regeln. Ein Beispiel: Die Sonne scheint nicht und die Photovoltaikanlage speist kaum Strom ein. Dann kann es für die Zelle notwendig werden, Energie aus ihrem lokalen Batteriespeicher zu entnehmen oder die Ladeleistung des hauseigenen Elektrofahrzeugs zu reduzieren. Sollen Energiemanagementsysteme die lokalen Energieflüsse steuern, müssen diese mit einem hohen Maß an Unsicherheit umgehen können. Intelligente Energiemanagementsysteme sind deswegen in der Lage, **Vorhersagen für Solareinspeisungen** und Verbrauchsmuster zu erstellen und zu berücksichtigen. Die in C/sells entwickelten Ansätze gehen dabei noch einen Schritt weiter. Die Technische Universität München entwickelte eine Methode, die Unsicherheiten von Prognosen bei der Erstellung von optimalen Anlagenfahrplänen berücksichtigt (siehe Abbildung 38). Mögliche Abweichungen davon bietet sie als Flexibilität auf den C/sells-FlexPlattformen an.

„Unsicherheiten bei Stromerzeugung und -verbrauch werden berücksichtigt.“

Dazu ermittelt das Energiemanagementsystem zum Beispiel für die erwartete Einspeisung aus einer PV-Anlage ein Wahrscheinlichkeitsfeld und keine konkrete Zeitrei-

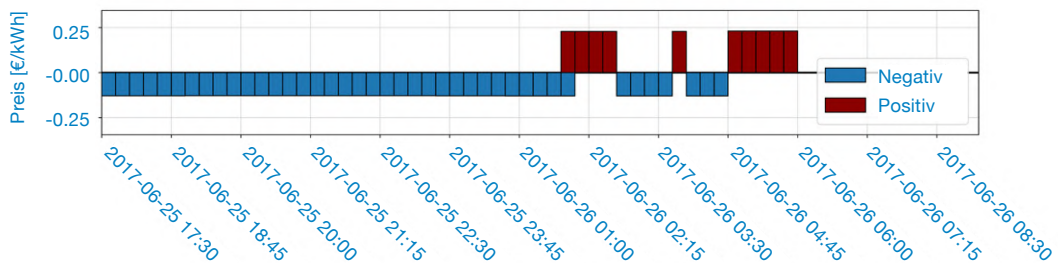
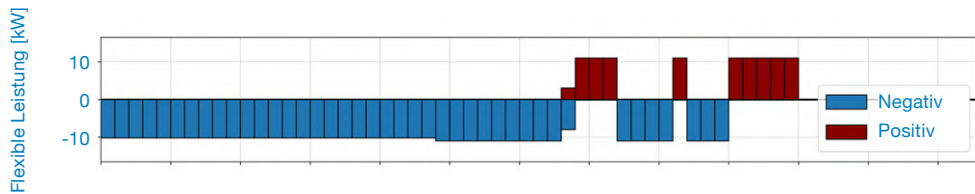
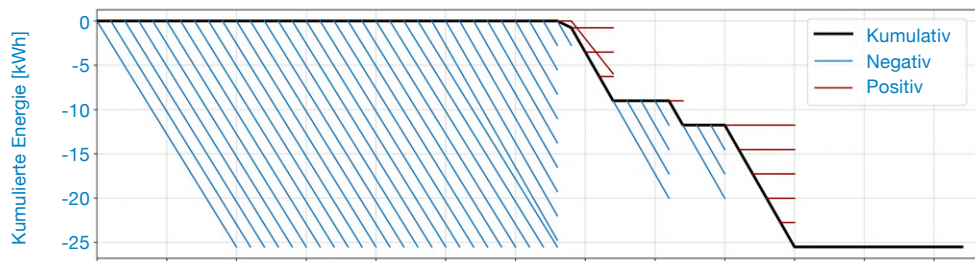


Abbildung 38:
Flexibilitäts-
angebote einer
Zelle: optimierter
Ladezeitplan eines
Elektrofahrzeugs
und mögliche Ab-
weichungen davon
(oben). Daraus er-
gibt sich: als Flexi-
bilität zur Verfügung
stehende Leistung
(Mitte), Preise bei
der Inanspruchnah-
me (unten).

he. Darauf aufbauend kann das System eine kostenoptimale Betriebsstrategie für die Zelle erstellen. Wenn das System Spielraum für Abweichungen von den optimalen Anlagenfahrplänen erkennt, so sind dies Flexibilitätspotenziale. Da solche Abweichungen vom optimalen Betrieb zu höheren Kosten der Zelle führen können, erwartet das Flexibilitätsangebot ein entsprechendes Entgelt. Diese Flexibilitätsangebote kommuniziert das Energiemanagementsystem zum Beispiel an Flex-Plattformen. Dadurch, dass Zellen ihre Flexibilität bestimmen und nach außen kommunizieren können, wird ihr Potenzial auch für angrenzende Zellen und Netzbetreiber nutzbar.

Anwendungsfall J: Elektromobilität berücksichtigen und nutzen

► Seite 150

Mit Elektrofahrzeugen und Wandladestationen, Wallboxen genannt, zieht eine neue Klasse von flexiblen Verbrauchseinheiten in die Zellen ein. Integrieren die Zellenmanager sie in das **lokale Energiemanagement**, können sie das Flexibilitätspotenzial einer Zelle beträchtlich steigern. Besonders gut funktioniert das, wenn die Verantwortlichen mit geeigneten Planungswerkzeugen Zellen so gestalten, dass diese die Anforderungen und Chancen der Elektromobilität berücksichtigen. Das bedeutet: Das Energiemanagementsystem muss sowohl die Ladebedarfe an verschiedenen Orten als auch die Flexibilität einzelner Ladeprozesse vorhersagen. Die Flexibilität aus Elektroautos kann dann in der **Liegenschaft**, aber auch darüber hinaus, genutzt werden. So können Netzbetreiber viele Elektrofahrzeuge zusammen steuern, um einen wichtigen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Stabilität unserer Netze zu leisten. Elektrofahrzeuge zu integrieren kann bei einer großen Zahl an Fahrzeugen aber auch die Infrastruktur belasten – insbesondere, wenn viele Fahrzeuge an einem Ort gleichzeitig laden wollen.

► Seite 160

„Elektroautos sind zugleich Herausforderung und Chance für das Energiesystem.“

Dabei stellen sich bereits bei der Planung der Infrastruktur erste Fragen: Auf welche Spitzenlasten müssen lokale Netzanschlüsse ausgelegt werden? Gibt es Synergien zu anderen Verbrauchern und Erzeugern am jeweiligen Standort, um somit beispielsweise Erzeugung und Verbrauch möglichst gut aufeinander abzustimmen? Welche Maßnahmen können Ressourcen, wie bereits vorhandene Anlagen, effizient nutzen? Um solche Fragen zu beantworten entwickelten das Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation (IAO) und das Institut Arbeitswissenschaft und Technologie-management (IAT) in C/sells für die Planungsphase von Zellen **Simulationstools**, die die individuelle Zelle abbilden können. Damit lassen sich Engpässe erkennen, Komponenten optimal auslegen und ein effizienter und wirtschaftlicher Betrieb gewährleisten.

► Seite 174

Geräte und Anlagen integrieren – mit Standards sicher vernetzt

Im Zuge der Energie- und Verkehrswende wird es immer mehr Erzeugungsanlagen, Speicher sowie neue Geräte auf der Verbrauchsseite wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge geben. Um sie massenfähig in das Energiesystem zu integrieren, braucht es automatisierten Datenaustausch. Dabei kann der Austausch von Energie und Information zwischen Zellen bis hinunter auf die Anlagen- und Geräteebeine nur dann gelingen, wenn die zugehörige Energieinfrastruktur digital modernisiert wird. Dazu braucht es neue technische Standards und neue rechtliche Regeln.

Die Verbindung einer Vielzahl von Anlagen und Geräten führt zugleich zu neuen Anforderungen an die Gewährleistung von Informationssicherheit und Datenschutz.

Intelligente Messsysteme bilden eine wichtige Grundlage zur sicheren Kommunikation. Zur Ausgestaltung der notwendigen Kommunikations- und Sicherheitsprotokolle bis zu den Anlagen und Geräten gibt es Normungsgremien. Hier liefern sich die Industrienationen ein Rennen um die Digitalisierung. Die nationale Aufgabe ist es, einen Innovationen fördernden Rahmen zu schaffen und die Gestaltungskraft der Gesellschaft zur Erhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit zu entfalten.

Anwendungsfall K: Geräte und Anlagen sicher und flexibel einbinden

Um den Einsatz von Strom- und Wärmeerzeugern, Verbrauchsanlagen und Speichern optimal auszugestalten, müssen die Zellen diese sowohl in Gebäude integrieren als auch mit externen Akteuren des Energiemarktes und der Netze verbinden. Die Zellen können den Eigenverbrauch zum Beispiel optimieren, indem sie PV-Anlagen mit Batterien koppeln oder Wärmepumpe und Wärmespeicher miteinander verbinden. Flexibel zu ladende Elektrofahrzeuge können Strom aus der Autobatterie zurückspeisen. Das heißt: Die Zelle erschließt ihre Flexibilität, indem sie verschiedene Energieflüsse miteinander verbindet. Zusätzlich zu diesen autonomen Funktionen innerhalb einer Zelle kann die Zelle mit externen Akteuren vereinbaren, Steuersignale an ihre Anlagen weiterzuleiten, wenn sie beispielsweise Flexibilität aus einer bestimmten Anlage bereitstellen soll. Standardisierte Prozesse ermöglichen es, einzelne Anlagen miteinander zu verbinden – sowohl über das Energiemanagementsystem als auch über die Direktverbindung zu Anlagen. Einzelne Bausteine des **Infrastruktur-Informationssysteme (IIS)** übernehmen diese Integrationsaufgabe. Das IIS nutzt die gemeinsame Mess-, Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur und es unterstützt gemeinsame Plattformdienste. Dies ermöglicht es trotz einer großen Bandbreite von Mess- und Steuereinrichtungen verschiedener Hersteller, automatisierte Prozesse auf Grundlage von Standards und gesicherten Verbindungen zu vereinbaren, um Massenfähigkeit, Wirtschaftlichkeit und Vertrauen in die Lösungen zu befördern.

► Seite 40

„Nur durch Normen und Standards lässt sich Interoperabilität und Massenfähigkeit erreichen – auch im Energiesystem.“

Das nutzt allen Beteiligten: Einerseits den externen Markt- und Netzakteuren, die eine vorhandene Infrastruktur für ihre Geschäftsmodelle nutzen können. Es nutzt aber auch den Anlagen- und Zellenbetreibenden, welche die Infrastruktur zur Anlagen- und Geräteintegration für verschiedene Anwendungen nicht mehrfach und vom jeweiligen Hersteller abhängig finanzieren müssen.

Anwendungsfall L: Intelligente Messsysteme – Nutzung des geschützten Kommunikationskanals

Die Steuerung von Geräten und Anlagen, wie beispielsweise PV-Anlagen, Speicher und Elektrofahrzeuge, benötigt einen sicheren Kommunikationskanal zusammen mit einer einheitlichen Schnittstelle: um einerseits Anlagen zu steuern und um zugleich

unberechtigte Zugriffe abzuwehren. Der Kommunikationskanal bildet die Brücke zwischen dem Energiemanagementsystem, an dem die Geräte und Anlagen angeschlossen sind, und der Außenwelt einer Zelle. Hierfür stellt der Betreiber des intelligenten Messsystems eine einheitliche Schnittstelle bereit, die im Rahmen vielfältiger Anwendungsfälle genutzt werden kann. So setzt C/sells das intelligente Messsystem in zahlreichen Demonstrationsprojekten ein. Dazu gehören freiwillige Anwendungen im Energiemarkt, wie zum Beispiel der Verkauf von Strom an benachbarte Zellen, der ohne eine standardisierte Schnittstelle und einen geschützten Kommunikationskanal nicht wirtschaftlich und sicher darstellbar wäre. Aber auch verpflichtende Einsätze laut gesetzlicher Anforderungen nutzen die Schnittstelle und den Kommunikationskanal, wenn beispielsweise die Netzbetreiber in Überlastsituationen eingreifen müssen, die zukünftig durch das zeitgleiche Laden einer Vielzahl an Elektrofahrzeugen entstehen können. Diese Anforderungen gelten für Geräte und Anlagen verschiedener Größenordnungen, sowohl im Wohn- als auch Gewerbebereich.

► Seite 45

Den Zugriff auf Geräte und Anlagen eines Gebäudes oder auf freistehende Anlagen wird über den gesicherten Kanal des **Smart Meter Gateways** erreicht. Das Smart Meter Gateway kann als Tor zu den Anlagen verstanden werden, welches sich nur für diejenigen externen Akteure öffnet, die dazu berechtigt sind. Das SMGW ist ein Teil des intelligenten Messsystems. Verschiedene externe Akteure können es nutzen. Diese Akteure sind Netzbetreiber, Energielieferanten, Energiedienstleister, aber auch weitere Gebäude- oder Anlagenbetreiber.

„Das intelligente Messsystem kann von verschiedenen Akteuren des Energiesystems genutzt werden.“

Sie nutzen den gesicherten Kommunikationskanal zum direkten Austausch von Energie und Flexibilität. Dazu verschlüsseln und versenden sie automatisiert Nachrichten durch festgelegte Prozesse. Standardisierte Komponenten innerhalb der Zelle, zum Beispiel Steuerboxen, entschlüsseln die Nachrichten und stellen sie für weitere zellinterne Handlungen bereit – zum Beispiel, um eine Anlage direkt zu steuern oder um sie an das Energiemanagementsystem des Gebäudes weiterzugeben. Beim zukünftigen direkten Energieaustausch in Energiegemeinschaften oder zwischen Gebäuden sind derartig komplexe Prozesse nicht in Eigenverantwortung wirtschaftlich umsetzbar. Daher ist es das Ziel von C/sells, die notwendigen Funktionen zur **sicheren Kommunikation** als standardisierten Infrastrukturdienst bereitzustellen. Somit nutzen verschiedene Funktionen und Nachrichten eine gemeinsame Serviceschnittstelle, an welche die Zellen die jeweilige Nachricht als verschlüsselter Inhalt zum Versand per gesicherter Post übergeben können.

► Querschnitt
Seite 62

KOP GmbH



Green Deal Architecture

Um den sich wandelnden Herausforderungen des Wohnens und Arbeitens zu stellen und dabei möglichst viele positive, wechselseitige Wirkungen und Nutzen zu adressieren, wird mit dem C/sells-Partnerprojekt **Smart Living Weinstadt** die hilfreiche Integration und die Synergiepotenziale zwischen den Themenkreisen

- **Digitalisierung und Speicherung**
Dezentrale Sektorkopplung und Flexibilität
- **Soziale Integration und Demografie**
Barrierefreiheit und Ambient Assisted Living
- **Energie und Umwelt**
Regenerative und rezyklierbare Ressourcen aufgebaut und demonstriert.

Der Wirkungsgrad der Systematik für ein zukunftsorientiertes Leben soll untersucht und auf Synergien getestet und gelebt werden.

Dazu wurde ein Gesamtkonzept für ein lebensphasengerechtes Wohn- und Dienstleistungsquartier mit mehreren Wohn- und Nutzeinheiten und einer Sozialstation für das umliegende Wohnumfeld als Leuchtturmprojekt im Rahmen der Internationalen Bauausstellung 2027 entwickelt und geplant. Die Inbetriebnahme ist Anfang 2021 vorgesehen.

Verdichtet, Vernetzt, Verbindend

Unter dieser Prämisse werden die drei wesentlichen Themenkreise maßgeblich in Beziehung gesetzt und befördern sich teils gegenseitig in ihrer symbiotischen Wirkungsweise zu einem vollständig regenerativen, rezyklierbaren und damit klimapositiven Gebäude.

Anhand dieses sektorübergreifenden Kleinquartiers werden diese Themenkreise erstmalig durchgängig sozial und digital vernetzt. Gerade in dieser Synergie liegen die besonderen Chancen zu Mehrwerten in Errichtung und Betrieb von nachhaltigen Gebäude- und Arealsystemen.

Parallel hierzu werden weitere Pilot-Innovationen eingebracht. Die Erforschung und Evaluierung der vorgesehenen Funktionsweisen und der Nutzen im Alltagsbetrieb kann an diesem Demonstrationsprojekt betrieben werden.

Die Inbetriebnahme ist Anfang 2021 vorgesehen.

Für die klimapositive, lokale Energie- und Kreislaufwirtschaft bieten wir neues Denken und Handeln als zertifizierte Experten für Nachhaltige Gebäude- und Stadtquartiere in Konzeption, Planung, Umsetzung und Betrieb nach diesem Vorbild an.



www.greendeal-architecture.eu

www.kop.info

Querschnitt: Die Rolle von Netzwerken und Plattformen im Energiesektor

Neben dem Thema „Stabilität des Energiesystems“ existiert aufgrund der geringen Energiedichte erneuerbarer Energien die zweite wesentliche Herausforderung „Immenser Flächenbedarf“. Dieser ist mit der Akzeptanz der Bevölkerung und dem Erhalt der Biodiversität in Einklang zu bringen.

Beide Aspekte führen im Energiesektor zur Etablierung von – technischen und gesellschaftlichen – Plattformen. Anders formuliert: Energiewende ist ohne Plattformen nicht machbar.

Die **technische Beherrschung** von intermittierenden, volatilen und leistungsstarken Quellen und Senken im Stromsektor erfolgt mit prinzipiellen, strukturellen und operativen Ansätzen. Diese finden sich auch in den Konzepten, Lösungen und Implementierungen von C/sells wieder:

- Effizienz und Suffizienz minimiert den Bedarf an Nutzenergie und vereinfacht so das System
- Vielfalt in der Ausprägung der Erzeugung stabilisiert die Bereitstellung von Strom
- Die Vernetzung von Quellen und Senken ist die Voraussetzung für die Nutzung der Vielfalt
- Zelluläre Strukturen schaffen entsprechend dem Subsidiaritätsprinzip lokalen, regionalen und überregionalen Ausgleich zwischen leistungsstarken Quellen und Senken bei minimiertem Infrastrukturbedarf
- Sektorenübergreifende und bidirektionale Flexibilitätsoptionen, wie Power-to-X aber auch X-to-Power, operationalisieren zelluläre Strukturen
- Digitalisierung schafft Transparenz, identifiziert Optimierungspotenziale und garantiert System- und Netzstabilität.

In diesem Kontext sind Netzwerke physikalische und haptische Gebilde, die die verschiedenen Elemente und Ebenen der Energiewende verbinden. Plattformen beziehen sich auf Online-Daten, Algorithmen und Marktmodelle, die das Zusammenspiel der Komponenten und Ebenen örtlich und zeitlich sicherstellen. Digitalisierung wird eine Voraussetzung für die Energiewende. Eine bisher weitestgehend statische Infra-

struktur wird dynamisch. Das im Rahmen von C/sells entwickelte Infrastruktur-Informationssystem realisiert eine derartige Struktur.

Auf der **gesellschaftlichen Seite** sind Netzwerke und Plattformen ebenfalls wichtige Bestandteile des Transformationsprozesses. Hier steht der Mensch im Mittelpunkt. Energiewende und Digitalisierung bedeuten tiefgreifende Veränderungen, nicht nur in der Gestaltung des Raums, sondern auch im täglichen Leben. Wenn unterschiedliche Interessen und Positionen zusammentreffen, so sind Informationsaustausch und Dialog zwischen den verschiedenen Stakeholdern erfolgskritisch. Ohne die Akzeptanz der Menschen wird die Transformation nicht gelingen. Transparenz, Partizipation und Integration werden so zu zentralen Elementen. C/sells zeigt, welche Herausforderungen die **Partizipationsarbeit** bei den Menschen vor Ort mit sich bringt und welche Chancen entstehen. Foren der Information, des Austauschs und der Mitgestaltung sind dauerhaft zu etablieren.

► Seite 128

Es existieren in Deutschland auf diesem Gebiet bereits mannigfaltige – wenngleich nicht unbedingt immer synchronisierte – Aktivitäten. So gibt es die auf die Fachwelt fokussierenden Verbände (zum Beispiel BDEW, VKU, BDI oder BEE) die sich mit der Umsetzung der Energiewende aus ihrer jeweiligen Perspektive befassen. Weiterhin gibt es Denkfabriken, wie dena oder Agora Energiewende und viele Energieagenturen auf Landesebene bei denen Information und Beratung im Mittelpunkt stehen.

In C/sells sind mehrere Institutionen, wie das House of Energy, die SmartGridsBW, die Forschungsstelle für Energiewirtschaft als Regionalkoordinatoren der beteiligten Bundesländer engagiert. Auch hier spielt der Netzwerkgedanke eine wichtige Rolle. Die Institutionen sind in ihrem jeweiligen Wirkungskreis mit Politik, Wirtschaft und Wissenschaft vernetzt. Dies unterstützt die Erreichung der Projektziele, die Kommunikation der Ergebnisse und deren Eingang in die ordnungspolitischen Überlegungen.

Exemplarisch sei das House of Energy, die Denkfabrik und das Netzwerk für Energie des Landes Hessen, genannt. Es fördert die Nachhaltigkeit durch Unterstützung konkreter und anwendungsnaher Forschungsprojekte unter Einbindung von Politik, Wirtschaft und Wissenschaft. Es schafft Transparenz durch Konferenzen, Tagungen und Foren, bietet Information und regt zum Dialog an.

Menschliche und technische Netzwerke bilden gemeinsam die Grundpfeiler für ein Gelingen der Energiewende. Dies wurde durch Projektteilnehmer von C/sells erkannt und umgesetzt. Die menschliche Interaktion ist genauso wichtig, wie die technische. Für eine nachhaltige Entwicklung ist ein ganzheitlicher Denkansatz gefordert.



„Die Digitalisierung ermöglicht es, dass Bürgerinnen und Bürger Strom von Nachbarn erhalten können. Dadurch beziehen wir sie direkt in die kommunale Energieversorgung ein. Um diese Form der regionalen Wertschöpfung zu ermöglichen, schaffen wir eine digitale Infrastruktur dafür. Wenn die Bürgerinnen und Bürger ihren Strom nicht selbst untereinander nutzen können, werden die kommunalen Liegenschaften den Bürgerstrom nutzen.“

Energiewende beginnt im Kopf – Was Partizipation bedeutet



Meine Kommune geht voran!
Für Beate Bürgermeisterin ist klar:
„Die Energiewende voranzubringen ist eine Frage kommunalen Handelns. Auch wenn die Bundes- und Europapolitik die Maßnahmen diskutieren: Umgesetzt werden sie vor Ort! Um das gemeinsam anzupacken haben wir eine Genossenschaft gegründet, an der sich die Gemeinde, die Sportvereine, die Sparkasse und mehr als 400 Bürgerinnen und Bürger beteiligen. Seit wir bewiesen haben, dass die Energiewende vor Ort gewinnbringend sein kann, habe ich den Gemeinderat immer auf meiner Seite.“

Die Bedeutung der Partizipation in der Energiewende wächst ständig. In C/sells werden Prozesse zur Information und zum Dialog entwickelt, damit Menschen an der Energiewende im Allgemeinen und am Projekt C/sells im Speziellen partizipieren können. Partizipieren, also „Teilhaben“ heißt hier im besten Sinne auch Gestalten, um so die Interessen der Beteiligten zu wahren und den Nutzen für sie zu vergrößern. Werden Bürger zu aktiven Trägern der Energiewende – und viele sind es schon, dann kann nicht nur die sowieso sehr hohe allgemeine Akzeptanz für die Energiewende, sondern auch die Akzeptanz von individuellen Maßnahmen in direkter Nachbarschaft steigen. Partizipation, falls sie nicht nur als bloße Akzeptanzbeschaffung ausgeführt wird, ist also ein Erfolgsfaktor für die Energiewende. An Partizipation kommt man nicht mehr vorbei: Das ist die verkürzte Zusammenfassung der Projekterkenntnisse von C/sells in Fragen der Einbindung beteiligter Akteure aller Art – von der Privatperson über den Kommunalvertreter bis hin zu gewerblichen Akteuren und Köpfen, die relevante Rollen im institutionellen Umfeld von Landes- und Bundesregierung einnehmen.

Dieses Kapitel beschreibt, wie Partizipation in C/sells umgesetzt wird, sei es bei konkreten Anlagen in den über 30 Demonstrationszellen, sei es auf kommunaler Ebene in den neun C/sells-Citys. Dazu werden die Begriffe „Partizipation“ und „Akzeptanz“ erklärt, die in der Praxis durch Unschärfen in der Formulierung oftmals zu schlechtem Erwartungsmanagement führen. Es werden Einblicke in die Kommunika-

tionsstrategie und die Informations- und Mitmachplattform „Ich bin Zukunft“ gegeben, welche als Bühne für die meisten Themen genutzt wurde – seien es digitales Storytelling oder Live-Formate vor Ort im Austausch mit beteiligten und interessierten Personenkreisen. Ein Schwerpunkt liegt auf den Arbeiten in den C/sells-Citys – jenen Kommunen, die sich dazu bereit erklärten, an einem vierjährigen Experiment zum Energiezukunft-Dialog zu partizipieren und diesen zu unterstützen. Abschließend werden die zentralen Ergebnisse der umfassenden Sozial- und Marktforschung aufgezeigt, welche sich im Rahmen von neun qualitativen Fokusgruppen sowie einer repräsentativen Forsa-Befragung in der Bevölkerung ergeben.

Was hat Partizipation mit Akzeptanz zu tun?

Die Begriffe „Partizipation“ und „Akzeptanz“ sind zwar eng miteinander verknüpft, stehen jedoch nicht in einer direkten kausalen Wirkung zueinander. Dabei gilt es zunächst zu definieren, was unter „Akzeptanz“ zu verstehen ist. In der Rechtswissenschaft wird Akzeptanz weitläufig mit Duldung gleichgesetzt. Dabei hat die Akzeptanz verschiedene Ebenen bis hin zur sogenannten aktiven Akzeptanz in der Umweltpsychologie. Diese vereint die positive Bewertung mit einer daran anknüpfenden Handlung. Eine Akzeptanz mit dem inhärenten Engagement ist insofern ein wesentliches Ziel für die nachhaltige Partizipation – aber keine zwingende Folge.

In der Forschung werden der Partizipation akzeptanzfördernde Wirkungen zugesprochen, das konnte auch in C/sells beobachtet werden. Partizipation darf jedoch unter keinen Umständen als Maßnahme zur „Akzeptanzbeschaffung“ verstanden oder zur nachträglichen Legitimation eingesetzt werden. Allerdings kann mithilfe frühzeitig eingeleiteter Partizipation die Qualität und Geschwindigkeit von Projekten erhöht werden. Bei der Entwicklung von Technologien wie auch bei deren Umsetzungen können dann frühzeitig die Bedürfnisse und der Nutzen der Anwender berücksichtigt werden.

Der Anspruch von C/sells war von Anfang an., möglichst partizipative technische Lösungen und Geschäftsmodelle sowie finanztechnische Lösungen für möglichst breite Akteursgruppen zu entwickeln. Die erste notwendigerweise durchzuführende Begriffsabgrenzung ist die zum rein politischen Verständnis der Partizipation oder juristischen Aspekten des Beteiligungsbegriffs. In C/sells werden keine deliberativen, politischen Willensbildungsprozesse oder anderweitige rechtsverbindliche Richtungsentscheidungen getroffen. Vielmehr ging es darum, in Informations- und Dialogprozessen aufzuzeigen, wie möglichst viele Akteure an der Energiewende im Allgemeinen und am Projekt C/sells sowie seinen Lösungen im Speziellen partizipieren können.

Vor Partizipation kommt Information und Verständnis

Bereits während der Ansprache potentieller Teilnehmer kristallisierten sich die Unterschiede zwischen dem Energiewendewissen kommunaler Entscheidungsträger und der thematischen Flughöhe der C/sells-Projektinhalte heraus. Der Themenkomplex der Digitalisierung der Energiewende ist vor allem für Privatpersonen ein weitestgehend unbekanntes Feld. Notwendig ist deshalb eine frühzeitige und zielgruppenspezifische Kommunikation. Aus den Informationsständen privater Akteure zu einzelnen Aspekten der Digitalisierung der Energiewende und intelligenter Netze wurde der Informationsbedarf abgeleitet. Auf dieser Basis wurden weiterführende Informations- und Austauschplattformen entwickelt, in denen lokale Teilhabemöglichkeiten an der Energiewende aufgezeigt werden.

Eine verständliche und transparente Kommunikation schafft erste Stufen zur Akzeptanz – auch technischer – Umsetzungen, indem Aufwände, Risiken und Mehrwerte offen dargelegt werden. Partizipation bedarf außerdem eines klaren **Gestaltungsspielraums**. Dieser bildet den Rahmen für die an den Partizipationsbezug gerichteten Erwartungen. Um diesen genauer zu definieren, wurden Orientierungsfragen ausgearbeitet, welche eine Einordnung der Partizipationsmöglichkeiten vereinfachen:

- Woran soll partizipiert werden?
- Wer soll partizipieren?
- Wie soll partizipiert werden?

Das Vorantreiben der Energiewende und das Zusammenbringen relevanter Akteure ist auch innerhalb der C/sells-Gemeinschaft ein relevanter Prozess. Daher gehörten projektinterne sowie -externe Kommunikation und Berichterstattung ebenfalls zu den Aufgaben des Partizipationsteams. Zusammen mit den Projektpartnern wurden niederschwellige Prozesse und Partizipationsmöglichkeiten an jeweiligen Projekten erarbeitet sowie die Prozessbeteiligten auf diesem Weg begleitet. Gemeinsam konnte so eine große und vielfältige Community aufgebaut werden, die Mut zu mehr macht.

Ein zentraler Bestandteil der aus den Analysen abgeleiteten Kommunikationsstrategie ist die Informations- und Mitmach-Plattform „Ich bin Zukunft“, welche eine adäquate Bürgeransprache ermöglicht.

„Ich bin Zukunft“ – die Kommunikationsstrategie

Ziel der Kommunikationsstrategie ist die Schaffung einer nachhaltigen, sich selbst tragenden neuen Motivation für die Energiewende. Eine intrinsische Motivation Einzelner, die im positiven Sinne die Energiewende unterstützt und eine Denkwende in den Köpfen der Bevölkerung auslöst. Klar ist, dass mit begrenzten Ressourcen nicht die breite Öffentlichkeit in drei der größten Bundesländer Deutschlands flächendeckend erreicht und aktiviert werden kann. Deshalb fokussieren sich die Kommunikationsaktivitäten im weiteren Verlauf auf die genannten C/sells-Citys und auch dort sehr stark

auf die kommunikative Unterstützung definierter Veranstaltungen und Aktivitäten von Akteuren vor Ort.

Die wichtigste Erkenntnis zu Beginn der Aktivitäten im Projekt war, dass ein emotionalisierender Projektname benötigt wird, welcher einen Bezug zwischen den Projekthaltungen und der Lebenswelt der Bürgerinnen und Bürger darstellt. Der sachlich korrekte, aber schwer zu artikulierende Name „C/sells“ eignet sich hierfür nicht, so die Erkenntnis unserer Erfahrungen und der Kommunikationsexperten auf Seiten der im Projekt als Unterauftragnehmer tätigen Werbeagentur PKP BBDO. So entstand die Idee einer Informations- und Mitmach-Plattform mit dem Namen „Ich bin Zukunft“ und einer passenden Logogestaltung. „Ich bin Zukunft“ ist ein Appell an jeden Einzelnen, persönlich etwas für die Gestaltung der Energiezukunft tun zu können, unabhängig vom individuellen Einfluss oder der eigenen Reichweite. Dieser Anspruch zeigt sich auch in der Ausgestaltung von Inhalten im Rahmen der Plattform. Die Inhalte adressieren alle Zielgruppen, vom Mieter über den Hauseigentümer, vom Jugendlichen in der Schule bis hin zum Erwachsenen, als selbstständig handelnde Personen in einer Bürgerenergiegenossenschaft, als Mitwirkende in einer Lokalen Agenda 21-Gruppe oder auch als Person, die nur im eigenen persönlichen Umfeld Energie-relevante Entscheidungen trägt.

Die Informations- und Mitmach-Plattform „Ich bin Zukunft“ existiert sowohl als digitale Plattform mit einer Internetseite und zugehörigem Blog sowie diversen Fakten- und Info-Rubriken. Ferner ist diese Plattform auch ein Format der Begegnung, welches im Rahmen von unterschiedlichen Bürgerveranstaltungen zum Tragen kam. Mit entsprechendem Markenbild nach außen hin erkennbar gemacht, stets in Kombination mit den Logos des Projektnamens C/sells und des Fördergebers, stand das



Abbildung 39:
Mitmach-Platt-
form ich-bin-
zukunft.de für
Bürgerinnen und
Bürger

Partizipationsteam gemeinsam mit verschiedenen Akteuren aus der C/sells-Partner-Landschaft auf Marktplätzen, zeigte an zentralen Orten in Städten und Kommunen Präsenz und sorgte mit interaktiven Formaten für Aufmerksamkeit.

Punktuell in ausgewählten C/sells-Citys – neun Kommunen und Städten in Süddeutschland – wird der Energiezukunft eine Bühne gegeben und über selektiv ausgewählte Live-Formate sowie digitales Storytelling innovative Themen ins Gespräch gebracht: Dazu zählen der Smart Meter-Rollout, intelligente Energienetze sowie die breit gefächerten Möglichkeiten der Beteiligung an der Energiewende für Einzelpersonen, unabhängig davon, ob man als Mieter oder Eigenheimbesitzer die Energiewende mitprägt.

Die wichtigste Erkenntnis dabei: Konkrete Produkte, die eingängig sind, mit einfachen Worten vorgestellt werden können und dazu Sinn für die Energiewende und den Klimaschutz stiften, überzeugen in der breiten Masse mehr als visionäre Ideen von einer systemischen Gesamtlösung für die Zukunft. Zudem bestätigte sich in der direkten Bürgeransprache die bereits oben formulierte Feststellung: Die Ideen von „Intelligenten Energienetzen“ und „Smart Metering“ sind in der Bevölkerung praktisch unbekannt und auch bei Erläuterung kaum greifbar, lediglich Experten im Themenfeld sind diese Themen präsent. Die Umsetzung der Energiewende, als Antwort auf die Frage nach dem „Wie?“ interessiert die wenigsten – abgesehen von wirklich Involvierten und Experten. Die Mehrheit der Bürger interessiert sich eher für die Frage nach dem „Was?“, also klare Produkte oder Mehrwerte.

Weiterhin wurde bei Akteuren in Klein- und Mittelstädten eine verstärkte Affinität zum Thema Energiewende in Bezug auf das Eigenheim festgestellt – in Großstädten wurde Energiewende nicht als persönliches Thema verstanden und die eigenen Gestaltungsspielräume in dieser Hinsicht als begrenzt wahrgenommen.

Die kommunale Ebene – C/sells-Citys

In C/sells werden zwei prinzipielle Formen der Partizipation umgesetzt: In den über 30 **Demonstrationszellen** sind Bürger wie auch Gewerbe als Verbraucher, Energieerzeuger, oder Prosumer direkt an der technischen und wirtschaftlichen Umsetzung beteiligt. Des Weiteren wurden neun C/sells-Citys akquiriert, bei denen es insbesondere um die Gestaltung der Energiewende auf kommunaler Ebene ging.

Es gibt je drei C/sells-Citys in Baden-Württemberg, Bayern und Hessen – jeweils eine Gemeinde/Kleinstadt, eine Mittelstadt und eine Großstadt. Die C/sells-Citys überlappen sich teilweise mit den C/sells-Demonstrationszellen, das heißt in einigen C/sells-Citys wurde C/sells-Technik, begleitet von den Projektpartnern, auch konkret umgesetzt. Die weiteren Kandidaten für die C/sells-Citys wurden insbesondere im Hinblick auf schon gezeigte Affinität zu Energiewendethemen ausgesucht.

Die Ansprache erfolgte – sofern vorhanden – durch die C/sells-Partner vor Ort, oder durch die Mitarbeitenden des Partizipationsteams auf Ebene der zuständigen

Kommunalverwaltungen. Dabei wurde deutlich, dass die thematische Flughöhe der Energiewendecommunity, kombiniert mit dem hohen Abstraktionsgrad der Tätigkeiten von C/sells, für Entscheidungsträger und teilweise auch für die Fachabteilungen schwer verständlich ist. Das prinzipielle Interesse nahezu aller angesprochenen Kommunen wurde von mehreren Hürden begleitet, die sich unter dem Begriff Ressourcenmangel zusammenfassen lassen. So zeigten sich einerseits Finanz- andererseits Personalkapazitäten als limitierende Faktoren für die Teilnahmebereitschaft. Selbst in Kommunen, welche ein prinzipielles Interesse besaßen, konnte die Mitarbeit in mehreren Fällen aufgrund Personalmangels in den Verwaltungen nicht zugesagt werden. Erst mit dem Hinweis auf die völlige Freiheit von Personaleinsatz konnten Kommunen zur Mitarbeit überzeugt werden. In den kleineren Gemeinden und Städten zeigt sich hierbei, dass die lokalen Gegebenheiten, insbesondere die Affinität der Kommunalpolitik (Bürgermeister, Gemeinderäte) zu Energiewendethemen ausschlaggebender Faktor für die Teilnahme waren.

Letztlich machen die Gemeinden Allensbach (BW); Altdorf (BY); Fürth i. Odenwald (HE), die Mittelstädte Dillenburg (HE); Fellbach (BW) und der Landkreis Ebersberg (BY); sowie die Großstädte Kassel (HE), Mannheim (BW) und München (BY) mit.

► Karte
Seite 140



Abbildung 40:
C/sells-City Altdorf.
Hier ist C/sells mit
einem Info- und
Mitmachstand bei
einem Gemeindefest
vertreten.

Technikumsetzung konkret – Partizipation in den C/sells-Demonstrationszellen

Partizipation im Rahmen von C/sells hat unterschiedliche Kategorien und Eingriffstiefen. Zunächst gibt es die Arbeit an Lösungen im direkten Projektbezug. Zum einen werden in den Demonstrationszellen potenzielle Anwender angesprochen. Ziel ist es, Bürgerinnen und Bürger in die lokalen Projekte zu involvieren.

Im projektexternen Rahmen gehören zu gemeinsamer Arbeit an Lösungen auch die Gestaltung und Durchführung von Veranstaltungen. Die Spannweite geht von „Gamification & Infotainment“ bis hin zu Fachkongressen und aus dem Projekt initiierten Ministerdialogen. Dadurch sollen die komplexen Themen der digitalisierten Energiezukunft an die jeweilige Zielgruppe herangetragen werden.

Abbildung 41:
Ministerdialog
Bayern 2019 mit
dem bayerischen
Wirtschaftsminister
Hubert Aiwanger.



Auf der bürgernahen Ebene wird der projektnahe Partizipationsbezug ermöglicht, indem in ausgewählten Kommunen und Städten die Teilhabe an Lösungen von C/sells gefördert wird. Zwar ist die Partizipation an technischen Ausgestaltungen bereits rein aus Datensicherheitsaspekten und regulatorischen Gründen nur bedingt möglich. Doch werden die Erfahrungen und Erwartungen der Teilnehmenden in partizipativen Dialogprozessen aufgenommen und fließen so in die Ausgestaltung passender Geschäftsmodelle und Services ein.

Zusätzlich zu genannten Partizipationstätigkeiten wird umfangreiche Sozialforschung durchgeführt. Einerseits werden damit Informationsgrundlagen für die Kommunikations- und Veranstaltungsformate geschaffen. Andererseits sollen Erkenntnisse über die Einstellungen der Bürger zum Themenbereich „Intelligente Energienetze“ gewonnen werden – mit Fokus auf das Thema Smart Metering, welches in der Lebenswelt der Bürger am sichtbarsten präsent ist. Die Sozialforschung des Arbeitspakets

wird als Mixed-Method-Design mit einer hypothesengenerierenden qualitativen und einer hypothesentestenden quantitativen Komponente konzipiert. Ziel der daraus resultierenden Untersuchung ist die Erfassung des Kenntnisstands und der Akzeptanz intelligenter Energienetze und gegebenenfalls einzelner Komponenten wie Smart Metering und assoziierter Themen wie Smart Home.

Die qualitative Komponente beinhalten Fokusgruppenuntersuchungen in jeder der neun C/sells-Citys sowie Auswertungen von diversen Veranstaltungsformaten. Für die Fokusgruppen werden Teilnehmer mit möglichst geringem Vorwissen ausgewählt, um so einen möglichst unvoreingenommenen Blick auf die in den Fokusgruppen erörterten Fragestellungen zu gewährleisten. Aus den Ergebnissen werden Hypothesen abgeleitet, welche die Basis für weitere Untersuchungen im Rahmen eines Mixed Method-Designs bilden. Die Erkenntnisse der Fokusgruppen fließen auch in die Kommunikationsmaßnahmen und die Gestaltung der Veranstaltungsformate ein. Die Ergebnisse der Fokusgruppen zeigen, dass eine individuelle Energiewende-Affinität in den Klein- und Mittelstädten bezüglich Maßnahmen im Eigenheim, und in geringem Maße in Bezug auf das Thema Mobilität besteht. In den Großstädten wird das Thema Energiewende insgesamt von anderen Themen wie Verkehrschaos und Mietpreisen überlagert, Energiewende wird nicht gesondert und nicht als persönliches Thema wahrgenommen. Hierbei wird auch häufig darauf hingewiesen, dass Mieter praktisch keine Gestaltungsspielräume besäßen. Intelligente Energienetze und Smart Metering wurden von den Interviewten nicht aktiv angesprochen. Die Ergebnisse der qualitativen Untersuchungen werden als anleitende Hypothesen für die quantitative Untersuchung genutzt, die als Telefonbefragung durch das Marktforschungsinstitut forsa ausgeführt wurde. Mit einer repräsentativen Stichprobe von 1205 befragten Personen dient diese Untersuchung der Überprüfung der qualitativ aufgestellten Hypothesen und lässt die Übertragung der Ergebnisse auf die Gesamtbevölkerung zu. Die umgesetzten Sozialforschungsmaßnahmen als ein unterstützendes Element erlauben konkrete Zielgruppenadressierung und zielgerichtete Veranstaltungsformate.

Veranstaltungsformate in den C/sells-Citys

Der Konzeption im Rahmen der Partizipationsarbeit durchgeführten Veranstaltungen liegen mehrere Überlegungen zugrunde: Die Aktivierung für Energiewendethemen soll sowohl auf Ebene der Bürger selbst erfolgen als auch die lokalen Akteure als Multiplikatoren einbeziehen, welche auch über das Ende von C/sells hinaus wirken sollen. Hierfür werden Dialoge mit lokalen Akteuren durchgeführt. Für Bürger werden Bürgerevents und Bürgerdialoge durchgeführt.

Die Lokale Akteure-Dialoge adressieren verschiedene Akteure: Die C/sells-Partner vor Ort, lokale zivilgesellschaftliche Vereinigungen, Industrie- und Handelskammern, Gewerbevertretungen, die Kommunalverwaltungen, lokale Energieversorger, Netzbetreiber, Umweltverbände, örtliche Großverbraucher und Bürgerinitiativen zum

Thema Energie sowie Lokale Agenda 21-Gruppen. Bürgerenergiegenossenschaften und örtliche Finanzinstitute wie Sparkassen und Volksbanken werden ebenso eingeladen, da diese als potenzielle Finanzierungspartner vor Ort wichtige Funktionen erfüllen. Da die Beteiligung an der Energiewende in vielen Fällen eine finanzielle Komponente besitzt, wird dieser Aspekt auch in der Themengestaltung berücksichtigt. Die Ergebnisse der Lokale Akteure-Dialoge zeigen auf, dass neue Projekte aufgrund zahlreicher Beschränkungen sowohl finanzieller Ressourcen wie auch zum Beispiel von Bauplätzen und in besonderem Maße Personalressourcen vielfach vor großen Schwierigkeiten stehen. Diese lassen sich nicht allein mittels Technik ausräumen, sondern müssen sowohl an die lokalen Gegebenheiten vor Ort, wie auch an die verbindlichen Anforderungen, an welche die Stakeholder vor Ort gebunden sind (etwa Kommunalrecht, Verwaltungsrecht, Planungsrecht) angepasst werden.

Bürgerevents beinhalten eine niedrigschwellige Ansprache und die Verbindung mit einem lokalen Fest (wie zum Beispiel dem Altdorfer Marktfest oder dem Allensbacher Seetorfescht) und haben einen hohen Durchlauf. Die Informationstiefe der Veranstaltungen ist sehr gering gehalten, um Personen, welche den C/sells- beziehungsweise Ich-bin-Zukunft-Stand primär als Störer im Festgeschehen wahrnehmen, nicht mit zu großer fachlicher Tiefe abzuschrecken. Der Stand wird mit Giveaways und Spielmöglichkeiten für Kinder bestückt, Informationen werden von den C/sells-Partnern vor Ort sowie dem Partizipationsteam präsentiert. Als zusätzliche Materialien stehen einfache Poster oder Flyer zur Verfügung. Ziel der Bürgerevents ist es, Bürger in ihrem Alltag mit dem Thema Energiewende zu konfrontieren und Informationen zu vermitteln, um die Bürger zur aktiven Beschäftigung mit diesem Thema anzuregen.

Abbildung 42:
Ein Lokale-
Akteure-Dialog
ist vorbereitet.



Dieses Thema ist in der Lebenswelt der meisten Bürger praktisch nicht präsent, wie auch die Gespräche an den Ständen zeigen. Aufmerksamkeit erregten die Solarmodule am Stand, mit welchen beispielsweise Smartphones geladen werden können. Auf jeder Veranstaltung fragten mehrere Personen nach, ob es diese zu gewinnen gäbe oder sie käuflich zu erwerben seien.

Die Bürgerdialoge bedienen sich ähnlicher Mittel wie die Bürgerevents, wurden jedoch auf mobilen Plattformen (Tram-Talk, Solarfahren-Talk), oder mit einem deutlich größeren Stand (Ich-Bin-Zukunft-Talk) gestaltet. In diesen Settings ist ein geringerer Personendurchlauf, dafür jedoch ein tiefergehender Dialog mit den Experten möglich. Neben Kurzvorträgen zu den C/sells-Themen kommt auch die Energiewende allgemein zur Sprache. So werden beispielsweise beim Veranstaltungsformat des Tram Talks fahrende Straßenbahnen zu Konferenzräumen umgewidmet und von Station zu Station über Lautsprecherdurchsagen Kurzimpulse zu Themen der Energiezukunft an die Passagiere herangetragen.

Fazit: Energiewende ist Denkwende

„Energiewende beginnt im Kopf“ – diese These hat sich in unserer Partizipationsarbeit im Rahmen von C/sells vielfach bestätigt. Die Energiewende ist in hohem Maße eine Denkwende und braucht das Engagement vieler Einzelner, um die vier bekannten D's (Dekarbonisierung durch Dezentralisierung, Digitalisierung und Demokratisierung) erfolgreich in die Realität umzusetzen.



Abbildung 43:
Tramtalk, ein
Format für ein
Bürgerevent. Hier
im Herbst 2018 in
München.