



TRÄNSNET BW

C/sells - Das Energiesystem der Zukunft

KONZEPTIONIERUNG UND UMSETZUNG EINES SMARTEN ENERGIESYSTEMS AUS SICHT EINES ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBERS



C/sells - Das Energiesystem der Zukunft

KONZEPTIONIERUNG UND UMSETZUNG EINES SMARTEN ENERGIESYSTEMS AUS SICHT EINES ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBERS

01	SMART SYSTEM	S 04
02	C/SELLS - EINE COMMUNITY	S 12
03	GEMEINSAM PROFITIEREN	S 28
04	SMART SYSTEM SPOTLIGHTS	S 44
05	WAS BLEIBT	S 80



Sehr geehrte Damen und Herren,
liebe Leserinnen und Leser,


Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Demokratisierung und Digitalisierung sind die vier europäischen Treiber zur Umsetzung der Energiewende. Als Übertragungsnetzbetreiber gewährleisten wir zu jeder Zeit die System- und Versorgungssicherheit in Deutschland. TransnetBW gestaltet den gesellschaftspolitisch erwünschten und beschlossenen Wandel des Energiesystems hin zu einer CO₂-freien Erzeugung aus erneuerbaren Energien. Dies erfordert, unsere Netze im notwendigen Umfang auszubauen, aber auch die Infrastruktur unter Einsatz intelligenter Lösungsansätze zu digitalisieren und effizient zu nutzen.

Kennzeichnend für die Energiewende ist die zunehmende Anzahl von Erzeugungsanlagen, vor allem getrieben durch Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen. Eine große Herausforderung stellt die technische und wirtschaftliche Integration von flexiblen Verbrauchern und Erzeugern dar. Dafür müssen wir immer mehr Daten und Informationen verarbeiten und uns zunutze machen. Neue digitale Technologien ermöglichen uns, diese Daten intelligent zu verknüpfen, um neue Produkte zu entwickeln und bestehende Produkte den neuen Anforderungen anzupassen. Aus diesem Grund treiben wir als Unternehmen Umsetzungsprojekte wie die Netzsicherheitsplattform DA/RE und Innovationsprojekte zu Blockchain und C/sells voran.

C/sells bildet das Gesamtsystem durch einen zellularen Ansatz ab. Dies reduziert die Komplexität im Energiesystem und optimiert gleichzeitig die Steuerung. Daten aus intelligenten Messsystemen bilden die Basis, um einerseits daten- und marktgetriebene Mehrwertdienste zu entwickeln. Andererseits ermöglichen diese Daten eine digitale Vernetzung der Netzbetreiber, um die Informationen netzdienlich zu nutzen. Im Energiesystem der Zukunft berühren sich zwei bislang isolierte Welten, die im Projekt C/sells zusammengeführt wurden. Beispielsweise werden die messtechnische Informationserfassung aus den Leitsystemen (Netzführung) und die Abrechnungszählern aus dem intelligenten Messsystem (Energiedatenmanagement) miteinander verknüpft. Gemeinsam mit unseren Projektpartnern haben wir innerhalb von C/sells innovative Technologien sowie Marktmechanismen für flexible und intelligente Netze und Märkte entwickelt und demonstriert. Damit haben wir als Unternehmen einen Weg eingeschlagen, um die Vielzahl an innovativen und datengetriebenen Projekten im Rahmen unserer Unternehmensstrategie Smart System unter einem Dach zu bündeln.

An dieser Stelle möchte ich allen Projektbeteiligten, die im Projekt C/sells aktiv waren, meinen Dank aussprechen. Neben dem technologischen Fortschritt ist auch die intensivierte Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern in Baden-Württemberg hervorzuheben, an der das Projekt einen großen Anteil hatte. Mehr über C/sells und die spannenden Projekte, die den Weg in eine digitale Zukunft ebnen, erfahren Sie in dieser Broschüre.

Ihnen viel Freude beim Lesen


Dr. Rainer Pflaum



01

Smart System

Das erste Kapitel führt in das Thema Smart System aus Sicht der TransnetBW ein und erläutert die Hintergründe zur Teilnahme am Forschungsprojekt C/sells innerhalb des BMWi Schaufensters intelligente Energien (SINTEG).

1.1 WAS VERSTEHT MAN UNTER SMART SYSTEM?	S 06
1.2 C/SELLS EIN INNOVATIONS-INKUBATOR @TRANSNET BW!	S 08
1.3 WARUM SIND WIR IN C/SELLS DABEI?	S 10



WAS VERSTEHT MAN UNTER SMART SYSTEMS

Die TransnetBW ist für die sichere und zuverlässige Stromversorgung in Baden-Württemberg verantwortlich.

TransnetBW ist verantwortlich für das Höchstspannungsnetz in Baden-Württemberg und versorgt die Region sicher und zuverlässig mit Strom. National und international sind wir sowohl physikalisch als auch informationstechnisch vernetzt und arbeiten eng mit anderen Netzbetreibern und mit unseren Netz- und Marktpartnern zusammen.

Netz und Markt: Diese beiden Begriffe beschreiben das heutige Aufgabenspektrum der TransnetBW (siehe Abb. 1). Wir planen und gestalten Netze auf der Höchstspannungsebene mit unseren AC- und DC-Projekten, verbauen intelligente Netztechnik und gewährleisten mit unserer Netzführung den sicheren Systembetrieb. Bei diesen Aufgaben stehen wir vor großen Herausforderungen: dem Transport der Erneuerbaren vom Ort ihres Erzeugens zu den Verbrauchszentren wie auch dem Umgang mit dem volatilen Erzeugen in der Systembilanz. Bedeutend ist auch unsere Rolle als „Market Facilitators“: Wir stellen den Marktzugang und gestalten die Marktintegration und die Bilanzkoordination für alle Stromhändler und -lieferanten in Baden-Württemberg.



So leisten wir einen wichtigen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien. Dazu gehört beispielsweise auch das Vermarkten jener EEG-Mengen, die nicht eigenständig über den Markt gehandelt werden, über die Börse inklusive der nötigen Einspeiseprognosen. Ebenso beschaffen wir die Regelenergie zur 50-Hertz-Frequenzhaltung über die nationale Regelenergieplattform www.regelleistung.net - eine Leistung, die auf deutsche Initiative zunehmend europäisch realisiert wird.

Doch welche Herausforderungen und Aufgaben bringen die Energiewende und der klimapolitisch motivierte Zubau von erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg mit sich? „80-90“ - das sind die Idealmaße der Energiewende in Baden-Württemberg: Der Energieverbrauch soll bis 2050 zu 80% aus erneuerbaren Energien gedeckt werden, die CO₂-Emissionen sollen im Vergleich zu 1990 um 90% zurückgehen. Dementsprechend nimmt die Zahl der Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien stetig zu. Biomasse, Windparks und Photovoltaik-Anlagen führen dazu, dass der Kraftwerkspark kleinteiliger, die Erzeugung dezentral und die Einspeisemengen volatil werden. Im sonnenverwöhnten Baden-Württemberg speisen schon heute rund 350.000 dezentrale Photovoltaik-Anlagen Energie ins Netz ein. Das Dilemma: Die Anlagen sind einerseits abhängig von der Sonneneinstrahlung, andererseits nach heutigem technischen Stand aber überwiegend nicht regelbar. Neben der Stromerzeugung wird gleichzeitig auch das Verbraucherverhalten vielschichtiger, sei es durch E-Mobilität oder durch neue Speicherlösungen.

Damit ändert sich unser Aufgabenumfang als Übertragungsnetzbetreiber, aber auch jener der Verteilnetzbetreiber und anderer Marktteilnehmer. Mit der Zahl der Akteure im Markt und der Anlagen im Netz wächst der Anspruch an die Detaillierung und Qualität unserer

AN TEM?

Steuerungsprozesse, sowohl im Netz als auch im Markt. Was wir brauchen, ist ein intelligentes Netz. Deshalb bauen wir das Netz nicht nur aus, sondern machen es auch flexibel.

Die Veränderung der Erzeugungslandschaft hin zu kleineren, dezentralen Einheiten hat zur Folge, dass sich auf dem Höchstspannungsnetz untergeordneter Spannungsebenen viele neue Flexibilitätpotenziale auftun. Diese Flexibilitäten brauchen alle Netzbetreiber, um das Gesamtsystem stabil zu halten. Deshalb arbeiten wir schon heute an Abstimmungs- und Regelungsprozessen von morgen: unter den Netzbetreibern, aber auch zwischen Netzbetreibern und Marktteilnehmern. Der Fokus liegt dabei insbesondere auf der vertikalen Koordination der Netzbetreiber über alle Spannungsebenen hinweg und dem Auf- und Ausbau innovativer und intelligenter IoT-Plattformen. Ein gutes Beispiel dafür ist die Netzsicherheitsinitiative DA/RE, die TransnetBW mit dem größten Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg, der Netze BW, ins Leben gerufen hat.

Wegbereiter für DA/RE war das Forschungs- und Innovationsprojekt C/sells, das das Energiesystem als Ganzes - also Netz und Markt - betrachtet und ein Dach für viele Einzelprojekte bildet (siehe Kapitel 4). C/sells stellt gewissermaßen ein Reallabor eines Smart Systems mit vielen technischen Lösungen dar. DA/RE ist sowohl eine technische als auch eine systemische Lösungsvariante für den Redispatch mit Anlagen aus dem Verteilnetz (Umsetzen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes), um zwischen den Netzbetreibern zu koordinieren, die potenzielle Infrastruktur aufeinander abzustimmen und perspektivisch auf Flexibilität bis in die Niederspannung zugreifen zu können.

SMART SYSTEM = SMART GRID + SMART MARKET

Smart System bedeutet die intelligente Kombination von Smart Grid und Smart Market. Um diese Verbindung herstellen zu können, sind aber auch Anpassungen im regulatorischen Rahmen erforderlich. Für ein zeitgemäßes Rollen- und Rechtenmodell seien beispielhaft die Umsetzung des Redispatch-2.0-Prozesses und die Diskussion um regulatorische Innovationszonen bzw. -budgets genannt (siehe Abbildung 1).

Mit der Teilnahme an Forschungs- und Innovationsprojekten wie C/sells unterstützt TransnetBW das großflächige Erproben und Demonstrieren intelligenter Netze in Kombination mit intelligenten Märkten. So konzentrieren wir uns auf die effektive Verknüpfung von Smart Grids und Smart Markets zum innovativen SMART SYSTEM.

Hier geht es zum Smart System Trailer: <https://www.youtube.com/watch?v=JzVAyESyMr0>

// Tobias Egeler, Leiter Netzwirtschaft

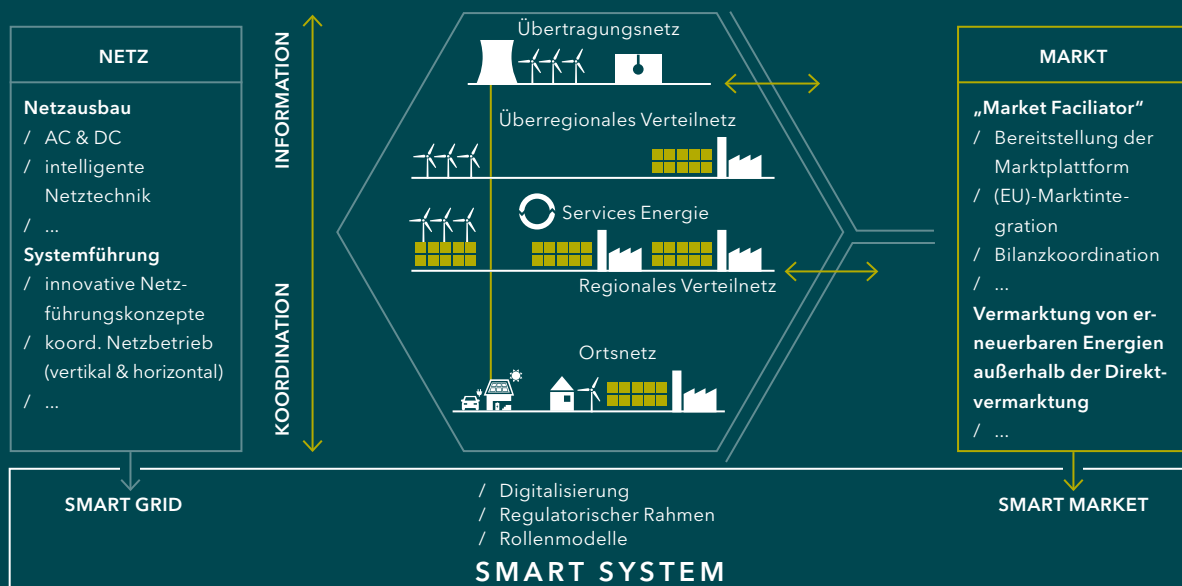


Abb 1: Konzeptionelle Darstellung Smart System

C/SELLS EIN IN INKUBATOR @

Auch und vielleicht sogar insbesondere in einem stark regulierten Umfeld sind innovative Ansätze und Ideen unerlässlich, um Herausforderungen wie etwa der zunehmenden Komplexität des Energiemarktes adäquate Lösungen entgegenzuhalten.

Auch im dynamischen und komplexen Umfeld der Energiewende werden Innovationen wichtiger denn je. Um die Herausforderungen des Hier und Jetzt aber auch der Zukunft meistern zu können, sind nicht nur bahnbrechende Neuentwicklungen, sondern auch vermeintlich kleine Innovationen notwendig - und vor allem ein Rahmen, wie mit innovativen Ideen umzugehen ist. TransnetBW hat sich zur Aufgabe gemacht, diesen Rahmen und ein entsprechendes Umfeld für das Entstehen von Innovationen zu schaffen.



Seit einigen Jahren nehmen Innovationen und Ideen zur Weiterentwicklung wie auch die Optimierung von Bestehendem einen zunehmend hohen Stellenwert in unserer täglichen Arbeit bei TransnetBW ein. Mit der Einführung des Innovationsprozesses TransNEXT und der Eröffnung des Innovationscampus NEXTLab, in Wendlingen am Neckar im Jahr 2019, rückte das Thema Innovationen noch stärker in den Fokus. Denn zwei Dinge sind ganz klar: Unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter kennen nicht nur unser Unternehmen und das Umfeld bestens, sie haben auch gute Ideen, die es aufzunehmen und umzusetzen gilt. Allerdings benötigen innovative Ideen und kreatives Arbeiten auch Raum und Zeit.

Ein Rückzugsort, der zum Andersdenken, Ausprobieren und Diskutieren anregt, wurde mit dem NEXTLab geschaffen. Dort wurden zum einen im Rahmen des TransNEXT-Prozesses die „TransnetBW-Innovations-Coaches“ ausgebildet und innovative Ideen aus der Belegschaft weiterentwickelt. Zum anderen finden im NEXTLab auch Kreativworkshops statt, Partner werden getroffen und generell wird an Projekten gearbeitet, die die Innovationskraft aus dem Inneren des Unternehmens heraus stärken.

C/sells ist in vielerlei Hinsicht als Vorreiter- und als Vorzeigeprojekt für den Umgang mit Innovationen in der Energiebranche zu sehen. Die Herausforderungen, die die Größe des Projektes mit sich brachte auch und insbesondere was den Umgang mit einem ungewissen Projektergebnis betrifft, haben wir gemeistert und für TransnetBW erste neue Standards im Umgang mit Innovationsprojekten gesetzt.

»INNOVATIONEN ENTSTEHEN NUR, WENN MAN SICH AKTIV ZU EINER INNOVATIVEN EINSTELLUNG ENTSCHEIDET.«

Peter Lang

NOVATIONS- TRANSNET BW!



ZWEI DINGE SIND DABEI BESONDERS HERVORZUHEBEN:

C/sells hat zu einem „Mindset-Change“ geführt und einmal mehr gezeigt, was eine gute, methodische Begleitung ausmacht und bewirken kann. Sie bildet die Voraussetzung für das zielgerichtete Herangehen, das erfolgreiche Zusammenwirken und den Austausch von Erfahrungen verschiedener Akteure.

Darüber hinaus benötigt ein Projekt dieser Dimension neben den richtigen Methoden insbesondere eine erfolgreiche Strukturierung des Innovationsgegenstandes und ein kreatives und agiles Projektmanagement. Die vorbildliche Koordination der Zusammenarbeit von über 25 Partnern, darunter Unternehmen, politische Akteure, Forschungsinstitute und Fördermittelgeber, im Rahmen von C/sells ist beispielhaft und fungiert als Vorbild für zukünftige Projekte bei TransnetBW.

Der Erfolg von C/sells wirkt damit langfristig und wird dabei helfen, den Rahmen zum Umgang mit Innovationen bei TransnetBW weiter zu schärfen und Innovationen im Unternehmen weiter zu etablieren.

Bei Fragen rund um das Innovationsmanagement der TransnetBW kontaktieren Sie gerne: Fatma Karatay.

// Peter Lang, Leiter Technologie und Unternehmensentwicklung

KONTAKT

i. A. Fatma Karatay
Managerin
Technologie und Unternehmensentwicklung

M +49 175 8023922
f.karatay@transnetbw.de

WARUM SIND WIR IN C/SELLS DABEI?

Eine Herausforderung bei komplexen Themen besteht darin, auf einfache Fragen auch einfache Antworten zu geben.

Eine Herausforderung bei komplexen Themen besteht darin, auf einfache Fragen auch einfache Antworten zu geben. Das trifft auch auf die Fragestellung zu, mit der dieser Abschnitt betitelt wird: Warum sind wir als TransnetBW bei C/sells dabei? Die Frage an sich ist einfach zu verstehen und wurde uns auch schon oft gestellt. Ich kann mich noch sehr gut an die zahlreichen Termine vor dem Projektstart erinnern, bei denen wir Kollegen und Kolleginnen sowie Geschäftsführung von der Notwendigkeit unserer Teilnahme bei C/sells überzeugen mussten.



Um auf diese Frage eine überzeugende Antwort zu geben, neigt man schnell dazu, weit auszuholen: Klimawandel, Pariser Abkommen, Energiewende, künftiges Energiesystem mit zunehmender Kleinteiligkeit der Erzeugung, Sektorkopplung, Prosumer – die zunehmend die reinen Verbraucher ablösen werden, fortschreitende Digitalisierung etc. Und schon taucht man in eine hohe Komplexität ein, in der einfache Antworten nur schwer zu finden sind.

Bei TransnetBW haben wir uns frühzeitig Gedanken darüber gemacht, wie wir die Komplexität des künftigen Energiesystems gliedern und sortieren können. Zunächst wollten wir ein gemeinsames Verständnis als Grundlage zum Bewerten konkreter Vorhaben schaffen, das klar und einfach erklärbar ist. Aus diesen Überlegungen ist der Begriff „Smart System“ entstanden, der folgerichtig bereits im Jahr 2014 als strategische Initiative Eingang in unsere Gesamtunternehmensstrategie gefunden hat. Prägend für den Begriff „Smart System“ war sicherlich auch die tiefe Verankerung des Begriffs „System“ in den Genen von TransnetBW als Übertragungsnetzbetreiber. Wir bezeichnen unser Netz ebenfalls als „System“ und die Beobachtung und Steuerung unseres Netzes als „Systemführung“.

Aus der Systemtheorie stammt der Ansatz, dynamische Systeme über deren Zustand sowie über Ein- und Ausgangsgrößen zu beschreiben. Der Begriff „Beobachtbarkeit“ beschreibt den Grad der Messbarkeit oder Rekonstruierbarkeit des Zustandes anhand der Ein- und Ausgangsgrößen des Systems; der Begriff „Steuerbarkeit“ beschreibt darüber hinaus, inwieweit das System stabil in einen anderen Zustand überführt werden kann. Der Komplexitätsgrad von Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit nimmt im Allgemeinen mit steigender Komplexität des Systems ebenfalls zu. Angewendet auf das Smart System ergibt sich das stark abstrahierte Bild eines dynamischen Systems mit zahlreichen Ein- und Ausgangsgrößen, die unterschiedlichen Spannungsebenen und unterschiedlichen Bereichen zugeordnet

**»DER SYSTEMISCHE ANSATZ
EINES ÜBERTRAGUNGS-
NETZBETREIBERS SPIEGELT
SICH IM INTERDISZIPLI-
NÄREN PROJEKT C/SELLS
DIREKT WIDER.«**

Dr. Tobias Weißbach

WIR BEI?

werden, die aber alle den Zustand, die Beobachtbarkeit und die Steuerbarkeit des Smart System beeinflussen können - und damit potenziell auch dessen Stabilität (siehe Abb. 2). Erschwerend kommt hinzu, dass auch zahlreiche exogene Faktoren auf das Smart System einwirken und dessen Zustand beeinflussen oder ändern können. Da trotz der exogenen Einwirkungen die Systemstabilität zu jeder Zeit erhalten bleiben muss, ist eine gewisse Robustheit des Smart System notwendig.

Mit dem beschriebenen Ansatz eines Smart System war zum Zeitpunkt der SINTEG-Ausschreibung (Programm „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie) bereits ein idealer Anknüpfungspunkt innerhalb der TransnetBW geschaffen. Die Projektinitiative C/sells bot eine hervorragende Möglichkeit, gemeinsam mit vielen Partnern aus unterschiedlichen Bereichen der Branche am Smart System mitzuarbeiten - nicht nur konzeptionell, sondern bis hin zur Implementierung von technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Musterlösungen. Durch diesen interdisziplinären Ansatz deckte C/sells annähernd alle Bereiche des Smart System ab, unter anderem Systemintegration, Flexibilität, Digitalisierung, Systemsicherheit, Energieeffizienz, intelligente Energienetze und Marktstrukturen. Im Innenverhältnis bot C/sells die Chance, die vielzähligen Smart-System-Aktivitäten in den unterschiedlichen Fachbereichen von TransnetBW unter einem Dach zusammenzuführen und in den Kontext zu stellen.

Damit schließt sich der Kreis zur eingangs gestellten Frage: Warum waren wir bei C/sells dabei? Eine hoffentlich ebenso einfach verständliche Antwort kann damit lauten: Weil TransnetBW als Übertragungsnetzbetreiber aktiv daran arbeitet, dass das Energiesystem trotz fortlaufender Änderungen, infolge der Energiewende, in ausreichendem Maße beobachtet und stabil gesteuert werden kann - und sich dieser Systemansatz im interdisziplinären Projekt C/sells unmittelbar widerspiegelt.

// Dr. Tobias Weißbach, Leiter Produkte und Nichtstandardisierte Märkte

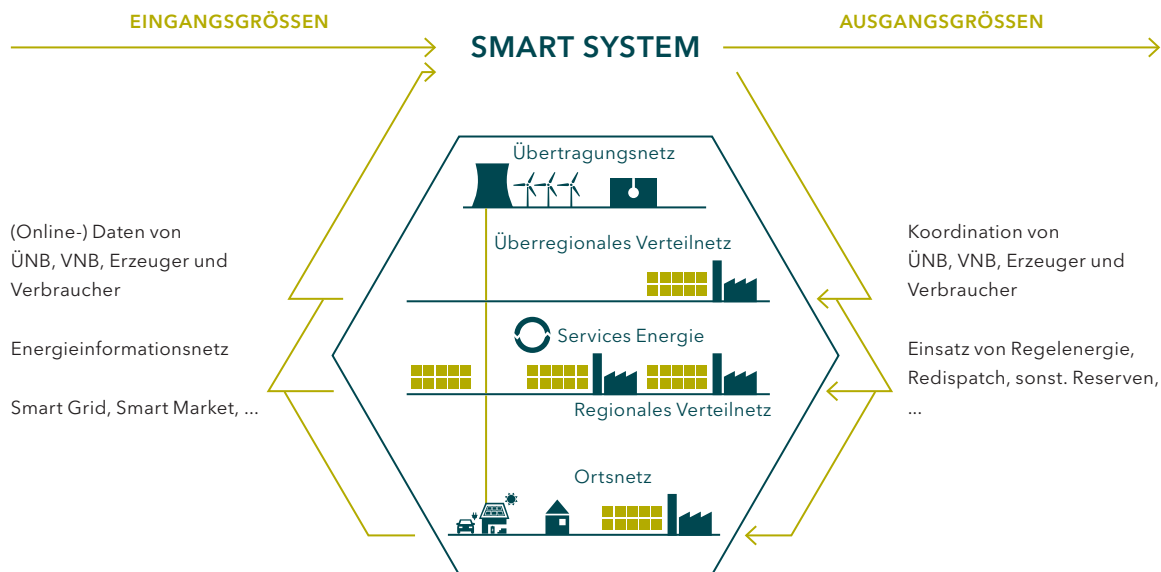


Abb. 2 Intelligenter Regelkreis zur sicheren und effizienten Netz- und Systemführung



02

C/sells - Eine Community

In diesem Kapitel werden das Projekt C/sells, dessen Kontext, Ziele und Inhalte näher beschrieben. Es versucht ansatzweise die Komplexität und Größe des Projektes zu fassen und in Kurzform vorzustellen. Damit verbunden ist eine Reduktion der Inhalte, so dass an dieser Stelle darauf hingewiesen wird, dass im Rahmen des C/sells Buches „1.5° Celsius“ eine umfassende C/sells Ergebnisdokumentation vorliegt. Diese hier vorliegende Zusammenfassung ist aus Sicht der TransnetBW geschrieben.

2.1 TRANSNET BW UND C/SELLS	S 14
2.2 C/SELLS EINE PROJEKTÜBERSICHT	S 16
2.3 C/SELLS VERSTEHEN	S 19
2.4 DIE DNA VON C/SELLS	S 21
2.5 WAS IST EINE ZELLE UND WIE IST DIESE ZU VERSTEHEN?	S 24
2.6 WELCHE ZELLEN GIBT ES IM PROJEKT? EINE ÜBERSICHT DER DEMO-ZELLEN	S 26

2.1 TRANSNET BW UND C/SELLS

SINTEG war ein Forschungsförderprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Das Akronym steht für „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ (<https://www.sinteg.de/>). Das Ziel von SINTEG war es, innerhalb von großflächigen Modellregionen skalierbare und übertragbare Musterlösungen und Blaupausen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung bei zeitweise 100% Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu entwickeln und zu demonstrieren (siehe Abb. 4). Das Projekt erstreckte sich über fünf Modellregionen (WindNODE, enera, Designetz, NEW 4.0 und C/sells) in Deutschland, die sich weitgehend an Bundesländergrenzen orientierten (siehe Abb. 3).

»ENERGIE VON MORGEN MADE IN GERMANY«

Peter Altmaier, Bundesminister für
Wirtschaft und Energie

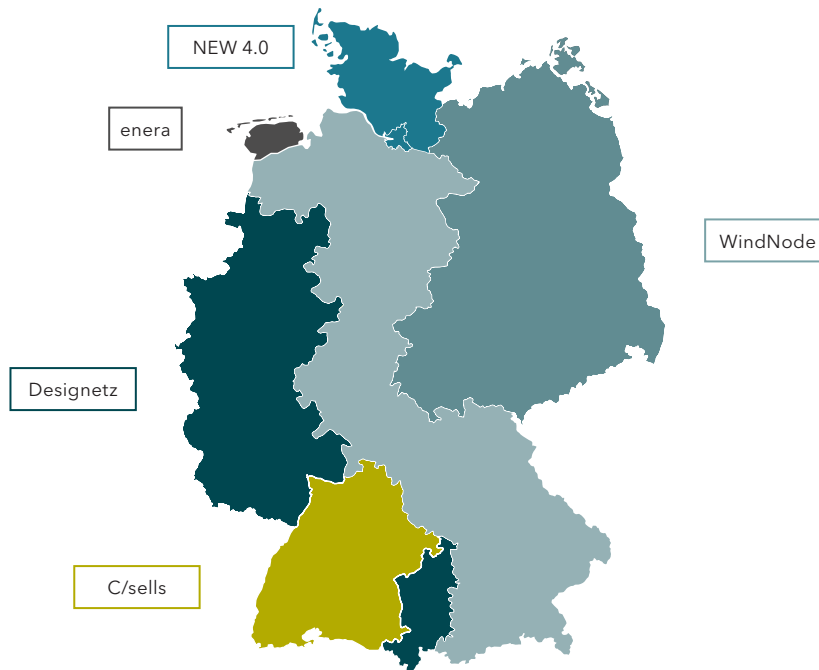
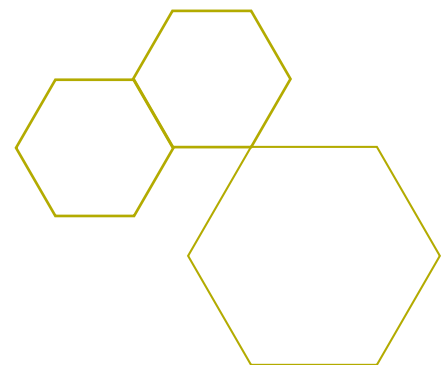


Abb. 3: Geografische Verteilung der Schaufenster-Projekte in Deutschland

Im Nordwesten Niedersachsens erprobte man mit enera (<https://projekt-enera.de/>), dem flächenmäßig kleinsten Schaufenster, unter der Leitung der EWE AG, wie die hohe Wind einspeisung in der Region mithilfe digitaler Big-Data-Plattformen und einer digital vernetzten Infrastruktur gemanagt und flexibilisiert (z. B. Bereitstellung von Dienstleistungen durch Lasten) werden kann. Das Projekt Designetz (<https://www.designetz.de/>) hatte mehr als 27 Einzellösungen in Rheinland-Pfalz, Saarland und Nordrhein-Westfalen, die zu einem effizienten, stabilen und zukunftsfähigen Gesamtsystem über eine Wabenstruktur zusammengefasst wurden. Dieses Schaufenster wurde von Westnetz und Innogy geleitet. Im hohen Norden lag das Schaufenster NEW 4.0 (<https://www.new4-0.de/>). Es wurde von der HAW Hamburg geleitet. Die Norddeutsche EnergieWende (NEW) testete und entwickelte Konzepte für den regionalen Stromausgleich zwischen der Einspeiseregion Schleswig-Holstein und dem Lastzentrum Hamburg. Im Osten Deutschlands lag das Schaufenster WindNODE (<https://www.windnode.de/>). Es war deckungsgleich mit der Regelzone von 50Hertz, welches zugleich auch Verbundkoordinator war. In WindNODE wurde identifiziert, wie und wo technische Lastverschiebungspotenziale sowie Potenziale der Sektorkopplung in Nordost-



deutschland gefunden werden können, um als Flexibilität im Energiesystem zur Verfügung zu stehen. Das flächenmäßig größte Schaufenster in Bayern, Baden-Württemberg und Hessen war C/sells (<https://www.csells.net/de/>). In jedem dieser Schaufenster waren die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber beteiligt. Insgesamt wurden über vier Jahre (2017 - 2020) hinweg etwa 680 Mio. € aus öffentlicher und privatwirtschaftlicher Hand in diese Modellregionen investiert, um in ihnen insbesondere die Digitalisierung der Energiewende voran zu treiben. Im Zentrum standen dabei die intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch sowie der Einsatz innovativer Netztechnologien und -betriebskonzepte. Das Förderprogramm thematisierte zentrale Aspekte der Energiewende wie Systemintegration, Flexibilität, Digitalisierung, System- und Versorgungssicherheit und Energieeffizienz sowie den Aufbau intelligenter Energienetze und Marktstrukturen. Das Projekt war ein wichtiger Beitrag zur Digitalisierung der Energiewende. SINTEG ging dabei sowohl technische als auch wirtschaftliche und rechtliche Herausforderungen an.

Zur Umsetzung der Regierungsziele zur Integration erneuerbarer Energien wurden folgende Ziele verfolgt (siehe Abb. 4):

- / Sicherer und effizienter Netzbetrieb bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien
- / Nutzung von Effizienz- und Flexibilitätpotenzialen (markt- und netzseitig)
- / Effizientes und sicheres Zusammenspiel aller Akteure im intelligenten Energienetz
- / Effizientere Nutzung der vorhandenen Netzstruktur
- / Reduzierung des Netzausbaubedarfs auf Verteilnetzebene



Abb. 4: SINTEG-Ziele (Quelle: SINTEG-Begleitforschung)

2.2 C/SELLS EINE PROJEKTÜBERSICHT

C/sells war wie ein eigenes Unternehmen mit mehr als 300 Projektbeteiligten. Diese hatten teils übergreifende, teils spezifische Aufgaben. Das C/sells-eigene Projektmanagement hielt die Fäden zusammen: 43 Partner (z. B. TenneT, SW Schwäbisch Hall, SW München, Next Kraftwerke) und 14 assoziierte Partner (z. B. Netze BW, EnBW ODR, DB Energie Netz) aus Industrie und Forschung galt es zu koordinieren. Diese waren in sieben Teilprojekten zusammengefasst, um ein intelligentes dezentrales Energiesystem für Baden-Württemberg, Bayern und Hessen, unter dem C/sells-Leitmotiv „zellulär, vielfältig und partizipativ“ zu entwickeln (siehe Abb. 5).

Das Projektmanagement war in **Teilprojekt 1** verortet. Das Management bestand aus den jeweiligen Regionalkoordinatoren der Bundesländer Bayern (FfE: <https://www.ffe.de/>), Baden-Württemberg (Smart Grids-Plattform BW: <https://smartgrids-bw.net/>) und Hessen (House of Energy: <https://www.house-of-energy.org/Ueberuns>). Die Regionalkoordination diente als länderspezifische Schnittstelle zur Politik und unterstützte das Projektmanagement-Office (PMO) in seinen Aufgaben (z. B. Umsetzung Accelerator-Tour zum Besuch der einzelnen Demonstrationszellen, Organisation von Ministerdialogen, Teilprojekttreffen, etc.). Die Leitung des Projektmanagement-Office sowie die stellvertretende Gesamtprojektleitung oblag Dr. Ole Langniß (Dr. Langniß Energie & Analyse: <https://www.energieanalyse.net/de/>). Gesamtprojektleiter war Dr. Albrecht Reuter (Fichtner IT, <https://www.fit.fichtner.de/>). Verbundkoordinator und damit gegenüber dem Zuwendungsgeber des BMWi für das gesamte Projekt verantwortlich war die EAM Netz (<https://www.eam-netz.de/>), welche durch Nicolas Spengler in Persona vertreten war.

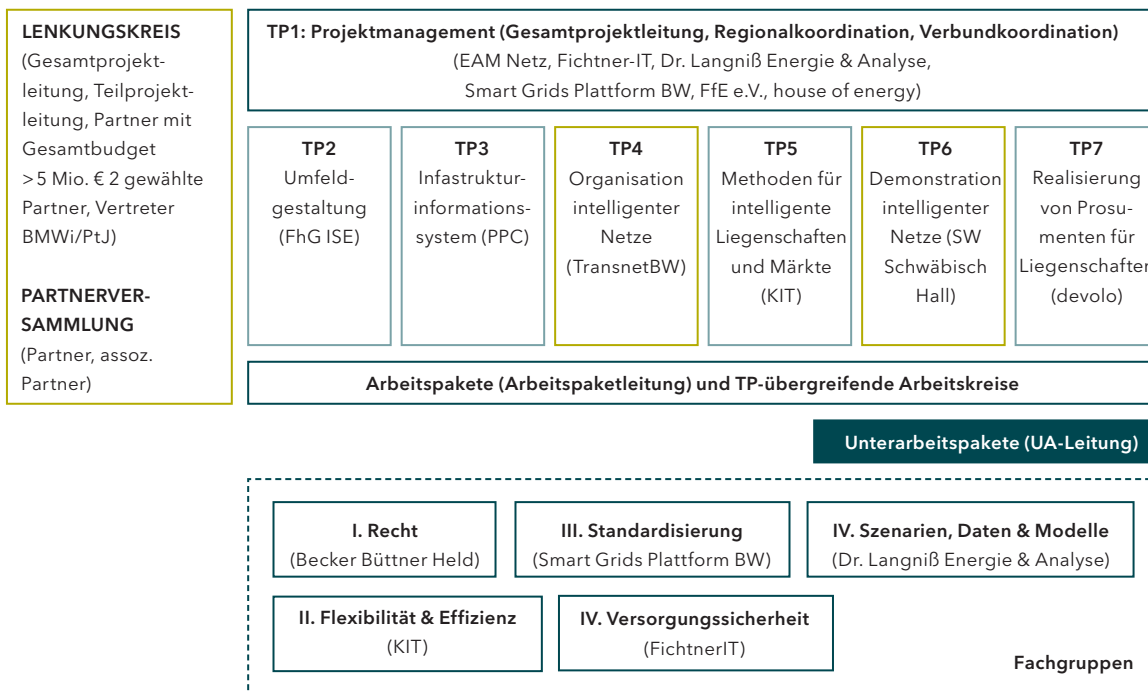


Abb. 5: Projektstruktur C/sells

Das Projektmanagement wurde durch **Teilprojekt 2** unterstützt. Dieses Teilprojekt war für die Gestaltung des Rahmens von C/sells und damit als Navigator verantwortlich. In diesem Teilprojekt wurden einerseits die C/sells Leitidee formuliert, Systemstudien durchgeführt und Geschäftsmodelle entwickelt. Ein wesentlicher Bestandteil von C/sells war das Thema Partizipation, wie Bürger an der Energiewende teilhaben können. Diese Unterstützung für das Gesamtprojekt wurde aus Teilprojekt 2 koordiniert.

Das **Teilprojekt 3** in C/sells war das Digitalisierungs-Teilprojekt. In diesem stand die Entwicklung eines Informations- und Infrastruktursystems (IIS) im Vordergrund. Insbesondere die IKT- Themen Smart-Meter-Gateway, Registry, Kataster, Datenmodelle und Prognosen spielten eine wesentliche Rolle im Hinblick auf die übergeordnete Frage, wie ein zukünftiges kommunikationstechnisch vernetztes Netz und Märkte der Zukunft mit entsprechenden Services aufgebaut werden können.

Das **Teilprojekt 4** „Organisation intelligenter Netze“ verband die Teilprojekte 3 „Digitalisierung“ und 5 „Markt“, um in einem dezentralen, aus Zellen bestehenden Energiesystem weiterhin die Systemsicherheit und Stabilität des Netzes zu gewährleisten. Damit verbunden waren Fragen zur Integration von Flexibilität für die Bereitstellung von netzdienlicher Systemdienstleistungen durch kleinste Anlagen im Niederspannungsnetz und wie das Zusammenspiel zwischen den Marktrollen aussehen muss. Ein weiterer Schwerpunkt war der informatorische Austausch zwischen den Netzbetreibern, sowie die Regelungen, wer wann welche Anlagen und Subsysteme in Abhängigkeit des Netzzustandes in einem automatisierten Verteilnetz steuern darf.

Das **Teilprojekt 5** fokussierte sich auf die Produktentwicklung und neue Ansätze, die marktseitig umgesetzt und angeboten werden können. Ein sehr großer Baustein war die Entwicklung der drei Flexibilitätsplattformen ALF (<https://www.ffe.de/themen-und-methoden/digitalisierung/881-altdorfer-flexmarkt-alf>), REFLEX (<https://www.ich-bin-zukunft.de/regionen/dillenburg/reflex-dillenburg/>) und comax (http://www.csells.net/downloads/csells_Regionalkonferenz%20BW_M%C3%A4rkte_2019-04-10.pdf), welche Flexibilität zur Verfügung stellte. Neben dem Thema Flexibilität (inklusive Weiterentwicklung der Regelleistung) spielten auch der regionalisierte Handel, Peer-to-Peer-Lösungsansätze und damit die Blockchain eine bedeutende Rolle.

In den **Teilprojekten 6 und 7** wurden die jeweils in Teilprojekt 4 und 5 entwickelten Methoden in den Zellen demonstriert. Dabei hat eine Zelle nicht alle Methoden, sondern Einzelbausteine getestet. Beispielsweise wurde in der Zelle „Heidelweg“ (Mehrparteienhaus in München) die Steuerung von Nachtspeicheröfen innerhalb eines virtuellen Kraftwerkes über ein IIS getestet. Die Zelle „Waghäusl“ hingegen diente für ein blockchainbasiertes Labeling von Energieflüssen für einen potenziellen Peer-to-Peer-Handel. In der Zelle Leimen wurde eine lokale Inselnetzbildung nach vorangegangenem lokalen Stromnetzausfall mit einer dezentrierten Rückführung an das Netz durch die zuständige Leitstelle demonstriert.

Jedes dieser sieben Teilprojekte war wiederum in mehrere **Arbeitspakete (AP)**, Teilaufgaben oder Unterarbeitspakete gegliedert. So verantwortete die TransnetBW im Arbeitspaket 6.2 die Teilaufgabe „Systemsicherheit Baden-Württemberg“ mit der Umsetzung und Demonstration der Kaskade nach §13(2) EnWG (siehe Beitrag zu TAKA, Kapitel 4.13). Im Arbeitspaket Arbeitspaket 4.5 „Kopplung Netz-Markt“, welches ebenfalls durch die TransnetBW geleitet wurde, gab es beispielsweise die Teilaufgabe „Spannungsqualität“, in welcher ein Monitoring und ein Prognose-Tool aufgebaut wurden. Das Arbeitspaket 4.2 „Abstimmungskaskade“ wurde unter anderem in die Teilaufgaben „Visualisierung im Leitsystem“, „Simulation“, Rollen- und „Prozessabstimmung“ aufgegliedert. Insgesamt gab es in C/sells 38 Arbeitspakete mit jeweils mehreren Teilaufgaben. Die TransnetBW hatte in allen Teilprojekten mit Ausnahme von Teilprojekt 7 mitgearbeitet. Das Teilprojekt 4 sowie das Arbeitspaket 4.5 „Kopplung Netz-Markt“ wurden durch die TransnetBW geleitet.

Aufgrund der festen Verortung von einzelnen Partnern in spezifischen Arbeitspaketen und damit der thematischen Verteilung von ähnlichen Themen über C/sells hinweg wurden **Arbeitskreise** meistens durch die Arbeitspaketleiter eingeführt. So konnten Inhalte über Arbeitspaketgrenzen hinweg diskutiert und Ergebnisse erarbeitet werden. Beispiele für solche aus Teilprojekt 4 initiierten Arbeitskreise waren „AK Steuern in der Niederspannung“, „AK PQ-Monitoring“ und „AK Flexnutzung“. Die TransnetBW war aktiv an diesen Arbeitskreisen beteiligt.

Analog zu den Arbeitskreisen gab es **Fachgruppen**, die einen Austausch mit der SINTEG-Community ermöglichten. Hier gab es Treffen zu Rechtsthemen, Versorgungssicherheit, aber auch zwischen Netzbetreibern, um das Thema Flexibilität bundesweit zu diskutieren. Innerhalb von C/sells gab es ebenfalls Fachgruppen, welche die SINTEG-weiten Fachgruppen ergänzten. Die TransnetBW war an einer Vielzahl an Fachgruppen beteiligt.

Wie aus der Beschreibung des Projektes hervorgeht, war die TransnetBW ein Kernpartner in C/sells. Als Mitglied im **Lenkungskreis** und durch die beiden Leitungsfunktionen von TP4 und Arbeitspaket 4.5 konnte man so das Projekt maßgeblich mitprägen. Der Lenkungskreis und die Partnerversammlungen dienten neben dem Informationsaustausch und dem Monitoring des Projektes auch zur Entscheidungsfindung und Positionierung des Projektes gegenüber den anderen vier Schaufenstern.

Das Projektbudget lag bei ca. 82 Mio. €. Das Projekt C/sells wurde bereits in Q2/2015 mit einer Projektskizze und in Q3 in einem entsprechenden Hearing beim BMWi initiiert. In Q1/2016 folgte der Vollantrag mit einer Gesamtvorhabenbeschreibung sowie ein individueller Antrag je Projektpartner. Nach einem mehr als einjährigen Vorlauf konnte dann mit der Zusage des Projektträgers Jülich (Verwalter der Fördermittel) das Projekt zum 01.01.2017 gestartet und offiziell zum 31.12.2020 beendet werden.

2.3 C/SELLS VERSTEHEN

Mit C/sells werden Kernbausteine für ein zukünftiges Energiesystem vernetzt, vermarktet und miteinander in Einklang gebracht. In C/sells wurden massentaugliche **Musterlösungen** in den Sonnenländern Bayern, Baden-Württemberg und Hessen demonstriert. Das „Schaufenster im Solarbogen“ symbolisiert eine Hüllkurve für die Vielfalt der technischen Lösungen und die Pluralität der ökonomischen Interessen (siehe Abb. 6).

C/sells vernetzt Netz- und Infrastrukturzellen aller Größen und Ausprägungen. Diese Vernetzung führt von der kleinsten Zelle (Liegenschaftszelle), einem smarten Einfamilienhaus, über die Regionalnetzzelle bis zur Übertragungsnetzzelle (siehe Kapitel 2.6). Der Grad der Vernetzung der einzelnen Zellen wird im Projektnamen C/sells durch das C („cells“) symbolisiert (siehe Abb. 6). Das „C“ in C/sells steht für autonom handelnde, regionale Zellen, die im überregionalen Verbund interagierten. Zellen können einzelne Liegenschaften, aber auch Quartiere, Arealnetze oder ganze Regionen sein. Dieser zelluläre Ansatz zur Flexibilisierung des Energiesystems mit Kopplung einer Vielzahl intelligenter Liegenschaften, Quartiere und Städte erlaubt die Erprobung unterschiedlicher technischer Lösungen und Geschäftsmodelle, ohne die Stabilität des regionalen Verbundsystems zu gefährden.

Auf Basis dieser technischen Lösungen wurden und werden Mehrwerte und Wertangebote aus dem zellulären Ansatz entwickelt, die für eine spätere Kommerzialisierung genutzt werden können. Der zelluläre Ansatz kann nur dann erfolgreich sein, wenn er vermarktungsfähig und wirtschaftlich ist und Lust auf Markt macht. Daher wurden die Rollen und Marktmechanismen in der zukünftigen Energiewelt analysiert und definiert, um Transparenz zu schaffen und Partizipation zu ermöglichen. Mit dem „s“ in C/sells („sells“) adressiert das Projekt den Wettbewerb und die Community. Dienste des Infrastruktur-Informationssystems sind wirtschaftlich zu gestalten. Mit der Steuerung von Energieflüssen in Liegenschaften, zwischen Liegenschaften, im Stadtquartier, die Einbindung von Liegenschaften in Märkte sowie die Bereitstellung von Dienstleistungen für Netze wurden neue Geschäftsmodelle entwickelt und Erlösmöglichkeiten durch Mehrwertdienstleistungen erzeugt.

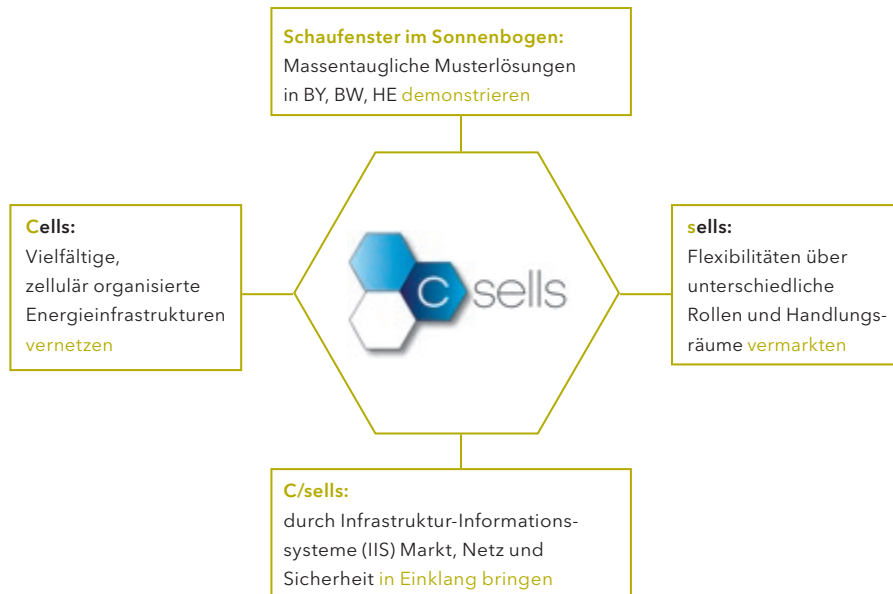


Abb. 6: C/sells in a Nutshell

Mit Hilfe der **Digitalisierung** des Energiesystems wird sowohl die Wirtschaftlichkeit des zellularen Ansatzes als auch die weitere Gewährleistung von Versorgungssicherheit in einer vernetzten kritischen Infrastruktur sichergestellt. Mit dem „C“ für „Cells“ (Zellen, die in Summe die gesamte Modellregion ausmachen) und dem „sells“ (neue Geschäftsmodelle) werden mit der digitalen Energiewende neue Wirtschaftsstrukturen und -chancen entstehen. Die IKT-basierte Systemintegration erfolgt hierbei über alle Endenergiearten (Stichwort: Sektorkopplung) und ausgewählte Infrastrukturdienstleistungen wie z. B. die Mobilität. Die drei primären Entwicklungsstränge, die über die letzten vier Jahre betrachtet wurden, waren die Erarbeitung von Flexibilitätsplattform-Lösungsansätzen zur Integration erneuerbarer Energien, die informatische und steuerungstechnische Kopplung zwischen Netzebenen und die Begleitung des Smart Meter Rollouts intelligenter Messinfrastruktur.

2.4 DIE DNA VON C/SELLS

Die notwendige Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5°C erfordert ein dekarbonisiertes Energiesystem. Um dies zu erreichen, setzen wir in C/sells im Rahmen eines zellulären Ansatzes auf Dezentralisierung, Digitalisierung und Partizipation. Die zentrale Herausforderung ist es, dezentrale, verteilte erneuerbare Stromerzeugungsanlagen mit schwankender Erzeugung zusammen mit zunehmenden Lasten aus E-Mobilität in das Energiesystem technisch und wirtschaftlich zu integrieren. Mit 57 Partnern wurde in C/sells eine Leitidee vereinbart, damit die einzelnen Projektideen dem C/sells-Zielbild entsprechen. Die Leitidee setzt den Rahmen für die Entwicklung eines Lösungsansatzes und der Musterlösungen. Dieser Lösungsansatz ist in C/sells zellulär, partizipativ und vielfältig (siehe Abb. 7). Diese Prinzipien sind die Grundlage für die Umsetzung von drei Basisinstrumenten, um Musterlösungen in den mehr als 30 Demonstrations- und neun Partizipationszellen zu demonstrieren. Hierbei sind Partizipationszellen Gemeinden und Orte, die das Projekt C/sells kommunal aktiv unterstützen und es Partnern aus C/sells ermöglichen, auf der Kommunalebene präsent zu sein, ohne selbst geförderter Partner oder assoziierter Partner zu sein.

Das C/sells-Leitbild (siehe Abb. 7) orientiert sich an den fünf Zielen der Bundesregierung (siehe Abb. 4). Denn nur mit der Bündelung aller gesellschaftlichen und politischen Kräfte kann der Umbau der Netze für die Energiewelt der Zukunft gelingen.

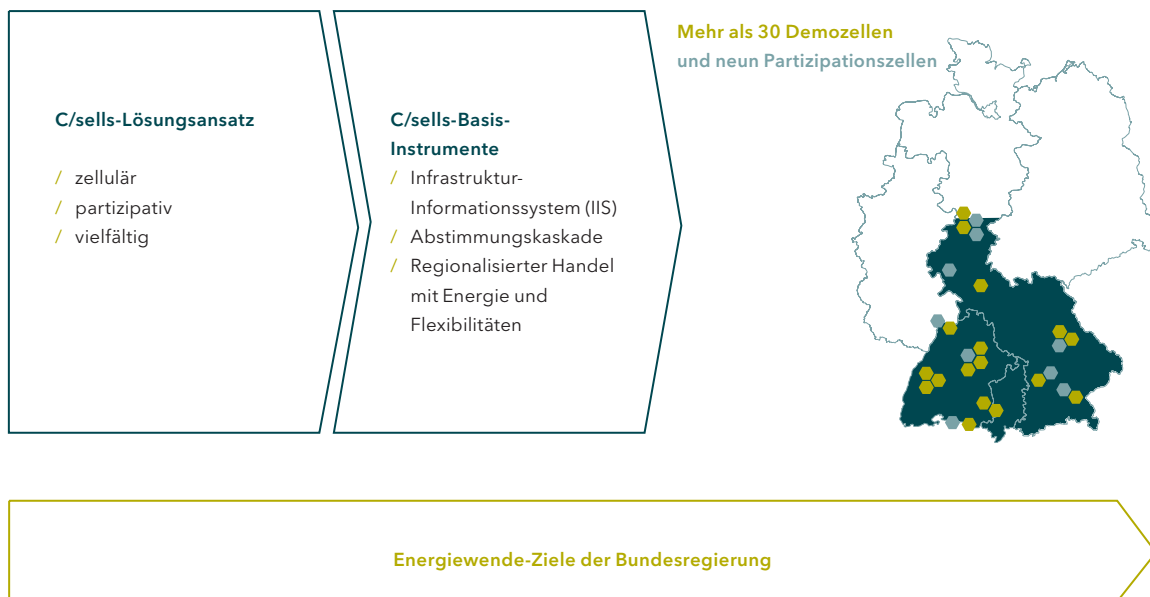


Abb. 7: C/sells Leitidee auf einen Blick

Das C/sells Leitbild folgte dabei drei mit allen Beteiligten gemeinsam abgestimmten Prinzipien, die im Folgenden weiter erläutert werden.

Zellularität

C/sells denkt und handelt zellulär. Im zellulären Ansatz sind Zellen geografisch abgetrennte Gebiete. Dies können bekannte Organisationseinheiten wie Regelzonen oder Verteilnetze, aber auch neue Zelltypen wie beispielsweise Quartiere oder Zusammenschlüsse von Akteuren,

die im Zellverbund agierten, sein. Die Zellen übernehmen Funktionen und Aufgaben, um einerseits die Komplexität des Systems zu reduzieren und andererseits die Potenziale der Infrastruktur und der Akteure bestmöglich zu nutzen. Die Zellen sind miteinander digital vernetzt und integrieren ihre dezentralen Anlagen und Prozesse in das bestehende Energiesystem. Weitere Details siehe Kapitel. 2.5.

Partizipation

Ein zentrales Element von C/sells ist die gesellschaftliche Partizipation. Nur durch die Integration von Erzeugern, Bürgern, Unternehmen, staatlichen Institutionen und weiteren Stakeholdern kann eine Transformation des Energiesystems und der Erfolg der Energiewende sich einstellen. Davon ist man bei C/sells überzeugt und hat Möglichkeiten und Ansätze für kooperative Entscheidungen entwickelt. Dies konnte und kann etwa durch Beteiligungen beispielsweise bei einer aktiven Mitgestaltung und Nutzung von Energiedienstleistungen und -produkten oder durch Investitionen in erneuerbare Stromerzeugung (z. B. Photovoltaik-Anlagen oder Windparks) erfolgen.

Vielfalt

Das Energiesystem der Zukunft ist vielfältig. Zum einen agieren am Markt viele zum Teil sehr unterschiedliche Teilnehmer und Stakeholder. Zum anderen gibt es Produkte mit einer Fülle an unterschiedlichen technischen Komponenten, Lösungen und Schnittstellen. Dezentralisierung und Digitalisierung befördern Vielfalt und werden umgekehrt von ihr befeuert. Diese Vielfalt ist eine Herausforderung, da die Komplexität steigt. Zugleich eröffnet sie durch die Erhöhung der Innovationskraft große Chancen. Somit ist Vielfalt sowohl Ergebnis als auch Ziel der Entwicklungen in C/sells. Im Rahmen von C/sells sind verschiedene Produkte, Lösungen und Regeln entwickelt worden, um diese Vielfalt zu strukturieren und zu organisieren. Durch Interoperabilität von Komponenten und Systemen wird Vielfalt beherrschbar, so können neue Kundenbedürfnisse befriedigt werden. Diese Vielfalt spiegelt sich in den Demonstrationzellen wider, die im Rahmen von C/sells umgesetzt wurden.

Die drei wesentlichen Instrumente zur Umsetzung der Energiewende in C/sells sind das Infrastruktur-Informationssystem (IIS), die Abstimmungskaskade sowie der regionalisierte Handel mit Energie und Flexibilität (siehe Abb. 7).

Informations- und Infrastruktursystem

Das Infrastruktur-Informationssystem (IIS) ist das C/sells-Instrument zur Digitalisierung von zellulär aufgebauten Energieinfrastrukturen. Als modulare Infrastrukturmgebung ermöglicht es die Kommunikation zwischen den Zellen. Hierfür schafft das IIS gemeinsame Regeln, Datenmodelle, Schnittstellen und technische Komponenten. Es beinhaltet Sensorik, Aktorik, Komponenten des Kommunikationssystems und gemeinsame Basisdienste. Damit wird eine intelligente kommunikative Vernetzung dezentraler Energieerzeuger und -verbraucher sowie aller berechtigter Akteure sichergestellt. Wesentliche Bausteine des IIS sind ein Flex-Kataster, eine Registry, ein Netzwerkmanagementsystem, das CLS-Management und die Bereitstellung von Prognosen.

Abstimmungskaskade

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

Regionalisierter Handel mit Flexibilität und Energie

Der dritte zentrale Baustein ist der regionalisierte Handel mit Energie- und Flexibilität. Der regionalisierte Handel mit Energie dient der Koordination von Marktteilnehmern. Der Flexibilitätshandel umfasst die netzdienliche Bereitstellung von Flexibilität sowie das Angebot von Produkten zur Marktflexibilisierung. Eine größere Anzahl an Teilnehmern kann durch den regionalisierten Handel mit Energie und Flexibilität in die Märkte und Bereitstellung von Systemdienstleistung integriert werden, so ergeben sich zusätzliche Partizipationsmöglichkeiten. Gleichzeitig können ökonomische Erlöse erzielt werden.

2.5 WAS IST EINE ZELLE UND WIE IST DIESE ZU VERSTEHEN?

Zellen bei C/sells sind geografisch fest verortet und über einen Netzanschlusspunkt definiert. Damit kann beispielsweise ein Einfamilienhaus eine eigene Zelle sein. Grundvoraussetzung: Eine Zelle muss intelligent auf ein Signal von außen reagieren können. Mit dem Rollout der intelligenten Messinfrastruktur (iMSys) wächst damit das Potential eines zukünftigen zellulären Energiesystems.

Zellen sind genestet. Die größte Zelle ist die Regelzone, welche wieder über die Umspanner in Netzgruppen, also regionale Zellen, aufgeteilt ist (siehe Abb. 8). Diese umfassen wiederum Trafoabgänge und Netzanschlusspunkte. Zellen helfen, das Energiesystem zu strukturieren und Verantwortung in einem dezentralen Energiesystem zu teilen. Vor diesem Hintergrund sind sowohl bekannte Organisationseinheiten, wie Regelzonen oder Verteilnetze, als auch neue Zelltypen, wie beispielsweise Quartiere oder Zusammenschlüsse von Akteuren, die im Zellverbund agieren, Zellen in C/sells. Damit ist eine Liegenschaft (z. B. Flughafen Stuttgart) Teil der Verteilnetzzelle des vorgelagerten Netzbetreibers. Ein Quartier, im Sinne eines Wohnviertels mit mehreren Netzanschlüssen an das örtliche Netz, ist streng genommen keine Zelle. Auch Quartiere, die als Zelle bezeichnet wurden, sind klar über einen Netzanschluss - also über eine Liegenschaft - bewirtschaftet. Zellen sind im Verbund und untereinander sowohl digital als auch über das Stromnetz mit Hilfe des IIS verbunden. Damit bildet der zelluläre Ansatz das Gesamtsystem ab.

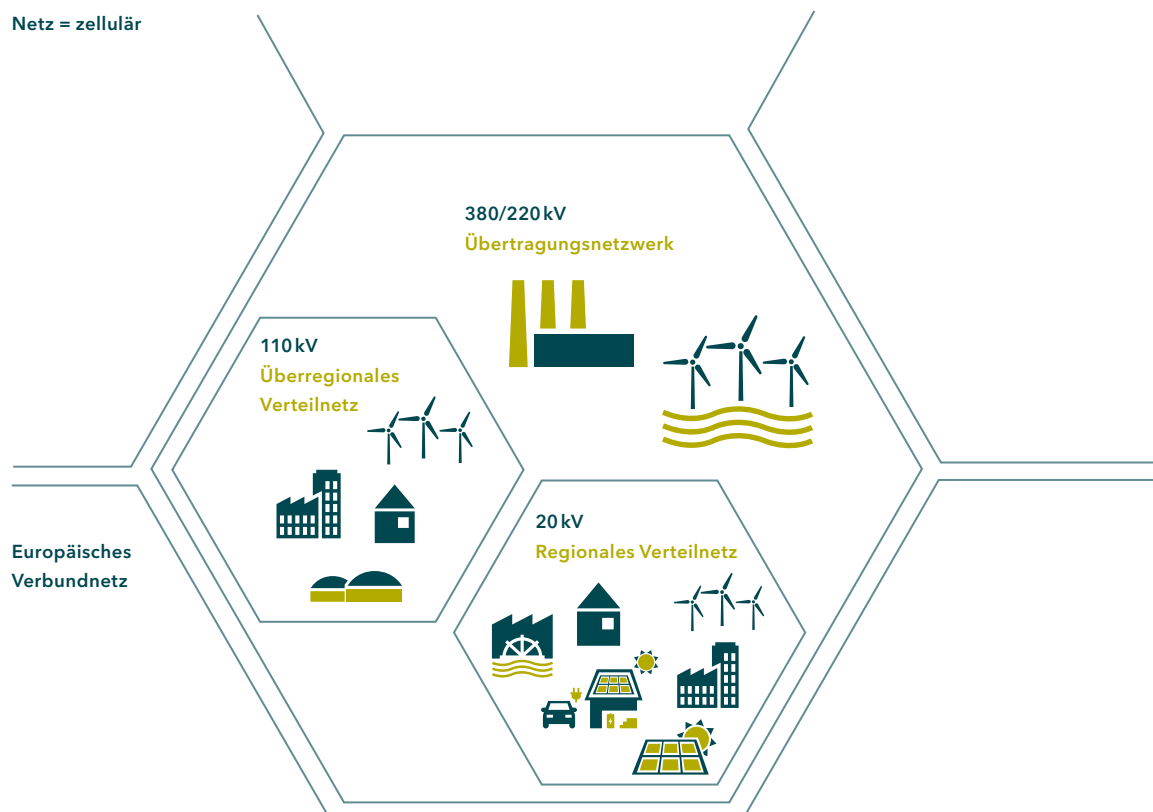


Abb. 8: Zusammenhang Zelle und Netz

Jede Zelle hat dabei eine Eigenverantwortung und handelt autonom, um ihre Aufgaben zu erfüllen. Der Begriff der Autonomie ist vom Begriff der Autarkie abzugrenzen. Bei Autonomie geht es darum, dass Entscheidungen unabhängig getroffen werden können. Bei Autarkie geht es dagegen um teilweise oder vollständige Eigenversorgung. Bei C/sells steht die Autonomie im Vordergrund. Dabei kann auf Zellebene durchaus Autarkie entstehen, muss es aber nicht. Damit wird deutlich: Im zellulären Energiesystem arbeiten die Akteure im Verbund und sind über die Regelzone und den Europäischen Netzverbund gefasst. Die Stärkung der lokalen und regionalen Verantwortung – wohlgerneht nicht der Autarkie – verleiht dem zellulär verbundenen Gesamtsystem unter hohen Anteilen von erneuerbaren Energien Stabilität, Resilienz und gesellschaftliche Akzeptanz. Damit Autonomie gefördert werden kann, müssen Zellen folgende sechs Anforderungen erfüllen.

1. Sie übernehmen die Verantwortung für das Management von zum eigenen Bedarf benötigter Energie und Flexibilität.
2. Sie stellen sowohl Energie als auch Flexibilität extern am Energiemarkt sowie zur Unterstützung der Netze und des Gesamtsystems bereit.
3. Sie bieten neben der eigenen Bedarfsdeckung (Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch) auch regionale Energieprodukte zwischen den Zellen zum Austausch zwischen Nachbarn an.
4. Sie funktionieren im Notfall im Inselnetzbetrieb und unterstützen beim Netzwiederaufbau.
5. Sie aggregieren Daten und Informationen für vorgelagerte Ebenen, unterstützen die Ziele zum Datenschutz und zur Datensparsamkeit und reduzieren Komplexität.
6. Sie übernehmen eine begrenzte Verantwortung für das komplexe Gesamtsystem. Damit können kleine Verbraucher, Prosumer, Betreiber von Gebäuden, Arealen oder Quartieren aktiv werden und an der Energiewende partizipieren.

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

2.6 WELCHE ZELLEN GIBT ES IM PROJEKT? EINE ÜBERSICHT DER DEMO-ZELLEN

C/sells hat massentaugliche Musterlösungen in den Sonnenländern Bayern, Baden-Württemberg und Hessen demonstriert. Die vielschichtige Netzstruktur, die Kombination von industrialisierten und ländlichen Regionen sowie die zentrale Lage im europäischen Netzverbund stellen für den C/sells-Ansatz eine optimale Basis dar.

Insgesamt wurden in C/sells mehr als 35 Demonstrationzellen betrieben, in denen der Fokus auf (kommunikations-) technischen Lösungen und Marktansätzen lag. Zusätzlich wurden in neun Partizipationszellen (Gemeinden und Regionen) die Bürger zum Mitmachen bei der Energiewende aufgerufen. Hier entstand eine Vielfalt zellulär strukturierter Energiesysteme, die durch die aktive Partizipation der Beteiligten mitgestaltet wurde.

Diesem partizipativen Ansatz folgte man auch projektintern, so dass man mittels einer Zellkampagne „AcCELLerator-Tour“ jede einzelne Zelle von C/sells besuchte, um gerade auch kleinere Vorhaben in die Komplexität und Größe des Projektes zu integrieren. In den Touren konnten die Beteiligten ihre Inhalte, Orte und Herausforderungen auch gegenüber politischen Vertretern skizzieren. Auf der anderen Seite wurden Erkenntnisse aus anderen Zellen zurückgemeldet, um diese Erkenntnisse und gewonnenen Mehrwerte untereinander zu teilen. Aus diesen Ergebnissen leiteten sich Musterlösungen und letztendlich die SINTEG-Blaupausen ab. Allein in Teilprojekt 4 konnten mehr als 26 skalierbare Musterlösungen erarbeitet werden.

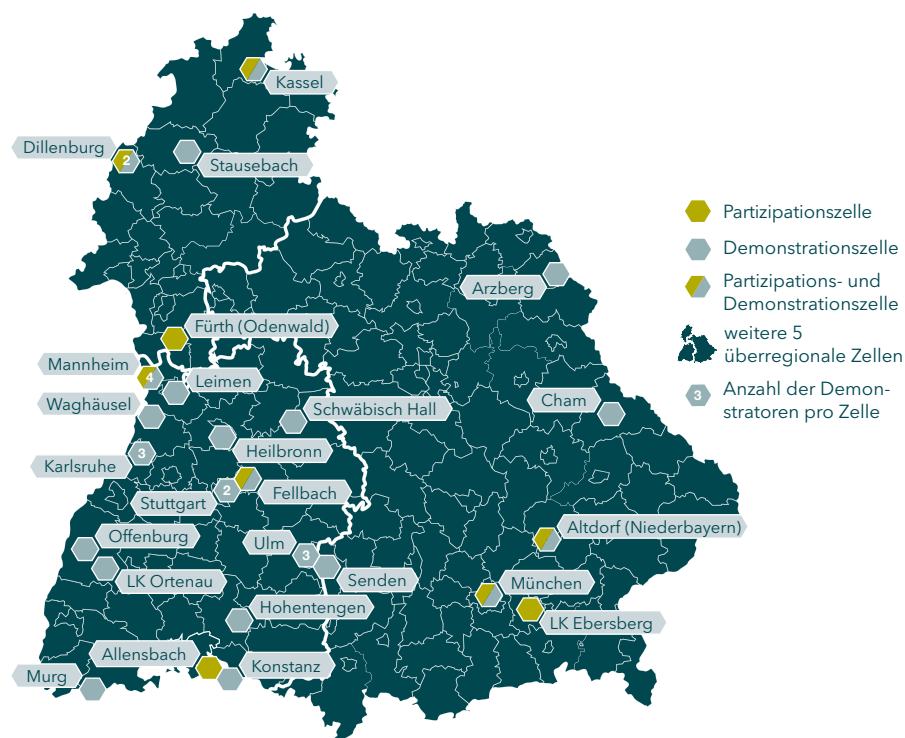
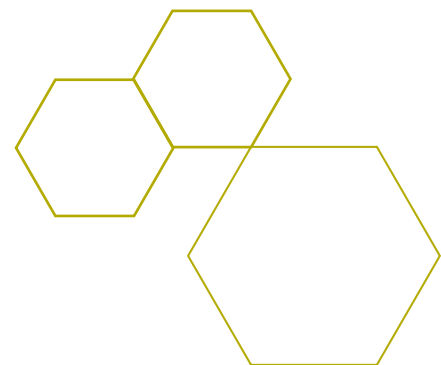


Abb. 9: Übersicht über die Lage der Partizipations- und Demonstrationszellen von C/sells



Zellenübersicht

In C/sells gab es mehr als 35 Demonstrationzellen (siehe Abb. 9). Um einen kleinen Einblick in die inhaltlichen Arbeiten zu bekommen, aber auch nicht das C/sells-Buch bzw. die C/sells eigene Ergebnissynthese zu ersetzen, werden hier nur exemplarisch einige wenige Zellen kurz vorgestellt.

Zelle Heidelberg lag in einem Stadtteil von München. Die Zelle war ein Mehrparteien-Mietshaus der Stadtwerke München, in dem mehrere Mietparteien freiwillig am Demonstrationsversuch teilgenommen haben. Das Ziel war die intelligente Steuerung von Nachtspeicheröfen über ein virtuelles Kraftwerk bei gleichzeitigem Komfortgewinn. Das Ergebnis aus diesem Demonstrationsvorhaben ist ein Konzept zum digitalen Netzanschluss sowie Erkenntnisse zur technischen Steuerung von Lasten, welche nun in technischen Normungsgremien diskutiert werden.

In der **Autonomiezelle Leimen** wurde eine lokale Netzstörung und der Übergang sowie die Rückführung in und aus dem Inselnetzbetrieb der Zelle demonstriert. Im Inselnetzbetrieb kam ein Energiemanagementsystem zum Einsatz, das auf Basis einer Anlagenpriorisierung fußte. Sofern eine technische Einheit mit höherer Priorisierung eingeschaltet und das vorgegebene Leistungsband überschritten wurde, wurden die Geräte automatisch vom Inselnetz der Zelle getrennt. Die dedizierte Rückführung erfolgte seitens der VNB-Leitstelle über das Smart-Meter-Gateway (SMGW). Die Demonstration zeigte einerseits den enormen kommunikationstechnischen Aufwand und andererseits Herausforderungen beispielsweise im Umgang mit Latenzzeiten. Viel schwerwiegender und wichtiger war jedoch die Feststellung, dass etwas, worüber die Branche lange Jahre nachgedacht hatte, in der Praxis umsetzbar war.

In der **Zelle Kassel** wurde ein digitaler Zwilling für die Berechnung der Blindleistungsbereitstellung aus dem eigenen Netz für das vorgelagerte Netz der TenneT entwickelt. Die Simulationsläufe konnten demonstrieren, dass sofern die angeschlossenen Windanlagen per STATCOM gesteuert wurden, die Bedarfe seitens der vorgelagerten Netzbetreiber über 90% gedeckt werden konnten.

In der **Zelle Altdorf** wurde im Auftrag des Bayernwerks eine Flexibilitätsplattform zum Netzengpassmanagement eingesetzt, um Speicher und Wärmepumpen in Abhängigkeit des Netzzustandes zu steuern. Diese Plattform nennt sich Altdorfer Flexmarkt (ALF) und entwickelte ein Flexibilitätsprodukt für Anlagen unter §14a EnWG. ALF setzte mit dem FNN ebenfalls in C/sells, diskutierte Koordinierungsfunktion (KOF) um und kann als Blaupause für die Einbindung der KOF dienen.

In der **Verteilnetzzelle Schwäbisch Hall** wurde neben der Teilautomatisierung der operativen Maßnahmenübergabe nach §13(2) EnWG (siehe Kapitel 4.13) ein Gridstabilitätsmanagementsystem aufgebaut, das eine Lastflussprognose für das Niederspannungsnetz auf Basis von externen Inputparametern (z. B. Wetter) erstellt. So wurden auch Daten aus dem LoRaWAN-Netz bzgl. Ladeleistung von E-Fahrzeugen voraggregiert und für die 48-stündige Netzzustandsprognose verwendet.

In der **Demozelle Waghäusel** wurde ein Peer-to-Peer-Handel über SMGWs und OLI Boxen realisiert. Innerhalb der „WIRcommunity“ waren fünf Anlagen aus Privathaushalten und typischen Gewerbe- und Büroeinheiten vernetzt und so zu einer lokalen, dezentral organisierten Energiegemeinschaft im Raum Waghäusel konzipiert. Das Projekt ermöglichte den Teilnehmenden die volle Transparenz über Erzeugung und Verbrauch und erlaubte darauf aufbauend, Überschüsse lokal und verteilnetzschonend mittels eines Blockchain-Ansatzes zu handeln.

Neben diesen sechs Demozellen gab es noch viele weitere spannende Zellen wie etwa Flughafen Stuttgart (z.B. Potenziale und Nutzung der Terminal-Lüftungsanlage für Primärregelleistung), Hochschule Offenburg (z.B. echtzeitfähige lokale Solareinstrahlungsprognose), Universität Stuttgart (z.B. verbesserte Modell-Performance für Inselnetze), Ulm (z.B. Datenstandardisierung von Netzleitstellen-Protokollen). Eine Gesamtübersicht bietet das C/sells-Buch „1,5° Celsius“.



03

Gemeinsam profitieren

Ziel dieses Kapitels ist die Darstellung der Beiträge und Mehrwerte durch die Zusammenarbeit mit dem Verbundprojekt C/sells.

3.1 ORGANISATION INTELLIGENTER NETZE	S 30
3.2 FLEXIBLE ABSTIMMUNG NETZ/ MARK	S 34
3.3 POLITISCHE ARBEIT IM C/SELLS-PROJEKT	S 36
3.4 DIGITALE KOMMUNIKATION FÜR DIGITALISIERTE NETZE	S 38
3.5 PARTIZIPATIVE KOMMUNIKATION	S 40
3.6 RECHT	S 42



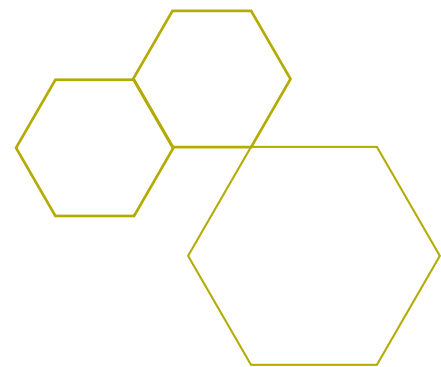
Dr. Rainer Enzenhöfer, C/sells-Teilprojektleiter „Netze“

»MIT REALLABOREN WIE C/SELLS
TESTEN UND SETZEN WIR IDEEN FÜR
EINE ZUSAMMENARBEIT ZWISCHEN
NETZBETREIBERN UND DEM MARKT UM.«

3.1 ORGANISATION INTELLIGENTER NETZE

Das Ziel des Teilprojekts war der sichere und zuverlässige Betrieb des Gesamtsystems bei zunehmender dezentraler Stromerzeugung, auch im Hinblick auf die bevorstehende Integration der Elektromobilität. Die Netzbetreiber haben hierzu folgende Lösungsansätze identifiziert (siehe Abb. 10):

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



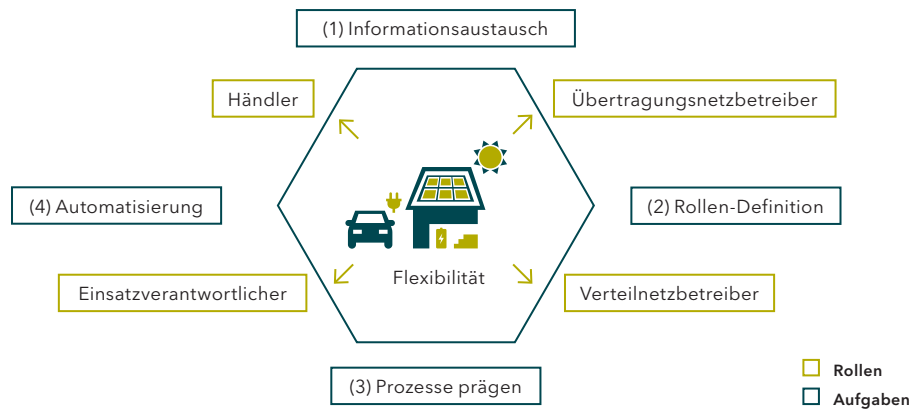


Abb. 10: Lösungsansätze zur Integration von EE-Anlagen in ein zellulares System der Zukunft

In Verbindung mit dem zellularen Ansatz und dem Etablieren der Abstimmungskaskade, bzw. dem zuverlässigen Organisieren und Koordinieren der Marktakteure im intelligenten Netz, ist es möglich, die Komplexität zum Regeln des Gesamtsystems beim Einbinden dezentraler Anlagen zu reduzieren. Jede der definierten Rollen hat die einzelnen ihr zugewiesenen Aufgaben eigenverantwortlich umzusetzen, um ein sicheres und robustes Gesamtsystem zu gewährleisten.

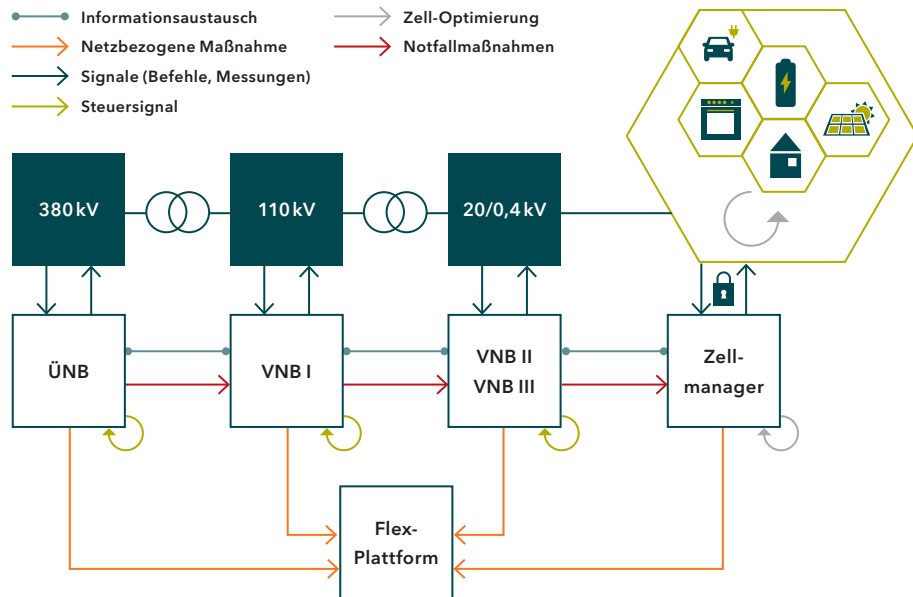
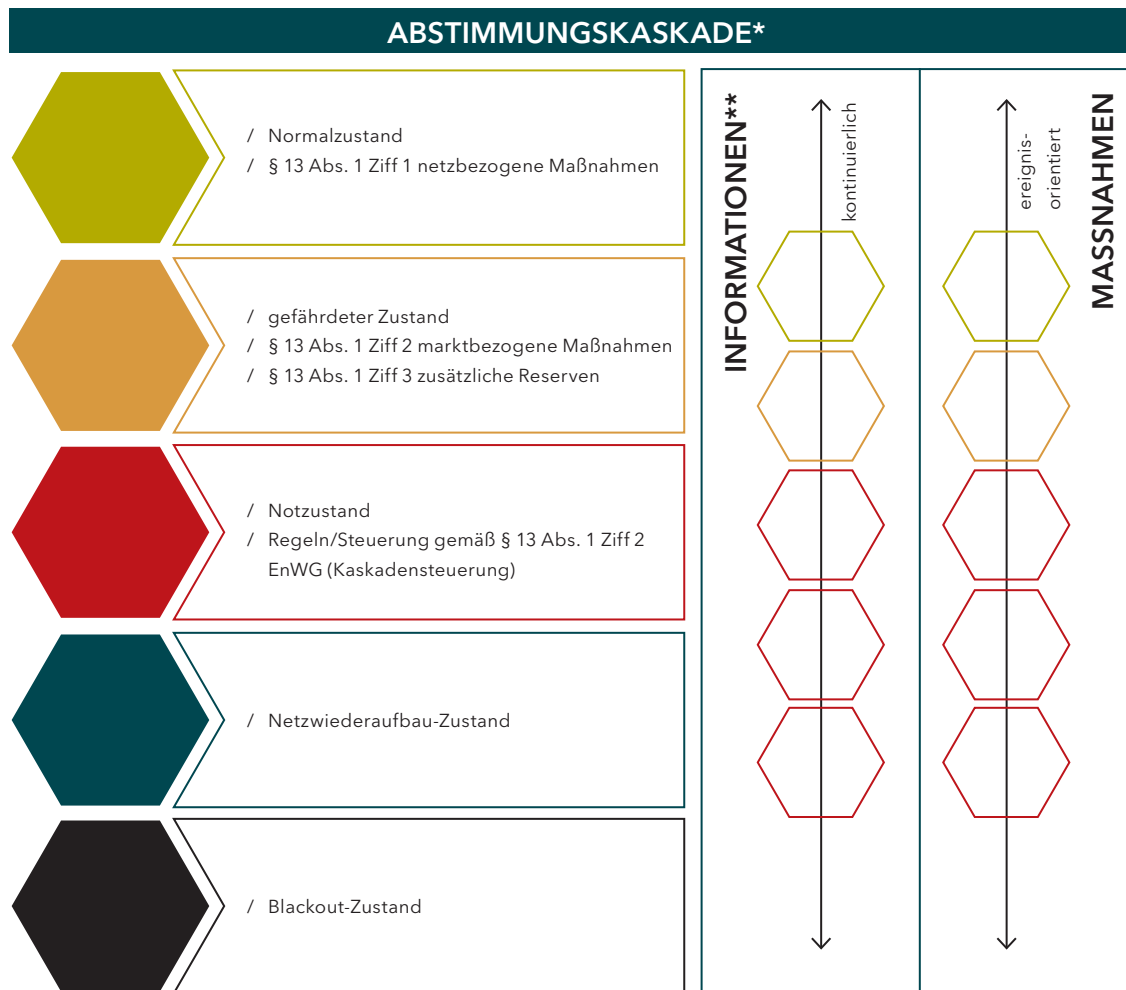


Abb. 11: Abstimmungsprozess zwischen Netz und Markt (angepasst, © Dr. Schwerdtfeger, TenneT)

Das Zusammenspiel der Marktakteure mit direkter Netzauswirkung ist zu koordinieren und die Pflichten und Aufgaben der Netzbetreiber untereinander, in Abhängigkeit des Netzzustandes aber auch die des Marktes, sind zu regeln. Ein wichtiges Instrument hierfür ist das permanente Abbilden des Netzzustandes direkt im Leitsystem der Netzbetreiber. Informationen aus dem vor- und nachgelagerten Netz werden in Echtzeit sichtbar. TransnetBW hat dies bereits im Rahmen des Pilotprojektes „Awareness System Baden-Württemberg“ gemeinsam mit dem Verteilnetzbetreiber Netze BW und den Stadtwerken Schwäbisch Hall erfolgreich umgesetzt. Die Darstellung des Netzzustandes erfolgt per Ampelsystem: Steht die Ampel auf

grün, kann der Markt frei agieren. Im Hintergrund findet ein kontinuierlicher bzw. zyklischer Datenaustausch statt. Mit diesen Daten prüfen die Netzbetreiber im Rahmen ihrer Prognoseprozesse, ob der Handel zu kritischen Netzsituationen führen kann. In der gelben Ampelphase ist der Zustand eines Netzsegmentes gefährdet, zum Beispiel durch einen potenziellen oder tatsächlichen Netzengpass. Der Markt kann dem Netzbetreiber Flexibilität anbieten und so helfen, kritische Situationen zu vermeiden. Diese Flexibilitätspotenziale werden über eine Plattform zugeteilt und koordiniert, sodass ein Abruf ereignisorientiert im Sinne des § 13 Abs. 1 EnWG erfolgen kann. In der roten Ampelphase erfolgt nach § 13 Abs. 2 EnWG eine direkte Anlagensteuerung über die Kaskade durch die Netzbetreiber. Sie dient dem Abwehren bzw. Beherrschen von kritischen Netzzuständen (siehe Abb. 12).



* z. B. in Anlehnung an VDE-AR-N-1440, VDE-AR-N-1441

** z. B. auf Basis SO GL

Abb. 12: Abstimmungsprozess im intelligenten Netz anhand des BDEW-Ampelmodells

Diese über die Ampelphasen hinweg klar zugeteilten Rollen und Aufgaben ermöglichen eine diskriminierungsfreie, gleichberechtigte und ungehinderte Entfaltung der Akteursvielfalt in einem Netz der Zukunft. Sie basiert auf standardisierten und abgestimmten Kommunikationswegen, Datenprotokollen (z.B. IEC 61850) und Informationen zwischen (z.B. ERRP-Daten) Marktakteuren und dezentralen Anlagen mit intelligenten Messeinrichtungen. Diesen ganzheitlichen Lösungsansatz haben 30 Institutionen und mehr als 70 Personen im

Rahmen des Teilprojektes Organisation intelligenter Netze erarbeitet. Unter diesen 70 Partnern befanden sich Mitarbeitende von zwei Übertragungsnetzbetreibern, sieben weiteren Netzbetreibern und drei Stadtwerken. Neben der Netzseite waren Projektmitarbeitende von Aggregatoren, IKT-Herstellern und mehreren Forschungseinrichtungen aktiv, die jeweils ihre individuelle Sichtweise in das Projekt eingebracht hatten.



Abb. 13: Übersicht über die inhaltlichen Arbeitspakete des Teilprojektes „Organisation intelligenter Netze“

TransnetBW kamen die Teilprojektleitung und die Koordination sowie die Verantwortung über das gesamte Teilprojekt zu. Um die Komplexität und Ergebnisbeiträge der Partner zu koordinieren, wurde das Teilprojekt „Organisation intelligenter Netze“ in vier Arbeitspakete („Abstimmungskaskade“, „Verteilnetzautomatisierung“, „Steuerung von Anlagen und Subnetzen“, „Flexible Abstimmung Netz/Markt“) unterteilt. Neben der Teilprojektleitung übernahm TransnetBW auch die Leitung des letztgenannten Arbeitspaketes.

// Dr. Rainer Enzenhöfer

ERGEBNISBOX

- / Technisches Nutzungspotenzial des intelligenten Messsystems (iMSys) im Bereich der Systemdienstleistungen (z. B. Regelleistung) und Netzführungsprozesse (z. B. Netzzustand) wurde identifiziert und erprobt.
- / Real-time-nahe Steuerung sowie Empfang von Informationen aus Anlagen im Verteilnetz über iMSys wurde demonstriert.
- / Ein einheitliches Rollenverständnis im Kontext der Systemdienstleistungsprozesse sowie zu den Aufgaben der einzelnen Marktpartner in Abhängigkeit der Netzzustände (Visualisierung mittels Netzzustandsampeln) wurde geschaffen (Stichwort: Abstimmungskaskade).
- / Das „Systeme im System denken“ wurde geschärft, um die kleinste Zelle mit ihren technischen Einheiten technisch und marktwirtschaftlich zu integrieren.
- / Der Autonomiebegriff wurde geprägt und von Autarkie abgegrenzt.
- / Die Heterogenität der Partner schärfte das Verständnis für andere Markttrollen und trug zu einem interdisziplinären Systemverständnis bei.
- / Fungierte als Türöffner für weitere C/sells-interne und neue Projekte mit Partnerunternehmen.



Christian Radl, C/sells-Arbeitspaketleiter Netz-Markt

»VNB UND ÜNB HABEN IM GRUNDSATZ DAS GLEICHE ZIEL: DASS BEIM ENDVERBRAUCHER DAS LICHT ANGEHT! DAS KÖNNEN SIE NUR GEMEINSAM ERREICHEN.«

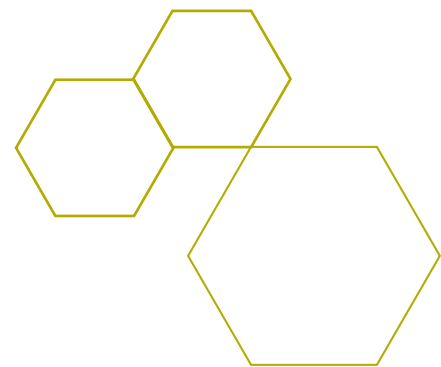
3.2 FLEXIBLE ABSTIMMUNG NETZ/MARKT

Um Störungen durch Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben, sind Betriebsplanungsmaßnahmen einzelner Netzbetreiber denkbar, die über ihr eigenes Netz hinausgehende Auswirkungen haben können. Das ist beispielsweise der Fall, wenn Netzbetreiber Leistung von Anlagen in unterlagerten Netzen abrufen müssen, weil sie dazu beitragen, Netzengpässe in ihrem Netz zu vermeiden. Dieses Zusammenspiel von Flexibilitätseinsätzen unterschiedlicher Spannungsebenen erfordert die Kooperation zwischen Netzbetreibern und das diskriminierungsfreie Koordinieren vorhandener Potenziale.

Im Folgenden werden die Ergebnisse dargestellt, die sich aus der Untersuchung von Abstimmungsmöglichkeiten zwischen Netzbetreibern über den Einsatz vorhandener Potenziale, ausschließlich im Kontext marktbezogener Maßnahmen (gemäß §13 (1) EnWG), ergeben haben. Ziel dieser Abstimmung ist es, sowohl zusätzliche Netzengpässe als auch den gegensätzlichen Einsatz von Flexibilität zu vermeiden.

19 Partner¹ (15 Vollpartner und vier assoziierte Partner) haben im Rahmen des Arbeitspaketes 4.5 („flexible Abstimmung Netz-Markt“) gemäß der Gesamtvorhabenbeschreibung (GVB) an den folgenden Ergebnissen gearbeitet:

- / Kriterien und Verfahren zur Bewertung des Netzzustandes und des Marktpotenziales liegen dokumentiert und demonstriert vor.
- / Schnittstellen zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren wurden dokumentiert und demonstriert.





/ Einsatzkonzepte zur Interaktion der Netzbetreiber und Marktakteure, insbesondere in der gelben Ampelphase, liegen dokumentiert und demonstriert vor.

Ziel des Arbeitspaketes 4.5 war insbesondere, sowohl zwischen Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern als auch zwischen Netz und Markt, das Verständnis für beide Seiten der Schnittstelle zu stärken. Kernbestandteil war das Ausgestalten der gelben Ampelphase durch das Entwickeln eines abgestimmten Einsatzkonzeptes zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern. Außerdem wurde der Kontakt zu anderen Teilprojekten gepflegt, die sich mit der Schnittstelle zum Markt beschäftigen, um insbesondere an der Diskussion über Flexplattformkonzepte teilzunehmen, darunter Reflex, Comax und Alf.

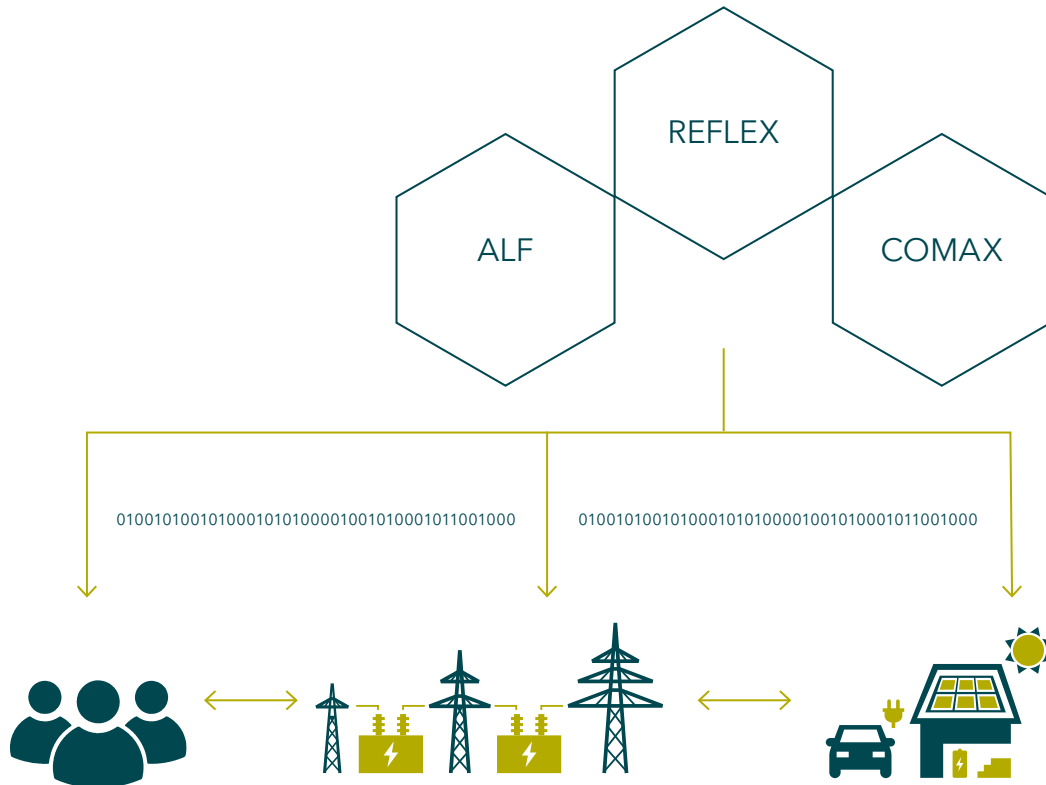


Abb. 14: Schematische Darstellung des Informationsaustausches zwischen: Netzbetreibern, Endverbrauchern, Plattformen und Marktakteuren

Daraus resultierte eine Art Inkubatorfunktion für Netzbetreiber, insbesondere bezüglich Redispatch 2.0, welche auch zu einem Abgleich der Diskussionen mit anderen Projekten beitragen konnte, insbesondere auf europäischer Ebene (ENTSO-E). Auch dort ist die Diskussion um Flexibilitätsplattformen in der gelben Ampelphase relevant für die Koordination und den automatisierten Daten- und Informationsaustausch zwischen Netz-Netz und Netz-Markt. Plattformen nehmen folglich eine wichtige Rolle dabei ein, Flexibilität in das europäische Energiesystem zu integrieren und nach wie vor, ein sicheres und zuverlässiges Stromnetz gewährleisten zu können.

// Christian Radl

1 DB Energie; Forschungsstelle für Energiewirtschaft; Flughafen Stuttgart; Forschungszentrum Informatik; Fraunhofer IEE; Hochschule Ulm; IDS; Karlsruher Institut für Technologie IEH; LEW Verteilnetz; Netze BW; Next Kraftwerke; Seven2One; Stadtwerke München; Stadtwerke Schwäbisch-Hall; TenneT; TransnetBW; Universität Stuttgart IER; ZAE Bayern.



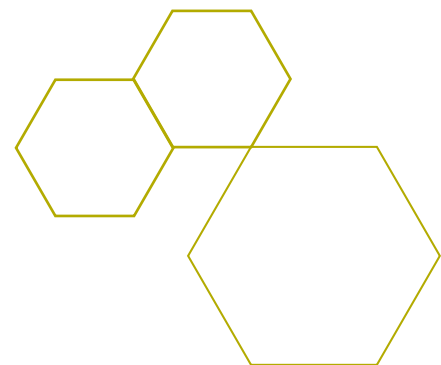
Konrad Hausch, **Regulierungsmanagement & Energiepolitik**

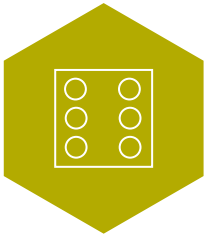
**»DURCH C/SELLS KONNTEN WIR
UNSERE POLITISCHEN INTERAKTIONEN
VERTIEFEN UND DIE TRANSNETBW
ALS INNOVATIVEN MACHER DER
ENERGIEWENDE PRÄSENTIEREN.«**

3.3 POLITISCHE ARBEIT IM C/SELLS-PROJEKT

Aufgrund der staatlichen Förderung mit über 200 Mio. € sind die SINTEG-Projekte längst im energiepolitischen Umfeld bekannt. Die von der deutschen Bundesregierung geschaffene SINTEG-Verordnung regelt die Vergabe der Fördermittel, um wirtschaftliche Nachteile zu kompensieren, die bei Unternehmen durch deren Teilnahme an SINTEG-Projekten entstehen.

Auch das SINTEG-Demonstrationsprojekt C/sells genießt großes politisches Interesse. So nahmen an den C/sells-Ministerdialogen teilweise mehr als 300 Gäste aus Forschung, Industrie und Politik teil. Ziel dieser Dialoge war es, landesspezifische Erkenntnisse des Projekts zu diskutieren und anschließend in Form von Handlungsempfehlungen an die Bundespolitik heranzutragen. Gehört und diskutiert wurden diese Empfehlungen dann auch auf den Jahreskonferenzen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, die durch das Beisein des Bundesministers Peter Altmaier sowie der Staatssekretäre Rainer Baake und Andreas Feicht hohe politische Präsenz genossen. Auch bei weiteren Formaten, zum Beispiel der United Nations Climate Change Conference, einem Austausch des deutsch-französischen Büros für die Energiewende und der Kaskaden-Demo in Schwäbisch Hall, wurde deutlich, dass die Politik das Forschungsprojekt aufmerksam begleitet. Die Quintessenz aller Bemühungen im Rahmen des C/sells-Projekts sind die nun erarbeiteten energiewirtschaftlichen Positionen (EPos), die den politischen Entscheidungsträgern klare Empfehlungen darlegen. Denn letztlich dient C/sells auch dazu, Werkzeuge zu entwickeln, die notwendig sind, um die Energiewendeziele der Bundesregierung zu erreichen.





Dass sich das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie verpflichtet hat, erhebliche Mittel zu investieren, schafft natürlich auch Vertrauen und bietet den Projektpartnern einen innovativen Rahmen. Doch neben dem Erarbeiten von Werkzeugen und Positionen entstanden während des Projekts noch weitere Vorteile: Alte Verbindungen wurden gestärkt und neue Verbindungen geschaffen. Gerade mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie und den Umweltministerien konnte ein Dialog mit neuartigen Inhalten aufgebaut werden. Dass TransnetBW als innovativer Gestalter und Macher der Energiewende in Erscheinung tritt, wird auch die zukünftige Zusammenarbeit prägen. Auch haben wir mit den erarbeiteten Erkenntnissen neue Facetten hervorgebracht, die die energiepolitischen Interaktionen bereichern werden.

// Konrad Hausch



Podiumsdiskussion am C/sells-Ministerdialog Baden-Württemberg, Stuttgart

ERGEBNISBOX

- / Die Verbindungen in die Landes- und Bundespolitik konnten gestärkt werden.
- / Für die Politik konnten klare Handlungsempfehlungen formuliert werden.
- / Industrie, Forschung und Politik liefern ein gemeinsames Commitment zur Entwicklung von „Energiewende-Werkzeugen“.
- / TransnetBW tritt als innovativer Gestalter und Macher der Energiewende auf.



David Moser, Unternehmenskommunikation

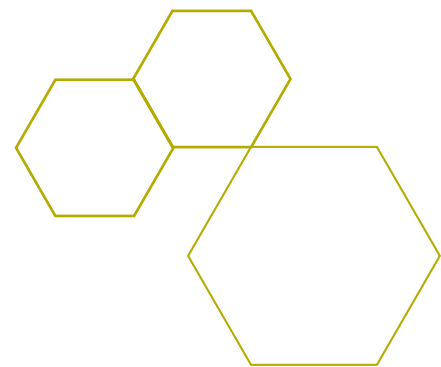
»SOZIALE MEDIEN GEWÄHREN EINER BREITEN ÖFFENTLICHKEIT EINBLICK IN C/SELLS UND IN DIE ARBEIT FÜR DIE ENERGIEWENDE.«

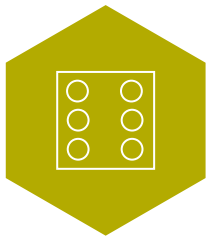
3.4 DIGITALE KOMMUNIKATION FÜR DIGITALISIERTE NETZE

Keine Energiewende ohne Digitalisierung – das machen C/sells und etliche andere SINTEG-Projekte deutlich. Was für die Energieversorgung der Zukunft gilt, gilt auch für die Kommunikation rund um C/sells. Denn neben klassischen Kommunikationsmaßnahmen wie Pressemitteilungen, Fachbeiträgen oder Anzeigen spielt die digitale Kommunikation zum „Schaufenster für die intelligente Energieversorgung“ konsequenterweise eine zentrale Rolle.

Die sozialen Medien sind ein wichtiges Instrument, um über C/sells zu informieren. Das belegen mehr als 1.500 Tweets des C/sells-Accounts bei Twitter und zahllose Beiträge der Projektpartner zu C/sells in den sozialen Medien. Neuigkeiten aus dem Projekt finden so den Weg aus der Nische und erreichen nicht mehr nur ausschließlich ein Fachpublikum. Vielmehr bekommt eine breitere Öffentlichkeit Einblick in die Arbeit für die Energiewende jenseits von Photovoltaik-Anlagen und Windrädern. Das ist nicht zu unterschätzen und zahlt auf die Reputation und die Wahrnehmung von TransnetBW als innovationsfreudiges Unternehmen ein.

Gleichzeitig profitieren die am Projekt beteiligten Organisationen von der Vernetzung in den sozialen Medien. Zum einen natürlich durch das gegenseitige Teilen von Inhalten und die daraus resultierende größere Reichweite und Aufmerksamkeit. Das gilt nicht nur für Beiträge zu C/sells, sondern erstreckt sich auf eine Vielzahl von Themen, wodurch neue Multiplikatoren gewonnen und die Interaktionen erhöht werden. Zum anderen gewinnen aber auch diejenigen, die die Kommunikation über C/sells im Austausch miteinander





koordinieren. Sie bilden ebenfalls – ganz klassisch analog – Netzwerke und knüpfen Kontakte. Diese dank C/sells entstandenen Verbindungen sind wertvoll, egal ob digital oder analog. Sie werden die Zusammenarbeit in künftigen Projekten erleichtern und effizienter machen – und das zählt letztlich auf das gemeinsame Ziel ein, der Energiewende zum Erfolg zu verhelfen.

// David Moser

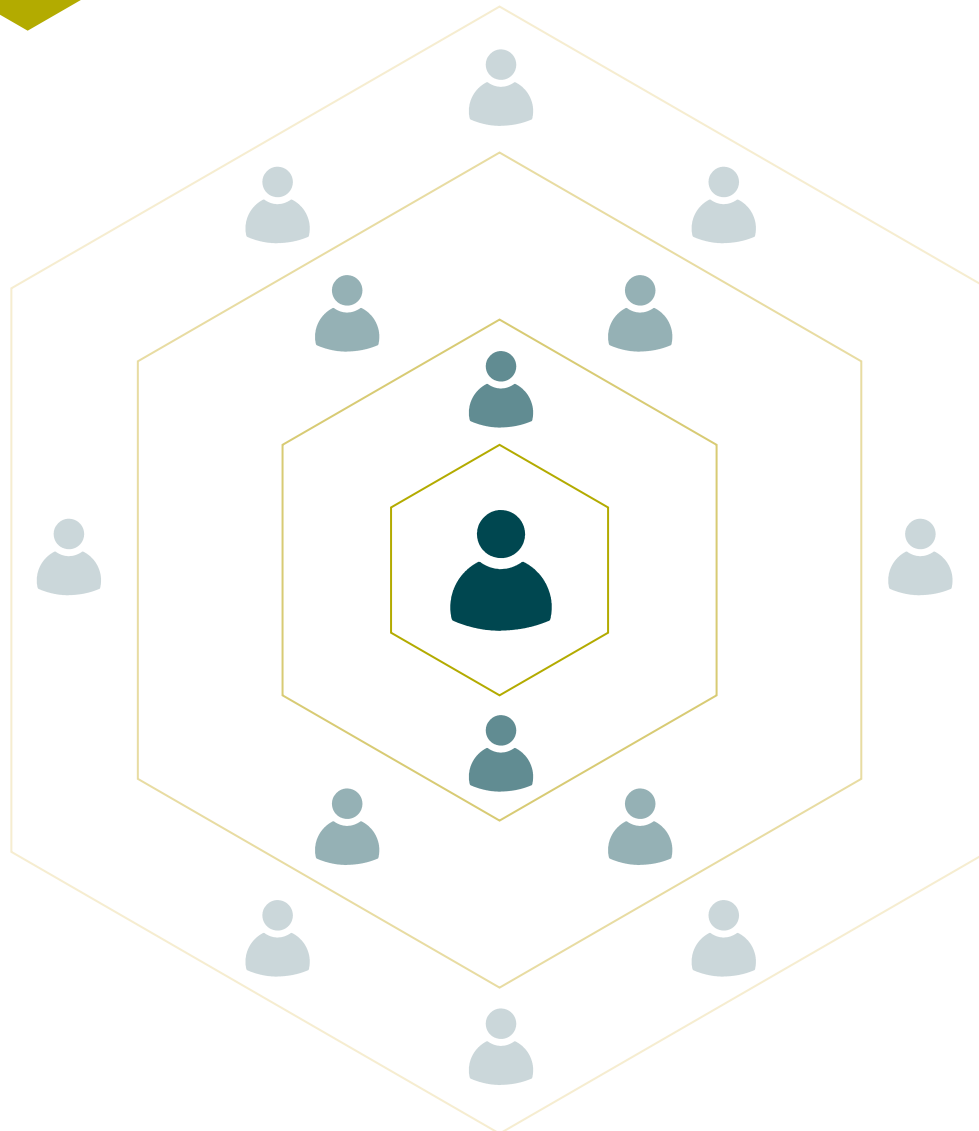
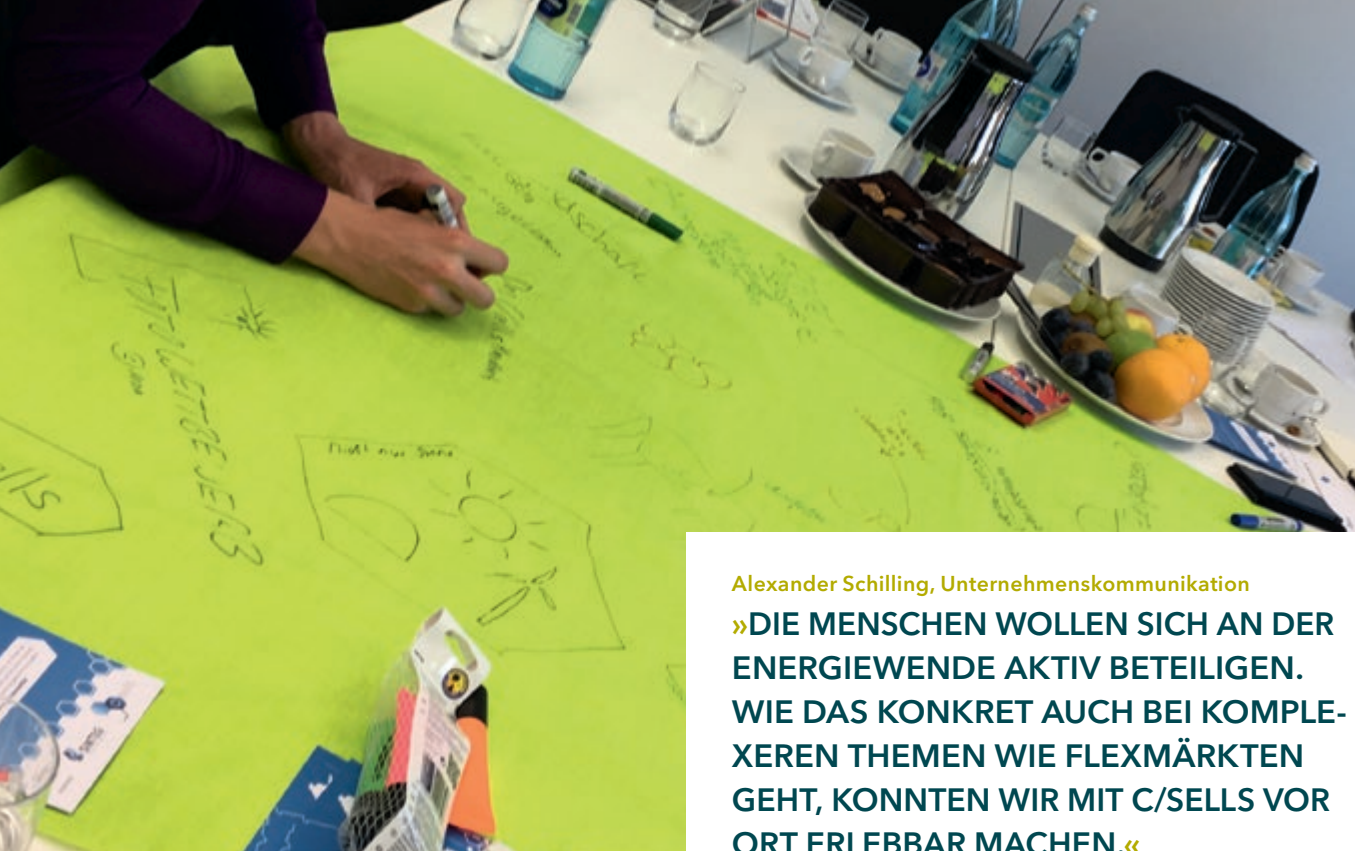


Abb. 15: Vernetzung schafft mehr Aufmerksamkeit

ERGEBNISBOX

- / Reputationsgewinn für TransnetBW
- / Ausbau des Netzwerks in den sozialen Medien
- / Stärkung persönlicher Verbindungen



Alexander Schilling, Unternehmenskommunikation

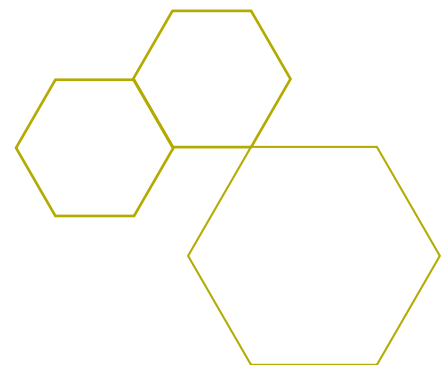
»DIE MENSCHEN WOLLEN SICH AN DER ENERGIEWENDE AKTIV BETEILIGEN. WIE DAS KONKRET AUCH BEI KOMPLEXEREN THEMEN WIE FLEXMÄRKTEN GEHT, KONNTEN WIR MIT C/SELLS VOR ORT ERLEBBAR MACHEN.«

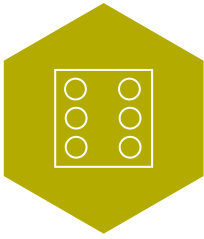
3.5 PARTIZIPATIVE KOMMUNIKATION

Bei C/sells konnten sich die Menschen aktiv an der Energiewende beteiligen. Ob beim innovativen TramTalk in München oder Mannheim, am Infostand in Kassel oder beim Fellbacher Herbst, mit Fachbeiträgen und Anzeigen in Magazinen und Zeitschriften, ob am Messestand auf der E-world in Essen oder auf der Partizipations-Website ich-bin-zukunft.de des Vereins Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. - Interessierten boten sich zahlreiche Informationen und Möglichkeiten, wie sie einen konkreten Beitrag zum Energiesystem der Zukunft leisten können.

Da sich C/sells durch viele unterschiedliche Zielgruppen, Teilziele, Botschaften und Partizipations-Aktivierungswünsche unterschied, initiierte die von Smart Grids und TransnetBW angeregte Fachgruppe Partizipation ein C/sells-Positionspapier mit zwischen allen Partnern abgestimmten Empfehlungen, um die Kernbotschaften zum zellulären, vielfältigen und partizipativen Energiesystem der Zukunft zu kommunizieren. Kurze, leicht verständliche Filme erklärten abstrakte Konzepte wie Versorgungssicherheit und Kaskade. Daneben sollten sich die Kommunikationsressourcen auf die Szenarien in den Partizipationszellen fokussieren und die übergreifende C/sells-Leitidee vorrangig an Fachpublikum oder im politischen Rahmen transportieren.

Die externen Partizipationsaktivitäten in den C/sells-Citys Süddeutschlands fokussierte das Partizipationsteam von Smart Grids vorrangig auf zehn ausgewählte Städte und Landkreise, um dort ein nachhaltiges „C/sells-Movement“ zu erzeugen. Mit Videos, Vorträgen,





Marktforschung und Events unterstützte das Partizipationsteam die C/sells-Partner in den Demonstrationszellen vor Ort, um potenzielle Prosumer und andere Stakeholder an C/sells teilnehmen zu lassen. Dieses Beteiligen erfolgte sowohl durch aktives Mitgestalten und Nutzen von Energiedienstleistungen und -produkten, als auch durch Investitionen in erneuerbare Stromerzeugung.

// Alexander Schilling



Akzeptanz und schließlich Partizipation beginnt vor Ort im Dialog mit Bürgerinnen und Bürgern.

ERGEBNISBOX

- / Abgestimmtes kommunikatives Handeln aller Partner.
- / Verankerung von Positionen der Übertragungsnetzbetreiber im lokalen Umfeld.
- / Sichtbarkeit von C/sells außerhalb der Fach- und Expertenrunden.



Jochen Frank, Energierecht & Öffentliches Recht

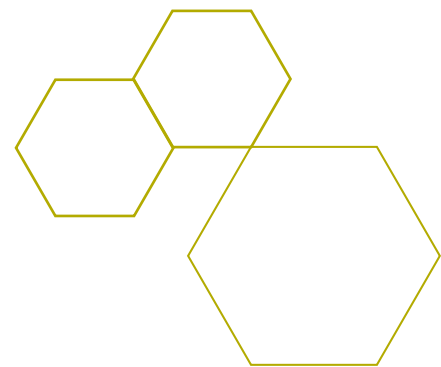
»INNOVATION ERFORDERT EINE SOLIDE
VERTRAGLICHE GRUNDLAGE.«

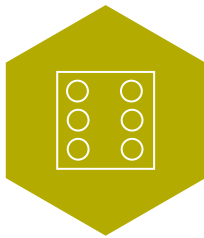
3.6 RECHT

Kooperationen zwischen Unternehmen und Hochschulen bzw. außeruniversitären Forschungseinrichtungen stellen einen wichtigen Innovationsfaktor dar. In der Forschung wird oft unbekanntes Terrain betreten, ein neuer Weg beschritten – und so mancher Weg entpuppt sich im Verlauf des Forschungsprojekts als Sackgasse. Den Projektverlauf verlässlich zu planen, ist nur bedingt möglich. Dadurch entstehen Risiken technischer und kaufmännischer Natur, die gegenüber anderen Projekten deutlich erhöht sind. Unabdingbar für erfolgreiche Forschungsarbeit sind daher neben wissenschaftlicher Expertise auch perfekt auf das jeweilige Projekt abgestimmte vertragliche Rahmenbedingungen. Beide Voraussetzungen sind bei C/sells erfüllt. Trotz der Vielzahl an Einzelinteressen, die zudem teils gegenläufig waren, konnten die Projektpartner einen sehr guten Forschungsrahmenvertrag entwickeln und untereinander abstimmen.

WOZU DIEN T EIN FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSVERTRAG?

Ein Forschungs- und Entwicklungsvertrag regelt in erster Linie, dass in einem gemeinsam mit den Projektpartnern festgelegten Gebiet und Umfang Forschungs- und Entwicklungsleistungen zu erbringen und zu dokumentieren sind. Der Vertrag legt zudem fest, wie und in welchem Umfang Schutz- und Nutzungsrechte an dabei gegebenenfalls entstehenden schutzfähigen Ergebnissen einzuräumen sind. Aufgrund der jedem Forschungsprojekt innewohnenden Unwägbarkeiten ist ein besonderes Augenmerk auf die Haftungsklauseln zu richten. Ein Forschungsprojekt auf Grundlage der unbegrenzten gesetzlichen Haftung setzt den Forschenden und die Projektpartner einer Vielzahl von unkalkulierbaren Haftungsrisiken aus. Risiken können sich insbesondere aus den folgenden Umständen ergeben: Zeitüberschreitung, Kostenüberschreitung, Verletzen von Schutzrechten oder Vertraulichkeitsverpflichtungen. Vor diesem Hintergrund vereinbaren die Vertragspartner in





Forschungs- und Entwicklungsverträgen oft weitreichende Haftungsfreizeichnungen. Darüber hinaus ist bei der vertraglichen Gestaltung zu beachten, dass die Vereinbarungen nicht im Widerspruch zum Beihilferecht und zu den Bedingungen einer Forschungsförderung stehen dürfen.

// Jochen Frank

Hersteller

SEVEN2ONE
METEOCONTROL ADSTEC PPC
DEVOLO INTEL SCHLEUPEN AG
RAMBOOL.OLI LUMENION IDS
VODAFONE VENIOS

Energieversorger & Netze

BAYERNWERK DB NETZE
CUBE ENGINEERING DB ENERGIE ENERGIE NETZ MITTE
GMBH SWM
EnBW | ODR AMPRION WIRSOL
LIMON STADTWERKE ENERGIEDIENST SWU
TENNET NETZBW TRANSNET BW
STÄDTISCHE WERKE WM ENERGY EHOCH4
STUTT GART AIRPORT NEXT KRAFTWERKE

Wissenschaft & Transfer

HOUSE OF ENERGY
ZSW HOCHSCHULE OFFENBURG DLR SENSEO PROJECTS
UNIVERSITÄT STUTTGART OTH INNIATIEVE EEBUS HOCHSCHULE
UNIVERSITÄT KASSEL FICHTNER ÖKO-INSTITUT E.V. ULM
FRAUNHOFER KIT FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT E.V.
ZAE BAYERN FZI SMART GRIDS BW
UNIVERSITÄT KONSTANZ

Abb. 16: Übersicht zu 57 C/sells Partnern, mit welchen ein Kooperationsvertrag ausgehandelt wurde.

ERGEBNISBOX

- / Ausgestaltung des Forschungsrahmenvertrages und erfolgreicher Abschluss eines Kooperationsvertrages mit 57 Partnern.
- / Sicherstellen, dass Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt nutzbar sind.
- / Sicherstellen ausgewogener Haftungsregelungen zwischen den Projektpartnern.
- / Konformität des Forschungsvertrags mit dem Beihilferecht und den Förderbedingungen.
- / Einhalten der Datenschutzgesetze und Gewährleisten der Vertraulichkeit gegenüber dem Zuwendungsgeber, unter anderem durch das unternehmensinterne Einführen eines Löschkonzeptes für personenbezogene Daten im Rahmen des Projektmanagements.



04

Smart System Spotlights

Ziel dieses Kapitels ist die Darstellung der TransnetBW-spezifischen Beiträge und deren Ergebnisse im Verbundprojekt C/sells.

4.1 TRANSNET BW UND C/SELLS	S 46
4.2 IIS - DATENAUSTAUSCH IM DEZENTRALEN SYSTEM	S 48
4.3 VERMITTLUNG VON PV-EIGENVERBRAUCHSPROFILIEN	S 50
4.4 ERSTELLUNG UND ANWENDUNG EINER NETZSENSITIVITÄTSMATRIX	S 52
4.5 VERBESSERUNG DER PV-EINSPEISEPROGNOSEN DURCH REALISTISCHE BERÜCKSICHTIGUNG VON EIGENVERBRAUCH	S 54
4.6 REGELLEISTUNG-MONITORING	S 56
4.7 PRÄQUALIFIKATIONSANFORDERUNGEN FÜR DIE ERBRINGUNG VON REGELRESERVE AUS DEZENTRALEN ENERGIEANLAGEN	S 58
4.8 REGELLEISTUNGSERBRINGUNG PER IMSYS	S 60
4.9 SYSTEMFÜHRUNG - VERTIKALER DATENAUSTAUSCH	S 62
4.10 EINSATZKONZEPT UND BAUSTEINE ZUR NETZBETREIBERKOORDINATION	S 64
4.11 FLEXELLS	S 66
4.12 KOSTENTEILUNG BEI NETZEBENENÜBERGREIFENDEM REDISPATCH	S 68
4.13 TAKA - TEILAUTOMATISIERTE KASKADE	S 70
4.14 POWER QUALITY MONITORING UND PROGNOSE	S 72
4.15 BLINDLEISTUNGSPOTENZIAL DER VERTEILNETZE BADEN-WÜRTTEMBERGS	S 74
4.16 BLOCKCHAIN - NUTZEN FÜR DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ?	S 76
4.17 STEUERUNG VON FLEXIBLEN VERBRAUCHERN UND KLEINST-FLEXIBILITÄT	S 78



Dr. Rainer Enzenhöfer, Projektleiter C/sells@TransnetBW

»DIE SPANNENDE ZUSAMMENARBEIT MIT IKT-HERSTELLERN UND GATEWAY-ADMINISTRATOREN HAT MIR NOCHMAL S EINE NEUE WELT IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT ERÖFFNET.«

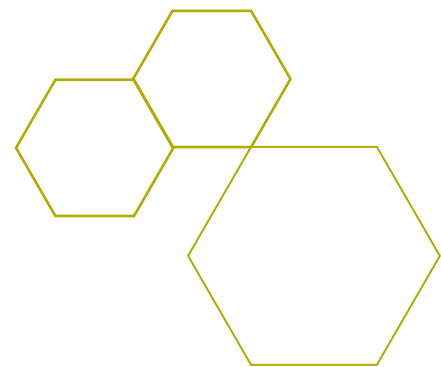
4.1 TRANSNET BW UND C/SELLS

TransnetBW stellt sich den Herausforderungen der Energiewende in Form von unterschiedlichen Projekten. Diese Projekte zahlen auf die Unternehmensstrategie Smart System/Digitalisierung ein. Im Rahmen des Förderprogramms SINTEG kofinanziert der Bund, gebündelt unter dem Dach des Forschungs- und Innovationsprojektes C/sells, 19 Beiträge von TransnetBW zur Thematik „Smart System“. Inhaltlich aktiv sind insgesamt neun Fachbereiche aus Netzwirtschaft, Asset-Management und Systemführung. Unsere Funktionseinheiten wie Unternehmensentwicklung, Recht, Kommunikation und Politik sowie die Fachabteilung Projektcontrolling begleiten das Projekt.

C/sells bei TransnetBW hat das Ziel, Aktivitäten und Projekte zu bündeln, die die Smart-System-Ziele unterstützen und dafür geeignet sind, die politischen Ziele im Rahmen der Energiewende umzusetzen. Folgende Ziele werden verfolgt:

1. Umsetzen von Smart-System-Themen im Rahmen eines Multi-Projektmanagements
2. Verbesserte Integration von erneuerbaren Energien in die Frequenzhaltung
3. Verbessern und Optimieren der Betriebsführung (inkl. Produkte) unter Zubau von erneuerbaren Energien
4. TransnetBW-konformes Halten der Spannung aus dezentralen Anlagen
5. Mitentwickeln eines Smart-System-Konzeptes (Digitalisierung, Rollen, Smart Markets etc.)
6. Plattform zur öffentlichen und politischen Wahrnehmung der netzbetreiberspezifischen Herausforderungen und von TransnetBW als innovativer Gestalter der Energiewende

Diese Ziele dienen des Weiteren dem Einordnen der 19 TransnetBW-Beiträge, wobei die Herausforderung darin bestand, ein Projekt im Idealfall genau einer Kategorie zuzuordnen. Die Begrifflichkeit zur Kategorisierung orientiert sich an der Studie Systemdienstleistungen



2030 der Deutschen Energie-Agentur: Frequenzhaltung (siehe Abb. 17), Netzbetriebsführung (grün), Spannungshaltung (grau), Datenaustausch (z.B. Energiedaten) und Digitalisierung (orange) sowie Sonstiges (schwarz). Die Zuordnung folgt keiner Bewertung, sondern dient insbesondere der Übersichtlichkeit und Dokumentation gegenüber dem Projektträger.
 // Dr. Rainer Enzenhöfer






	Spannungshaltung	grau	Projekte im Rahmen der Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung sowie Monitoring der Stromqualität
	Netzbetrieb/-führung	grün	Projekte, die Flexibilität im Rahmen von Redispatch bereitstellen, und Projekte, die die Netzbetriebsprozesse verbessern
	Frequenzhaltung	blau	Projekte rund um Regelleistung und Systembilanz
	Datenaustausch	orange	Projekte im Rahmen der Digitalisierung, Datenaustausch zwischen und Kopplung von IT-Systemen
	Sonstiges	schwarz	Begleitung zur Rahmensetzung von C/sells



Abb. 17: Übersicht und Projektverantwortliche der 19 C/sells-Beiträge der TransnetBW

ERGEBNISBOX

- / Prozess aufgebaut, um Forschungs- und Entwicklungsprojekte im Unternehmenskontext zu initiieren.
- / Projektmanagementbüros für netzwirtschaftlich getriebene F&E-Projekte etabliert, um Drittmittelaspekte aus mehreren F&E-Projekten bei N zu bündeln und zu begleiten.
- / Lessons-learned und Aufgaben zur Begleitung von F&E-Projekten im Unternehmensumfeld und von Seiten der Fördermittelgeber im Rahmen eines Projekthandbuchs dokumentiert.



Holger Bühler, EEG & Umlagen

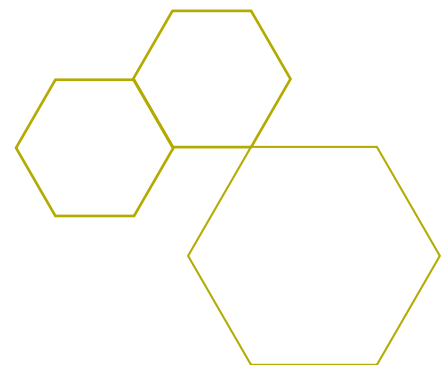
»IM ‚KLEINZELLIGEN RAHMEN‘ WIRD AUSPROBIERT, WIE FLEXIBILITÄT IM NETZ ZUKÜNFTIG SINNVOLL UND EFFEKTIV ZUM EINSATZ KOMMT.«

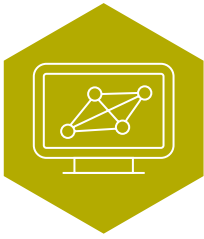
4.2 IIS - DATENAUSTAUSCH IM DEZENTRALEN SYSTEM

Durch den fortschreitenden Umbau des deutschen, aber auch des europäischen Stromsystems gehen für die nationale und transnationale Netzsteuerung wichtige Informationen zur Prognose, zur tatsächlichen Erzeugung und vor allem zur möglichen Flexibilität der Erzeugung verloren. Gleichzeitig nimmt der Daten-/Informationsbedarf auf den verschiedenen Netzebenen massiv zu.

Um diese Informationen zu heben und vor allem mit vertretbarem Aufwand nutzbar zu machen, wurde das Infrastruktur-Informationssystem (IIS) entwickelt. Dieses Instrument dient in C/sells dem Digitalisieren von zellulär aufgebauten Energieinfrastrukturen. Unter dem Begriff IIS sind folglich alle Komponenten zusammengefasst, die für die intelligente und kommunikative Vernetzung dezentraler Energieerzeuger und -verbraucher sowie aller berechtigten Akteure erforderlich sind. Hierfür bildet das IIS gemeinsame Regeln, Datenmodelle, Schnittstellen und technische Komponenten. Das IIS ist kein abgeschlossenes System, sondern vielmehr als modulare Infrastrukturmgebung zu verstehen.

Gemeinsame informations- und kommunikationstechnische Bausteine stellen die wirtschaftliche, interoperable und sichere Interaktion der Zellen (bidirektionale Energieflüsse) im Verbund über Systemebenen hinweg sicher. Damit lassen sich dezentrale Energiekonzepte in lokale Wohn- und Arbeitsumfelder sowie in städtische und regionale Lebensräume mit europäischen Lösungen integrieren.





Das intelligente Messsystem (iMSys) bildet als ein wesentlicher Baustein des IIS die Basis für eine Vielzahl neuer Anwendungen und Dienstleistungen. Es ist eine Komponente für den sicheren Zugriff auf Dienste der Messdatenerfassung (Sensorik) wie auch auf Steuerungsdienste der Energieinfrastruktur (Aktorik) in Liegenschaften. In Form von Infrastrukturkomponenten umfasst das IIS von verschiedenen Akteuren nutzbare Mess- und Steuereinrichtungen an den Grenzen der Zellen. Das iMSys gewährleistet den Datenschutz in der Liegenschaft und dient als Grundlage neuer Zellenfunktionen für lokales Energiemanagement als auch zum Austausch von Energie und Flexibilität zwischen Zellen und Zellverbänden.

// Holger Bühler

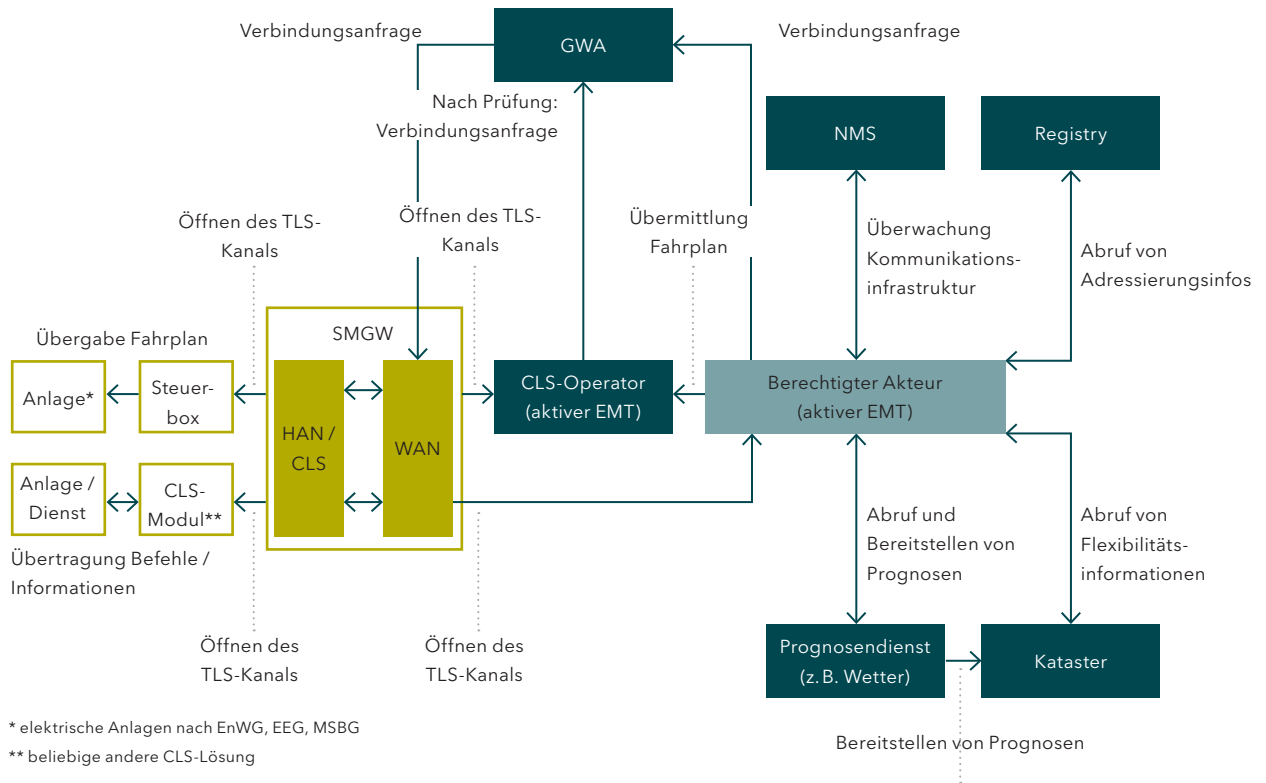


Abb. 18: iMSys und dazugehörige erweiterte Funktionslogik als zentraler Baustein des IIS

ERGEBNISBOX

- / Flexibilitäten (Stammdaten im IIS) in der jeweiligen Zelle erfasst.
- / Flexibilität in der einzelnen Zelle (Bewegungsdaten im IIS) identifiziert sowie Flexibilität in der einzelnen Zelle im Labormaßstab abgerufen.
- / Sobald der Roll-out der intelligenten Messsysteme in Gang kommt, wird sich TransnetBW mit einer Vielzahl dieser Geräte und dem dazugehörigen Energiedatenmanagement in der täglichen Praxis auseinandersetzen müssen. Die Verantwortung für den Datenaustauschprozess wird dann vom Verteilnetzbetreiber auf TransnetBW übergehen. Die Erfahrungen aus dem Projekt C/sells, auch für die praktische Problemlösung, werden dafür sehr wertvoll sein.
- / Daraus ergeben sich neben Risiken auch erhebliche Chancen für TransnetBW, die hauptsächlich in der Bündelung der Aufgaben und der Möglichkeit bestehen, daraus gemeinsam mit nachgelagerten Verteilnetzbetreibern Dienstleistungen in betriebswirtschaftlich vernünftigen Größenordnungen zu entwickeln, die weit über das IIS hinausgehen können. Wichtig werden wird dies vor allem für die Integration der zu erwartenden zunehmenden Elektromobilität, möglicherweise aber auch für deutlich erweiterte Smarthome-Anwendungen.



Simon Steiner , EEG & Umlagen

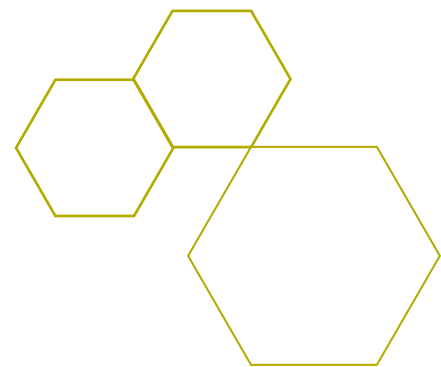
**»MIT VERBESSERTEN LASTPROFILIEN
KANN DER STROMBEZUG VON HAUS-
HALTEN MIT PV-EIGENVERBRAUCH
GENAUER BERÜCKSICHTIGT WERDEN.«**

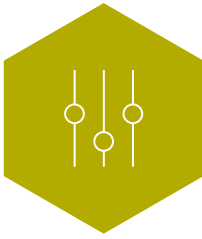
4.3 ERMITTLUNG VON PV-EIGENVERBRAUCHSPROFILIEN

Der Photovoltaik- (PV-)Anteil an der in Deutschland netto erzeugten Strommenge beträgt rund 8%. Gesunkene Stromgestehungskosten und steigende Strompreise für Endkunden erhöhen den Anreiz, Strom selbst zu erzeugen und zu verbrauchen. Es steht zu erwarten, dass nach Ablauf der 20-jährigen EEG-Förderdauer Betreiber ihre PV-Anlagen vermehrt auf Eigenverbrauchsoptimierung umrüsten werden. Das bedeutet, dass sie den vor Ort erzeugten Strom auch vor Ort verbrauchen, und einen Teil des aus dem öffentlichen Stromnetz bezogenen Stroms kompensieren.

Die Bilanzierung von nicht-lastganggemessenen Verbrauchern erfolgt in der Regel anhand eines sogenannten Standardlastprofilverfahrens. Der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW; seit 2007 BDEW) hat im Jahr 2000 die für die Bilanzierung von Haushalten standardisiert eingesetzten H0-Profile veröffentlicht. Für unterschiedliche Jahreszeiten und Tagestypen sind spezifische Profile definiert. Ein einzelnes Profil besteht aus Profilwerten für jeweils ein 15-minütiges Intervall eines Tages. Die eingesetzten Standardlastprofile berücksichtigen jedoch nicht den Eigenverbrauch im Tagesverlauf. Aus diesem Grund widmet sich das Projekt der Frage, ob sich auf Basis von lastganggemessenen Ist-Daten von Haushalten mit PV-Eigenverbrauch weiterentwickelte Lastprofile ableiten lassen, die in Prognose- und Bilanzierungsverfahren Verwendung finden.

Zusammen mit dem Stadtwerk Karlsruhe Netzservice wurden hierzu 70 relevante Messstellen umgerüstet und mit Messgeräten ausgestattet, um über einen längeren Zeitraum last-





und erzeugungsseitige Messdaten zu erheben. Zur Erstellung von Lastprofilen wurde zudem ein Lastprofilgenerator in Python implementiert. Insgesamt 25 Millionen relevante Messwerte konnten mithilfe statistischer Methoden analysiert werden. So war es möglich, für die unterschiedlichen Jahreszeiten und Tagestypen weiterentwickelte Lastprofile unter Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs zu erstellen. Zusammen mit dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und den Stadtwerken Schwäbisch Hall wird TransnetBW die entwickelten Lastprofile anhand zusätzlicher Messdaten von ausgewählten Ortsnetzen überprüfen.

// Simon Steiner

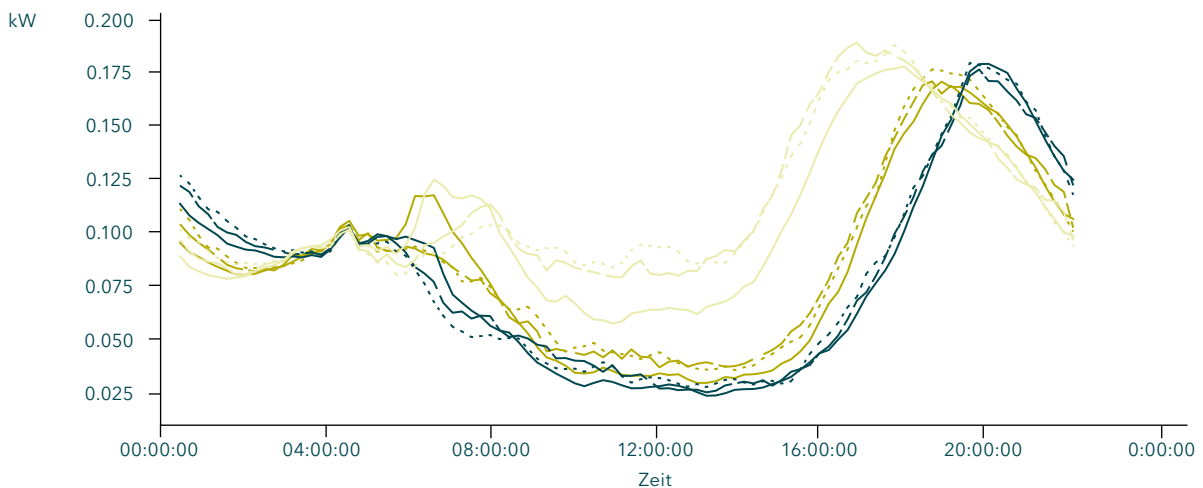
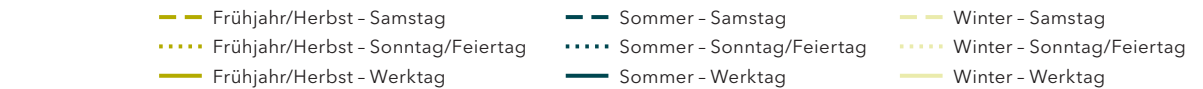
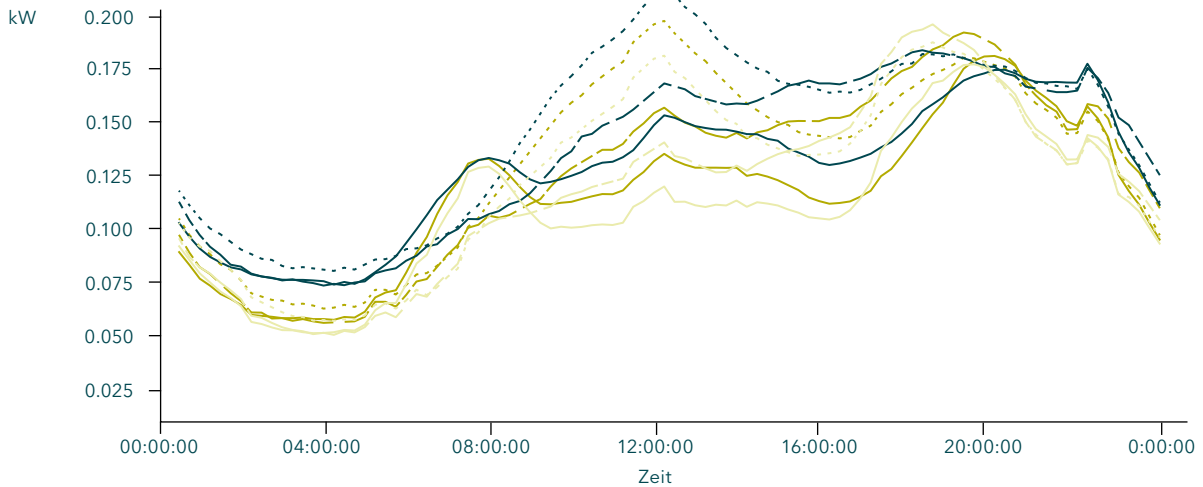
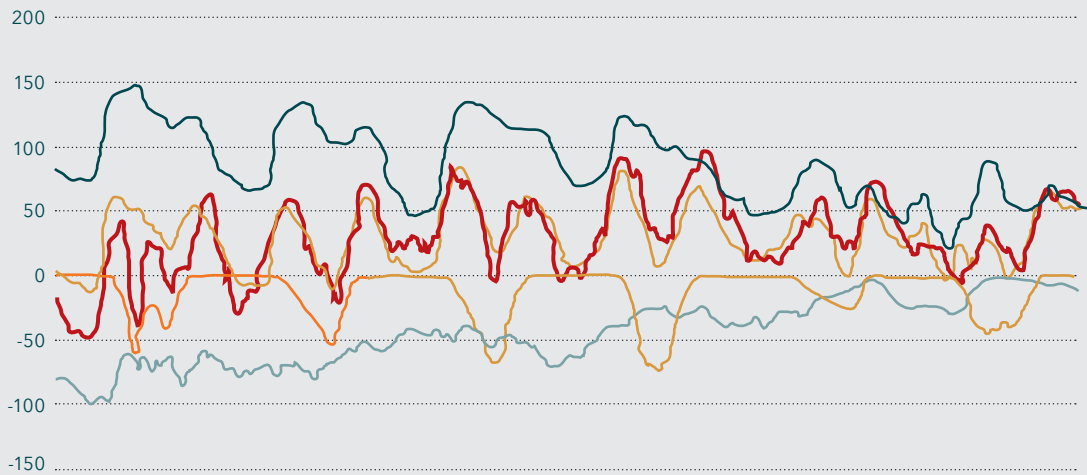


Abb. 19: Gegenüberstellung eines Standardlastprofils und eines weiterentwickelten Profils unter Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs

ERGEBNISBOX

- / Lastprofilgenerator in Python entwickelt.
- / Erlert, mit umfangreichen Messdaten umzugehen, und automatisierte Datenauswertungen implementiert.
- / Profile mit Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs auf Basis von realen Messdaten aus dem Netzgebiet der Stadtwerke Karlsruhe entwickelt, die sich zur Prognose und zur Bilanzierung einsetzen lassen.



- TRF_ROL_380_U312 Gemessene Belastung
- TRF_ROL_380_U312 PV-Anteil
- TRF_ROL_380_U312 Windanteil
- TRF_ROL_380_U312 Belastungsprognose
- TRF_ROL_380_U312 Verbrauchsprognose

Jürgen Wolpert, Systembetrieb Handel

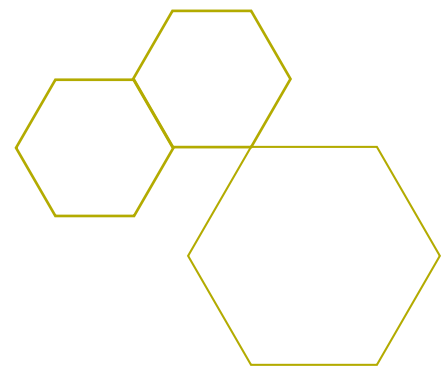
»KNOTENPROGNOSEN UND -HOCHRECHNUNGEN AUF BASIS DYNAMISCHER SENSITIVITÄTSMATRIZEN SIND DIE VERTIEFUNG DES SEIT LÄNGERER ZEIT ANGEWANDTEN ANSATZES!«

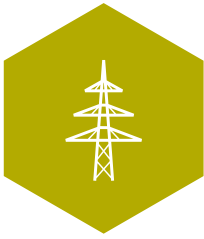
4.4 ERSTELLUNG UND ANWENDUNG EINER NETZSENSITIVITÄTSMATRIX

Welche Auswirkungen das Erzeugen von Strom über Erneuerbare-Energien-Anlagen auf das Höchstspannungsnetz in den Planungs-, Betriebs- und Notfallprozessen hat, ist aufgrund der starken Vermaschung im Höchst- und Hochspannungsnetz in der Regelzone von TransnetBW zunehmend schwieriger korrekt zu bestimmen und zu berücksichtigen.

Verglichen mit den anderen Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland hat TransnetBW den besonderen Vorteil, dass das unterlagerte 110-kV-Netz nahezu komplett im Netzleitsystem abgebildet ist. Damit sind die beim Erzeugen von Strom entstehenden Wechselwirkungen in den unterlagerten Netzen und dessen Auswirkungen auf das Höchstspannungsnetz auf Basis der aktuellen Netzsituation in einer Wirksamkeitsmatrix (Sensitivitätsmatrix) darstellbar. Auf dieser Grundlage ist es möglich, sowohl die Hochrechnungs- als auch die Prognoseprozesse zu regionalisieren und deutlich zu verbessern. Denkbar ist zudem, die Sensitivitätsmatrix zukünftig in Notfallprozesse einfließen zu lassen, um Netzstörungen zu vermeiden und zu beheben. Der Netzplanung liefert die Matrix eine genaue Zuordnung der installierten 110-kV-Leitungen zu den Einspeisepunkten.

Um zu berechnen, wie sich lokale Erzeugung auf TransnetBW-Einspeisepunkte (380/220kV nach 110kV) auswirkt, erfolgt im viertelstündlichen Turnus eine Variationsrechnung: Abhängig vom aktuellen Schaltzustand und der aktuellen Einspeise-/Lastsituation wird die Wirkung aller modellierten Einspeisungen und Lasten im 110-kV-Netz auf alle Einspeisepunkte bestimmt.





Beispiel: Die Gasturbinen 2 und 3 im Reservekraftwerk Marbach sind an das 110-kV-Netz angeschlossen. Speist das Kraftwerk über diese beiden Turbinen in Summe 100MW ein, entlastet das im Normalfall die beiden TransnetBW-Umspanwerke in Großgartach um ca. 45 MW, das Umspannwerk Kupferzell um ca. 30MW sowie das Umspannwerk in Goldshöfe um ca. 15MW (alle anderen Umspannwerke in Summe um etwa 10MW). Bei einem geänderten Schaltzustand verändern sich diese Schlüssel mehr oder weniger stark.

// Jürgen Wolpert, Dr. Philipp Guthke

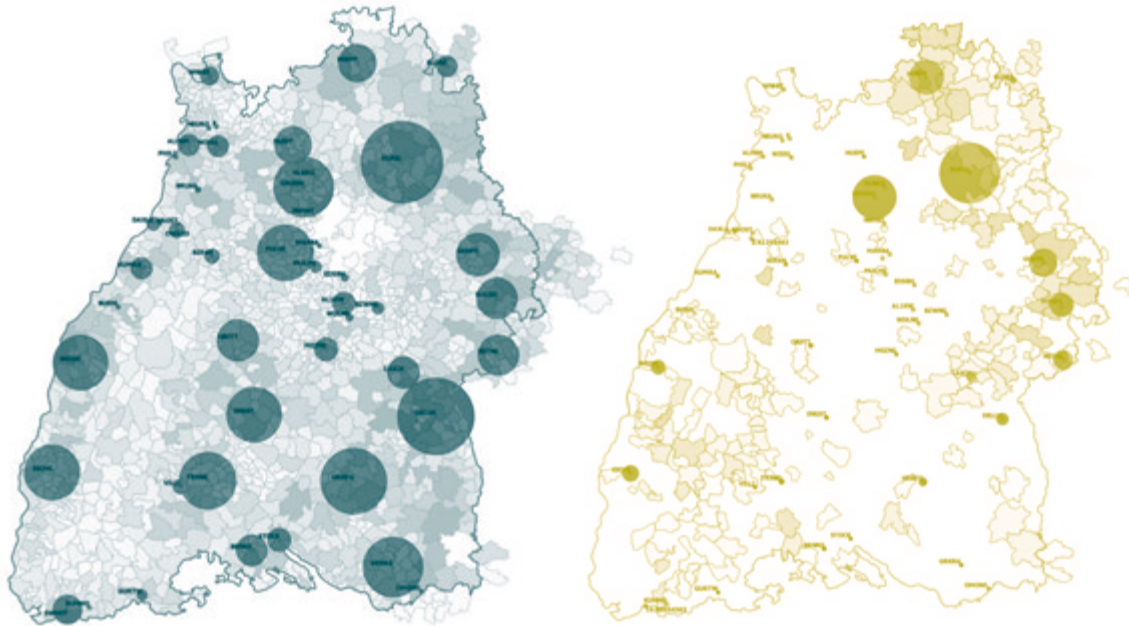


Abb. 20: Anwendungsbeispiel - Zuordnung der installierten PV- und Windleistung zu den Umspannwerken im Netz

ERGEBNISBOX

- / Vorhandene Netzinformationen genutzt, um kleinteilige Prognosen zu verbessern und deren Detaillierungsgrad zu erhöhen; dafür Zuordnungsmatrizen der PV- und Wind-Installationen gemäß PLZ auf die Umspanner erstellt, abhängig von den aktuellen Schaltzuständen und Lastflusssituationen.
- / Detailkenntnisse über den Einfluss der EE-Einspeisung auf die Netzknoten des Höchstspannungsnetzes, basierend auf dem realen Netzmodell, intensiviert.
- / Modelle entwickelt, um Trafobelastungen vorherzusagen und Grenzen des Modellansatzes herausgearbeitet.



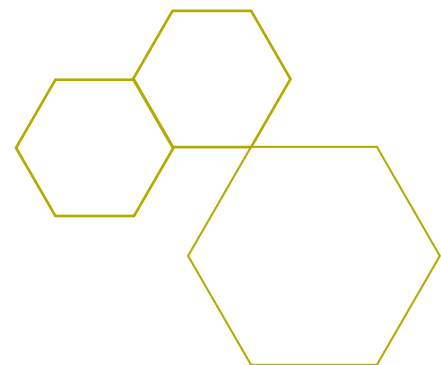
Dr. Philipp Guthke, Systembetrieb Handel

»OB TESLA ODER NEUER
KÜHLSCHRANK IST EIGENTLICH
EGAL - DAS VERBRAUCHSVER-
HALTEN ÄNDERT SICH EBEN.«

4.5 VERBESSERUNG DER PV- EINSPEISEPROGNOSEN DURCH REALISTISCHE BERÜCKSICHTI- GUNG VON EIGENVERBRAUCH

An Sonntagen wird in der Regel mehr PV-Strom ins Netz eingespeist als unter der Woche. Der Grund ist einfach erklärt: In Betrieben wird weniger gearbeitet, Einzelhändler lassen ihre Türen (und auch ihre Kühlschränke) geschlossen und verbrauchen deshalb deutlich weniger Strom selbst. Im Winter wiederum ist der Anteil des eingespeisten Stroms deutlich kleiner als im Sommer, weil die Stromerzeugung insgesamt geringer und der Verbrauch größer ist. Diese Beispiele veranschaulichen, dass sich das Einspeiseverhalten von PV-Anlagen stetig wandelt. Der Einsatz von Batterien oder Wärmepumpen, neue Vermarktungsmodelle und regulatorische Einflüsse ändern das Verbrauchs- und damit das Einspeiseverhalten selbst bei ähnlicher Erzeugung teilweise schleichend, aber auf jeden Fall fundamental.

Weil viele PV-Anlagen und Netzanschlüsse nur über Jahreszähler verfügen, sind diese Effekte oftmals schwierig zu beziffern und nur über integrale Messungen wie zum Beispiel Trafolasten rudimentär abschätzbar. Um die beschriebenen Effekte in den PV-Einspeisehochrechnungen und Prognosen von TransnetBW auch zukünftig angemessen berücksichtigen zu können, haben wir in Kooperation mit dem Fraunhofer ISE ein umfangreiches Modellsystem entwickelt, das die Betreiberseite vor dem Einspeisepunkt abbildet. Indem das System





alle rund 350.000 PV-Anlagen in der Regelzone von TransnetBW und die dazugehörigen Verbraucher einzeln modelliert/simuliert, ermöglicht es, Zukunftsszenarien für kommende Entwicklungen zu entwerfen und die resultierenden Effekte auszuwerten.

Das Modellieren der PV-Erzeugung erfolgt auf Grundlage satellitengestützter Einstrahlungsberechnungen gemäß der Heliosat-Methode. Die Beschreibung des Verbrauchsverhaltens basiert auf dem stochastischen Modellieren von Bewohner- und Gebäudeeigenschaften sowie sozioökonomischen und anderen Parametern.

Die Ergebnisse der Studie fließen in die Parameterschätzung der operativen PV-Modelle von TransnetBW ein und führen zu realistischeren PV-Hochrechnungen und Prognosen.

// Dr. Philipp Guthke

Mittlere Einspeise- und Einverbrauchsleistung

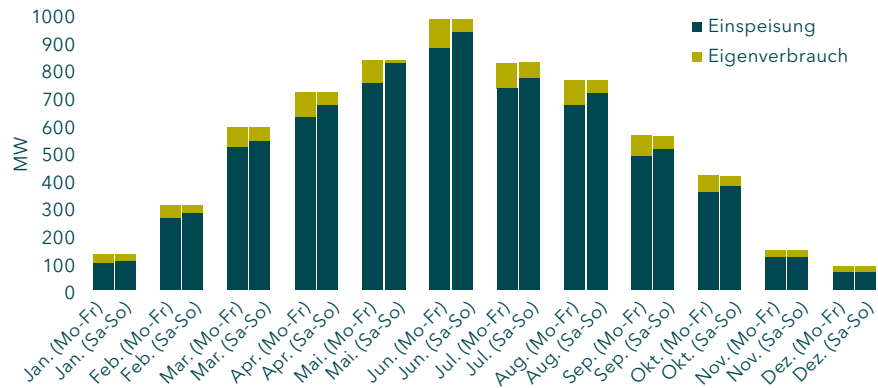


Abb. 21: Mittlere Eigenverbrauchs- und Einspeiseleistung [MW] je Monat des Jahres 2017, aufgeteilt nach Wochenenden und Werktagen

Mittlerer Eigenverbrauchsanteil

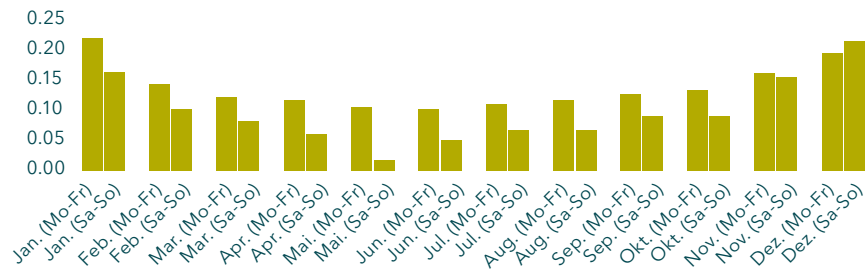


Abb. 22: Mittlerer Eigenverbrauchsanteil je Monat des Jahres 2017, aufgeteilt nach Wochenenden und Werktagen.

ERGEBNISBOX

- / Verfahren zum Schätzen von Parametern für die PV-Modelle von TransnetBW entwickelt.
- / Wesentlich genauere PV-Hochrechnungen und Prognosen ermöglicht.



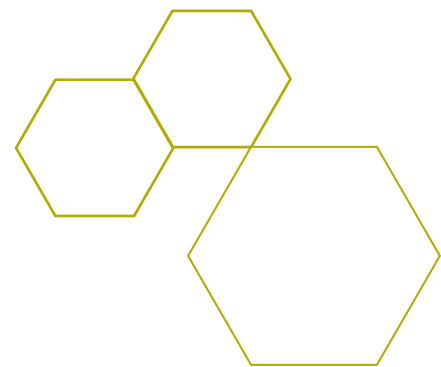
Dimitri Beitsch, Systembetrieb Handel

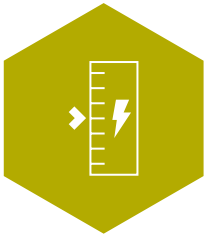
»UM DIE SYSTEMSICHERHEIT AUCH ZUKÜNFTIG ZU GEWÄHRLEISTEN, IST EIN MONITORING DES VORHALTENS UND ERBRINGENS VON REGELRESERVE NOTWENDIG.«

4.6 REGELLEISTUNG-MONITORING

Übertragungsnetzbetreiber sind nach § 11 EnWG verpflichtet, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben“. Dazu gehört unter anderem, durch den Einsatz von Regelreserve die Systembilanz auszugleichen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daher ein berechtigtes Interesse daran, Anforderungen für die Erbringung von Regelreserve zu definieren. Um deren Einhaltung zu überwachen, führten die Übertragungsnetzbetreiber bisher stichprobenartige Überprüfungen durch, beispielsweise nach wesentlichen Frequenzereignissen. Regulatorische Änderungen in der Produkt- und Marktausgestaltung, unter anderem verkürzte Produktlaufzeiten, haben dazu geführt, dass die Anzahl der technischen Einheiten, die die Regelreserve vorhalten oder erbringen, deutlich gestiegen ist. Daraus ist der Bedarf entstanden, die Qualität der Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve kontinuierlich automatisiert zu überwachen (Regelreserve-Monitoring).

Für das Monitoring der drei Regelreserveprodukte (FCR, aFRR und mFRR) wurden im Rahmen des Projekts C/sells gemeinsam mit der Universität Stuttgart (IFK) anhand von Frequenz und Sollwertvorgaben Toleranzkanäle für das korrekte Erbringen von Regelreserve definiert (siehe Abb. 23). Unter Einsatz dieser Toleranzkanäle lässt sich in jedem Zeitschritt die Erbringung je Regelreserveprodukt überprüfen. Zudem wurde eine Methode entwickelt, um die übermittelte Gesamtleistung des Anbieters auf die Fahrplanleistung sowie auf die einzelnen Regelreservearten aufzuteilen. Damit lässt sich eine fehlerhafte Erbringung bei einem gleichzeitigen Abruf mehrerer Regelreservearten direkt einzelnen Regelreservearten zuordnen. Die Verfahren für das Regelreserve-Monitoring wurden in der Entwicklungsumgebung Matlab umgesetzt und anhand realer Erbringungsdaten validiert. Über definierte Bewertungskriterien (z. B. Anzahl und Schwere einer Grenzwertverletzung) wurden die Daten





rechnerisch ausgewertet und die Ergebnisse in einer Grafik dargestellt (siehe Abb. 24). Somit ist es möglich, die Erbringungsqualität der Regelreserveanbieter zukünftig automatisiert zu prüfen und auszuwerten.

// Dimitri Beitsch

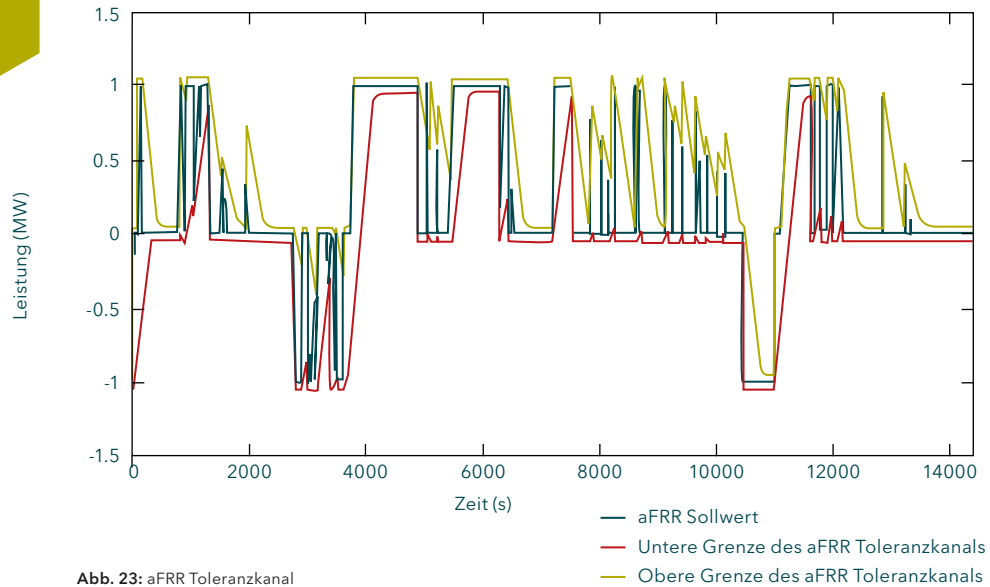


Abb. 23: aFRR Toleranzkanal

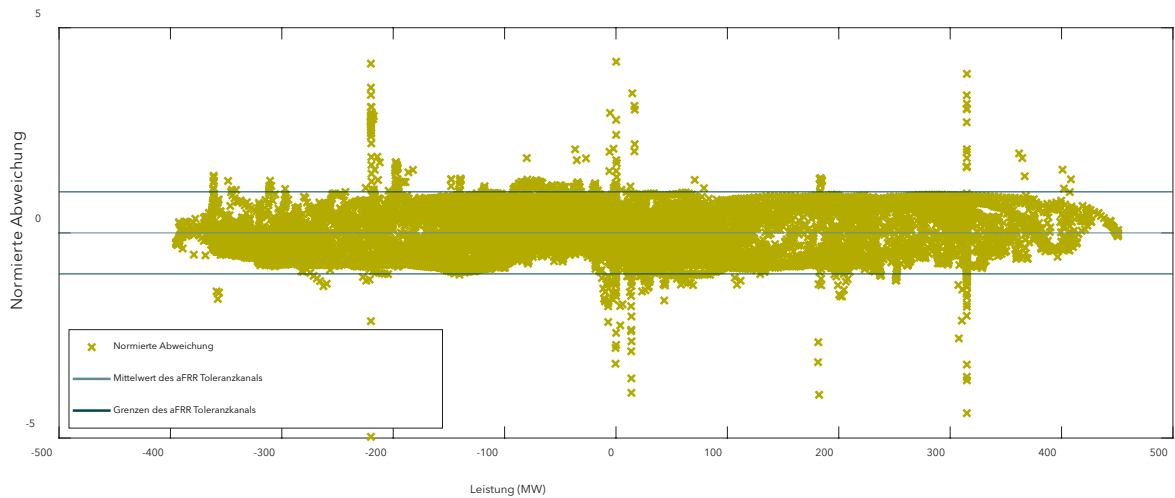


Abb. 24: Normierte Abweichung außerhalb des aFRR Toleranzkanals

Grenzwertverletzung:

$$P_{aFRR, set} \leq P_{aFRR, min} : 1,91\%$$

$$P_{aFRR, set} > P_{aFRR, min} : 3,76\%$$

2,10%

ERGEBNISBOX

- / Monitoring-Ansatz entwickelt, um die Erbringungsqualität über definierte Bewertungskriterien zu überprüfen.
- / Monitoring-Tool (Matlab-Skript) für alle drei Regelleistungsprodukte bereitgestellt, um die realen Regelreserveerbringungsdaten zu belegen.
- / Mehrere Verfahren entwickelt, mit denen sich die Echtheit übermittelter Ex-post-Daten des Regelleistungsanbieters bestätigen lässt.



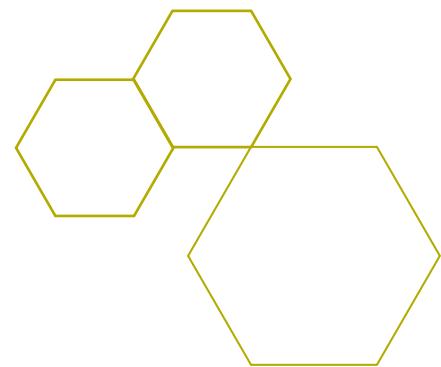
Svenja Heising, Systembetrieb Handel

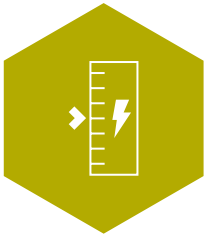
»MIT DEM WANDEL DES ENERGIE-SYSTEMS WIRD ES NOTWENDIG, DIE PRÄQUALIFIKATION FÜR DIE REGEL-RESERVE ZU STANDARDISIEREN UND ZU AUTOMATISIEREN.«

4.7 PRÄQUALIFIKATIONSANFORDERUNGEN FÜR DIE ERBRINGUNG VON REGELRESERVE AUS DEZENTRALEN ENERGIEANLAGEN

Den Übertragungsnetzbetreibern obliegt die Aufgabe, auftretende Schwankungen in der Leistungsbilanz von eingespeister und entnommener Energie im Stromnetz kurzfristig mittels Regelreserve auszugleichen. Weil aber konventionelle Kraftwerksleistung immer mehr abnimmt, steht für die Regelreserve immer weniger planbare Kraftwerkskapazität zur Verfügung. Gleichzeitig führt der Zubau von volatiler Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien, insbesondere Wind und Photovoltaik, zu einem ansteigenden Regelleistungsbedarf. Gefragt ist also Flexibilität beim Vorhalten und Erbringen von Regelreserve - auch mittels dezentraler technischer Anlagen. Klein- und Kleinstanlagen sollen deshalb zukünftig als „virtuelle Kraftwerke“ am Regelreservemarkt teilnehmen und dazu beitragen, das Stromnetz zu stabilisieren. Dies wirkt sich auf die Prozesse bei den Übertragungsnetzbetreibern aus, denn die Präqualifikation (PQ) für die Regelreserve erfolgt einzeln je technische Einheit (TE). Bei vielen einzelnen TEs steigt daher der Prüf- und Dokumentationsaufwand immens an.

Im Rahmen des Projekts C/sells konzentrierten sich TransnetBW und das Fraunhofer Institut (IEE) darauf, die Präqualifikationsanforderungen technischer Einheiten weiterzuentwickeln, um dezentrale Klein- und Kleinstanlagen in die zukünftigen Regelreservemärkte integrieren





zu können. Beispielsweise ermittelten die beiden Projektpartner, welchen Aufwand die einzelnen PQ-Prozessschritte für Regelreserveanbieter und Übertragungsnetzbetreiber bedingen, und sie analysierten die aktuellen und zukünftigen technischen, wirtschaftlichen und normativen Entwicklungen, die die Regelreserve beeinflussen können. Mit den auf dieser Basis entwickelten Handlungsempfehlungen lässt sich der Aufwand für die PQ vieler kleiner technischer Einheiten, zum Beispiel aus Privathaushalten, in den betrachteten Szenarien deutlich reduzieren. Die in vier Bausteine gegliederten Handlungsempfehlungen umfassen (1) eine stärkere Standardisierung der Anbieterkonzepte hinsichtlich Erbringung und IT, (2) die Einführung einer „Typen-PQ“, das heißt das Zertifizieren technischer Einheiten nach ihrer Eignung, Regelreserve zu erbringen, (3) ein stärkeres Automatisieren der Prozesse im PQ-Portal sowie (4) das Einführen reduzierter Testverfahren.

Darüber hinaus haben die C/sells-Projektpartner auf Basis von Zeitreihen zur Stromerzeugung mittels PV-Anlagen in Kombination mit Heimspeichern Gütekriterien für Anbieterprognosen definiert, anhand derer die Übertragungsnetzbetreiber die für Regelreserve verfügbare Leistung ermitteln können.

// Svenja Heising

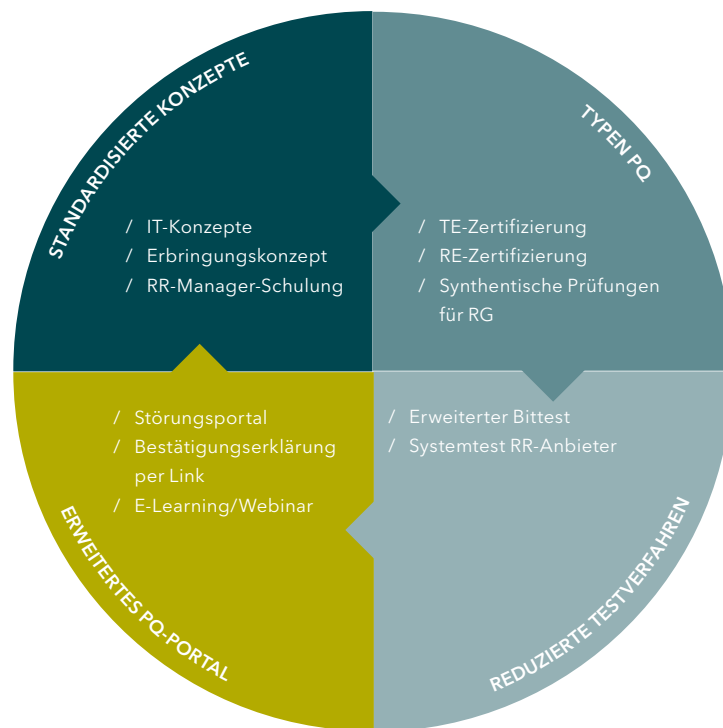


Abb. 25: Darstellung des optimierten Prozesses für die Präqualifikation von technisch kleinen Regelleistungsanlagen

ERGEBNISBOX

- / Vier Bausteine, um die Anforderungen an die Präqualifikation technischer Einheiten aus Privathaushalten – z. B. E-Fahrzeuge, PV-Batteriespeicher, Wärmepumpen oder Heizstäbe – für deren Teilnahme am Regelreservemarkt zu optimieren.
- / Gütekriterien definiert, um auf Basis von Zeitreihen zur Stromerzeugung mittels PV-Anlagen in Verbindung mit Heimspeichern die für Regelreserve verfügbare Leistung zu prognostizieren.
- / Signifikantes Flexibilitätspotenzial aus Kleinanlagen in Ein- und Zweifamilienhaushalten aufgedeckt.



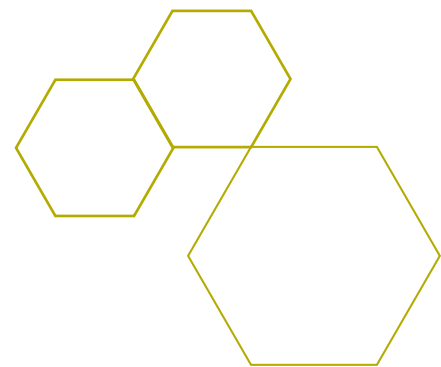
Kay Wiedemann, Experte Regellenergie

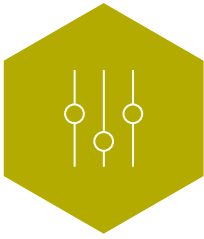
»DIE VERWENDUNG INTELLIGENTER MESSSYSTEME FÜR DIE STEUERUNG VON REGELRESERVEN KONNTE IM LABORVERSUCH GEZEIGT WERDEN.«

4.8 REGELLEISTUNGSERBRINGUNG PER IMSYS

Aktuell tragen zentrale konventionelle Erzeugungsanlagen etwa 70 Prozent zur Bereitstellung und Erbringung von Regelreserve bei. Im Zuge der Energiewende werden jedoch kleine, volatile und dezentrale technische Anlagen (elektrische Erzeuger, Verbraucher, Speicher) einen signifikanten Anteil der erforderlichen Regelreserven bereitstellen. Diese Anlagen, angeschlossen an die Niederspannung, werden zukünftig mit intelligenten Messsystemen (iMSys) ausgerüstet und sind damit über eine Steuerungsschnittstelle (CLS) extern steuerbar. Indem Endkunden stärker in das Energiesystem eingebunden werden und ihren Beitrag zur System-sicherheit leisten können, sind u.a. die Anforderungen aus dem Clean-Energy-Paket erfüllt.

In Rahmen des Projektes wurde untersucht, inwieweit die Fernsteuerbarkeit über ein Smart Meter Gateway (SMGW) technisch machbar ist, den gegebenen Anforderungen entspricht und welcher wirtschaftliche Nutzen damit verbunden ist. Der Test erfolgte mit SMGW zweier unabhängiger Hersteller (devolo und PPC) über einen durch den aktiven externen Marktteilnehmer (aEMT) extern getriggerten Kommunikationsaufbau (HKS3). Der Test fand im IDS-Labor statt, welches eine realistische Kommunikationsstrecke über einen Telekommunikationsanbieter und den Gateway-Administrator (GWA) abbildet. Da im Realbetrieb eine Vielzahl von Daten parallel innerhalb einer Funkzelle anfallen und bearbeitet werden müssen, ist entscheidend, ob es möglich ist, Informationen (z.B. Daten oder Steuerbefehle) zwischen Anbieter und Anlage weiterzugeben. Vor diesem Hintergrund fokussierte sich das Projekt auf den Umgang mit Massendaten und Kommunikationsabbrüchen und insbesondere auf die Nachweisbarkeit erbrachter Regelleistung trotz Kommunikationsabbruch sowie auf das Ver-





halten beim automatischen Abbruch nach 48 Stunden. Auf Basis der pro Teilnehmer über den Erbringungszeitraum erzeugten Massendaten lässt sich die Wirtschaftlichkeit des Anwendungsfalls „Regelleistung über iMSys“ schätzen. Darauf aufbauend war die potenzielle Überlastung einer Funkzelle bei mehreren Teilnehmern einzuschätzen. Die finalen Testergebnisse aus dem Dauerbetrieb lagen zum Redaktionsschluss noch nicht vor.

// Kay Wiedemann, Dr. Rainer Enzenhöfer

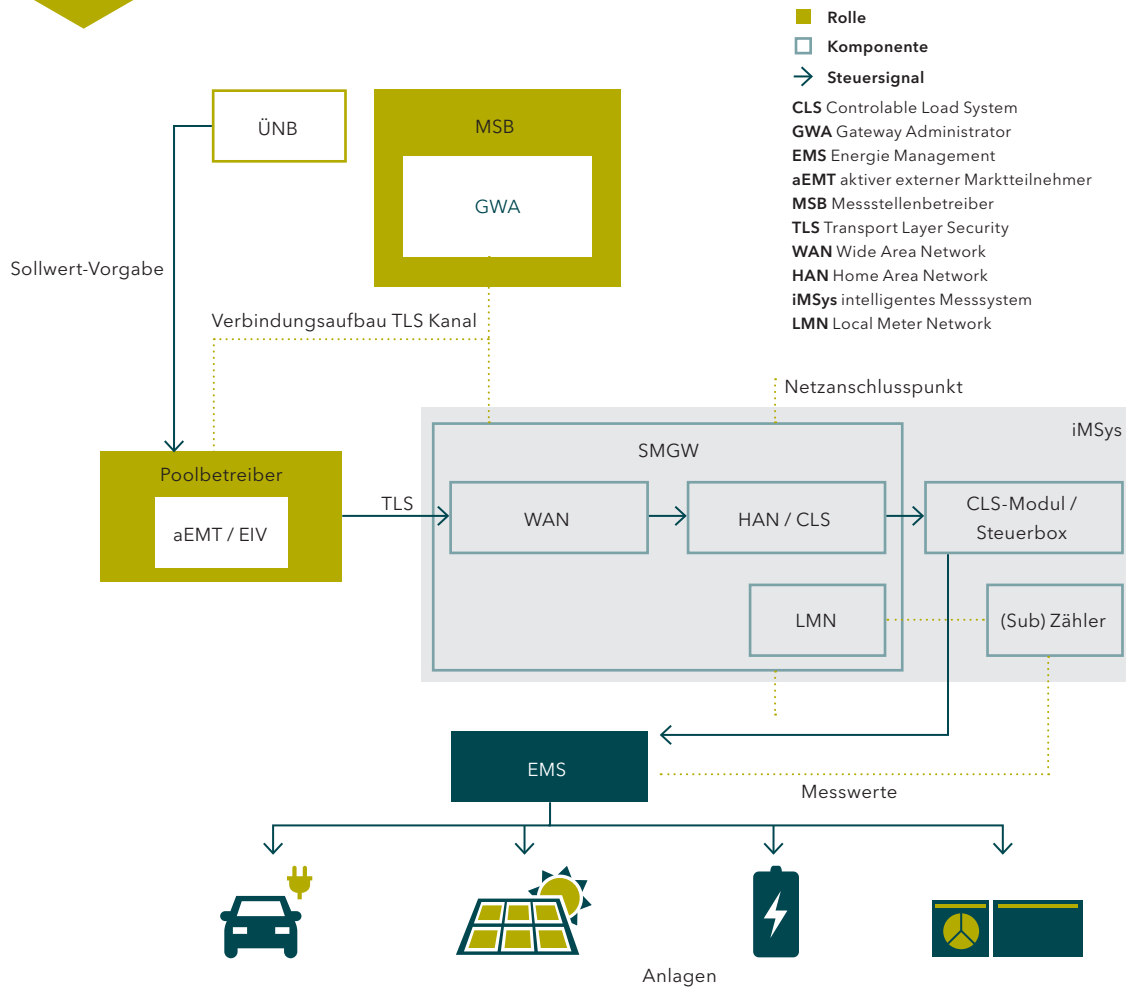


Abb. 26: Skizze zum möglichen Steuern von Kleinstanlagen über ein intelligentes Messsystem

ERGEBNISBOX

- / Erfahrungen bei der technischen und wirtschaftlichen Umsetzung des Mehrwertdienstes Regelleistung über ein intelligentes Messsystem im Laborbetrieb gesammelt.
- / Gemeinsam mit den Partnern devolo, PPC, Schleppen und VIVAVIS (vormals unter anderem IDS) Whitepaper zum Erbringen von Regelleistung über ein intelligentes Messsystem erarbeitet.
- / Im heutigen Zustand können Anlagen über die Gateway-Infrastruktur keine Regelleistung erbringen. Es bedarf beispielsweise einer Weiterentwicklung in den PQ-Bedingungen (Stichwort: Laufzeiten), aber auch im regulatorischen Rahmen (z. B. eine Berechtigung des aEMT, um gegenüber dem GWA geeignete Kommunikationsszenarien für Anlagen in der Regelleistung aufbauen zu dürfen, damit eine IP-basierte Steuerung über die CLS-Schnittstelle ermöglicht wird).

ÜNB	VNB	VNB	ERZEUGUNG	SPEICHER	LAST
>10 MW					
>100 KW & <10 MW					
>100 KW					
>30 KW					
>7 KW					
>0,8 KW					

Redispatch 1.0 (regulierte Flex)
 Redispatch 2.0 (regulierte Flex: DA/RE, C/sells)
 Redispatch 2.0 (nachrangig regulierte Flex)

Redispatch 2.X (mit Steurbox/iMSys: nachrangig regulierte Flex)

Redispatch 3.0 (nicht NABEG-Flex)

reg. Flex	DA/RE & C/sells (z. B. comax)
14a-Anlagen	C/sells (z. B. ALF)
14a-Anlagen außerh. Zeitfenster Nicht NABEG-Flex	Marktplattformen & C/sells

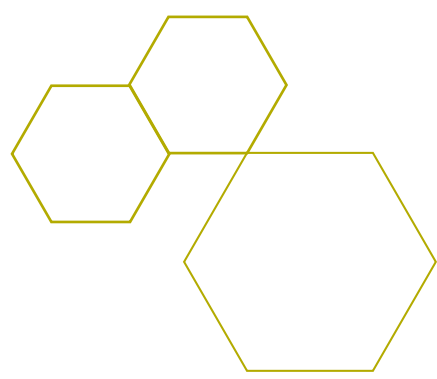
Florian Gutekunst, DA/RE-Projektleiter
»IN C/SELLS KONNTEN WIR GRUNDLAGEN FÜR DIE ZUKÜNFTIGE TSO-DSO ZUSAMMENARBEIT ENTWICKELN, WAS UNS FÜR DIE KONZIPIERUNG VON DA/RE GEHOLFEN HAT.«

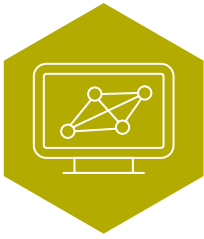
4.9 SYSTEMFÜHRUNG - VERTIKALER DATENAUSTAUSCH

Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, sollte TransnetBW im Informations- und Infrastruktursystem von C/sells pilothaft eine sichere, standardisierte und robuste Plattform zur Interaktion zwischen Netzbetreibern und anderen Marktakteuren (z. B. EIV) umsetzen. Um diesem Ziel näher zu kommen, waren zunächst die grundsätzlichen Funktionalitäten und Eigenschaften der Plattform, die Nutzergruppen und die abzubildenden Prozesse zu definieren.

Gemeinsam mit einer Unternehmensberatung für Ingenieursdienstleistungen haben wir eine Entscheidungsgrundlage geschaffen, wie diese pilothafte IT-Plattform im Kontext der bestehenden Betriebsplanungs- und -führungssysteme aussehen könnte. Hierzu haben wir einerseits die bestehenden rechtlich-regulatorischen Anforderungen für den Datenaustausch der Systemführungsprozesse (SOGL, KWEP, GLDPM) aufgenommen und andererseits die existierenden operativen Prozesse und IT-Systeme für den sicheren Netzbetrieb sowie die damals laufenden SOGL- und GLDPM-Umsetzungsprojekte untersucht.

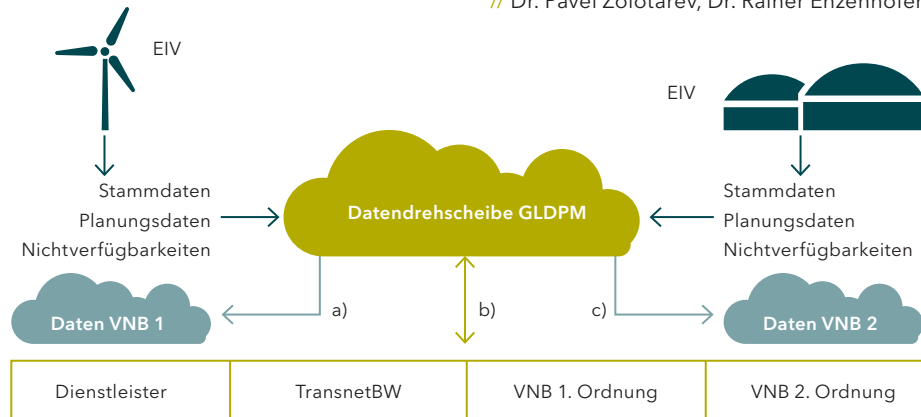
Basierend auf den Ergebnissen (z.B. IT-Systemlandkarte) haben die Projektpartner eine Gap-Analyse mit Handlungsoptionen vorgelegt, um Synergien zu identifizieren und eine Förderfähigkeit in C/sells festzustellen. Der Lösungsraum konnte die Gaps beheben und die Datenaustauschprozesse für einen sicheren Betriebsablauf stufenweise verbessern. Ziel war es, eine Datendrehscheibe zur Umsetzung der GLDPM-Anforderungen mit dem Namen „Energycloud BW“ zu realisieren. Diese Idee war der Startpunkt für die gemeinsam mit Netze BW initiierte Plattform DA/RE.





Ein weiteres Projekt sah vor, den bidirektionalen Datenaustausch von Planungs- und Prognose-
daten mit allen relevanten Marktteilnehmern in das bestehende PCOM-System zu implementieren.
Die Software wurde dazu um eine Exportfunktionalität erweitert und ermöglicht nun den
Umgang mit großen Datenmengen. Zudem haben die Projektpartner die Möglichkeit geschaf-
fen, Planungsdaten ereignisorientiert an die Verteilnetzbetreiber weiterzugeben. Damit werden
die operativen Prozesse zu den Verteilnetzbetreibern IT-gestützt und robuster.

// Dr. Pavel Zolotarev, Dr. Rainer Enzenhöfer



a) RD-Potential (Anlagen und auf NVP unter-/überlagert) b) Stammdaten (Visualisierung) c) Planungsdaten

Abb. 27: Konzept zur Umsetzung GLDPM mittels einer Datendrehscheibe

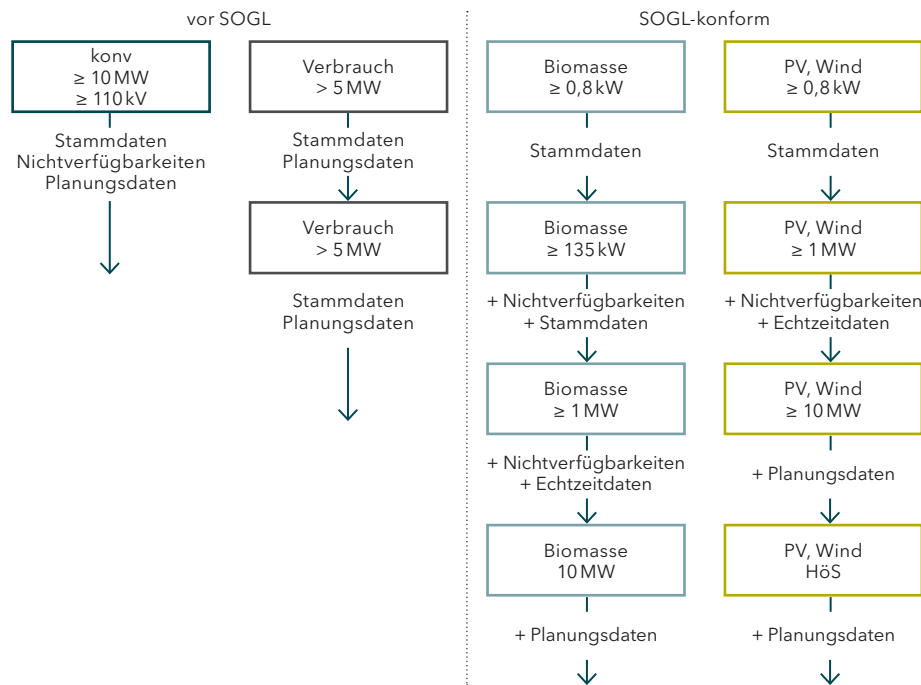


Abb. 28: Übersicht zu Meldepflichten von Stamm- und Planungsdaten gem. SO GL

ERGEBNISBOX

- / Aus C/sells-Projektidee EnergycloudBW wurden konzeptionelle Grundlagen für DA/RE geschaffen.
- / PCOM+ für den bidirektionalen Datenaustausch erfolgreich in die Systemführung implementiert.
- / IT-Systemlandkarte zur System- und Netzbetriebsführung erstellt.



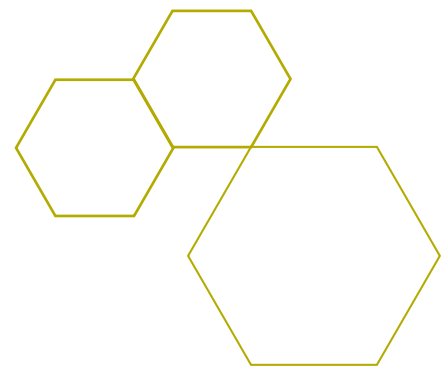
Christian Radl, Nichtstandardisierte Märkte

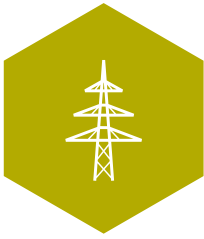
»NETZBETREIBER ARBEITEN AM GLEICHEN ZIEL: DIE ZUVERLÄSSIGE STROMVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND UND EUROPA SICHERZUSTELLEN.«

4.10 EINSATZKONZEPT UND BAUSTEINE ZUR NETZBETREIBER-KOORDINATION

Das Ziel des Arbeitspaketes ‚flexible Abstimmung Netz-Markt‘ war es, ein Einsatzkonzept zu entwickeln, das die Netzbetreiber dabei unterstützt, ihre Maßnahmen im Rahmen des Netzengpassmanagements zu koordinieren. Denn das dynamische technische und regulatorische Umfeld erlaubt vielfältige Sichtweisen auf die genannte Problemstellung, was auch die sehr kontrovers geführten Diskussionen in der Branche belegen, die zum Teil auf ein fehlendes Verständnis der unterschiedlichen Perspektiven von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern zurückzuführen sind. Um ein anwendbares und vor allem konkretes Einsatzkonzept effizient zu erarbeiten, war zunächst erforderlich, eine gemeinsame allgemeine Diskussionsgrundlage zu schaffen. Dafür sollte im ersten Schritt eine generische Übersicht über die Funktionen einer solchen Koordination zwischen Netzbetreibern einschließlich einer klaren Abgrenzung dieser Funktionen entstehen. Anhand dieses „generischen Einsatzkonzeptes“ sollten die Beteiligten in weiteren Schritten auf die unterschiedlichen Perspektiven eingehen und in Teilschritten an einem gegenseitigen Verständnis spezifischer Funktionen arbeiten. Zu diesen Funktionen gehören z.B. Bedarfsermittlung, Koordination von Flexibilitätsbedarfen, Abruf usw.

Das generische Einsatzkonzept ist auf der obersten Ebene parallel zur Abstimmungskaskade in drei Schritte geteilt: Ermitteln der notwendigen Daten, Aufeinanderabstimmen über auszuführende Maßnahmen und schließlich deren Umsetzung. Alle allgemein relevanten Funktionen, die dem Koordinieren einer netzdienlichen Flexibilitätsnutzung dienen, sind in diesem





Einsatzkonzept beschrieben. Diese Funktionsbeschreibungen bezeichnen wir als „Bausteine“. In einem weiteren Schritt wurde jeder Baustein mit Vorschlägen für seine konkrete Umsetzung hinterlegt, die sich aus den Diskussionen innerhalb der Branche ergaben. Der Baustein „Abruf“ beispielsweise stellt die Möglichkeiten einer direkten Fahrplananpassung durch den bedarfstragenden Netzbetreiber dar, einer Fahrplananpassung durch den Anschlussnetzbetreiber oder über eine gemeinsame Plattform. Aus diesem Ideen- und Gedankenaustausch entwickelte sich ein Konzept, in dem alle Bausteine separat bewertbar sind und das modular anpassbar ist. Weiterhin lassen sich die Bausteine (Funktionsbeschreibungen) nutzen, um bei Bedarf Plattformkonzepte aus dem C/sells-Projekt mit Projekten außerhalb von C/sells zu vergleichen.

// Christian Radl

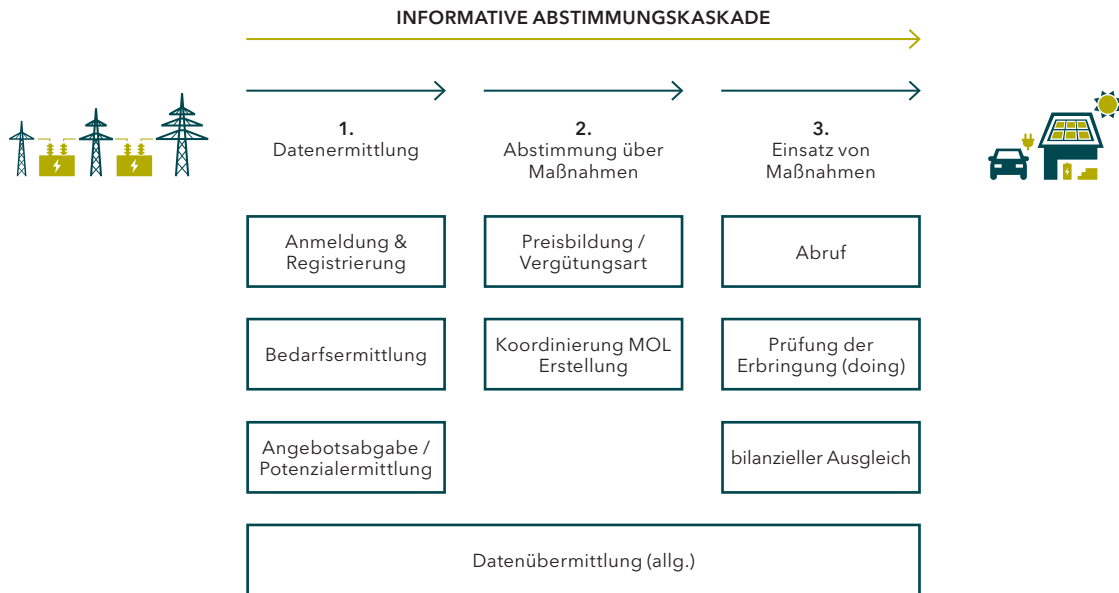


Abb. 29: Bausteine im Einsatzkonzept

ERGEBNISBOX

- / Strukturierungskonzept und Übersicht erarbeitet, um Funktionen einer Koordination zwischen Netzbetreibern im Rahmen des Netzengpassmanagements abzugrenzen.
- / Basis für gegenseitiges Verständnis geschaffen anhand von Diskussionen mit verschiedenen Sichtweisen.
- / Anwendungsmöglichkeit zum Vergleichen der C/sells-Plattformen entwickelt.
- / Begriffsverständnis von Marktakteuren und Netzbetreibern weiterentwickelt (z. B.: „marktbasiert“).



Nico Straub, Produkte

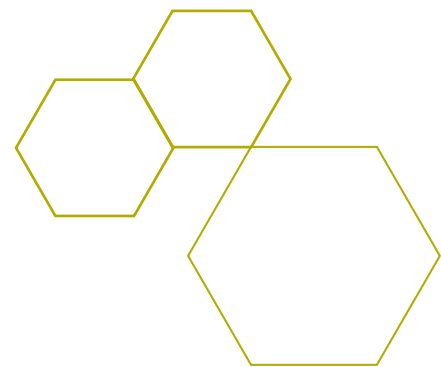
»FLEXELLS: NETZE MITHILFE UNSERER NETZTYPISIERUNG IN CLUSTER MIT UNTERSCHIEDLICHEN FLEXIBILITÄTSPOTENZIALEN EINTEILEN.«

4.11 FLEXELLS

Bedingt durch die Entwicklungen bei der Energiewende wie „Kohleausstieg“ oder „Redispatch 2.0“ werden die derzeit gültigen Prozesse des Netzengpassmanagements in Zukunft nicht mehr umsetzbar sein. Redispatch aus dezentralen Flexibilitätsoptionen könnte eine mögliche Alternative zu heutigen Großkraftwerken darstellen. In Flexells haben wir deshalb den Fokus auf die Flexibilitätspotenziale in der Verteilnetzebene gelegt und darauf, wie diese Potenziale für das Netzengpassmanagement der Übertragungsnetzbetreiber definiert, abgeschätzt und nutzbar gemacht werden können.

Als Basis für das methodische Vorgehen diente eine Umfeldanalyse zu Redispatch und Marktgeschehen, zu Methoden des Engpassmanagements sowie zu Forschungs- und Industrieprojekten. Die Analyse der Flexibilitätspotenziale erfolgte unter Berücksichtigung des zellulären Ansatzes als Koppellement zwischen Netzbetrieb und marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung in C/sells. Die baden-württembergischen Verteilnetze wurden in eine Datenbank überführt und anhand von elf Indikatoren mit einem Clustering-Algorithmus in neun typische Netzcluster eingeteilt sowie im Detail modelliert. Die Cluster sind eindeutig charakterisiert, z. B. als „urbane Verteilnetzbetreiber mit mittlerem Flexibilitätspotenzial“. Den Flexibilitätszugang und die Flexibilitäterschließung für Übertragungsnetzbetreiber haben wir durch eine plattformähnliche Lösung untersucht. Dabei haben wir Leistungsflussrechnungen in den Netzclustern durchgeführt und unsere Feststellungen in die Optimierung der Flexibilitätspotenziale unter Berücksichtigung der Aggregatorstrategien auf technischer Ebene einfließen lassen.

Die Ergebnisse dieser Optimierung verdeutlichen den Zusammenhang zwischen bestehenden und zukünftigen Flexibilitätspotenzialen unter Einbezug der Verteilnetztopologie sowie





von Leistungs- und Energiebeschränkungen eines virtuellen Kraftwerks mit dezentralen Anlagen im Kontext des Redispatch 2.0.

// Nico Straub in Kooperation mit der Universität Stuttgart (IFK), Benjamin Müller

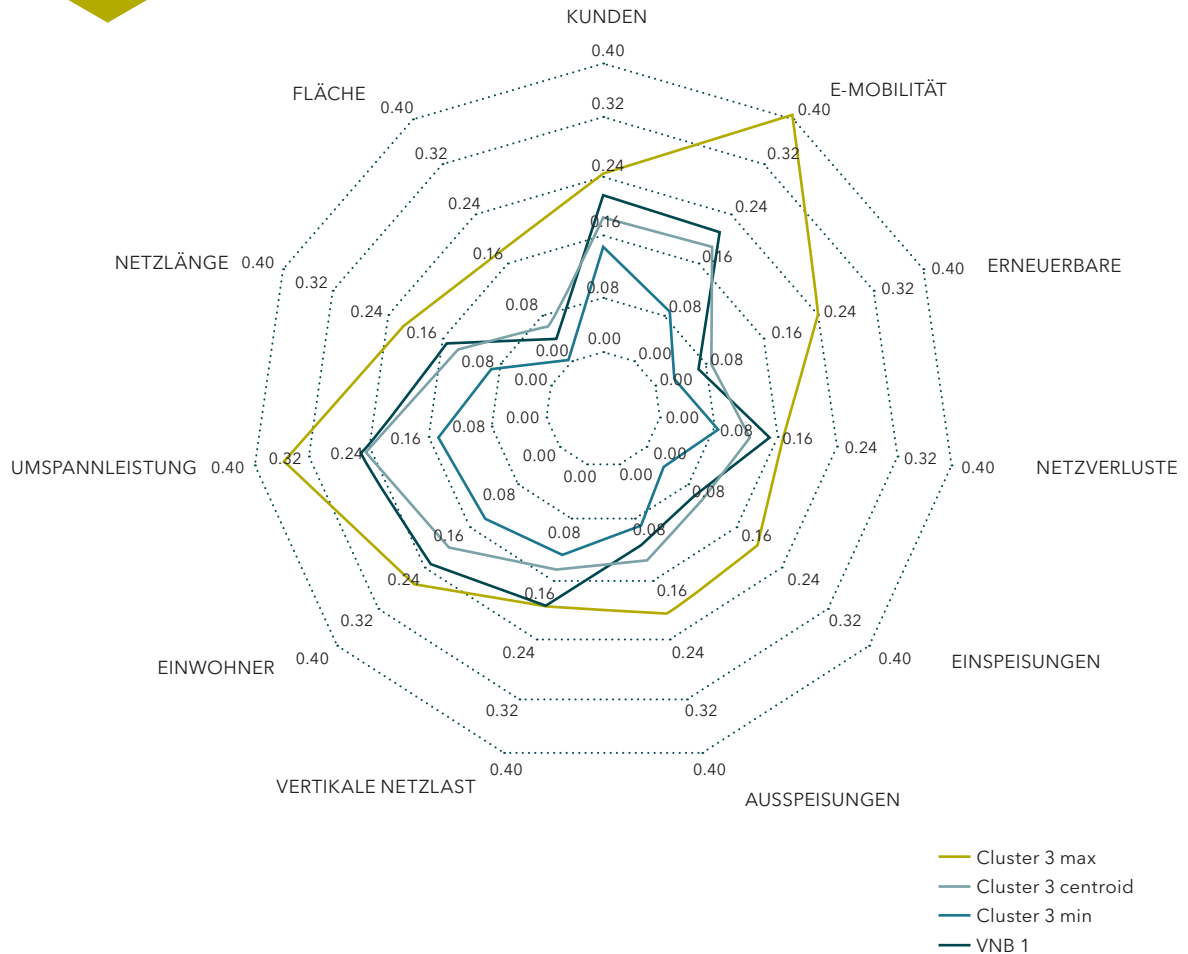


Abb. 30: Einordnung eines Vertreters („VNB 1“) des Cluster 3 mit 8 Verteilnetzbetreibern

ERGEBNISBOX

- / Datenbank der baden-württembergischen Verteilnetzbetreiber mit Cluster-Zuordnung und typisierten Netzmodellen aufgebaut.
- / Clusterspezifische und auf die Regelzone TransnetBW hochgerechnete Flexibilitätspotenziale abgeschätzt sowie Redispatch auf Basis dieser Potenziale optimiert.
- / Analysiert, welche Auswirkungen unterschiedliche Betriebs- und Regelkonzepte virtueller Kraftwerke auf das Bereitstellen von Flexibilität für Redispatch-Maßnahmen haben.



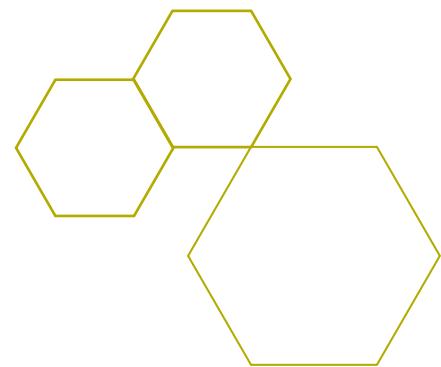
Christoph Kohler, Nichtstandardisierte Märkte

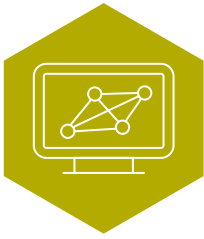
»ZWEI STUDIEN, EIN ZIEL: DIE KOSTEN ZUKÜNFTIGER ENGPASSMANAGEMENT-MASSNAHMEN FAIR AUF DIE BETEILIGTEN NETZBETREIBER ZU VERTEILEN.«

4.12 KOSTENTEILUNG BEI NETZEBENEN-ÜBERGREIFENDEM REDISPATCH

Im Rahmen des C/sells-Projektes erstellte der Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen im Auftrag von TransnetBW zwei aufeinander aufbauende Studienteile, um geeignete Methoden zum Teilen von Redispatch-Kosten bei einem koordinierten Redispatch der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zu ermitteln. Die Ergebnisse sind für die anstehenden Anpassungen im Redispatch-Prozess gemäß NABEG 2.0 von besonderem Interesse. Denn ab Oktober 2021 wird der Redispatch insbesondere auf Anlagen zum Erzeugen von Strom aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung ausgeweitet, die in der Regel an die Verteilnetze angeschlossen sind („Redispatch 2.0“).

Im vergangenen Sommer hat TransnetBW in Zusammenarbeit mit der Universität Duisburg-Essen bereits eine Vorstudie erstellt, in der verschiedene Kostenteilungsmethoden untersucht wurden: Als vielversprechenden, wenn auch im energiewirtschaftlichen Umfeld bislang wenig untersuchten Ansatz, konnten wir den Shapley-Wert identifizieren. Die Erkenntnisse über den Shapley-Wert haben wir in den vergangenen Monaten vertieft und Methoden zur Anwendbarkeit für die Kostenteilung in der Praxis untersucht. In der Abschlussveranstaltung wurde die Kostenteilungsmethode nach Shapley als sehr faire Methode zur Kostenteilung vorgestellt, da jeder Netzbetreiber seinen marginalen Beitrag zu den Gesamtkosten leistet. Darüber hinaus ist Shapley nach den Studienerkenntnissen auch im geplanten Redispatch 2.0 umsetzbar.

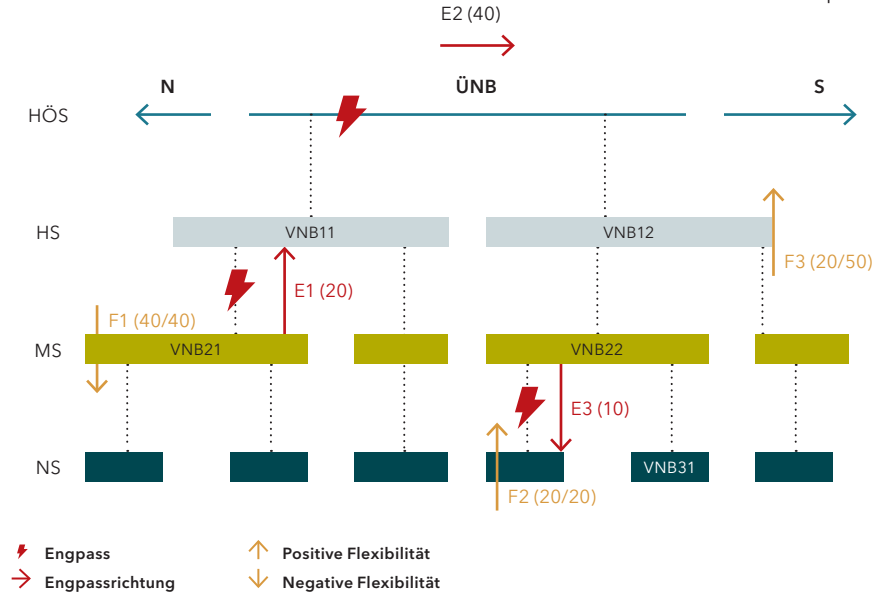




SHAPLEY-WERT - WAS IST DAS?

Der Shapley-Wert ist ursprünglich eine Methode aus der kooperativen Spieltheorie, der den Wert einer Koalition aus kooperierenden Spielenden auf die Spiele der Koalition aufteilt. Maßgeblich für die Verteilung ist der Beitrag, den jeder Teilnehmende zum Gesamtwert der Koalition aller Spielenden beiträgt. Für die Anwendung der Shapley-Methode dient eine Taxifahrt als einfaches Beispiel: Mehrere Personen mit unterschiedlichen Fahrzielen teilen sich ein Taxi und die Fahrtkosten werden mittels Shapley auf die Personen verteilt.

// Christoph Kohler



Netz	Engpass	Flexibilitäts-abruf	Option	Abruffhöhe (MW)	Kosten (€/MWh)	Gesamtkosten
ÜNB	Ja	Nein	-	-	-	-
VNB11	Nein	Nein	-	-	-	-
VNB12	Nein	Ja	F3	20	40	800 €
VNB21	Ja	Ja	F1	40	30	1.200 €
VNB22	Nein	Nein	-	-	-	-
VNB31	Ja	Ja	F2	20	25	500 €
						2.500 €

Abb. 31: Überblick der Flexibilitätsabrufe anhand eines skizzierten Beispiels mit der Fragestellung, wie die Kosten in Höhe von 2500 € fair geteilt werden können?

ERGEBNISBOX

- / Verschiedene Kostenteilungsmechanismen bewertet und die Anwendung der drei vielversprechendsten Ansätze in Simulationen getestet.
- / Shapley-Methode, die für die Energiebranche komplettes Neuland darstellt, vertieft analysiert und ihre Anwendbarkeit für die Praxis nachgewiesen.
- / Shapley-Methode als sehr faires Verfahren zur Kostenteilung erkannt; diesen Ansatz wird TransnetBW in internen wie externen Projekten im Redispatch 2.0 vertreten.



Bernd Vesenmaier, Netzzugang

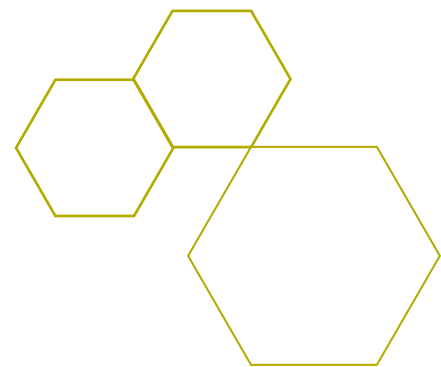
»DER TAKA-DEMONSTRATOR UND DAS BESTEHENDE ASBW LEGEN DEN GRUNDSTEIN FÜR EINE SCHNELLE UND SICHERE KOPPLUNG DER LEITSYSTEME VON NETZBETREIBERN.«

4.13 TAKA - TEILAUTOMATISIERTE KASKADE

TransnetBW ist als Übertragungsnetzbetreiber für die Netzsicherheit in ihrem Netz sowie für die Systemsicherheit in ihrer Regelzone verantwortlich. Weichen die erzeugte und die verbrauchte Strommenge in der Regelzone voneinander ab, gleichen die Übertragungsnetzbetreiber mit sogenannten marktbezogenen Maßnahmen, z. B. vertraglichem Regellenergieeinsatz, die Unterschiede aus. Für den Fall, dass diese Maßnahmen nicht mehr ausreichen, sieht das Energiewirtschaftsgesetz in § 13 Abs. 2 als Ultima Ratio auch den manuellen Eingriff der Netzbetreiber zum direkten Steuern von Erzeugung und Verbrauch vor. Ein solcher Eingriff ist innerhalb kürzester Zeit zwischen den beteiligten Netzbetreibern - in Deutschland gibt es ca. 900 davon - zu koordinieren. Die Koordination erfolgt kaskadiert und bisher nicht vollständig über die elektronischen Leitsysteme. Aufbauend auf dem bereits in Betrieb befindlichen ASBW (Awareness System Baden-Württemberg) soll die elektronische Kommunikation zwischen den Netzleitstellen weiter ausgebaut werden.

Zur informationstechnologischen Abbildung des durchgehend kaskadierten Kommunikationspfads von der Höchstspannung (Übertragungsnetz 380 kV) bis zur Niederspannung (Verteilnetz 0,4 kV) haben die C/sells-Projektpartner TransnetBW, Netze BW und Stadtwerke Schwäbisch Hall ein gemeinsames Daten- und Prozessbild entwickelt und abgestimmt. Auf dieser Basis wurden die Schnittstellen von TransnetBW zu Netze BW sowie von Netze BW zu den Stadtwerken Schwäbisch Hall modelliert. Dabei waren die Spezifika dreier unterschiedlicher Leitsysteme (Siemens, PSI, IDS) zu berücksichtigen und zu integrieren. Im Ergebnis zeigt der TAKA-Demonstrator die Machbarkeit und die Vorteile eines Kaskadenprozesses über elektronische Leitstellen-Leitstellen-Kopplung.

// Bernd Vesenmaier, Dr. Rainer Enzenhöfer



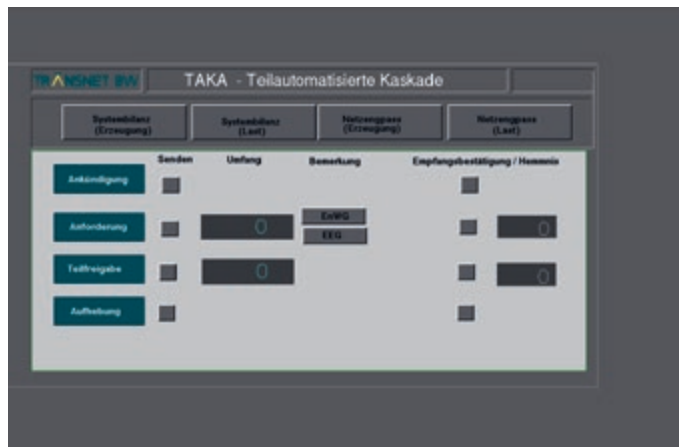
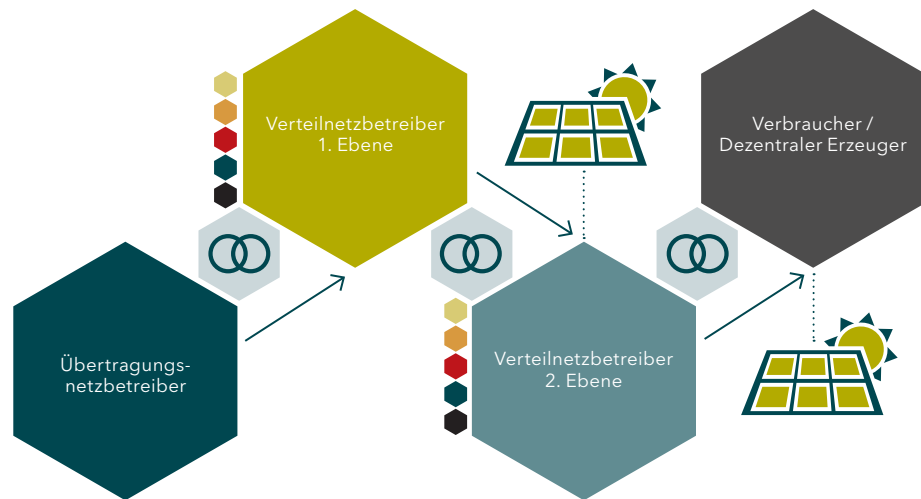


Abb. 32: TAKA Demo-Modul



→ Maßnahme nach §13(2) EnWG

Abb. 33: Prozessdarstellung zur Umsetzung einer Maßnahme nach §13(2)EnWG

ERGEBNISBOX

- / Entwicklung eines TAKA-Tools aufbauend auf dem bereits bestehenden ASBW (Awareness System Baden-Württemberg).
- / Machbarkeit und prototypisches Umsetzen der Maßnahmenübergabe von Netzbetreiber zu Netzbetreiber über eine elektronische Leitstellen-Leitstellen-Kommunikation bestätigt.
- / Gemeinsame Kaskadendemonstration mit drei Netzbetreibern (TransnetBW, Netze BW, Stadtwerke Schwäbisch Hall).
- / Grundstein für den Ausbau der elektronischen Maßnahmenübergabe zwischen weiteren Netzbetreibern in der Regelzone gelegt.



Heiko Mayer, Netzzugang

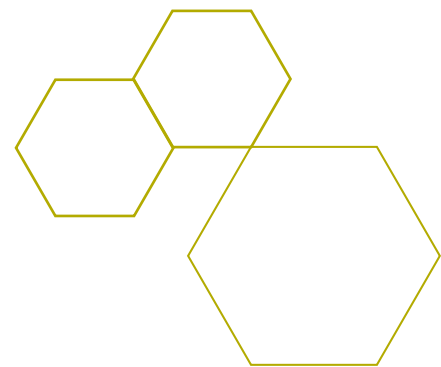
»INTELLIGENTE UND INNOVATIVE
LÖSUNGSANSÄTZE FÜR DIE ANALYSE
VON SPANNUNGSEINBRÜCHEN
KONNTEN INNERHALB VON C/SELLS
ENTWICKELT WERDEN.«

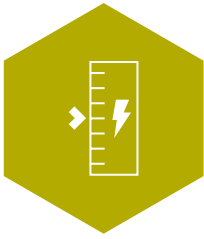
4.14 POWER QUALITY MONITORING UND PROGNOSE

Ausgelöst durch den Zuwachs dezentraler Anlagen und die zunehmende Empfindlichkeit von elektrischen Geräten und Betriebssystemen rückt neben strombedingten Netzengpässen auch die Spannungsqualität in den Fokus von Netzbetreibern und Industrie. Insbesondere Netzzrückwirkungen in Form von Oberwellen, Flickern oder vorübergehenden Spannungseinbrüchen, die die angeschlossenen Netzkunden in das Übertragungsnetz einspeisen, können sich negativ auf das Betriebsverhalten von Betriebsmitteln in den Umspannwerken auswirken oder/und zu einer schlechteren Spannungsqualität beitragen.

Vor diesem Hintergrund erhielt das Netz von TransnetBW seit 2017 Power-Quality-(PQ-)Geräte an allen relevanten Netzverknüpfungspunkten, um Daten für die Qualitätsprüfung zu erheben. Anhand dieser Daten lassen sich unter anderem Spannungseinbrüche im Nachgang näher untersuchen und nach ihren Ursachen bzw. ihrer Herkunft aufschlüsseln.

Im Rahmen von C/sells wurde im Arbeitspaket 4.5 ein Trendindexsystem zur Prognose und Frühwarnerkennung aufgebaut. Die Messdaten sollen unter anderem anhand von Korrelations- und Regressionsanalysen sowie durch das Erkennen von verlaufs- und ereignisorientierten Phänomenen näher untersucht werden. Mit der Bereitstellung eines praxisnahen KI-Algorithmus soll die Datenanalyse hergeleitet werden. Unter anderem anhand einer explorativen Datenanalyse wurden die Messdaten plausibilisiert. Dazu haben die Projektpartner TransnetBW mit Unterstützung der Technischen Universität Dresden ein PQ-Indexsystem entwickelt (siehe Abb. 34), das das 95%-Quantil jeder Messwoche für jede Kenngröße auf den jeweiligen Grenzwert bezieht. Das entspricht einem Normieren des Messwertes auf





diesen Grenzwert. Alle Messindizes, unabhängig von der Kenngröße, haben dadurch denselben Wertebereich und lassen sich so besser vergleichen und aggregieren.

Der PQ-Index bildet somit die quantitative Reserve der jeweiligen Kenngröße zum Grenzwert. Er lässt sich in vier Kategorien einteilen:

I:	$100\% \geq q > 50\%$	Hohe Reserve zum Grenzwert
II:	$50\% \geq q > 25\%$	Mittlere Reserve zum Grenzwert
III:	$25\% \geq q > 0\%$	Geringe Reserve zum Grenzwert
IV:	$q \leq 0\%$	Grenzwert überschritten

Dabei waren frequenzabhängige Messunsicherheiten im Übertragungsverhalten von unterschiedlichen Spannungswandlertypen feststellbar, die zu verzerrten Messwerten führten. Neben dieser Erkenntnis eröffnete sich die Möglichkeit, die zu erwartende Messgenauigkeit qualitativ zu gliedern. Im Bereich der Oberwellen waren Anomalien und Trends feststellbar, die beim Berechnen der Eintrittswahrscheinlichkeit berücksichtigt wurden.

// Heiko Mayer, Hartmut Häckl

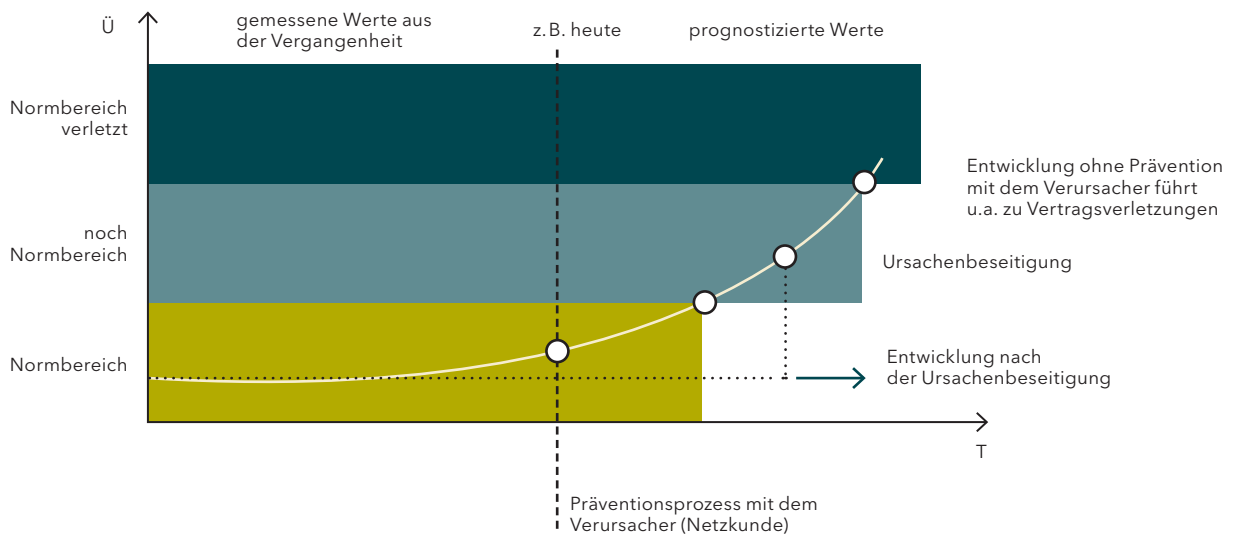


Abb. 34: Ampelbasierte Trendentwicklung von Qualitätskenngrößen

ERGEBNISBOX

- / Systemverständnis verfeinert und Identifikation von auffälligem Verhalten im Momentanwertbereich ermöglicht.
- / Verbesserte Spezifikation zum Einfluss von Netz- und Kundenmerkmalen, um besser einzuschätzen zu können, wie sich größere Lasten z. B. von Großkraftwerken oder Industriekunden auswirken.
- / Neues Berechnungsverfahren für die präventive PQ-Analyse (siehe Abb. 34).



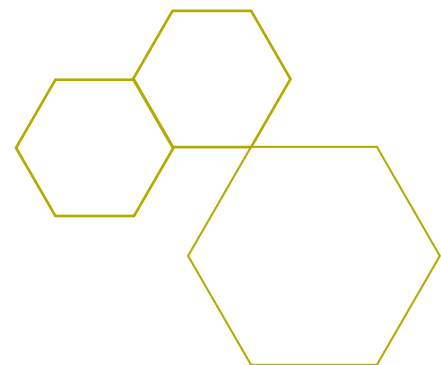
Markus Mogel, Netzentwicklung

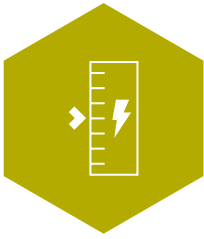
»SIMULIERTES BLINDLEISTUNGSPOTENZIAL - REALER BEDARF.«

4.15 BLINDLEISTUNGSPOTENZIAL DER VERTEILNETZE BADEN-WÜRTTEMBERGS

Die im Auftrag von TransnetBW am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal von Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek und M.Sc. Jens Weber durchgeführte Studie widmet sich der Frage, wie zukünftig unter sich verändernden Rahmenbedingungen sicher und robust Blindleistung bereitgestellt werden kann, um die statische Spannungshaltung im Übertragungsnetz der TransnetBW zu gewährleisten und welchen Beitrag die Verteilnetze dazu leisten könnten. Um diese Frage zu beantworten, hat unser Projektpartner den Blindleistungsbedarf und das -potenzial der Übertragungs- und Verteilnetze in der TransnetBW-Regelzone modelliert und quantifiziert. „Blindleistungspotenzial“ bezeichnet die Fähigkeit, Blindleistung (induktiv oder kapazitiv) auf Anforderung bereitzustellen.

Das entwickelte Simulations-Framework ermöglicht es, das Austauschen von Blindleistung über alle Netzebenen hinweg zu berechnen, angefangen bei der Hochspannungs- (HS) über die Mittelspannungs- (MS) bis zur Niederspannungs- (NS-)Ebene. Zum Modellieren der Verteilnetze konnte der Lehrstuhl eine innovative Methodik entwickeln: Zahlreiche Varianten von repräsentativen Typnetzen werden in MS-Abgänge zerlegt, die eine Optimierungssoftware so kombiniert, dass sie den hinterlegten Szenario-Werten für Maximallast und installierte Leistung von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) für alle HS-/MS-Umspannwerke in Baden-Württemberg möglichst genau entsprechen. Einflussfaktoren auf das Blindleistungsverhalten wie Verkabelungsgrad und vorhandene Kompensationsanlagen werden ebenfalls berücksichtigt.





Die Studie betrachtet zwei Szenarien: „TAR Ist“ und „Wirkleistungsunabhängig“. Im Szenario „TAR Ist“ ist das Blindleistungsvermögen der DEA durch die Mindestanforderungen festgelegt, die sich aus den aktuellen Technischen Anschlussrichtlinien (TAR) ergeben. Die von der DEA bereitstellbare Blindleistung hängt von der aktuell eingespeisten Wirkleistung ab. Im Szenario „Wirkleistungsunabhängig“ können die DEA, losgelöst von den heutigen Vorgaben der TAR, Blindleistung in Höhe von 33% der installierten Leistung bereitstellen - unabhängig von der aktuell eingespeisten Wirkleistung.

// Markus Mogel, Hans Abele

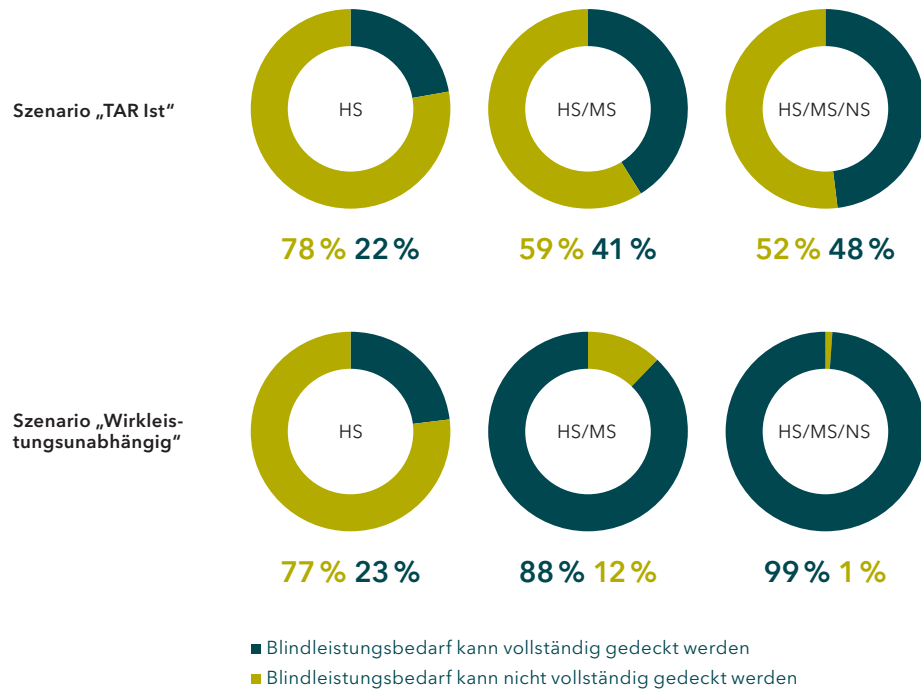
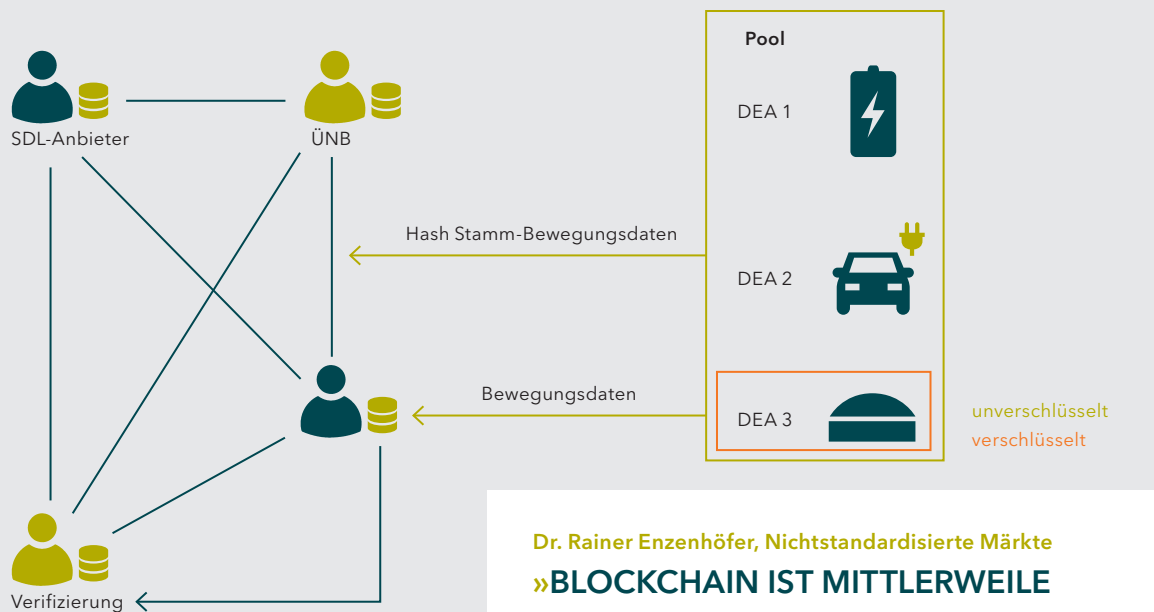


Abb. 35: Anteil der Stunden eines Jahres, in denen das Verteilnetz (unter Einbeziehen der unterschiedlichen Netzebenen HS, MS und NS) den Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes decken könnte

ERGEBNISBOX

- / Blindleistungspotenzial und -bedarf der Übertragungs- und Verteilnetze in der TransnetBW-Regelzone berechnet.
- / Unterlagerte Netzebenen können den Blindleistungsbedarf des Übertragungsnetzes maximal in der Hälfte der Stunden des Jahres decken. Hierzu wäre allerdings notwendig auf einem zentralen Rechner, eine Optimierungsrechnung in Echtzeit durchzuführen. Über Kommunikationstechnik müssten die so ermittelten Blindleistungssollwerte dann alle verteilten Erzeuger bis in die Niederspannungsebene erreichen. Unterstellt man, dass DEA in den unterlagerten Netzen Blindleistung wirkleistungsunabhängig bereitstellen können, was momentan nicht Stand der Technik ist, erhöht sich der Anteil deutlich.
- / Um den verbleibenden Blindleistungsbedarf zu decken, kommen zwei Ansätze in Betracht: zentral mithilfe zusätzlicher Kompensationselemente auf höchster Spannungsebene an Netzknoten oder dezentral über eine koordinierte wirkleistungsunabhängige Bereitstellung aus dezentralen Energieanlagen.
- / Neues Simulationswerkzeug für TransnetBW entwickelt, das innovative Methoden einsetzt, um Netze zu modellieren.

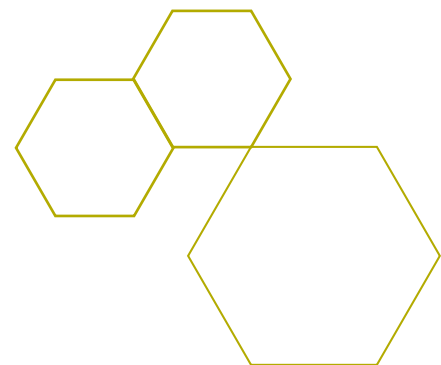


Dr. Rainer Enzenhöfer, Nichtstandardisierte Märkte
»BLOCKCHAIN IST MITTLERWEILE KEIN BUZZWORD MEHR, SONDERN DIGITALER TREIBER VON NEUEN POTENZIALEN BEI DER UMSETZUNG DER ENERGIEWENDE.«

4.16 BLOCKCHAIN - NUTZEN FÜR DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ?

Blockchain ist ein dezentraler Ansatz, um Daten sicher und direkt auszutauschen, zu verschlüsseln und zu dokumentieren, ohne dass dazu ein neutraler Dritter als Intermediär nötig ist. Diese These fordert einerseits heraus und verspricht andererseits neue Potenziale für das Entwickeln von Produkten, das Optimieren von Prozessen und das Erarbeiten neuer Geschäftsmodelle. Gerade im Hinblick auf die Aufgaben der Netzbetreiber können die Blockchain-Eigenschaften (manipulationssicher, diskriminierungsfrei, transparent und wahrheitsbildend) unterstützend wirken. Insbesondere im Kontext des Dezentralisierens und Demokratisierens bietet die Technologie Ansätze für eine vollautomatisierte Interoperabilität von Plattformen und Anwendungsfällen bei gleichzeitiger Machine-to-Machine-Kommunikation im Energiesystem der Zukunft.

Im Rahmen von C/sells stand der Austausch innerhalb der Blockchain-Community sowie das Identifizieren, Vertiefen und Bewerten von Anwendungsfällen im Fokus. Beispielsweise haben wir im C/sells-Projekt einen Event-Logging-Ansatz verwendet, um sowohl das Steuern einer Anlage als auch das Kommunizieren mit ihr zu dokumentieren. Zudem konnten wir ein TransnetBW-spezifisches Blockchain-Radar erstellen. Es berücksichtigt relevante Projekte in den Bereichen Elektromobilität, Netzbetrieb, Marktkommunikation, Handel und Zertifizierung. Insbesondere hinsichtlich der netzdienlichen Produktentwicklung konnten wir die folgenden vielversprechenden Anwendungsfälle identifizieren und im Rahmen von studentischen Arbeiten näher beleuchten:





- / Regelleistungsmonitoring
- / Regelleistung: Erbringungsdatennachweis pro technischer Einheit für die Nach-Präqualifikation
- / Zuordnen von Ladeinfrastruktur in Bilanzkreise, um Bilanzkreistreue im Kontext der Elektromobilität einzuhalten.

Weitere erfolgversprechende Anwendungsfelder sind z. B. das Asset-Sharing zwischen Netz und Markt sowie das Stromlabeling und der damit verbundene Nachweis zur netzdienlichen Flexibilitätssnutzung. Diese Aspekte werden bereits in Nachfolgeprojekten wie MUCAN und InDEED näher untersucht.

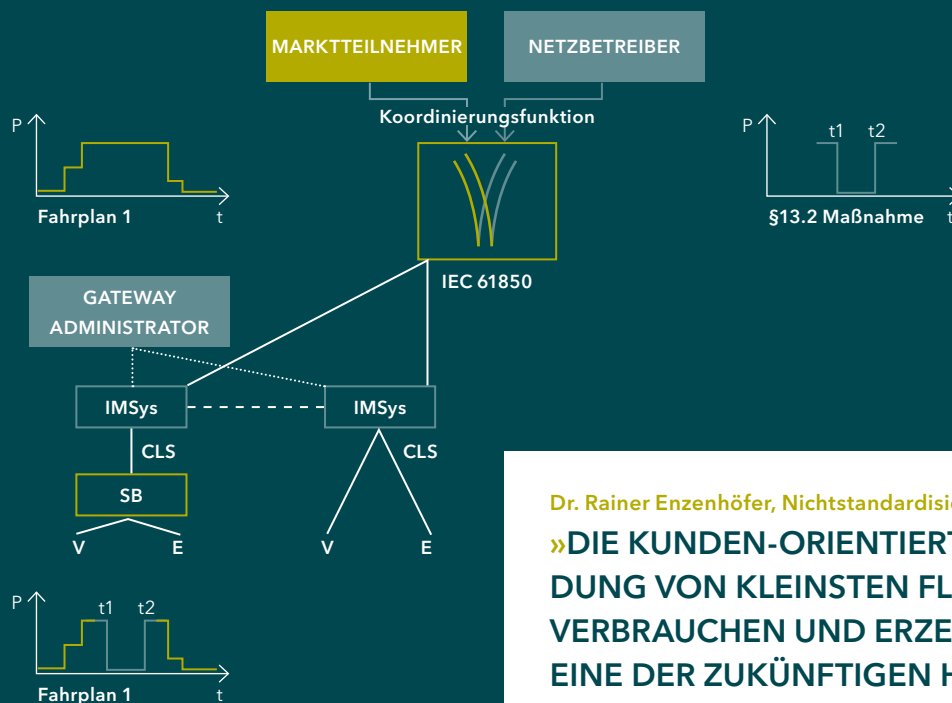
// Dr. Rainer Enzenhöfer

Mobility	Car eWallet Mobilitätsdienstleistungen ZF	Digital CarPass Fahrzeugdatenerfassung IOTA & VW	Bosch & EnBW Direct payment Ladesäule; Auswahl per automat. Optimierung mit Nebenbedingung	Share & Change Abrechnung & Ladevorgänge
P2P-Handel	Allgäu Microgrid Regionaler P2P-Handel mit Fokus auf PV-Strom	Tal. Markt (WSW) Regionaler P2P-Handel mit Ökostrom	Brooklyn Microgrid P2P-Handel in einem Microgrid	P2P Quartier in Wien Eigenverbrauchsoptimierung, P2P-Handel & Abrechnungsplattform
Zertifizierung	EW Origin Nachverfolgung der reg. Energie Zertifikate (REC)	Hydrocoin Zertifikat erneuerbare Kraftstoffe	Wind Origin Herkunftsnachweis für Regio-Strom mittels Token	GrünStrom Jetons Nachweis des tatsächlich bezogenen Strommixes
Smart Grid	Tennet & Sonnen Redispatch (Batteriespeicher)	Gridchain Kommunikations & Koordinationsplattform	ENERES Netzdienstliche Steuerung des Virtuellen Kraftwerks	Vandebrom & Tennet Regelleistung (Fahrzeugpool)
Smart Economy	Grid+ Smart Home Steuerung & Automatisierter P2P-Handel	Verbund AG Übertragung von Strombezugsrechten	Enerchain Bilateraler OTC-Handel	EnergiMine Markt zur Belohnung von Energieeffizienz

Abb. 36: Vereinfachte Darstellung aus dem TransnetBW-spezifischen Blockchain-Radar bzgl. bestehender Projekte im energiewirtschaftlichen Umfeld (Stand: Juli 2019)

ERGEBNISBOX

- / TransnetBW-spezifisches Blockchain-Radar zu bestehenden Projekten erstellt.
- / Zwei Masterarbeiten betreut und die Blockchain-Relevanz für TransnetBW geschärft.
- / Austausch in der C/sells-Blockchain-Community inspirierte zu neuen innovativen Projekten (z. B. Ansatz zum hybriden Asset, energiewirtschaftliches Bilanzieren von Elektromobilität).

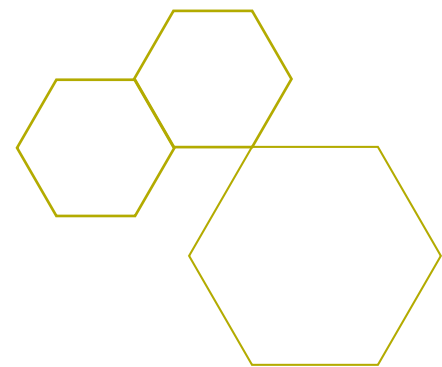


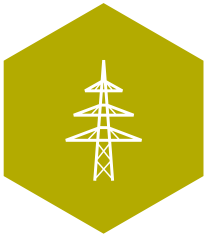
Dr. Rainer Enzenhöfer, Nichtstandardisierte Märkte
»DIE KUNDEN-ORIENTIERTE EINBINDUNG VON KLEINSTEN FLEXIBLEN VERBRAUCHEN UND ERZEUGERN IST EINE DER ZUKÜNFTIGEN HERAUSFORDERUNGEN IM SMART SYSTEM.«

4.17 STEUERUNG VON FLEXIBLEN VERBRAUCHERN UND KLEINST-FLEXIBILITÄT

Innerhalb unserer Regelzone befindet sich aktuell ca. 4,8 GW installierte PV-Leistung in der Niederspannung, die überwiegend nicht steuerbar ist. Wärmepumpen, Lasten, Elektromobilität oder Heimspeichern wird ein großes Flexibilitätspotenzial zum Umsetzen der Energiewende zugesprochen. Doch wie können diese Anlagen bei gleichzeitiger Wirtschaftlichkeit netz- oder marktdienliche Flexibilität auf technischer Ebene bereitstellen? Wie sind diese Anlagen regulatorisch einzubinden?

Intelligente Messsysteme (iMSys) bilden den technischen, hochsicheren Zugangspunkt zu Liegenschaften sowie zu privaten oder gewerblichen Betreibern von Anlagen in der Niederspannung und damit zu Anlagen mit geringen Flexibilitätsbeiträgen. Vor diesem Hintergrund lassen sich perspektivisch Endkunden und kleinere Anlagen (Last und Erzeugung) technisch in den Redispatch integrieren. Eine Blaupause hierfür haben wir in C/sells im Altdorfer Flexmarkt sowie in der Demozelle München und der Zelle Schwäbisch Hall entwickelt. Ebenfalls konnten wir die digitale Grundlage für den Einsatz von Regelleistung schaffen. Anschlussnetzbetreiber (ANB) können flexible Lasten gemäß § 14a EnWG oder im Notfall nach § 13 Abs. 2 EnWG steuern und die heutige, sehr anfällige Rundsteuertechnik ersetzen. Auch in der aktuellen Post-EEG-Diskussion spielt die Abbildung der Prosumenten als RLM-Kunden und der Direktvermarktung von PV-Anlagen eine relevante Rolle, die die iMSys-Infrastruktur ermöglicht (hier dargestellt als Flexumer).





Das Steuern der Anlage erfolgt über das Smart Meter Gateway (SMGW) und die dort befindliche Steuerungsschnittstelle (CLS) unter Verwendung einer Steuerbox. Damit kommunizieren aktive externe Marktteilnehmer (aEMT) in ihrer Marktrolle (z.B. EIV, ANB etc.) über einen Kommunikationskanal mit der Anlage. Um dies intelligent zu koordinieren und damit der Anschlussnetzbetreiber im Notfall vorrangig vor den anderen Teilnehmern steuern kann, hat das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) eine technische Lösung in Form einer Koordinierungsfunktion vorgeschlagen. Im Rahmen von C/sells konnten die Projektpartner gemeinsam mit dem FNN diese Funktion in mehreren Workshops systemisch weiter ausbilden und schärfen. Weiterhin wurde aus der Feldtesterfahrung das Konzept des digitalen Netzanschlusses mit entwickelt, in dem ein dezentrales Energiemanagementsystem (EMS) den externen Steuerbefehl umsetzt.

// Dr. Rainer Enzenhöfer

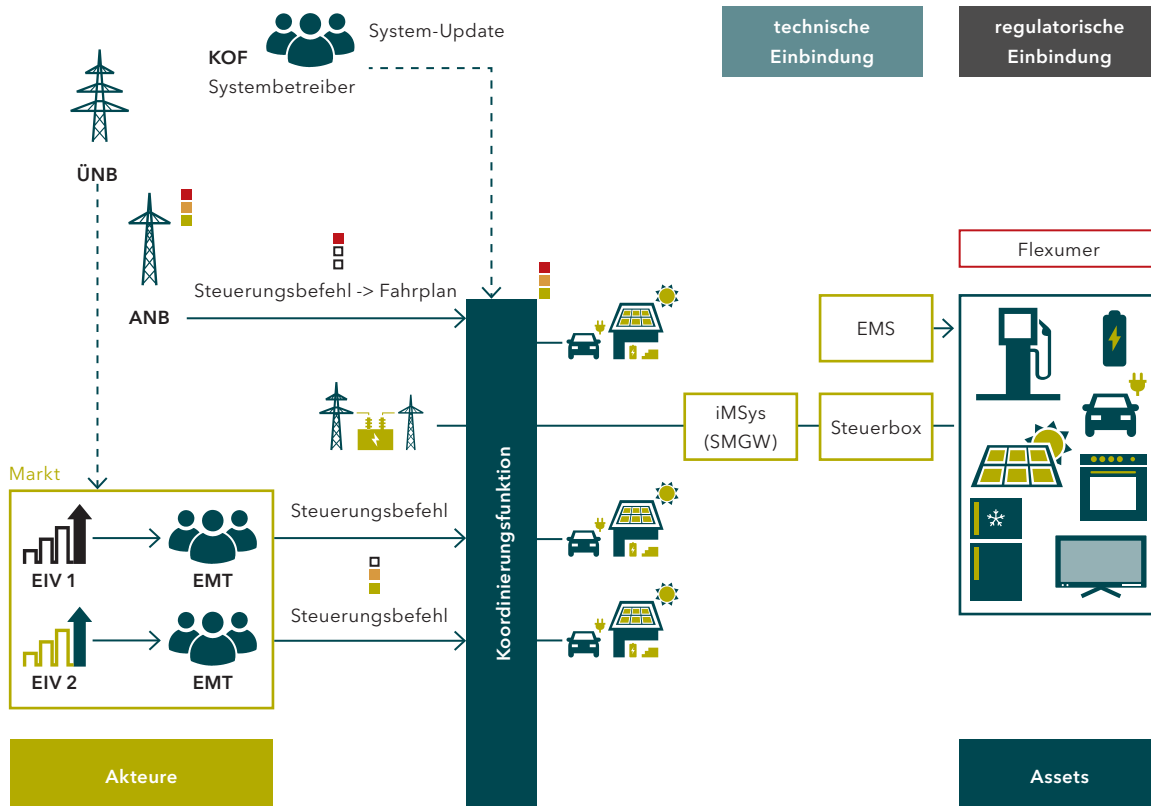


Abb. 37: Vereinfachte Darstellung des technischen und regulatorischen Einbindens flexibler Verbraucher

ERGEBNISBOX

- / Funktionalität des iMSys mit Mehrwertdiensten diskutiert und aus netzdienlicher Sicht weiter ausgeprägt.
- / Technischen Durchbruch zum Steuern von flexiblen Verbrauchern und dezentralen Anlagen in der Niederspannung demonstriert; aufgrund der Erfahrungen empfiehlt C/sells, die Steuerung über einen dynamischen Netzanschluss weiterzuentwickeln.
- / Diskussion um die FNN-Koordinierungsfunktion wesentlich mitgestaltet.
- / Regulatorische Einbindung von Kleinst-Flexibilität in verschiedenen Demozellen demonstriert.



05

Was bleibt

In diesem Abschnitt sollen die Kernergebnisse aus SINTEG, C/sells (Kapitel 2 und 3) und den C/sells-Projekten bei TransnetBW (Kapitel 4) dargestellt werden. Zum Abschluss werden auf Basis der vierjährigen Erfahrungen und Ergebnissen Handlungsempfehlungen aus dem Projekt C/sells abgeleitet.

5.1 TRANSNET BW UND C/SELLS	S 82
5.2 C/SELLS – WAS BLEIBT	S 84
5.3 ORGANISATION INTELLIGENTER NETZE – WAS BLEIBT	S 86
5.4 WAS BLEIBT FÜR TRANSNET BW	S 88
5.5 HANDLUNGSEMPFEHLUNG ZU SINTEG-REALLABORE	S 91
5.6 HANDLUNGSEMPFEHLUNG AUS C/SELLS	S 92
5.7 HANDLUNGSEMPFEHLUNG AUS DEN NETZEN	S 93
5.8 HANDLUNGSEMPFEHLUNG AUS DER PERSPEKTIVE TRANSNET BW	S 95

5.1 TRANSNET BW UND C/SELLS

Aus SINTEG und damit aus fünf Modellregionen mit mehr als 100 Unternehmen Ergebnisse abzuleiten ist alles andere als trivial. Daher kann hier auch nur ein kleiner Einblick in die Ergebnisse gegeben werden. Das BMWi hat für diese Aufgabe eine eigene Ausschreibung gestartet und fünf Unternehmen mit der Begleitforschung beauftragt. Die Begleitforschung hat in Kooperation mit den fünf Schaufenstern fünf Ergebnissynthesefelder entwickelt. Diese waren:

- / Flexibilitätpotenziale identifizieren und Sektorkopplung verstärken.
- / Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen entwickeln.
- / Digitalisierung zwischen Enabler und Mehrwertdiensten im intelligenten Energiesystem etablieren.
- / Pionier für Reallabore sein.
- / Partizipation & Akzeptanz - Verständnis schaffen und Leidenschaft wecken für eine chancenorientierte Energiewende.

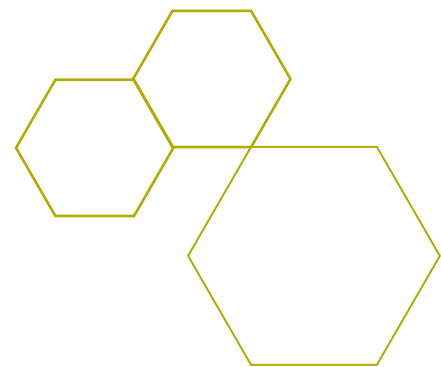
Jedes Synthesefeld fasst Kernaussagen zusammen, die im Rahmen von Workshops über die fünf Schaufenster durch die Begleitforschung erarbeitet wurden. In Summe fließen diese Kernaussagen in entsprechende Synthesedokumente ein. Beispielsweise geht es im Synthesefeld 2 „netzdienliche Flexibilitätsmechanismen entwickeln“ um die Erstellung expliziter Vorschläge für die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens. Andererseits werden auch unterschiedliche Marktmechanismen und Instrumente im Hinblick auf Flexibilitätsplattformen und das Marktdesign bewertet. Diese werden dem BMWi vorgelegt und stehen in der Folge auch der Öffentlichkeit zur Verfügung. Die Begleitforschung hat den Auftrag, über die Projektlaufzeit hinaus die Musterlösungsansätze zu bewerten. Daher können hier nur die ersten Erkenntnisse angerissen werden. Für eine vollständige Ergebnissynthese von SINTEG sei hier auf die entsprechenden Dokumente der Begleitforschung verwiesen.

Folgende sieben Kernaussagen können auf Vorschlag der Begleitforschung (AIT) über SINTEG getroffen werden (siehe Abb. 38). Jedes Schaufenster und auch jedes Projekt hat dabei unterschiedliche Schwerpunkte in der Ausprägung seiner jeweiligen SINTEG-Projektarbeit gelegt.

- / SINTEG hat einen **Beitrag zum regulatorischen Lernen** geleistet. So wurde beispielsweise die SINTEG-Verordnung eingeführt.
- / SINTEG bot eine geschützte Umgebung, um die Entwicklung und **Umsetzung neuer technischer und organisatorischer Lösungen** zu ermöglichen.
- / SINTEG war ein Mittel der **Kooperation in großen, heterogenen Konsortien** aus Wirtschaft, Anwendern und Forschung mit politischer Verankerung.
- / SINTEG war Enabler und Umsetzungsweg für **systemische Innovationen**.
- / SINTEG schuf einen Raum für die Herstellung von **Branchenakzeptanz** und Partizipation der Gesellschaft.
- / SINTEG entwickelte Methoden, um in konkreten **Szenarien** von heutigen Verhältnissen auf 2030 zu extrapolieren.
- / SINTEG ermöglichte einen adaptiven Prozess, um in einem **dynamischen Umfeld** konkrete Ergebnisse zu erzielen.

C/SELLS-SPEZIFISCHE SICHT AUF DEN MEHRWERT SINTEG

SINTEG markiert einen wesentlichen Meilenstein im Innovationsprozess der deutschen Energiewende. Als SINTEG im Jahr 2015 gestartet wurde, gab es noch keine Tendenzen, Erneuerbare den konventionellen Erzeugungsanlagen gleichzustellen und den Einspeisevorrang aufzuweichen. Erste Schritte in diese Richtung hat die Politik erst in 2018 mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABeG) unternommen. Im Rahmen der C/sells-Treffen



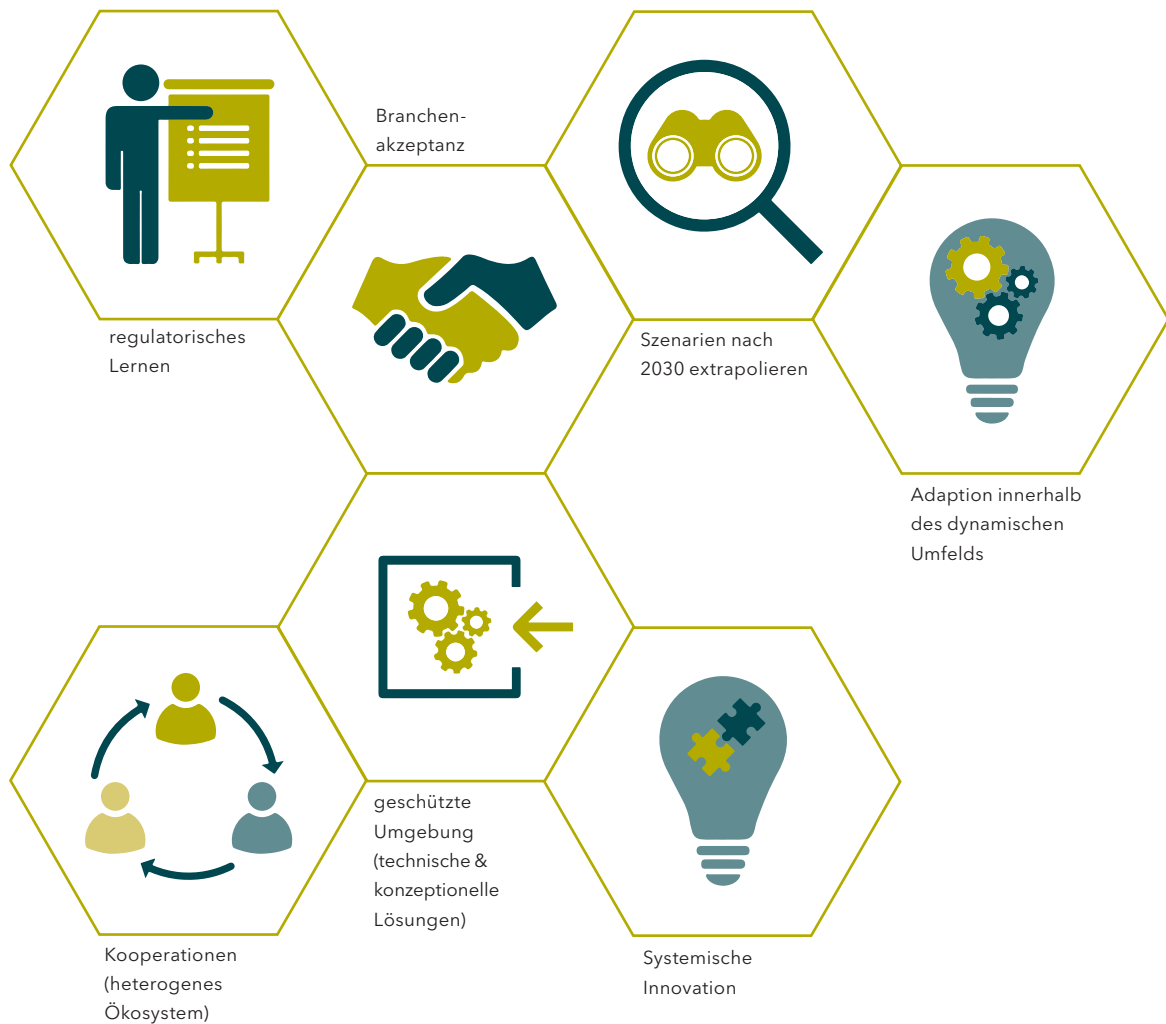


Abb. 38: Sieben SINTEG-Ausprägungsmerkmale, welche in den Reallaboren, wie C/sells, umgesetzt werden

wurden unter anderem die folgenden vier Kernwerte aus Netzbetreibersicht herausgearbeitet, welche die sieben Ausprägungsmerkmale der Begleitforschung weiter ergänzen:

- / SINTEG diene als **Innovationsinkubator** für Redispatch 2.0, insbesondere auf Seite der VNB, und dem Wissensaufbau um netzdienliche Flexplattformen, welche aktuell im Rahmen vom NABeG umgesetzt werden (z. B. DA/RE).
- / SINTEG diene als Plattform und **digitaler Enabler** zur Etablierung von zukünftigen Netzbetreiberprozessen im Verteilnetz, wie z. B. Prognosen zu Netzzuständen, insbesondere im Niederspannungsnetz (z. B. FNN AR-N 4141-1).
- / SINTEG war **Vermittlungsinstanz** zwischen den Rollen ÜNB und VNB, da diese nun miteinander und nicht mehr übereinander reden (z. B. innerhalb von Arbeitsgruppen beim bdev und anderen Gremien).
- / SINTEG war ein **Motor für Kooperationen** und weitere Forschungs-, Innovations- und Umsetzungsprojekte. Es bildete sich ein großes Netzwerk über die jeweils eigene Branche hinaus, die nun systemische Lösungsansätze ermöglicht.

5.2 C/SELLS - WAS BLEIBT

C/sells hat neben ihren Beiträgen zur Ergebnissynthese der Begleitforschung zwei wesentliche Ergebnisbeiträge während der Projektlaufzeit erstellt. Zum einen ist dies das C/sells-Buch „1,5° Cellsius“, in dem das Projekt und deren Ergebnisse gesamthaft vorgestellt werden, zum anderen entstand ein Whitepaper zu den energiewirtschaftlichen Positionen. C/sells hat Musterlösungen und Beispiele für zellulär verbundene, vielfältige und partizipative Energieinfrastrukturen aufgezeigt. Des Weiteren hat C/sells demonstriert, dass eine nahezu vollständige Marktdurchdringung mit erneuerbaren Energien und die Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger sowie der Industrie bei einer weiterhin sicheren Netz- und Systemführung möglich sind. Weitere Informationen zu den C/sells-Ergebnissen unter: <https://csells.energieistdigital.de/>

1,5° CELLSIUS

Das Buch „1,5° Cellsius“ stellt verschiedene Ergebnisse der einzelnen Partner und deren Erkenntnisse aus deren Projekten und Demonstratoren (z. B. Autonomiezelle Leimen) dar. Diese Ergebnisbeiträge können gesamthaft in fünf wesentliche C/sells-Ausprägungen zusammengefasst werden. C/sells zeigt damit, wie ...

- ... **Feldversuche mit Simulationen** zusammengebracht und daraus neue Erkenntnisse gewonnen werden konnten (z. B. Zelle WIRCommunity zu Blockchain).
- ... ein **früher Praxischeck** bzw. eine praxisnahe und damit fundierte Evaluierung des Technologiereifegrades erprobt wurde (z. B. SMGW-Einsatz für netzdienliches Steuern).
- ... **Umsetzungsprozesse** konkret entwickelt und demonstriert wurden (z. B. Abstimmungskaskade).
- ... verschiedene Perspektiven in der Implementierung und der Methodenentwicklung aus den **unterschiedlichen Marktrollen** berücksichtigt wurden (z. B. digitaler Netzanschluss).
- ... wie **Bürger und Bürgerinnen** in die Umsetzung der Energiewende integriert werden konnten (z. B. Accelerator-Tour, Zelle Altdorf, Zelle Dillenburg).

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE C/SELLS POSITIONEN (EPOS)

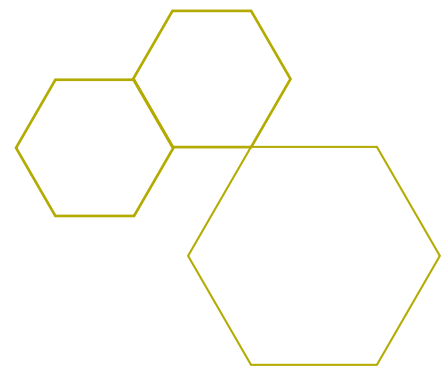
Ein weiterer und wesentlicher Ergebnisbaustein aus C/sells ist das Whitepaper zu energiewirtschaftlichen Positionen (EPos) in Richtung Politik. Diese wurden den Ministern der Länder, sowie Staatssekretären des BMWi im Rahmen eines Festaktes überreicht.

Die sechs Kernthesen des Positionspapieres sind:

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

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

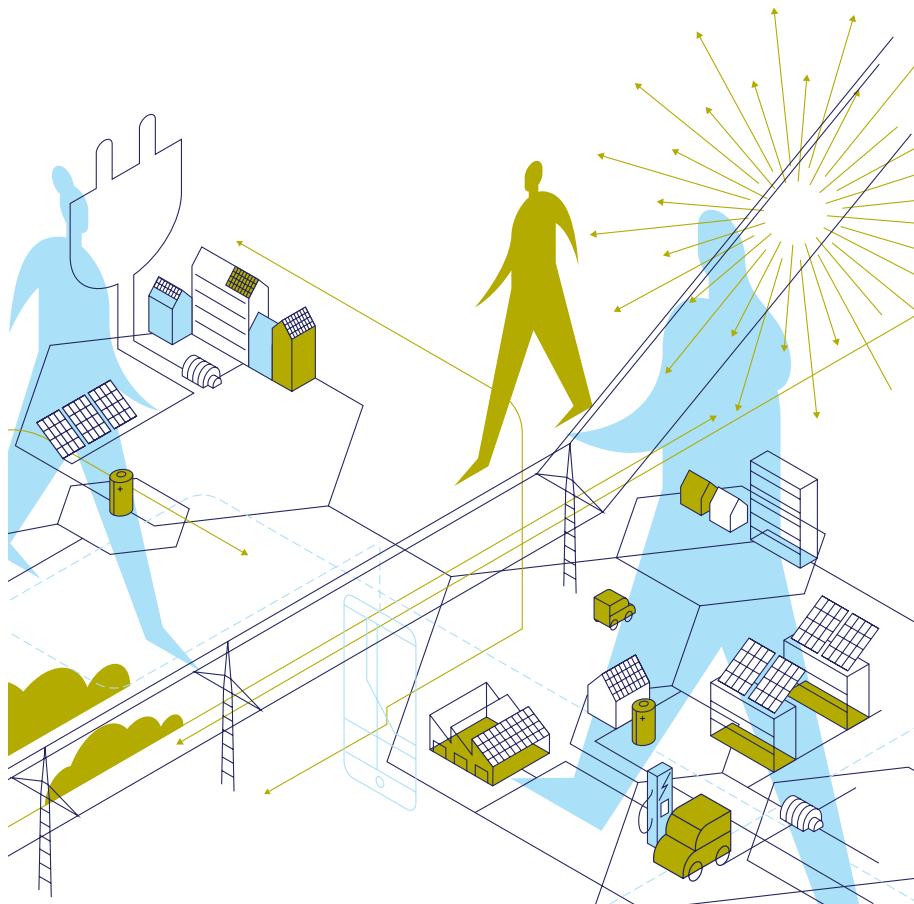
Reallabore: Angesichts des fundamentalen Wandels der Energiesysteme leistet C/sells einen bescheidenen Beitrag. Der vor uns liegende Weg wird Jahrzehnte dauern und ist in seiner Dimension mit keinem bisherigen Strukturwandel vergleichbar. Daher brauchen wir Experimentierräume, welche dauerhaft und intelligent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



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

Flexibilität: C/sells versteht Flexibilität als Stellschraube für das „100%-erneuerbare-Energien“-Szenario einer hoch volatilen Energiewelt. Die Flexibilitätsbereitstellung erprobt C/sells nicht nur aus technischer Sicht, sondern auch mit marktlichen Ansätzen, und integriert Lasten und Energieträger sektorenübergreifend.

Praxis: Letztendlich zählt die praktische Umsetzung in der Fläche. Die Praxiserfahrung aus den C/sells-Zellen hat gezeigt, dass die Komplexität der Implementierungsarbeiten oftmals unterschätzt wurde. Das Zusammenwirken vielfältiger Gewerke trat noch nie so massiv zutage wie bei der Umsetzung von digitalen Energiewendelösungen. Ein besonderer Schwerpunkt bildet der Liegenschaftsbereich und hier vor allem der Bestand.



Das C/sells Buch fasst die Ergebnisse aus 4 Jahren der Projektarbeit aller 57 Partner zusammen. Kostenloser Download unter: csells.net/de/ergebnisse-c-sells/c-sells-buch.html

5.3 ORGANISATION INTELLIGENTER NETZE - WAS BLEIBT

Über die vier Projektjahre hatte die TransnetBW die Teilprojektleitung von „Organisation intelligenter Netze“ inne und hat damit maßgeblich an dem Gesamtprojekterfolg mitgearbeitet. Mit den 31 Partnerunternehmen aus dem Teilprojekt konnten in den vier Feldern:

- / Informationsaustausch
- / Prozesse/Produkte
- / Rollendefinition
- / Automatisierung/Digitalisierung

Lösungsoptionen erarbeitet und demonstriert werden. Insgesamt konnten auf freiwilliger Basis 26 Musterlösungen, neben den bereits identifizierten arbeitspaketspezifischen Lösungsansätzen, erarbeitet werden. Die Musterlösungen zeigen, welches Problem mit welchem Lösungsansatz gelöst wurde und ob diese Lösung auch skalierbar und transferierbar auf andere Partner oder Unternehmen ist. Aus diesen Musterlösungen können nun bundesweit durch die Begleitforschung Blaupausen und Geschäftsmodelle entwickelt werden. Abb. 39 zeigt zusammenfassend auf Arbeitsebene die wesentlichen Ergebnisse aus dem Teilprojekt, die sich auch in den Musterlösungen wiederfinden.

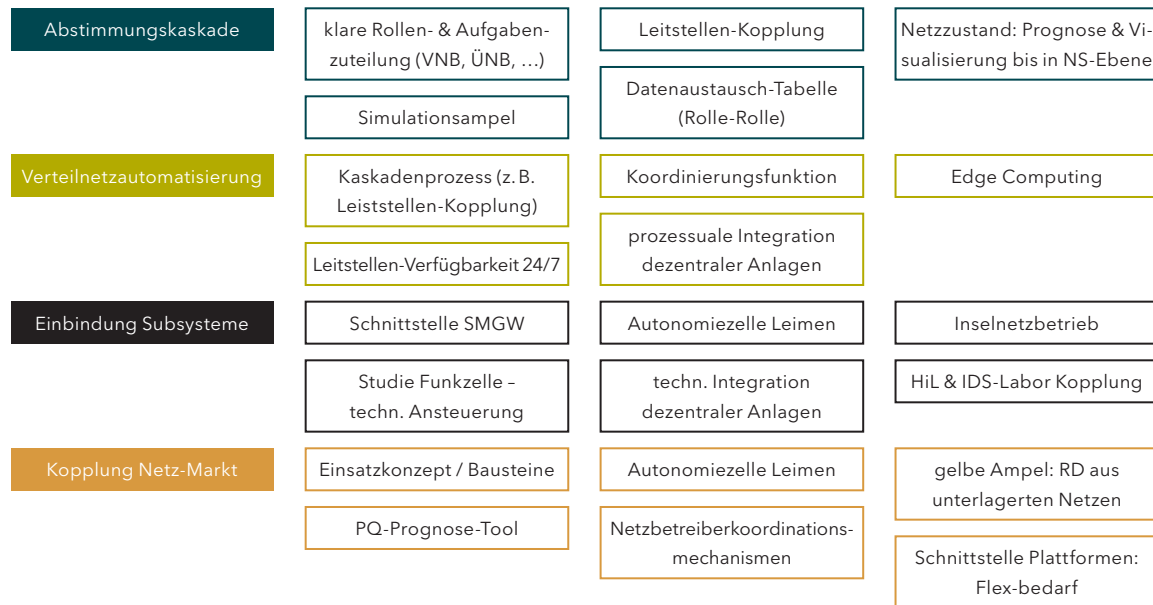


Abb. 39: Auswahl einer gemeinsamen Ergebnisdarstellung über die individuellen Ergebnisse, Musterlösungen aus den Teilarbeitspaketen von TP4

Diese individuellen Ergebnisse, Musterlösungen und Lösungsoptionen lesen sich noch eher abstrakt und sind an den einzelnen Arbeitspaketen orientiert. Gemeinsam wurden einerseits auf Basis der Arbeitsebeneergebnisse und den vier Kernhandlungsfeldern von Teilprojekt „Organisation intelligenter Netze“ die wichtigsten „greifbaren“ Ergebnisse zusammengefasst, um den konkreten Mehrwert des Teilprojektes darstellen zu können. Diese sind in Abb. 40 beschrieben.

Diese Ergebnisse, Musterlösungen und Mehrwerte zeigen, dass mit Hilfe eines zellularen Systems ein sicheres und robustes Gesamtsystem auch weiterhin bei zunehmend dezentraler Erzeugung gewährleistet ist. Im Hinblick auf die Ziele des Teilprojektes „Organisation intelligenter Netze“ können nun folgende Aussagen getätigt werden.

INFORMATIONSAUSTAUSCH	ROLLEDEFINITION	PROZESSE	AUTOMATISIERUNG
<ul style="list-style-type: none"> / In Hessen, Bayern und Baden-Württemberg wurde eine Leitstellenkopplung zur Abbildung des Netzzustandes zwischen ÜNB und VNB 1. Ordnung etabliert. / In Baden-Württemberg wurde ein Verteilnetzbetreiber 2. Ordnung informativ eingebunden, so dass Informationen aus dem NS-Netz aggregiert vorliegen. / Prognosen zum Netzzustand (Lastfluss) im Niederspannungsnetz wurden an die Leitstellen gekoppelt. 	<ul style="list-style-type: none"> / Die Projektarbeit hat Missverständnisse in der Rollendiskussion beseitigt – im Sinne miteinander statt übereinander reden. / Die beteiligten Netzbetreiber sind enger zusammengerückt, so dass sich das ÜNB-VNB-Verhältnis deutlich verbessert hat. / Für eine klare Aufteilung der Verantwortlichkeit in Abhängigkeit der Systemdienstleistung wurde gesorgt. 	<ul style="list-style-type: none"> / 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 diente als Inkubator für Redispatch 2.0, insbesondere für VNB. 	<ul style="list-style-type: none"> / Leitsystem-Komponenten wurden ertüchtigt, um eine teilautomatisierte Maßnahmenkaskade nach VDE AR-N-4140 zu realisieren. / Erste satellitengestützte operative Maßnahmenübergabe von ÜNB bis VNB 2.Ordnung (siehe gemeinsam produzierter Film https://www.you-tube.com/watch?v=Nuu4M-iVQYw) / Konzeptionelle Weiterentwicklung der Flex-Integration (Lasten, ...) bspws. per digitaler Netzanschluss

Abb. 40: Gelieferter Mehrwert aus der Sicht des Teilprojektes „Organisation intelligenter Netze“

- / **Integration von EE-Anlagen** konnte durch Plattformen gezeigt werden. Durch die (Teil-)Automatisierungsprozesse sowohl auf Netz und Marktseite sowie angepassten Abstimmungsprozessen (siehe VDE AR-N-4141) wird der Netzbetrieb unter hohen Anteilen flexibler Anlagen realisierbar. Die in C/sells entwickelten Prognosesysteme unterstützen hierbei Netz und Markt.
- / **Sichere und stabile Netzführung** zeigte sich in der Entwicklung der Abstimmungskaskade und der Demonstrationsvorhaben in den unterschiedlichen Netzzustandsphasen. Es wurden Flexibilitätsplattformen für die gelbe Ampelphase konzipiert und demonstriert. Die Maßnahmenübergabe in der roten Ampelphase in zwei Regelzonen implementiert und lokaler Inselnetzbetrieb einer Zelle im Labor weiterentwickelt und in einer anderen Zelle im Feld demonstriert.
- / **Automatisierte Maßnahmen** zur Regelung des Gesamtsystemes aber auch zwischen Einzelanlagen und Zellen konnten entwickelt, implementiert und demonstriert werden.
- / **Verantwortlichkeit** von und zwischen den Rollen konnten über und mit allen Marktrollen entwickelt werden. Die gemeinsamen Lösungen im Rahmen der Abstimmungskaskade tragen zu einem Miteinander bei, legen eine klare Rollen- und Rechtevergabe zu Grunde und schaffen damit Vertrauen zwischen den Rollen.
- / **Interoperabilität zwischen Systemen** sowohl in der Vertikalität als auch zwischen Zellen auf gleicher Spannungsebene. Das zellulare System muss als Gesamtsystem mit Subsystem betrachtet werden. Durch standardisierte und vordefinierte Schnittstellen wurde durch Informationsaustausch und Maßnahmenübergabe eine Durchgängigkeit erreicht.
- / **Steuerbarkeit von Anlagen in der Niederspannung** über die CLS-Schnittstelle des Smart Meter Gateways konnte im Feld und im Rahmen eines abgestimmten Netzprozesses demonstriert werden. Die Demonstration zeigte neben der Steuerung einer PV-Anlage auch die Funktionalität der Koordinierungsfunktion, indem das Signal des Anschlussnetzbetreibers prioritär zum Markt in der Anlage am CLS-Kanal umgesetzt wurde.
- / **Koordination von Subsystemen** und Ausbildung der Schnittstellen zwischen Anlagen und Netz konnten konzeptionell erarbeitet werden. Der Praxistest hat die Funktionalität und die Effizienz durch definierte Schnittstellen (z. B. Datenmodell) bestätigt.

5.4 WAS BLEIBT FÜR TRANSNET BW

C/sells war ein Erfolg für unser Unternehmen. Mit C/sells wurde innerhalb der Digitalisierungs- und Smart System - Strategie ein Dach für 19 Projekte aus neun Fachabteilungen über drei Bereiche geschaffen. Die Projekte wurden durch unsere Funktionseinheiten begleitet, so dass insgesamt 22 Unternehmensbeiträge im Rahmen von C/sells zu koordinieren waren. Damit hat das Programm intern wie extern geholfen, die Transformation der Energiewende aus einem systemischen Blick zu betrachten, kurz: Das System im Ganzen zu denken und die Digitalisierung als Enabler für intelligente Netze und Märkte wahrzunehmen. Durch das Förderprogramm SINTEG hatten wir einen Türöffner in die Forschungswelt, konnten einen Blick über die operativen Grenzen hinweg tätigen und uns diese Arbeiten vom Bund kofinanzieren lassen. So haben wir Prozesse und Know-how zu Forschung und Entwicklung innerhalb des Unternehmens aufgebaut und einen signifikanten Beitrag zur unserer Innovationskultur geleistet.

Diese 22 Beiträge hatten unterschiedliche Ausprägungen und damit Wirkungen auf das Unternehmensumfeld der TransnetBW. Für eine Klassifizierung und Synthese dieser Ergebnisbeiträge wurden diese durch den jeweiligen Projektverantwortlichen den SINTEG-Ausprägungsmerkmalen (siehe Kapitel 5.1) zugeordnet. Eine Mehrfachnennung war hier möglich. Aus dieser Klassifizierung zu den Ausprägungsmerkmalen und den individuellen Ergebnisbausteinen der Fachbereiche wurden sechs TransnetBW-spezifische Ergebnisfelder heraus entwickelt (siehe Abb. 41). Die jeweils konkreten Ergebnisse (z. B. Studien, Softwareprogramme, Prototypen) der einzelnen Beiträge sind den Beitragsabschnitten aus Kapitel 3 und 4 zu entnehmen. Für eine bessere Übersicht in Abb. 41 wird ein Beitrag (z. B. Prognosen zur Stromqualität) nur in einem Ergebnisfeld genannt, auch wenn ein Beitrag auf weitere Ergebnisfelder einzahlt. Im Folgenden werden diese sechs Ergebnisfelder mit diesen konkreten Beispielen erläutert.



Abb. 41: Beispielhafte Nennung von Ergebnisbausteinen aus den TransnetBW-Beiträgen in C/sells und ihre Klassifizierung in sechs TransnetBW-spezifische Ergebnisfelder

Mit C/sells konnten wir im Unternehmen 15 Projekte zu **technischen und konzeptionellen Lösungen** umsetzen. Zum Beispiel wurden PV-Eigenverbrauchsprofile entwickelt, um diese im Kontext einer verbesserten PV-Prognose für die operativen Betriebsprozesse zu nutzen. In Ergänzung hierzu wurde an mathematischen Lösungsansätzen gearbeitet, um mit Hilfe einer Sensitivitätsmatrix die Wirkung der prognostizierten PV-Einspeiseleistung auf unsere Umspannwerke zu bestimmen. Mit diesen und weiteren Projekten können unsere Betriebsprozesse effizienter gestaltet werden. So bleibt uns erstmals auch ein Prototyp in der HSL erhalten, der eine teilautomatisierte Maßnahmenübergabe mit unserem unterlagerten Netzbetreiber im Rahmen einer Notfallsituation ermöglicht und damit das ASBW erweitert. Das Reallabor C/sells ermöglichte uns somit eine digitale Plattform, um Musterlösungen in einer geschützten Umgebung ohne einen operativen Ergebnisdruck zu erproben und daraus Erkenntnisse für unsere Aufgaben als Übertragungsnetzbetreiber abzuleiten.

Energiewende ist **Transformation**. Die Erzeugung verlagert sich in das Verteilnetz und macht neue und gemeinsame Konzepte sowie einen diskriminierungsfreien Zugang und abgestimmte Prozesse zur koordinierten Nutzung von Flexibilität notwendig. Genau dieser Transformationsprozess wurde im Rahmen der Abstimmungskaskade und der Organisation intelligenter Netze aus Sicht der TransnetBW mit den Partnern in der Branche diskutiert, und in einem adaptiv dynamischen Umfeld entstanden konkrete Lösungen. Insgesamt hatte die TransnetBW sieben Beiträge wie etwa die Weiterentwicklung der Präqualifikation für Regelleistung. Kerntreiber dieser Weiterentwicklung in diesem Transformationsprozess ist die Digitalisierung. In C/sells wurden systemische und digitale Lösungsansätze vorangetrieben, beispielsweise durch die Nutzung von IIS-Komponenten und der Blockchain-Technologie. In diesem Kontext gab es acht Ergebnisbeiträge der TransnetBW, um Konzepte und Prozesse der Systemdienstleistungsprodukte weiter zu entwickeln. Beispiele hierfür sind der datenbasierte Informationsaustausch über das intelligente Messsystem, die Potenzialerhebung von Flexibilität und die Bereitstellung von Blindleistung aus unterlagerten Netzen für 2030 auf Basis von extrapolierten Szenarien.

Ein weiterer Schwerpunkt der TransnetBW-Projekte lag auf dem Thema **Kooperationen** (insgesamt neun Beiträge). Durch die zunehmende Komplexität des Energiesystemes und der damit verbundenen Zunahme an unterschiedlichen Marktakteuren wird es schwieriger volkswirtschaftlich effiziente und systemisch sinnvolle Lösungen zu entwickeln. Zum einen bot sich mit C/sells durch das breite Konsortium von 57 Partnern die Chance, in einem intelligent vernetzten Energiesystem (Netz & Markt), die Fülle und Breite der Geschäftsfelder dieser Partner kennenzulernen. Insbesondere in den TransnetBW-Beiträgen „flexible Abstimmung Netz/Markt“ und „Organisation intelligenter Netze“ konnten aus einem proaktiven Diskurs mit den Projektpartnern systemische Lösungen für die Integration von flexiblen Anlagen in das Netz mittels Plattformen entwickelt werden. So wurde aus C/sells heraus der Grundstein für die Netzsicherheitsplattform DA/RE geschaffen. Zum anderen förderte die interdisziplinäre Zusammenarbeit innovative Ideen, welche im Rahmen der Projektlaufzeit als neue Projekte wie z.B. Regelleistung über iMSys-Infrastruktur umgesetzt wurden. Mehr als 17 Forschungseinrichtungen waren allein in dem Teilprojekt „Organisation intelligenter Netze“ tätig; so ergaben sich hieraus auch längerfristige Beziehungen und neue Forschungsprojekte (z.B. bidirektionales Lademanagement, InDEED). Durch die sehr gute Zusammenarbeit mit der Forschungsstelle für Energie (FFE) sind wir als Unternehmen und in Person von Dr. Götz mittlerweile Teil des Lenkungskreises, um diese wissenschaftliche Verbindung und unsere Innovationskultur noch stärker zu pflegen.

Ein weiterer Erfolgsbaustein von C/sells war für uns die Chance, Lösungsansätze, wie ein Energieversorgungssystem und damit der Netzbetrieb in Zukunft weiterhin sicher und stabil gewährleistet werden kann, aus TransnetBW-Sicht auf politischer Ebene, aber auch in die Branche hinein zu **kommunizieren**. Hierzu boten sich die C/sells Ministerdialoge, die SINTEG-Jahreskonferenzen oder Fachmessen (z.B. E-World, European Utility Week) an. Ein wichtiges Ergebnis ist der Ansatz, das System im Ganzen zudenken: Trotz autonom

handelnder Zellen und einer lokalen Optimierung muss es einen Orchestrator geben, damit die Systemsicherheit nicht nur in der Vertikalität, sondern auch im europäischen Verbundnetz sichergestellt ist. Damit liegt die Systemverantwortung weiterhin beim ÜNB.

Im Rahmen der **Branchenakzeptanz** wirken unsere Projekte und die Arbeit innerhalb von C/sells bis heute in die Gremien hinein. Ein Beispiel hierfür ist die bdew-Diskussion im Kontext Redispatch 2.0. In der abschließenden Ergebnissynthese wurden fünf TransnetBW-Beiträge identifiziert, die an der Schnittstelle Branchenakzeptanz mitwirkten. Ein Beispiel ist die aktuelle Diskussion im FNN um die Einbindung von Kleinstflexibilität, also wie Anlagen in der Niederspannung durch mehrere Akteure gesteuert werden können. Auch im DKE wird der digitale Netzanschluss durch die Normungsgremien diskutiert, um hier einheitliche Standards zu schaffen. Einer der größten Erfolge ist die mittlerweile kooperative und gute Zusammenarbeit zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. Gerade durch C/sells und die SINTEG-Projekte konnte eine klare Rollen- und Prozessdiskussion zwischen den Netzbetreibern auf technischer und fachlicher Ebene geführt werden. Insgesamt trug dies zu einem positiven Klima bei, sodass man mittlerweile miteinander statt übereinander spricht.

Last but not least hat C/sells uns die Möglichkeit gegeben, mit sieben unserer Projekte auf das **regulatorische Umfeld** einzuwirken und auch in diesem dynamischen und adaptiven Umfeld zu lernen. Zu Beginn des Projektes wurde erstmalig eine eigene Verordnung für ein Forschungsprojekt von der Bundesregierung verabschiedet. Wir als TransnetBW konnten nach intensiver Prüfung feststellen, dass alle Vorhaben im heutigen Kontext ohne die SINTEG-Verordnung aufgrund konzeptioneller oder prototypischer Arbeiten umsetzbar waren. Allerdings hat sich gezeigt, dass ein regulatorischer Freiraum wünschenswert wäre, der über eine reine Kompensation der kostenseitigen Benachteiligung hinausgehen muss. Während der Projektlaufzeit ergab sich dann eine signifikante Änderung im Netzausbaubeschleunigungsgesetz zum Redispatch mit EE-Anlagen. Dies stellte die SINTEG-Projekte nach einer zweijährigen Entwicklungsphase vor neue Herausforderungen und ließ uns als Unternehmen beispielsweise den Baukasten Einsatzkonzepte (siehe Kapitel 4) entwickeln.

Diese Ergebnisfelder zeigen, dass C/sells für uns als Unternehmen ein Erfolg war. C/sells hatte nicht nur eine positive Wirkung nach außen auf Politik und die Branche, sondern auch nach innen.

5.5 HANDLUNGSEMPFEHLUNG ZU SINTEG-REALLABORE

Aus SINTEG werden von der Begleitforschung Handlungsempfehlungen erst nach dem Projektende erwartet. Im Rahmen von C/sells wurden mit zehn Institutionen aus dem regulierten Bereich, dem nichtregulierten Bereich und der Wissenschaft auf Basis eines öffentlichen Konsultationsprozesses vier konkrete Handlungsempfehlungen für die Gestaltung von zukünftigen Reallaboren entwickelt. Die SINTEG-Projekte dienten als Werkräume für die zukünftige Integration von erneuerbaren Energien in das Energiesystem der Zukunft. In diesen Werkräumen wurde über den Zeitraum von vier Jahren geplant, geforscht, entwickelt. In lokal verorteten Zellen wurden Musterlösungen für die Energiewende bei technischer und wirtschaftlicher Machbarkeit erprobt und demonstriert. Auf Basis dieser Erfahrungen wurden vier Empfehlungen abgeleitet, die in die Ergebnissynthese der Begleitforschung eingebracht wurden. Im konkreten sind diese vier Empfehlungen an zukünftige Reallaboren zu stellen.



Längerfristig angelegte regulatorische Experimentierräume in Eigenverantwortung für mehr (i) Planungssicherheit, (ii) Qualitätssteigerung und (iii) Adaptivitätserprobung.



Finanzielle Anreize, wie Vergütungstöpfe zur Finanzierung der (i) Vorbereitung eines Reallabors mit einem größeren Forschungsverbund (z. B. Prüfung der Realisierbarkeit bzgl. der Partizipation von Kunden) sowie auch für (ii) der Durchführung eines Reallabores (z. B. angepasste Kostenreizregulierung bzw. auch eine Ko-Finanzierung von F&E-Managementaufgaben für Industrie), wie auch für (iii) Reallabore mit längerfristigen Zeiträumen.



Einfache Prozesse, wie z. B. Genehmigung einer regulatorischen Innovationszone (=Reallabor) im Rahmen der Forschungsantragsstellung. Mit Antragsgenehmigung erfolgt beispielsweise die Zulässigkeit eines solchen Reallabors (z. B. Öffnung des Rechtsrahmens).



Ausweitung von rein digitalen/technologischen Reallaboren auf das **systemische Zusammenwirken vielfältiger Komponenten** (z. B. adaptive Security und Governance-Prinzipien) und deren Nutzer (z. B. Partizipationsmöglichkeit mit Technologien in Marktmechanismen etc.).

Unser heutiges Energieversorgungssystem ist historisch gewachsen, und mit ihm auch seine Regularien sowie Kosten- und Anreizsysteme. Das Gelingen der Energiewende erfordert neben dem Erforschen von Theorien und Methoden besonders deren Erprobung in der Praxis. Reallabore bieten hierfür die ideale „Spielwiese“: Während heutige praktische Umsetzungen von wissenschaftlichen Theorien oder Feldversuche stark durch speziell regulatorische Rahmenbedingungen eingeschränkt sind, schafft der Gesetzgeber hier Möglichkeiten, neue Wege in der Praxis zu erproben. Es bedarf einer zielgerichteten Ausgestaltung der Reallabore, um das systemische Denken, das Zusammenwirken vielfältiger Komponenten und die Integration von Bürgern und Bürgerinnen sowie Netzbetreibern zu ermöglichen.

Im Detail ist die Herleitung und die weitere Begründung der vier Handlungsempfehlungen im Whitepaper der energiewirtschaftlichen Positionen von C/sells unter <https://www.csells.net/de/ergebnisse-c-sells/c-sells-buch> nachzulesen.

5.6 HANDLUNGSEMPFEHLUNG AUS C/SELLS

In Kapitel 5.2 wurden sechs C/sells Synthesfelder mit entsprechenden Empfehlungen an die Politik bereits vorgestellt. Diese sechs Themenfelder bildeten die Grundlage für die energie-wirtschaftlichen Positionen von C/sells, sie sind zugleich Ergebnisdokumentation und Handlungsempfehlung. Auf Basis dieser Empfehlungen wurden vier Leitthesen entwickelt. Diese wurden im Dezember 2020 dem Landesminister Franz Untersteller (Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Baden-Württemberg), den Staatssekretären Andreas Feicht (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) und Jens Deutschdorf (Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen) sowie Ministerialdirigent Dr. Johann Niggel (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie) über-reicht. Die Empfehlungen sowie die sich hieraus entwickelten Leitthesen sind über einen längeren Prozess, unter anderem auch im Rahmen einer öffentlichen Konsultation, erarbeitet worden. Im Konkreten lauten die C/sells Thesen:

1. ZELLEN ALS RÄUME AUTONOMER UND PARTIZIPATIVER GESTALTUNG SCHAFFEN

C/sells entwickelt Beispiele zellulär verbundener, vielfältiger und partizipativer Energieinfrastrukturen für die nahezu vollständige Marktdurchdringung EE und die Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger sowie der Wirtschaft.

- / **Gestaltung von Autonomiezellen vereinfachen** - in einem überschaubaren legislativen Umfeld.

2. FLEXIBILITÄT UND DIGITALISIERUNG ALS ENABLER DER ENERGIEWENDE FÖRDERN, REGELN UND ERPROBEN

C/sells denkt Netz und Markt gemeinsam und erprobt Plattformlösungen für die Flexibilität auf der Verbraucher- wie der Erzeugerseite.

- / **Marktzugang für kleine Anlagen vereinfachen** und neue Handlungsmöglichkeiten eröffnen (z. B. den Energieaustausch in der Nachbarschaft, autonom handelnde Eigenversorger und EE-Gemeinschaften, aber auch die Nutzung im Netzengpassmanagement über eine unbürokratische Teilnahme an den Flex-Plattformen).
- / **Abgaben-, Umlagen- und Entgeltsystematik** so gestalten, dass eine systemisch sinnvolle, interferenzfreie Integration von Flexibilität ermöglicht wird und weder den Netzbetreibern noch den Flexibilitätsbereitstellern Zusatzkosten für einen netzdienlichen Flexibilitätsseinsatz entstehen, sondern vielmehr Anreize für netzdienliches Verhalten geschaffen werden.
- / **Flächendeckende Flexibilitätpotenzial- und Machbarkeitsanalyse** sowie eine weiterführende Roadmap beauftragen.

3. ENERGIEWENDE ALS INDUSTRIE- UND GESELLSCHAFTSPOLITIK BETRACHTEN

C/sells versteht Energiewende als grundlegenden wirtschafts- und gesellschaftspolitischen Wandel mit innovativen und transdisziplinären Kollaborationslösungen im technischen, ökonomischen, aber ebenso im gesellschaftlichen Bereich.

- / **Multi-Channel Kommunikationskampagnen** zur Steigerung des Bewusstseins für die Digitalisierung der Energiewende mit Fokus auf den persönlichen und volkswirtschaftlichen Nutzen. Aufbau von Vertrauen der Bevölkerung in die Digitalisierung im Energiesektor und insbesondere in Datenschutz und Datensicherheit des intelligenten Messsystems.
- / **Einführung von längerfristigen Experimentierräumen in Eigenverantwortung** für Flexibilitätsmechanismen vom Übertragungsnetzbetreiber bis zur Kundenanlage sowie für das systemische Zusammenwirken aller relevanten Komponenten inklusive Regulierungsrahmen, partizipationsfähiger Marktmechanismen, Security und Governance.
- / Umgestaltung und **Vereinfachung** des Systems zur **Förderung von Innovationsprojekten**, inkl. Projektvorbereitungsbudget.

4. MIT VIELFALT UND STANDARDS IN DIE FLÄCHE GEHEN

C/sells zeigt die vielfältigen Lösungsmöglichkeiten für die Umsetzung der Energiewende in der Fläche und die technischen Voraussetzungen für eine massenhafte Implementierung auf.

- / Nach dem Motto „Vielfalt braucht Standards“ sind die **Standardisierung von Schnittstellen** und Prozessen sowie Label für intelligente, nachhaltige Gebäude mit einer standardisierten Smart Grids-Schnittstelle (z. B. „C/sells-Smart Grids-Ready“) zu entwickeln. Hierfür empfehlen wir einen digitalen Netzanschluss zu flexiblen Gebäudezellen zu definieren, der die Regelung der Leistung am Netzanschluss durch den Netzbetreiber ermöglicht und die geschützte Schnittstelle zum autonomen Energiemanagement innerhalb der Gebäude bildet. Dazu notwendige Technologien sowie Interoperabilität und Sicherheit soll durch die Industrie, Verbände und Standardisierungsgremien vorangetrieben werden. Dazu ist eine Investitionsförderung zur Ertüchtigung der elektrischen Infrastruktur der Bestandsgebäude zu empfehlen.
- / Zu den flexiblen Anlagen sind **digitale Schnittstellen zu definieren**, die eine **Regelung ohne Relais** ermöglichen und damit die Gateways zur sicheren Kommunikations- und Regelungskomponente machen.

Abb. 42: C/sells Leitthesen an die Politik

Weitere Informationen hierzu sind dem C/sells-Buches „1,5° Celsius“ zu entnehmen.

5.7 HANDLUNGSEMPFEHLUNG AUS DEN NETZEN

Auf Grundlage der in den vier Arbeitspaketen entwickelten inhaltlichen und individuellen Ergebnisse des Teilprojektes „Organisation intelligenter Netze“ und den daraus gewonnenen Erkenntnissen wurden im Teilprojekt vier für die Zukunft relevante Handlungsfelder für Netzbetreiber konsolidiert. Diese vier Handlungsfelder ermöglichen die verbesserte Integration von erneuerbaren Energieanlagen, um den oben skizzierten Herausforderungen zu begegnen (siehe Abb. 43).

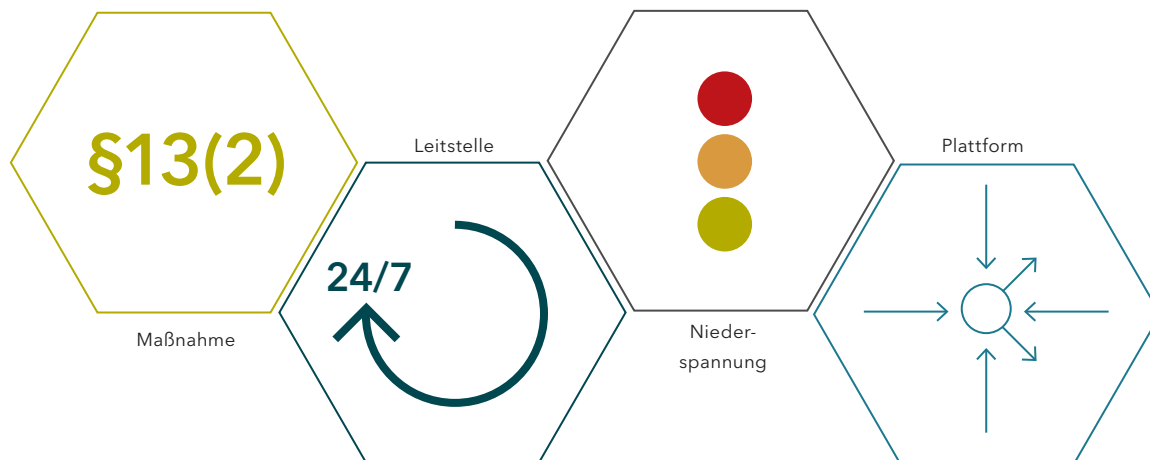


Abb. 43: 4 zukünftige Handlungsmaßnahmen zur Integration EE-Anlagen in einen sicheren Netzbetrieb

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

(2) **Leitstellen-,** Verbundleitwarten- bzw. der Netzbetrieb sind über 24 Stunden an sieben Tagen die Woche bis auf NS-Netz-Ebene zu gewährleisten, damit auch an Feiertagen und Wochenenden eine Notfallmaßnahme gemäß den technischen Richtlinien durchgeführt werden kann und technische Anlagen angebunden und steuerbar sind. Des Weiteren hat dies den Vorteil, dass eine Netzbetreiberkoordination als standardisierter Prozess zur präventiven Behebung von Netzengpässen reibungslos funktioniert, z. B. durch eine Kopplung an DA/RE. Eine prognosebasierte Netzberechnung über alle Netzebenen und Anlagen (sowohl Last als auch Erzeugung) hinweg ist die Basis für eine frühzeitige Erkennung von möglichen Netzproblemen. Durch diese Art der vorausschauenden Netzführung kann eine gelbe bzw. rote Ampelphase vermieden werden.

(3) Im Kontext der **Niederspannung** wurden zwei Handlungsfelder, „technische Einbindung von Anlagen“ und „Betrieb des Niederspannungsnetzes“, identifiziert (1). Im Rahmen der technischen Einbindung von Anlagen in das Energiesystem wurden Konzepte zum digitalen

Netzanschluss in der Niederspannung entwickelt und das Konzept der Koordinierungsfunktion in C/sells diskutiert und bewertet (2). Bezogen auf das 2. Handlungsfeld, Betrieb des Niederspannungsnetzes, wurde die Integration der Elektromobilität und die daraus resultierende hohe Netzbelastung sowie die Einbindung von flexiblen Kleinanlagen (z.B. Wärmeanlagen) mittels Smart Grid- und Smart Market Ansätzen diskutiert. Eine Schlussfolgerung ist die Notwendigkeit der Lastflussberechnung bzw. der Abschätzung an markanten Punkten im Niederspannungsnetz, um eine höhere Kenntnis über das Netz zu erhalten. Hierzu werden für Netzbetreiber Prognosen zum Netzzustand wichtiger. Ein Beispiel für die Umsetzung einer Überwachung und Prognose des Netzzustandes in der Niederspannung wurde in der Netzzelle Schwäbisch Hall realisiert. Mit Hilfe von (Last- und Erzeugungs-)Prognosen wird über einen Prognosehorizont von 36 Stunden der Netzzustand an jedem Netzknoten berechnet. Als Eingangsgrößen für die Prognose dienen hier unter anderem historische Last- und Erzeugungsdaten und die Kraftwerkseinsatzpläne von größeren Anlagen, welche die Fahrweise einer Anlage für den nächsten Tag abbilden. Ein übergeordnetes Konzept zu einem einheitlichen Datenweg zwischen Einsatzplanungsdaten, welche der ÜNB erhält, und dem Verteilnetz wurde nicht erarbeitet, da dies aktuell zumindest für alle NABeG-Anlagen im Rahmen des bundesweiten Projektes Connect+ erarbeitet wird. Erst eine solche 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, in dem der ÜNB die Gesamtsystemverantwortung hat.

(4) Mit der Zunahme von Elektromobilität und Erzeugung im Verteilnetz steigt die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen im eigenem Netzgebiet bzw. das Potenzial an verfügbarer Flexibilität für überlagerte Netzprozesse, um beispielsweise diese dem vorgelagerten Netzbetreiber für Regelleistung oder Redispatch zur Verfügung zu stellen. Mit dem Kohleausstieg und dem Energiewandel muss Redispatch zunehmend auch mit kleineren dezentralen Anlagen vorgenommen werden. Der Markt stellt diese Flexibilität den Netzbetreibern kostenbasiert zur Verfügung. Damit die Transformator- oder Leitungskapazitäten durch die systemstützenden Maßnahmen, z. B. für einen vorgelagerten Netzbetreiber, nicht überlastet werden, sollten alle Netzbetreiber Teil einer Netzbetreiberkoordination sein. Im Rahmen von C/sells wurden insgesamt drei **Plattformen** entwickelt, um Flexibilität dem Netzbetreiber verfügbar zu machen. Plattformen bieten den Vorteil, dass jeder Netzbetreiber unabhängig seiner Größe eigene Grenzwerte und Limitierungen für die eigenen Betriebsmittel festlegen können und damit einer Netzbetreiberkoordination teilnehmen können.

5.8 HANDLUNGSEMPFEHLUNG AUS DER PERSPEKTIVE TRANSNET BW

Im Rahmen der Smart System/Digitalisierungsstrategie bereiten wir uns als Übertragungsnetzbetreiber auf die Herausforderungen der Zukunft vor. Mit C/sells konnten wir vier Jahre Reallabor erleben, mitgestalten und Rückschlüsse auf unsere Aufgaben und die der Branche schließen. Mit unseren 22 eigenen Beiträgen in C/sells, aber auch den Beiträgen unserer Partner im C/sells-Projekt, konnten viele gute und wertvolle Ergebnisse erzielt werden, welche die Energiewende einen Schritt weitergebracht hat. Wir denken jedoch, dass wir es noch besser könnten, wenn uns ein entsprechender Rahmen gegeben wird. Dieser Rahmen ist aktuell Diskussionsgegenstand der Begleitforschung zur Evaluierung des SINTEG-Programmes. Aus der Sicht TransnetBW sind es heute diese drei Handlungsfelder, in denen wir uns von der Politik noch mehr Unterstützung wünschen würden.

1) REGULATORISCHER RAHMEN

Innovative Ansätze benötigen einen innovationsfreundlichen, regulatorischen Rahmen, um in einem digitalisierten und kleinteiligen Energieversorgungssystem als Übertragungsnetzbetreiber weiterhin für die gewohnte Systemsicherheit zu sorgen. Im Rahmen der SDL-Beschaffung werden aus Europa marktorientierte Ansätze gefordert. Hierzu ist es wichtig, dass regulatorische Hemmnisse zur Erschließung netzdienlicher Flexibilität abgebaut werden, um Märkte für SDL überhaupt erst entstehen lassen zu können. Ein Beispiel im Rahmen von C/sells ist die marktbasierende Beschaffung von netzdienlicher Flexibilität mit Hilfe von Plattformen, sowohl lokal für den VNB als auch für den ÜNB. Hier gab es nur wenige Bürger oder Anlagenbetreiber, die mit ihren Anlagen freiwillig am Projekt teilnehmen konnten. Dies lag nicht zuletzt an diversen Hemmnissen im bestehenden regulatorischen Rahmen, beispielsweise der Umlagenbelastung. Innovationen müssen nicht nur politisch gewollt, sondern auch regulatorisch und rechtlich möglich sein.

Vor diesem Hintergrund plädieren wir für eine schnelle und sinnvolle Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens mit Blick auf die Herausforderungen der Zukunft - und nicht zuletzt auch hinsichtlich flexiblere Entwicklungsmöglichkeiten, damit Innovation und regulatorischer Rahmen nicht immer weiter auseinanderdriften.

2) AKTEURE VERNETZEN: NEUE BZW. BESTEHENDE PRODUKTE ENTWICKELN

In C/sells haben wir den Netzbetreiber-Werkzeugkasten mit allen Marktrollen diskutiert und im Rahmen der Systemdienstleistungen und der Steuerung in der Niederspannung erweitert. Die Dezentralisierung und Elektrifizierung der Sektoren stellt die Netzbetreiber vor Herausforderungen bei nahezu allen bislang eher statischen Werkzeugen, die für die Netz- und Systemführung zur Verfügung stehen. Mit dem Wegfall von Großkraftwerken nimmt zudem die Handlungsfähigkeit der Systemführung ab, obwohl die Vielfalt an steuerbaren Anlagen über die Sektoren hinweg zunimmt. Diese Vielfalt benötigt Ordnung und Vernetzung, welche im Kontext „Organisation intelligenter Netze“ erfolgreich begonnen wurde. Das System muss im Ganzen gedacht werden, so dass die vertikale Vernetzung über die Spannungsebenen hinweg bei den Übertragungsnetzbetreibern mit der horizontalen Vernetzung im europäischen Verbundsystem zusammenlaufen. Autonom handelnde Zellen sollen und können einerseits lokal agieren, müssen andererseits jedoch für die Netzbetreiber zur Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität zur Verfügung stehen. In C/sells wurde dies mit digitalen Plattformen und der Einbindung von intelligenter Messinfrastruktur (iMSys) über das Infrastruktur-Informationssystem erreicht. Diese digitalen und neuen netzdienlichen Produkte entstehen aus dem Zusammenwirken von Akteuren.

Neben der rein informationstechnischen Vernetzung empfehlen wir deshalb auch Plattformen zur Vernetzung von Akteuren (z. B. analog zu SINTEG), um mit einem systemischen Ansatz unterschiedlicher Marktrollen die Versorgungs- und Systemsicherheit auch in Zukunft, beispielsweise über eine sichere Ausgestaltung von Reserven, zu gewährleisten.

3) FINANZIELLE ANREIZE UND PROZESSUALE VERBESSERUNGEN

Innovation und Digitalisierung müssen sich bei allen volkswirtschaftlich positiven Aspekten auch für die ausführenden regulierten Unternehmen wirtschaftlich lohnen. Ein wichtiger Aspekt ist hier eine **Beanreizung der aufwandsbasierten Kostenanerkennung**. Im Zusammenhang mit unseren Innovationsprojekten ist stets unser Ziel, die Ergebnisse in die Realität und den operativen Betrieb zu transferieren. Die Umsetzung smarterer Lösungen ist allerdings aktuell für regulierte Unternehmen in einer reinen Logik fünfjähriger Regulierungsperioden eher nachteilig. Hier ist ein Handeln der Politik notwendig, um Anreize so zu setzen, dass eine möglichst effiziente und zeitoptimale Maßnahmenumsetzung belohnt wird. Hiervon würde die Energiewende und damit die Gesellschaft insgesamt profitieren. Innovative Reallabore können hierdurch in die Nachhaltigkeit überführt werden, sodass sie sich auch über deren Bestand hinaus lohnen.

Erfolgreiche Reallabore benötigen zudem bereits in der Planung und Vorbereitung 100% Einsatz der Partner. Gerade der **administrative und zeitliche Aufwand** auf Seiten der Partner ist beträchtlich. Insbesondere bei komplexeren Konsortien oder in kleineren Unternehmen sind diese Vorarbeiten nur mit wesentlichen Mehraufwendungen zu realisieren, die heute in der Regel nicht refinanziert werden können. Hier könnten **dedizierte Fördertöpfe**, die einen erheblich kleineren Umfang benötigen als die eigentlichen Projektfördertöpfe, einen sinnvollen Beitrag leisten.

Eine weitere Herausforderung stellen die komplexen administrativen und förderrechtlichen Regelungen dar. So ist einerseits der Zeitraum bis zur Bewilligung eines Projektes sehr lang, im Falle von C/sells über 1,5 Jahre. So mussten verschiedene Ideen später aufgrund regulatorischer Änderungen wieder verworfen werden. Andererseits entstehen bei der Erstellung von Förderanträgen hohe Aufwände, die der Zuwendung insbesondere bei regulierten Unternehmen entgegengestellt werden müssen, sodass Förderquoten von 30-40% de facto weiter reduziert werden. Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, einerseits die **förderrechtlichen Prozesse zu vereinfachen** und andererseits die finanziellen Anreize so anzupassen, dass eine Beteiligung an einem Innovationsprojekt sich auch in der **Zuwendungshöhe lohnt** – gerne verknüpft mit Messkriterien für den Projekterfolg. C/sells hat gezeigt, dass unsere Motivation, Innovationskraft und Leistungsfähigkeit Garant dafür sind, dass Innovationsprojekte und Reallabore zu hervorragenden Ergebnissen und erfolgreichen Umsetzungen zu führen. Jegliche Mittel, die zu einer weiteren Stärkung dieser Eigenschaften führen, sind gut angelegt.

Abschlussbericht der TransnetBW zum Projekt:

„Konzeptionierung und Umsetzung eines smarten Energiesystems aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers (C/sells@TransnetBW)“

Ansprechpartner:

TransnetBW GmbH

Dr. Rainer Enzenhöfer (Projektleiter)

r.enzenhoefer@transnetbw.de

TransnetBW GmbH

Plamena Ilieva (PMO)

p.ilieva@transnetbw.de

Veröffentlicht: Mai 2021

Förderkennzeichen: 03SIN100

Fördergeber ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).



Diese Veröffentlichung entstand im Rahmen des Förderprogramms SINTEG: „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ im Schaufenster „C/Sells“. Im Zentrum von SINTEG und C/sells stehen die intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch sowie der Einsatz innovativer Netztechnologien und Netzbetriebskonzepte.



TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart
info@transnetbw.de

transnetbw.de