

NO
05
2020

SCIENCE
BRUNCH
www.klimafonds.gv.at

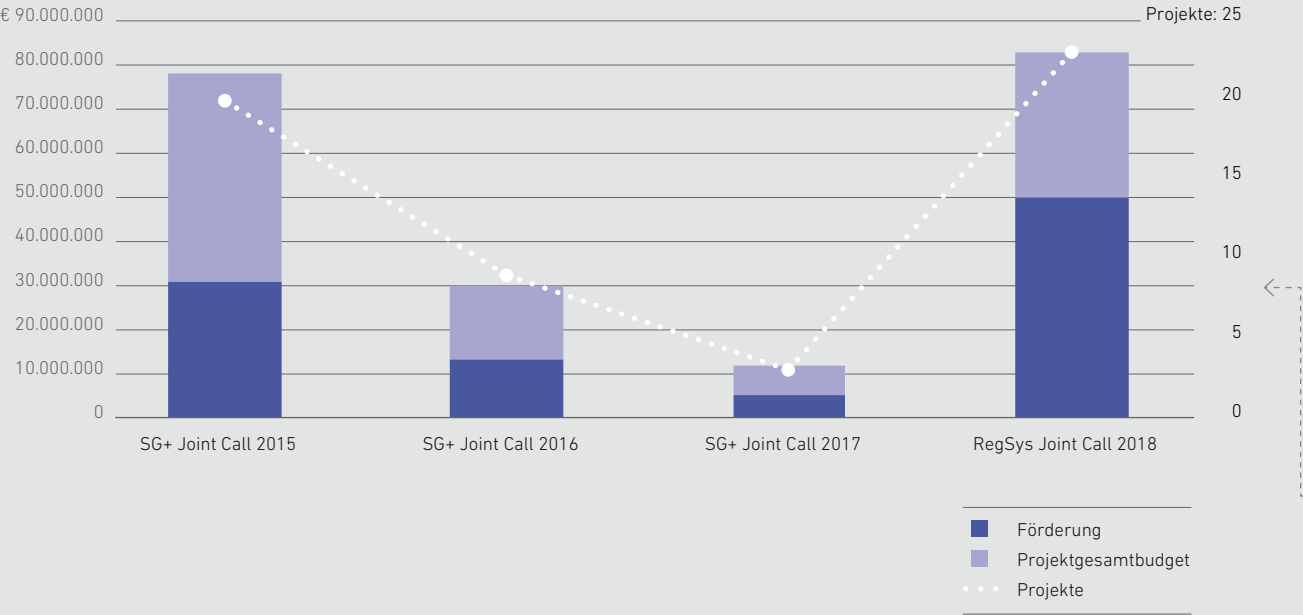


Energienetze von (Über) morgen

Vorwort	Seite 03
ADC Labs: Austrian DC Laboratories	05
Da die in Zukunft zu validierenden DC-Systeme und Komponenten in großen Teilen ebenfalls in Entwicklung sind, werden im Projekt klassische Testmethoden zur Schärfung der Anforderungen an die P-HIL-Infrastruktur herangezogen.	
VOLTAIR: Spezialsensorik und automatische Analyseverfahren zum Aufspüren unsichtbarer Stromnetzdefekte aus der Luft	13
VOLTAIR adressiert die Inspektion von Freileitungen, Transformatoren, Schaltanlagen und Umspannwerken. Die Hebelwirkung liegt im Zusammenspiel von Fluggerät (UAV), speziell abgestimmter Sensorik und den automatischen Auswerte- und Analyseverfahren. Aus den aufgenommenen Daten werden inspektionsrelevante Zustände automatisch detektiert, die dem menschlichen Auge verborgen bleiben.	
CLUE: Concepts, Demonstration and replication for Local User-friendly Energy Communities	21
CLUE erarbeitet Know-how sowie Methoden und Werkzeuge für die Planung, die Überwachung und den Betrieb von Energiegemeinschaften und testet konkrete Umsetzungen in unterschiedlichen Demonstrationen mit Fokus auf Flexibilität und Sektorkopplung vier Ländern.	
LarGo!: Large-Scale Smart Grid Application Roll-Out	27
The LarGo! project enables the mass roll-out of smart grid applications by defining a seamless, safe and secure software deployment process focusing on applications for smart substations and building energy management systems.	
ABS4TSO: Advanced Balancing Services for Transmission System Operators	35
Im Forschungsprojekt ABS4TSO werden anhand eines innovativen Batteriespeichersystems die Möglichkeiten untersucht, wie mit Batteriespeichern und weiteren schnell regelbaren Systemen hochdynamisch auf Frequenzabweichungen reagiert und damit zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit beigetragen werden kann.	
SonnWende+: Effiziente Lösungen für Photovoltaik-Energiemanagement basierend auf Blockchain-Technologie	43
Das Projekt SonnWende+ analysiert Blockchain-Technologie im Kontext erneuerbarer elektrischer Einspeisung und Flexibilität. Ziel ist die Erforschung neuer und effizienter Lösungen für Energiemanagement-Services und Energiehandel.	
Alle geförderten Projekte im Überblick	50

Energienetze von (Über)morgen! Mit innovativen Netzen die Herausforderungen der Zukunft meistern

Geförderte Projekte aus der ERA-NET Smart Energy Systems Initiative



QUELLE:
Klima- und Energiefonds, Stand: Februar 2020



„Klimakrise und Energiewende stellen unser Energienetz vor große Herausforderungen! Um diese bewältigen zu können fördert der Klima- und Energiefonds seit seiner Gründung Forschungs- und Entwicklungsprojekte im Bereich intelligente Netze. Dadurch leisten wir einen wichtigen Beitrag für die Gestaltung des künftigen Energiesystems und ermöglichen klimaverträgliche Energienetze von (Über)morgen.“
THERESIA VOGEL, GESCHÄFTSFÜHRERIN DES KLIMA- UND ENERGIEFONDS

Energie ist aus unserem Alltag nicht mehr wegzudenken, eine sichere Versorgung zu jeder Tageszeit ist für uns selbstverständlich geworden. Jedoch stellen die verstärkte Erzeugung und Einbindung von fluktuierender und erneuerbarer Energie unser Energiesystem vor neuen Herausforderungen.

Besonders Europa steht in diesem Bereich vor großen Herausforderungen. Deshalb unterstützt die Europäische Union mit Horizon 2020 die Forschungsinitiative „ERA-Net Smart Energy Systems“, eine transnationale europäische Programmplattform. Ziel dieser Initiative ist die Förderung der Entwicklung von integrierten regionalen und lokalen Energiesystemen mit einem Anteil von bis zu 100 % erneuerbare Energie.

ERA-Net Smart Energy Systems kann auf eine lange Erfolgsgeschichte von Forschungsaktivitäten und Entwicklungsinitiativen für Smart Grid und Smart Energy aufbauen. Es begann 2009 als ERA-Net Smart Grids, entwickelte sich 2014 zu ERA-Net Smart Grids Plus und 2018 schließlich zu ERA-Net Smart Energy Systems weiter. Im Rahmen dieser Initiativen wurden seit 2010 sechs Ausschreibungen gestartet und ein Gesamtbudget von mehr als 80 Millionen Euro bereitgestellt.

Seit 2015 ist auch Österreich ein Koordinator der „ERA-Net Smart Energy Systems“ Initiative. In diesem Zeitraum konnte Österreich bei 22 von insgesamt 55 geförderten transnationalen Projekten mitwirken und so den internationalen Forschungs- und Wissensaustausch vorantreiben.

Neben seinem internationalen Beitrag setzt der Klima- und Energiefonds auch nationale Impulse und fördert im Energieforschungsprogramm die Entwicklung und Demonstration hochinnovative Energienetze. Seit seiner Gründung im Jahr 2007 konnte der Klima- und Energiefonds mehr als 50 Millionen Euro in Forschungsprojekte in diesem Bereich investieren. Damit unterstützt der Klima- und Energiefonds die Bundesregierung bei ihren ambitionierten Klimazielen und zeigt auf, wie die Energiewende aktiv gestaltet werden kann.

Eine aufschlussreiche Lektüre wünschen Ihnen

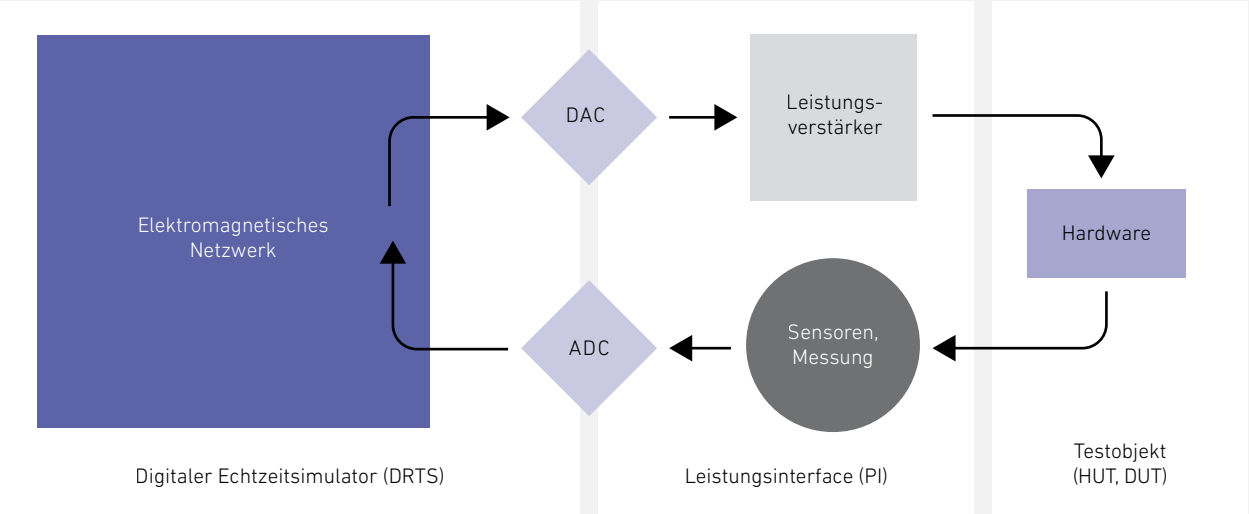
Ihr Klima- und Energiefonds



Projektleitung: JOHANNES STÖCKL
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Prinzipieller Aufbau eines PHIL Simulationssystems

ABBILDUNG 1



ADC Labs

Austrian DC-Laboratories

Einführung

Durch die stetige Zunahme von leistungselektronischen Komponenten und Systemen in den verschiedenen Ebenen des elektrischen Netzes (LV-Niederspannung, MV-Mittelspannung und HV-Hochspannung) werden von Forschung und Industrie vermehrt DC-Netze diskutiert. Neben konkreten existierenden Anwendungen wie HVDC für Übertragungsnetze gibt es auch Bestrebungen in den niedrigeren Spannungsebenen diese Technologien zu verwenden. Dadurch steigt aber auch der Bedarf an neuartigen Testmethoden für diese Systeme.

Da die Methode Power-Hardware-in-the-Loop (P-HIL) im AC-Niederspannungsnetz für Systemtests unter anderem auch durch bereits am AIT durchgeführte Projekte (DG-EV-HIL) einen hohen Reifegrad erreicht hat und auch bereits einfache Netzschnittstellen implementiert wurden bietet sich eine Betrachtung von DC-Netzen mit höherer Komplexität an. Im Rahmen dieses Projektes sollen die Grundlagen für die Entwicklung von Systemtests für komplexe Netzstrukturen mit einer höheren Anzahl an Schnittstellen und Applikationen (real und simuliert) im Niederspannungsnetz geschaffen werden.

Zudem sollen die Erkenntnisse basierend auf LV-Systemtests genutzt werden, um diese Methode in höhere Spannungsebenen (MV und HV) zu transformieren. Der Bedarf dafür ergibt sich aus dem konkreten Forschungsthema, dass vermehrt Technologien betrachtet

werden, die verschiedene Spannungsebenen (MVLV: Solid State Transformer – SST mit DC-Zwischenkreis), Netزابzweige durch Entkopplung der Frequenz oder reine DC-Netze höherer Spannungsebenen (HVMV: HVDCDC Konverter) auf Basis von Leistungshalbleitern miteinander verbinden sollen. Aufgrund der zusätzlich zu betrachtenden Elemente in den Schnittstellen (z.B. Übertragungsfunktionen der Transformatoren und Gleichrichter) im Fall höherer Spannungsebenen stellt dies eine hohe Anforderung an die Überarbeitung der Grundlagen dieser Methode dar.

PHIL Grundlagen

Unabhängig von der vorliegenden Topologie des elektrischen Energienetzes können technische Untersuchungen unterschiedlicher Netzwerke mit verschiedenen Methoden gemacht werden. Hierfür stehen mehrere Ansätze zur Verfügung, wie dies auch in Standardwerken der Elektrotechnik und Regelungstechnik vorzufinden und ausführlich beschrieben ist. Diese erwähnten Ansätze reichen von analytischen Berechnungsmodellen bis hin zu rein numerischen Simulationssystemen. Andere Untersuchungsansätze beschreiben klassische Hardwaretests, wo Einzelkomponenten oder ganze Teilsysteme entweder in einer kontrollierten, reproduzierbaren Laborumgebung oder in experimentellen Feldversuchen integriert werden. In beiden Fällen wird danach getrachtet das Verhalten der Einzelkomponente oder der zu untersuchenden Netzes möglichst genau nachzubilden und

Aufschlüsse über das Gesamtverhalten bilden zu können. Jeder dieser beschriebenen Ansätze – sei es ein analytischer, numerischer, oder experimenteller Ansatz – versucht ein elektrisches Netzwerk mitsamt den enthaltenen Einzelkomponenten System möglichst genau zu emulieren.

Im Zuge dieses Projektes werden neuartige Methoden zur Anwendung gebracht, welche sich von den klassischen, oben erwähnten, Methoden grundlegend unterscheiden. Es handelt sich um hybride Untersuchungsmethoden, welchen alle die Eigenschaft der Echtzeitsimulation zugrunde gelegt ist und welche Elemente der numerischen Simulation und Ansätze der analytischen Analyse mit physikalischen Labortests kombinieren. Sie können gemäß spezifischer Charakteristika von Architektur, Topologie oder Design wie folgt kategorisiert werden:

- Controller Hardware-in-the-Loop (CHIL) Simulation
- Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) Simulation

Diese beiden methodischen Ansätze stellen hochentwickelte Topologien dar und werden in vielen industriellen Anwendungsgebieten sowie im breiten Bereich der angewandten Forschung bereits verwendet. Die grundsätzliche topologische Struktur dieser beiden Methoden ermöglicht es, elektromagnetische Netzwerke in allgemeiner Form in die Simulationsumgebung einzubinden und Untersuchungen sowohl für DC als auch AC Netze, Generatoren oder Teilsysteme durchzuführen. Sowohl die CHIL Simulation als auch die PHIL Simulation sind hybride Methoden, welche insbesondere für Untersuchungen von elektrischen DC Netzwerken geeignet sind. In der Folge werden systematische Unterschiede und bestehende Gemeinsamkeiten ausgearbeitet, sowie spezielle Charakteristika und Anwendungsbereiche detailliert angeführt [1][2].

Die Methode der PHIL Simulation zeichnet sich dadurch aus, dass wohldefinierte Teilsysteme im

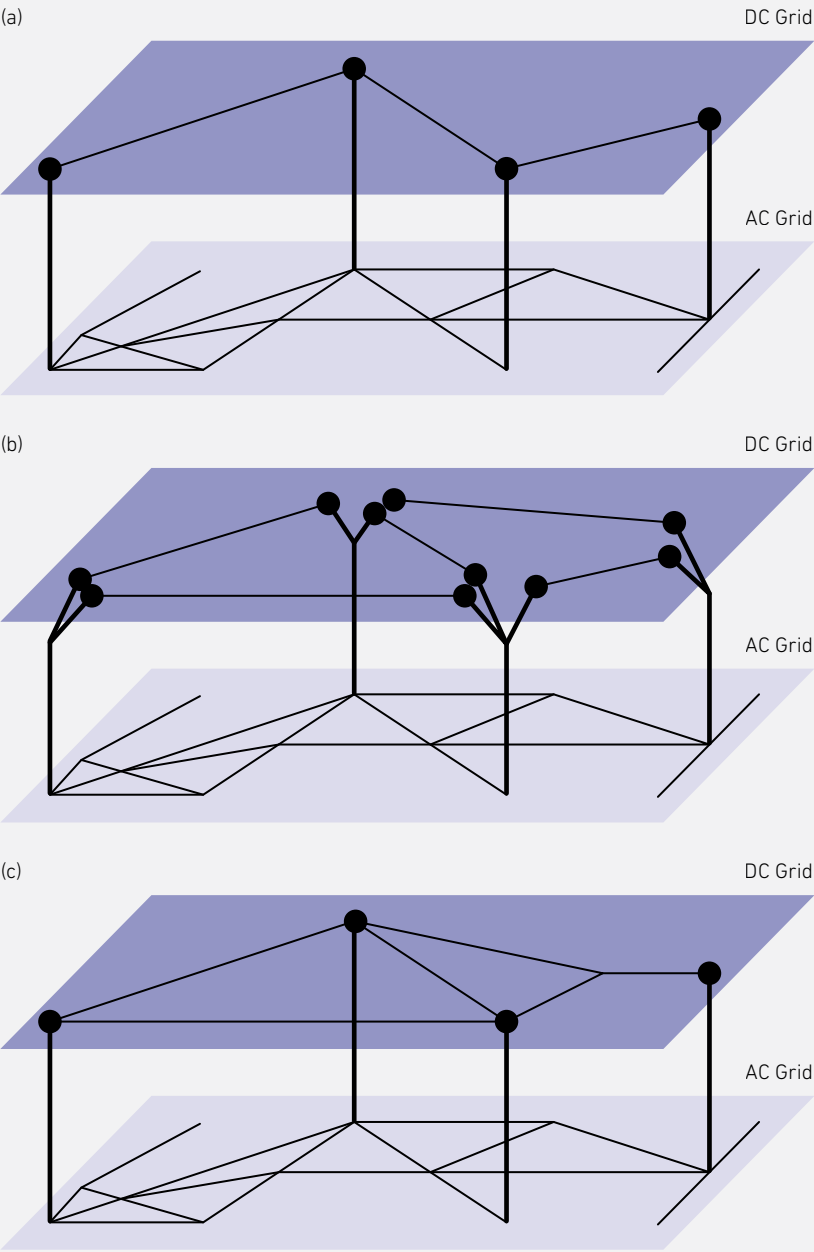
Vergleich zur CHIL Simulation Methode Komponenten mit realer Leistung ausgeführt werden. Im Allgemeinen besteht eine PHIL Simulation aus mehreren Teilsystemen, welche jeweils miteinander mit Hilfe von interaktiven Signalen verbunden sind. In Abbildung 1 ist der prinzipielle Aufbau eines PHIL Simulationssystems abgebildet, wobei lediglich der kausale Signalfluss gezeigt wird und zwischen Signalfluss und Leistungsfluss nicht unterschieden wird. Im Wesentlichen kann ein PHIL System auf drei Teilsysteme reduziert und folgendermaßen definiert und beschrieben werden:

- Softwaresystem: Das Software Teilsystem beinhaltet die Modellierung des gesamten elektrischen Netzwerkes, welches in Echtzeit ausgeführt wird (DRTS). Die wichtigste Aufgabe des Softwaresystems ist, dass die Echtzeitfähigkeit der PHIL Simulation zu jeder Zeit gegeben ist. Dies bedeutet, dass die fixen Schrittzeiten des DRTS stets garantiert werden können. Zusätzlich müssen das eingehende Signal und ausgehende Signal rechtzeitig verarbeitet werden können, um die Neuberechnung des darauffolgenden Zustandes innerhalb der vorgegebenen Schrittzeit zu ermöglichen. Die Verbindung zum Leistungsinterface erfolgt über DAC und ADC Ports, welche wie bei der CHIL Simulation als I/O Module fungieren.
- Leistungsinterface: Dieses eigenständige Teilsystem zeichnet sich durch die Eigenschaften eines bidirektionalen Portals aus, welches das Softwaresystem mit dem Hardwaresystem verbindet. Es existieren verschiedene Architekturen von Leistungsinterfaces, welche immer in Verbindung mit anwendungsorientierten Interface Algorithmen gebracht werden. Die Kernkomponente besteht aus einem oder mehreren Leistungsverstärkern, welcher durch spezifische Bandbreite, AC und DC Betriebsarten, Latenzzeiten, Totzeiten und Anstiegszeiten charakterisiert ist. Das Leistungsinterface beinhaltet sowohl Stell- als auch Rückführgrößen, Sensoren und oftmals auch Konditionierungssysteme wie Signalfilter.



Verschiedene DC Übertragungsnetz-Topologien
(a) Multiterminal_netz mit verschiedenen Knoten
(b) Netz mit unabhängigen Konverter/Verbindungen
(c) Vermaschtes Netz

ABBILDUNG 2



— **Hardwaresystem:** Dieses System kann aus passiven elektrischen Komponenten oder komplexen Teilsystemen zusammengesetzt sein. Es repräsentiert das eigentliche Testobjekt, welches in physischer Hardware existent sein muss und, im Gegensatz zur CHIL Simulation, mit realer Leistung betrieben wird. Das Hardwaresystem ist direkt angebunden an das bidirektionale Leistungsinterface, welches die Signale des Softwaresystems auf das Hardwaresystem transferiert und vice versa.

PHIL für HVDC Netze

Zur Verwendung in Hardware-in-the-Loop (HIL) Versuchen, muss zum einen eine simulierte Umgebung des zu testenden Objekts und das Testobjekt selbst zur Verfügung stehen (PHIL) bzw. ein Computermodell des zu testenden Objekts. Der Zweck von einem HIL-Test ist es das Zusammenwirken verschiedener Komponenten und Systeme zu untersuchen. Dafür sind hinreichend präzise und genaue Modelle der Systeme und Komponenten erforderlich.

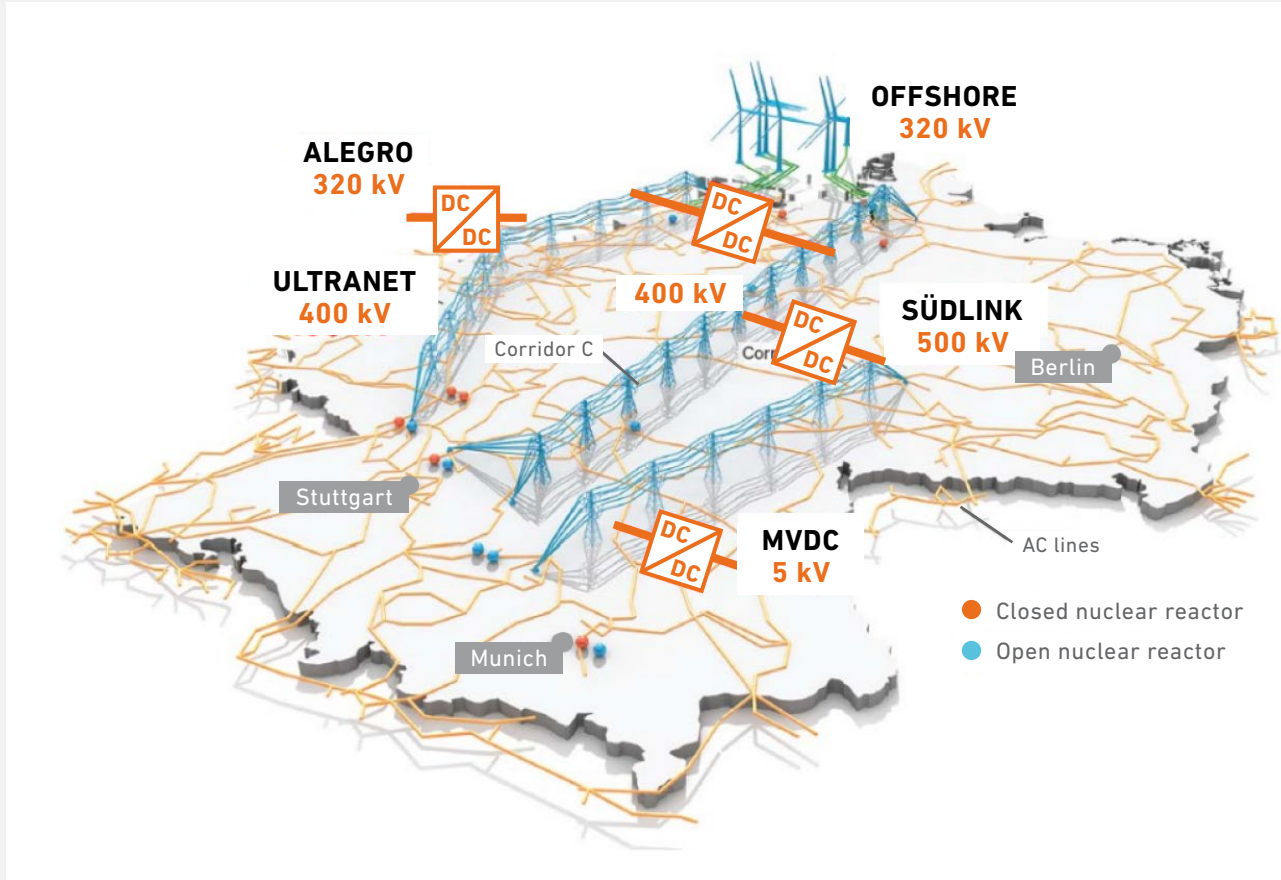
In diesem Bericht wird nicht auf die Methodik der Modellierung von Systemen und Komponenten eingegangen. Dazu existiert eine Vielzahl von Publikationen, die die Präzision und Genauigkeit einzelner Modelle beschreiben. An dieser Stelle sollen übergeordnete Anforderungen, die das Zusammenwirken der einzelnen Modelle betrifft, beschrieben werden. Hierbei ist entscheidend in welchem Frequenz-/Zeitbereich die zu untersuchenden Phänomene liegen.

Zudem wird im Rahmen der Cigré Workinggroup B4.74 im Oktober 2018 eine Anleitung zur Erstellung von Echtzeitsimulationsmodellen veröffentlicht [3]. Unter dem Begriff Gleichspannungsnetz/HVDC-Netz können verschiedene Topologien zusammengefasst werden [4]. **Abbildung 2** zeigt die verschiedenen Topologien. In (a) ist ein DC-Netz wird mehreren Anknüpfungspunkten dargestellt. In (b) sind mehrere Punkt-zu-Punkt Verbindungen gezeigt mit mehreren Konvertern pro Knoten. In (c) ist ein vermaschtes DC-Netz zu sehen. Im Weiteren ist mit DC-Netz die Topologie aus (c) gemeint. Zum Aufbau eines solchen Netzes eignet sich die Voltage-Source-Converter (VSC) Technologie besser als die Line-Commutated-Converter (LCC) Technologie, weil zum einen kein Polaritätswechsel vollzogen werden muss um die Richtung des Leistungsflusses zu ändern und weil die Abhängigkeit vom Wechselspannungsnetz geringer ist (z. B. Kommutierungsfehler bei der LCC-Technik). Die Komponenten zum Aufbau eines DC-Netzes stehen zur Verfügung, jedoch ist noch weitere Arbeit im Bereich der Regelung eines solchen Netzes nötig. Hierzu gibt es verschiedenen Konzepte [5].

Die größte Herausforderung bei der Untersuchung von komplexen Gleichspannungsnetzen ist die Simulation der Regelung inklusive der Leistungskomponenten. Mit der Anzahl an leistungselektronischen Komponenten steigt der Bedarf an Rechenleistung.

Entwurf für ein deutsches Gleichspannungsnetz im Jahr 2030

ABBILDUNG 3



„Power-Hardware-in-the-Loop ist eine vielversprechende Methodik zur Evaluierung von Methoden sowie zum Testen von Systemen in ihrem realen Umfeld ohne der Gefährdung von Infrastruktur oder Beeinträchtigungen der Funktionen. DC Methoden und Technologien erfahren erneut erhöhte Aufmerksamkeit in höheren Spannungsniveaus (Mittel- und Hochspannung). Die Anwendung von PHIL Methoden für solche neuartigen DC Applikationen ist daher der zentrale Projekthalt des ADC Labs Projektes.“ PROJEKTLEITER JOHANNES STÖCKL

Daher werden meist mehrere unterschiedliche Simulationen mit verschiedenen Schwerpunkten durchgeführt. Zur Untersuchung von transienten Vorgängen werden elektromagnetische transiente Programme (EMTP) verwendet. Diese können zwar die Schaltvorgänge und transiente Phänomen sehr realitätsnah abbilden, sind aber auf Grund der verfügbaren Rechenleistung auf wenige Knoten begrenzt. Programme zur Simulation der elektromagnetischen Stabilität erlauben komplexere System zu simulieren, vernachlässigen aber transiente Vorgänge. Diese Programme arbeiten mit Phasoren. Zur Untersuchung von Lastflüssen arbeiten Programme lediglich mit stationären Modellen, wodurch komplexere Systeme simuliert

werden können. Damit kann das prinzipielle Verhalten untersucht werden, jedoch ohne den Einfluss von transienten Vorgängen zu berücksichtigen. Der Schlüssel zur effizienten Ausnutzung der Rechenleistung ist die Vereinfachung des Netzes und der schaltenden Elemente unter Berücksichtigung der Präzision und Genauigkeit der Ergebnisse. Es gibt Bemühungen die Vorteile der einzelnen Simulationen miteinander zu verknüpfen, indem eine Datenverbindung zwischen den einzelnen Simulationsprogrammen hergestellt wird [6]. Von Interesse ist auch die Interaktion von Wechselspannungs- und Gleichspannungsnetz während unterschiedlichen Betriebsfällen und Fehlerszenarien.



Referenzen

[1] M. Steurer, F. Bogdan, W. Ren, M. Sloderbeck, S. Woodruff, "Controller and power hardware-in-loop methods for accelerating renewable energy integration", Proc. of Power Engineering Society General Meeting 2007, Tampa, USA, Jun. 24-28, 2007.

[2] A.J. Roscoe, A Mackay, G.M. Burt, J.R. McDonald, "Architecture of a Network-in-the-Loop Environment for Characterizing AC Power-System Behavior," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 57, no. 4, pp. 1245-1253, Apr. 2010.

[3] Q. Guo, "Guide to Develop Real-Time Simulation Models (RTSM) for HVDC Operational Studies," Cigré, 2016. [Online] Available: <http://b4.cigre.org/WG-Area/B4-74-Guide-to-Develop-Real-Time-Simulation-Models-RTSM-for-HVDC-Operational-Studies>. Accessed on: Aug. 30 2018.

[4] D. van Hertem and M. Ghandhari, "Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 14, no. 9, pp. 3156–3163, 2010.

[5] J. Beerten, Modeling and Control of DC Grids (Modellering en controle van DC netten) (dut). Available: [Uhttps://lirias.kuleuven.be/retrieve/227535DModeling_and_Control_of_DC_Grids_Jef_Beert_en_FINAL.pdf](https://lirias.kuleuven.be/retrieve/227535DModeling_and_Control_of_DC_Grids_Jef_Beert_en_FINAL.pdf) [freely available].

[6] A. A. van der Meer et al., "Combined simulation method for improved performance in grid integration studies including multi-terminal VSC-HVDC," in IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011): 6-8 Sept. 2011, Edinburgh, UK, 2011, p. 113.



Aufgrund der wachsenden Anzahl an DC-Komponenten im elektrischen Energienetz wird davon ausgegangen, dass sich in Zukunft große, vermaschte Gleichspannungsnetze bilden werden. Um verschiedene Gleichspannungsebenen miteinander verbinden zu können, ist die Einbringung von leistungsstarken DC/DC-Konvertern in das Netz unabdinglich.

Sie stellen das Äquivalent zum Transformator im Wechselspannungsnetz dar und erfüllen neben der Spannungstransformation auch andere Aufgaben, wie die Regelung des Leistungsflusses oder die Abkopplung fehlerhafter Bereiche. Abbildung 3 zeigt wie DC/

DC-Wandler zur Kopplung der geplanten HGÜ-Verbindungen in Deutschland eingesetzt werden könnten.

Es ist davon auszugehen, dass es in Zukunft auch in der Mittelspannungsebene zum Einsatz von Gleichspannung kommen wird, um beispielsweise Windfarmen oder Solarparks direkt an leistungsstarke Übertragungsnetzpunkte anzuschließen. Diese Anwendung würde nach DC/DC-Wandlern mit einem sehr hohen Übersetzungsverhältnis bei mittleren Leistungen verlangen, während die Kopplung von HGÜ-Anlagen Konverter mit sehr hoher Leistung, aber nur geringem Übersetzungsverhältnis benötigt.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Die Verwendung von DC Technologien in Mittel- und Hochspannungsnetzen und -systemen ist in vielerlei Hinsicht vielversprechend.
- Solche neuen Methoden und Ansätze Bedarfen einer validen Untersuchung und entsprechender Tests vor ihrem Einsatz im Feld, da hier kritische Infrastruktur betroffen ist.
- PHIL als Simulations-, Emulations- und Validierungsansatz ist für diese Anwendung im besonderen interessant, weil ohne Gefährdung von Infrastruktur Methoden und Systeme in ihrem späteren Einsatzumfeld getestet werden können.

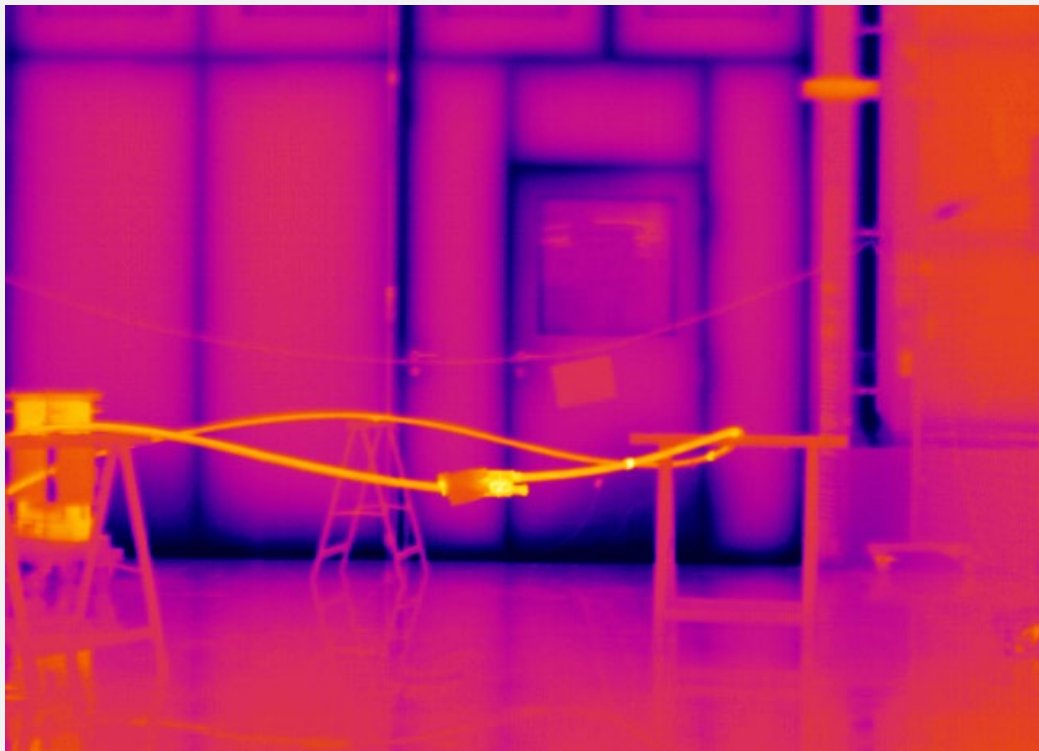




Projektleitung:
JOSEF ALOIS BIRCHBAUER
Siemens Aktiengesellschaft Österreich

Labormessung

ABBILDUNG 1



VOLTAIR

Spezialsensorik und automatische Analyseverfahren zum Aufspüren unsichtbarer Stromnetzdefekte aus der Luft

Ausgangssituation

Um die Ausfallsicherheit von Stromnetzen zu gewährleisten, werden deren Infrastrukturkomponenten wie z.B. Freileitungen in regelmäßigen Abständen inspiziert. Diese periodischen Begehungen und Befliegungen durch geschultes Personal sind mit einem hohen Zeit- und Kostenaufwand verbunden (eine Hubschrauberinspektion kostet z.B. rund 400€/km). Daher etablieren sich zunehmend UAV (Unmanned Aerial Vehicles, „Drohnen“) als Werkzeug in der Inspektion sicherheitsrelevanter Netzinfrastruktur. Durch Befliegungen können zwar mehr Defekte als mit bloßem Auge erkannt werden, aber die Steuerung der Fluggeräte erfolgt auf Sicht und ist damit nur für kleinere Distanzen geeignet. Mit speziellen Ultraviolett- (UV) und Wärmebildkameras (IR) können Defekte wie Koronentladungen und Heißstellen erkannt werden, jedoch fehlt es bisher an der automatischen Bewertung und damit an der Reduktion der anfallenden Daten, der Georeferenzierung und der Integration in die Betriebsprozesse von Netzbetreibern.

Ziele des Projekts

VOLTAIR: „Das Unsichtbare sichtbar machen“

Das Forschungsprojekt VOLTAIR adressiert die Inspektion von Freileitungen, Transformatoren, Schaltanlagen und Umspannwerken sowie zudem die beiden Spannungsebenen Hoch- und Mittelspannung. Die Hebelwirkung von VOLTAIR wird im Zusammenspiel von Fluggerät (UAV), speziell abgestimmter Sensorik und vor allem durch die dahinterliegenden automatischen

Auswerte- und Analyseverfahren deutlich. So sollen aus der Vielfalt der aufgenommenen Daten inspektionsrelevante Zustände effektiv automatisch detektiert und bewertet werden, die dem menschlichen Auge bislang verborgen geblieben sind. Durch automatische Bewertung und Datenreduktion wird eine nahtlose Integration in bestehende Asset-Managementsysteme, rasche Entscheidungswege und lückenlose Dokumentation, d.h. eine optimale Prozess- und Systemintegration, ermöglicht.

Anforderungsprofil und abgeleiteter Prüfkriterienkatalog

Die möglichen Fehlerbilder an Freileitungen sind vielfältig. Um die Komplexität und den Umfang der automatischen Analyse auf ein sinnvoll handhabbares Maß zu reduzieren, wurden die an der Infrastruktur auftretenden Phänomene zunächst gesammelt und gruppiert. Diese schrittweise Herangehensweise erlaubte einerseits die optimale Auswahl und Abstimmung der bildgebenden Sensorik, die schließlich in der Entwicklung eines UAV-getragenen Messsystems gipfelte, andererseits erweiterte es den potenziellen Detektionsumfang verglichen mit einer unmittelbaren Adressierung spezifischer Einzelzustände.

Um die Anforderungsseite zu erfassen, wurde im Rahmen des Projektes ein Workshop mit den Energie- und Verteilnetzbetreibern (TSO/DSO) Austrian Power Grid (APG) und Kärnten Netz GmbH (KNG) durch-

geführt. Beide Betreiber teilten ihre Erfahrungen in den Bereichen UV- und IR-Analyse auch in Verbindung mit unbemannten Flugobjekten. Anhand eines vom Projektteam ausgearbeiteten Defektkataloges wurden von Seiten der TSO Gewichtungen der einzelnen Fehlerarten vorgenommen.

Parallel wurden die dominanten UV- und IR-Phänomene aus Sicht der Hochspannungstechnik auf Basis von orientierten Laborexperimenten erfasst und geclustert und daraus Messvorschriften abgeleitet, was in einem sogenannten Prüfkriterienkatalog mündete. So konnte durch orientierende Labormessungen gezeigt werden, dass sich zahlreiche betriebsrelevante Zustände auf vergleichsweise wenige hochspannungstechnische Phänomene mit einer charakteristischen UV- und IR-Signatur reduzieren lassen.

Schließlich wurde das Anforderungsprofil mit dem Prüfkriterienkatalog abgeglichen, also die Anforderungen auf konkrete Prüfkriterien umgelegt.

Auswahl der Sensorik durch orientierende Labormessungen

Um die Datenverfügbarkeit und Qualität für nachgeschalteten Detektionsaufgaben zu optimieren, ist die Sensorik bestmöglich auf den Anwendungsfall abzustimmen. Basis für die Auswahl und die Beschaffung bildeten die betriebsmitteltechnischen Anforderungen (Eigenschaften der zu erfassenden Infrastruktur und der auftretenden inspektionsrelevanten Phänomene), als auch betriebliche Anforderungen an den späteren Inspektions- bzw. Flugbetrieb. Für VOLTAIR standen mögliche Kamerasysteme bereit bzw. wurden zunächst als Leihgabe für Evaluierungszwecke beschafft und anschließend in einer Laborumgebung getestet.

Als Versuchsobjekte dienten im Labor erzeugte „künstliche“ Defekte, welche primär dazu dienen die Leistungsfähigkeit der Sensorik miteinander zu

vergleichen. Im Bereich der UV-Diagnostik wurde auf etablierte Messanordnungen („Nadel-Platte“ und „Nadel-Luft“) zur Erzeugung von Koronaeffekten zurückgegriffen. Als Testobjekte für IR-Phänomene wurden diverse Lichtemittenten verwendet. Um auf die speziellen dynamischen Umgebungsbedingungen eines Fluges einzugehen, wurden die Sensoren auf einem per Mikrocontroller gesteuerten Schrittmotor gelagert. So wurde eine von Entfernung und Endgeschwindigkeit abhängige Drehbewegung erzeugt, welche den Vorbeiflug des Objektes simulieren sollte. Beide Versuchsreihen haben gezeigt, dass eine Abhängigkeit der Detektionsqualität von der Entfernung zum Objekt und der Geschwindigkeit der Sensorik (in diesem Fall: Rotationsgeschwindigkeit der Kamera) besteht, wobei der Effekt bei den getesteten Infrarotsystemen deutlich stärker ausgeprägt war als es bei dem UV-Kamerasystem der Fall war (Abbildung 1).

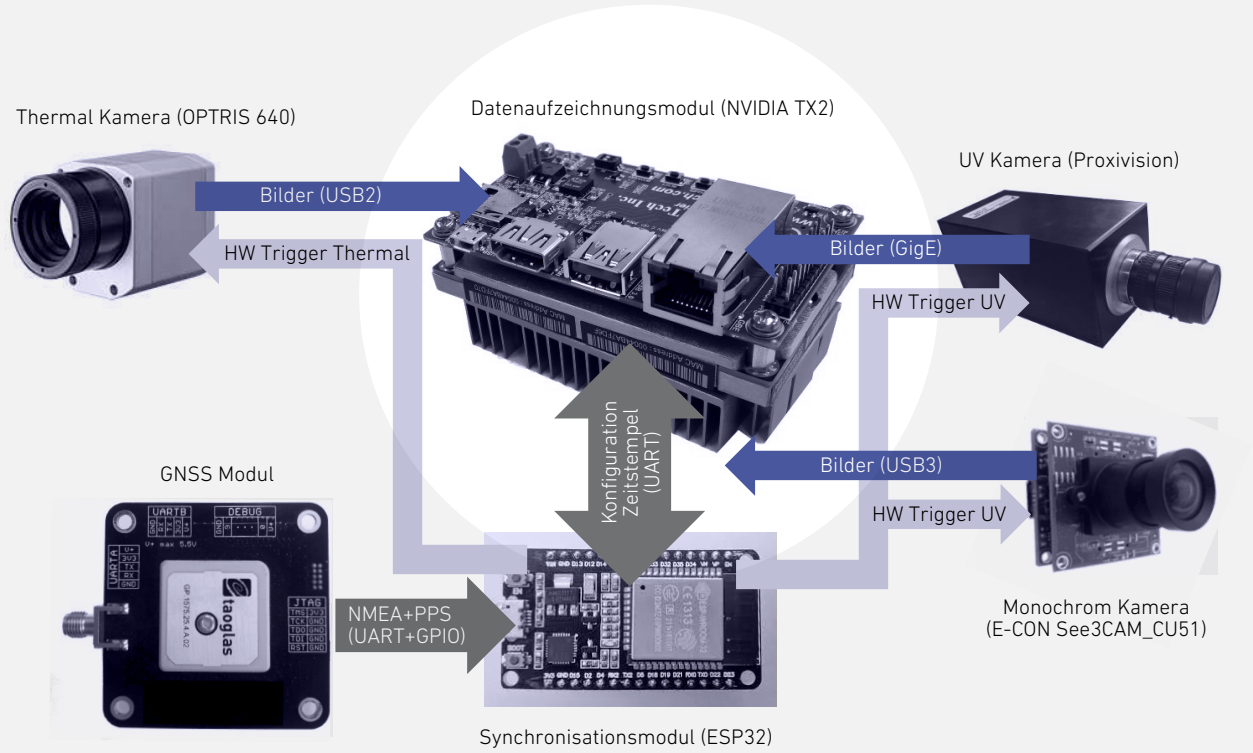
Dies resultierte in folgender Auswahl der Komponenten für die Bestückung des Sensorkopfes: Als Thermalkamera wurde eine OPTRIS PI640 ausgewählt. Für die Erfassung von Korona-Effekten kommt eine Spezialkamera der Firma ProxiVision mit integriertem Bildverstärker zum Einsatz. Diese Kamera ist tageslichttauglich und damit für den Außeneinsatz bei Sonnenlicht gekoppelt mit einem Tageslichtsperrfilter geeignet.

Entwicklung UAV getragenes Messsystem

Der UAV-getragene Messkopf wurde so konzipiert, dass die Betriebsbewilligung in Österreich erlangt werden kann. Da die Anforderungen an das Fluggerät mit steigender Betriebsmasse höher werden, muss auf ein möglichst geringes Gesamtgewicht geachtet werden. Erfahrungsgemäß stehen ca. 20% der Betriebsmasse als effektive Payload zur Verfügung. Da das Eigengewicht der UV- und Thermalkamera bereits insgesamt über 1,2kg liegt wurde auf eine Lösung für die 25-kg-Klasse mit einem maximalen Sensorkopf-Gewicht von 5kg fokussiert.

Sensorkopf Hardwarekonzept

ABBILDUNG 2



Sämtliche für die Datenerfassung erforderlichen Komponenten und Funktionalität wurden im Sensor-kopf integriert. Die einzige verbleibende Schnittstelle zum Fluggerät ist die Stromversorgung. Zentrale Komponente ist das Prozessormodul, das die Datenaufnahme der Kameras steuert und die aufgenommenen Bilddaten mit exakten Zeitstempeln aus dem GNNS Modul verspeichert (Abbildung 2).

Automatische Bildanalyse

Ziel der automatischen Bildanalyse ist es, Auffälligkeiten an der Hoch- und Mittelspannungsinfrastruktur automatisch in den aufgenommen Sensordaten zu detektieren und zu lokalisieren. Letzteres umfasst die präzise Verortung der Einzeldetektionen im 3D-Raum. So sollen aus der Fülle der Rohsensordaten zuverlässig Ortsangaben über inspektionsrelevante Zustände abgeleitet werden.

Bei der UV-Diagnostik wurde eine automatische Verfahrenskette konzipiert und erfolgreich implementiert, um Einzelbilddetektionen von möglichen Koronaentladungen im 3D-Raum zu konsolidieren, also zeitlich und räumlich zu mitteln und somit zu verorten. Die Kamerakalibrierung der UV-Kamera zu anderen Kamerasystem, wie der Monitorkamera im sichtbaren Licht, spielt eine zentrale Rolle, um eine Verortung zu anderen Aufnahmemodalitäten herstellen zu können. Gängige Kalibrieransätze sind auf die UV-Kamera nicht 1:1 anwendbar, da ein übliches Kalibriermuster in der UV-Kamera nicht sichtbar ist. Im Rahmen von VOLTAIR wurde daher ein aktive UV-Kalibrierungshilfe entworfen und gebaut und damit eine Kalibrierung des Sensorkopfes durchgeführt.

Bezüglich IR-Diagnostik erfolgte ein Austausch von möglichen Ansätzen zur Temperaturmessung mit externen Partnern (Hochschule für Technik und Wirtschaft, Dresden und Fraunhofer-Institut für integrierte Schaltungen IIS). Leider weicht die Beschaffenheit von realen Befliegungsdaten signifikant von idealisierten

Laborbedingungen ab bzw. sind zahlreiche Einflussgrößen zu benennen. Für VOLTAIR wurde daher ein Ansatz gewählt, der typische Klemmverbindungen an Freileitungen aus Bilddaten automatisch detektieren kann und deren thermische Textur bereitstellt, sodass gezielt nach Abweichungen gesucht werden kann (Abbildung 3).

Da der Sensorkopf VOLTAIR als eigenständiges Messsystem konzipiert ist, erfolgt die Lokalisierung für „Structure from Motion“, also photogrammetrische Verfahren. Entsprechende Methoden wurden angewandt und für unser Problem adaptiert. Für ein späteres produktives Messsystem können diese durch effizientere, jedoch hardwaretechnisch kostspieligere Verfahren, substituiert werden, wie etwa ein hochgenaues INS (Inertial Navigation System).

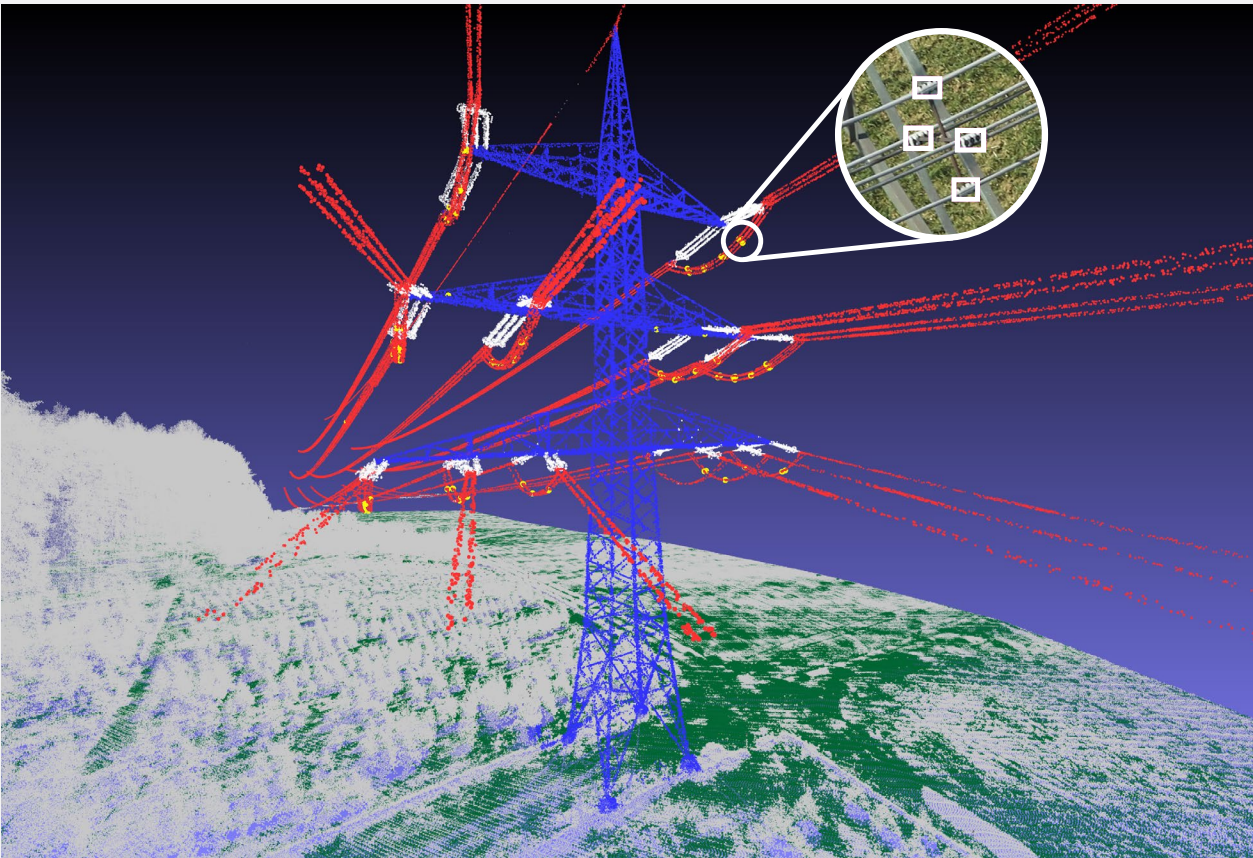
Messkampagnen

Mit dem finalen Messsystem wurden zahlreiche Feldversuche durchgeführt, sowohl in kontrollierten Umgebungen als auch unter realen Einsatzbedingungen. Neben realen Defekten war auch eine realistischere Bewegung der Sensoreinheit im Vergleich zu den ersten orientierenden Messungen Ziel der validierenden Experimente. Für einen späteren Einsatz werden höhere Messgeschwindigkeiten bis 30 km/h angestrebt, um beim Inspektionsbetrieb eine wirtschaftliche Tages-kilometerleistung zu erzielen.

Zu diesem Zweck wurde ein 25 m langes Standard-Seilzugsystem angeschafft und modifiziert und in einem Bereich zwischen zwei Laboren in ca. 3m Höhe montiert. Auf dem Seilzugsystem kann der Sensorkopf an bereitgestellten Defekten vorbeigeführt werden. Je nach Montagerichtung können somit Defekte in bis zu 40 m Entfernung betrachtet werden. Die ursprüngliche Einschränkung dieses Systems war die nominelle Maximalgeschwindigkeit, welche seitens des Herstellers mit 3 m/s angegeben wurde und somit deutlich unter den anvisierten 30 km/h (8,3 m/s) liegt und begrenzt

Automatische Inventarisierung von Klemmverbindungen für die thermische Inspektion

ABBILDUNG 3



„ Mit VOLTAIR konnten wir die automatisierte Inspektion von Stromnetzen ein gutes Stück voranbringen. Mit der automatischen Befundung von Störstellen in UV und IR sind wir dem Stand der Technik voraus, auch Schutzrechte unsererseits sind in Anmeldung. Im Projektkonsortium haben wir uns gut ergänzt: das Domänenwissen der TU Graz und unser Know-how in der automatischen Bildanalyse.“ PROJEKTLEITER JOSEF ALOIS BIRCHBAUER



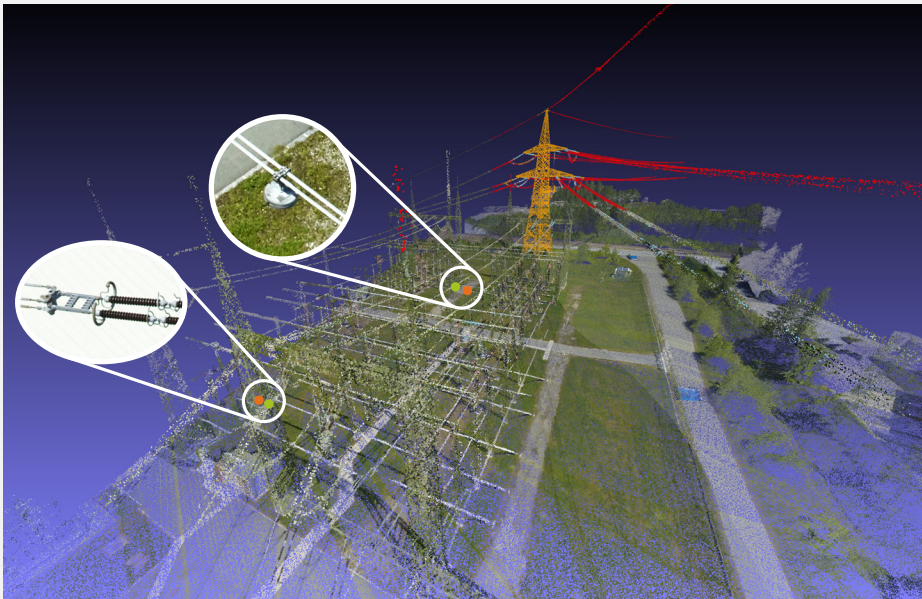
Sensorhead + Flyingfox

ABBILDUNG 4



Automatische Verortung von möglichen UV-Defekten aus Bilddetektionen

ABBILDUNG 5



● wahre Position
● automatische Lokalisierung

wird. Durch direktes Ansteuern des Frequenzumrichters der Antriebseinheit konnte diese Beschränkung umgangen werden und mithilfe eigener Sensorik ausgestattet werden. Dadurch sind auf der 25 m langen Strecke nun Sensorgeschwindigkeiten von bis zu 10 m/s möglich. (Abbildung 4)

Eine möglichst genaue Geo-Lokalisierung von erkannten Problemstellen ist für die Ableitung von Maßnahmen unabdinglich. Es wurden daher eine bekannte UV-Störquelle genau eingemessen und die Lokalisierungsgenauigkeit der automatischen Detektion verglichen. So konnte gezeigt werden, dass die technisch aufwendigere Kalibrierung des UV-Kamerasystems mit einer für VOLTAIR eigens konstruierten aktiven UV-Kalibrierungshilfe signifikant bessere Ergebnisse lieferte als eine einfach Bildtransformation.

Schließlich wurden im Rahmen einer UAV-Befliegung UV-Defekte an einem Umspannwerk Nahe Gleisdorf

detektiert und ebenfalls mit einer Messung vom Boden aus verglichen. Eine weitere UAV-Befliegung ist bis zum Projektende geplant (Abbildung 5).

Zusammenfassung und Ausblick

Die Treffsicherheit der Methoden von VOLTAIR wurde durch eine bedarfsträgerorientierte Problemdefinition und eine „Reduktion auf das Wesentliche“-Rechnung getragen, also nur zu detektieren was auch betrieblich relevant ist und zudem die Detektionsalgorithmen generisch genug zu halten, um unterschiedliche Fehlerbilder mit zwei komplementären Messmodalitäten abdecken zu können. Ein leichtgewichtiges Sensor-setup wurde auf Basis der Anforderungen konzipiert und realisiert sowie in begleitenden Labor- und Feldversuchen inklusive einer UAV-Befliegung erfolgreich erprobt. Neben einer weiteren Befliegung ist die Integration dieser gewonnenen Informationen in Betriebsprozesse für die verbleibende Projektdauer vorgesehen.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- „Das Unsichtbare sichtbar machen“: Von einer sicheren Energieversorgung profitieren wir alle, VOLTAIR bringt für das menschliche Auge versteckte Defekte ans Licht
- „Abheben ohne abgehoben zu sein“: nicht komplexer als notwendig und trotzdem möglichst viel mit zwei komplementären Messansätzen erfassen.
- „Auf den Punkt gebracht“: alle Detektionen werden zur einfacheren Befundung georeferenziert als 3D-Koordinaten generiert.





Projektleitung: MARK STEFAN
AIT Austrian Institute of Technology GmbH



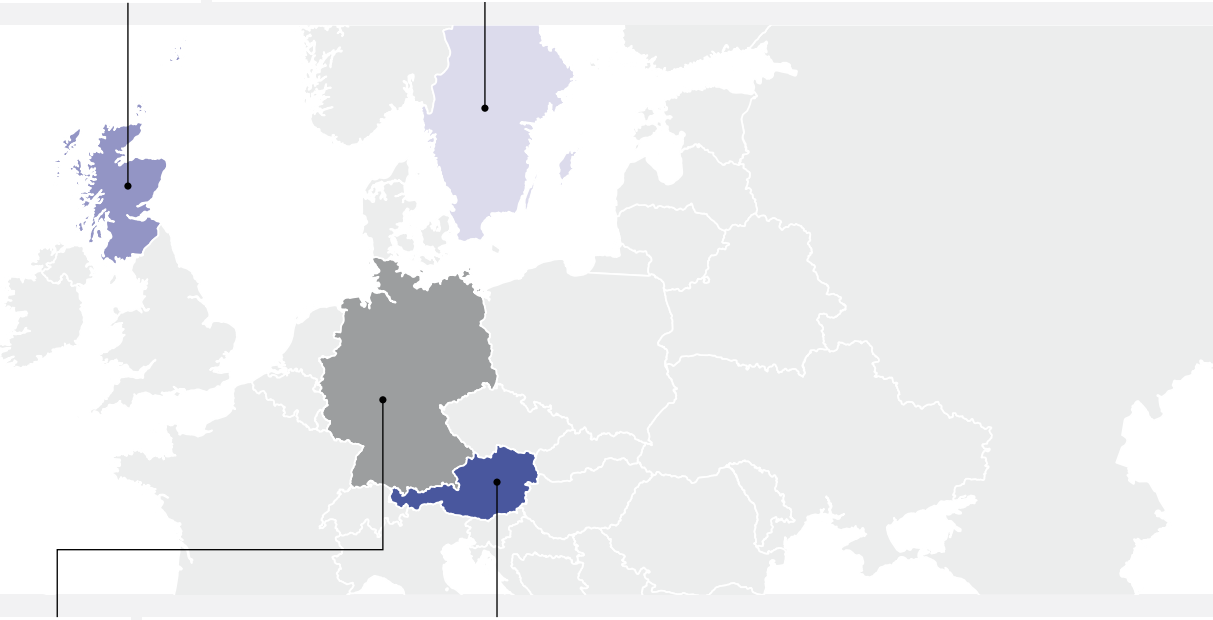
Überblick über die Zusammensetzung des Konsortiums mit Partner aus Industrie, Forschung, Lehre, Netzbetrieb, Energielieferant, etc. aus Österreich, Deutschland, Schweden und Schottland

ABBILDUNG 1



Clue Participating countries

- Austria
- Germany
- Sweden
- Scotland



CLUE

Concepts, Demonstration and replication for Local User-friendly Energy Communities

Einleitung

Das „Clean Energy Package“ der Europäischen Union sieht zwei unterschiedliche Ausprägungen von Energiegemeinschaften vor – die „Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft“ (Artikel 2(16) Renewable Directive - Renewable Energy Community, REC) sowie die „Bürger-Energiegemeinschaft“ (Artikel 2(11) Electricity Directive - Citizen Energy Community, CEC). Beide Formen überschneiden sich in Teilen ihres Konzepts wie zum Beispiel der Notwendigkeit der Gründung einer Rechtsform (z.B. Genossenschaft), dem Ziel der Gemeinnützigkeit (der finanzielle Gewinn ist nicht im Fokus) oder der Bekämpfung der Energiearmut. In beiden Formen soll es möglich sein, Energie bzw. Strom zu erzeugen, zu speichern und zu verbrauchen, wobei für die CEC noch weitere Aktivitäten geplant sind (z.B. Aggregation, Dienstleistungen, etc.). Andererseits weisen die beiden Ausprägungen gravierende Unterschiede auf – in den Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften werden beispielsweise alle Energieformen aus erneuerbaren Quellen miteinbezogen, in der Bürger-Energiegemeinschaft wird lediglich Strom als Energieform in den Anwendungen der Gemeinschaft eingesetzt.

Die konkrete Umsetzung in das nationale Recht fehlt in den meisten europäischen Ländern derzeit noch. Die geplanten Energiegemeinschaften stellen jedenfalls ein wesentliches Element des zukünftigen Energiesystems dar und können die weitere Integration von

erneuerbaren Energieträgern ins bestehende Energiesystem unterstützen und den (Eigen-)Verbrauch auf lokaler bzw. regionaler Ebene optimieren.

CLUE – Ein Überblick

Im internationalen Forschungsprojekt CLUE erforschen Projektpartner aus vier europäischen Ländern (Österreich, Deutschland, Schweden, Schottland) konkrete Umsetzung von Energiegemeinschaften, wobei hier beide zuvor erwähnten Formen Anwendung finden werden und die jeweiligen nationalen Umsetzungen berücksichtigt werden. Das Konsortium setzt sich aus namhaften Unternehmen aus Forschung, Industrie, Lehre, Verteilnetzbetrieb und Energielieferanten bzw. Aggregatoren zusammen. Diese Struktur verleiht dem Projekt ein breites Fachwissen, die Miteinbeziehung verschiedener Stakeholder sowie ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Forschungs- und konkreten Umsetzungsaktivitäten für die spätere Verwertung und Produktentwicklung. Abbildung 1 zeigt einen Überblick über die Projektpartner in den vier Partnerländern.

Um Energiegemeinschaften nachhaltig zu implementieren, müssen die lokalen Stakeholder optimale Strukturen identifizieren und die Bürger von den Vorteilen der Teilnahme überzeugen – dies kann unter anderem durch ökonomische (Klima- und Umweltschutz durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger)

oder finanzielle (reduzierte Energiekosten) Anreize erfolgen. Durch die Berücksichtigung und Optimierung des Einsatzes von lokal oder regional bereits vorhandenen (oder zukünftig geplanten) Ressourcen sowie der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Kühlung sowie Elektromobilität, die Volatilität von erneuerbaren Energiequellen wie Photovoltaik oder Windkraft, die Integration von flexiblen Teilnehmern sowie die lokale Kostenstruktur stellt der Entwurf und der Betrieb von Energiegemeinschaften innerhalb des bestehenden Energiesystems eine enorme Herausforderung dar.

Im Projekt CLUE werden die derzeit noch fehlenden Methoden und Werkzeuge für die Planung, Überwachung und den Betrieb von nachhaltigen Energiegemeinschaften entwickelt und validiert. Die Bedeutung von verschiedenen Flexibilitätstechnologien in Energiegemeinschaften werden anhand mehrerer Demonstrationsgebiete mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen getestet und bewertet. Ein weiterer Aspekt von CLUE ist die Integration der Energiegemeinschaften in das umgebende Energiesystem. Anhand von Key Performance Indikatoren werden die entwickelten Lösungen technisch und wirtschaftlich bewertet – es werden die Bedürfnisse aller Stakeholder innerhalb der Gemeinschaft (z.B. Endkunden, Betreiber der Gemeinschaft, Reststromlieferant, Netzbetreiber) im Projekt ausgearbeitet, die entsprechenden Personen(gruppen) in den Definitions-, Entwicklungs- und Validierungsprozess miteinbezogen und letztendlich bewertet. Die Integration von Energiegemeinschaften in die bestehende bzw. die Anforderungen an die zukünftige Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) wird analysiert und Konzepte zum Zusammenschluss mehrerer Gemeinschaften werden erforscht – **hierbei sollen Lösungen erarbeitet werden, die eine gegenseitige Unterstützung der Gemeinschaften und die Steuerung über einen zentralen Controller ermöglichen.**

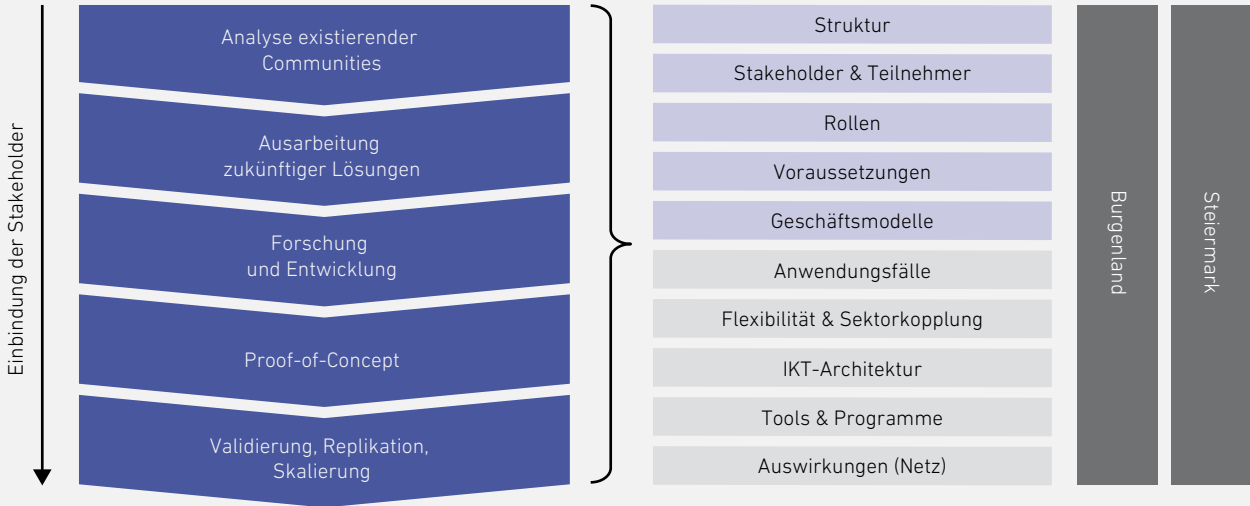
Die Basis für die Entwicklung der Methoden, Algorithmen und Werkzeuge sowie für die konkreten Umsetzungen in den Demonstrationsgebieten wird zu Projektbeginn in einer umfassenden Analyse der geplanten Ausprägungen der Energiegemeinschaften gelegt. In einem ersten Schritt erarbeiten die Projektpartner die Gemeinsamkeiten der nationalen Umsetzungen um die Basis für technische und wirtschaftliche Konzept zu legen. Anschließend werden in den vier nationalen Teilen des Projekts die konkreten Stakeholder der Energiegemeinschaften erarbeitet sowie die Chancen und Hindernisse einer Teilnehme identifiziert. Im Rahmen von nationalen Workshops werden sowohl Geschäftsmodelle der Teilnehmer (z.B. neue Konzepte für reduzierte Netztarife) sowie übergeordnete Geschäftsmodelle für den Endkunden (Beteiligung an der gemeinsamen Produktion, Speicherung und des Verkaufs der lokal erzeugten Energie, Peer-to-Peer Energiehandel innerhalb der Gemeinschaft, etc.) erarbeitet. Parallel dazu werden technischen Anwendungsfälle innerhalb der Energiegemeinschaften identifiziert und konkrete Rahmenbedingungen für die Umsetzung festgelegt. In den unterschiedlichen Demonstrationsregionen werden Teile der Anwendungsfälle – je nach Verfügbarkeit der Ressourcen und im Rahmen eines vertretbaren Aufwands – umgesetzt, im Realbetrieb getestet und die Ergebnisse im Projekt ausgewertet.

Im gesamten Prozess von der Idee über die Konzeption, der Umsetzung sowie der Analyse der Ergebnisse werden die wesentlichen Stakeholder eingebunden – zum einen um die konkreten Bedürfnisse zu identifizieren und in Methoden, Tools und Werkzeugen umzusetzen, zum anderen um die spätere Akzeptanz im Betrieb zu prüfen und ggf. Anpassungen vornehmen zu können.

Letztendlich fließen die Ergebnisse der nationalen Umsetzungen wieder auf internationaler Ebene im Projekt zusammen, wodurch alle Partner auf Basis der

Überblick über den geplanten Projektablauf, die Ziele sowie die Validierung innerhalb der Demonstrationsregionen

ABBILDUNG 2



Erkenntnisse profitieren. Gemeinsame Analysen zur Skalierbarkeit und des Multiplikationspotenzials sowie technische, wirtschaftliche und rechtlich-regulatorische Empfehlungen für zukünftige Umsetzungsvorhaben von Energiegemeinschaften in Europa schließen das Projekt ab.

Der Vorteil dieser Art der Zusammenarbeit besteht darin, dass auf einer gemeinsamen Ebene Anforderungen und Konzepte erarbeitet werden, dessen Umsetzung anschließend in den jeweiligen nationalen Teilen des Projekts erfolgt. Die Ergebnisse fließen letztendlich wieder in das internationale Gesamtkonsortium für finale Analysen ein. Dadurch kann von den Projektpartnern sichergestellt werden, dass die (Umsetzung-) Konzepte sowie die Methoden, Algorithmen und Werkzeuge für jede Art von Energiegemeinschaft innerhalb der von der Europäischen Union festgelegten Rahmenbedingungen genutzt werden können und im Projekt nicht mehrere, voneinander unabhängige und individuell gefertigte Lösungen entstehen.

Abbildung 2 zeigt einen Überblick über den geplanten Projektablauf: Hierbei wird auf bisherigen Konzepten sowie Forschungs- und Umsetzungsaktivitäten im Bereich der Energiegemeinschaften aufgebaut, um zukünftige Lösungen zu erarbeiten. Nachdem die Stakeholder und Teilnehmer, deren Rollen sowie die konkreten Anwendungsfälle und zugehörigen Geschäftsmodelle identifiziert sind, werden die technischen Umsetzungen durchgeführt – hierbei wird unter anderem ein Tool-Set für die Planung, Überwachung sowie den Betrieb von Energiegemeinschaften entwickelt, Algorithmen und Methoden für die Umsetzung in den Demonstrationsregionen in Hinblick auf die gemeinsame Erzeugung, Speicherung und Nutzung der Energie innerhalb der Gemeinschaft, der optimalen Nutzung von Flexibilitäten und der Kopplung verschiedener Sektoren erarbeiten und die IKT-Architektur entsprechend erweitert. Die Umsetzungen werden in unterschiedlichen Demonstrationsregionen getestet, validiert und analysiert. Im letzten Projektschritt wird das Potenzial zur Skalierung und Replika-



„ Mit dem Projekt erforschen wir konkrete Umsetzungen von Energiegemeinschaften in sehr unterschiedlichen Ausprägungen und testen diese in vier Europäischen Ländern. Wir entwickeln technische Lösungen für die Planung, Überwachung und den Betrieb von Gemeinschaften und erarbeiten Geschäftsmodelle für alle beteiligten Parteien. Die internationale Zusammenarbeit ermöglicht einen intensiven Austausch über Ideen, Konzepte und reale Umsetzungen.“ PROJEKTLEITER MARK STEFAN

tion der entwickelten Lösungen sowie die Wirtschaftlichkeit bewertet. Zusätzlich werden die technischen Vorhanden während der gesamten Projektlaufzeit in Hinblick auf die jeweiligen nationalen Umsetzungen der EU-Richtlinie bewertet und letztendlich Empfehlungen für zukünftige Umsetzungen sowie den benötigten rechtlichen und regulatorischen Rahmen im Konsortium ausgearbeitet. Wie in der Abbildung 2 zu sehen ist, werden im gesamten Prozess die Stakeholder eingebunden.

Demonstrationsvorhaben

Im Projekt CLUE sind Demonstrationen in den Ländern Österreich, Deutschland, Schweden und Schottland unter sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Voraussetzungen geplant. Hierbei wird auf den gemeinsam erarbeiteten Geschäftsmodellen, technischen Anwendungsfällen, den beteiligten Stakeholdern und deren Interessen und eventuell neuen Rollen innerhalb der Energiegemeinschaft aufgebaut werden.

In Deutschland liegt der Fokus auf der Planung und Umsetzung eines Niedertemperatur-Fernwärmesystems („Ectogrid“) in einer Energiegemeinschaft Herne (Shamrockpark). Hierbei soll der gesamte Warmwasserbedarf eines Quartiers auf Basis von industrieller Abwärme gedeckt werden.

Die schottische Demonstration plant Umsetzung einer Energiegemeinschaft mit Fokus auf die bestmögliche Nutzung der erzeugten Energie aus Windkraft

und Photovoltaik, dem Einsatz von Wasserstoff, der Integration von Elektromobilität, etc. Weiters ist die Entwicklung einer Plattform zur Steuerung von Flexibilitäten auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite geplant.

In Malmö, Schweden liegt das Hauptaugenmerk im Einsatz von Flexibilitäten und der Reduktion von Leistungsspitzen im Niederspannungsnetz. Hierbei werden unter anderem Smart Charging in Parkgaragen, der optimierte Einsatz von Wärmepumpen und großen Batteriespeichern sowie das Potenzial von Flexibilitäten in Großbaustellen adressiert und in vier Demonstrationsvorhaben umgesetzt und getestet.

In Österreich sind Demonstrationen im Burgenland und in der Steiermark mit unterschiedlichen Voraussetzungen sowie Zielen im Projekt CLUE geplant. Aufgrund der Partnerstruktur sowie der Zusammenarbeit in bereits abgeschlossenen und laufenden Forschungsprojekten, kann umfangreiches Know-How genutzt und auf bereits verfügbare Infrastruktur zurückgegriffen werden.

Im Innovationslabor act4.energy im Südburgenland ist die Umsetzung einer Bürger-Energiegemeinschaft mit einem Schwerpunkt auf Integration der Elektromobilität im Energiesystem sowie einem innovativen Blockchain-basierten Punkte- und Bezahlssystem geplant. Das Demonstrationsgebiet umfasst insgesamt zehn Gemeinden mit einer Vielzahl an Photovoltaik-Anlagen, mehreren Ladesäulen (AC-Charger und DC-



Charger sowie ein PV-Carport) für Elektrofahrzeuge, Gemeinschafts-Batteriespeicher und Prototypen von Blockchain-basierten Umsetzungen zur Automatisierung von Transaktionen. Aufgrund der Demographie und geographischen Gegebenheiten kann bei diesem Demonstrationsgebiet – in Hinblick auf das Replikationspotenzial – von einem für Österreich repräsentativen Ausschnitt ausgegangen werden.

In der Gemeinde Gasen im Almenland, Steiermark liegt der Fokus auf der Umsetzung einer Erneuerbaren-Energiegemeinschaft mit dem Ziel die Zuverlässigkeit bzw. die Versorgungssicherheit zu steigern. Die geographischen Voraussetzungen können innerhalb dieser Region zu einem Mikro-Klima führen, das aufgrund von massiven Niederschlägen zu Naturkatastrophen und Ausfällen in der Energieversorgung führen kann.

Zusätzlich zur Installation eines Gemeinschafts-speichers sowie der Ausrollung von Energie-Management-Systemen sollen neue Tarifmodelle in der Region ausgearbeitet und getestet (unter Einbeziehung der Bewohner) werden.

Die Umsetzungsvorhaben werden durch Simulationen bereits während der ersten Umsetzungen begleitet, um die Auswirkungen auf das übergeordnete Energiesystem frühzeitig abschätzen zu können. Diese Simulationen dienen zusätzlich als Basis für die Bewertung des Skalierungs- und Replikationspotenzials – hier sollen der Einfluss der Zusammensetzung der Teilnehmer sowie die Größe und Anzahl an Energiegemeinschaften in Hinblick auf deren Auswirkung auf die Nieder- und Mittelspannung bewertet werden.

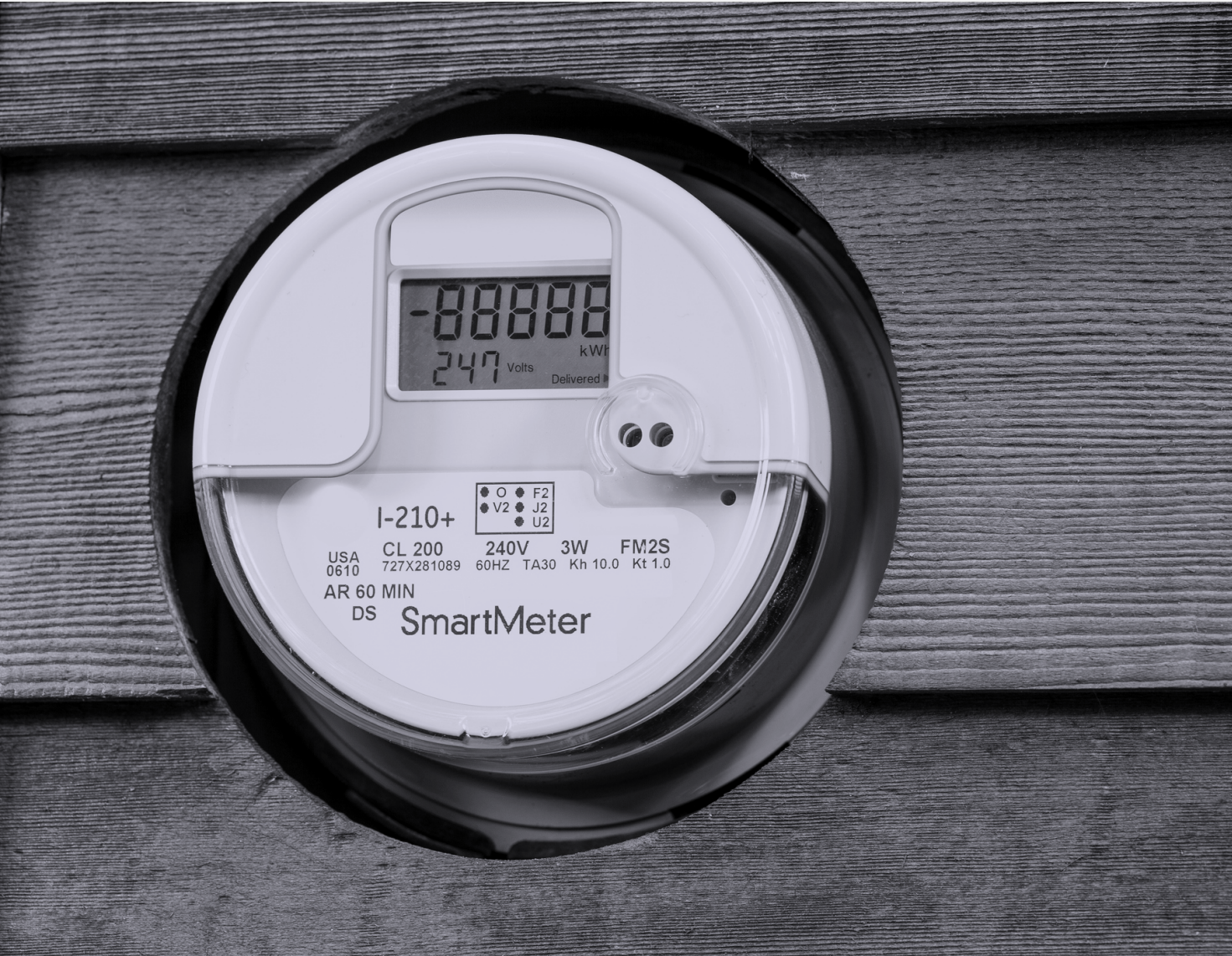
DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Die internationale Zusammenarbeit und die breite Expertise des Projektkonsortiums ermöglicht eine umfassende technische und wirtschaftliche Erforschung von zukünftigen Energiegemeinschaften.
- In unterschiedlichen Ausprägungen von Energiegemeinschaften können die Umsetzungen im Realbetrieb validiert werden.
- Skalierbarkeits- und Replizierbarkeitsanalysen sowie die rechtliche und regulatorische Bewertung neuer Konzepte begründen die Basis für zukünftige Umsetzungen und die Schaffung der notwendigen Rahmenbedingungen.





Project management:
FILIP PRÖSTL-ANDRÉN
AIT Austrian Institute of Technology GmbH



LarGo!

Large-Scale Smart Grid Application Roll-Out

Introduction, Motivation, and Objectives

The ongoing digitalization in the power system domain has resulted in a changing role for Information and Communication Technologies (ICTs) in electric distribution grids. Not only new networking technologies are being deployed, but also software applications that operate on field data or even perform real-time control are required. Consequently, these new systems and their software also need to be maintained and kept up-to-date, which put new requirements on software roll-outs. Electricity distribution networks are a critical infrastructure—failures can result in significant financial and societal cost. Consequently, it is important that software roll-outs do not fail or do so in a graceful way, resulting in minimal impact to the infrastructure. There are a multitude of reasons this could happen. Benign – non-malicious – reasons include human error (e.g., the accidental deployment of incorrect software versions and set-points), system failures, and poor communication network conditions. Conversely, cyber-attacks to critical infrastructures are becoming more prevalent and sophisticated.

LarGo! enables the mass roll-out of smart grid applications by defining a seamless, safe and secure application deployment process for the grid and customer domain. The project poses the hypothesis that ICT maintenance cannot be conducted independently of the runtime operation of a smart grid. For example, on a utility scale, the time required for deployment and ICT maintenance processes overlaps significantly with operational periods

(i.e., these two aspects cannot be readily separated). Furthermore, the exchange of operational data will use the same communication channels as that used for ICT maintenance. Therefore, the critical challenge of stable and resilient system operation is addressed in a setting where communication systems are used for both smart grid run-time operation, including monitoring and control, and ICT maintenance, such as application deployment and remote configuration.

To assess possible large-scale effects of application deployment, system maintenance and operations, the project uses combined emulations and simulations of the required ICT systems and power systems. Furthermore, two testbeds are used to evaluate selected smart grid applications deployment on substation and customer level. The LarGo! project has three main goals:

- To prepare the mass roll-out of smart grid software applications, facilitating energy-related deployment services in the customer domain (energy management, aggregation, flexibility) and renewable integration in the grid domain (monitoring and control, efficiency, hosting capacity increase) for Distribution System Operators (DSO).
- To analyse the technical side-effects of roll-out, updating, patching and operations over common communication infrastructure, using highly accurate, but large-scale, system emulations. Results are verified by Hardware-In-the-Loop experiments.



„ In LarGo! we are showing how an increased digitalization of the power system will also introduce new problems in areas that were previously not considered. In a distribution system where the majority of the substations are digitalized, poorly managed large-scale software roll-outs can lead to critical failures in the power system. We enable large-scale roll-outs with a seamless and secure deployment process that will have a strong impact on the efficiency on future smart grid roll-outs.“ PROJEKTLEITER FILIP PRÖSTL-ANDRÉN

— To support the adoption of smart grid approaches by designing a secure infrastructure and robust applications that enables fail-safe system operation. Based on previously published software applications, LarGo! analyses how they scale-up towards a utility/large-scale deployment and propose improvements to handle future large-scale roll-out scenarios.

The following sections will present the main challenges in reaching these goals and give an overview of the current main results.

Unified Deployment Process

There are several definitions of the term software roll-out or software deployment and its process. In the LarGo! project the following definition of software deployment has been used throughout the activities: software deployment is defined as a process, which organizes and schedules a set of activities in order to make software available for use and to keep it up-to-date and operational. According to this definition, software distribution does not only include the activity of distribution, but also the continuous maintenance of the software and its deinstallation.

In order to enable and prepare the mass roll-out of smart grid applications, a dedicated and enhanced deployment process is needed that can support power system engineers during roll-out of software. The aim is to derive a smart grid rollout process, which not only covers mass rollout, but also dependency management, automated configuration and other relevant functions under consideration of degraded ICT and power system states. In the end, the result should be a seamless, safe and secure deployment process for smart grid applications that should provide answers to the following three main questions:

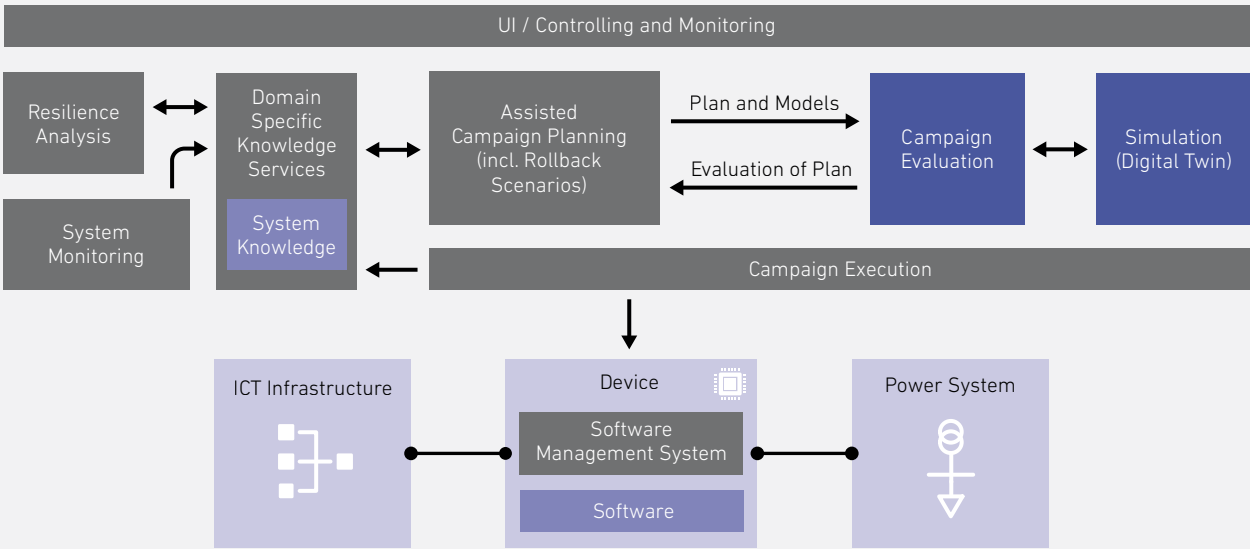
- What software applications should be deployed?
- When should they be deployed?
- How are deployment exceptions handled?

The answers to the first two questions should help the system engineer to create a software roll-out plan or campaign. In case there are problems during the software roll-out, the answer to the third question helps the engineers to take qualified decisions on how to proceed. For example, a roll-back to the previous software version might be the right choice, but in case of a minor exception it might also be better to continue with the roll-out plan.



Knowledge-Based Software Roll-Out Architecture — Using distinct system knowledge an optimal deployment campaign (i.e., schedule) is created, taking multiple factors into account, such as device parameters, power system state, ICT system state, consumer behavior, etc.

FIGURE 1



After an initial requirement identification phase, where DSO and customer requirements were collected, an integrating software deployment process was defined to cover both deployment of customer/building applications (i.e., deployment of software to Building Energy Management Systems (BEMS)) and deployment of software for grid management (i.e., deployment to substation controllers). The integrating software deployment process/architecture is designed to monitor conditions from multiple domains (timing, power domain, business domain, customer domain, weather domain, etc.) to ensure that the deployment of software results in the desired overall system behavior. This incorporates the properties of the controlled domain specific deployment processes. To be enable the power system engineer to create a roll-out plan in a guided/

assisted process, knowledge-based systems provide interfaces to resolve the necessary conditions and requirements. The architecture of the knowledge-based software roll-out process is seen in Figure 1.

The roll-out architecture is used by the operator to plan and execute software deployment campaigns. In a first step, a resilience analysis is made. This is combined with live system monitoring data and system knowledge in knowledge-base. In a second step, this knowledge is used for assisted campaign planning and creation of exception scenarios (e.g., roll-back to previous software). With these initial steps, the roll-out architecture can suggest a plan that makes most sense based on the available knowledge. It is still up to the operator to approve the plan or adjust it if needed.

Once a plan has been confirmed by the operator it can be tested in a campaign evaluation. Due to the multi-domain approach in LarGo! for creating a process for large-scale software roll-outs in the smart grid it focuses not only on one domain but analyses several domains and their interdependencies in order to assess the impact of a software roll-out. Thus, an evaluation of a software deployment plan must also evaluate these different aspects. To handle this, one part of the LarGo! project was the creation of a co-simulation framework. Based on the mosaic software package from OFFIS, the framework allows evaluations in the following specific domains:

- Power grid
- ICT infrastructure
- Household application (BEMS)
- intelligent Secondary Substation application

After the roll-out plan has been evaluated it can be executed by the campaign execution. In LarGo!, the deployment has been investigated for two domains: deployment for substation automation, and deployment for BEMS. Although based on different technologies, the deployment for both domains follow the same approach. A software management is needed on the devices as well as in the backend. During a software deployment the backend downloads the software package to the device software management, which installs and starts the software on the device.

Secure and Resilient System Design

The digitalization of electricity distribution networks to create smart grids is enabling the deployment of new energy services and increasing their resilience. Failures of a service roll-out process for the smart grid, with benign or malicious causes, can result in operational physical consequences. Such consequences can include reduced power quality, voltage safety-limit violations, blackouts, safety-related incidents, and equipment damage. Therefore, the approaches to the large-scale

roll-out of services that are developed in the LarGo! project must be secure and resilient.

To enable a secure and resilient service roll-out process in the smart grid requires a method to identify and analyse the consequences of failure and their root causes. The results from applying such a method can be used to guide the organization of a software roll-out process, such that the identified failures are significantly less likely to occur. In LarGo!, the proposed method for this analysis is based on a novel safety and security co-analysis process, called System Theoretic Process Analysis (STPA). It includes the identification of possible accidents and hazards in the overall system, the identification of hazardous actions and causal factors in subsystems such as control loops, and finally identification of hazardous scenarios such as misuse of the software roll-out process, see Figure 2. The purpose of the STPA method is to enable the identification of the ways that a software roll-out process can fail and the potenzial consequences of that failure. Once an analysis has been made, it is used as an input to the resilience analysis seen in Figure 1 and thus serves the whole roll-out process.

Roll-Out Analysis and Validation—First Results

In LarGo! the roll-out analysis and validation are aimed at testing and validating the roll-out methodologies in different domains and at different levels of details. Four main validation activities are currently ongoing.

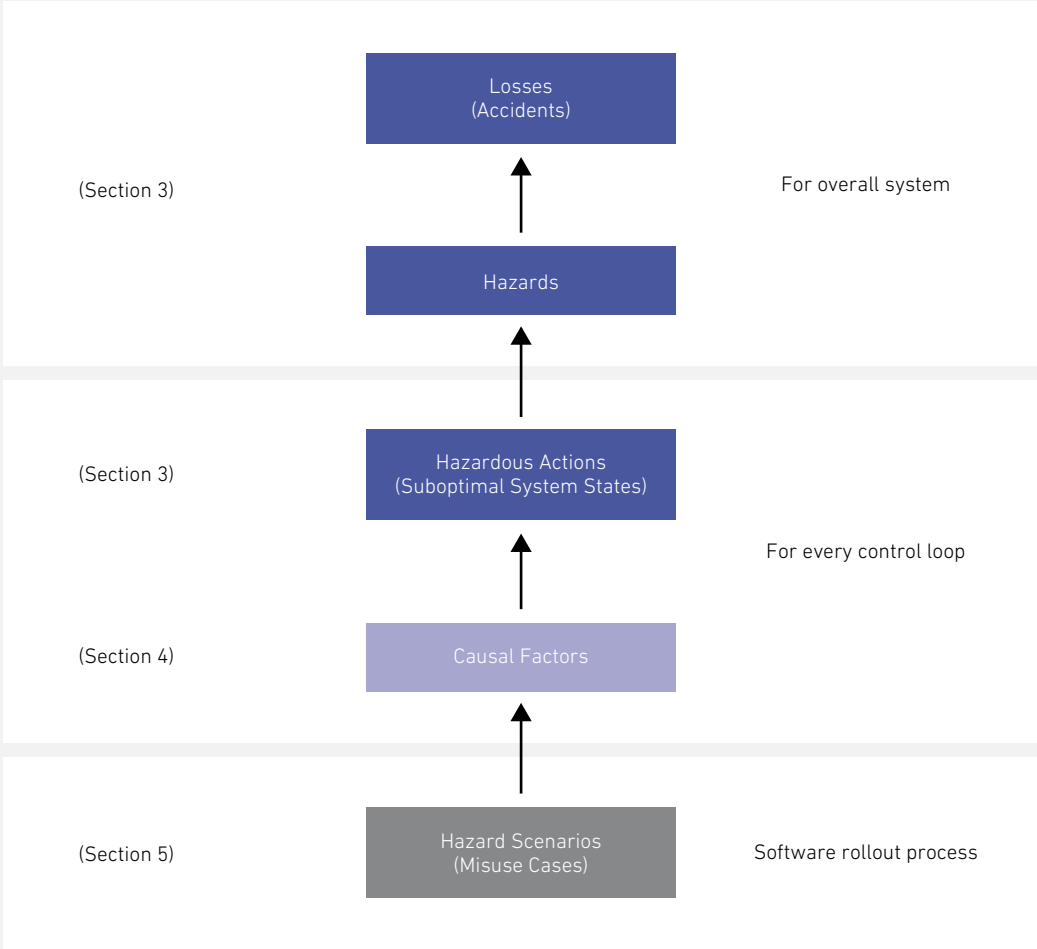
Large-scale application analysis

This task deals with developing the large-scale co-simulation environment that enable analysis of the domains: power grid, ICT, household applications, and substation applications. With the simulation environment it is possible to analyze utility-scale scenarios, studying the mutual influence between components, together with the system consistency and behavior under different sub-optimal grid operation states.



Methodology for identification of security and safety critical points

FIGURE 2



Optimal roll-out schedule for a distribution network, with deployment in six steps

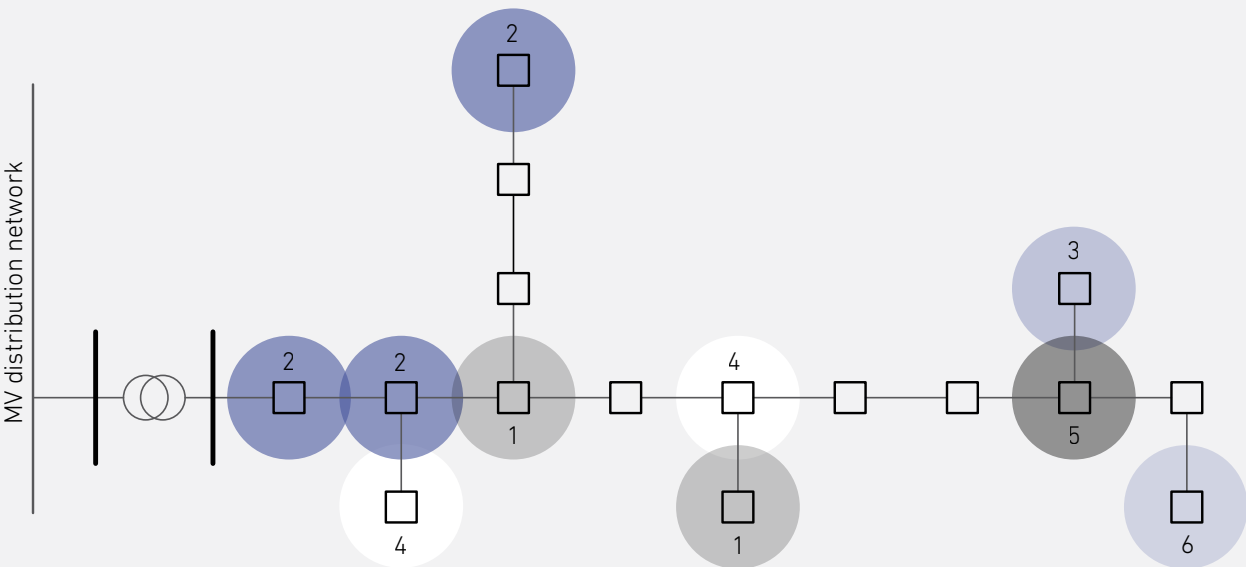


FIGURE 3

Lab-based roll-out and integration tests

The laboratory-based validation and testing is focused on developing a realistic emulation of field situation in the laboratory using CHIL to test the application deployment processes. One early result from this task is shown in Figure 3, where the roll-out schedule for a distribution network is shown. Based on the characteristics of the network the deployment schedule is calculated with the goal to minimize the deployment time under the condition that the disturbances on the grid should be as low as possible in case of deployment failures. For the grid in Figure 3, six deployment steps are needed.

Test-bed roll-out analysis

In the project two field tests are carried out. In the first field test, focus is put on the testing and validation of the customer domain specific application deployment process in the Fellbach testbed in Germany. In the second field test a grid domain test-bed roll-out analysis is made, where measurement system application for a substation is deployed and validated in the smart city Aspern testbed in Vienna.

The four validation and verification tasks described above have the same basic design of experiment. The first step for each validation task is to execute a set of use cases. The use cases are cases where the roll-out of

new software is successful. In a second validation step misuse cases are applied to the validation tasks. These represent cases where the software roll-out is not successful, due to different reasons. By comparing the results of the successful use cases with the results of the misuse cases it is possible to assess the effectiveness of the proposed recovery solutions. At the moment, all test activities are ongoing. The test-beds have mostly been set up and configured and first tests are expected to be executed soon.

Outlook

In the last months of the project tests in the different validation tasks will be executed. From these three types of results are expected. First, the validation of the large-scale scenarios is expected to show that the LarGo! approach can be used to plan, coordinate, and execute software deployment on a utility-scale. Secondly, laboratory-based validations are expected to give further insights into the roll-out architecture and how the different algorithms for secure and resilient system design are performing. This also includes how different solutions for exception handling are performing. Finally, the two field-tests will show that the LarGo! solution is not only valid in simulated and emulated environments, but that they can also work in real environments, interacting with existing field-components.

THREE GOOD REASONS FOR THE PROJECT

- The investigations in LarGo! show how poorly managed ICT and software roll-outs can lead to critical power system failures.
- LarGo! enables the mass roll-out of smart grid applications for grid and energy management by defining a seamless, safe and secure application deployment process.
- The output of LarGo! will have a strong impact on the efficiency of smart grid roll-outs and the adoption potential of new smart grid solutions.





Projektleitung: MICHAELA LEONHARDT
Austrian Power Grid AG

ABS4TSO Batteriespeicher

ABBILDUNG 1



ABS4TSO

Advanced Balancing Services for Transmission System Operators

ABS fürs Stromnetz

... ein hochdynamisches System zum Gelingen der Energiewende. Im Rahmen dieses Forschungsprojektes setzt sich die Austrian Power Grid AG (APG), zusammen mit Projektpartnern, mit innovativen Fragestellungen der Stabilisierung des Stromsystems, Systemsicherheit und Integration von erneuerbaren Energieträgern auseinander. Im Zentrum steht ein Batteriespeichersystem als Versuchsanlage.

Projektstory

Ausbau erneuerbarer Energien

Das europäische Stromnetz ist ein sehr sensibles System, das von vielen Faktoren beeinflusst wird. Der europaweit zunehmende Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromversorgung verändert die Situation in den Übertragungs- und -verteilernetzen fundamental. Das Stromsystem funktioniert jedoch nur, wenn sich Stromverbrauch und -erzeugung jederzeit exakt die Waage halten. Dieses Gleichgewicht drückt sich in der Netzfrequenz aus. Bei einer konstanten Netzfrequenz von 50 Hertz ist die Stromversorgung dauerhaft ausgeglichen, das System also stabil.

Steigende Frequenzabweichungen

Die Übertragungs- und -verteilernetze können selbst praktisch keine Energie speichern. Wichtige Faktoren für die Netzstabilität sind hydraulische und thermische Kraftwerke. Sie wirken nach einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch aufgrund der rotierenden Massen ihrer Generatoren ohne Zeitverzögerung dämpfend auf Frequenzabweichungen.

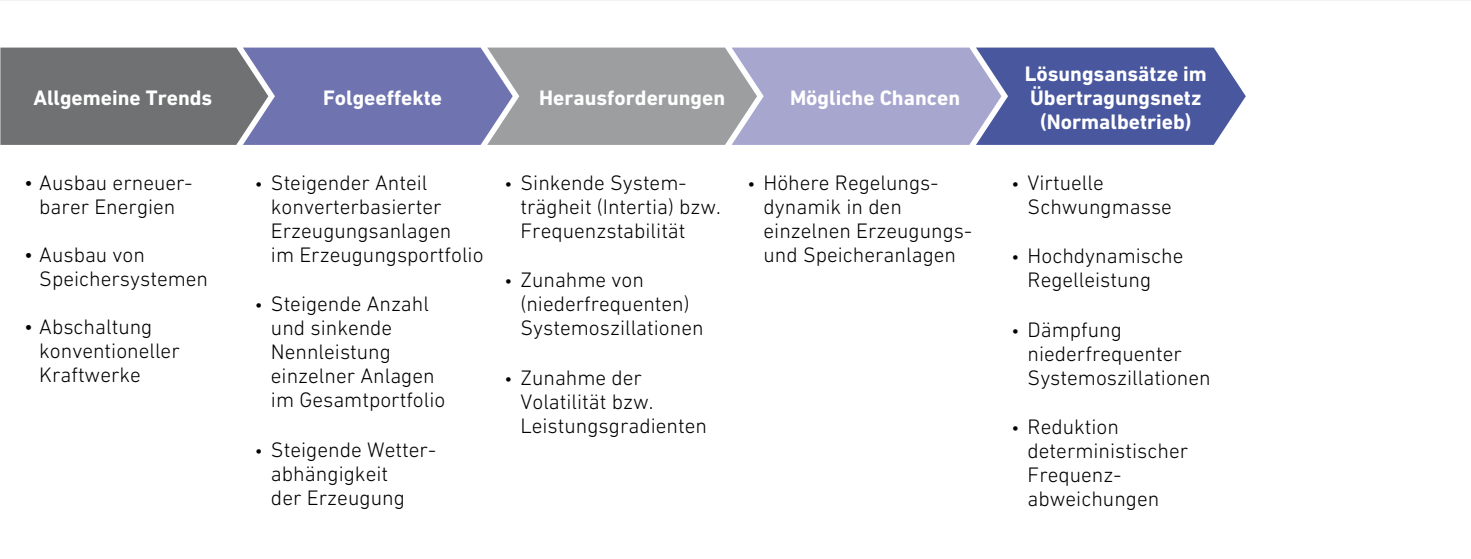
Dies wird als Systemträgheit bezeichnet. Vor allem thermische Kraftwerke gehen aufgrund gesamtenergie-wirtschaftlicher Rahmenbedingungen zunehmend dem System verloren. Erneuerbare Erzeuger wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen hingegen werden in der Regel über Wechselrichter an das Netz angeschlossen, wodurch sie mit den heute gängigen Regelungsverfahren keine eigene natürliche Schwungmasse bereitstellen und damit auch nicht ohne weiteres frequenzstabilisierend auf das System wirken. Dies stellt eine zunehmende Herausforderung für das Stromversorgungssystem dar; das System kommt also immer öfters „ins Schleudern“.

Intelligente Speicher als Lösungsansatz

Durch die voranschreitenden Veränderungen im gesamten Stromsystem ist auch in der Zukunft mit einer Fortsetzung dieser Entwicklungen zu rechnen. Dies wird durch die sinkende Systemträgheit, steigende Volatilität und geographische Konzentration oder Verteilung der Erzeuger verstärkt. Durch geeignete Steuerung schneller Regelleistung ist es jedoch möglich, dem positiv entgegenzuwirken. Schnell regelbare Erzeugungsanlagen und Speichersystemen gewinnen damit zukünftig deutlich an Relevanz.

Mit dem Forschungsprojekt ABS4TSO werden nun Möglichkeiten untersucht, wie mit Hilfe eines innovativen Batteriespeichersystems sehr schnell auf Frequenzabweichungen reagiert werden kann. Die Untersuchungen betreffen den hochdynamischen Bereich und erfordern Reaktionszeiten in wenigen Millisekunden!

ABBILDUNG 2



Systemcharakteristika und relevante Größen im Verteiler-/Übertragungsnetzbetrieb

TABELLE 1

	Verteilernetzbetrieb	Übertragungsnetzbetrieb
Wirkung der Regelung	lokal	ortsunabhängig
Wesentliche Regelgröße	Spannung	Frequenz
Einfluss der Spannungsebene	entscheidend	unwesentlich
Anforderung Leistung/Energie	Energieintensiv	Leistungsintensiv
Zeitbereich	Quasi Stationär (Minuten/Stunden)	Hochdynamisch (Millisekunden/Sekunden)



Ähnlich wie ein ABS-System bei Kraftfahrzeugen wird hier also gleichsam ein „ABS fürs Stromnetz“ entwickelt.

Das Herzstück des Projektes ist ein Batteriespeichersystem mit einer Leistung von 1 MW und einem Energieinhalt von 500 kWh, welches VERBUND bereitstellt. Die Batteriezellentechnik auf Basis von Lithium-Ionen-Batterien ist ein erprobter Standard. Der Wechselrichter dagegen muss für die Untersuchungen im hochdynamischen Bereich ausreichende Vielseitigkeit für die Forschung und eigene Parametrierungsmöglichkeiten bieten, und ist daher eine Sonderanfertigung. Die Versuchsanlage wurde 2019 im APG-Umspannwerk Wien Südost installiert.

Für eine funktionierende Wirtschaft und Gesellschaft
Mit APG sind auch das AIT Austrian Institute of Technology, die TU Wien sowie VERBUND an dem Projekt beteiligt. Das dreijährige Forschungsprojekt wird mit 1,8 Mio Euro aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Energieforschungsprogramms durchgeführt. ABS4TSO ist ein nationales Projekt mit europäischer Bedeutung!

Das Projekt ABS4TSO liefert einen wichtigen Beitrag zu künftigen Erfordernissen eines stabilen und sicheren Übertragungsnetzes. Eine sichere Stromversorgung ist die Voraussetzung für eine funktionierende Wirtschaft und Gesellschaft.

Wissenschaftliche Umsetzung

Projektbedarf

Durch den europaweiten Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten wächst der Bedarf an neuen hochdynamischen Systemservices zur Sicherung der Systemstabilität. Die Bereitstellung solcher Services ist eine Schlüsselkomponente um erneuerbare Energieträger in Österreich und in ganz Europa erfolgreich in das Stromsystem integrieren zu können. Die Fragestellungen und daraus abgeleitete Anforderungen an solche

Systemservices sind grundlegend unterschiedlich zu jenen des Verteilernetzes. (siehe Tabelle) Eine einfache Übertragung von Verteilernetzkonzepten und -ansätzen auf das Übertragungsnetzsystem ist daher nicht möglich. Welche Anforderungen an diese neuen Systemservices zu stellen sind bzw. wie diese zu gestalten sind und vor allem welche technische Grenzen dabei berücksichtigt werden müssen, bedarf einer detaillierten Analyse der zu erwartenden Systemparameter sowie der Möglichkeiten einer faktischen Umsetzung.

Projektziel

Im Rahmen des ABS4TSO-Projektes werden Eigenschaften hochdynamischer Systemdienstleistungen, die zukünftig zur Gewährleistung der Systemstabilität und -sicherheit notwendig sein werden, sowie die Möglichkeiten und Rahmenbedingungen für ihre Erbringung untersucht. Im Fokus der Untersuchungen stehen hochdynamische Services, die sich durch Anwendungen im Bereich der Frequenzstabilisierung durch Bereitstellung von künstlicher Trägheit, Frequenzstabilisierung durch Bereitstellung von Regelleistung, die schneller als Primärregelleistung erbracht wird (Fast Frequency Response und Enhanced Frequency Response Konzepte), Dämpfung von niederfrequenten Systemoszillationen sowie Reduktion von deterministischen Frequenzabweichungen als einzelne Zielfunktionen definieren lassen. Die Aufrechterhaltung dieser Systemeigenschaften, definierte Anwendungen und die Erbringung solcher Services wird mit dem als Referenzanlage installierten Batteriespeichersystem (1 MW/500 kWh Lithium-Ionen) technisch und systemisch umgesetzt und im Feld mit realen Frequenzverläufen und aktuellen Netzereignissen untersucht und analysiert. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf einer technologieneutralen und in der Praxis realisierbaren Gestaltung entsprechender Systemdienstleistungen. Daher werden final die Forschungsergebnisse technologieneutral bewertet und für das Übertragungsnetz hochskaliert.

Die Versuchsanlage wurde 2019 im APG-Umspannwerk Wien Südost installiert, örtlich naheliegend der futuristisch aussehenden APG-Zentrale

ABBILDUNG 3



„Der massive Ausbau von Erneuerbaren bedeutet auch einen Umbau des gesamten Energiesystems, damit dieses auf die Variabilität durch Flexibilität reagieren kann. Ein neuer Kraftwerkspark erfordert neue Netzelemente, welche die selbst-stabilisierenden Eigenschaften des Stromsystems aufrechterhalten können. Analog zum ABS-System bei Kraftfahrzeugen entwickeln daher auch wir mit „ABS fürs Stromnetz“ intelligente Unterstützungssysteme für den sicheren Stromnetzbetrieb, welche zum Gelingen der Energiewende beitragen.“ PROJEKTLITERIN MICHAELA LEONHARDT



Projektziel im Detail

Das Ziel des ABS4TSO-Projektes ist eine fundierte und faktenbasierte Abschätzung zur Bereitstellung hochdynamischer Systemservices zur Frequenzstabilisierung durch insbesondere konverterbasierte erneuerbare Erzeugungsanlagen und Speichersysteme. Drei grundlegende Aspekte werden zu diesem Zweck im Rahmen des Projektes analysiert:

1. **Zukünftiger Bedarf, Potenzial und Systemwirkung von hochdynamischen Systemdienstleistungen:** Als Basis zur Abschätzung bzw. Ableitung des zukünftigen Bedarfs an hochdynamischen Systemdienstleistungen werden Entwicklungsszenarien (z.B. Entwicklung der erneuerbaren Energieträgern sowie künftige Erzeugungszentren) im elektrischen Energieversorgungssystem in Kontinentaleuropa herangezogen. Daraus werden mögliche technische sowie organisatorische Lösungsoptionen zur Deckung des zukünftigen Bedarfs an hochdynamischen Systemservices erhoben und Key Performance Indikatoren als relevante Kennzahlen zur Bewertung des Bedarfs und dem Nutzen einzelner Lösungsoptionen werden untersucht und beschrieben. Zudem wird die Auswirkung der zu entwickelnden Funktionen auf das Gesamtsystem erhoben und analysiert.
2. **Technologieneutrale Spezifikation notwendiger Funktionen und zukünftiger Produktansätze für hochdynamische Systemservices:** Aus den untersuchten Systemdienstleistungen wird eine grundlegende technologieneutrale (Produkt)Spezifikation abgeleitet, die als Basis für die Implementierung zukünftiger Funktionalitäten dient. Dabei werden technische, regulatorische und ökonomische Aspekte beachtet. Wesentliche Rolle für die Umsetzung spielt eine umfassende technische Spezifikation einzelner Funktionen hinsichtlich Parametergestaltung, Messsignale, Systemdynamik etc. Ebenso wichtig sind die Untersuchungen der Interaktion zwischen einzelnen Funktionen, wodurch synergetische

Effekte und mögliche Zielkonflikte zwischen einzelnen Funktionen analysiert und dargestellt werden. Daraus wird eine Anweisung über mögliche Kombinationen und Priorisierung von einzelnen Funktionen entwickelt, die als ein intelligenter und automatisierter Steuerungsmechanismus für den Betrieb des Speichersystems eingesetzt wird. Auf Basis der technischen, ökonomischen und regulatorischen Erkenntnisse werden zukünftige grundlegende Ansätze dargestellt und die Realisierbarkeit der einzelnen Systemdienstleistungen analysiert.

3. **Eignung verschiedener Technologien zur Erbringung der entwickelten Systemdienstleistungen:** Der Funktionsnachweis hochdynamischer Systemdienstleistungen bzw. die technische Umsetzung definierten Funktionen werden anhand umfassender Feldversuche mit einer Referenzanlage evaluiert. Nur Versuche an einem realen System im Feld erlauben eine klare Aussage über die Darstellbarkeit der entwickelten Systemdienstleistungen und sind daher eine wesentliche Kernaktivität des Projektes. Final werden die Möglichkeiten der Erbringung von hochdynamischen Systemservices konzeptionell für unterschiedliche Technologien (z.B. Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Batteriespeicher) untersucht, Anforderungen an und Einschränkungen durch Technologie- und Betriebsmerkmale (z.B. Verfügbarkeit von Primärenergie, Leistung, Speicherkapazität, etc.) analysiert und bewertet. Zu den Kernkomponenten für hochdynamische Systemdienstleistungen gehören auch Anforderungen, die sich an die Frequenzmessungen ergeben bzw. muss untersucht werden, ob die definierten Services mit der derzeit gängigen Frequenzmessung von Erzeugungsanlagen erbracht werden können. Final sind auch Validierungsansätze und Prüfmethode für Laboranalysen sowie Feldmessungen zu erarbeiten um die Nachweisbarkeit der Dienstleistungserbringung sicherzustellen. Dies ist v.a. in Hinblick auf spätere Präqualifizierungsmethoden und Qualifizierungsnachweise relevant.

ABS4TSO Projektgrafik

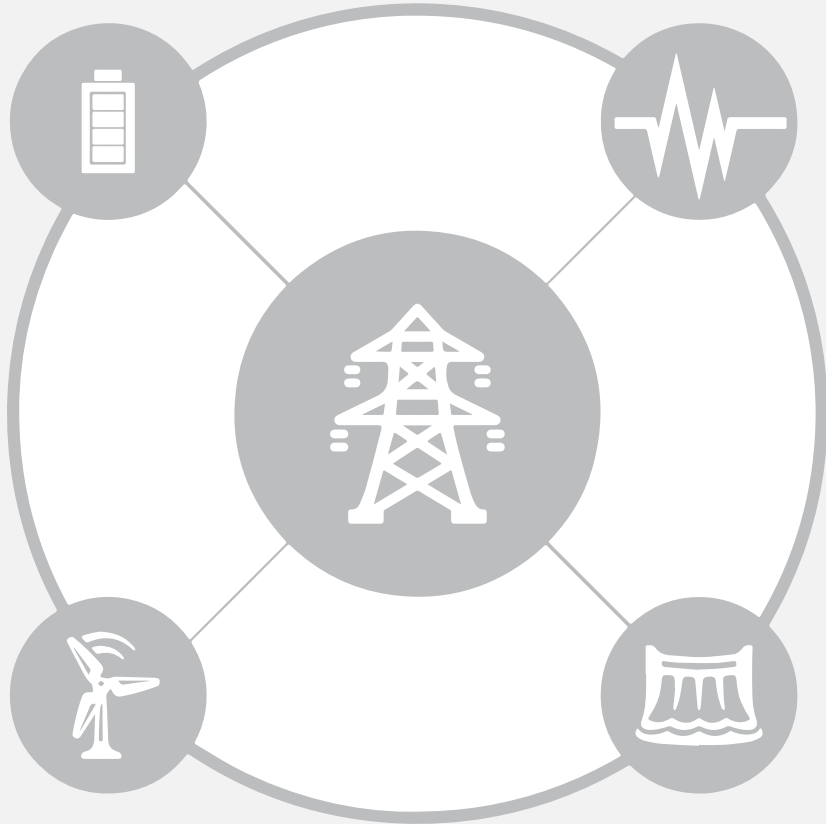


ABBILDUNG 4



Projektergebnisse

Basierend auf den dargestellten Untersuchungen zu den definierten Systemservices werden im Forschungsprojekt ABS4TSO bzw. „ABS fürs Stromnetz“ folgende Projektergebnisse angestrebt:

- Funktionsnachweis hochdynamischer Systemservices für die Frequenzstabilität an einem Referenzsystem im Feld (1 MW/500 kWh Lithium-Ionen Batteriespeichersystem)
- Technologieneutrale Formulierung möglicher künftiger, hochdynamischer Systemservices
- Spezifikation technischer Anforderungen an zukünftige Anlagen und deren Dimensionierung
- Potenziale für zukünftige Marktdienstleistungen
- Systemwirkung der neuen Systemservices und -dienstleistungen bei hochskaliertem Einsatz im Übertragungsnetz
- Konzeptentwicklung für den Test der Funktionalitäten bzw. für ein geeignetes Monitoring der Leistungserbringung im Hinblick auf eine künftige Präqualifikation
- Entwicklung von geeigneten Rahmenbedingungen für die Bereitstellung der untersuchten Systemservices

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Das Projekt ABS4TSO basiert sehr stark auf den unmittelbaren und absehbaren künftigen Erfordernissen eines stabilen und sicheren Übertragungsnetzes.
- Eine sichere Stromversorgung – als Kernthema des Projektes – ist die Basis für eine funktionierende Wirtschaft und Gesellschaft.
- ABS4TSO ist ein nationales Projekt mit europäischer Bedeutung.

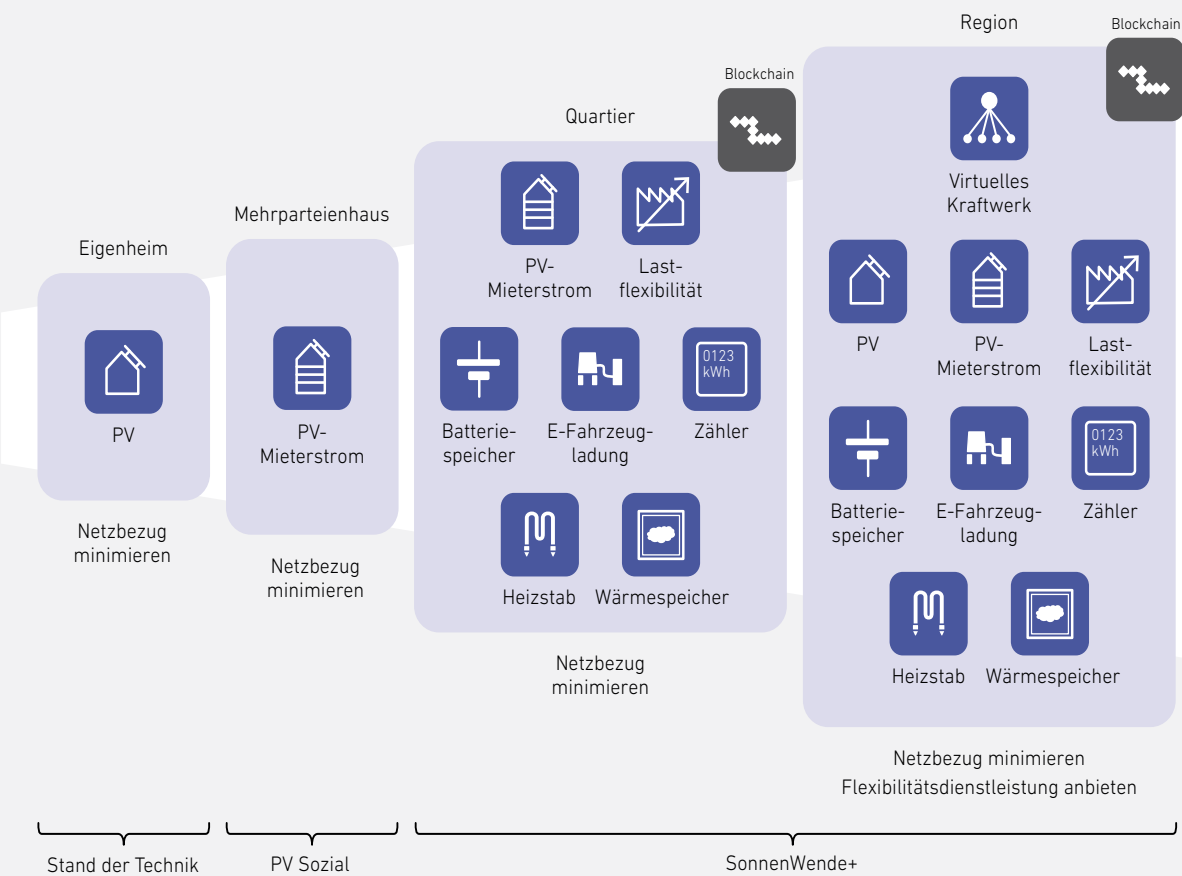




Projektleitung: MARK STEFAN
AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Scope des SonnWende+ Projektes: Reduktion von Netzverbrauch und Bereitstellung von Flexibilitäten in Quartieren und Regionen

ABBILDUNG 1



SonnWende+

Effiziente Lösungen für Photovoltaik-Energiemanagement basierend auf Blockchain-Technologie

Einleitung

Die kontinuierliche Integration erneuerbarer Energiequellen in Verteilungsnetze stellt das technische und wirtschaftliche Energiesystem vor Herausforderungen – insbesondere die Kosten der Technologien für erneuerbare Energien, die Integration der dezentralen Erzeugung und deren Volatilität. Im Rahmen des Forschungsprojekts SonnWende+ wird die Blockchain-Technologie im Energiebereich untersucht, um die zuvor genannten Herausforderungen zu meistern. Darüber hinaus werden im Innovationslabor act4.energy neue Konzepte und Anwendungen in einem realen Umfeld entwickelt und validiert.

Herausforderungen

Eine der zentralen Herausforderungen ist die Bilanzierung relativ geringer Energiemengen, die derzeit mit hohem Aufwand erfasst und abgerechnet werden. Die ohnehin sehr geringe Rentabilität wird durch zusätzlichen Verwaltungsaufwand weiter gemindert. Die Blockchain-Technologie stellt einen neuen Ansatz mit hohem Automatisierungsgrad in einer sicheren Umgebung dar. Durch diesen hohen Automatisierungsgrad insbesondere bei Transaktionen und Abrechnungen kann der Aufwand auf ein Minimum reduziert und damit auch die Kosten deutlich gesenkt werden. Zusätzlich werden Datenschutz – und Cybersecurity-Aspekte bezüglich sensibler Benutzerdaten gewährleistet.

Projektumfang

Innerhalb des Projekts SonnWende+ wurden mehrere konkrete Anwendungsfälle – basierend auf der Blockchain-Technologie – speziell für Stadtteile und Regionen definiert. Einige von ihnen wurden nur auf konzeptioneller Ebene oder auf der Grundlage von Simulationen analysiert, andere wurden im Innovationslabor implementiert und in einer realen Umgebung getestet. Neben den technischen Fragen wurden regulatorische Bedingungen beim Einsatz der Blockchain-Technologie (z. B. für den Energiehandel zwischen Privatkunden) analysiert und Empfehlungen erarbeitet. Stakeholder und Nutzer wurden in Projektworkshops in Entscheidungsprozesse eingebunden, um ihre Ideen, Wahrnehmungen und Erfahrungen zu sammeln, die bei der Entwicklung von Anwendungen und deren Verbesserungen in der Validierungsphase berücksichtigt wurden.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über den Umfang des SonnWende + -Projekts, wobei der Schwerpunkt auf der Integration der Blockchain-Technologie in Stadtteilen und Regionen unter Verwendung vorhandener Technologien (z. B. Photovoltaik in Wohn- und Mehrfamilienhäusern, Ladestationen für Elektrofahrzeuge) und Methoden liegt (z.B. Optimierung/ Minimierung des Netzverbrauchs).

Innovationslabor act4.energy

Das Innovationslabor bietet eine reale Umgebung zum Testen der Blockchain-Lösungen und besteht aus einem virtuellen Kraftwerk mit einem Speichercluster, Photovoltaiksystemen, E-Mobility Infrastruktur und flexiblen Lasten. Neben der elektrischen Seite war eine Kopplung an den Wärme- und Mobilitätssektor über öffentliche und private Ladestationen für Elektrofahrzeuge geplant. In diesem Zusammenhang werden verschiedene Anwendungen auf Basis der Blockchain-Technologie möglich, wie zum Beispiel Nutzenschemata für den Energieträger umfassende lokal erzeugte Energie, internes Pooling des virtuellen Kraftwerks und dynamische Nutzung von Photovoltaikanlagen durch mehrere Mieter.

Blockchain-Technologie und ihr Potenzial

Die Blockchain-Technologie wurde 2008 eingeführt und diente als Technologiebasis für Bitcoin [1]. In den ersten Jahren war es nur Technologie-Insidern bekannt, die bereits ihr Potenzial erkannt hatten. Bei der Einführung von Ethereum [2] als neue Blockchain-Plattform war absehbar, dass diese Technologie wesentliche Änderungen im bestehenden Finanzsystem [3] sowie in verschiedenen wirtschaftlichen und organisatorischen Strukturen [4] bewirken wird.

Im Vergleich zu bestehenden Technologien und Methoden bietet die Blockchain Mechanismen für die automatisierte, sofortige und sichere Erfassung von empfangener und gelieferter Energie zwischen Haushalten, ohne dass zusätzliche Interaktionen oder Schnittstellen erforderlich sind, was ein hohes Potenzial für eine effiziente und dezentrale Gestaltung des Energiemarkts bietet [5].

SonnWende+ Use Cases

Abbildung 2 zeigt die Anwendungsfälle des Projekts und deren technische Klassifizierung. Beispielsweise wird das Energiekonto sowohl für die PV-Erzeugung als auch für die Power-to-Heat-Domäne implementiert.

Einige der Anwendungsfälle wurden im Innovationslabor implementiert (Transparenz für Crowd-Invest und Energiekonto, beide im Bereich Photovoltaik, kontaktloses automatisches Laden von E-Fahrzeugen). Die Optimierung in Energiegemeinschaften wurde auf konzeptioneller Ebene mit mehreren Szenarien in Simulationen analysiert. In den folgenden Abschnitten werden die verwendeten Fälle erläutert.

Transparenz für Crowd-Invest

Der erste Anwendungsfall deckt ein Investitionsmodell für Anlagen (zB. Photovoltaikkraftwerk, Wärmepumpe) durch Crowd-Invest ab. Hausbesitzer stellen ihre Dachfläche zur Verfügung, Investoren stellen Geld für den Kauf und die Installation neuer Anlagen zur Verfügung. Durch den Betrieb der über Crowd-Invest finanzierten Anlage werden die Energiekosten des Haushalts reduziert. Der Haushalt kann nun über Einsparungen aus Eigenverbrauch und Netzeinspeisung die Anlage abzahlen. Nach vollständiger Rückzahlung geht die Anlage in das Eigentum des Hausbesitzers über. Die Blockchain wird verwendet, um Investoren und Hausbesitzern einen genauen Stand der getätigten Rückzahlungen und offenen Kosten in Echtzeit zur Verfügung zu stellen.

Energiekonto [6]

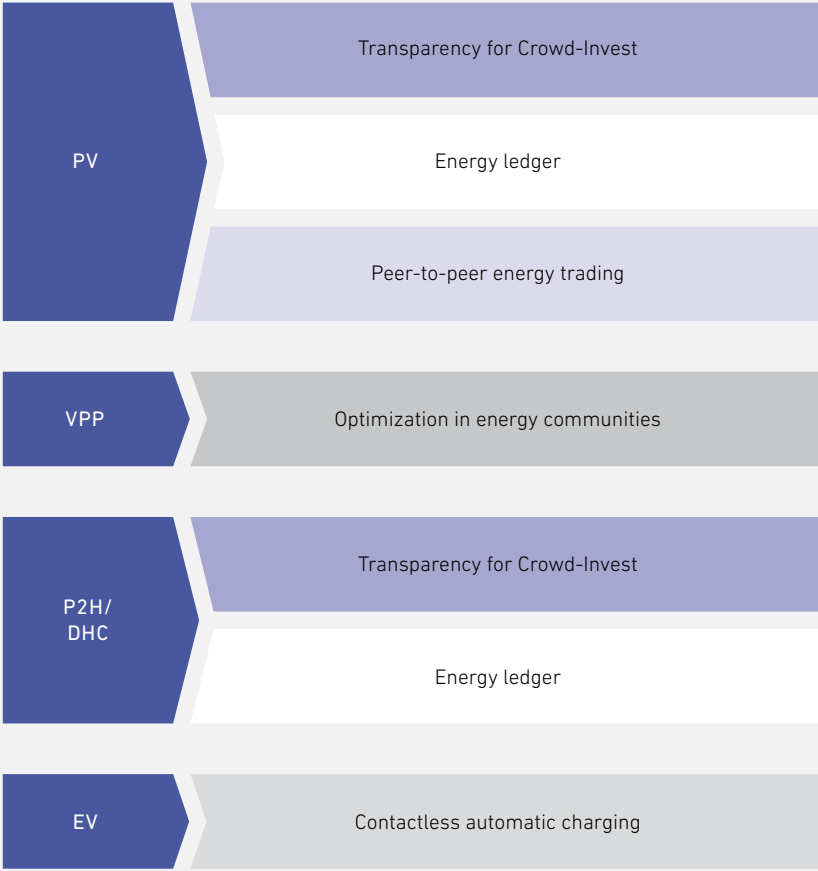
Der zweite Anwendungsfall betrifft die Einführung eines Energiekontos, das typischen Systemen in Supermärkten sehr ähnlich ist (Kundenbindungsprogramme mit einem Bonus-System). Die Teilnehmer des Innovationslabors können Punkte sammeln, indem sie energieeffizient handeln (zB. Optimierung des Eigenverbrauchs, Installation von Wärmepumpen). Die gesammelten Punkte sind fiktiv und stehen in keinem Zusammenhang mit einer bestehenden Währung. Sie können daher nicht in bar ausgezahlt werden, sondern können verwendet werden, um Vorteile bei anderen teilnehmenden Parteien zu nutzen (zB. niedrigere Energiekosten an einer Ladestation, die vom Innovationslabor als Teil der Community betrieben wird).



SonnWende+ Use Cases und deren technische Klassifizierung

(das Energiekonto wird z.B. sowohl in PV – Erzeugung und bei Power-to-Heat genutzt)

ABBILDUNG 2



Innerhalb des Innovationslabors stehen zwei Cluster mit jeweils 15 Teilnehmern für den Testmodus und die Validierung des Energiekontomodells zur Verfügung.

Kontaktloses automatisches Laden

Der dritte Anwendungsfall befasst sich mit dem kontaktlosen automatischen Laden von Elektrofahrzeugen. Immer wenn ein Auto an der Infrastruktur anhält (im Boden integrierte Kontaktplatte), wird ein automatischer Ladevorgang gestartet, bis die Batterie vollständig geladen ist (oder bis das benutzerdefinierte Niveau erreicht ist) oder sich das Auto wieder in Bewegung setzt. Im Rahmen des Projektes wurde als proof-of-concept ein vollständig automatisierter Ladevorgang gemeinsam mit dem Grazer Unternehmen Easelink GmbH auf Mission Innovation Austria Week 2019 demonstriert.¹ Basierend auf der Blockchain-Technologie wurde eine neue Smartphone-Anwendung entwickelt, die Konfigurationen und Visualisierungen der Energieübertragung und der entsprechenden Kosten ermöglicht. Eine sichere automatische Zahlung ist damit garantiert.

Peer-to-Peer-Energiehandel

Dieser Anwendungsfall deckt den Peer-to-Peer-Energiehandel in lokalen Energiegemeinschaften ab. Insbesondere sollte es möglich sein, den lokalen Handel zwischen PV-Prosumern und interessierten Verbrauchern zu ermöglichen [7]. Jeder Verbraucher kann mehrere PV-Prosumer anhand seines Angebotspreises auswählen. Zusätzlich übernimmt der lokale Energieversorger die Restenergie und kann auch von den Verbrauchern gewählt werden. Die produzierte Energie wird von Smart Meter überwacht und fair an die Kunden verteilt. Die Abrechnung erfolgt automatisch durch Blockchain-Transaktionen. Basierend auf Preisvorhersagen können die Kunden ihre flexiblen Lasten kostenoptimal betreiben (z. B. Laden von Elektrofahrzeugen oder Speichern von Heimbatterien, wenn Bezugspreise verfügbar sind).

Optimierung in Energiegemeinschaften [8]

Dieser Anwendungsfall befasst sich mit der Energieoptimierung innerhalb lokaler Energiegemeinschaften. Daher wird ein Modell implementiert, das eine Gemeinde mit verschiedenen Haushalten darstellt, einschließlich Photovoltaikanlagen, Batteriespeichersystemen und Netzanschluss. Die Haushalte kooperieren mit dem Ziel, den Eigenverbrauch des gesamten Haushaltsclusters einschließlich der Selbstorganisation als virtuelles Kraftwerk zu maximieren, das flexible Dienste anbietet und einem bestimmten Lastprofil folgt. Zusätzlich wird mithilfe eines Optimierungstools ein ideales Szenario als Benchmark erstellt, um die Kosten der Community zu minimieren. Viele andere Szenarien (z. B. Integration des Community-Speichers) werden erstellt und mit dieser Basis verglichen. Basierend auf den Ergebnissen wird die Machbarkeit der Blockchain-Technologie in Energiegemeinschaften bewertet.

Co-Creation im SonnWende+ Projekt

Die verschiedenen oben beschriebenen Anwendungsfälle veranschaulichen die technologischen Potenziale der Blockchain. Es müssen jedoch weitere Voraussetzungen geschaffen werden, damit sich eine neue Technologie wirklich durchsetzt und zu radikalen Veränderungen führt. Für einen technologischen Wandel ist die Rolle der Gesellschaft und des bestehenden wirtschaftlichen und technologischen Systems von zentraler Bedeutung. In vielen Fällen sind Stakeholder und Nutzer aktiv an der Entwicklung und Implementierung neuer Technologien beteiligt. Dieser co-kreative Prozess garantiert, dass Innovationen auf die tatsächlichen Bedürfnisse abgestimmt sind und ein hohes Maß an Benutzerfreundlichkeit aufweisen. Darüber hinaus spielt die Bewertung von Entscheidungsträgern im bestehenden Energiesystem und ihre Einstellung zu einer neuen Technologie wie der Blockchain eine wichtige Rolle, um zu bestimmen, ob die Energiewirtschaft ein „Vorreiter“ in der Blockchain-Technologie wird oder wie schnell und in welchem



„Ziel ist die Erforschung neuer und effizienter Lösungen für Energiemanagement-Services und Energiehandel, die die einzigartigen Vorteile der Blockchaintechnologie nutzen und damit einen Mehrwert für Anwender und Anwenderinnen schaffen und so neuen Geschäftsmodellen zum Durchbruch verhelfen können. Diese mithilfe der Blockchain ermöglichten Services sollen einen weiteren Baustein für die Energiewende und zur verbesserten Nutzung erneuerbarer Energien bereit stellen.“
PROJEKTLLEITER MARK STEFAN



Maße welche Bereiche sich diese Technologie entwickeln und durchsetzen wird. Genau diese Aspekte wurden in der österreichweiten Umfrage im Rahmen des Co-Creation-Prozesses im Projekt SonnWende+ untersucht.

Die Umfrage unter österreichischen Entscheidungsträgern aus der Energiewirtschaft bezieht sich auf die deutsche Umfrage „Blockchain in der Energiewende“, die im Juli und August 2016 von der Deutschen Energieagentur GmbH (dena) und der ESMT European School of Management and Technology GmbH durchgeführt wurde [9]. Neben den tatsächlichen Umfrageergebnissen lässt sich mit diesem Ansatz abschätzen, ob sich die Meinung der Entscheidungsträger seit der Umfrage im Jahr 2016 geändert hat.

Als Methode wurde ein anonymes Telefoninterview (CATI) eines professionellen Markt- und Meinungsforschungsinstituts Kantar TNS gewählt. Der Befragung lag ein Fragebogen mit zehn Fragen zugrunde, von denen drei Fragen als offene Fragen ohne Antwortmöglichkeit formuliert wurden. Die Umfrage fand im April 2018 unter 27 österreichischen Entscheidungsträgern für Energiemanagement statt.

Umfrageergebnisse: Bewertung der Potenziale der Blockchain für das Energiemanagement durch die Interessengruppen

Die Umfrage ergab, dass die österreichischen Energiestakeholder bereits mit dem Thema Blockchain vertraut sind. Dies zeigt, dass der Bekanntheitsgrad für Blockchain seit der deutschen Umfrage im Jahr 2016 deutlich gestiegen ist, bei der 31% der Befragten angaben, noch nicht von Blockchain-Anwendungen im Energiesektor gehört zu haben. Die meisten Aktivitäten in diesem Bereich sind eher kleine Nischenprojekte (<100.000 Euro), die noch nicht zur Markteinführung bereit sind, was auf ein gewisses Risikobewusstsein der Interessengruppen für diese neue Technologie hinweist. Der hohe Rechen- und Energiebedarf wurde als größtes Hindernis und Risiko für Blockchain angesehen, gefolgt von mangelndem Fachwissen und mangelnder Kundenakzeptanz. Dieses Umfrageergebnis zeigt, dass neben einer technischen Verbesserung und einer Steigerung der Effizienz der Blockchain-Technologie ein Informations-, Forschungs- oder Implementierungsbedarf besteht, um unter anderem Know-how im Umgang mit der Blockchain-Technologie bei Interessengruppen und Nutzer aufzubauen.

¹ <https://youtu.be/Er9ifHvKPBM>



Referenzen

[1] S. Nakamoto, "Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System," 2008.
[2] V. Buterin, "A next-generation smart contract and decentralized application platform," 2014.
[3] World Economic Forum (WEF), "The future of financial infrastructure: An ambitious look at how block-chain can reshape financialservices," 2016.
[4] World Economic Forum (WEF), "Deep Shift: Technology Tipping Points and Societal Impact," 2015.
[5] C. Burger, A. Kuhlmann, P. Richard and J. Weinmann, "Blockchain in the energy transition. A survey among decision-makers in the German energy industry," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2016.
[6] S. Bessler, M. Stefan and F. Kupzog, "Integration of a PV energy balancing and trading mechanism in a microgrid," in Proceedings of the CIRED Workshop 2018, Ljubljana, 2018.
[7] C. Veigl-Guthann, „Was bringt das Winterpaket den Konsumenten,“ in Das neue Strommarktdesign im Winterpaket der EU-Kommission, Wien, 2017.
[8] R. Hemm, „Modellierung möglicher Blockchain-Applikationen im Kontext erneuerbarer elektrischer Ein-speisung,“ Wien, 2018.
[9] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Blockchain in der Energiewirtschaft,“ Berlin, 2017.

Neben den Barrieren und Risiken sehen die Stakeholder durch Blockchain hohe Potenziale für die Energieindustrie. Insbesondere im Bereich des Lademanagements für Elektromobilität werden radikale Veränderungen und eine sukzessive Verbreitung erwartet. Weitere High Potenzials werden in neuen Formen des Energiehandels wie Peer-to-Peer-Handel und Handelsplattformen auf dem Regelenenergiemarkt sowie im Netzmanagement (Aufbau von Mikronetzen, Nutzung dezentraler, verteilter Flexibilitäten wie Batteriespeicher) gesehen. Die größte Skepsis unter den Stakeholdern bestand in der Nutzung der Blockchain zur Finanzierung von Energieinfrastrukturen wie Crowdsourcing für Energieerzeugungsanlagen, -speicher usw. Hier ist die Mehrheit der Befragten der Ansicht, dass dies eine Nischenanwendung bleibt oder sich nicht durchsetzt.

Im Allgemeinen erwartet etwa ein Fünftel der Befragten radikale Veränderungen durch Blockchain im Energiesektor, die Hälfte der Befragten sieht eine sukzessive Verbreitung, ein weiteres Fünftel nur Nischenanwendungen und 7% kein Potenzial für Blockchain. Dies

entspricht in etwa den Ergebnissen der deutschen Blockchain-Umfrage, allerdings ist ein leichter Rückgang der positiven Bewertung der Blockchain-Technologie zu verzeichnen. Der Anteil der Befragten, die eine sukzessive Verbreitung als wahrscheinlich erachteten, ging zurück, während der Prozentsatz der Stakeholder, die Blockchain nur als Nischenanwendung oder ohne Potenzial betrachteten, leicht zunahm.

Grundsätzlich sieht die Mehrheit der Entscheidungsträger keinen Änderungsbedarf für die bestehenden Rahmenbedingungen und hält diese für ausreichend und angemessen. Die anderen Befragten, die Änderungswünsche äußerten, forderten relativ häufig mehr Klarheit (z.B. Haftung) und Anpassung der regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Darüber hinaus wurde das Thema Interoperabilität und die Schaffung standardisierter Schnittstellen angesprochen. Die Umfrage liefert kein konsistentes Bild darüber, ob mehr oder weniger Kontrolle erforderlich ist. Einige argumentieren, dass mehr staatliche Aufsicht erforderlich ist, andere wollen ein flexibleres und offeneres System. Grundsätzlich ist das Kernmerkmal einer



Blockchain, dass eine zentrale, verantwortliche Instanz als Vermittler fehlt. Für eine breitere Markteinführung der Blockchain in der Zukunft wird es jedoch wesentlich sein, rechtliche Fragen zu klären, wie z.B. wie smart contracts in bestehende Gesetze zu Haftung und Gerichtsbarkeit eingebettet werden können.

Schlussfolgerung

Zusammenfassend zeigt die Umfrage, dass das Thema Blockchain in der Energiewirtschaft angekommen ist. Die Energieunternehmen beschäftigen sich mit diesem Thema und führen bereits erste Anträge und Projekte durch, allerdings vorerst zu relativ geringen Kosten. Vorteile und Potenziale dieser neuen Technologie werden erkannt (dezentral, Peer-to-Peer, Sicherheit), aber auch Hindernisse und Risiken berücksichtigt. Blockchain bietet Energiemanagement-Unternehmen die Möglichkeit, in diesem Bereich Vorreiter zu werden. Das Risiko ist jedoch hoch, da die bestehende Technologielandschaft dominant und gut etabliert ist, was bedeutet, dass sie sowohl den Interessengruppen als

auch den Nutzern bekannt und gut in den rechtlichen Rahmen eingebettet ist. Die Umfrage hat gezeigt, dass aus technischer Sicht noch Optimierungsbedarf besteht (z. B. Rechenaufwand und Energieverbrauch) sowie eine große rechtliche und regulatorische Unsicherheit, die bei den Entscheidungsträgern zu einer Zurückhaltung gegenüber Blockchain führt.

Die im Projekt demonstrierten und untersuchten Anwendungsfälle zeigen das hohe Potenzial, das in der Blockchaintechnologie für Energieanwendungen liegt ebenfalls auf. Die Use Cases wurden in einer co-kreativen Umgebung implementiert und getestet, so dass Einblicke in die Akzeptanz, Benutzerfreundlichkeit und Anwendbarkeit von Blockchain-Anwendungen in verschiedenen Bereichen des Energiemanagements gewonnen werden konnten, die zeigen dass Blockchaintechnologie auch für Anwendungen im privaten und Consumerbereich sinnvoll eingesetzt werden kann.

DREI GUTE GRÜNDE FÜR DAS PROJEKT

- Blockchaintechnologie kann einen reibungslosen und kostengünstigen peer-to-peer Handel als wesentlichen Baustein für Energiegemeinschaften und die Optimierung von Plus-Energie Quartieren möglich machen.
- Blockchaintechnologie ermöglicht dezentrale, selbst-verwaltete Energiesysteme auf Basis von erneuerbaren Energieträgern und kann damit ein wichtiger Baustein für die Energiewende sein.
- NutzerInnen-Akzeptanz und Bedienfreundlichkeit sind wesentlich für den Durchbruch neuer Technologien – der Co-Creation Prozess im Projekt SonnWende+ liefert Antworten auf diese Punkte für Blockchaintechnologien im Energiesystem.





ADC Labs: Austrian DC-Laboratories

Projektnummer	858986
Koordinator	AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Projektleitung	Johannes Stöckl: johannes.stoeckl@ait.ac.at
Partner	AIT Austrian Institute of Technology, TU Graz IHS
Förderprogramm	Energieforschung 3. Ausschreibung 2016
Dauer	03.2017 - 05.2019
Budget	596.979 €



VOLTAIR: Spezielsensorik und automatische Analyseverfahren zum Aufspüren unsichtbarer Stromnetzdefekte aus der Luft

Projektnummer	865003
Koordinator	Siemens Aktiengesellschaft Österreich
Projektleitung	Josef Alois Birchbauer: josef-alois.birchbauer@siemens.com
Partner	TU Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement
Förderprogramm	Energieforschung 4. Ausschreibung 2017
Dauer	02.2018 - 07.2020
Budget	395.659 €



CLUE: Concepts, Demonstration and replication for Local User-friendly Energy Communities

Projektnummer	872286
Koordinator	AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Projektleitung	Mark Stefan: mark.stefan@ait.ac.at
Partner	Siemens AG Österreich, Energie Steiermark Kunden GmbH, Energienetze Steiermark GbmH, FH Technikum Wien, Klima- und Energiemodellregion Almenland, Lab10 Collective eG, TU Wien Institut für Computertechnik, weitere Partner aus Deutschland, Schweden, Schottland
Förderprogramm	ERA-Net Smart Grids Plus RegSYS 1. Ausschreibung
Dauer	10.2019 - 09.2022
Budget	2.835.211 €



LarGo!: Large-Scale Smart Grid Application Roll-Out

Projektnummer	857570
Koordinator	AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Projektleitung	Filip Prössl-Andrén: filip.proestl-andren@ait.ac.at
Partner	AIT Austrian Institute of Technology, Siemens AG Österreich, Wiener Netze, OFFIS e.V., Fraunhofer ISE, KTH
Förderprogramm	ERA-Net Smart Grids Plus - 2nd Joint Call
Dauer	05.2017 - 04.2020
Budget	2.473.534 €



ABS4TSO: Advanced Balancing Services for Transmission System Operators

Projektnummer	865031
Koordinator	Austrian Power Grid AG
Projektleitung	Michaela Leonhardt: michaela.leonhardt@apg.at
Partner	AIT Austrian Institute of Technology GmbH, Technische Universität Wien, VERBUND Hydro Power GmbH, VERBUND Trading GmbH, VERBUND Solutions GmbH
Förderprogramm	Energieforschung 4. Ausschreibung 2017
Dauer	05.2018 - 04.2021
Budget	2.665.232 €



SonnWende+: Effiziente Lösungen für Photovoltaik-Energiemanagement basierend auf Blockchain-Technologie

Projektnummer	861621
Koordinator	AIT Austrian Institute of Technology GmbH
Projektleitung	Mark Stefan: mark.stefan@ait.ac.at
Partner	Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz – JKU lab10 collective eG – lab10
Förderprogramm	4. Ausschreibung, Stadt der Zukunft
Dauer	10.2011 - 12.2019
Budget	510.091 €

Medieninhaber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22, 1060 Wien

Tel: (+43 1) 585 03 90, Fax: (+43 1) 585 03 90-11

office@klimafonds.gv.at

www.klimafonds.gv.at

Für den Inhalt verantwortlich

Die AutorInnen tragen die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Broschüre. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Klima- und Energiefonds wider. Weder der Klima- und Energiefonds noch das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (bmvit) oder die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) sind für die Weiter-nutzung der hier enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung

www.angieneering.net

Druck

Druckerei Janetschek GmbH. Bei der mit Ökostrom durchgeführten Produktion wurden die Anforderungen des Österreichischen Umweltzeichens erfüllt. Sämtliche während des Herstellungsprozesses anfallenden Emissionen wurden im Sinne einer klimaneutralen Druckproduktion neutralisiert.

Verlags- und Herstellungsort: Wien


Wir haben diese Broschüre mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt und die Daten überprüft. Rundungs-, Satz- oder Druckfehler können wir dennoch nicht ausschließen.

www.klimafonds.gv.at



In Kooperation mit:



 **Bundesministerium**
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie

