

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



ERGEBNISDOKUMENT

REGIONALISIERTER HANDEL

High-Level-Use-Case 5M & 5K, TP5, AP 5.2

Ampelphase: Grün

Autoren:

Dr. Thomas Brenner (OLI)

Elena Chvanova (LEA)

Dr. Birgit Haller (LEA)

Dr. Ole Langniß (LEA)

Nico Lehmann (KIT)

Oliver Maicher (ED)

20.11.2020



Dr. Langniß
ENERGIE & ANALYSE



EnergieDienst



Abstract

In diesem Ergebnisdokument geht es um die Konzeptionierung und Teilumsetzung des lokalen Handels und Austausches von Energie und Flexibilität. Für die Umsetzung wurden die neusten IKT-Technologien wie Distributed Ledger eingesetzt. Die aktive Markteinbindung von Verbrauchern und Prosumern wird angestrebt. Der Ansatz wurde in den Zellen WIRCommunity und Stromgemeinschaft Murg erprobt.

Kurzfassung

Regionaler marktdienlicher Handel – Ampelphase Grün

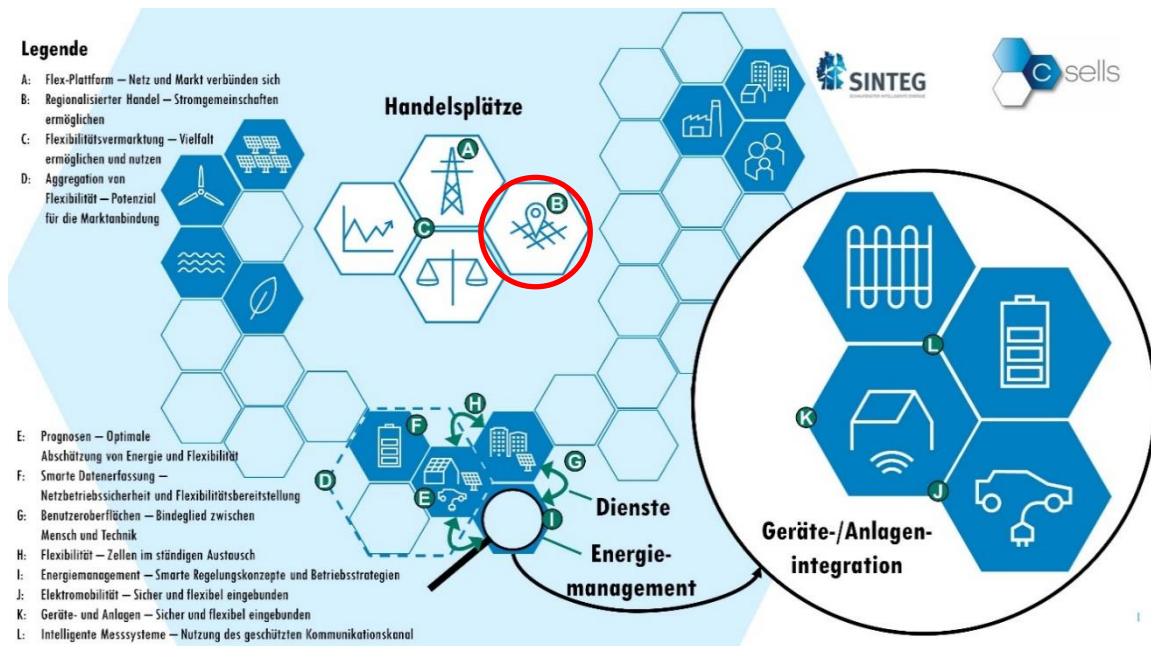


Abbildung 1: Verortung HLUC5K und HLUC5M in der TP5-Landschaft

Die Handelsplätze, die im Rahmen von TP 5 entwickelt werden, ermöglichen den Austausch von Energie und Flexibilität zwischen den Zellen. Der Anwendungsfall, dem wir uns widmen, ist „Fall B“ - Regionalisierter Handel (Abbildung 1). Dadurch wird der direkte Handel von Regionalstromprodukten zwischen Zellen gewährleistet. Ein neuer Handlungsraum, der in C/sells geschaffen wurde, ist der regionale Handelsplatz für Energie, bei dem selbst Stromkleinstmengen, z.B. von einer Photovoltaikanlage eines Einfamilienhauses, gekauft und verkauft werden können (Abbildung 2). So lässt sich beispielsweise ohne großen Aufwand Strom mit dem Nachbarn handeln.

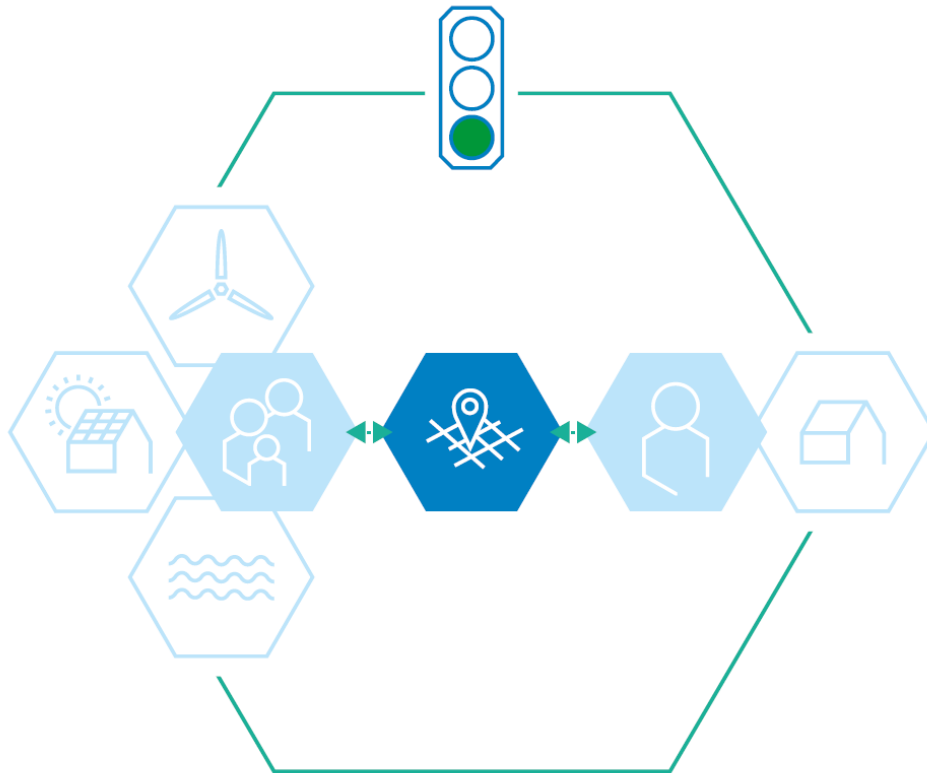


Abbildung 2: Handelsplatz für Regionalstromprodukte

Im HLUC5M „Virtuelle Handelsplattform“ wird ein Konzept für einen nicht monetarisierten regionalen Stromhandel zwischen Stromerzeugern und -verbrauchern erarbeitet und demonstriert. Ziel ist es, die lokale Stromerzeugung durch private und kommunale PV-Anlagen mit dem lokalen Verbrauch in Einklang zu bringen und so für eine Entlastung der Verteilnetze zu sorgen. Hierfür müssen insbesondere die lokale Erzeugung, aber auch der lokale Verbrauch in möglichst kurzen Zeitintervallen erfasst werden. Nur durch diesen Schritt ist eine Anpassung der Verbräuche an die aktuelle Erzeugung möglich. Neben der Erfassung spielt auch die Visualisierung der Erzeugungs- und Verbrauchswerte eine wichtige Rolle. Durch die Visualisierung soll den Teilnehmern¹ ihr eigenes Verbrauchsverhalten aufgezeigt werden. Dies ist notwendig, um sie für die Verbrauchsveränderungen zu sensibilisieren, die eine Zusammenführung von Erzeugung und Verbrauch unterstützen.

¹ Aus Gründen der leichteren Lesbarkeit wird in der vorliegenden Arbeit die gewohnte männliche Sprachform bei personenbezogenen Substantiven und Pronomen verwendet. Dies impliziert jedoch keine Benachteiligung eines Geschlechts, sondern soll im Sinne der sprachlichen Vereinfachung als geschlechtsneutral zu verstehen sein.

Im HLUC5K „Direkthandelsumgebungen – Peer-to-Peer-Märkte“ werden regionale, hochaufgelöste Handels- und Vermarktungsmöglichkeiten für dezentrale Erzeugungsanlagen und kleinteilige Flexibilitäten auf der Basis einer Blockchain-Plattform erarbeitet und demonstriert. Dabei werden die Kleinstrommengen ins System aufgenommen, mit einem Nachweis versehen und abgewickelt. Zu jedem Handel von Energie oder Flexibilität müssen genaue geographische Informationen vorliegen, die mit Hilfe der Blockchain automatisch und fälschungssicher dokumentiert werden. Die Erzeugung wird anlagenscharf mindestens in einem Intervall von 15 Minuten¹ gemessen und über die Smart Meter Gateway Infrastruktur bereitgestellt.

Das geht mit der Erforschung und Implementierung von Smart Markets, also der Entwicklung eines Energiemarktmodells, das die neuen Möglichkeiten des individuellen Marktzugangs im zellulär organisierten Energiesystem berücksichtigt, einher. Der Ansatz des TP 5 wird auf diese Weise vollständig unterstützt. Der bidirektionale Handel wird für die unterschiedlichen Produkte unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer und sozialwissenschaftlicher Parameter modelltechnisch analysiert und in Prototypen einer virtuellen Handlungsumgebung getestet. Ein Umsetzungskonzept auf Blockchainbasis wird entwickelt und im Labormuster implementiert.

¹ Das Bilanzkreismanagement für Strom erfolgt momentan auf viertelstündlicher Basis.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	i
Kurzfassung	ii
Inhaltsverzeichnis	v
Abkürzungsverzeichnis	vii
Abbildungsverzeichnis	xi
Tabellenverzeichnis	xiii
1 Einleitung	1
2 Anforderungsanalyse	5
2.1 Betrachtungsraum.....	5
2.2 Technologien	5
2.3 Datenverfügbarkeit & Anforderungen an IKT	7
2.4 Regulatorischer Rahmen	12
2.5 Regionalstrom aus Sicht von Energieversorgungsunternehmen	14
2.6 Präferenzen von Haushaltskunden hinsichtlich Regionalstrom.....	15
3 Stand der Technik & Lösungsoptionen	15
3.1 Lokale Energiemärkte.....	15
3.2 Energie-Communities und Energiemonitoring.....	17
3.3 Anwendungsszenarien	18
4 Konzept	19
4.1 Einbindung & Visualisierung.....	20
4.1.1 Einbindung dezentraler Erzeuger und Verbraucher	20
4.1.2 Visualisierung dezentraler Erzeuger und Verbraucher	21
4.2 Koordinationsmechanismus.....	22
4.2.1 Markt- und Handelsmechanismus.....	22
4.2.2 Regionale Marktplattform	25
4.3 Ausgestaltung der Anwendungsszenarien	39
4.3.1 Herkunftsnachweis für Strom via Blockchain	39
4.3.2 Blockchainbasiertes Bilanzkreismanagement	43
4.3.3 Blockchainbasierte Flexibilitätsvermarktung von E-Fahrzeugen.....	49
4.3.4 Agentenbasiertes P2P-Matching	54

5	Umsetzung.....	59
5.1	Stromgemeinschaft Murg	59
5.1.1	Integration von Verbrauchern, Prosumern und kommunalen Liegenschaften	59
5.1.2	Anbindung der Teilnehmer über energybase und LoRa	60
5.1.3	Ziel und Aufbau der Stromgemeinschaft Murg	60
5.2	„WIRcommunity“	63
5.2.1	Prognosebasierte Direktintegration von Kleinanlagen via Blockchain	64
5.2.2	Anbindung von Prosumeranlagen über das Smart Meter Gateway	68
5.2.3	Integration von Eigenverbrauchs-Großanlagen.....	69
5.3	Aktivierung der Flexibilität	69
6	Der regionalisierte Handel als Musterlösung für das zelluläre Energiesystem..	74
7	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	76
7.1	Stromgemeinschaft Murg	76
7.2	Die „WIRcommunity“	76
7.3	Asset Logging.....	78
8	Literaturverzeichnis.....	79

Abkürzungsverzeichnis

A

AMP Allgäu Microgrid Project

API Application Programming Interface

AppKey Application Key

AppSKey Application Session Key

B

BIKO Bilanzkoordinator

BKV Bilanzkreisverantwortliche

C

CLS Controllable Local Systems

CMAC Cipher-based Message Authentication Code

CPO Charging Point Operator

D

D3A-Framework Decentralized Autonomous Area Agent Framework von Energy Web Foundation,
Blockchain-basiert

DER Distributed Energy Resources

E

ED Energiedienst AG

EDIFACT Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport

EE erneuerbare Energien

EEG Erneuerbaren-Energien-Gesetz

EMT Externer Marktteilnehmer

EnWG Energiewirtschaftsgesetz

EPos Energiepolitische Positionen aus dem C/sells-Projekt

EU Europäische Union

EV Elektrofahrzeug

EVU Energieversorgungsunternehmen

H

HKN Herkunftsnachweis

HKNR Herkunftsnachweisregister

HKS 3: Home Area Network Kommunikationsszenario 3

HLUC High Level Use Case

I

ID Identifikation

IIS Infrastruktur-Informationssystem

IKT Informations- und Kommunikationstechnologie

iMSys intelligentes Messsystem

IoT Internet of Things

K

kW Kilowatt

kWh Kilowattstunde

kWp Kilowatt peak

L

LAN Local Area Network

LEC Lokale Energie-Communities

LEM Lokale Energiemärkte

LoRaWAN Long Range Wide Area Network

LPWAN Low Power Wide Area Network

LV Letztverbraucher

M

MaBiS Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom

MSB Messstellenbetreiber

MsbG Messstellenbetriebsgesetz

MWh Megawattstunde

MWp Megawatt peak

N

NB Netzbetreiber

NB-IoT Narrowband Internet of Things

NPM Nationale Plattform Zukunft der Mobilität

NWSKey Network Session Key

O

OTAA Over-the-Air-Aktivierung

P

PKI Public Key Infrastruktur

PPA Power Purchase Agreement

PTC Prosumer-to-Consumer

P2P Peer-to-Peer

R

RLM Registrierende Leistungsmessung

RN Regionalnachweis(e)

RNR Regionalnachweisregister

S

SLP Standardlastprofil

SMGW Smart Meter Gateway

SOAP Simple Object Access Protocol

T

THU Technische Hochschule Ulm

U

UBA Umweltbundesamt

UC Use Case

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber

V

VNB Verteilnetzbetreiber

W

WAN Wide Area Network

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verortung HLUC5K und HLUC5M in der TP5-Landschaft.....	ii
Abbildung 2: Handelsplatz für Regionalstromprodukte.....	iii
Abbildung 3: Netzaufbau eines LoRaWANs (Abbildung aus Kownatzki (2020) S.11)	9
Abbildung 4: Von der Stromgemeinschaft zum Handelsplatz	19
Abbildung 5: Vickrey-Auktion auf dem lokalen Energiemarkt	25
Abbildung 6: Konzeptdarstellung A1B1	30
Abbildung 7: Konzeptdarstellung A2B1	32
Abbildung 8: Konzeptdarstellung A1B2	34
Abbildung 9: Konzeptdarstellung A2B2	35
Abbildung 10: Scoring-Modell Bewertung (Quelle: Darstellung nach Kerth Strategietools (Kerth 2015))	37
Abbildung 11: Zertifizierung Grüner Strom.....	42
Abbildung 12: Fahrplan, tatsächlicher Lastgang und Optimierungsmöglichkeiten im Bilanzkreis (Quelle: OLI Systems GmbH)	45
Abbildung 13: Dezentrale datenbasierte Prozesse im Bilanzkreismanagement	47
Abbildung 14: Entscheidungsdiagramm für Ladeereignisse	51
Abbildung 15: Geschäftsdienst- & Prozessübersicht im Use Case Smart Charging	52
Abbildung 16: Blockchain-basierte EV-Ladearchitektur.....	53
Abbildung 17: Struktur eines LEM (Kement 2020).....	55
Abbildung 18: Konzept der Blockchain-basierten lokalen Märkte.....	57
Abbildung 19: Ausschnitt Netzplan Murg Totenbühl.....	59
Abbildung 20: Startbildschirm der Stromgemeinschaft – Übersicht über Erzeugung, Verbrauch und Bezug aus dem Netz	61
Abbildung 21: Visualisierung der Erzeugungs- und Verbrauchswerte der Gemeinschaft	62
Abbildung 22: PV- und Verbrauchsprognose der Gemeinschaft mit Handlungsempfehlungen ...	63
Abbildung 23: Schematischer Aufbau und Energieflüsse im Status Quo (links) und in einem LEM (rechts)	65
Abbildung 24: Self Sufficiency (Autonomiegrad, %) in Abhängigkeit des „Prosumer-to-Consumer“-Verhältnisses	66
Abbildung 25: Anstieg des Autonomiegrades durch Einsatz eines intelligenten Bietagenten	67
Abbildung 26: Anbindungskonzept für alle in AP 7.5 durch die WIRCON GmbH bereitgestellten Anlagen zur Verwendung in AP 5	68
Abbildung 27: Schematische Darstellung der Implementierung	70

Abbildung 28: Komponenten und Kommunikationswege im Event Logging.....	71
Abbildung 29: VNB Events auf dem Event Logging Dashboard.....	72
Abbildung 30: Bestätigung durch den PV Wechselrichter auf dem Dashboard	72
Abbildung 31: Event Logging im Kontext der SMGW Infrastruktur	73
Abbildung 32: OLI Box / Gateway in Verbindung mit einem SMGW und der Übertragung in die Blockchain über HKS 3.....	74
Abbildung 33: C/sells-Musterlösungskonzept für eine Stromgemeinschaft	75
Abbildung 34: C/sells-Musterlösungskonzept für Peer-to-Peer-Märkte	75

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Funktionale Anforderungen an eine Marktplattform	26
Tabelle 2: Nichtfunktionale Anforderung an eine Marktplattform	27
Tabelle 3: Vor- und Nachteile A1B1	31
Tabelle 4: Vor- und Nachteile A2B1	33
Tabelle 5: Vor- und Nachteile A1B2	35
Tabelle 6: Vor- und Nachteile A2B2	36

1 Einleitung

Mit der zunehmenden Dezentralisierung der Energieerzeugung in Deutschland wie auch weltweit wächst die Herausforderung, zeitlich fluktuierende und dezentral erzeugte Energie mit dem Verbrauch in Einklang zu bringen. Um die Kosten des dadurch erforderlichen Ausbaus von Übertragungs-, aber auch insbesondere Verteilnetzen zu begrenzen, sollte die dezentral erzeugte Energie möglichst am Erzeugungsort oder in geringer Nähe dazu verbraucht werden. Mit wachsenden Anteilen erneuerbarer Energien wachsen zugleich die zeitliche Fluktuation in der Erzeugung und damit auch der Bedarf an Flexibilität bei der Nachfrage. Diese kann nur erschlossen werden, wenn sich die Verbraucher aktiv in das Energiesystem einbringen können. Die Zelle mit einem entsprechenden Energiemanagement bietet hier das Potenzial, Erzeugung und Verbrauch zunehmend lokal aufeinander abzustimmen. Dies ist notwendig, da einerseits überregionale Ausgleichseffekte sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite entfallen und andererseits die natürlichen Fluktuationen der Erzeugung anteilig stärker zu Buche schlagen. Mit der Kopplung der bisher weitgehend getrennten Sektoren Strom, Wärme und Mobilität ergeben sich dabei zusätzliche Anforderungen, aber auch zusätzliche Möglichkeiten des lokalen und regionalen Ausgleichs von Verbrauch und Erzeugung.

Aus der sehr großen Anzahl der einzubeziehenden Akteure ergibt sich zwingend, dass die Koordination der Akteure auch weitgehend dezentral erfolgen muss, da eine ausschließlich zentrale Optimierung an der sehr großen Anzahl der zu optimierenden Einheiten zu scheitern droht. So wandelt sich die zentrale Energieversorgung im Rahmen der Energiewende hin zu einer dezentralen Energieversorgung. Gleichmaßen müssen auch die Regelung und Kontrolle des Energiesystems zu den bisher ausschließlich zentralen, hierarchischen Ansätzen verstärkt dezentrale Mechanismen integrieren. Entsprechend zielt das Konzept von C/sells auf einen zellulären Ansatz, in dem die Akteure aktiv an der Energieversorgung partizipieren und subsidiär Verantwortung übernehmen. In den vielfältigen, zu entwickelnden Lösungen spiegelt sich die Vielfalt der Akteure und Problemstellungen wider. Zentrale Elemente von C/sells sind dabei das Infrastruktur-Informationssystem (IIS), regionale Handlungsplattformen und die Abstimmungskaskade zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern.

Die Integration von kleinen Energieerzeugern in bestehende Märkte ist meistens auf Grund der relativ geringen Leistung an einem Standort und der hohen Kosten für spezielle Hardware und für einzelne Handelstransaktionen unrentabel. Dabei sind speziell kleine Anlagen ein wichtiger Bestandteil der Energiewende, da sie verbrauchsnahe erzeugen und die Stromnetze verhältnismäßig wenig belasten. Darüber hinaus sind diese Anlagen von der Bevölkerung

mehrheitlich akzeptiert und verursachen kaum Nutzungskonflikte. Immer weiter sinkende Anlagenpreise, eine wachsende Nachfrage nach nachweislich regionalem, emissionsfreiem Strom und das Auslaufen der EEG-Förderung für erste Anlagen ab dem Jahr 2021 verlangen nun alternative Vermarktungswege. Lokale Energiemärkte ermöglichen den Betreibern kleiner, dezentraler Anlagen, ihren erzeugten Strom volkswirtschaftlich effizient und niedrigschwellig zu vermarkten. Damit entsteht neben der Eigenverbrauchsoptimierung eine weitere Handlungsoption für Bürgerinnen und Bürger, Gewerbetreibende oder Kommunen, die Energiewende mitzugestalten und selbst davon zu profitieren.

Um die Energie möglichst erzeugungsnah zu verbrauchen und gleichzeitig die Flexibilität zu erhöhen, müssen dezentrale Erzeuger und Verbraucher direkt miteinander kommunizieren können. Die Kommunikation ermöglicht die Entwicklung der Koordination zwischen den dezentralen Akteuren hin zu einem direkten Energieaustausch zwischen ihnen. Damit diese Aktivitäten tatsächlich auch zu einer lokalen, regionalen und überregionalen Entlastung der Netze führen, müssen den dezentralen Akteuren auch Informationen zum Netzzustand zur Verfügung gestellt werden. Um zur Teilnahme an einem lokalen Strommarkt anzuregen, ist Transparenz der erste Schritt. Erst wenn die lokalen Akteure ihre Erzeugung und ihren Verbrauch kennen, können sie diesen aktiv beeinflussen. Durch die Visualisierung der Stromerzeugung und des -verbrauchs wird das möglich. Hierzu testete Energiedienst bei C/sells eine Plattformlösung, die den Projektteilnehmern ihren Verbrauch und ggf. ihre eigene Erzeugung visualisiert und dies mit weiteren Teilnehmern in einer Stromgemeinschaft verglich und daraus Verbrauchsempfehlung vorschlug. Um die verschiedenen Erzeuger und Verbraucher besser aufeinander abzustimmen, existieren erste Hard- und Softwarelösungen, die allerdings mit hohen Kosten verbunden sind und nur eine eingeschränkte Interoperabilität aufweisen, sodass derartige Systeme bisher nur ein Nischendasein führen.

Die Blockchain-Technologie stellt einen in den letzten Jahren vielbeachteten und vielversprechenden Ansatz dar, den Informationsfluss, die Koordination und den Energieaustausch zwischen Anbietern und Verbrauchern dezentral und kostengünstig zu ermöglichen. Die Blockchain-Technologie ist für die Umsetzung lokaler Märkte aus mehreren Gründen besonders geeignet: Die Dateninfrastruktur ist – genau wie die Struktur der kleinen Erzeuger und Prosumer – dezentral angelegt. Das Bietverfahren für die lokal angebotenen Energiemengen läuft für alle transparent und vollautomatisch ab, ohne dass zur fairen Abwicklung der Transaktionen eine zentrale Stelle, beispielsweise eine Börse nötig ist. Dies senkt das Ausfallrisiko und die Kosten, die pro Transaktion anfallen. Diese liegen aktuell unter 0,1 Cent pro Transaktion. Insbesondere im Hinblick auf den Handel kleiner Energiemengen – es werden in der

Regel Energiemengen im Wert weniger Euro pro Transaktion übertragen – spielt dies eine wichtige Rolle. Im Rahmen von C/sells hat die Dr. Langniß – Energie & Analyse (LEA) die Open-Source-Soft- und Hardware des Blockchain-as-a-Service Anbieters OLI Systems zur Peer-to-Peer-Kommunikation (P2P), Koordination und zum Energieaustausch auf der Basis von Blockchain und Ethereum weiterentwickelt und pilotiert. Mit dem Piloten in Form eines lokalen Energiemarkts konnte gezeigt werden, dass Verbrauch und Erzeugung kleinräumig gehandelt und damit ausgeglichen werden können.

Mit der Ausarbeitung und Pilotierung Blockchain-basierter Anwendungen lassen sich Richtlinien für die Standardisierung derartiger Anwendungen bezüglich Markt- und Netzkommunikation ableiten. Aus den Erfahrungen mit den Piloten und Demonstratoren lassen sich ebenfalls notwendige bzw. wünschenswerte Weiterentwicklungen der Regulierung ableiten.

Präferenz der Kunden für regionale Produkte

Neben technischen Gründen für einen regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch können auch Präferenzen auf Seiten der Letztverbraucher ausschlaggebend sein, um in Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugten Strom regional zu vermarkten. Präferenzen umfassen dabei auch die Akzeptanz für Erzeugungsanlagen, was einer der Gründe dafür ist, weshalb der Gesetzgeber am 01.01.2019 das Regionalnachweisregister (RNR) beim Umweltbundesamt (UBA) eingeführt hat.

Das RNR ermöglicht es Betreibern Erneuerbarer-Energien-Anlagen Regionalnachweise (RN) für Strom aus ihren Anlagen ausstellen zu lassen, sofern sich die Anlagen in der Veräußerungsform der Marktprämie (§ 19 Abs. 1 Nr. 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)) befinden. Zwar wurden Stromprodukte bzw. Stromtarife mit der Eigenschaft Regionalität auch schon vor der Einführung des RNR von Energieversorgungsunternehmen (EVU) angeboten, doch konnte diese Eigenschaft nicht in der Stromkennzeichnung für Letztverbraucher (LV) ausgewiesen werden. Weiterhin mangelte es an einer einheitlichen Definition, was unter Regionalität im Kontext von Stromtarifen zu verstehen ist. Durch das RNR kann nun die Regionalität im Rahmen der Stromkennzeichnung ggü. dem Letztverbraucher ausgewiesen werden. Für diesen ist damit in der Jahresabschlussrechnung nicht nur ersichtlich, aus welchen Energiequellen der bezogene Strom stammt, sondern auch, in welcher Höhe Strom aus der Region geliefert wurde. Ferner existiert durch das RNR nun eine einheitliche Regionalitätsdefinition. Regionalität ist definiert als Umkreis von 50 Kilometern um das Postleitzahlengebiet des Letztverbrauchers (§ 79a Abs. 6 EEG). Aufgrund der Beschränkung des RNR auf Anlagen in der Marktprämie können Anlagen in der Veräußerungsform der Einspeisevergütung (§ 21 Abs. 1, 2 EEG) und der sonstigen

Direktvermarktung (§ 21a EEG) keine RN ausstellen. Letzteres sind Anlagen, die nie unter die Förderung des EEG gefallen sind³, deren Förderzeitraum von 20 Jahren ausgelaufen ist⁴ oder die freiwillig auf die EEG-Förderung verzichten. Zwar produzieren diese ggf. auch regional Strom, doch dürfen sie aufgrund fehlender Nachweise diesen nicht in der Stromkennzeichnung ausweisen.

Das Regionalnachweisregister und die damit einhergehende regionale Grünstromkennzeichnung stellen somit einen Zwischenschritt von heutigen, nicht-regionalen Strombezugsverträgen hin zu regionalen Community-Konzepten und regionalen Energiemärkten dar. Die heutige Regulatorik zur regionalen Grünstromkennzeichnung ist Ausgangspunkt zweier weiterer Arbeiten, die im Rahmen dieses HLUCs durchgeführt wurden: Die erste beschäftigt sich mit der Frage, wie Regionalstrom aus Sicht von Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu bewerten ist. Dabei wurde eine Betrachtung des Themas Regionalstrom aus Sicht von Energieversorgungsunternehmen durchgeführt, um einen Überblick zu geben, wie sich die Branche in Deutschland zu diesem Thema positioniert. Dabei stehen der Vertrieb und der Stromeinkauf im Fokus und damit zwei Organisationseinheiten, die sowohl Einblicke in das Endkundengeschäft als auch die Beschaffungsseite ermöglichen. Bei der zweiten Arbeit steht nicht die Anbieter-, sondern die Nachfrageseite im Fokus. Ziel war es in Erfahrung zu bringen, wie Regionalität, definiert nach dem RNR, aus Sicht von Letztverbrauchern im Vergleich zu weiteren Eigenschaften von Stromtarifen zu bewerten ist. Durch die Betrachtung sowohl der Angebots- als auch Nachfrageseite lassen sich aktuelle Entwicklungen hinsichtlich Regionalstrom erkennen und Politikempfehlungen ableiten.

³ Dies sind z.B. Rheinwasserkraftwerke.

⁴ Die ersten Anlagen scheiden 2021 aus der EEG-Förderung aus.

2 Anforderungsanalyse

2.1 Betrachtungsraum

Innerhalb der geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen wurde der P2P-Handel innerhalb von Liegenschaften und Arealnetzen konzipiert, erprobt und simuliert. Darüber hinaus wurde geprüft, ob sich ein lokaler Energietausch zur besseren Bewirtschaftung von Bilanzkreisen ohne Anpassung der Rahmenbedingungen durchführen lässt.

Mögliche Beteiligte an einem dezentralen Marktplatz:

- Erzeuger (kleine bis große Erzeugungsanlagen)
- Verbraucher (Klein- und Großverbraucher)
- Prosumer
- Verteilnetzbetreiber
- Messstellenbetreiber
- Energielieferanten
- Regulierungsbehörden
- Infrastrukturbetreiber, z.B. von Ladesäulen
- Plattformbetreiber (stellt den jeweiligen Marktplatz zur Verfügung)

2.2 Technologien

Im Rahmen des HLUC wird auf bestehende Technologie und Hardwarekomponenten der OLI Systems GmbH, der Smart Meter Gateway-Infrastruktur, sowie bereits bestehender Backend-Anbindungen zur Messung und Steuerung von Stromflüssen zurückgegriffen. Die Hard- und Softwarekomponenten bestehen soweit möglich aus Open-Source-Elementen und erlauben es, kostengünstig Daten zu erfassen und perspektivisch auch flexible Lasten markt- und netzdienlich zu steuern. In den Prosumerliegenschaften beispielsweise erfassen OLI-Boxen den vom Netz bezogenen Strom mit hoher Präzision und stellen die für die Energietransaktionen notwendige Internetverbindung her, während die Einspeisedaten über die SMGW-Infrastruktur an den lokalen Markt übermittelt werden.

Die P2P-Energietransaktionen werden in das D3A-Framework übertragen, um dort die Hybridisierung des Simulationsframeworks mit den Anlagendaten vorzunehmen. Die Abwicklung findet über die Volta Blockchain (die Testblockchain der Energy Web Foundation basierend auf Ethereum-Proof-of-Authority-Technologie) über die Ethereum Blockchain statt. Die Blockchain-technologie ist aufgrund der sicheren Abwicklung und der dezentralen Speicherung der Daten sehr vorteilhaft für dezentrale Energietransaktionen. Der dezentrale Ansatz der

Zellenoptimierung findet dabei seine strukturelle Entsprechung in der dezentralen Abwicklung von P2P-Austausch ohne eine dominierende zentrale Instanz wie etwa einer Plattform. Die Nutzung einer Proof-of-Authority-Blockchain erlaubt es beispielsweise, die Stammdaten der angeschlossenen Anlagen zu erheben und Sicherheitslücken an der Schnittstelle zwischen Anlage und Blockchain auszuschließen.

Der direkte P2P-Austausch von Energie erfordert sowohl die genaue Erfassung der eingespeisten und entnommenen Energiemengen als auch die Abrechnung und Dokumentation in Echtzeit. Da die gehandelten Energiemengen in der Regel klein sind, sind niedrige Investitions- und Transaktionskosten für die Umsetzung essenziell. Im HLUC kommt daher kostengünstige Open-Source-basierte Hardware der OLI Systems GmbH zur Erfassung der Energiemengen sowie zur markt- und netzdienlichen Steuerung der angeschlossenen Liegenschaften zum Einsatz.

Die OLI-Boxen erlauben dabei auch jenen Verbraucher, die nicht am iMSys angeschlossen sind, ihre Flexibilitäten aktiv zur Optimierung des Systems einzubringen. Die Ankopplung der Hardware an die Cloud ermöglicht es dabei einerseits, auf Informationen aus dem IIS und anderen Quellen zurückzugreifen.

Als Blockchain wird die auf Ethereum basierende Open Source-Technologie der Energy Web Foundation verwendet. Der Proof-of-Authority Konsensalgorithmus zeichnet sich durch niedrige Transaktionskosten sowie einen äußerst niedrigen Energieverbrauch im Vergleich zu öffentlichen Blockchains wie Bitcoin oder Ethereum aus. Smart Contracts ermöglichen eine vollautomatische Abwicklung der Gebote auf lokalen Energiemärkten und der Ladeanfragen für Smart Charging.

Für die Bewirtschaftung des lokalen Energiemarktes sind folgende Komponenten erforderlich:

- Blockchain-Gateway als Schnittstelle zwischen Blockchain und der Anlage > 20 kW
- OLI-Box für Prosumer mit kleinen Anlagen < 20 kW
- Smart Contracts zum Marktbetrieb, Ausstellung der Herkunftsnachweise für lokalen Strom, netzdienlichen Elektrofahrzeug-Laden, Bilanzkreisneutralität
- Lokaler Bietagent
- Smartphone- und Web-Oberfläche für den Nutzer

Das Blockchain-Gateway wird auf der Feldebene eingesetzt, dort erfasst es die Messwerte und überträgt sie direkt in die Blockchain. So werden die Flexibilität in der Datenweitergabe sowie ein automatischer Herkunftsnachweis gewährleistet. Das Gateway kann für das Auslesen beliebiger Eingangsgrößen genutzt werden und für verschiedene Anwendungsfälle dienen wie beispielsweise Wechsel innerhalb unterschiedlicher Tarife, Verkauf/Kauf von Energie,

Herkunftsnachweis für Grünstrom oder Ladesäulenmanagement. Das Gateway selbst kann sowohl in privater, hybrider als auch öffentlicher Blockchain betrieben werden. Die im Gateway erfassten Daten sind dank der verschlüsselten Verbindung zwischen Zähler und Gateway sowie der unmittelbaren Datenübergabe an die Blockchain fälschungssicher.

Die Hardware von OLI – OLI-Box – basiert auf Raspberry Pi 3 mit optionalem Secure Element und kann sowohl auf dem privaten OLI-Chain als auch auf dem konsortialen EWF-Chain laufen. Smart Contracts für Registrierung, Datenhaltung, Zertifizierung sowie dezentralen Aggregationsmarkt können eingerichtet werden.

Optimierungsalgorithmen werden in Form von Apps den OLI-Akteuren angeboten. Diese Algorithmen umfassen sowohl die Optimierung von einzelnen Geräten innerhalb einer Sub-Zelle wie auch Optimierungen des Zusammenspiels verschiedener Zellen.

Es werden eine Reihe von aktueursspezifischen Blockchain-Adaptoren zur Verfügung gestellt, mit denen verschiedene Marktakteure die in den Blockchains enthaltenen Transaktionsinformationen rollenspezifisch filtern und aufbereiten können.

2.3 Datenverfügbarkeit & Anforderungen an IKT

SMGW-Infrastruktur & OLI-Boxen

Smart Meter Gateways werden zu Erprobungszwecken in der Test-PKI betrieben. Daten werden über einen SOAP (Simple Object Access Protocol) - Service an den aktiven externen Marktteilnehmer weitergeleitet. Das SMGW muss hierfür in der Lage sein, die Kommunikation zum SMGWA in regelmäßigen Abständen aufzubauen, um Daten an das Simulationsframework und den lokalen Markt zu senden.

Zusätzlich zur Anbindung über das SMGW kommen auch OLI Boxen an Verbrauchszählern zum Einsatz. Diese verfügen über einen vom SMGW unabhängigen Kommunikationskanal und dienen dazu, Verbrauchsdaten aus abrechnungsrelevanten Zählern zur Ergänzung der SMGW-Daten zu beziehen. Die Anlagendaten der PV-Parks werden direkt über das Backend des Wechselrichterherstellers bezogen, es besteht eine Verbindung zum Backend des aEMT via API.

Die OLI Box kann zusätzlich auch für die Übermittlung von Steuerbefehlen sowie den Betrieb eines Light Nodes zur Sicherstellung der Blockchain-Funktionen eingesetzt werden.

Long Range Wide Area Network (LoRaWAN)

Die LPWAN-Technologie LoRaWAN zählt zu den bekanntesten LPWAN-Technologien und gewinnt im europäischen Raum stetig an Bedeutung (Vgl. Zeh (2019)). Auch in Deutschland wird das LoRaWAN immer mehr ausgebaut (Vgl. Peter (2017)).

Bei der LoRaWAN-Technologie wird zwischen den Begriffen LoRa und LoRaWAN differenziert. LoRa ist die Bezeichnung eines offenen Funkstandards für ein LPWAN mit einer hohen Reichweite und einer geringen Datenübertragungsmenge. Der Betrieb eines LoRa-Netzwerkes ist abhängig vom Chiphersteller Semtech, dessen Chips in allen LoRa-Sendern und -Empfängern eingebaut sind. Der Begriff LoRaWAN bezeichnet hingegen ein Funknetzwerk auf Basis der Funktechnologie LoRa, welche lizenzfreie Funkfrequenzen verwendet. LoRaWAN wird auch als OG-Netz bezeichnet (Vgl. Schnabel (2020)). Zusammengefasst beschreibt der Begriff LoRa eine Funktechnologie, mithilfe derer Daten energieeffizient und über weite Strecken übertragen werden können, während LoRaWAN die Bezeichnung für eine Netzinfrastruktur ist, die auf LoRa basiert.

LoRaWAN ist eine drahtlose LPWAN-Spezifikation für Systeme mit einem regionalen, nationalen oder internationalen Netzwerk (Vgl. Lora-wan (2020)). Ein LoRaWAN ist simpel in der Installation und eine kostengünstige Technologie zur Datenerhebung (Vgl. Linnemann (2019) S. 95). Die Technologie besitzt eine Reichweite von 15 km im Freiraum bzw. 2 bis 4 km im städtischen Raum. Der Unterschied von Reichweite im Freiraum und im städtischen Raum entsteht unter anderem aufgrund von Dämpfung, Reflexion oder Brechung der Funkwellen durch Objekte wie z. B. Gebäude. Außerdem wird die Reichweite durch die Durchdringungsrate beeinflusst. So kann die Reichweite beispielsweise geringer ausfallen, wenn Sensoren in einem Keller angebracht werden, als bei einer Platzierung im Außenbereich (bspw. aufgrund der zusätzlichen Dämpfung der Keller- bzw. Hauswände) (Vgl. Linnemann (2019) S.13, S.25 - 29). Neben der hohen Reichweite zeichnet sich LoRaWAN durch eine hohe Energieeffizienz aus, die durch die Übertragung geringer Datenmengen erreicht wird. So können Batterielaufzeiten von 10 bis 20 Jahren erzielt werden (Vgl. Linnemann (2019) S.6; LoRa Alliance (2015) S.9,18). Über LoRaWAN können Datenpakete von maximal 255 Byte mit einer Übertragungsrate von 0,3 bis 50 kbps übertragen werden (Vgl. Zeh (2019), Lora-wan (2020)). Die Datenübermittlung im LoRaWAN erfolgt bidirektional. Das heißt, dass die Datenübertragung in zwei Richtungen erfolgen kann. Damit können Sensoren sowohl Daten senden als auch Daten empfangen (Vgl. Lora-wan (2020), Linnemann (2019)).

Ein Long Range Wide Area Network ist nach der Sterntopologie aufgebaut und besitzt die Grundstruktur eines LPWAN. Das LoRaWAN besteht aus einem oder mehreren Nodes, einem oder mehreren Gateways, einem Netzwerkservers und einem oder mehreren Anwendungsservern (Vgl.

The Things Network (2020)). Die Daten der Nodes werden über das Gateway an den Netzwerks-Server und vom Netzwerks-Server zu dem jeweiligen Anwendungsserver weitergeleitet bzw. übertragen (Vgl. Linnemann (2019) S. 25, The Things Network (2020)). Die Übertragung zwischen den Nodes und dem Gateway erfolgt über die Funktechnologie LoRa. Hierbei sind die Nodes nicht an ein bestimmtes Gateway festgelegt. Die Nodes senden ihre Informationen an alle Gateways, die sich in ihrer Reichweite befinden. Das bedeutet, dass wenn sich in der Sendereichweite eines Sensors zwei Gateways befinden, sendet der Sensor seine Daten an beide Gateways, welche die empfangenen Informationen wiederum an den Netzwerks-Server weiterleiten. Die Übertragung zwischen Gateway und Netzwerks-Server erfolgt über Mobilfunk, Wi-Fi, Satellit oder Ethernet. Diese Übertragungsweise wird auch als Backhaul bezeichnet. Die redundanten Daten werden dann vom Netzwerks-Server herausgefiltert und gelöscht. (Vgl. Linnemann (2019) S.25). Der Netzwerks-Server ist der Knotenpunkt des Netzwerks. Hier werden die einzelnen Nodes der jeweiligen Anwendung zugeordnet. Der Netzwerks-Server leitet die Daten der Nodes an den jeweiligen Anwendungsserver und die Informationen des Anwendungsservers an die jeweiligen Nodes weiter (Vgl. The Things Network (2020)). Abbildung 3 zeigt den zuvor beschriebenen Netzaufbau eines LoRaWAN.

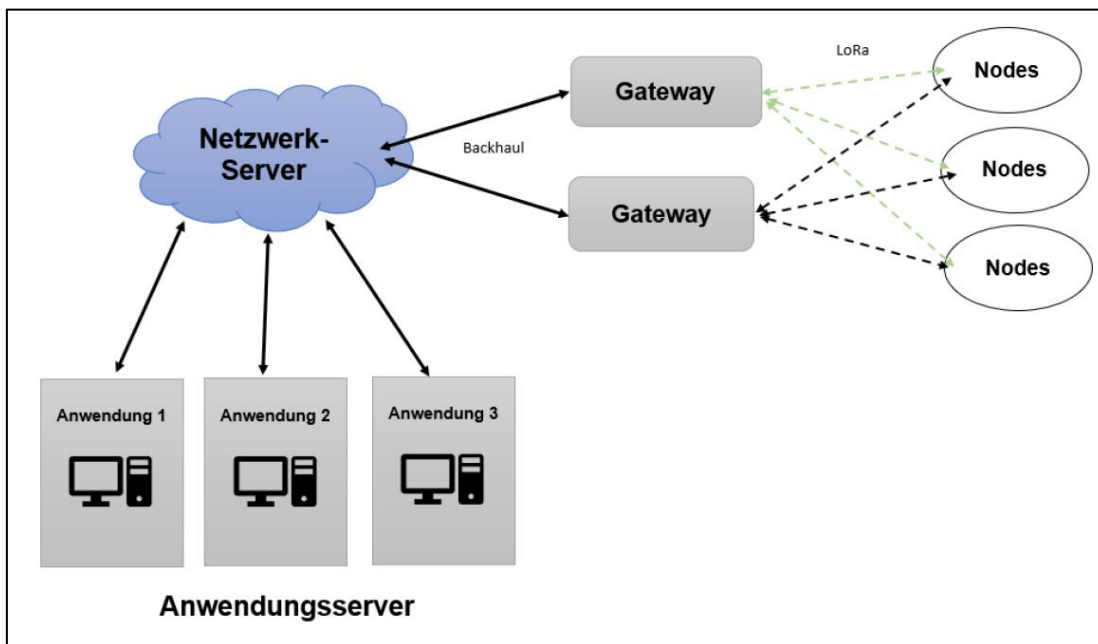


Abbildung 3: Netzaufbau eines LoRaWANs (Abbildung aus Kownatzki (2020) S.11)

Aufgrund der Tatsache, dass bei einem Energiemanagementsystem sensible Daten wie z. B. Strom-, Gas- und Wasserzählerstände verarbeitet werden, stellt sich die Frage nach der Sicherheit der Daten innerhalb eines LoRaWAN. Daher wird im Nachfolgenden die IT-Sicherheit von LoRaWAN genauer betrachtet.

In einem LoRaWAN können viele verschiedene Assets in unterschiedlichen Anwendungsbereichen miteinander vernetzt sein. Somit ist die Sicherheit der Daten bzw. die IT-Sicherheit unerlässlich, besonders da LoRaWAN, wie alle Funktechnologien, nicht immun gegen Störungen und Hackerangriffe ist. Aus diesem Grund hat LoRaWAN einen hohen Sicherheitsstandard durch zwei Sicherheitsebenen auf der Anwendungs- und Netzwerkebene. Die Sicherheitsebene auf der Netzwerkebene stellt die Authentizität eines Gerätes innerhalb des Netzwerkes durch eine eindeutige Identifikation (ID) sicher. Die Sicherheitsebene auf der Anwendungsebene schützt die Anwendungsdaten des Endnutzers vor dem Netzbetreiber durch eine Verschlüsselung der Daten (Vgl. Linnemann (2019) S.32-34). Damit diese zwei Sicherheitsebenen im LoRaWAN greifen können, ist im ersten Schritt die wechselseitige Authentifizierung der Sensoren und des zugehörigen Netzwerkes notwendig. Dies geschieht bei der Implementierung jedes einzelnen Sensors im LoRaWAN. Jeder Sensor verfügt beim LoRaWAN-Protokoll über einen eigenen 128-AES-Key, welcher auch als Application Key (AppKey) bezeichnet wird. Während des Join-Prozesses eines Sensors wird bei der Over-the-Air-Aktivierung (OTAA) der AppKey des Netzwerkes mit dem empfangenen AppKey des Sensors mittels einer Cipher-based Message Authentication Code Berechnung (AES-CMAC- Berechnung) miteinander verglichen. Bei erfolgreicher Authentifizierung des Sensors werden für jede Datenübertragung ein Application Session Key (AppSKey) und ein Network Session Key (NWSKey) abgeleitet. Der AppSKey dient zur End-to-End-Verschlüsselung der Anwenderdaten zwischen dem Server und dem Sensor. So sind die Anwenderdaten nicht für den Netzbetreiber sichtbar und der Anwender behält die Kontrolle über seine Daten. Der NWSKey stellt die Nachrichtenintegrität zwischen dem Endgerät und dem LoRaServer sicher (Vgl. Linnemann (2019) S.32-34, Lora-wan (2020), Zeh (2019)). Somit stellt der AppSKey die Sicherheit auf der Anwendungsebene und der NWSKey die Sicherheit auf der Netzwerkebene sicher.

LoRaWAN ist vielseitig einsetzbar. Mit dem Angebot von Bodenfeuchtsensoren, Bewertungsbuttons, Raumklimasensoren und vielem mehr, bieten LoRaWAN-Netzwerke eine Vielzahl von vertikalen Lösungen, um verschiedenste Anwendungsfälle wie beispielsweise die intelligente Landwirtschaft, die Industrie 4.0 oder Smart Grids mithilfe einer Plattform zu verwalten (Vgl. Wocko (2020), SMART CITY SOLUTIONS (2020) S. 18). Die Technologie LoRaWAN ist besonders im kommunalen Bereich im Kontext von Smart City zu finden. Im kommunalen Bereich kann LoRaWAN unter anderem zum Fernauslesen von Strom-, Gas- und Wasserzählern, zur Überwachung von Parkplätzen (Smart Parking), zur Überwachung und Optimierung von Gebäuden und/oder zur Füllstandüberwachung von Müllbehältern (Smart Waste) eingesetzt werden (Vgl. SMART CITY SOLUTIONS (2020) S.12).

Das Einsatzpotential von LoRaWAN im Kontext eines kommunalen Energiemanagementsystems ist im ländlichen Raum und urbanen (städtischen) Raum unterschiedlich hoch. Der urbane Raum ist dicht besiedelt und weist in der Regel eine gute Vernetzung bezüglich Internet und Mobilfunk auf (Vgl. Fischer (2019) S.1). Durch die dichte Besiedelung liegen zum einen die Gebäude der Kommunen meist nicht weit auseinander und zum anderen fällt aufgrund der starken Dämpfung durch die Gebäude die Reichweite von LoRaWAN mit 2-4 km wesentlich geringer aus als die Reichweite im Freiraum mit 15km (Vgl. Linnemann (2019) S.28). Außerdem wäre in einer Stadt durch die gute Internet- und Mobilfunkanbindung auch eine Vernetzung der kommunalen Gebäude mit anderen Technologien wie beispielsweise NB-IoT gut möglich. Im ländlichen Raum sieht die Situation anders aus. Hier herrscht eine geringe Besiedelungsdichte, wodurch zum einen die kommunalen Gebäude teilweise weit auseinanderliegen und die Reichweite von LoRaWAN höher ist als im urbanen Raum, da es weniger Gebäude gibt, die das Signal dämpfen (Vgl. Fischer (2019) S.1). Des Weiteren weisen die ländlichen Kommunen, aufgrund der in der Regel geringen Einwohnerzahl, eine geringere Finanzkraft auf als die Kommunen im urbanen Raum (Vgl. Boettcher (2017)). Dadurch sind ländliche Kommunen in den Vernetzungsmöglichkeiten ihrer Gebäude finanziell stark limitiert, wodurch sich teure Vernetzungslösungen für die Kommunen nicht rentieren bzw. nicht realisierbar sind. Außerdem ist die Internet- und Mobilfunkanbindung in vielen ländlichen Bereichen schlecht, weshalb sich eine Vernetzung der Gebäude mittels Internet und Mobilfunk je nach Standort nicht immer umsetzbar ist (Vgl. Hamberger (2019); BR (2019)). In solchen Kommunen bietet sich der Einsatz von der Funktechnologie LoRa bzw. der Aufbau eines LoRaWANs an. Somit ist das Einsatzpotential von LoRaWAN für Kommunen in ländlichen Bereichen höher als für Kommunen im urbanen Raum. Dadurch eignet sich die LoRaWAN-Technologie sehr gut für die Datenerfassung des kommunalen Energiemanagementsystems im eher ländlich geprägten Netzgebiet des Energiedienstes.

energybase

Für die Anbindung der Teilnehmer an die Stromgemeinschaft Murg werden neben LoRa-Sensoren, die die Zählwerte von modernen Messeinrichtungen auslesen, auch energybase-Boxen eingesetzt. Die energybase-Boxen ermöglichen sowohl eine einfache Anbindung der Teilnehmer als auch eine aktive Steuerung. Mit ihrem selbstlernenden Algorithmus optimiert die energybase-Box automatisch den Energieverbrauch und steuert die Energieflüsse im Haus (energybase (2020)).

Die energybase-Hardware kombiniert eine 3-Phasen-4-Quadranten-Messung ohne Zusatzzähler mit einem Prozessor auf ARM-Architektur. Hierdurch erreicht die Hardware eine besonders kompakte Bauform. Darüber hinaus bietet die energybase-Hardware als leistungsfähiges

Embedded Device die Möglichkeit, Funktionen und Services unabhängig von einer zentralen Serverinfrastruktur zu betreiben. Die kompakte Bauform (4 Teilungseinheiten) ist ein wesentlicher Vorteil bei der Installation im Zählerschrank des Kunden. Oftmals kann hierdurch der Austausch des vorhandenen Zählerschranks vermieden werden. Diese einfache Installation und Integration vermeidet nicht nur höhere Kosten beim Kunden, sondern sorgt auch für eine stärkere Akzeptanz beim Partner-Handwerker (energybase (2020)).

Die sowohl über den LoRa-Sensor wie auch über die energybase-Box gewonnenen Daten werden auf der Plattform der Stromgemeinschaft zusammengeführt und verarbeitet.

2.4 Regulatorischer Rahmen

2016 schlugen die Europäischen Regulierungsbehörden im Rahmen von EU-Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ ein neues Strommarktmodell vor. Der Strommarkt soll dezentralisiert, intelligent und vernetzt werden, um energiepolitische und Klimaschutzziele zu erreichen. Endverbraucher sollen vermehrt zu Prosumern werden, um eine aktive Rolle im Energiemarkt zu spielen und zur Stabilisierung des Stromsystems durch ihre Flexibilität beizutragen. Im Clean Energy Package, speziell in der Erneuerbare-Energien- und Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie, wurden die konkreten Rechte der Bürger für eine aktive Teilnahme am Energiemarkt definiert. Konkret steht in der Richtlinie 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt dazu: „Verbraucher sollten in der Lage sein, selbst erzeugte Elektrizität zu verbrauchen, zu speichern und zu vermarkten sowie an allen Elektrizitätsmärkten teilzunehmen und so dem System Flexibilität zu bieten, etwa durch Speicherung von Energie, beispielsweise Speicherung unter Einsatz von Elektrofahrzeugen, durch Laststeuerungs- oder durch Energieeffizienzprogramme“.

In der EU-Elektrizitätsrichtlinie 2019 werden ferner rechtliche und kommerzielle Hindernisse für die Umsetzung dieses Prinzips anerkannt, darunter unverhältnismäßige Gebühren für Eigenverbrauch, Verpflichtungen zur Einspeisung von selbst erzeugtem Strom in das Energiesystem, sowie hoher bürokratischer Aufwand wie die Pflicht von Prosumern, den selbst erzeugten Strom an das System zu verkaufen, die Anforderungen für Lieferanten zu erfüllen usw. Die Mitgliedsstaaten werden aufgerufen, diese Hindernisse abzulösen, während sichergestellt wird, dass Verbraucher einen angemessenen Beitrag zu den Systemkosten leisten.

In Deutschland müssen zurzeit Erzeuger aus erneuerbaren Energien den Strom entweder selbst nutzen (Eigenversorgung, § 3 Abs. 19 EEG), selbst vermarkten (Marktprämie, § 20 EEG) oder dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen (Einspeisevergütung nach § 21 Abs. 1 und 2 EEG). Um den nationalen und europäischen Energie- und Klimaziele gerecht zu werden, braucht es Anreize für

Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften, um den gemeinsam und lokal erzeugten Strom unter Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes gemeinsam zu nutzen. Diese Option ist, mit Ausnahme des Mieterstrommodells nach § 21 Abs. 3 EEG, nicht möglich. Zur Umsetzung bedarf es Anreize – insbesondere monetärer Form – um sog. Energy Sharing umzusetzen (Huneke & Nitzsche 2020).

Zu den Hauptvorteilen von Energy Sharing gehören:

- Erhöhte Akzeptanz der Anwohner für regional erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien und Energiewende allgemein.
- Gemeinschaftlich optimierte Stromerzeugung mit mehr installierten Anlagen und einer Kostenreduktion bei der EE-Förderung sowie Abschaffung von sozialen Ungleichheiten durch die Verteilung von Kapital bei der gemeinsamen Stromnutzung.
- Entlastung des Stromnetzes durch die passgenaue Bilanzierung des lokalen Angebots und der Nachfrage, was zum Beispiel für den Aufstieg der Elektromobilität relevant sein wird.
- Recht der Bürger auf Energy Sharing ist in europäischer Gesetzgebung verankert.
- Wirtschaftlicher Weiterbetrieb von den aus der EEG-Förderung ausfallenden Anlagen sowie Anreize, EE-Anlagen zu bauen, die keiner gesetzlichen Förderung bedürfen.

Eine neue Herausforderung, die sich bald in vollem Maße einstellt, ist mit dem allmählichen Auslaufen des EEG verbunden. Es stellt sich die Frage, wie der Wert der EE-Erzeugungsanlagen langfristig gesichert werden kann. Anstatt einer garantierten Einspeisevergütung nach den teilweise sehr hohen Sätzen kommt der Stromverkauf an der Börse mit meistens viel niedrigeren Erlösen und starken Preisfluktuationen. Darüber hinaus muss der Betreiber einer Post-EEG-Anlage einen Abnehmer finden, der den Strom in seinen Bilanzkreis aufnimmt: die garantierte Abnahme des eingespeisten Stroms durch den Netzbetreiber entfällt. Eine Messung und Bilanzierung der Einspeisung mit viertelstündlicher Auflösung und die Fernsteuerbarkeit der Anlage müssen gegeben werden, was für kleine Anlagen oft unwirtschaftlich ist. Ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb von aus der EEG-Förderung ausgefallenen Anlagen geht nicht ohne neue Förderinstrumente und innovative Handels- und Marktmechanismen, die sowohl Verbraucher- als auch Anbieter-freundlich sein sollen. Lokale Energiemärkte adressieren diese Herausforderung, indem sie den Prosumern eine verlässliche Möglichkeit geben, ihren überschüssigen Strom garantiert zu verkaufen. Diese Vermarktungsoption hat bisher gefehlt und wird vor allem für die Prosumer attraktiv, die über keine Speichermöglichkeiten verfügen und deren Netzeinspeisung hoch ist.

Die Konzepte von Energy Sharing kommen derzeit vermehrt zum Tragen. Dem Ziel folgend, Bürger an dem Strommarkt mehr engagieren zu lassen, hat die Europäische Kommission den Begriff "lokale Energiegemeinschaften" (Local Energy Communities, LECs) eingeführt und als einen

effizienten Weg zur lokalen Energieerzeugung auf Gemeindeebene definiert, wo alle Verbraucher, Prosumer und Produzenten in lokale Strommärkte (Local Electricity Markets, LEMs) integriert werden, was ihnen einen lokalen Energiehandel ermöglicht. In LECs soll gemeinschaftlich erzeugte Energie gemeinsam genutzt werden. Lokale Energiegemeinschaften bieten ein Testbed für verteilte Energiemanagementmodelle in stark regulierten Regionen wie Europa. Sie sind Vereinigungen von Haushalten und ggf. kleinen Gewerbeunternehmen, die, obwohl sie Teil eines größeren Stromnetzes sind, beschlossen haben, gemeinsam in lokale erneuerbare Energien zu investieren, zu erzeugen und an lokale Verbraucher zu verkaufen, um die CO₂-Emissionen zu reduzieren, die Selbstversorgung der Gemeinschaft und Energieversorgungssicherheit zu erhöhen und Energiekosten zu senken.

LEMs tragen dazu bei, die Integration einer großen Zahl der EE-Anlagen in LECs zu erleichtern. LEMs können mit dem Großhandelsmarkt im Fall von Stromdefizit oder Stromüberschuss innerhalb der LECs interagieren. Darüber hinaus ist eines der wichtigsten Elemente von LEMs der Marktmechanismus, der entweder als Orderbuch oder als Peer-to-Peer implementiert werden kann (mehr dazu im Kapitel 4.2).

2.5 Regionalstrom aus Sicht von Energieversorgungsunternehmen

Anfang 2019 wurde beim Umweltbundesamt das Regionalnachweisregister ins Leben gerufen, mit dessen Hilfe Energieversorger die Regionalität einer Stromlieferung gegenüber ihren Kunden ausweisen können (siehe Kapitel 1). Doch auch ohne Regionalnachweisregister wird teilweise mit der Regionalität von Stromtarifen geworben. Dies wirft die Frage auf, wie Regionalstrom aus Sicht von Energieversorgungsunternehmen ökonomisch zu bewerten ist. Im Rahmen dieses HLUCs wurden Experteninterviews mit 17 Vertretern von Energieversorgungsunternehmen durchgeführt. Es zeigt sich, dass viele Energieversorger dem Trend folgen, Regionalstrom anzubieten. Insbesondere sind laut Experten das Unternehmensimage kommunaler Energieversorger und die Produktaussagen von Regionalstrom stimmig. Dennoch sehen fast alle Interviewpartner Regionalstrom in seiner heutigen Form als Nischenprodukt, das es mit hoher Wahrscheinlichkeit auch bleiben wird. Die aktuelle Regulatorik, im Rahmen derer Regionalstrom als Premiumprodukt mit einem Aufpreis ggü. nicht regionalem Strom vertrieben wird, macht das Produkt für viele Kunden unattraktiv.

Alternative Produktausgestaltungen von Regionalstrom, wie bspw. lokale Energiemärkte oder Community-Konzepte, könnten im Vergleich zu reinen Stromlieferverträgen ein höheres Marktpotenzial haben. Diese Produkte verknüpfen Regionalität mit weiteren Werteverprechen, wie bspw. Autonomie, Autarkie oder einem Gemeinschaftsgefühl. Weiterhin bieten diese

Produkte für EVU mehr Flexibilität bei der Produktausgestaltung, z.B. in Form von Bündelangeboten⁵.

2.6 Präferenzen von Haushaltskunden hinsichtlich Regionalstrom

Neben einer direkten Partizipation am Energiesystem, bspw. mittels eigener PV-Anlage und eines Smart Homes, können die Bürger/innen auch durch die Wahl ihres Stromtarifs einen Beitrag zur Energiewende leisten. Eine in C/sells durchgeführte repräsentative Haushaltsumfrage (Choice-Based Conjoint Analyse) mit 838 Teilnehmer/innen sowie eine weitere Umfrage, an der 59 Kunden des südbadischen Energieversorgers Energiedienst teilnahmen, zeigen, dass nach dem Preis und dem Strommix auch die Regionalität der Erzeugung einen Einfluss auf die Stromtarifwahl hat. Der Einfluss ist jedoch vergleichsweise gering. Im Mittel liegt die zusätzliche Zahlungsbereitschaft bei der deutschlandweiten Stichprobe für 100 Prozent regionale Erzeugung bei ~3,4 % der monatlichen Abschlagszahlung. Bei 50 % regionaler Erzeugung, was momentan ungefähr dem im Rahmen der Stromkennzeichnung ausweisbaren Anteil regionaler Erzeugung entspricht⁶, liegt die zusätzliche Zahlungsbereitschaft bei lediglich ~1,9 %. Bei der Energiedienst-Stichprobe liegen die zusätzlichen Zahlungsbereitschaften bei ~6,3 % (100 % Anteil regionale Erzeugung) bzw. 4,0 % (50 % Anteil regionale Erzeugung). Die im Mittel höhere zusätzliche Zahlungsbereitschaft ggü. der repräsentativen Stichprobe könnte auf zwei Gründe zurückzuführen sein: (i) Eine höhere Homogenität der Befragten innerhalb der Energiedienst-Stichprobe und (ii) eine höhere Präferenz für regionale Erzeugung, da die Kunden eines regionalen Versorgers i.d.R. weniger preissensitiv sind (siehe Kapitel 2.5). Die bei aggregierter Betrachtung geringen Mehrzahlungsbereitschaften für regionale Erzeugung bei Stromliefer- bzw. bezugsverträgen bekräftigt die Aussagen der Experten (siehe Kapitel 2.5), dass alternative Produktausgestaltungen von Regionalstrom ggf. ein höheres Marktpotenzial besitzen.

3 Stand der Technik & Lösungsoptionen

3.1 Lokale Energiemärkte

LEMs wurden erstmals Anfang der 2000er Jahre von Kamrat (2001) und Friedman (2008) erwähnt. Treiber waren die starke Zunahme kleiner Photovoltaikanlagen durch Preisverfall und

⁵ Als Bündel (englisch: Bundle) werden im Marketing Produkte verstanden, die zusammen angeboten werden.

⁶ Der EEG-Anteil bildet die Obergrenze für den ausweisbaren Regionalanteil. Dieser liegt momentan bei 55,61 % (Stand 2020 für das Bezugsjahr 2018).

Fördermaßnahmen (z.B. dem EEG in Deutschland ab 2000) sowie die Liberalisierung des Energiesektors im Allgemeinen, welche einen Zusammenschluss einzelner Akteure zur gegenseitigen Versorgung rechtlich erst prinzipiell möglich gemacht hat.

Das Entwicklungstempo sowie die testweise Implementierung lokaler Energiemärkte hat allerdings erst im vergangenen Jahrzehnt an Fahrt aufgenommen. An der Zahl der Fachartikel in renommierten Fachzeitschriften lässt sich dieser Trend ablesen: Waren es zwischen 2000 und 2010 noch fünf Artikel mit Schwerpunkt LEM, stieg die Zahl zwischen 2011 und 2018 auf bereits 41. Die Gründe dafür sind vielfältig, doch lassen sich zwei maßgebliche Entwicklungsstränge herausgreifen – einerseits die Verfügbarkeit eines ausreichend schnellen und kostengünstigen Internetzuganges zur Datenübertragung und andererseits die starke Kostendegression bei dezentralen Energieanlagen, welche zuerst Eigenverbrauch und in einem zweiten Schritt die lokale Nutzung elektrischer Energie gegenüber dem klassischen Netzbezug auch wirtschaftlich attraktiv gemacht hat.

Das Projekt, welches LEMs auf Basis der Blockchain-Technologie einen Schub gegeben hat, war das „Brooklyn Microgrid“ des Unternehmens „LO3 Energy“. 2016 berichtete das Unternehmen von einem Handel von Überschussenergie in einer Nachbarschaft in Brooklyn, vermittelt über eine Blockchain. Im dort verfolgten Ansatz wurden von lokalen Photovoltaikanlagen ins Netz eingespeiste Überschüsse auf der Blockchain dokumentiert und zeitgleich verbrauchenden Testhaushalten mit einem „lokalen Grünstromaufschlag“ in Rechnung gestellt, tatsächliche Marktaktivität im Sinne von Auswahl und Preisfindung (auf Angebots- und/oder Nachfrageseite) fand dort noch nicht statt.

Gemeinsam mit dem Allgäuer Überlandwerk hat die OLI Systems GmbH 2018 das „Allgäu Microgrid Project (AMP)“ umgesetzt. Dort wurde mit einer Gruppe aus Prosumern und gewerblichen Verbrauchern der lokale Energiehandel via App getestet. Für den Bezug aus der Community konnten alle Mitglieder einen Höchstpreis einstellen, der Handel fand je nach Verfügbarkeit von Überschüssen alle 15 Minuten statt. Mittels Merit-Order wurden die Überschüsse auf die Bieter verteilt, die Abwicklung erfolgte dezentral über Smart Contracts auf einer eigens dafür eingerichteten Proof-of-Authority Blockchain auf Ethereumbasis. Im Nachfolgeprojekt „Pebbles“ plant das Allgäuer Überlandwerk, den Ansatz gemeinsam mit der Siemens AG weiterzuentwickeln und perspektivisch auch prognosebasierten Handel zu ermöglichen.

Das „Landau Microgrid Project“, durchgeführt durch das KIT und den Versorger Energie Südwest AG aus dem Jahr 2018 verfolgt eine ähnliche Zielsetzung wie das AMP und hat verschiedene Handelsstrategien in lokalen Märkten untersucht.

Der Tal.Markt der Wuppertaler Stadtwerke ermöglicht es Kunden, ihren Strombezug aus einem Portfolio Erneuerbarer Energieanlagen zusammenzustellen. Die Blockchainlösung basiert auf einer Entwicklung der Axpo und dient dazu, die Auswahl zu dokumentieren und die Stromkosten transparent abzurechnen. Die Wuppertaler Stadtwerke garantieren dabei die Reststromlieferung für den Fall, dass die ausgewählten Anlagen nicht genügend Strom für den Verbrauch des Kunden zur Verfügung stellen können.

Im B2B-Bereich bietet die Grid Singularity GmbH aus Berlin mit ihrem Open Source Framework „D3A“ ein Open Source Werkzeug zum Betrieb lokaler Energiemärkte an. D3A erzeugt einen digitalen Zwilling der beteiligten Energieanlagen und ermöglicht es, für jede Anlage einen individuellen Bietagenten einzusetzen. Verschiedene Marktparameter (z.B. Pricing oder Handelsintervalle) können individuell konfiguriert werden.

3.2 Energie-Communities und Energiemonitoring

Ein Trend, den es schon in anderen Branchen gibt, hält zunehmend auch in der Energiewirtschaft Einzug. Die Rede ist von Sharing, Teilen statt Besitzen. Erfolgreiche Sharing Economy Konzepte sind insbesondere Car-Sharing, aber auch im Tourismus gibt es Beispiel wie Airbnb, die diesen Trend erfolgreich umsetzen. Unter dem Begriff Sharing Economy können Online- und Offline-Plattformen, aber auch Gemeinschaften und Geschäftsmodelle verstanden werden, die das Ziel haben, Dienstleistung, Güter oder auch Informationen zu teilen. Drei Geschäftsmodelle, die sich mit Sharing Economy in Verbindung bringen lassen, sind Business-to-Consumer und Business-to-Business Modelle, aber vor allem Peer-to-Peer (P2P) Modelle haben an Bedeutung gewonnen. Bei den P2P-Modellen wird den Teilnehmern durch ein Unternehmen die Infrastruktur bereitgestellt, die den Handel/Tausch zwischen den Teilnehmern ermöglicht.

In der Energiewirtschaft gibt es immer mehr Community-Modelle. Die bekannteste Community ist die sonnenCommunity. Ziel der sonnenCommunity ist das Verbinden von Menschen, die ihren Strom selbst produzieren. Durch die Community soll der Energiebedarf der Teilnehmer durch Teilen von überschüssiger Energie ausgeglichen werden. Ein weiteres Ziel soll die Unabhängigkeit vom bisherigen Stromversorger sein (Sonnen 2020). Neben sonnen haben aber auch etablierte Energieversorger wie EWE oder Yello Community-Modelle im Angebot. Durch die Angebote sollen vor allem Besitzer von PV-Anlagen mit einem eigenen Speicher angesprochen werden, mit dem

Ziel die Solarenergie besser zu nutzen. Ein weiteres Beispiel für ein Community Modell ist BUZZN, in dem seit 2009 versucht wird, Stromgeber mit Stromnehmern bundesweit zu verbinden. Diese Energiegruppe tauscht Strom, Geld und Informationen untereinander aus (Buzzn 2020).

Energiemonitoring

Systeme zum Energiemonitoring bedienen die Schnittstelle, die zwischen der Abrechnung durch den Energielieferanten und dem tatsächlichen Verbrauch entsteht. Durch diese Systeme kann ein direkter Einfluss auf den Verbrauch genommen werden, da eine Datenerfassung und Visualisierung der Verbräuche vorgenommen werden. In privaten Haushalten findet jedoch ein solches Energiemonitoring bisher keine Anwendung. Energiemonitoringsysteme werden meist nur bei Großverbrauchern, wie Industrieunternehmen, eingesetzt.

3.3 Anwendungsszenarien

- 1) Lokaler Ausgleich in Liegenschaften: Unterschiedliche Kostenstellen mit oder ohne eigene Erzeugung optimieren sich durch P2P-Austausch.
- 2) Anlagenscharfer Herkunftsnachweis von Strom: Es wurde erprobt, inwiefern es möglich ist, die genaue Herkunft jeder einzelnen über die Blockchain gehandelten Kilowattstunde zu dokumentieren und den Nutzern eine detaillierte Übersicht ihres Strommixes in Echtzeit zu ermöglichen. In einem zweiten Schritt können Nutzer auch bestimmte Erzeuger bevorzugen oder ausschließen: z.B. ausschließlich Strom aus kleiner Photovoltaik oder Biogasanlagen.
- 3) Herstellung von Bilanzkreisneutralität im Blockchain-Netzwerk: Untersuchung eines geeigneten Handelsdesigns zur Sicherstellung der Bilanzkreisneutralität bei der Durchführung von P2P-Energietransaktionen, d.h. Reaktion des Systems auf Über-/Unterangebot von Strom.
- 4) Zeitvariable Preisstrukturen: Erprobung zeitvariabler und stromtypspezifischer Preise mit der vollautomatischen Abrechnung
- 5) Aktivierung von Flexibilität zur Erbringung netzdienlicher Leistungen durch Prosumer: Entwicklung eines Szenarios, in dem ein Netzengpass durch die Aktivierung von Flexibilitäten über Blockchain behoben werden kann.
- 6) Intelligentes Lademanagement für Elektrofahrzeuge: Einsatz der Smart Charging Algorithmen zur besseren Integration der Elektromobilität und zeitgleicher Reduktion der Netzüberlastungen und des Bedarfs an Netzausbaumaßnahmen.

7) Entwicklung eines Matchingindex: Um Transaktionen in einem größeren Netzwerk durchführen zu können, muss der Prozess der Findung geeigneter Transaktionspartner automatisiert werden. Dies soll anhand eines „Matchingindex“ erprobt werden. Es wurde untersucht, welche Informationen notwendig sind und ein Konzept für einen Matchingindex wird erarbeitet.

4 Konzept

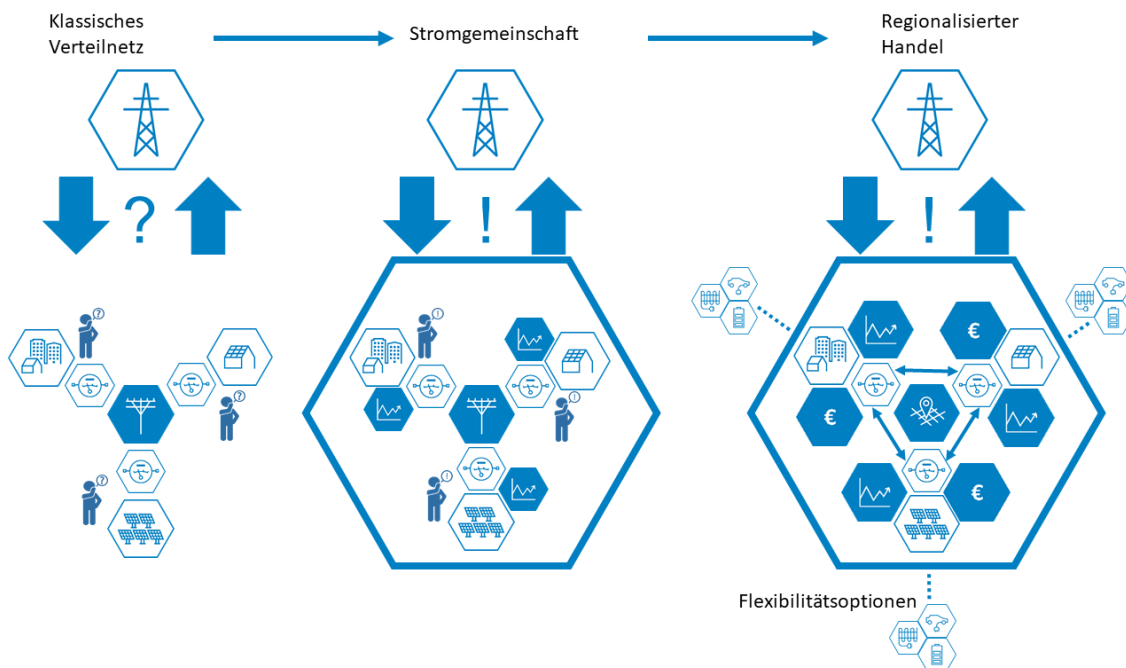


Abbildung 4: Von der Stromgemeinschaft zum Handelsplatz

Das heutige Verteilnetz mit seinen Akteuren wird sich in den nächsten Jahren deutlich verändern. Heute ist es üblich, dass ein Anschlussnehmer einmal im Jahr eine Übersicht über seinen Stromverbrauch erhält. Auch die Besitzer einer dezentralen Erzeugungsanlage, wie z.B. die PV-Anlage auf einem Eigenheim, erhalten einmal jährlich eine Turnusabrechnung. Sollten die Erzeuger in ihre Anlage keine eigene Visualisierung der Erzeugungswerte haben, wissen sie zum jetzigen Zeitpunkt nicht über ihre Erzeugungsmenge Bescheid. Durch diese aktuelle Unwissenheit über den eigenen Verbrauch und Erzeugung, können die einzelnen Akteure auch nicht ihr Verhalten ändern und an die eigentliche Netzsituation anpassen.

Als Schritt zu einem regionalisierten Handel kann eine Stromgemeinschaft die einzelnen Akteure sensibilisieren, indem sie durch Visualisierung der Erzeugung und der Verbräuche für Transparenz sorgt (Abbildung 4). Mit dem Wissen über den eigenen Verbrauch oder die eigene Erzeugung und dem Wissen, wie sich die anderen Akteure verhalten, können erste Veränderung und

Anpassungen an die aktuelle Netzsituation erfolgen. Im nächsten Schritt wissen die Akteure nicht nur voneinander, sondern können auch untereinander ihren überschüssigen Strom oder auch Flexibilitätsoptionen handeln. Durch den regionalisierten Handel werden die bisherigen passiven Akteure aktiv mit eingebunden und leisten so einen wichtigen Beitrag zur Energiewende.

Neben der Einbindung und Visualisierung, werden im Kapitel auch die Koordinationsmechanismen beleuchtet. Zusätzlich werden einige der oben genannten Anwendungsszenarien, die sich durch eine Blockchain abbilden lassen, ausgestaltet.

4.1 Einbindung & Visualisierung

4.1.1 Einbindung dezentraler Erzeuger und Verbraucher

Ein wichtiger Bestandteil der Konzepte für regionale Handelsplätze ist die Einbindung von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern. Durch die verstärkte Integration aller Akteure in den regionalisierten Handel können Erzeugung und Verbräuche auf regionaler Ebene bestimmt und zusammengeführt werden. Dies ist ein wichtiger Schritt für die weitere Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen wie z.B. kleinen PV-Anlagen auf Wohnhäusern oder auch größeren regionalen Erzeugungsanlagen. Auch die ab dem Jahr 2021 schrittweise aus der EEG-Vergütung fallenden Erzeugungsanlagen sollen auch danach noch ein wichtiger Bestandteil der regionalen Erzeugerlandschaft sein. Aus diesem Grund sind alternative Einsatz- und Vermarktungsmöglichkeiten für erneuerbare Energieanlagen gefragt, die einen Weiterbetrieb ermöglichen.

Für die Einbindung der dezentralen Erzeuger und Verbraucher in die Systeme, wie z.B. eine Stromgemeinschaft oder einen regionalisierten Handel, ist insbesondere die Erfassung der Erzeugungs- und Verbrauchswerte ein entscheidender Baustein. Nur durch die in möglichst kurzen Zeitintervallen (max. 15 min) erfassten Werte, kann ein an die gegebene Situation angepasster Handel/Austausch erfolgen. Um diese Werte zu erfassen, werden verschiedene Messsysteme (siehe Kapitel 2.3) eingesetzt. Insbesondere Smart Meter und moderne Messeinrichtungen, aber auch vom Netzbetreiber unabhängige Steuerboxen ermöglichen diese hochauflösende Datenerfassung. Um Stromgemeinschaften und regionale Handelsplätze effektiv zu betreiben, sollte eine möglichst genaue Datenerfassung der relevantesten Erzeuger und Verbraucher erfolgen. Durch die Einbindung dieser Erzeuger und Verbraucher in das Messkonzept, können auf den gewonnenen Daten Prognosen über die Erzeugung der dezentralen Einspeiser und den Verbrauch erfolgen.

Beruhend auf den Prognosen über die Erzeugung werden für die Akteure in den Systemen Fahrpläne und Handlungsempfehlungen erstellt. Daher ist es notwendig, dass die Prognosen auch

möglichst genau sind und die regionalen Gegebenheiten miteinbeziehen. Auch der zeitliche Horizont spielt eine Rolle. So werden für Stromgemeinschaften und regionale Handelsplätze Kurzfristprognosen verwendet, die einen Prognosehorizont von bis zu 72 Stunden abdecken.

Bei der Einsatzplanung wird versucht, die Leistung der unterschiedlichen volatilen Stromerzeuger zu prognostizieren und daran den restlichen Bedarf abzuschätzen, um den Strombedarf der Verbraucher zu decken. Dies geschieht hinsichtlich technischer, ökonomischer und ökologischer Kriterien. Je exakter die Prognose ist, desto geringer fallen die Mehr- oder Mindermengen an Energie aus. Ebenso wird mittels Kurzfristprognose versucht, die Netzstabilität aufrecht zu erhalten (Magdowski 2017). Die zeitliche Auflösung ist meist in Stunden und wird im Anschluss durch Interpolation in viertelstündlichen Werten abgebildet. Bei Bedarf ist auch eine Auflösung in Viertelstunden möglich (Graeber 2014).

Bei Prognosen für kleinräumige Stromgemeinschaften oder Handelsplätze spielen auch regionale Wetterfaktoren eine Rolle. Daher ist es von Vorteil bei der Erstellung einer Prognose oder der Auswahl eines Prognoseanbieters die Prognosegüte für verschiedene Wittertypen zu überprüfen. Für die Unterschiede auf regionaler Ebene haben sich folgende Wittertypen als relevant herausgestellt: Sonne, Wolken, Sonne-Wolken-Mix, Nebel und Schnee. Die größten Schwierigkeiten für eine genaue regionale Prognose ergeben sich an einem bewölkten Tag. Auch der Wittertyp Schnee erweist sich als schwierig vorherzusagen und führt daher zu Prognoseabweichungen. Untersuchungen innerhalb des C/sells Projekts ergaben daher, dass die Kombination von verschiedenen Prognoseanbietern die Abweichung der Prognosen auf regionaler Ebene minimiert.

Im Ergebnisdokument zum „HLUC 5A Energie- und Flexibilitätsprognosen der Zelle“ sowie in den Ergebnisdokumenten aus dem Arbeitspaket 3.4 „Hochrechnungen und Prognosen“ wird auf dieses Themenfeld näher eingegangen.

4.1.2 Visualisierung dezentraler Erzeuger und Verbraucher

Zuerst werden die Daten aller Akteure, wie Verbraucher, Erzeuger von kleinen oder großen PV-Anlagen, Gewerbebetrieben oder auch kommunalen Gebäude, erfasst und in die Konzepte eingebunden. Daneben kommt auch der Datenverarbeitung eine entscheidende Rolle zu. Ein wichtiger Bestandteil davon ist die Visualisierung. Erst durch die grafische Aufbereitung der Erzeugungs- und Verbrauchsdaten der Akteure können diese einen Überblick über ihre tatsächlichen Erzeugungs- und Verbrauchswerte erhalten. Die Visualisierung dient dazu, die Akteure zu sensibilisieren und ihnen ein besseres Gespür für die Daten zu geben.

Die Grundlage der Visualisierung bilden die Daten, die in möglichst kurzen Zeitintervallen erfasst werden. Im Gegensatz zu der jährlichen Einmal-Ablesung durch den Netzbetreiber/Messstellenbetreiber können die Akteure ihre Erzeugung und Verbräuche permanent bewerten. Dies hilft zum Beispiel einer Kommune dabei, ohne großen Aufwand die Verbräuche der einzelnen kommunalen Liegenschaften im Blick zu behalten und bei möglichen Abweichungen schnell reagieren zu können. Durch diesen Schritt kann sie bereits ohne eine aktive Steuerung oder einen Handel Änderungen vornehmen.

Die Visualisierung kann auf verschiedenen Arten erfolgen. Zum einen können die Daten in einer einfachen Excel-Auswertung aufbereitet werden. Diese Art der Visualisierung hat jedoch den Nachteil, dass sie nicht permanent erfolgt, was eine direkte Reaktion auf Ereignisse nicht möglich macht. Des Weiteren bedarf diese Art der Visualisierung das Mitwirken einer Person, die die Daten aufbereitet. Damit die Visualisierung auch einen Beitrag zu einem veränderten Verbrauchsverhalten leisten kann, muss sie permanent und ohne Mitwirken einer Person erfolgen. Hierfür bieten sich insbesondere Plattformlösungen an, die die Daten grafisch aufbereiten und auch speichern, sodass die Werte über einen längeren Zeitraum vergleichbar sind. Solche Anwendungen können sowohl als Webanwendung als auch als Smartphone-App benutzt werden. Mithilfe des permanenten Zugriffs auf die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten können sich die Anwender stets informieren.

Auch der Vergleich mit weiteren Akteuren kann ein Bestandteil der Visualisierung darstellen. Dadurch kann eine Art von Wettbewerb unter den einzelnen Akteuren entstehen oder es können sich durch gemeinsame Erfahrungen und Interessen Gemeinschaften herausbilden.

Neben den reinen Erzeugungs- und Verbrauchswerten können auch Einsparungen wie z.B. CO₂ oder auch monetäre Größen wie erzielte Einspeisevergütung dargestellt werden. Außerdem visualisiert die Plattform Prognosen, die für die Erzeugung erstellt werden. Sie können zu einer Sensibilisierung der Akteure beitragen, weil sie schon im Voraus ihre mögliche Erzeugungsleistung kennen.

4.2 Koordinationsmechanismus

4.2.1 Markt- und Handelsmechanismus

Der P2P-Handel ist ein Komplex an Transaktionen, bei denen Energieüberschüsse aus kleinen verteilten Energieressourcen zwischen lokalen Marktteilnehmern – Prosumern und Verbrauchern – gehandelt werden. Zur Umsetzung statischer P2P-Konzepte sind auf der einen Seite mehrere in der Regel kleine Anbieter sowie eine dem Energieangebot in etwa entsprechende Nachfrageseite erforderlich.

P2P-Energiehandel braucht eine Plattform zum Informationsaustausch zwischen Käufern und Verkäufern sowie zum Gebotsmatching anhand von vereinbarten oder akzeptierten Vorschriften. Diese Plattform stellt sicher, dass die gehandelte Energie an den Käufer geliefert wird und dass der für diese Menge vereinbarte Preis an den Verkäufer gezahlt wird (Poultu 2017).

Ein effizienter Marktmechanismus zielt darauf ab, die Kauf- und Verkaufsaufträge der Marktteilnehmer optimal zu matchen. Der Marktmechanismus sollte im Hinblick auf verschiedene Marktplätze wie Day-Ahead oder Intraday-Märkte konzipiert werden. Der Day-Ahead-Markt erfordert eine genaue Prognose der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs der Marktteilnehmer. Um einen optimalen Einsatz der lokalen EE-Ressourcen zu ermöglichen, müssen bei der Gestaltung des Marktmechanismus Ausgleich- und Preismechanismus kombiniert werden. Lokale Energiemärkte können unterschiedliche Marktmechanismen haben, aber das Schlüsselziel besteht darin, den lokal erzeugten Stromüberschuss effizient zu nutzen.

Dynamisches Matching setzt ebenfalls voraus, dass es ein Matchingkriterium oder ein Set an Kriterien gibt, nach denen das dynamische Matching stattfindet. Bei den bisher auf dem Markt implementierten Ansätzen wird typischerweise der Erzeugungs- oder Nachfragepreis verwendet. Konkret bedeutet dies, dass Käufer und Verkäufer Ober-, bzw. Untergrenzen für einen P2P-Handel festgesetzt haben.

Ein analytischer P2P-Handelsmechanismus ist ein Prozess, bei dem eine vereinbarte oder allgemein akzeptierte Regel, Berechnungsmethode oder Spieltheorie verwendet wird, um den Stromhandelspreis auf einer P2P-Plattform festzulegen (Long 2018). Ein Demand-Response-Ansatz wurde von (Mihaylov 2014) zum Kauf und Verkauf von Energie in einem Smart Grid verwendet. Der Ansatz bietet Anreize für Prosumer, Strom zu Spitzenlastzeiten zu erzeugen und außerhalb der Spitzenzeiten zu verbrauchen, um das Netz auszugleichen. Der Mid-Market Rate (MMR) wurde von (Long 2017) für den Stromhandel vorgeschlagen; in der Studie hängt der Strompreis von der Verfügbarkeit der Erzeugung und Nachfrage ab. Zhang (2018) schlug den P2P-Handel unter Verwendung der Spieltheorie in einem Microgrid vor und zeigte eine Verbesserung des Gleichgewichts zwischen Energieverbrauch und -erzeugung auf. Liu (2017) demonstrierte ein Energy Sharing Modell mit der preisbasierten Nachfrage für P2P-Energiehandel in einem Microgrid. Die Angebot-Nachfrage-Quote der gemeinsam genutzten PV-Energie wurde verwendet, um die Energy Sharing Zone für ein internes Preismodell zu definieren.

Die Funktion des Preismechanismus besteht darin, einen Strompreis festzulegen, der sich im wirtschaftlichen Gleichgewicht befindet. Die Doppelauktion (Double-Sided Auction) beim Energiehandel bietet einen effizienten Markt für die Allokation der Energie aufgrund von

Angeboten von Käufern und Verkäufern in einem Microgrid (Wang 2017). Diese Konstellation bietet den Käufern und Verkäufern die Möglichkeit, gleichzeitig zu handeln. In einem Doppelauktionsmarkt werden Verkaufsaufträge, die den Mindestpreis festlegen, und Kaufaufträge, die den Höchstpreis bieten, den sie bereit zu zahlen sind, gesammelt. Der Auktionator sammelt die Aufträge, sortiert und matcht sie, wenn das Gebot eines Käufers das Gebot eines Verkäufers übersteigt. In der Regel kann ein Verkäufer, der genug Energie zur Verfügung hat, den Bedarf mehrerer Käufer decken. Gleichwohl kann ein Käufer, dessen Bedarf groß ist, von mehreren Verkäufern seine Menge beziehen.

Die Märkte sollen in der Lage sein, Preissignale über Energieknappheit oder -überschuss an die Marktteilnehmer zu senden. Bei Energieüberschuss sollten lokale Marktpreise niedrig sein und bei Energiemangel umgekehrt. Für die Preisfindung zwischen Angebot- und Nachfrageseite bieten sich mehrere etablierte Auktionsverfahren an. Basierend auf den Nachfragekriterien werden unpassende Angebote im ersten Schritt aussortiert. Die verbleibenden Angebote werden in eine Merit Order gebracht. Lokale Strommärkte bedienen sich zwei Matching-Ansätzen: Orderbuch und P2P-Marktmechanismus. Der Stromhandel wird von miteinander vernetzten Agenten betrieben, die Erzeuger, Prosumer und Verbraucher vertreten. Zutreffend für jede Matching-Strategie, legt jeder Agent einen individuellen Mindest- und Höchstpreis fest, den er bereit zu zahlen bzw. zu erhalten ist. Diese Marktpreise bilden die Marktbeschränkungen.

Grundsätzlich gibt es im Orderbuch-Marktmechanismus einen einheitlichen Market Clearing-Preis, den alle Verbraucher zahlen. Im P2P-Marktmechanismus handelt es sich um Pay-as-bid-Verfahren (Gebotspreisverfahren), d.h. erhält jeder Anbieter nur genau den Preis, den er an die Angebotsplattform gesendet hat.

Bei einer Vickrey-Auktion werden Gebote versiegelt abgegeben. Der zweithöchste Preis seitens der Bieter wird angenommen. Auf der Abbildung 5 ist es der Preis von dem Teilnehmer 2. Der Mechanismus muss die Motivation schaffen, die Gebote mit realistischen Preisen abzugeben. Dadurch werden eine geringe Bandbreite und ein geringer Zeitaufwand möglich.

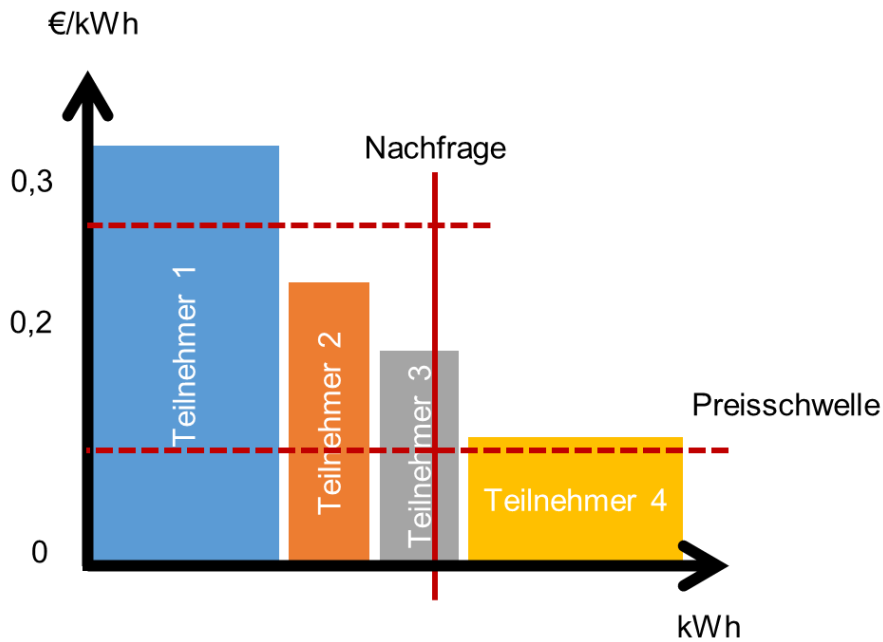


Abbildung 5: Vickrey-Auktion auf dem lokalen Energiemarkt

Perspektivisch lassen sich auch komplexere Matchingalgorithmen umsetzen. Ein mögliches Beispiel wäre ein Matchingindex, der bestimmte Kundenvorlieben bei der Stromart (z.B. nur Windstrom), regionale Präferenzen (z.B. nur innerhalb 20 km Radius) oder die unterschiedliche Zahlungsbereitschaft für verschiedene Anwendungen (z.B. Fahrzeug laden darf mehr kosten als Warmwasserbereitung oder umgekehrt) implementiert.

4.2.2 Regionale Marktplattform

Eine regionale Marktplattform muss nicht zwingend einen monetären Ansatz verfolgen. Auch die Idee einer Gemeinschaft, die sich untereinander unterstützt, kann als regionale Marktplattform gesehen werden. Ausschlaggebend für eine regionale Marktplattform ist die Begrenzung auf ein gewisses Gebiet und zum Teil auch auf die Akteure. So zielt eine regionale Marktplattform eher darauf ab, dass sich (kleine und große) dezentrale Erzeuger in der Nähe von Verbrauchern befinden, als auf Betrieb von großen zentralen Kraftwerken. Ziel ist die Regionalisierung der Erzeugung – vor allem im Einklang mit dem regionalen Verbrauch. Dabei spielen neben den Anlagenbetreibern hauptsächlich die Verbraucher eine wichtige Rolle. Denn sie können durch gezieltes Handeln großen Einfluss auf den regionalen Markt nehmen.

In den folgenden zwei Tabellen werden Anforderungskriterien für eine Marktplattform aufgelistet. Diese Kriterien können sowohl bei einer Stromgemeinschaft als auch bei einem regionalen Handel in Betracht kommen. Die Anforderungskriterien werden in *funktionale* und *nichtfunktionale Anforderungen* unterteilt.

Tabelle 1: Funktionale Anforderungen an eine Marktplattform

Funktionale Anforderungen	
1	Erfassen von Smart-Meter-Daten
2	Verarbeiten von Smart-Meter-Daten
3	Kommunikation mit Smart-Meter-Gateway-Administrator (SMGWA), VNB, ÜNB, Lieferant und Erzeuger
4	Erfassen von Prognosen
5	Übermittlung von Erzeugungs-/Verbrauchsdaten an den Lieferanten
6	Verbindung zum Online-Portal
7	Interface für den Handel für Verbraucher und Produzenten
8	Wetterprognosen - Sonne, Wind, Regenwahrscheinlichkeit, Luftfeuchtigkeit, Luftwerte wie ppm etc.
9	Kenntnis über die einzelnen Zellen - um Distanzen/Netzebene zwischen den handelnden Parteien zu berechnen
10	Liste der Verbraucher und Produzenten - Sortierbar nach: Preis, Distanz, Favoriten, Name, Erzeugungsart, Erzeugung (Kapazität) - Suchfunktion
11	Große und leicht erkennbare Zahlen/Grafiken über die bisherigen Einsparungen
12	Softwareeinbindung einer möglichen Flex-Plattform
13	Automatischer Handel bei Internetabstürzen
14	Automatische Abrechnung
15	Automatischer Handel bei Absturz der Marktplattform
16	Priorisieren von netzdienlichen Entscheidungen von VNB und ÜNB
17	Einbindung von IoT-Geräten
18	Verbindung zu Energiemanagementsystemen
19	Zulassen von Kauf/Verkauf (beim Energiehandel) nur in bestimmten Grenzen (basierend auf Verbrauch/Erzeugung) und anschließendes Informieren der Benutzer
20	Chat-Funktion
21	Community-Wettbewerbe, Ziele, Spiele etc.

Beide Tabellen zeigen die Anforderungskriterien in einem frühzeitigen Stadium auf. Eine Anpassung nach der Konzeptionierung wäre anzudenken, führt jedoch aufgrund der sehr allgemeinen Anforderungsbeschreibungen hauptsächlich zu Kürzungen. In erster Linie sollen beide Tabellen bei der Entwicklung und der Umsetzung eines Konzepts zum Denken anregen.

Tabelle 2: Nichtfunktionale Anforderung an eine Marktplattform

Nichtfunktionale Anforderung	
1	Sehr hohe Zuverlässigkeit für die Prozesse der Marktplattform
2	Hohe Zuverlässigkeit für das Kundenportal
3	Sehr hohe Sicherheitsanforderungen an die Marktplattform und das Online-Portal
4	Hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit an Schnittstellen und Datenübertragung mit Dritten
5	Zyklen Dauer von mind. X min (bspw. 15)
6	Software für „leistungsschwache“ Hardware - Alte Rechner und Laptops, Smartphones und Tablets - Für Windows, IOS, Android (evtl. Linux)
7	Benutzerfreundliches Interface
8	Benutzerführung in Deutsch (evtl. Englisch)
9	Dezentrale/Zentrale Struktur (evtl. Blockchain)
10	Sichere Datenübertragung im Netzwerk bzw. an die Zentrale
11	„Modulare“ Softwarestruktur, die es ermöglicht bzw. erleichtert, zusätzliche Eigenschaften und Funktionen später hinzuzufügen
12	Reine Oberfläche für Kunden, die keine vertraulichen Daten anderer (abgesehen von Angeboten/Nachfragen) Teilnehmer aufzeigt - Datenschutz
13	Kopierfähigkeit und Funktion zum Erstellen von Backups ⁷
14	Patchbares System ⁸
15	Definierte Schnittstellen mit Dokumentation die Komplettüberholung
16	Leicht änderbare grafische Oberflächen (Portal)
17	Admin-Zugänge
18	Dokumentation - Übersicht in HTML oder speicherbar in Excel - Löschung der Daten nach X Tagen
19	Nichtüberschreiten des Speicherbedarfs für Software (X Megabyte)
20	Entwicklungsprozess - Monatliche Gespräche zum aktuellen Entwicklungsstand und Dokumentation
21	X Transaktion pro Sekunde
22	Ausführen von Anfragen des Benutzers innerhalb von XX Sekunden
23	Farbenblindheitsmodus

Neben den Anforderungskriterien an eine Marktplattform spielt auch die Positionierung im Energiesystem eine Rolle. Hierzu wurden in C/sells am Beispiel Energiedienst AG und des Netzbetreibers ED Netze GmbH verschiedene Szenarien bewertet.

Im Folgendem werden Konzepte vorgestellt, die die Position der Marktplattform innerhalb des Unternehmens darstellen und anhand von Vor- und Nachteilen bewerten. Die Positionierung

⁷ Ein kopierfähiges System dient dazu, zwischen dem Testsystem und dem Produktivsystem leicht Datensätze und Einstellungen auszutauschen und zu übernehmen.

⁸ Ein Patch ist eine Fehlerbehebung für ausführbare Programme beziehungsweise Betriebssysteme und kann auch kleinere Funktionserweiterungen enthalten.

beschreibt die Aufgaben- und Rollenverteilung innerhalb der ED-Gruppe und die notwendige Kommunikation mit externen Rollen.

Die hier vorgestellten Konzepte werden aus der untenstehenden Auflistung kombiniert. Identische Buchstaben können nur einmalig verwendet werden.

A1 – Energiedienst AG als Marktplattformbetreiber

A2 – ED Netze als Marktplattformbetreiber

B1 – Die Marktplattform ist weitestgehend geschlossen, d.h. möglichst viele Prozesse bleiben im Unternehmen, also der Energiedienst-Gruppe⁹.

B2 – Die Plattform ist offen konzipiert, d.h. nur marktplattformnahe Prozesse werden vom Unternehmen ausgeführt. Schnittstellen ermöglichen den Austausch mit Dritten.

Daraus werden die vier möglichen Kombinationen abgeleitet:

A1B1 – Die Energiedienst AG betreibt die Plattform und übernimmt das Vertragswesen, die Abrechnung, die Abwicklungen und die Lieferung von Rest- und Zusatzstrom¹⁰.

A2B1 – Die ED Netze betreibt die Plattform und übergibt der Energiedienst AG Vertragswesen, die Abrechnung, die Abwicklungen und die Lieferung von Rest- und Zusatzstrom.

A1B2 – Die Energiedienst AG betreibt lediglich die Plattform. Die restlichen Aufgaben können von anderen Lieferanten übernommen werden.

A2B2 – Die ED Netze betreibt die Plattform. Die Lieferanten (auch die Energiedienst AG) übernehmen die restlichen Aufgaben.

Der Grund für die Abtrennung der vier Konzepte basiert auf der rechtlichen und operationellen Entflechtung von Netzbetreiber und Lieferanten. Die Entflechtung hatte das Ziel, das natürliche Monopol in der Energiewirtschaft zu zerschlagen und die Märkte für den Wettbewerb zu öffnen. Ein offenes System, das großflächig angewandt werden kann und den Wettbewerb auf verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette zulässt, wird daher den Vorstellungen des

⁹ Zur Energiedienst-Gruppe gehören die Energiedienst AG und die ED Netze GmbH

¹⁰ Zusatzstrom: Ein Angebot für Strom wird vom Lieferanten an der Marktplattform zusätzlich angeboten.

→ Alternativangebot des Lieferanten

Reststrom: Der Reststrom ist der Strom, der nicht durch die Erzeugung der ausgewählten Angebote und des Zusatzstroms gedeckt werden kann.

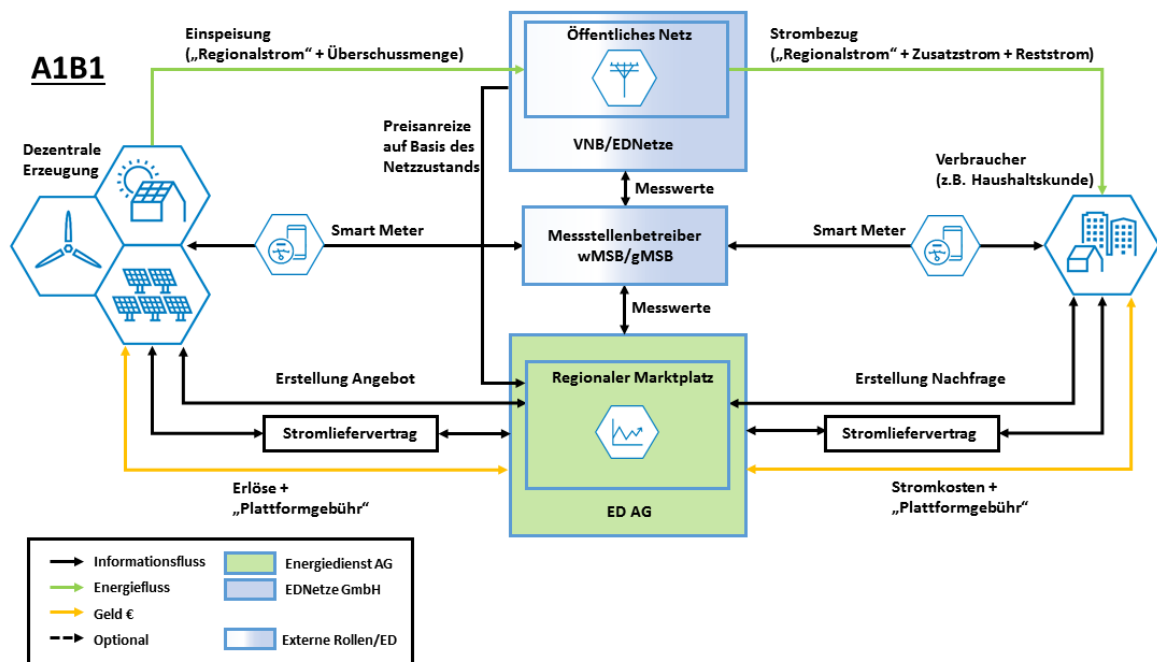
Gesetzgebers entsprechen. Die offenen Konzepte besitzen einen höheren volkswirtschaftlichen Nutzen, die geschlossenen Konzepte hingegen einen betriebswirtschaftlichen Nutzen. Die Chance für zukünftige Anpassungen an relevanten Gesetzestexten steigt mit einem volkswirtschaftlich orientierten Konzept.

Damit die Konzepte umsetzbar sind, werden folgende Annahmen gestellt:

1. Der Netzbetreiber (NB) hat einen Nutzen. Die Kosten verringern sich durch eine regionale Marktplattform. Der NB reicht die erzielten Kostenersparnisse an die Endkunden weiter.
2. Der Netzbetreiber kann heutzutage nur unter den strengen regulatorischen Rahmenbedingungen des Engpassmanagements den Netzzustand verbessern. Die vorgeschlagenen Preisanreize müssen also legitimiert werden. In diesen Konzepten wird dies nicht als Ausscheidungsgrund für die Machbarkeit herangezogen.

Die Marktplattformen werden alle einer einzigen Rolle zugewiesen. Kommunikation und Handel zwischen unterschiedlichen Plattformbetreibern und deren Plattformen ist nicht ausgeschlossen – solange die notwendigen Schnittstellen implementiert wurden.

Konzept A1B1



Die Energiedienst AG betreibt die Plattform und übernimmt das Vertragswesen, die Abrechnung, die Abwicklungen und die Lieferung von Rest- und Zusatzstrom.

Abbildung 6: Konzeptdarstellung A1B1

In Abbildung 6 agiert ein einzelner Lieferant (Energiedienst AG) als Plattformbetreiber. Alle notwendigen Marktprozesse und zusätzlichen Dienstleistungen (Zusatzstrom, Reststrom, Prognose usw.) werden im Unternehmen ausgeführt und nicht an Dritte abgegeben. Lieferanten können bei diesem Ansatz als Produzenten auftreten – mit der Voraussetzung, dass die Energie lokal oder regional erzeugt wird. Die Marktplattform kann in unterschiedlichen Netzgebieten als Stromprodukt für die Endkunden angeboten werden.

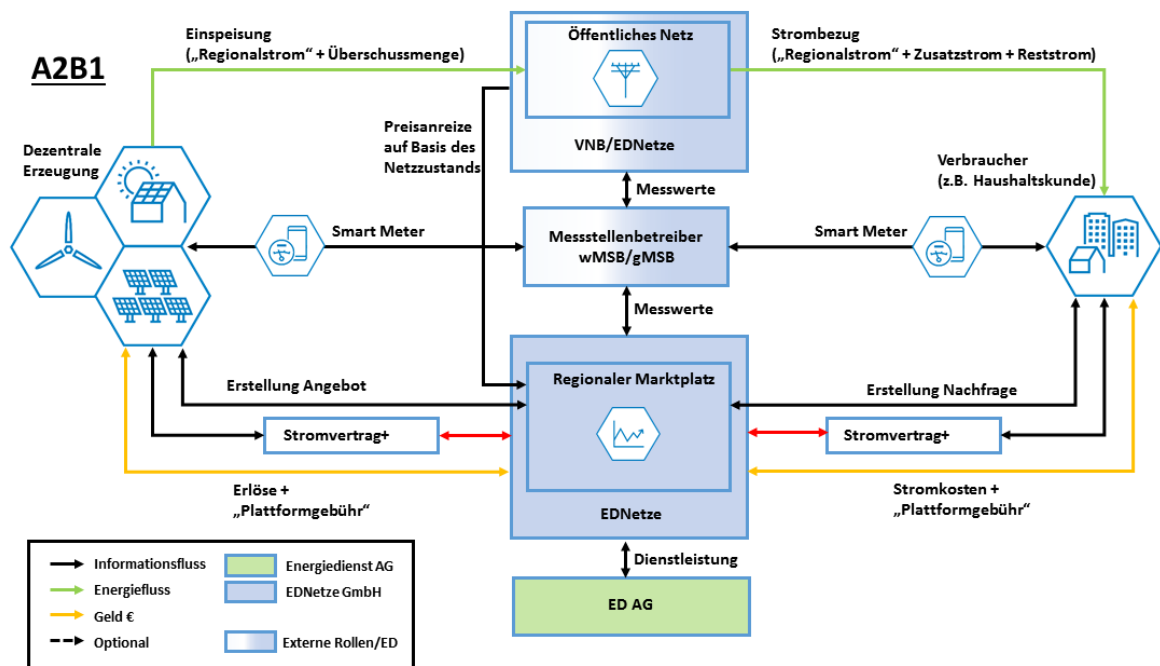
Da der Netzbetreiber einen Nutzen aus der Marktplattform beziehen wird und er die Preisreize an die Endkunden weitergeben wird, ist die Absprache zwischen Netzbetreiber und der Energiedienst AG notwendig.

Der größte volkswirtschaftliche Nutzen wird dann entstehen, wenn alle Kunden (Produzenten und Konsumenten) in einem Netzgebiet der Plattform beitreten. Die Bedingung dafür ist das Erreichen eines verbesserten Netzzustands. Weitere Vor- und Nachteile sind in Tabelle 3 vermerkt.

Tabelle 3: Vor- und Nachteile A1B1

A1B1: Energiedienst AG als Plattformbetreiber (geschlossen)	
Vorteile	Nachteile
Großer Kundenstamm in Grundversorgungsgebieten	Kunden nicht in regional liegenden Clustern angesiedelt
Kundeninformationen bleiben im Unternehmen	Umsetzung für Kunden außerhalb des Netzgebiets der Energiedienst Holding AG schwieriger
Erfahrungen als Energielieferant	Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Marktplattform notwendig
Erfahrungen mit Herkunftsnachweisen	Wenig Bezug zu den Preisanreizen des VNB
Es ist leichter, Kunden an andere Energiedienst-AG-Produkte zu binden	Die Bereitschaft einer Kooperation, mit anderen Netzbetreibern als der ED Netze, könnte sich in allen vier Konzepten als schwierig gestalten
Maximale Handlungsfreiheit für das Produktdesign (aus Lieferantensicht)	

Konzept A2B1



Die ED Netze betreibt die Plattform und übergibt der Energiedienst AG Vertragswesen, die Abrechnung, die Abwicklungen und die Lieferung von Rest- und Zusatzstrom.

Abbildung 7: Konzeptdarstellung A2B1

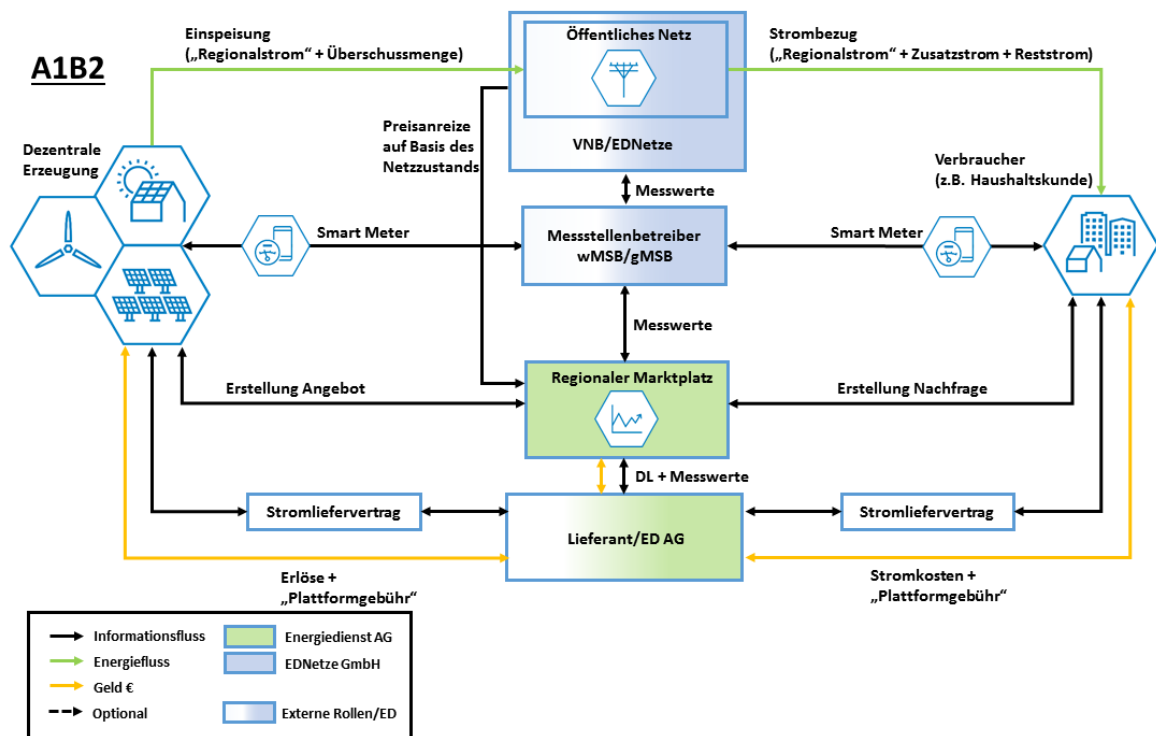
Abbildung 7 zeigt die ED Netze als Betreiber der Marktplattform in einem geschlossenen System. Ohne ein Energieversorgungsunternehmen, welches die Lieferantenprozesse übernimmt, wären nicht genug Kenntnisse bei ED Netze vorhanden. Das einzige unterstützende Unternehmen ist daher die Energiedienst AG, die einen Dienstleistungsvertrag mit der ED Netze abschließen wird. Die Aufgaben der Energiedienst AG kann alternativ von anderen Lieferanten erfüllt werden. Vor- und Nachteile zu der Positionierung sind in Tabelle 4 zu finden.

Das endgültige und kritische Ausscheidungskriterium für diesen Ansatz ist die Rollendefinition eines Energieversorgungsunternehmens. Unter der Berücksichtigung von machbaren, alternativen Ansätzen ist es unwahrscheinlich, dass Änderungen vom Gesetzgeber eingeleitet oder genehmigt werden.

Tabelle 4: Vor- und Nachteile A2B1

A2B1: ED Netze als Plattformbetreiber (geschlossen)	
Vorteile	Nachteile
Alle Netzanschlusskunden sind regional angesiedelt	Keine Erfahrungen bei Lieferantenprozesse
Relevante Kundeninformationen bereits im Unternehmen	Lieferung des Zusatz- und Reststroms müssen von einem Dritten übernommen werden
Erfahrungen in der Netzsteuerung	Verteilnetzbetreiber kann nicht als Energielieferant agieren (kritisch)
Großer Kundenstamm in grundzuständigen Messgebieten	Die Bereitschaft einer Kooperation, mit anderen Netzbetreibern als der ED Netze, könnte sich in allen vier Konzepten als schwierig gestalten
Bei Lieferantenwechsel des Kunden kann das Produkt weiterhin angeboten werden	
ED Netze kann als wettbewerblicher Messstellenbetreiber auftreten, um Kundenstamm zweierlei zu erweitern	
Verbindung zu bestehenden Dienstleistungen und Produkten der ED Netze wie bspw. das Metering+ (Energiedatenmanagement) lässt sich aufbauen	
ED Netze wird zukünftig die Rolle des Smart-Meter-Gateway-Administrators einnehmen	
Erweiterung und Einbindung eines zukünftigen Flex-Marktes einfacher	

Konzept A1B2



Die Energiedienst AG betreibt die Plattform. Die restlichen Aufgaben können von anderen Lieferanten übernommen werden.

Abbildung 8: Konzeptdarstellung A1B2

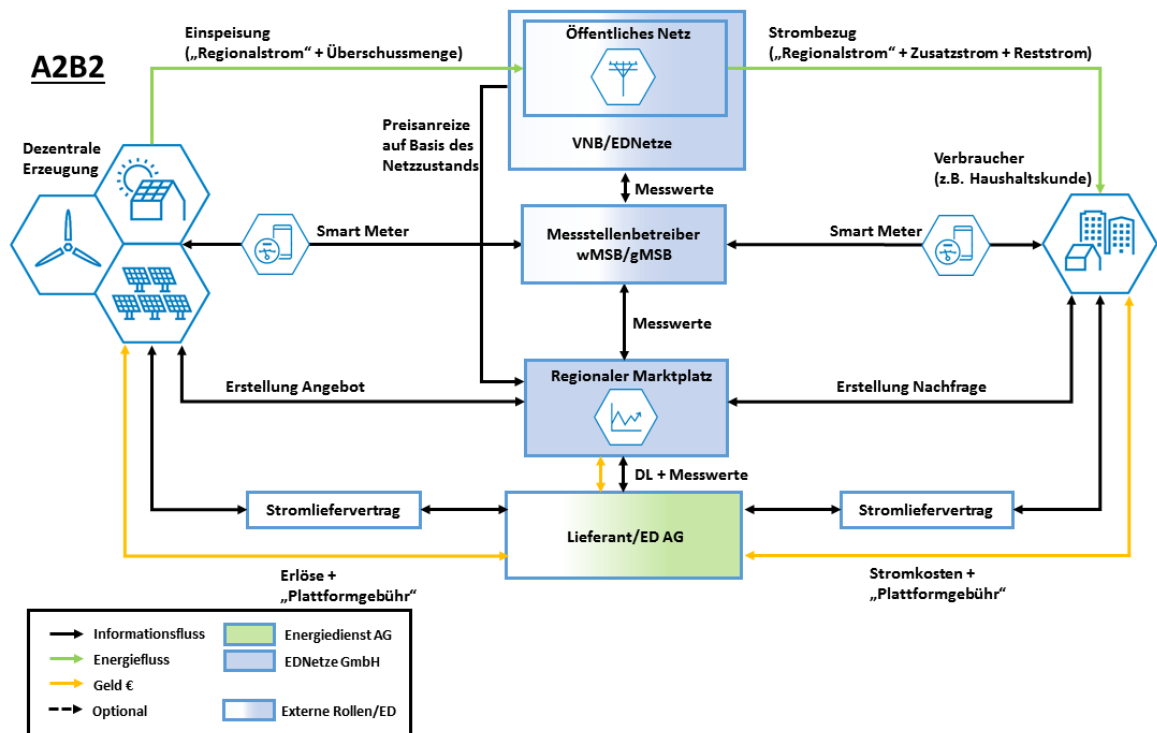
Verglichen mit A1B1 (Abbildung 6) bleibt die Energiedienst AG in Abbildung 8 Marktplattformbetreiber, wobei zusätzliche Dienstleistungen nicht im Unternehmen verankert sind und von Dritten übernommen werden können. Es ist also möglich, dass Prozesse extern ausgeführt werden. Auch wenn dies einen großen Nachteil darstellt, wird es durch die offene Struktur des Ansatzes möglich, in Konkurrenzgebiete einzudringen (siehe Tabelle 5).

Die notwendigen Schnittstellen für die Kommunikation von externen Lieferanten mit der regionalen Marktplattform müssen implementiert werden, um diesen Ansatz zu ermöglichen. Konsumenten werden auf der regionalen Marktplattform der Energiedienst AG ihren Strom von regionalen Produzenten beziehen können. Das Durchführen von den Prognosen, der Abrechnungen, dem Vertragswesen und der Lieferung von Zusatz- und Reststrom kann, wenn erwünscht, von externen Lieferanten übernommen werden. Bei diesem Ansatz ist neben der Kooperation mit dem VNB und MSB auch eine Zusammenarbeit mit einem (externen) Lieferanten erforderlich.

Tabelle 5: Vor- und Nachteile A1B2

A1B2: Energiedienst AG als Plattformbetreiber (offen)	
Vorteile	Nachteile
Großer Kundenstamm in Grundversorgungsgebieten	Großer Teil der Wertschöpfungskette wird an Dritte abgegeben
Kundeninformationen bleiben im Unternehmen	Kunden nicht in regional liegenden Clustern angesiedelt
Erfahrungen als Energielieferant	Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Marktplattform notwendig
Erfahrungen mit Herkunftsnachweisen	Wenig Bezug zu den Preisanreizen des VNB
Es ist leichter, Kunden an andere Energiedienst-AG-Produkte zu binden	Dritte (Lieferanten) müssen die Teilnahme zulassen
Maximale Handlungsfreiheit für das Produktdesign (aus Lieferantensicht)	Die Bereitschaft einer Kooperation, mit anderen Netzbetreibern als der ED Netze, könnte sich in allen vier Konzepten als schwierig gestalten
Endkunde hat weiterhin seinen Lieferanten als zentralen Vertragspartner	
Klare Abtrennung zu bestehenden Prozessen	

Konzept A2B2



Die ED Netze betreibt die Plattform. Die Lieferanten (auch die Energiedienst AG) übernehmen die restlichen Aufgaben.

Abbildung 9: Konzeptdarstellung A2B2

Bei der Betrachtung von

Abbildung 9 ist die ED Netze wieder in der Rolle des Marktplattformbetreibers zu sehen. Die ED Netze übernimmt dabei den tatsächlichen Betrieb der Plattform mit der Zuweisung der Energie. Es handelt sich hierbei um ein Produkt vom Netzbetreiber für den Produzenten, den Konsumenten und dessen Netzbetreiber, den Messstellenbetreiber und den Lieferanten. Die Vor- und Nachteile sind in Tabelle 6 dargestellt.

Um das Produkt noch offener zu gestalten, kann der Rest- und Zusatzstrom des Lieferanten auch außerhalb der Grenzen (= nicht regional) beschafft werden. Ob dann noch ein Nutzen für den Netzbetreiber – und damit die Grundlage für die Preisanreize – besteht, ist fraglich und muss getestet werden.

Tabelle 6: Vor- und Nachteile A2B2

A2B2: ED Netze als Plattformbetreiber (geschlossen)	
Vorteile	Nachteile
Klare Abtrennung zu bestehenden Prozessen	Großer Teil der Wertschöpfungskette kann/muss an Dritte abgegeben werden
Endkunde hat weiterhin seinen Lieferanten als zentralen Vertragspartner	Die Anzahl und der Umfang der übernommenen Prozesse der Energiedienst AG für den Plattformbetreiber (ED Netze) wird nicht komplett intern entschieden werden können
Großer Kundenstamm in grundzuständigen Messgebieten	Lieferung des Zusatz- und Reststroms muss von einem Dritten (oder Energiedienst AG) übernommen werden
Kundeninformationen (im Netzgebiet) bereits im Unternehmen	Dritte (Lieferanten) müssen die Teilnahme zulassen
Erfahrungen in der Netzsteuerung	Die Bereitschaft einer Kooperation, mit anderen Netzbetreibern als der ED Netze, könnte sich in allen vier Konzepten als schwierig gestalten
Bei Lieferantenwechsel des Kunden kann das Produkt weiterhin angeboten werden	
ED Netze kann als wettbewerblicher Messstellenbetreiber auftreten, um Kundenstamm zweierlei zu erweitern	
Verbindung zu bestehenden Dienstleistungen und Produkten der ED Netze wie bspw. das Metering+ (Energiedatenmanagement) lässt sich aufbauen	
ED Netze wird zukünftig die Rolle des Smart-Meter-Gateway-Administrators einnehmen	
Erweiterung und Einbindung eines zukünftigen Flex-Marktes einfacher	

Bewertung der Konzepte nach einer Punktebewertung

Die vier unterschiedlichen Konzeptmodelle werden mithilfe eines Scoring-Modells nach Kriterien gewichtet und anschließend bewertet. Scoring-Modelle (Punktebewertungsverfahren) werden generell angewandt, um eine konkrete und objektive Entscheidung treffen zu können. In Abbildung 10 ist das Punktebewertungsverfahren veranschaulicht. (Kerth 2015)

Kriterienbeschreibung	
Wertschöpfungskette	Anteil der Wertschöpfungskette
Implementierung	Schwierigkeit der Implementierung, Notwendigkeit für Schnittstellen und Kommunikation
Wettbewerb	Je höher der zugelassene Wettbewerb, desto zufriedener ist der Gesetzgeber
Markteinführung	Potential in konkurrierende Gebiet einzudringen, Neukundengewinnung
Kundenkomfort	Komplexität des Konzepts, Änderungen für den Kunden

Bewertung	
sehr schlecht	0
schlecht	25
neutral	50
gut	75
sehr gut	100

Kriterium	Gewichtung [%]	Erfüllungsgrad [%]			
		A1B1	A2B1	A1B2	A2B2
Wertschöpfungskette	30%	100%	75%	25%	25%
Implementierung	10%	100%	75%	75%	50%
Wettbewerb	10%	0%	0%	100%	100%
Markteinführung	20%	25%	25%	75%	75%
Kundenkomfort	30%	100%	0%	100%	100%
Summe:	100%	75%	35%	70%	68%

In dem Scoring-Modell sind fünf Kriterien definiert, welche in der oberen Hälfte der Abbildung beschrieben sind. Darunter befindet sich eine Übersicht zur Gewichtung. Eine äußerst schlechte Bewertung beginnt bei 0 und erreicht die beste Bewertung bei 100. Die Bewertung der vier Konzepte befindet sich in der untersten Tabelle. Die Gesamtbewertung der einzelnen Konzepte ist in den Summenfelder fett hervorgehoben.

Abbildung 10: Scoring-Modell Bewertung (Quelle: Darstellung nach Kerth Strategietools (Kerth 2015))

Der Vergleich erfolgt stets gegenüber dem besten Konzept. Die Gewichtung *Markteinführung* wird auf max. 75 % gesetzt. Dies ist auf die notwendige Einstimmung anderer NB/MSB im jeweiligen Netzgebiet zurückzuführen.

Schlussfolgerung

Eine geschlossene Marktplattform (A1B1 und A2B1) führt zu einer Sicherung der Wertschöpfungskette. Auf der anderen Seite (A1B2 und A2B2), wird der Einstieg in andere – von Dritten versorgte – Gebiete schwieriger.

Da die Marktplattform in erster Linie für den Energieaustausch zuständig ist, agiert diese nach den Wünschen der Endkunden marktgetrieben. Je nach Netzzustand können jedoch Eigenschaften des Netzbetreibers bei der Preisfindung zum Tragen kommen. Sowohl das Netz als auch die Märkte beeinflussen dadurch die Wirtschaftlichkeit der gesamten Marktplattform.

Dem VNB die Rolle des Marktplattformbetreibers zu übergeben (A2B1 und A2B2), ist von Vorteil, wenn die Stabilität des Netzes im Vordergrund steht. Der Kommunikationsaufwand für die Netzsteuerung kann dadurch reduziert werden. Um das maximale Potential dieses Ansatzes zu erreichen, ist eine Übernahme in das Engpassmanagement notwendig. Eine zukünftige Implementierung einer Flexibilitäts-Plattform wird erleichtert, da der Netzbetreiber in diesen Konzepten bereits stark beteiligt ist. Tritt dagegen der Lieferant als Marktplattformbetreiber auf (A1B1 und A1B2), profitiert die Marktplattform von der Expertise des Lieferanten in marktgetriebenen Prozessen.

Bei der Betrachtung von Abbildung 10 besitzt das Konzept A1B1 (ED AG als Plattformbetreiber, geschlossen) mit 75 % die höchste Bewertung, dicht gefolgt von der offenen Konzeptversion A1B2 (70 %). Das offene Konzept A1B2, mit der ED Netze als Marktplattformbetreiber, liegt lediglich zwei Prozentpunkte unter dem vorherigen. Die geschlossene Version liegt mit 35 % weit hinter den anderen.

Das Scoring-Modell empfiehlt nach einem objektiven Vergleich der Konzepte die Umsetzung nach Konzept A1B1. Bei Änderung an den Kriterien, der Gewichtung oder der Punktevergabe selbst können andere Ergebnisse erzielt werden. Das ist zugleich auch der größte Nachteil eines Scoring-Modells. Die Gewichtung der Kriterien und die Bestimmungen der Ausprägungen haben einen subjektiven Aspekt. (Kerth 2015)

Stromgemeinschaft

Neben den monetär getriebenen Ansätzen kann auch zuerst ein Ansatz einer Stromgemeinschaft verfolgt werden. Ziel dabei ist, möglichst alle regionalen Akteure einzubinden. Durch Visualisierung der Erzeugung und Verbräuche dieser Akteure sollen diese sensibilisiert werden und durch eine bilanzielle Verrechnung (kein Handel) der Erzeugung mit den Verbräuchen eine Gemeinschaft dargestellt werden. Beruhend auf den Verrechnungen können den Teilnehmern der Stromgemeinschaft jedoch auch Handlungsempfehlungen mitgeteilt werden und so Einfluss auf ihr Handeln genommen werden. Ein Vorteil einer solchen Stromgemeinschaft ist, dass diese auch aufgebaut werden kann, ohne dass jeder einzelne Teilnehmer seinen Stromanbieter wechseln muss.

4.3 Ausgestaltung der Anwendungsszenarien

4.3.1 Herkunftsnachweis für Strom via Blockchain

Es wurde ein Konzept zur Implementierung von anlagenscharfen und zeitlich aufgelösten Herkunftsnachweisen auf Basis der Ethereum-Blockchain-Technologie entwickelt. Mit dem Konzept wird Anlagenbetreibern und Kunden ein genauer Nachweis über die Art und Quelle der bezogenen Energie auf Kundenseite ermöglicht und dokumentiert. Für Erzeuger wird so ein fälschungssicherer Produktionsnachweis ermöglicht. Der Herkunftsnachweis wird automatisch durch einen Smart Contract ausgestellt und in der Blockchain gespeichert.

Herkunftsnachweise für Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien basieren auf der in der EU geltenden Stromkennzeichnungspflicht. Die Stromkennzeichnung wurde im Jahr 2003 mit der zweiten Strommarktinnenrichtlinie durch die EU-Kommission erstmals eingeführt und wird als ein wichtiger Bestandteil des Verbraucherschutzes betrachtet. In Deutschland wurde diese verpflichtende Richtlinie im Jahr 2005 mit der Novellierung des EnWG zum ersten Mal in nationales Recht umgesetzt, die derzeit geltende Fassung stammt aus dem Jahr 2011. Das EnWG legt fest, dass die Stromkennzeichnung von Strom aus erneuerbaren Energien mit Herkunftsnachweisen belegt werden muss. Dies trifft jedoch nicht auf Strom, der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert wird oder auf Strom, der nicht eindeutig nachvollziehbar erzeugt wurde, zu (Bischoff & Ditze 2018). Ein Herkunftsnachweis garantiert, dass ein MWh Strom aus regenerativen Quellen erzeugt, ins Stromnetz eingespeist und nur einmal verwendet wurde. Für Ausstellung, Anerkennung, Übertragung und Entwertung dieser Herkunftsnachweise (HKN) ist in Deutschland das Umweltbundesamt zuständig. Die HKN werden im sogenannten Herkunftsnachweisregister (HKNR) verwaltet.

Ein großer Nachteil des HKN-Systems besteht in der praktischen Entkopplung der grünen Stromeigenschaft und physischer Energielieferung. Die Ausstellung von HKN erfolgt erst nach der Erzeugung zeitlich verschoben, und das ganze System weist eine große Intransparenz für Endverbraucher und externe Marktteilnehmer auf. Angesichts dessen ist die Einführung eines Nachweissystems, welches anlagenscharf und nahezu in Echtzeit funktioniert, aus Erzeuger- und Kundensicht dringend notwendig.

Die Herkunft der Energie kann mit Blockchain-Technologie transparent und manipulationsicher abgebildet werden, sogar in fast Echtzeit und gekoppelt an die physische Energielieferung. Ein Zertifikatenhandel ist mit Blockchain-Technologie darstellbar. Für die Herkunftsnachweise spielen vor allem eine lückenlose Dokumentation von Stromerzeugung bis zum Verbrauch und eine hohe zeitliche Auflösung der Bilanzierung eine Rolle. Der Weg des Stroms und der Herkunftsnachweise kann transparent und unveränderbar auf der Blockchain abgebildet werden. Die Blockchain-Technologie hat gegenüber der gegenwärtigen Organisation von Informationssystemen zur Herkunft von Strom viele Vorteile (FfE 2018, UBA 2018, RMI 2017):

- Großes theoretisches Aufnahmepotenzial, inklusive aller Erzeugungsanlagen und aller Verbraucher unabhängig von der Größe
- Höhere zeitliche Auflösung und Taktung
- Aufnahme kleinster Energiemengen
- Geringerer zeitlicher Abstand zwischen Erzeugung und Verbrauch der Zertifikate
- Transparente und genaue Zuordnung von Herkunftsnachweis und erzeugter Strommenge
- Reduktion der Reportingpflichten und Transaktionskosten
- Vollständige Dokumentation von Stromerzeugung bis zum Verbrauch
- Automatisierung von Transaktionen mit Hilfe von Smart Contracts
- Beitrag zum Verbraucherschutz und Vertrauensgewinn dank transparenter gestalteter Nachweise
- Informativischer Mehrwert für Letztverbraucher
- Dynamisierung des Handels und der Preise (kleine zeitliche Abstände führen in bestimmten Zeiträumen zur Angebotsverknappung)
- Ermöglichung des einheitlichen transparenten europaweiten Handels von Zertifikaten

Mit einer Blockchain wird das Problem der mangelhaften Kopplung der grünen Eigenschaft von der tatsächlichen Stromerzeugung gelöst, indem nur an Stromlieferanten oder direkt an Endkunden physisch gelieferter grüner Strom den HKN Token bekommt. In der Blockchain werden entsprechende Lieferverträge zwischen den Anlagenbetreibern und den Stromabnehmern

abgelegt und verwaltet. Das wird zum Verbraucherschutz und zur Erfüllung der Kundenerwartungen, dass der Strom, den sie kaufen, tatsächlich der Ökostrom ist, beitragen.

Blockchain-Technologie kann auch den neu geschaffenen Regionalnachweis mit HKN verbinden und Kosten der Systemaufstellung und -betrieb minimieren. Regionalnachweis gibt Informationen über EEG-geförderten Strom, der in der Region des Endverbrauchers, in einem 50-Kilometer-Umkreis um das Postleitzahlengebiet, erzeugt wurde. Im Kontext der Blockchain-Technologie werden für die Stromlieferung des EE-Stroms Nachweise ausgestellt, die Funktionen von HKN und RN innehaben und sowohl zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien als auch zur regionalen Verortung des Stroms Auskunft geben. Die Ausstellung wird automatisch erfolgen und ist mit nur geringen zusätzlichen Kosten bezüglich Funktionserweiterung Richtung Regionalnachweis verbunden.

In dem von uns vorgeschlagenen Modell der Blockchain-basierten Herkunftsnachweise (Abbildung 11) erzeugt der Anlagenbetreiber Grünstrom und stellt einen Antrag auf Ausstellung des HKN-Tokens an UBA. Dann verkauft der Anlagenbetreiber die grüne Eigenschaft und den grünen Strom gekoppelt an einen Stromhändler. Der Händler mit einem Konto beim HKNR stellt einen Antrag auf Übertragung des HKN auf sein Konto. Als nächster Schritt verkauft er den Strom an Letztverbraucher und weist in der Stromrechnung die von ihm gekauften HKN-Token als Teil der Stromkennzeichnung aus. Er kann auch die Zertifizierung seines Tarifs nach Anforderungen eines Ökostromlabel beantragen. Die das Label vergebende Organisation überprüft, ob der Anbieter eine seiner Bilanz entsprechende Anzahl von Zertifikaten besitzt. Als letzter Schritt erfolgt die Entwertung des HKN-Tokens entweder bei der Energielieferung an Letztverbraucher und entsprechender Ausweisung in der Stromkennzeichnung oder Entwertung des Tokens nach Ablauf von zwölf Monaten nach Ausstellung. Der ganze Lebenszyklus des HKN-Tokens – Ausstellung, Übertragung, Entwertung - wird in die Blockchain dokumentiert und ist für alle Prozessteilnehmer transparent.

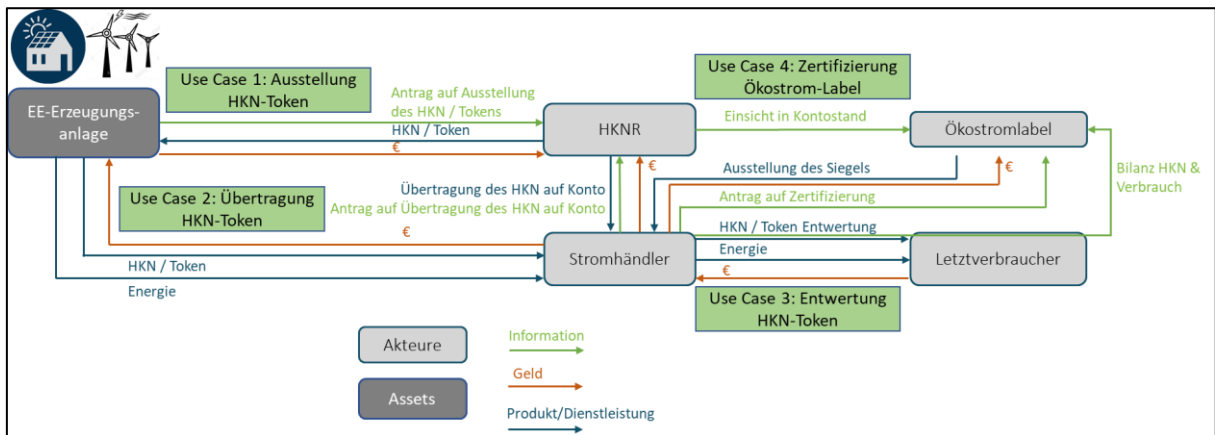


Abbildung 11: Zertifizierung Grüner Strom

Use Case 1: Der klassische HKN wird dabei durch den ‚HKN‘-Token ersetzt. Die Erzeugungsdaten werden automatisch erfasst und an die Blockchain übertragen. Die Größe des Tokens ist frei wählbar. Man kann theoretisch für jede kWh erzeugten Stroms einen HKN-Token ausstellen. Auf diese Weise können selbst Kleinststrommengen aufgenommen werden. Der Erzeuger beginnt die Transaktion, indem er beim UBA einen ‚HKN‘-Token beantragt. Nach dem Auslösen des Erzeugers wird von Seiten des UBA ebenfalls der Zählerstand bzw. die erzeugende Anlage überprüft. Stimmen die Zählerstände überein, wird der ‚HKN‘-Token generiert und an den Erzeuger übertragen. Der Erzeuger ist dann im Besitz des Tokens und kann diesen frei konventionell oder via Blockchain vermarkten.

Use Case 2: Bei der Übertragung von HKN-Token einigen sich Anlagenbetreiber und Stromhändler auf den Kaufgegenstand (grüne Eigenschaft gekoppelt mit der Stromlieferung), sowie auf Anzahl und Preis des HKN-Tokens. Der Verkäufer schickt die Verkaufsdaten an die Blockchain, die prüft, ob er genug Zertifikate auf dem Konto hat, und wenn dies der Fall ist, Token an den Käufer überträgt, der sie dann anschließend auf seinem Konto im HKNR hält. Alle Handelstransaktionen werden in der Blockchain gespeichert. Die Blockchain wird als zusätzliche Datenebene in das HKNR eingebaut. Man kann diesen Use Case um die Abrechnung zwischen Käufer und Verkäufer erweitern, wobei dann automatisch geprüft wird, ob der Käufer genug Geldmittel zum Bezahlen der HKN-Token auf seinem Konto hat.

Use Case 3: Der Lieferant ist dazu verpflichtet, den ‚HKN‘-Token zu entwerten, sobald der dazugehörige Strom an einen Letztverbraucher verkauft wird. Falls der HKN nach Ablauf der zwölf Monate nicht verwendet wurde, entwertet ihn das HKNR. Beide Prozesse werden in Echtzeit in der Blockchain dokumentiert.

Use Case 4: Ein HKN dient bei fast allen Ökostromlabeln als Grundlage der Zertifizierung. Er stellt sicher, dass das Stromprodukt aus erneuerbaren Energien stammt. Es muss also sichergestellt sein, dass der Lieferant, der sein Stromprodukt zertifizieren lässt, im Besitz eines HKN-Tokens ist. Der Lieferant muss dem zertifizierenden Ökostromlabel gegenüber beweisen, dass er genug HKN für den in seiner Stromkennzeichnung ausgewiesenen Strom aus „sonstigen Erneuerbaren Energien“ erworben hat. Da der Fluss des HKN-Tokens transparent ist, lässt sich genau nachvollziehen, ob der Lieferant auch im Besitz des jeweiligen Tokens ist. Hierfür muss das Ökostromlabel lediglich ebenfalls Zugang zur Blockchain haben, in der der Lebenszyklus des HKN-Token gespeichert ist. Stellt der Lieferant einen Antrag auf Zertifizierung, kann das Ökostromlabel durch die Einsicht in dessen Wallet den Besitz überprüfen.

Ersatz von HKN durch HKN Token (Use Cases 1-3), sowie erleichterte teilweise automatisierte Zertifizierung durch Ökostromlabel (Use Case 4) werden zu einer substantiellen Kostenreduktion durch Reduktion des externen Prüfbedarfs, geringere Ausgaben für Ausstellung, Übertragung und Entwertung von HKN-Token sowie zu einer Reduktion des Overheads, der im heutigen System für HKN-Transaktionen anfällt, führen.

4.3.2 Blockchainbasiertes Bilanzkreismanagement

Nach den Regeln des Strommarktes in Deutschland ist es Aufgabe der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), Erzeugung und Verbrauch in ihrem Bilanzkreis, d. h. ihrem Energiemengenkonto, ständig im Gleichgewicht zu halten. Im Zuge der Dezentralisierung des Energiesystems und der damit verbundenen großen Anzahl von Erneuerbaren-Energien-Anlagen in den Verteilnetzen sowie der Kopplung mit den Sektoren Verkehr und Wärme und weiteren Speichersystemen verändern sich die Lastprofile im Bilanzkreis. Zusätzlich macht die wetterabhängige Volatilität der Energiequellen Sonne und Wind Prognosen für die Stromerzeugung komplexer, da eine hohe zeitliche und räumliche Auflösung notwendig wird. Durch beide Faktoren wird es schwieriger, Bilanzkreise ausgeglichen zu halten. Die Kosten für die benötigte Ausgleichsenergie steigen.

Die Digitalisierung ermöglicht eine höhere Transparenz über Einspeiser und Verbraucher im Bilanzkreis sowie die Integration einer großen Zahl kleinteiliger Flexibilitäten in den Energiemarkt. Sie eröffnet gleichzeitig neue Handlungsräume für datengetriebene Geschäftsmodelle. Die Blockchain-Technologie ist dabei vielversprechend, weil sie dezentral stattfindende Transaktionen in großer Zahl sicher, vertrauenswürdig und automatisiert ermöglicht und Transaktionskosten reduziert.

Dem Risiko der Ausgleichsenergiekosten kann der BKV durch verschiedene Maßnahmen begegnen, etwa durch genauere Prognosen, die zu höherer Fahrplangüte führen, durch

verbesserten Intradayhandel, durch schaltbare Lasten oder schließlich durch einen Peer-to-Peer-Handel innerhalb des Bilanzkreises. Im vorliegenden Konzept wird auf jene Maßnahmen eingegangen, die durch Blockchain-Technologie befördert werden können und die das Potenzial haben, in das Bilanzkreismanagement integriert zu werden.

Auf dieser Basis werden Ansatzpunkte und Blockchain-basierte Lösungen in Form von Anwendungsfällen (Use Cases) vorgestellt. Die Use Cases beschreiben die beteiligten Rollen, Funktionen und Verantwortlichkeiten sowie deren Beziehungen untereinander.

Das Konzept soll dazu dienen, datenbasierte Technologien wie Blockchain als Option zur Anpassung des Strommarktes an die Herausforderungen der Dezentralisierung des Energiesystems zu verstehen. Bei der Entwicklung entsprechender Geschäftsmodelle soll das Konzept als Grundlage dienen.

Anforderungen

Erzeugung und Verbrauch müssen zu jeder Zeit, d.h. in jeder Sekunde, im Gleichgewicht stehen, um das Stromnetz stabil zu halten. Stromerzeugung und -einspeisung, Handel und Vertrieb erfolgen grundsätzlich im Wettbewerb. Der Energieversorger in seiner Rolle als BKV benötigt für die bedarfsgerechte Beschaffung Lastprognosen seiner Kunden, um Fahrpläne zu erstellen. Verbraucher und Erzeuger werden aktuell nach zwei Bilanzierungsarten unterschieden: (a) Standardlastprofil (SLP): bis 100 000 kWh/a, Messung einmal pro Jahr und (b) Registrierende Leistungsmessung (RLM): ab 100 000 kWh/a (Großverbraucher), Messung per Fernauslesung für jede Viertelstunde des Liefertages, Bilanzierung nach Messdaten.

Da der Zugang zum Stromnetz diskriminierungsfrei einer Vielzahl von Akteuren offensteht, müssen Geschäftsprozesse massentauglich und automatisiert abgewickelt werden können, um die Systemsicherheit jederzeit zu gewährleisten. Alle Netznutzer müssen ihre Marktllokation (Einspeise- und Entnahmestellen) einem Bilanzkreis zuordnen.

Für den Netzzugang und die Abwicklung der Geschäftsprozesse zwischen Marktakteuren sind mehrere Regeln, Standards und Datenformate relevant. Zuständige Behörde ist die Bundesnetzagentur:

Aufgrund der zunehmenden Volatilität durch wachsende Anteile von Sonnen- und Windstrom auf der Erzeugerseite sowie durch die verstärkte Sektorkopplung (E-Mobilität, Wärmepumpen) auf der Verbraucherseite und durch den Einsatz von Speichern werden genaue Prognosen schwieriger. Konventionelle Standardlastprofile reichen nicht mehr aus, um Verbraucher unter 100 000 kWh/a mit ausreichender Genauigkeit abzubilden. Die Verantwortung für

angepasste Prognosen liegt weiterhin beim BKV, der eine höhere Transparenz über das Verhalten der Verbraucher und Prosumer in seinem Bilanzkreis benötigt.

Kommt es in einem Bilanzkreis zu kurzfristigen Über- oder Unterspeisungen, hat der BKV mehrere Möglichkeiten zu reagieren, bevor er die Ausgleichsenergie des ÜNB in Anspruch nimmt und dadurch Kosten verursacht, auf die er wenig Einfluss hat (Abbildung 12): (1) Er verkauft oder kauft am Intraday-Markt mehr Strom als ursprünglich geplant und glättet damit den Bilanzkreis. Dabei werden anonymisierte Transaktionen zwischen zwei Stromhändlern einer Regelzone durchgeführt. (2) Eine weitere Stellschraube zur Erhöhung der Bilanzkreistreue liegt perspektivisch in der Verbesserung der Prognosen der Verbraucher und Prosumer im Bilanzkreis. (3) Hat er eigene Anlagen bzw. Lasten im Portfolio, passt er deren Leistung bei Über- oder Unterspeisung an.

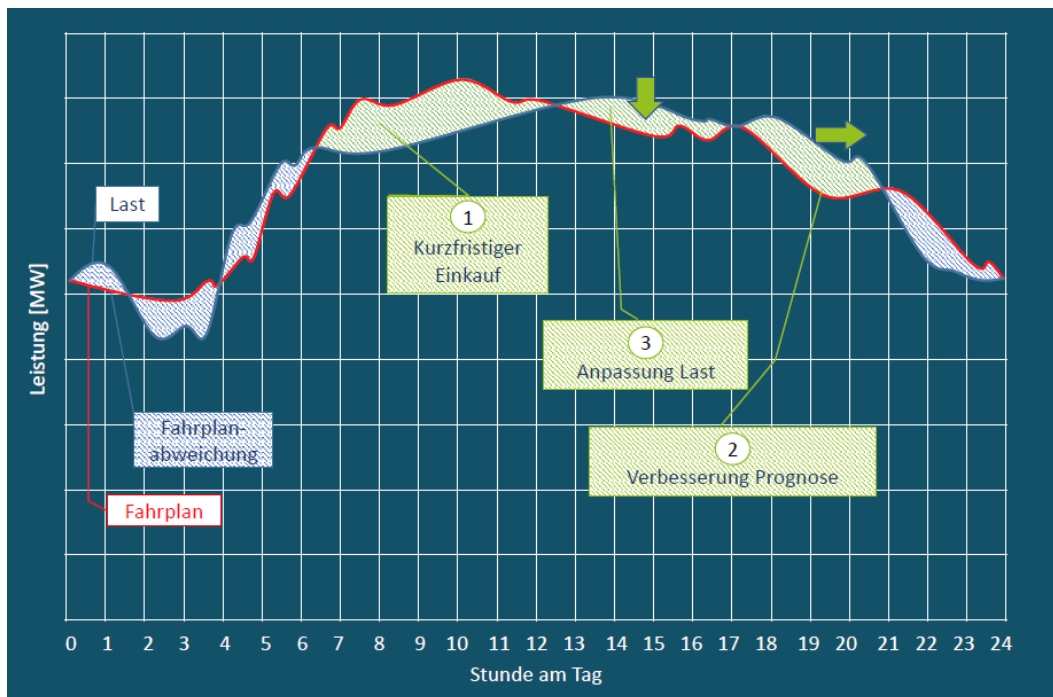


Abbildung 12: Fahrplan, tatsächlicher Lastgang und Optimierungsmöglichkeiten im Bilanzkreis (Quelle: OLI Systems GmbH)

Durch den Rollout der intelligenten Messsysteme (iMS) besteht künftig die Möglichkeit, eine größere Anzahl von Kunden nach Zählerstandsgang zu bilanzieren. Dies beinhaltet die tägliche Fernauslesung für jede Viertelstunde. Die automatisierte Kommunikation der Messwerte durch das Smart Meter Gateway erfolgt künftig gemäß der Marktkommunikation im Rahmen des Messtellenbetriebsgesetzes (MsbG) sternförmig an alle berechtigten Marktteilnehmer.

Der Fokus des hier beschriebenen Konzepts liegt auf den Chancen durch die Integration dezentraler Flexibilitäten in eine weitgehend automatisierte, digitale Echtzeitwirtschaft, also im

Bereich des Messwesens und der Marktkommunikation. Darüber hinaus verspricht die Blockchain-Technologie Effizienzgewinne, wenn bestehende, bereits teilautomatisierte Prozesse in der Bilanzkreisbewirtschaftung wie die Zeitreihenkommunikation und die Abrechnung (Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom, MaBiS) ergänzt werden. Die Vorteile werden hier kurz erläutert, die Prozesse jedoch im Folgenden nicht näher betrachtet: In der Datenkommunikation zwischen den verantwortlichen Parteien (VNB, BKV, BIKO, Lieferant) unterstützt eine Blockchain-basierte Infrastruktur die automatisierte Erfassung von Zeitreihen und macht relevante Daten für alle berechtigten Rollen gleichzeitig transparent. Die Blockchain ergänzt dabei bereits automatisierte Prozesse auf der Basis von standardisierten Datenformaten wie EDIFACT. Die Sicherheit und Qualität der Kommunikation wird erhöht, da fehleranfällige Austauschprozesse zum Datenabgleich entfallen und Manipulationen erschwert werden. Aktuell sind die MaBiS-Prozesse für jede Viertelstunde über mehrere Phasen von der Fahrplanerstellung am Vortag durch den BKV über die Lieferung in der jeweiligen Lieferviertelstunde bis zur Bilanzierung und Abrechnung durch den Bilanzkreiskoordinator über einen Zeitraum von acht Wochen organisiert. Durch mehr Automatisierung und Transparenz können diese Prozesse deutlich beschleunigt werden.

Anwendungsfälle im Sinne einer dezentralen Bilanzkreisverantwortung

Auf der Seite der dezentralen Verbraucher und Erzeuger ermöglicht die Blockchain-Technologie eine Kommunikation nahezu in Echtzeit. Hier sind zwar auch herkömmliche Wege der Datenübertragung weiterhin denkbar, in Verbindung mit den Möglichkeiten des lokalen Strom- und Flexibilitätshandels verspricht eine Durchdringung mit Distributed Ledger Technologie jedoch Vorteile für alle beteiligten Akteure. Die Umsetzungsmöglichkeiten sind Teil des vorliegenden Konzepts und werden in Form von Anwendungsfällen (Use Cases, Abbildung 13) näher beschrieben.

Die Nutzung einer Blockchain im Sinne einer Daten-Infrastruktur in Verbindung mit intelligenten Messsystemen ermöglicht das dezentrale Erfassen und Speichern von Messwerten in kurzen Zeitintervallen und die sichere Übertragung quasi in Echtzeit. Der BKV kann damit schnell auf Fahrplanabweichungen reagieren, den Bilanzkreis ausgleichen und eine nachträgliche Pönalisierung (Zahlungen für Ausgleichsenergie) vermeiden. Im Fokus stehen hier vor allem die Zählpunkte für Prosumer und Verbraucher, die aufgrund von Einspeisung, Eigenverbrauch selbst erzeugten Stroms, Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen neuartige Lastprofile aufweisen. Diese Prozesskette wird in Use Case 1 beleuchtet.

Darüber hinaus können die zeitlich hoch aufgelösten Messreihen dem BKV dazu dienen, Lastprognosen ständig zu verbessern und damit die Fahrpläne immer mehr an die realen Lastprofile anzunähern. Dabei kommt u. a. maschinelles Lernen zum Einsatz (Use Case 2).

Die Betreiber der dezentralen Flexibilitäten können durch netzdienliches Verhalten Verantwortung im System übernehmen. Es wird aktuell diskutiert, dezentralen Akteuren (Marktteilnehmern) auch innerhalb eines Bilanzkreises mehr Verantwortung für den Ausgleich von Erzeugung und Last zuzusprechen (Strücker 2019). Eine Blockchain-basierte Infrastruktur könnte die digitale Vertrauensbasis für den lokalen Handel von Flexibilitäten herstellen. Dieser ist beispielsweise über eine Quotenregelung möglich (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017). Der Anreiz zur Teilnahme an sogenannten Smart Markets entsteht durch neue Optionen, mit der entsprechenden Anlagenfahrweise Erlöse zu erzielen. Blockchain-basierte Agenten bieten hier das Potenzial für die intelligente und automatisierte Integration der Anlagen. Die Ausprägung eines lokalen Marktes über eine Quotenregelung wird in Use Case 3 betrachtet.

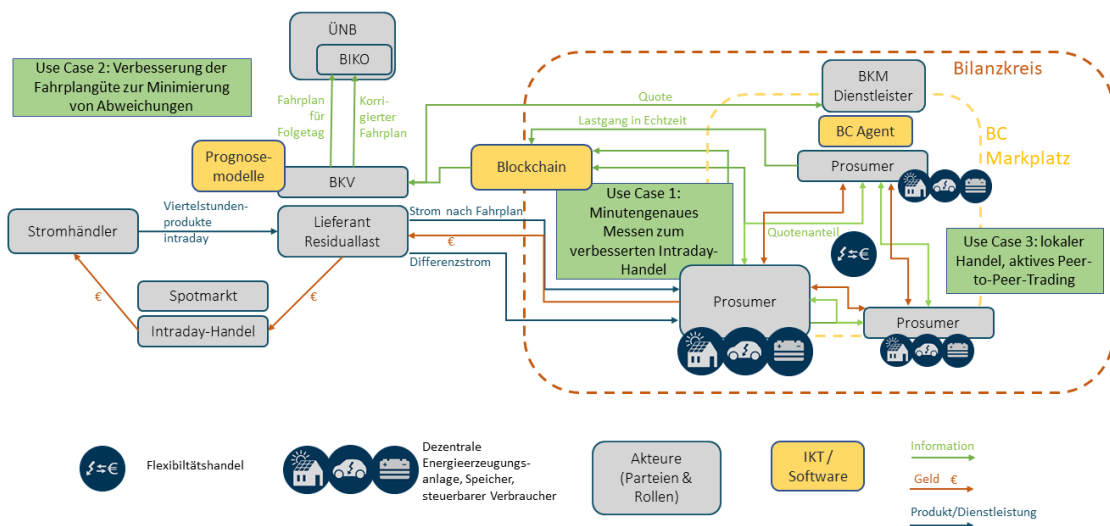


Abbildung 13: Dezentrale datenbasierte Prozesse im Bilanzkreismanagement

Das hochaufgelöste Messen braucht per se keine Blockchain, aber in einer Blockchain-Umgebung (UC 1) befördert es die Möglichkeiten der dezentralen Bilanzkreisbewirtschaftung. Angepasste Prognosen auf der Basis von hochaufgelösten Daten (UC 2) quasi als „Nebenprodukt“ einer durchgängigen Digitalisierung bieten zusätzliches Optimierungspotenzial für den BKV. Der wichtigste Use Case zur Integration dezentraler Flexibilitäten, bei dem die Blockchain-Technologie als eigentlicher Enabler fungiert, ist der lokale Peer-to-Peer-Handel (UC 3).

Für diesen untertägigen Handel mit Flexibilität zwischen Marktteilnehmern im Bilanzkreis das Bilanzkreismanagement wird ein Quotenmodell vorgeschlagen. Voraussetzung ist die Ausstattung

der teilnehmenden Marktlokationen mit einem iMS sowie die hochauflösende Messung von Einspeisung und Verbrauch.

Kommt es im Bilanzkreis untertägig und unterhalb der Viertelstunde zu einer Abweichung vom Fahrplan, kann der BKV über den Smart Market das ausgleichende Verbrauchsverhalten von Anlagenbetreibern mit Hilfe einer Quote, d.h. eines korrigierten Fahrplans, nachfragen. Einige Marktteilnehmer können durch entsprechende Fahrweise ihrer Anlagen Lasten entlang des Fahrplans anbieten, also die Quote einhalten. Andere Marktteilnehmer sind bereit, für die Fahrplanabweichung einen Preis zu bezahlen und kaufen anderen Marktteilnehmern deren Quote ab. Ziel des Sekundärmarktes ist es, die Quote nicht einheitlich für alle angemeldeten Anlagenbetreiber (Marktteilnehmer) vorzugeben, sondern einen Handel unter den Marktteilnehmern anzuregen. In der Summe wird die Quote im Bilanzkreis eingehalten, die individuellen Teilnehmer folgen ihr gemäß ihrer Zahlungsbereitschaft und Verhaltenspräferenzen.

Die Idee eines Blockchain-basierten Quotenmarktes ist es, dass ein Teil der Bilanzkreisverantwortung dezentralisiert wird. Die Blockchain dient dabei als Austauschplattform mit Anwendungen zum Handel von Quotenanteilen. Der Preis für die Quote muss (abzüglich der Betriebskosten für den Markt) unterhalb der zu erwartenden Ausgleichsenergiekosten liegen, dabei aber hoch genug, dass Flexibilitäten daran teilnehmen. Das könnte durch eine fixe Vergütung pro Jahr oder ein nutzungsbasiertes Modell umgesetzt werden.

Wichtig für einen funktionierenden Markt ist die Teilnahme einer ausreichenden Anzahl an Akteuren in einem Bilanzierungsgebiet. In der Praxis sind Bilanzkreise häufig virtuelle Gebiete, dessen Teilnehmer (Zählpunkte) nicht netztopologisch zusammengefasst werden können. Denkbar ist das Konzept eines lokalen Marktes beispielsweise in einem Arealnetz, in dem ein Stromlieferant und Bilanzkreisverantwortlicher seinen Kunden die Teilnahme an einer Art "Strom Community" ermöglicht. Der Lieferant tritt dabei als öffentlicher Dienstleister auf, der den lokalen Marktplatz bereitstellt.

Fazit

Diese konzeptionelle Darstellung zeigt eine erste Sicht auf die Ausgestaltung eines lokalen Peer-to-Peer-Marktes in sehr einfacher Form. Ziel ist es, den Handel weitgehend automatisiert durchzuführen. Nur so können geringe Transaktionskosten erreicht werden. Die Blockchain ermöglicht dabei, dass kleinste Flexibilitäten integriert werden und ein Teil der Bilanzkreisverantwortung von den dezentralen Akteuren selbst übernommen wird. Für die Bilanzierung und Abrechnung insgesamt sowie für die vertraglichen Prozesse gegenüber dem Netzbetreiber wird weiterhin ein übergeordneter BKV notwendig sein.

4.3.3 Blockchainbasierte Flexibilitätsvermarktung von E-Fahrzeugen

Es wurde ein Konzept zum flexiblen netzdienlichen Laden von Elektrofahrzeugen mit Hilfe der Ethereum-Blockchain-Technologie entwickelt. Blockchain kann zur Standardisierung der mit dem Laden verbundenen Geschäftsprozesse beitragen. Darüber hinaus – und genauso wichtig – kann mit Hilfe der Blockchain-Technologie ein unternehmensunabhängiges System für netzfreundliches Smart Charging geschaffen werden, das die aktive Einbindung von E-Mobilisten erlaubt. Auf diese Weise lässt sich die Auslastung von Netz und Ladeinfrastruktur optimieren, ohne dass die Nutzenvorteile der E-Mobilisten eingeschränkt werden.

Der politische Druck zusammen mit sinkenden Kosten führt zu einer stärkeren Verbreitung von E-Fahrzeugen. Der weltweite Markt für Elektrofahrzeuge ist im letzten Jahrzehnt stark gewachsen. Für die Energiewirtschaft besteht weniger die Herausforderung, ausreichend Strom zu erzeugen. Auch bei größerer Durchdringung der E-Fahrzeuge wird der daraus resultierende Strombedarf nur wenige Prozente der gegenwärtigen Stromerzeugung ausmachen. Allerdings kann es räumlich und zeitlich zu Lastspitzen kommen, die punktuell zur Überlastung von Teilen von Verteilnetzen führen kann. Diesen Engpässen kann durch den Ausbau der Verteilnetzen und/oder durch eine smarte Steuerung von Ladevorgängen begegnet werden. Ein Bericht der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) ergab, dass eine wachsende Anzahl von Netzengpässen im lokalen Netz auftritt, wenn die EV-Durchdringungsrate in Deutschland 30 % erreicht (NPM 2019). Das liegt daran, dass beim gleichzeitigen Laden von mehreren Elektrofahrzeugen der momentane Strombedarf die maximale Leistungskapazität des lokalen Netzes überschreiten kann. Daher sollen E-Fahrzeuge möglichst abgestimmt geladen werden.

Flexibles Laden birgt großes Potenzial. Wenn die gewünschte Energiemenge und der Zeitpunkt der Abfahrt des E-Fahrzeugs bekannt sind, kann der Ladevorgang selbst flexibel gestaltet werden, solange zum Abfahrtszeitpunkt die gewünschte Energiemenge tatsächlich geladen wurde. Diese Flexibilität erlaubt es, von temporär variierenden Energiebezugspreisen zu profitieren, Netzengpässe zu vermeiden und die Auslastung der Ladeinfrastruktur zu maximieren. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird im Smart Charging der Fahrplan des Ladens, im besten Fall laufend, optimiert. Der EV-Nutzer selbst kümmert sich nicht um den Ladevorgang, d.h. wann das EV zu laden beginnt oder ob das EV mit voller Leistung geladen wird oder nicht, solange der gewünschte Ladezustand zum geplanten Abfahrtszeitpunkt erreicht wird.

Die wichtigsten Inputs für das Smart Charging Modell sind aus Sicht des EV-Nutzers (Nachfrage) die benötigte Energiemenge und die verfügbare Ladezeit, von Seite des VNB (Angebot) die

Leistungsgrenze der EV-Ladelast, die auf den anderen Lastprofilen, der DER-Erzeugungsprognose sowie den Netzeinschränkungen basiert.

Blockchain-Technologie ist als technische Grundlage für die Implementierung preisbezogener Smart Charging Modelle gut geeignet. In einem Blockchain-fähigen EV-Ladenetz werden Smart Charging Algorithmen in Smart Contracts codiert und in der Blockchain eingesetzt. Smart Contracts ermöglichen einen automatisierten Lastplanungsalgorithmus und übernehmen die Rolle des EV-Aggregators im Hinblick auf Netzengpassmanagement. Durch Ausschluss von Intermediären, insbesondere im Bereich Abrechnung und Zahlung, wird die allgemeine Markteffizienz verbessert.

In dem erarbeiteten Konzept wird die Flexibilität als Energiemenge definiert, die ein Elektrofahrzeug beitragen kann, indem die Ladeleistung in einem festgelegten Zeitintervall (normalerweise 15 Minuten) reduziert wird, ohne den Ladebedarf des Nutzers zu beeinträchtigen. Die Flexibilität wird durch die Nennleistung des Ladepunkts, an den das Fahrzeug angeschlossen ist, sowie durch die individuellen Mobilitätsbedürfnissen bestimmt. Der Flexibilitätsbeitrag kann nicht vorab festgelegt werden, da er von der Netzsituation abhängt und die Flexibilität nur bei einer Netzüberlastung genutzt wird.

Bei dem steuerungs-basierten Demand Response wird vor der Entscheidung, ob eine neue Ladeanforderung akzeptiert werden soll, eine Simulation (Erfüllungstest) durchgeführt. Der Test soll prüfen, ob diese Anforderung so ausgeführt werden kann, dass alle Ladeanforderungen erfüllt werden können, ohne dass es zu einer Netzüberlastung kommt (Abbildung 14).

Immer wenn eine neue Ladeanforderung eingeht, prüft das System zuerst, ob die neue Anforderung eine Systemüberlastung verursacht, vorausgesetzt, dass alle Ladeereignisse unkontrolliert sind (es wird mit voller Ladeleistung geladen). Wenn dies nicht der Fall ist, bedeutet dies, dass Netzkapazität dieses zusätzliche Ladeereignis verkraften kann und die Anforderung akzeptiert wird. Wenn es zu einer Netzüberlastung kommt, wird das System einer Erfüllungsprüfung (Fulfillment Check) unterzogen, um festzustellen, ob dieses Problem durch flexible Disposition mit Smart Charging Algorithmus behoben werden kann.

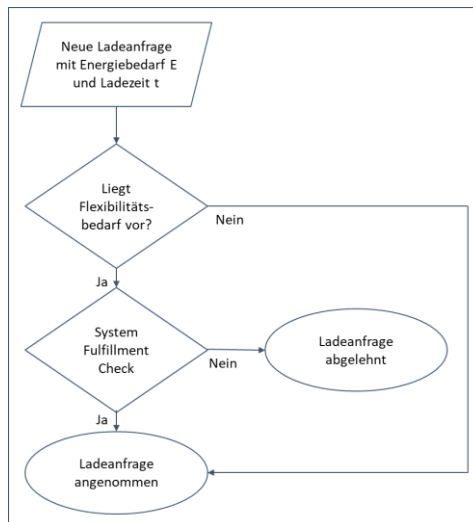


Abbildung 14: Entscheidungsdiagramm für Ladeereignisse

Abbildung 15 gibt die teilnehmenden Akteure und Assets sowie die zugehörigen Geschäftsdienste und Prozesse im Smart Charging Anwendungsfall wieder. Ladestationen, die aus mehreren Ladepunkten bestehen, können den Strom aus dem Verteilnetz oder aus den eigenen Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehungsweise stationären Batteriespeichern beziehen. Ladestation, Ladeinfrastrukturbetreiber und Blockchain haben einen ständigen Informationsaustausch zu neuen Ladeereignissen und Ladeprofilen. Der EV-Nutzer sendet eine Ladeanfrage und, falls sie akzeptiert wird, verfolgt über die App den Ladestatus. Am Ende des Ladevorgangs bezahlt der Kunde für die Ladeleistung über seine digitale Geldbörse. Falls sein Elektrofahrzeug Flexibilität bereitgestellt hat, erhält der Nutzer auch Flexibilitätsprämie in Form von Token. Der ganze Prozess wird durch Smart Contracts automatisch abgewickelt und in der Blockchain gespeichert.

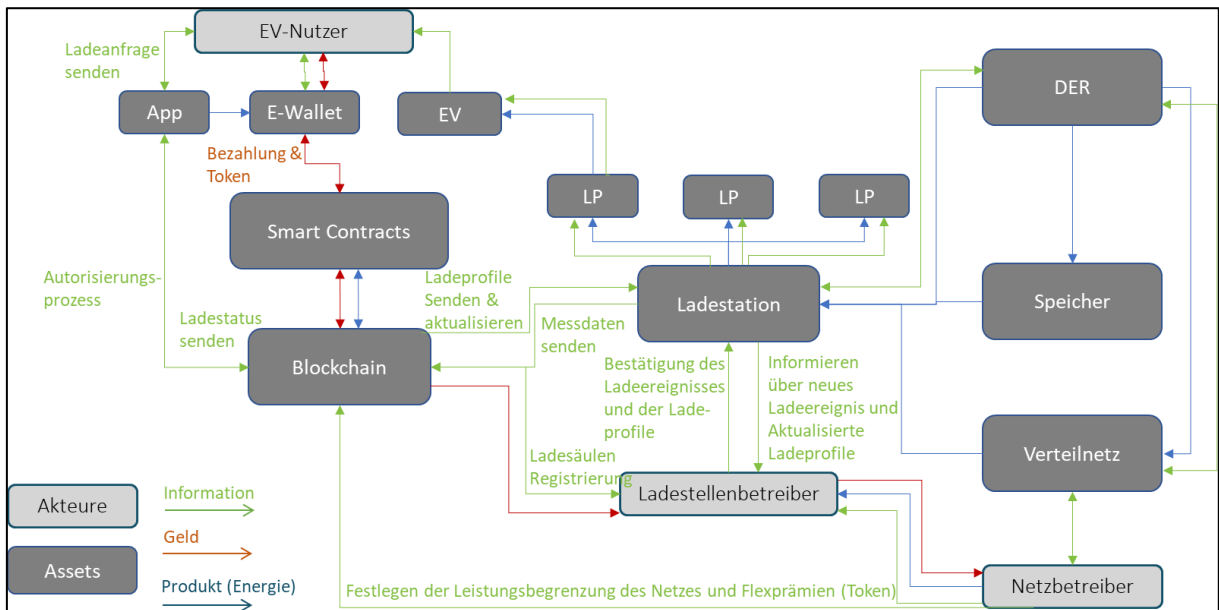


Abbildung 15: Geschäftsdienst- & Prozessübersicht im Use Case Smart Charging

Der Markt der Flexibilität beim E-Fahrzeug-Laden basiert auf der Blockchain-Plattform. Ladeinfrastrukturbetreiber belohnen EV-Nutzer, die ihre Flexibilität während des Ladevorgangs einbringen, mit wirtschaftlichen Anreizen, z.B. einem Preis für jede kWh Flexibilität. Ein Asset Token wird vorgeschlagen, um die Flexibilitätsprämien darzustellen. Im Allgemeinen gibt es zwei Möglichkeiten, mit dieser Flexibilität monetäre Vorteile zu erzielen. Die erste besteht darin, die Flexibilität zu nutzen, damit mehr Elektrofahrzeuge gleichzeitig geladen werden können, vorausgesetzt, es gibt genügend Ladestecker. Die zweite Option ist der Verkauf des Flexibilitätsangebots an VNB als Mittel des Netzlastausgleichsmanagements.

Im ersten Fall kann Ladeinfrastrukturbetreiber die Ladepläne optimieren, um die Akzeptanzrate der EV-Ladung zu erhöhen und somit mehr Einnahmen zu erzielen. Es ist Sache des Betreibers, den Preis für die Flexibilität zu bestimmen. Im zweiten Fall hängt es davon ab, ob die VNB die viertelstündliche Flexibilitätslaststeuerung als attraktive Option für sie betrachten, um das Netz zu steuern.

Im vorgeschlagenen Blockchain-basierten EV-Ladesystem (Abbildung 16) ersetzt die Blockchain-Plattform den E-Mobility Service Provider und die Clearingstelle (Intermediäre). Die Smart Charging Funktion ist in der Blockchain-Plattform in Form von Smart Contracts enthalten, die in der Blockchain bereitgestellt und gespeichert werden.

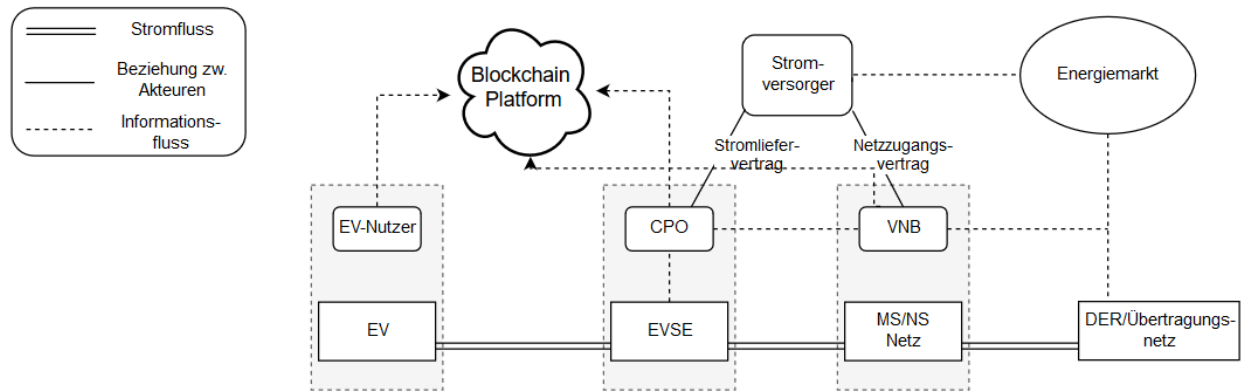


Abbildung 16: Blockchain-basierte EV-Ladearchitektur

Außerdem kann man mit einer solchen Plattform einen neuen Markt für Flexibilitätstransaktionen und Belohnungssysteme zwischen EV-Nutzern, Ladeinfrastrukturbetreibern (CPO) und VNB schaffen. Dies wird den Nutzern einen starken Anreiz bieten, sich am Smart Charging zu beteiligen. So entwickelt sich die Flexibilität der Nutzer zu einem monetarisierten Produkt zum gemeinsamen Vorteil von Kunden und Dienstleistern. Der Ansatz kann mit vorhandenen Lastmanagementlösungen kombiniert werden. E-Fahrzeug-Nutzer müssen lediglich die App herunterladen und sich registrieren, um ihre Flexibilität anzubieten und dafür eine Rückerstattung zu erhalten.

Die Simulationsergebnisse von Smart Charging, haben die Wirksamkeit des vorgeschlagenen Smart Charging Algorithmus im Vergleich zum unkontrollierten E-Fahrzeug-Laden bewiesen und nützliche Hinweise darauf gegeben, unter welchen Umständen der Smart Charging Algorithmus am vorteilhaftesten ist (Li 2019). Insbesondere können Ladeinfrastrukturbetreiber mit Smart Charging bis zu 40 % mehr Energie als mit unkontrolliertem Laden verkaufen, ohne jegliche Änderungen an der Hardware durchführen zu müssen.

Noch wichtiger ist, dass der Smart Charging Algorithmus die Stochastizität von EV-Ladeanforderungen bewältigen und mit dem unvorhersehbaren Ladeverhalten der Nutzer umgehen kann. Eine Echtzeitplanoptimierung wird immer dann durchgeführt, wenn eine neue Ladeanforderung eingeht. Dabei sind nur die vom Nutzer gemachten Angaben zum Energiebedarf und verfügbarer Ladezeit erforderlich. Dies ermöglicht mehr Flexibilität als andere Arten der Smart Charging Algorithmen, bei denen vorgegebene Ladepläne von den Nutzern erwartet werden.

Die Analyse hat gezeigt, dass die Blockchain-Technologie dem Smart Charging Modell ermöglicht, sich in den bestehenden Markt für E-Fahrzeug-Laden zu integrieren, ohne dass es zu

Marktverstößen kommt. Andererseits hat sie das Potenzial, den Markt für E-Fahrzeug-Laden umzugestalten, indem die gesamte Wertschöpfungskette gestrafft wird.

4.3.4 Agentenbasiertes P2P-Matching

Lokale Energiegemeinschaften (local energy communities, LEC) dienen dazu, Verbraucher, Prosumer und Produzenten in lokale Energiemärkte (local energy markets, LEM) zu integrieren und einen lokalen Energiehandel zu ermöglichen. Eine LEC verfolgt drei aufeinander abgestimmte Ziele: Kosteneffizienz, Maximierung der Eigenversorgung sowie optimale Integration ins Energienetz.

Endverbraucher nutzen aus dem lokalen Netz der öffentlichen Versorgung so viel Strom aus EE-Anlagen einer LEC wie möglich. Den Rest beschafft der LEM. Einerseits zielen LEMs darauf ab, die aktive Beteiligung der LEC-Mitglieder an der lokalen Stromhandelsplattform zu erhöhen, indem sie ihre eigenen Strompreise festlegen, was zu einem steigenden Gewinn der Teilnehmer führt und die Nutzung EE-Ressourcen innerhalb der LEC maximiert. Andererseits unterstützen LEMs die VNB bei Bewältigung von Netzengpässen und Bilanzierung auf lokaler Ebene. Es sollen alle Regeln im Voraus definiert werden, die sich auf die Interaktion zwischen den beteiligten Marktteilnehmern und den Handel auswirken, um einen geeigneten Strommarkt aufzubauen. Folgende Schritte müssen gemacht werden, um einen LEM zu gestalten:

- Zellen- und LEC-Einrichtung (Definition der Marktteilnehmer, Form der gehandelten Energie, Art des Netzes usw.)
- Marktmechanismus (Angebote setzen und matchen, Energiezuteilung usw.)
- Preisermittlung (Auktionen, Gebotseinschränkungen, Clearing-Preise usw.)
- Kommunikations- und Informationssystem (Marktplattform und Zugang, Anschluss eines intelligenten Messsystems usw.)

Wie aus Abbildung 17 ersichtlich wird, besteht ein LEM aus zwei Ebenen. Auf der physischen Ebene sind sowohl physische Aktivitäten als auch Netzinfrastruktur angesiedelt, u.a. Stromflüsse, Zellenaufbau, EE und IKT. Auf der virtuellen Ebene finden virtuelle Aktivitäten, wie Informationsflüsse, lokale Marktmechanismen und Transaktionen, statt.

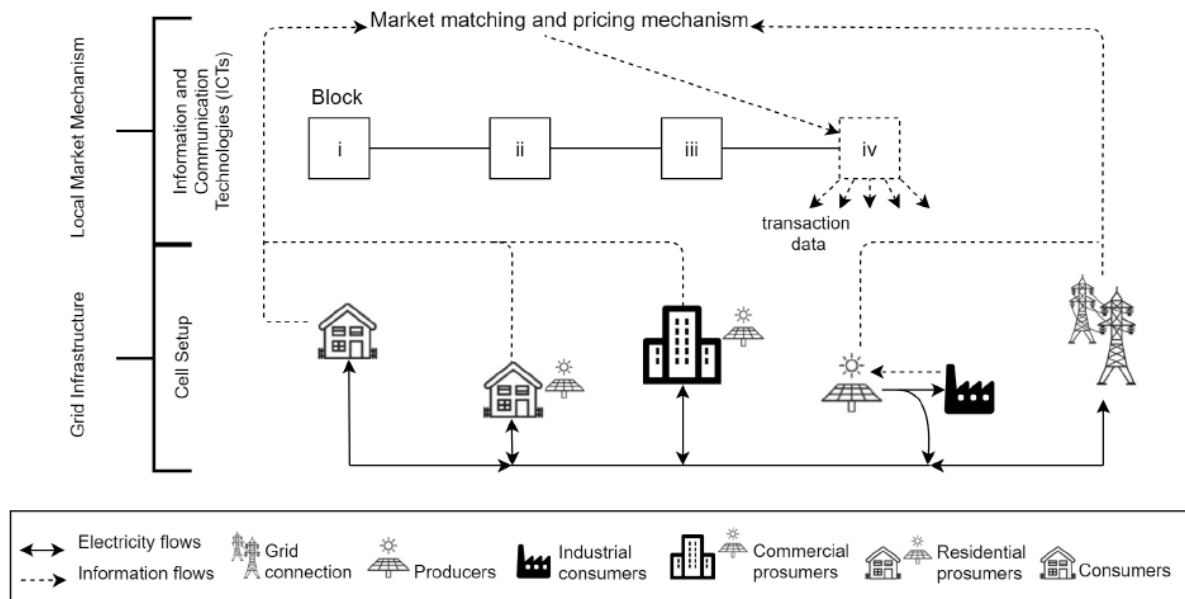


Abbildung 17: Struktur eines LEM (Kement 2020)

Um den Energieaustausch zwischen den ausgewählten Peers zu maximieren, ist eine Datenerfassung des Stromverbrauchs, der Stromerzeugung sowie der Reststrombelieferung in weit höherer Frequenz als die der jährlichen Zählerauslesung notwendig. Seit der Einführung digitaler Stromzähler, bzw. Smart Meter, die Erzeugung und Verbrauch im 15-Minuten-Rhythmus erfassen, können Angebot und Nachfrage von mehreren Peers wesentlich genauer erfasst werden. Auf deren Grundlage kann die Kostenabrechnung jedes Mitglieds abgewickelt werden, sowie die Belohnung der Mitglieder, die sich flexibel gezeigt haben und bspw. ihren Verbrauch beim lokalen Stromdefizit gesenkt haben.

P2P-Energiehandel braucht eine Plattform zum Informationsaustausch zwischen Käufern und Verkäufern sowie zum Gebotsmatching anhand von vereinbarten oder akzeptierten Vorschriften. Diese Plattform stellt sicher, dass die gehandelte Energie an den Käufer geliefert wird und dass der für diese Menge vereinbarte Preis an den Verkäufer gezahlt wird (Pouttu 2017). Jeder Teilnehmer am Energiehandel ist gleichberechtigt und spielt eine gewisse Rolle bei der Stromerzeugung und -verbrauch.

Die Plattform kann in Form von Software vorliegen, die Prosumern, Verbrauchern und Stromerzeugern die Möglichkeit bietet, Strom direkt untereinander zu handeln (Long 2018). Daher wird an jedem Verbrauchszeitpunkt ein Verbraucher (Vollzeitverbraucher oder Prosumer zum Zeitpunkt des Verbrauchs) mit einem oder mehreren Erzeugern (Vollzeiterzeuger oder Prosumer zum Zeitpunkt der Erzeugung) gematcht, die seinen Lastbedarf decken können. Stromerzeuger befinden sich normalerweise in der Nachbarschaft oder in der unmittelbaren Nähe

zum Verbraucher, was zu geringeren Verlusten und dementsprechend geringeren Stromverbrauchskosten führt. Darüber hinaus stellt der P2P-Energiehandel sicher, dass lokale Mittel in der lokalen Wirtschaft verbleiben, und bietet Prosumern / Erzeugern die Möglichkeit, ihre Gewinne aus dem Stromhandel zu maximieren und die Kontrolle über EE-Ressourcen zu behalten.

Der Einsatz der Blockchain-Technologie wird die Attraktivität und Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing erhöhen und als Enabler der lokalen Energiemärkte fungieren.

Smart Contracts ermöglichen es, sichere Transaktionen zwischen Community-Mitgliedern auf P2P-Weise durchzuführen und sie entsprechend genau abzurechnen. Stromerzeugung und -verbrauch sowie Transaktionen zwischen den Teilnehmern werden automatisch erfasst. Blockchainbasierte Energiehandelssysteme müssen intelligente Messsysteme einschließlich SMGWs enthalten, um die Stromerzeugungs- und -verbrauchsdaten erfassen und dokumentieren zu können. Smart Contracts bilden ein blockchainbasiertes LEM, indem Gebote von Marktteilnehmern gesammelt und auf der Grundlage von Marktmechanismen angeordnet werden sowie der Handelspreis an Marktteilnehmer zurückgesendet wird.

Zu den Anwendungsfällen für P2P-Märkte gehören:

- Engpassmanagement. Anwendung der Blockchain-Technologie ermöglicht es, eine große Anzahl an verteilten EE-Anlagen kleinster Größenordnung zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Flexibilitätsbereitstellung erfolgreich zu nutzen. Blockchain bietet die Gelegenheit, eine Vielzahl von Anlagen in das Engpassmanagement einzubeziehen.
- Spannungshaltung. Blindleistung kann von EE-Anlagen bereitgestellt werden, wo diese Anlagen über Leistungselektronik mit der eingebauten Funktion der Blindleistungskontrolle verfügen. Auch können andere Erzeugungsanlagen, Stromspeicher und steuerbare Lasten Flexibilität anbieten, die für Spannungshaltung benötigt wird.
- Kostenoptimierung. Blockchain verspricht, dass die Daten über das Einspeisen und Ausspeisen von Strom und damit den Energiefluss in Netzen kostengünstig und sicher aufbewahrt werden können. Im P2P-Handel wird dank Blockchain die Kostenbelastung gerade für kleinere Marktteilnehmer deutlich reduziert. Durch beschleunigte Prozesse und automatische Abrechnung werden operative Kosten in großem Maße eingespart.
- Darüber hinaus kann man in einem lokalen Energiemarkt bei diversen Entgelten, Umlagen und Steuern dank der reduzierten Netznutzung und hoher EE-Erzeugung und -Verbrauch

sparen. Obwohl der gemeinsam genutzte EE-Strom trotzdem durch das Verteilnetz transportiert wird, fallen da reduzierte Netzentgelte an. Außerdem ist eine mögliche Befreiung des gemeinsam genutzten Stroms von der Stromsteuer zu prüfen. Bei der EEG-Umlage ist es ebenfalls zu prüfen, welche Möglichkeiten der Reduktion für den gemeinsam genutzten Strom in dem lokalen Energiemarkt angemessen sind und eine höhere Wirtschaftlichkeit versprechen (Huneke & Nitzsche 2020).

Abbildung 18 zeigt das Konzept der Blockchain-basierten lokalen Energiemärkte. Das Agentenverhalten wird dabei außerhalb der Blockchain auf Geräteebene simuliert und nur die endgültigen Gebote von den Blockchain-Konten der Agenten an den Markt werden gesendet. Ein Blockchain-Protokoll, das auf Smart Contracts basiert, kann allen Marktteilnehmern den gleichen Zugang gewähren, die Marktplattform für Gebotsmatching bereitstellen, den gesamten Prozess überwachen und die Zahlungen abwickeln (Mengelkamp 2018).

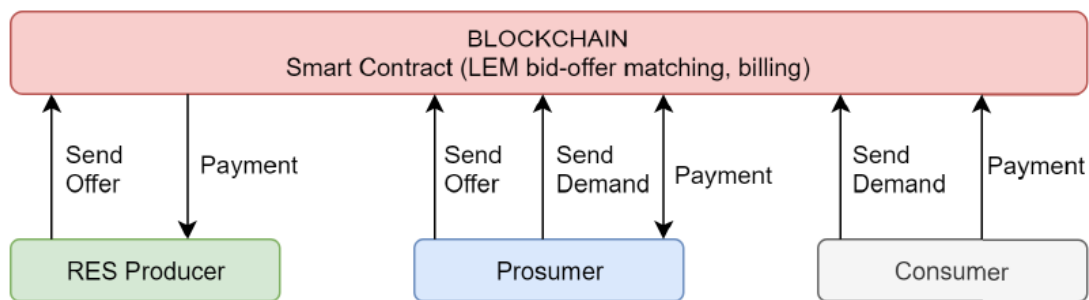


Abbildung 18: Konzept der Blockchain-basierten lokalen Märkte

Der virtuelle Lastgang einer LEC beruht je nach Datenverfügbarkeit auf Zählerdaten der Standardlastprofil (SLP)-Zähler, der registrierenden Leistungsmessungs- (RLM) Zähler sowie auf Messdaten der VNBS. Um geringe Stromverbräuche beobachtbar zu machen und netzdienliche Lastanpassungen anzureizen, kann ein Aggregator handhabbare Lösungen in einer LEC einsetzen, wie z.B. eine Smart Charging Lade-App für privat und gewerblich genutzte E-Vehikel oder Ausstellung von anlagenscharfen und zeitlich aufgelösten Herkunftsnachweisen für erneuerbaren Strom, der innerhalb der Community verbraucht wird. So werden Verbraucher dazu angehalten, so viel wie möglich lokal erzeugten Strom und zwar von ihnen bekannten Anlagen zu beziehen sowie ihre E-Autos zu den Zeiten des EE-Stromüberschusses zu günstigeren Preisen zu laden.

Für eine LEC bestehen Anreize zum einen den eigenen Stromverbrauch möglichst mit der Erzeugung eigener EE-Anlagen zu decken, zum anderen die Jahresspitzenlast des virtuellen LEC-Lastgangs zu reduzieren, um einen geringeren Leistungspreis bei den Netzentgelten zahlen zu müssen.

Um ein Gleichgewicht zwischen der lokal erzeugten Energie und lokaler Nachfrage bestmöglich zu halten, ist Flexibilität erforderlich. Die Flexibilität in einem Stromnetz betrifft die Fähigkeit von Energiegeräten und -anlagen, ihren Stromverbrauch zeitlich zu verschieben. Flexibilität kann genutzt werden, um die Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage zu verringern. Die Herausforderung bei flexiblen Geräten wie E-Fahrzeuge, Heizkessel, Waschmaschinen, besteht darin, zu erkennen, wann sie kaufen und wann sie abwarten müssen. Dafür benötigen flexible Geräte einen klaren kalkulierbaren Anreiz, ihren Verbrauch zu verlagern. Die zentrale Frage ist daher, wie Geräte mit Flexibilitätpotenzial ohne zentrale Steuerung einen optimalen Fahrplan auf einer Marktplattform festlegen können und wie sie dazu ausreichend motiviert werden können. Dies beinhaltet unter anderem die Optimierung der Behind-the-Meter-Technologie wie PV-Systeme mit Batteriespeicher.

Energiepreise werden durch Kaufs- und Verkaufsaufträge festgelegt, die von den Handelsstrategien der teilnehmenden Geräte und Anlagen ausgegeben werden. Eine Handelsstrategie definiert entweder die Zahlungsbereitschaft oder die Verkaufsbereitschaft einer bestimmten Energiemenge und gibt dem Markt den Preis an, zu dem das Gerät eine Transaktion zu einem bestimmten Zeitpunkt annehmen würde. Unflexible Lasten, beispielsweise Beleuchtung, agieren als Pricetaker und nehmen jeden Marktpreis an. Preisnehmer können ihre Nachfrage nicht auf die Zeiten der hohen lokalen Energieverfügbarkeit verlagern, profitieren aber dennoch von dem Preisverfall in sonnigen Perioden. Lasten, die weniger essenziell und somit flexibel sind, können jedoch verschoben werden. Ein intelligenter Kessel kann seine Heizung auf einen früheren Zeitpunkt verschieben, vorausgesetzt, der Wassertank ist ausreichend gedämmt. Diese Flexibilitätsspanne schafft Raum für einen strategischen Handel.

Die Teilnahme an dem lokalen Markt schafft einen internen Wettbewerb zwischen lokalen Erzeugern, was zur Senkung der lokalen Energiepreise führt, wenn es viele lokale Energiequellen gibt. Genau diese Dynamik bietet flexiblen Geräten in der Gemeinschaft eine Anleitung zur Verlagerung ihrer Nachfrage. Die Geräte werden Energie bevorzugt bei niedrigen Preisen kaufen. In einem lokalen Markt, wo unflexible Käufer nur passiv von dem gelegentlichen Preisverfall unter dem EVU-Preis profitieren, versuchen flexible Geräte aktiv, ihre Nachfrage auf Zeiten mit hoher lokaler Energieverfügbarkeit zu verschieben.

5 Umsetzung

5.1 Stromgemeinschaft Murg

Aufbauend auf den zuvor genannten Grundlagen hat Energiedienst im C/sells-Projekt eine Stromgemeinschaft in Murg aufgebaut und getestet. Der Ansatz der Stromgemeinschaft ist der Aufbau eines regionalen Marktplatzes, der auf non-monetären Ansätzen beruht.

5.1.1 Integration von Verbrauchern, Prosumern und kommunalen Liegenschaften

Das Ziel der Stromgemeinschaft ist es, möglichst eine Vielzahl an verschiedenen Akteuren miteinzubeziehen. So werden nicht nur Teilnehmer, die eine eigene Erzeugungsanlage besitzen, im Projekt integriert, sondern auch Verbraucher sind ein wichtiger Bestandteil.

Die Stromgemeinschaft Murg besteht aus reinen Verbrauchern, Prosumern, PV-Anlagen mit noch 100 %-Vergütung. Zusätzlich dazu sind die kommunalen Verbraucher (kommunale Gebäude) integriert. Durch diese Vielzahl an unterschiedlichen Akteuren mit unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen wird die Struktur des Energiesystems in Murg gut abgebildet. Der in der Abbildung 19 dargestellte Netzausschnitt aus Murg zeigt deutlich die bereits große Anzahl an Erzeugungsanlagen.

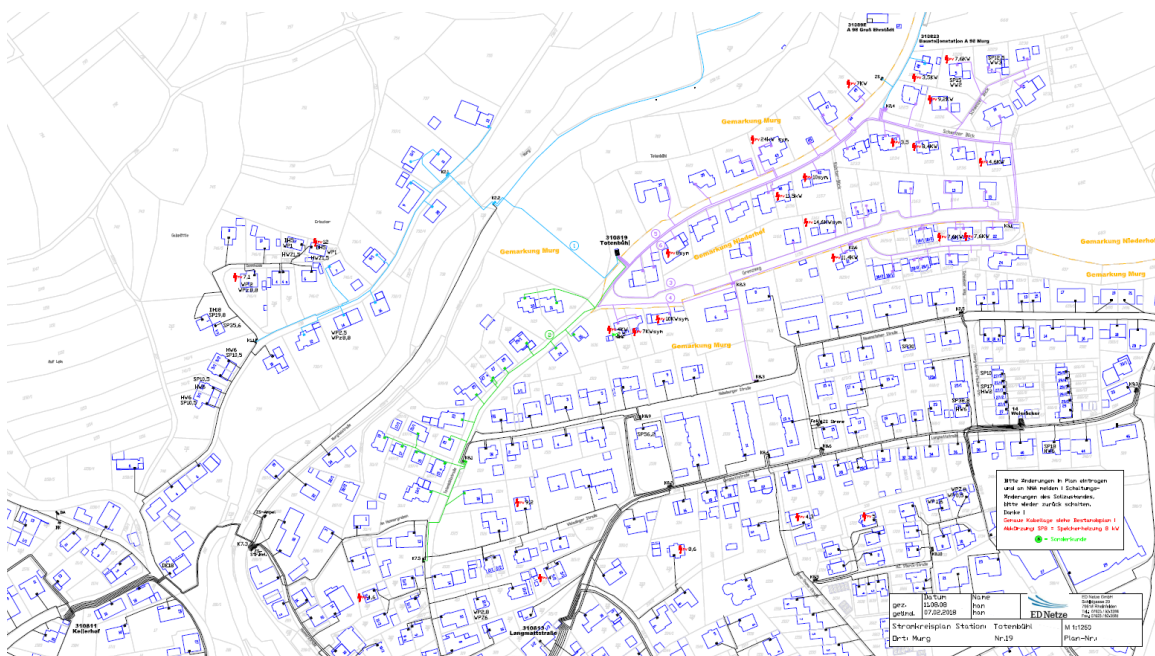


Abbildung 19: Ausschnitt Netzplan Murg Totenbühl

Murg besteht aus vier Teilorten mit einer hohen Dichte an Einfamilienhäusern. Aus diesem Grund sind auch reine Verbraucher in der Gemeinschaft integriert. Weitere wichtige Verbraucher in den

Teilorten sind die jeweiligen kommunalen Gebäude, wie Schulen oder auch Fest- und Turnhallen. Diese großen Verbraucher sind ebenfalls Teil der Stromgemeinschaft.

5.1.2 Anbindung der Teilnehmer über energybase und LoRa

Neben der Auswahl der Akteure ist auch ihre Anbindung ein entscheidender Schritt hin zu einer Stromgemeinschaft. Wie in Kapitel 2.3 Datenverfügbarkeit & Anforderungen an IKT beschrieben bestehen verschiedene Möglichkeiten, die Akteure technisch anzubinden. In der Stromgemeinschaft Murg erfolgt diese Anbindung auf zwei unterschiedliche Arten. Die Daten der reinen Verbraucher, auch denjenigen, die eine EE-Anlage mit noch 100 %-Einspeisevergütung besitzen, werden über einen LoRa-Sensor ermittelt. Grund für die Auslesung über LoRa ist die Grenzlage zur Schweiz, die eine schlechte Mobilfunkabdeckung mit sich bringt und somit eine Anbindung der Messsysteme über das Mobilfunknetz erschwert. LoRa bietet hier eine schnelle und kostengünstige Alternative für die Auslesung der Verbrauchsdaten (Erzeugungsdaten). Die Messeinrichtung der Teilnehmer muss lediglich über eine optische Datenschnittstelle (S0-Schnittstelle) verfügen.

Alle Prosumer, die an der Stromgemeinschaft teilnehmen, werden über eine energybase-Box in das System integriert. Diese Box erfasst alle Erzeugungen und Verbräuche der Teilnehmer, zusätzlich dazu optimiert sie den Eigenverbrauch der Prosumer. Ziel der energybase-Box ist es, eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote zu erreichen.

5.1.3 Ziel und Aufbau der Stromgemeinschaft Murg

Ziel der Stromgemeinschaft Murg ist es, die Teilnehmer durch Visualisierung, bilanzielle Verrechnung der Daten und Handlungsempfehlungen dazu zu sensibilisieren, möglichst im Interesse der Gemeinschaft zu handeln. Dabei setzt die Stromgemeinschaft nicht auf monetäre Anreize, sondern möchte durch Informationen, Vergleichbarkeit der Daten und durch Handlungsempfehlungen den Gemeinschaftsgedanken stärken. Ziel ist es, den in Murg erzeugten Strom auch in Murg zu verwenden. Auf dem Startbildschirm (Abbildung 20) wird die Erzeugung, der Verbrauch und der Bezug aus dem Netz der Gemeinschaft dargestellt. Dabei kann zwischen verschiedenen Zeitintervallen gewählt werden. Zusätzlich sieht jeder Teilnehmer sofort, welchen Anteil er dazu beigetragen hat. Auch die vermiedenen Emissionen werden dargestellt.

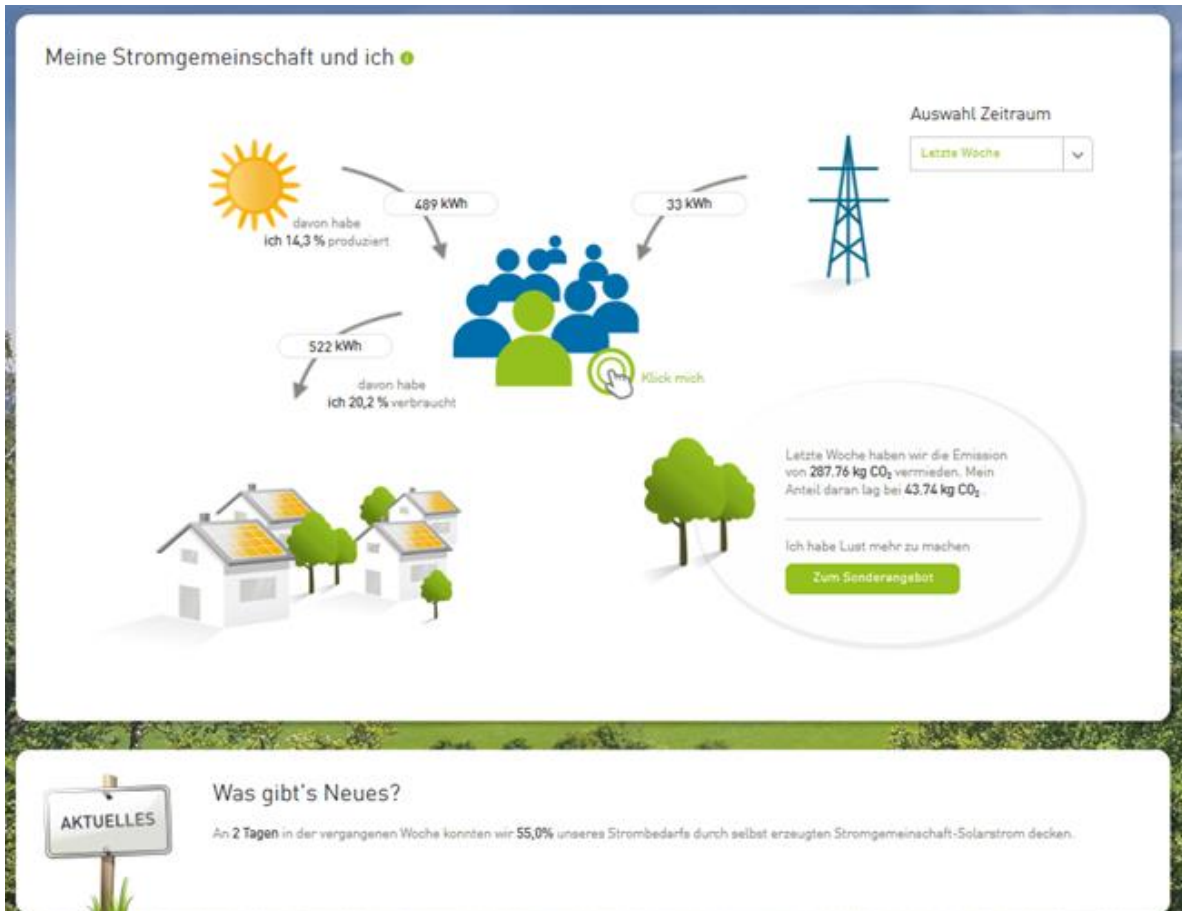


Abbildung 20: Startbildschirm der Stromgemeinschaft – Übersicht über Erzeugung, Verbrauch und Bezug aus dem Netz

Um den Teilnehmern nicht nur einen Gesamtüberblick über ihre Daten und die der Gemeinschaft zu geben, werden alle Daten zusätzlich individuell visualisiert. Durch diesen Schritt können die Teilnehmer ihre Erzeugung, Verbrauch oder den Strombezug genau analysieren und ein Gefühl für ihren Verbrauch entwickeln.

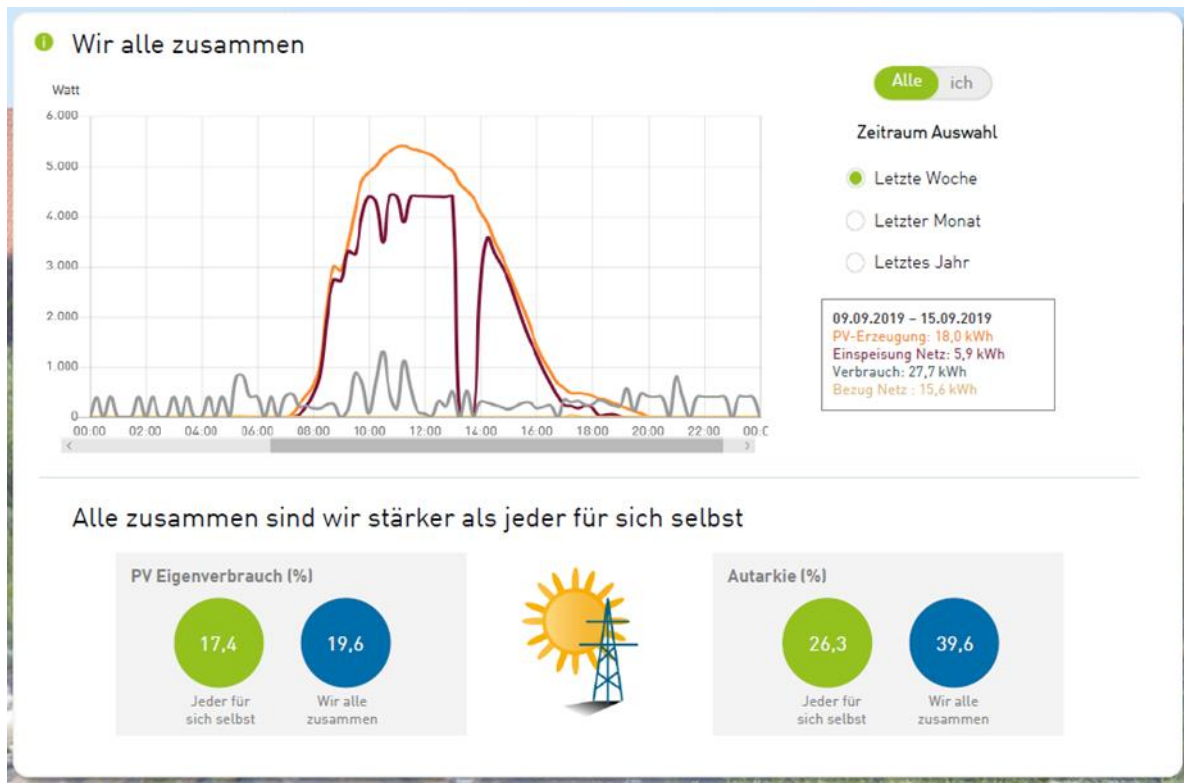


Abbildung 21: Visualisierung der Erzeugungs- und Verbrauchswerte der Gemeinschaft

Neben der grafischen Darstellung der Daten werden z.B. auch die Eigenverbrauchsquoten der Teilnehmer dargestellt (Abbildung 21). Diese werden immer im Vergleich zur Gemeinschaft dargestellt, um den Teilnehmern aufzuzeigen, dass jeder einzelne für sich einen wichtigen Beitrag leistet, der als Gruppe jedoch größer ist.

Um den Akteuren nicht nur ein Gefühl für ihre vergangene Erzeugung oder Verbräuche zu geben, werden auf der Plattform auch Prognosen über die Erzeugung und Verbrauch für den Folgetag integriert und abgebildet (Abbildung 22). Anhand dieser Prognosen über die Erzeugung und den Verbrauch der Stromgemeinschaft werden Handlungsempfehlungen abgeleitet. Eine solche Empfehlung kann beispielsweise ein Zeitvorschlag für das Laden eines E-Autos sein.

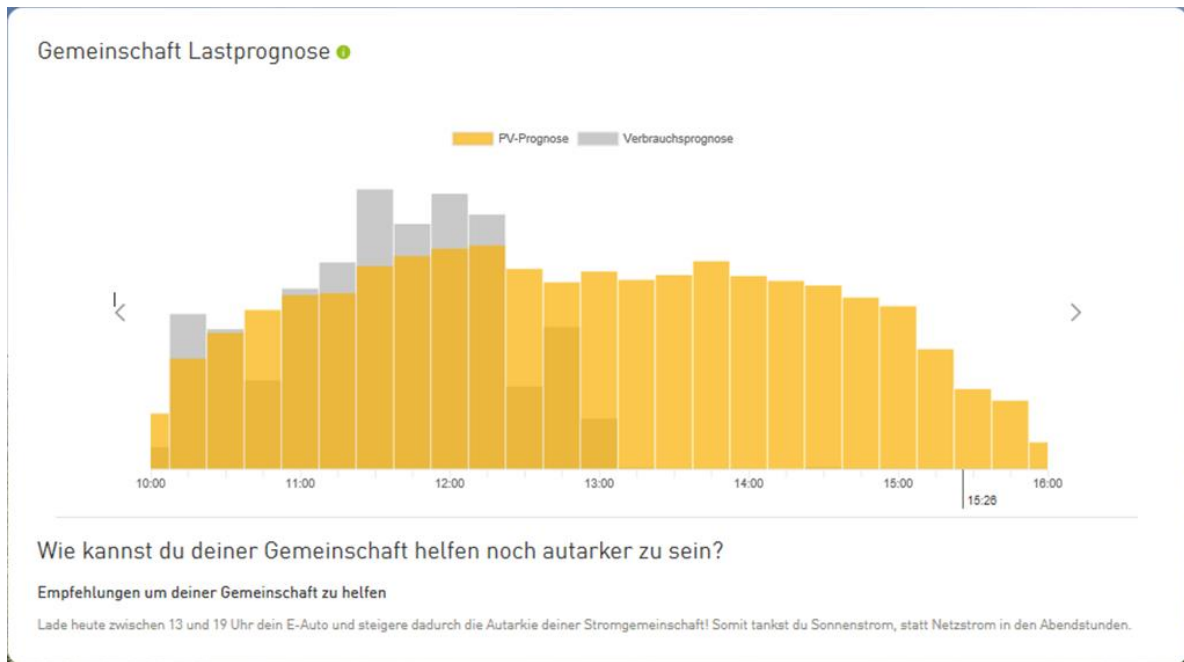


Abbildung 22: PV- und Verbrauchsprognose der Gemeinschaft mit Handlungsempfehlungen

Die Stromgemeinschaft Murg ist nur eine bilanzielle Darstellung der Erzeugung und der Verbräuche. Physikalisch ändert sich durch die Teilnahme nichts. Eine Änderung kann sich jedoch durch ein verändertes Verbrauchsverhalten der Teilnehmer ergeben.

5.2 „WIRcommunity“

Energieüberschüsse aus kleinen Erzeugungsanlagen werden bisher über das Erneuerbare-Energien-Gesetz pauschal für jede eingespeiste Kilowattstunde vergütet. Photovoltaikanlagen auf Privathäusern oder auf Gewerbeimmobilien, die Ende des Jahres 2020 aus der Förderung fallen, haben diese Möglichkeit nicht. Hohe Installations- und Betriebskosten erschweren es, mit dem lokal erzeugten Strom an bestehenden Märkten Erlöse zu erzielen. Das kann dazu führen, dass Anlagen stillgelegt werden, obwohl sie technisch einwandfrei und gesellschaftlich akzeptiert sind. Hier setzt die „WIRcommunity“, eine lokale Energiegemeinschaft im Raum Waghäusel, an. Sie ermöglicht den Teilnehmern größtmögliche Transparenz über Erzeugung und Verbrauch und erlaubt es, Überschüsse lokal zu handeln und dabei das Verteilnetz wenig zu belasten. Innerhalb der „WIRcommunity“ sind fünf Anlagen mit einer Gesamtleistung von 71,2 kWp in Waghäusel, Kronau und Östringen miteinander vernetzt. Die Größe der Anlagen variiert: so sind neben kleineren Anlagen auf den Dächern von Privathaushalten auch für viele Gemeinden typische Gewerbe- und Büroeinheiten in der Community dabei. Gemeinsam mit dem örtlichen Verteilnetzbetreiber NetzeBW nutzt die WIRCON zur Übermittlung der eingespeisten Energiemengen erstmals die Smart Meter Gateway Infrastruktur der NetzeBW.

Um die Auswirkungen lokaler Märkte auf das Preisniveau für Erzeuger und Verbraucher zu untersuchen, wurde die „WIRcommunity“ um virtuelle Teilnehmer ergänzt. Verschiedene Typen, vom Privathaushalt bis zur Bäckerei oder Büro können hinzugeschaltet und deren Effekte auf den Autarkiegrad sowie den wirtschaftlichen Gesamtnutzen aller Teilnehmer untersucht werden.

Dazu wurden neben den Daten aus den IT-Systemen der NetzeBW auch Daten aus dem Simulationsframework „D3A“ der Grid Singularity genutzt, welches gemeinsam für den Einsatz in der „WIRcommunity“ weiterentwickelt wurde. Der lokale Markt selbst ist durch eine ebenfalls dezentral organisierte Blockchain abgesichert. Auf diese Weise können Empfehlungen für Größe und Zusammensetzung lokaler Märkte ausgesprochen und dem Auftrag, Blaupausen für den deutschlandweiten Einsatz zu entwickeln, ideal nachgekommen werden.

5.2.1 Prognosebasierte Direktintegration von Kleinanlagen via Blockchain

Die Marktintegration von Kleinanlagen ist aus mehreren Gründen für ein Gelingen der Energiewende entscheidend. Die Anlagen lassen sich oftmals nicht wirtschaftlich in die klassische Direktvermarktung übertragen, sodass ein Weiterbetrieb nach Auslaufen der EEG-Förderung nicht wirtschaftlich ist. Abbildung 23 visualisiert die Tatsache, dass LEMs die physikalischen Energieflüsse nicht notwendigerweise verändern, sondern die Bilanzierungs-, Abrechnungs- und Lieferprozesse wesentlich näher an die tatsächlichen Lastflüsse bringen.

Für die Analysen innerhalb der „WIRcommunity“ wurden deshalb Zeitreihen aus für Süddeutschland repräsentativen Anlagen mit virtuellen Verbrauchszeitreihen kombiniert. Dies erlaubt es, verschiedene Szenarien für den Betrieb eines lokalen Energiemarktes zu untersuchen und daraus Handlungsempfehlungen abzuleiten. Eine detaillierte Diskussion findet sich in „Analysis of Local Electricity Markets in Germany using simulation“ von Mukund Wadhwa (Wadhwa 2020).

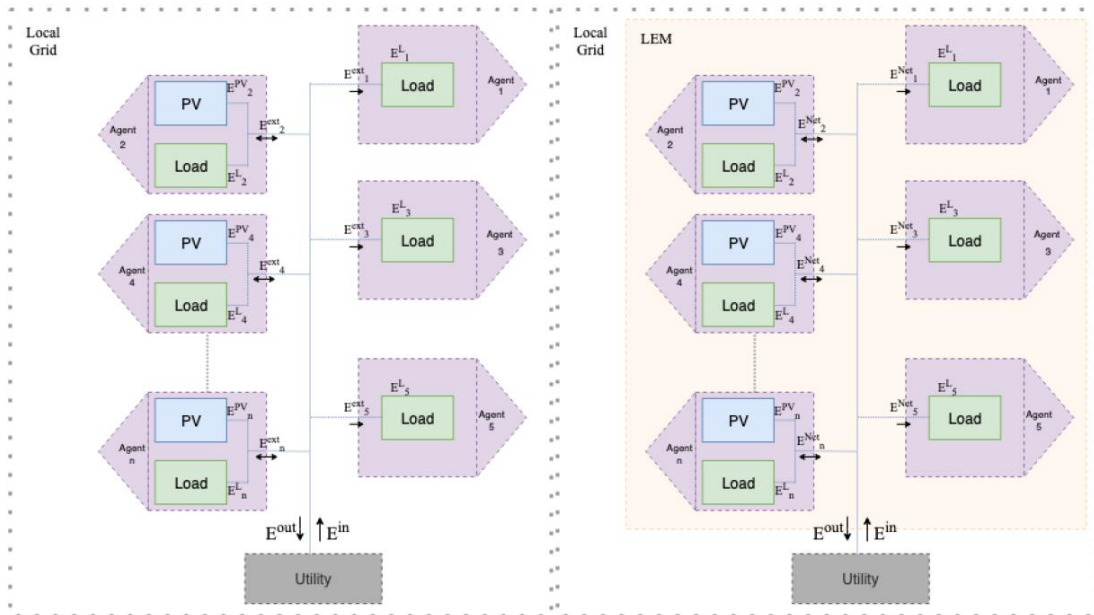


Abbildung 23: Schematischer Aufbau und Energieflüsse im Status Quo (links) und in einem LEM (rechts)

Dazu wurden die Zeitreihen in das Simulationsframework „D3A“ (decentralized autonomous agents) integriert und mit verschiedenen Marktmechanismen getestet.¹¹ Dabei zeigt sich, dass für den Markträumungsmechanismus „double-sided pay-as bid“ zu durchgehend robusten Ergebnissen führt. Der Markt wurde im 15-Minuten-Takt geräumt, eine Verkürzung des Handelsintervalls ist technisch prinzipiell möglich. Verschiedene Intervalle für die Bietrunden wurden systematisch untersucht.

Bei der Preisbildung wurden zwei Hauptszenarien untersucht: „Current Day“ – ein Szenario innerhalb des heute in Deutschland gültigen Regulierungsrahmens mit der EEG-Einspeisevergütung als untere Preisgrenze für den Verkauf von Strom. Daneben auch ein „Post-EEG“-Szenario, welches ausschließlich die Gestehungskosten als untere Preisgrenze der Produzenten festlegt.

Zur Untersuchung der Marktzusammensetzung wurde auch das „Prosumer-zu-Verbraucher“-Verhältnis variiert.

Des Weiteren wurden zwei verschiedene Klassen lokaler Märkte untersucht – „Klasse 1“ setzt sich aus verschiedenen Wohngebäudetypen zusammen, während sich „Klasse 2“ aus einer Mischung von Wohngebäuden und verschiedenen Gewerbeimmobilien (Büro, Industriegebäude & Bäckerei)

¹¹ Siehe auch (Kement 2020).

zusammensetzt. Diese wurden synthetisch anhand deutscher Lastprofile zusammengestellt, um ein für viele deutsche Kommunen repräsentatives Ergebnis zu erhalten.

Betrachtet man den Lokalen Markt als Ganzes, lassen sich einige generelle Handlungsempfehlungen bei der Einrichtung Lokaler Märkte ableiten:

- 1) Ein größeres Angebot an lokalen Produzenten kommt – unabhängig von der Zusammensetzung der Verbraucher – den Teilnehmern insgesamt zugute. Obwohl die Gewinne für die Produzenten leicht sinken, wird dies durch günstigere Preise für die Verbraucher deutlich überkompensiert.

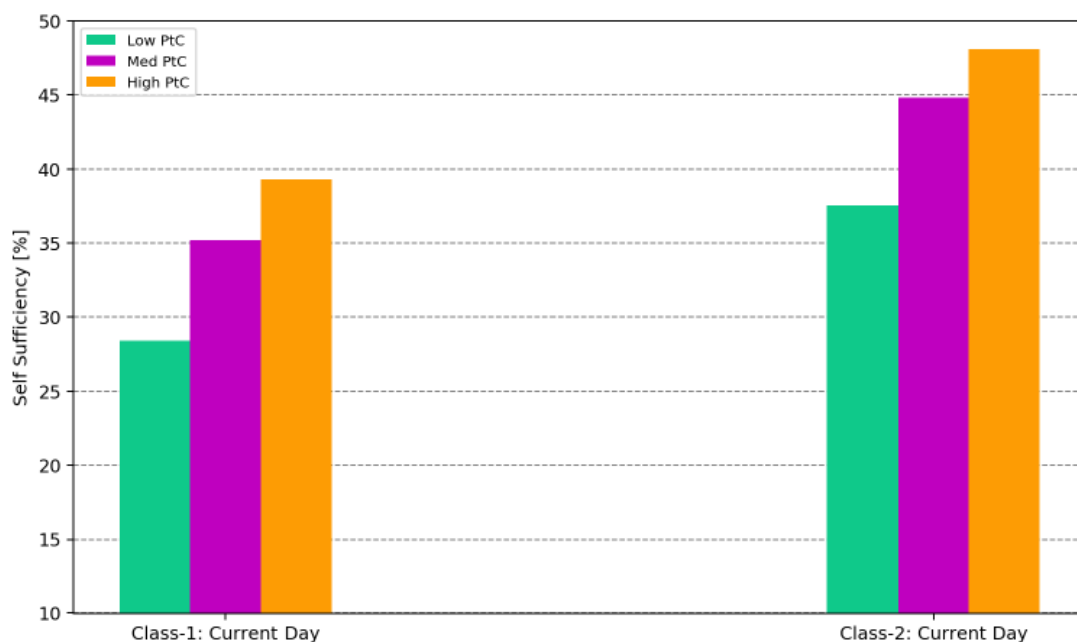


Abbildung 24: Self Sufficiency (Autonomiegrad, %) in Abhängigkeit des „Prosumer-to-Consumer“-Verhältnisses

- 2) Der Autonomiegrad des Lokalen Marktes, bzw. der Zelle, die alle Marktteilnehmer beinhaltet steigt ebenfalls signifikant an, sobald das PtC-Verhältnis ansteigt. Dies ist in Abbildung 24 gezeigt. Für die reine Privathaushaltgruppe („Klasse 1“) steigt der Autonomiegrad von 28,4 % auf 39,3 %, für die gemischte Gewerbe/Privathaushaltsgruppe („Klasse 2“) steigt der Wert von 37,5 % auf 48,1 % (Abbildung 24).
- 3) Überraschenderweise erhöht sich die Gesamtwohlfahrt („Market Welfare“) auch im Post-EEG-Szenario signifikant, unabhängig von der Zusammensetzung der Lokalen Märkte. Die lokalen Abnahmemöglichkeiten für Überschussstrom ermöglichen den Produzenten Zusatzeinnahmen zu niedrigen Grenzkosten und reduzieren die Bezugskosten für

Verbraucher gegenüber dem klassischen Netzbezug. Die Kosten pro eingekaufte Kilowattstunde liegen im Post-EEG-Szenario nur rund 5 Cent/kWh niedriger als mit EEG-Vergütung. Der Einkaufspreis liegt bei ca. 16-21 Cent pro Kilowattstunde.

- 4) Sowohl Market Welfare als auch Autonomiegrad beschreiben eine Sättigungskurve. Der Autonomiegrad der Zelle „Lokaler Markt“ lässt sich durch gute Durchmischung der Teilnehmer und ein hohes Prosumer-zu-Verbraucher-Verhältnis bis auf maximal rund 50 % steigern. Um zu höheren Autonomiegraden zu gelangen, muss zu aktiven Flexibilisierungsmaßnahmen auf Verbraucherseite gegriffen werden. Im Sinne eines aus autonom agierenden Zellen aufgebauten, dezentral vernetzten Energiesystems sind Maßnahmen zur aktiven Flexibilisierung kleiner Verbraucher daher dringend notwendig, da sonst höchstens Autonomiegrade von ca. 50 % gerechnet über ein Kalenderjahr erreichbar sind.
- 5) Schließlich wurde auch die Möglichkeit eines auf Künstlicher Intelligenz agierenden Bietagenten für verschiedene Szenarien untersucht (Abbildung 25). Dieser basiert auf einem Q-learning-Mechanismus und lernt aus den auf der Blockchain verfügbaren historischen Marktdaten. Die Gebote werden dahingehend angepasst. Erste Ergebnisse zeigen, dass sich dadurch die Market Welfare leicht erhöhen lässt, ebenso steigt der Autonomiegrad leicht um 1-2 % unabhängig von der Marktzusammensetzung an.

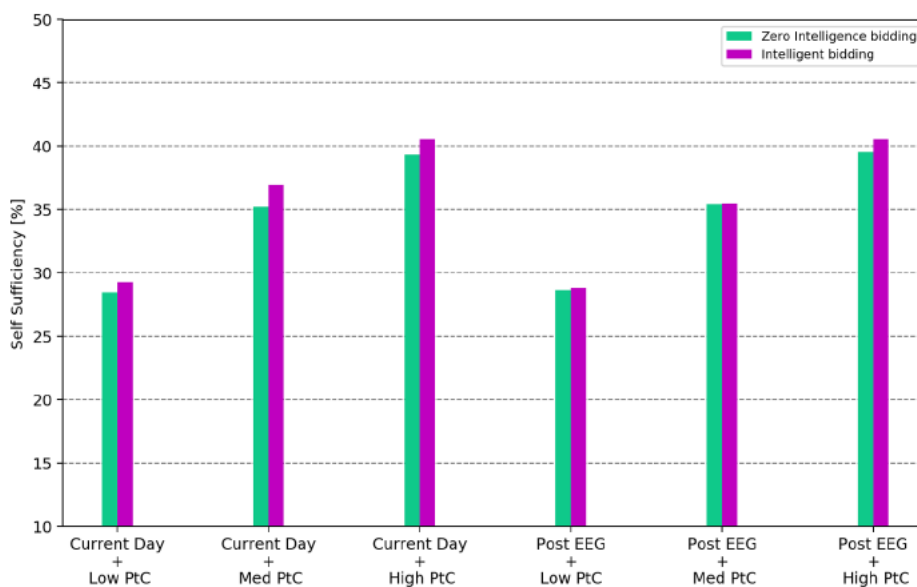


Abbildung 25: Anstieg des Autonomiegrades durch Einsatz eines intelligenten Bietagenten

Weitere Arbeiten an den Bietagenten laufen aktuell, es sind daher weitere Verbesserungen in diesem Bereich zu erwarten.

5.2.2 Anbindung von Prosumeranlagen über das Smart Meter Gateway

Zur Anbindung der verschiedenen Anlagentypen (PV Park, PV Prosumer, PV Gewerbe) wurde ein detailliertes Anbindungskonzept erstellt und im Projektverlauf mehrfach iteriert und an die Gegebenheiten angepasst. Die daraus entstandene Gesamtarchitektur ist in Abbildung 26 dargestellt.

Die Solarparks werden direkt über das Backend der SMA Solar und die dafür geschaffene API der OLI Systems in das D3A-Framework integriert und stehen zur weiteren Auswertung zur Verfügung. Weitere Simulationen zur Analyse sind geplant.

Die Prosumeranlagen (Gewerbe und privat) werden über ein duales Anbindungskonzept in das Framework integriert. Reine Verbrauchszähler wurden mit OLI Boxen ausgestattet. Diese sind in der Lage, die Zähler über die optische Schnittstelle in hoher Frequenz auszulesen und die Verbrauchsdaten über das Backend der OLI Systems in D3A zu übermitteln.

Die Einspeisezähler sowie die Zweirichtungszähler werden erstmalig über die SMGW-Infrastruktur der NetzeBW in das Gesamtsystem integriert. Die Zählerdaten werden über die Test-PKI beziehungsweise den sicheren Kommunikationskanal des SMGW ins Backend der NetzeBW übermittelt. Dort holt ein eigens dafür programmierter Webservice der OLI Systems GmbH die Daten ab, passt das Format für die weitere Verwendung in D3A an und übermittelt die Daten anschließend dorthin.

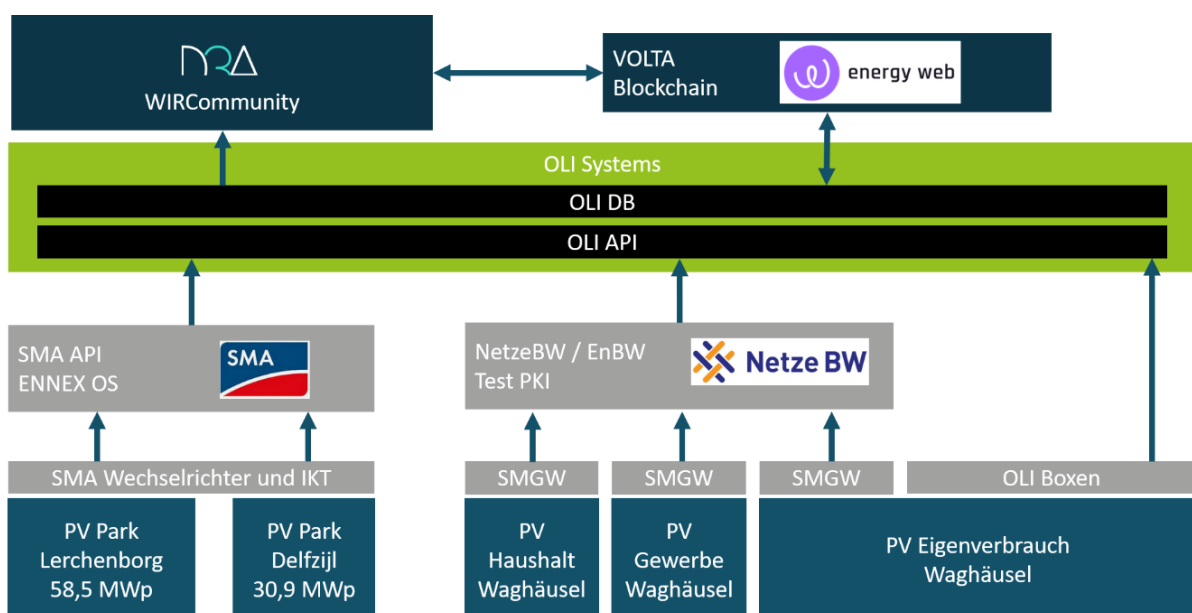


Abbildung 26: Anbindungskonzept für alle in AP 7.5 durch die WIRCON GmbH bereitgestellten Anlagen zur Verwendung in AP 5

Die Volta-Blockchain der Energy Web Foundation stellt Funktionen zum Matching und zur Dokumentation der Marktergebnisse bereit. Je nach zukünftiger Ausrichtung des lokalen Marktes lassen sich Funktionen wie die Dokumentation von Geboten auf der Blockchain realisieren, aber auch die komplette Marktabwicklung mit Hilfe von Smart Contracts ist möglich. Allerdings geht dies mit höheren Transaktionskosten auf der Blockchain einher, sodass hier im Einzelfall entschieden werden muss, welche Komponenten in geeigneter Weise on-chain realisiert werden und welche off-chain effizienter umgesetzt werden können.

5.2.3 Integration von Eigenverbrauchs-Großanlagen

In die WIRcommunity wurden exemplarisch zwei Freiflächen-Photovoltaikanlagen integriert, welche normalerweise über ein PPA (power purchase agreement) direkt einen Großverbraucher beliefern. Überschussmengen lassen sich über die „WIRcommunity“ vermarkten. Die Solarparks „Delfzijl“ in den Niederlanden (30,9 MWp, Großverbraucher: Google Inc.) und Lerchenborg in Dänemark (58,5 MWp, Großverbraucher: Equinor) sind direkt über das Backend der SMA Solar mit der Blockchain gekoppelt. Die Übertragung der Daten übernimmt eine API der OLI Systems GmbH, sodass zur Verfügung stehende Strommengen, die nicht zum Eigenverbrauch des Großverbrauchers notwendig sind, im lokalen Markt angeboten werden können.

Es sind weitere Untersuchungen geplant, inwieweit die Ergebnisse aus Kapitel 5.2.1 auf die Überschüsse aus den Großanlagen übertragbar sind.

5.3 Aktivierung der Flexibilität

Im Smart Grids Labor der Technischen Hochschule Ulm wurde eine Infrastruktur implementiert, die auf der einen Seite mit den Assets im Labor und auf der anderen Seite mit einer Blockchain kommunizieren kann. Kern der Infrastruktur ist eine OLI Box auf Basis des Raspberry Pi 3B. In Abbildung 27 ist die Implementierung in **ihrer ersten Ausbaustufe** dargestellt.

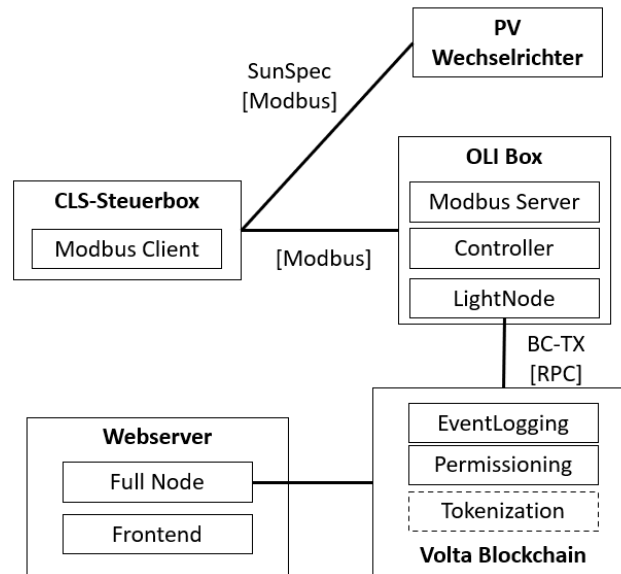


Abbildung 27: Schematische Darstellung der Implementierung

Neben dem Modbus Server zur Kommunikation mit der CLS-Steuerbox ist auf der OLI Box ein Python-Controller für die Prozessierung von Signalen und Messwerten und ein Blockchain Light-Node integriert. Der Light-Node basiert auf openEthereum und kommuniziert direkt mit der Test Blockchain „Volta“ der Energy Web Foundation und übernimmt auch das Private Key Management.

Die OLI Box verfügt also, wie eingangs erwähnt, sowohl über eine Verbindung zum Asset (in diesem Fall ein PV Wechselrichter) als auch zu einer Blockchain und agiert dadurch als Gateway.

Der erste auf dieser Infrastruktur aufbauende Use Case ist das sogenannte Event Logging. Der Begriff „Event“ bezieht sich hierbei auf Ereignisse im Netz. Dabei kann es sich beispielsweise um Abregelungsvorgänge (sprich: Steuerung) im EE-Einspeisemanagement („Curtailment“), oder um die Aktivierung von Flexibilität wie flexible Lasten oder Batterien handeln. Auch Informationen auf der eher allgemeinen Ebene wie die Änderung des Zustands der Netzampel könnte ein Event darstellen. Im Rahmen des Projekts wurde insbesondere der Fall des PV-Einspeisemanagements in Verteilnetzen untersucht.

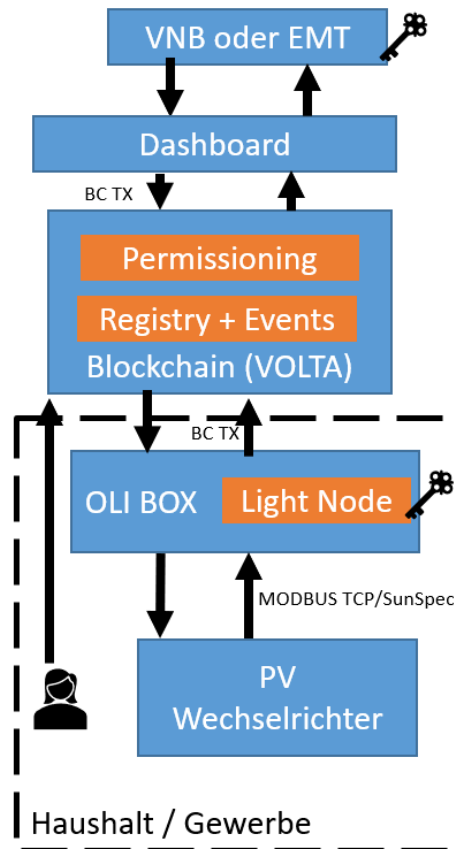


Abbildung 28: Komponenten und Kommunikationswege im Event Logging

Das Event Logging in der in Abbildung 28 dargestellten Infrastruktur ermöglicht sowohl die Übertragung des Steuersignals als auch das parallele Logging („Mitschreiben“) in einem Prozessschritt über einen Smart Contract auf der Blockchain der Energy Web Foundation und den Blockchain Transaktionen¹². Dabei wird sowohl das Steuervorhaben des VNB geloggt als auch die Bestätigung des Wechselrichters. Dadurch entsteht auf beiden Seiten Transparenz über die Existenz und Wirksamkeit der Maßnahme. Die in der Blockchain sicher festgeschriebenen Informationen können nun für Analyse oder Abrechnungszwecke beidseitig genutzt werden.

Zusätzlich wurden über einen Smart Contract auch die Zugriffsrechte definiert. Dadurch kann nur der zuständige VNB mit seinem Schlüsselpaar auf die ausgewählte Anlage zugreifen. Durch eine weitere Funktion können anderen externen Marktteilnehmern ebenfalls Zugriffsrechte eingeräumt werden. Sollte jemand versuchen, unberechtigt Zugriff auf die Anlage zu erhalten, so unterbindet der Smart Contract die Ausführung des Prozesses.

¹² Eine Blockchain Transaktion bedeutet in diesem Konzept nicht der Übertrag des Eigentums/Besitz eines bestimmten Wertes, sondern eine Zustandsänderung im Netzwerk.

Abbildung 29 und Abbildung 30 zeigen Screenshots des EventLogging Dashboards¹³. In ersterem sind die Steuerbefehle des VNBs mit den Parametern DSO ID, Asset ID, Zeitstempel sowie das zu einstellende Ausgangsleistungsniveau (beziehungsweise Einspeiseleistungsniveau) sichtbar. Diese Daten stammen direkt aus der Blockchain¹⁴. Im zweiten Screenshot ist die Bestätigung der PV Anlage abgebildet, einschließlich der Wiederholung der ursprünglich übermittelten Parameter.

DSO Power Value Events

DSO	Asset	Time	Output Level [%]
Netze BW	THU PV	2020-07-24 14:23:50	45
Netze BW	THU PV	2020-07-21 10:59:20	100
Netze BW	THU PV	2020-07-21 10:43:15	52
Netze BW	THU PV	2020-07-21 10:20:20	100
Netze BW	THU PV	2020-07-21 10:19:00	90
Netze BW	THU PV	2020-07-21 10:17:45	100

Abbildung 29: VNB Events auf dem Event Logging Dashboard

PV Output Level Events

Asset	Time	Output Level [%]
THU PV	2020-07-21 10:59:45	100
THU PV	2020-07-21 10:43:20	52
THU PV	2020-07-21 10:20:35	100

Abbildung 30: Bestätigung durch den PV Wechselrichter auf dem Dashboard

Es zeigt sich, dass dieser Prozess nicht nur die Zuverlässigkeit und Transparenz erhöht, sondern die Rückmeldung der erfolgreichen Einsenkung/Anhebung sehr schnell erfolgt. Nach weniger als 30 Sekunden ist die erfolgreiche Maßnahme für den Netzbetreiber als „bestätigt“ zu sehen.

¹³ <http://oli-chain.com/logging>

¹⁴

<https://explorer.anyblock.tools/ethereum/ewf/volta/address/0xd7532dF344fa6b092813e4Bee6fa5eBC9c2120bA>

Neben der Implementierung von Event Logging über eine Blockchain und angeschlossene Komponenten wie die OLI Box, wurde der oben vorgestellte Prozess auch in Kombination mit einem intelligenten Messsystem untersucht (Abbildung 31). Der Hauptunterschied ergibt sich durch die Nutzung des SMGWs zur vorrangigen Übertragung des eigentlichen Steuerbefehls. Parallel wird jedoch das Logging über die Volta-Blockchain durchgeführt, um auf Basis dieser Daten im Nachhinein Abrechnungen sowie Analysen durchführen zu können.

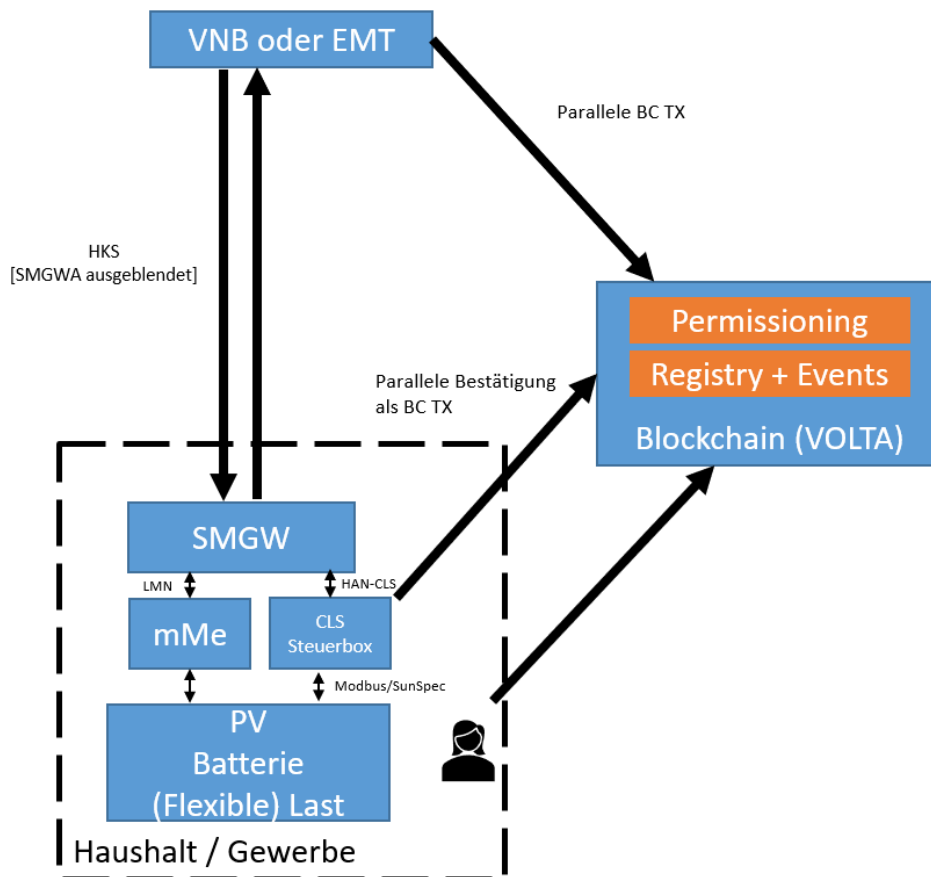


Abbildung 31: Event Logging im Kontext der SMGW Infrastruktur

Eine besonders interessante Fragestellung ergibt sich durch die Position des WAN in diesem System. Im Projekt selbst wurde die Bestätigung des Wechselrichters durch die Blockchaintransaktion über ein eigenes WAN, in dem Falle die Internetverbindung des THU LANs genutzt. Perspektivisch sollte – da eine Transaktion letztlich nur aus einer Textdatei besteht – auch über HKS3 die Übermittlung der signierten Transaktion über einen EMT in die Blockchain möglich sein (Abbildung 32).

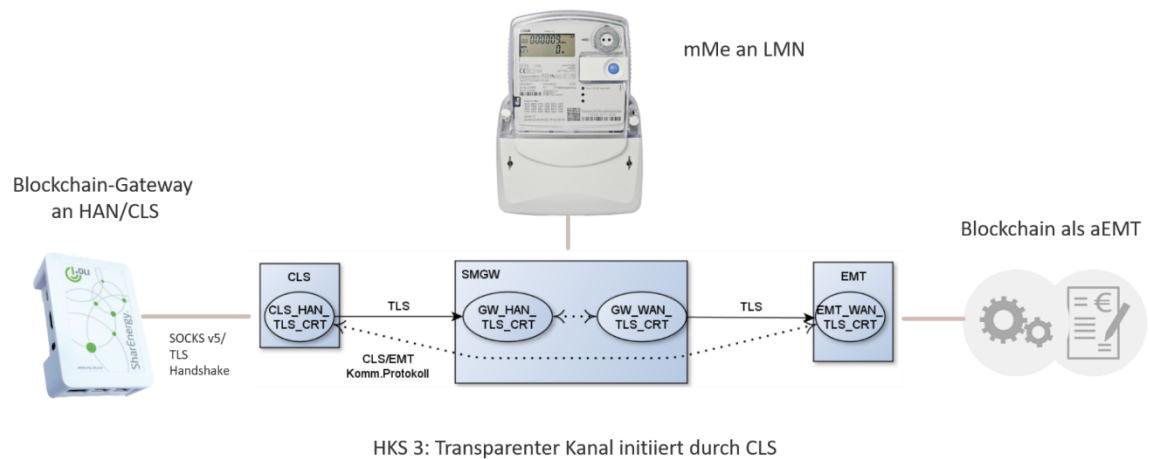


Abbildung 32: OLI Box / Gateway in Verbindung mit einem SMGW und der Übertragung in die Blockchain über HKS 3

Zudem ist die technische Ausgestaltung der Hardware eine weitere Untersuchung wert. Es erscheint wirtschaftlich wenig sinnvoll, neben dem Smart Meter Gateway und einer CLS-Steuerbox noch weitere Hardware zu installieren und zu betreiben. Deshalb kommt der Migration des OLI Box Codes, der normalerweise eben auf dieser ausgeführt wird, auf die CLS-Steuerbox perspektivisch eine besondere Bedeutung zu und soll in Folgeprojekten weiter untersucht werden.

6 Der regionalisierte Handel als Musterlösung für das zelluläre Energiesystem

Ein wesentliches Ziel der SINTEG-Schaufenster ist es, übertragbare Musterlösungen für die Digitalisierung des Energiesystems zu erarbeiten. Im Arbeitspaket 2.3 werden die C/sells-Musterlösungskonzepte aus den verschiedenen Teilprojekten nach einheitlichen Kriterien erfasst. Eine Musterlösung steht für eine skalierbare, übertragbare Lösung für ein definiertes Problem im Bereich Energiewende und Smart Grids. Die Lösung adressiert ein oder mehrere SINTEG-Ziele, beinhaltet im Projekt entwickelte Produkte oder Leistungen und richtet sich an potenzielle Anwender. Durch die Gegenüberstellung und Auswertung mehrerer Musterlösungsbeschreibungen können gewisse Trends abgeleitet werden, beispielsweise wer die wichtigsten Anwender für Smart-Grids-Lösungen sind.

Die in den Kapiteln 2 bis 5 beschriebenen Konzepte und Umsetzungen wurden nach diesen Kriterien als Musterlösungen für den regionalisierten Handel beschrieben. Die Ergebnisse der Erfassung werden im Folgenden dargestellt.

6 Der regionalisierte Handel als Musterlösung für das zelluläre Energiesystem

Musterlösungs-Name: REGIONALISIERTER HANDEL - Stromgemeinschaft		SINTEG-ZIELE	
Muster • Sonnen-Community • Fitnessarmband → Feedback und Visualisierung	Problem • Aktuell keine Vermarktungsansätze nach dem EEG • Regionale Herkunft des Stroms nicht nachweisbar und nicht sichtbar • Eigenversorgung in der Gemeinschaft nicht erlebbar		Teilziel 1 <input type="checkbox"/> Der Netzbetrieb bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien ist sicherer und effizienter.
	Lösung • Visualisierung: → Verbrauchsdaten in min. 15 min über LoRa-Sensoren und energybase-Boxen erfassen → Daten werden auf einer Plattform zusammengeführt und dem Teilnehmer Visualisierung • Handlungsempfehlung: → Bilanzielle Verrechnung von Einspeisung und Verbrauch → Ableitung von Handlungsempfehlungen auf Grundlage der Energiebilanz der Gemeinschaft	Produkt / Ergebnis • Stromgemeinschaft → Erzeugung und Verbrauch der Teilnehmer wird auf einer Plattform visualisiert → Vergleich der Verbräuche und Erzeugung mit den anderen Teilnehmern → Handlungsempfehlungen an die Teilnehmer (wann soll der Verbrauch reduziert oder gesteigert werden, um im Einklang mit der Erzeugung zu sein)	Teilziel 2 <input checked="" type="checkbox"/> Markt- und netzseitig werden Effizienz- und Flexibilitätpotenziale genutzt.
	Anwender Endkunden Kommunen		Teilziel 3 <input type="checkbox"/> Das Zusammenspiel aller Akteure im intelligenten Energienetz erfolgt effizient und sicher.
	Skalierbarkeit vorhanden Reproduzierbarkeit vorhanden		Teilziel 4 <input checked="" type="checkbox"/> Die vorhandene Netzstruktur wird effizienter genutzt.
			Teilziel 5 <input type="checkbox"/> Der Netzausbaubedarf auf Verteilnetzebene ist reduziert.

Abbildung 33: C/sells-Musterlösungskonzept für eine Stromgemeinschaft

Musterlösungs-Name: REGIONALISIERTER HANDEL - Peer-to-Peer-Märkte		SINTEG-ZIELE	
Muster • Strombörse • Wochenmarkt	Problem • Aktuell keine Vermarktungsansätze nach dem EEG • Regionale Herkunft des Stroms nicht nachweisbar • Handel kleiner Strommengen bei hohen Transaktionskosten nicht effizient und aufwändig		Teilziel 1 <input checked="" type="checkbox"/> Der Netzbetrieb bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien ist sicherer und effizienter.
	Lösung • Blockchaintechnologie : → Dateninfrastruktur ist dezentral angelegt → Anbindung über eine Oli-Box → genaue geographische Informationen müssen vorliegen → Erzeugung wird anlagenscharf in Echtzeit gemessen und dokumentiert • Handel: → Bietverfahren für die lokal angebotenen Energiemengen laufen für alle transparent und vollautomatisch ab → Keine Börse notwendig	Produkt / Ergebnis • Regionaler Marktplatz → regionale Vermarktung von Stromüberschüssen → Kleinerzeuger lokal und vollautomatisiert mit Verbrauchern zusammenbringen → vollautomatische Abrechnung → anlagenscharfer Herkunftsnachweis von Strom → Weitere Optionen, z.B. intelligentes Lademanagement für Elektrofahrzeuge → netzdienliche Leistungen durch Prosumenten	Teilziel 2 <input checked="" type="checkbox"/> Markt- und netzseitig werden Effizienz- und Flexibilitätpotenziale genutzt.
	Anwender Endkunden Anlagenbetreiber EVU		Teilziel 3 <input checked="" type="checkbox"/> Das Zusammenspiel aller Akteure im intelligenten Energienetz erfolgt effizient und sicher.
	Skalierbarkeit bedingt vorhanden Reproduzierbarkeit bedingt vorhanden		Teilziel 4 <input checked="" type="checkbox"/> Die vorhandene Netzstruktur wird effizienter genutzt.
			Teilziel 5 <input type="checkbox"/> Der Netzausbaubedarf auf Verteilnetzebene ist reduziert.

Abbildung 34: C/sells-Musterlösungskonzept für Peer-to-Peer-Märkte

Zu unterscheiden sind die etwas unterschiedlichen Zielsetzungen und damit auch der Einsatz unterschiedlicher Technologien. Während bei der Stromgemeinschaft ein EVU eine neue Dienstleistung für seine Kunden innerhalb des bestehenden regulatorischen Rahmens entwickelt hat, geht es bei den Peer-to-Peer-Märkten stärker um das Ausloten von Grenzen des aktuellen Rahmens für Innovationen. Neue Anreizmechanismen können den regionalen Energiemarkt befördern, sind aber aktuell noch nicht vorhanden. Dadurch ergeben sich die Unterschiede in der Reproduzierbarkeit. Bisher fehlt auch noch die flächendeckende Smart-Meter-Infrastruktur, um die Lösung direkt zu skalieren. Weitere ähnliche Entwicklungen sind notwendig, um die

Übertragbarkeit zu vergrößern. Dies muss einher gehen mit einer Anpassung des regulatorischen Rahmens an die Bedarfe von lokalen Energiegemeinschaften.

7 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

7.1 Stromgemeinschaft Murg

Der Aufbau und die Ausgestaltung einer regionalen Stromgemeinschaft wurden im Rahmen des Projekts untersucht. Ziel war es, die Stromgemeinschaft für alle Bürger der Gemeinde Murg zu öffnen. Dies wurde durch eine niedrige Einstiegsschwelle ermöglicht. So mussten die Teilnehmer weder einen Vertrag mit Energiedienst haben, noch eine eigene Erzeugungsanlage besitzen. Durch diesen Schritt bildet die Stromgemeinschaft die ganze Akteursvielfalt der Gemeinde Murg ab. So sind Verbraucher, Erzeuger, Prosumer und auch die Gemeinde selbst Teil der Stromgemeinschaft Murg.

Eine solche Stromgemeinschaft lässt sich einfach auf weitere Gemeinden übertragen und kann dabei einen Beitrag zu einer erfolgreichen Energiewende liefern. Durch die Stromgemeinschaft können die Teilnehmer über ihr Verbrauchsverhalten informiert und sensibilisiert werden. Des Weiteren ermöglicht es eine Stromgemeinschaft, dem regional erzeugten Strom ein Gesicht zu geben. Dies war auch ein wichtiger Punkt, der bei den beiden durchgeführten Bürgerdialogen genannt wurde. Die innerhalb des C/sells-Projekts von Energiedienst durchgeführten Bürgerdialoge haben im Rahmen von zwei Abendveranstaltungen das Thema Sektorkopplung und die Frage „Wie können Bürger die Energiezukunft mitgestalten?“ beleuchtet. Auch die aktive Teilhabe an der Energiewende wurde als wichtiger Punkt genannt.

Durch die Handlungsempfehlung, die den Teilnehmern über die Plattform mitgeteilt werden, soll ein positiver Effekt auf das Verbrauchsverhalten der Teilnehmer erzielt werden. Eine Auswertung hierzu war zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Da die Stromgemeinschaft Murg jedoch über das Projektende hinaus bestehen soll, wird das Verbrauchsverhalten nach einer längeren Testphase untersucht.

Eine Stromgemeinschaft kann ein guter Zwischenschritt, hin zu einem regionalen Markt von Strom, sein. Durch die Visualisierung aller Erzeugungen und Verbräuche bekommen die Teilnehmer einen Bezug zum Thema „Regionale Erzeugung und Verbrauch“ und haben somit einen besseren Zugang zu einem zukünftigen regionalen Stromhandel.

7.2 Die „WIRcommunity“

1) Zusammensetzung lokaler Märkte

Die Zusammensetzung lokaler Märkte sowie verschiedene Markt-, Biet- und Auktionsmechanismen wurden systematisch untersucht. Ein hoher Anteil an Produzenten ist dabei aus Gesamtsicht generell vorteilhaft.

Zwei Ergebnisse aus der Zelle Waghäusel sind in dieser Hinsicht besonders interessant: Die Daten erlauben es, Rückschlüsse zu ziehen, welcher Selbstversorgungsgrad in solchen zunächst „unflexiblen“ lokalen Märkten möglich ist. Wir sehen, dass sich dieser Wert in Deutschland knapp unter 50 % bewegt, das heißt, die Hälfte der Energie lässt sich in der Zelle verwerten, die Hälfte muss außerhalb der Zelle beschafft oder verbraucht werden. Um den Selbstversorgungsgrad weiter zu steigern, muss eine aktive Steuerung von Erzeugung und Last vorgenommen werden. Dies dürfte auch für weitere politische Weichenstellungen interessant sein, denn um Anlagen oder Geräte aktiv steuern zu können, fehlen auf Haushaltsebene bisher die Anreize. C/sells hat dazu in den „Energiewirtschaftlichen Positionen (EPos)“ im Themenfeld Flexibilität und Digitalisierung Empfehlungen an die Politik formuliert (C/sells 2020).

2) Integration von Post-EEG-Anlagen

Gelingt es, die Anschluss- und Transaktionskosten niedrig zu halten, ist die Integration von Post-EEG-Anlagen in Lokale Märkte ein sinnvolles und technisch umsetzbares Mittel zum effizienten Weiterbetrieb derartiger Anlagen. Die Kaufpreise für lokal erzeugte Kilowattstunde liegen in einem Korridor zwischen 16 und 21 Cent pro Kilowattstunde und sind damit für Erzeuger und Verbraucher innerhalb eines geschlossenen Verteilnetzes gleichermaßen attraktiv. Aus regulatorischer Sicht sollten daher Anreize für den Betrieb von Post-EEG-Anlagen in Lokalen Märkten verstärkt und bestehende Hürden abgebaut werden.

3) Bietagenten mit Künstlicher Intelligenz

Erste Ergebnisse zum Einsatz intelligenter Bietagenten in Lokalen Energiemärkten sind sehr vielversprechend und ermöglichen weitere Effizienzgewinne. Weitere Untersuchungen müssen zeigen, welche Lernverfahren besonders geeignet sind, den gesamtwirtschaftlichen Nutzen bei vertretbarem Rechenaufwand zu erhöhen.

4) Handel von Flexibilität

Seitens der OLI Systems ist eine Ausweitung der Untersuchungen in Richtung des Handels komplexerer Flexibilitätsprodukte geplant. Ein Forschungsprojekt zu diesem Thema, welches auf die Erfahrungen der „WIRcommunity“ zurückgreift, ist bereits beantragt. Perspektivisch sollen auf diese Weise Autonomiegrade über 80 % in lokalen Energiemärkten erreicht werden. Die Rolle intelligenter Bietagenten in derartigen Märkten verspricht darüber hinaus großes Potenzial, nicht

nur aus wirtschaftlicher Sicht, sondern auch zum effizienten Betrieb der Verteilnetze mit einer Vielzahl von flexiblen Lasten und dezentralen Erzeugungsanlagen.

5) Ex-Ante-Erzeugungsprognosen (VORLÄUFIG)

Ein Aspekt, welcher innerhalb des Projektes „WIRcommunity“ leider nicht ausreichend untersucht werden konnte, ist die Einbindung lokaler Wetter- und Erzeugungsprognosen in den laufenden Betrieb sowie die direkte Anbindung des Gesamtmarktes innerhalb der klassischen Direktvermarktung zur Beschaffung der benötigten Reststrommengen sowie zum Verkauf der nicht lokal verkauften Überschüsse.

7.3 Asset Logging

1) Echtzeitkontrolle für das Verteilnetz

Die Ergebnisse des „Asset Logging“ Demonstrators sind aus technischer Sicht bereits sehr ermutigend. Einzelne Anlagen lassen sich transparent, schnell und sicher über den Demonstrator regeln und bieten damit große Vorteile gegenüber der klassischen Rundsteuertechnik.

2) Neutrale Dokumentation

Sowohl der Netzbetreiber als auch Anlagenbetreiber und ggf. Aggregatoren oder Finanzbehörden können auf die Regeldaten zugreifen. Ein Missbrauch ist somit nahezu ausgeschlossen. Weitere Arbeiten konzentrieren sich auf die Erstellung eines Frontends für alle Nutzer zur besseren Visualisierung der Dokumentationsergebnisse. Ebenfalls vorgesehen ist die Nutzung der SMGW-Architektur zur Übermittlung der Schalthandlungen.

3) Pilottest mit Netzbetreiber

Als nächster Schritt in Richtung Produktreife sind Pilottests mit Netzbetreibern geplant, um den Piloten besser auf die Nutzerbedürfnisse abzustimmen sowie die Interoperabilität mit bestehenden IT-Systemen zu verbessern.

8 Literaturverzeichnis

Becker, S., H. Koziol & R. Reussner, 2009. The Palladio component model for modeldriven performance prediction. *Journal of Systems and Software*, January, 82(1), pp. 3-22.

Bischoff & Ditze (2018). Stromkennzeichnung für alle Stromkunden und Endverbraucher. <https://www.bd-energy.com/oekostrom/herkunftsnachweise/stromkennzeichnung/>

Boettcher (2017). Dr. Florian Boettcher; Prof. Dr. Ronny Freier; Dr. René Geißler; Friederike-Sophie Niemann; Moritz Schubert: Kommunalen Finanzreport 2017 (2017).

BR (2019). BR24 Redaktion: Mobilfunk-Ausbau: Funklöcher auf dem Land sollen schwinden. URL: <https://www.br.de/nachrichten/netzwelt/mobilfunk-ausbau-funkloecher-auf-dem-land-sollen-schwinden,RbGMAoL>. 2019. Abrufdatum 22.07.2020.

Buzzn (2020). <https://www.buzzn.net/home/> [abgerufen am 6.8.2020]

C/sells (2020) Energiewirtschaftliche Positionen als Ergebnis des C/sells-Projekts (EPos), ab Dezember 2020 in "1,5°Celsius - Energiewende zellulär, partizipativ, vielfältig umgesetzt" <https://www.csells.net/de/csells-downloads.html> (abgerufen am 02.10.2020)

Ecofys und Fraunhofer IWES (2017). Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. März 2017.

energybase (2020). <https://www.energybase.com/> [abgerufen am 14.10.2020]

FfE (2018). Zeiselmaier, A. et al. Woher kommt mein Ökostrom wirklich? Mit Blockchain gegen Greenwashing. ET-Beitrag: Stromkennzeichnung mittels Blockchain, 10.12.2018. https://www.ffe.de/attachments/article/850/20181029_ET_Woher_kommt_mein_%C3%96kostrom_wirklich_ffE.pdf

Fischer (2019). Roland Fischer: Bewertung im ländlichen Raum, 1. Auflage 2019.

Friedman (2008). Friedman, Thomas, L.: Hot, Flat and Crowded, Farrar, Strauss and Giroux, 1. Auflage 2008.

Graeber (2014). Graeber, D. R. & Kleine, A., 2014. Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. Kombination von Prognosen. Wiesbaden: Springer Gabler

- Hamberger (2019). Katharina Hamberger: Ein Netz, dem Fasern fehlen. URL: https://www.deutschlandfunk.de/breitband-ausbau-auf-dem-land-ein-netz-dem-fasern-fehlen.724.de.html?dram:article_id=455965. 2019. Abrufdatum 22.07.2020.
- Huneke & Nitzsche (2020). F. Huneke, S. Nitzsche. Impulspapier Energy Sharing. Energy Brainpool. Berlin, 06.03.2020.
- Kamrat (2001). W. Kamrat, "Modeling the structure of local energy markets," in *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 14, no. 2, pp. 30-35, April 2001, doi: 10.1109/67.917583.
- Kement (2020). Designing a local electricity market using blockchain technology. Masterthesis. Universität Freiburg, 2020.
- Kerth (2015). Kerth, Klaus; Asum, Heiko; Stich, Volker (2015): Die besten Strategietools in der Praxis, Welche Werkzeuge brauche ich wann? ; Wie wende ich sie an? ; Wo liegen die Grenzen?, 6., überarb. und erw. Aufl. München: Hanser; S. 224 ff.
- Kownatzki (2020). Kownatzki, A.: Entwicklung eines Entwurfes zur autarken Zählung von Passanten via LoRaWAN im Kontext der Smart City, Projektarbeit. Bad Mergentheim 2020.
- Li (2019). Smart contracts-based control of EV charging infrastructure. Masterthesis. Albert-Ludwigs-Universität Freiburg, 2019.
- Linnemann (2019). Linnemann, M.; Sommer, A.; Leufkes, R.: Einsatzpotentiale von LoRaWAN in der Energiewirtschaft. Praxisbuch zu Technik, Anwendung und regulatorischen Randbedingungen, 1. Auflage 2019. Wiesbaden 2019.
- Liu (2017). N. Liu, X. Yu, C. Wang, C. Li, L. Ma, and J. Lei, "Energy sharing model with price-based demand response for microgrids of peer-to-peer prosumers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol., 32, No. 5, Sept. 2017.
- Long (2017). C. Long, J. Wu, C. Zhang, L. Thomas, M. Cheng, N. Jenkins, "Peer-to-peer energy trading in a community microgrid", *Proc. IEEE PES General Meeting*, pp. 1-5, Jul. 2017
- Long (2018). C. Long, J. Wu, Y. Zhou and N. Jenkins, "Peer-to-peer energy sharing through a two stage aggregated battery control in a community microgrid," *Applied Energy*, Jun. 2018. [Online] Available: ScienceDirect, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.097>
- LoRa Alliance (2015). LoRaWAN What is it? A technical overview of LoRa and LoRaWAN. URL: <https://lora-alliance.org/sites/default/files/2018-04/what-is-lorawan.pdf>. 2015. Abrufdatum 26.06.2020.

Lora-wan (2020). Was ist LoRaWAN? LoRaWAN- Low Power Wide Area Network. URL: <https://www.lora-wan.de/>. o. J. Abrufdatum 24.06.2020.

Magdowski (2017). Magdowski, A. & Kaltschmitt, M., 2017. Prognose der Day-Ahead Wind- und Photovoltaikstromerzeugung - Einflussgrößen und Zuverlässigkeit. Zeitschrift der Energiewirtschaft, pp. 57-71

Mengelkamp (2018). E. Mengelkamp, J. Gärtner, K. Rock, S. Kessler, L. Orsini, and C. Weinhardt, "Designing microgrid energy markets: A case study: The brooklyn microgrid," Applied Energy, vol. 210, pp. 870–880, 2018.

Mihaylov (2014). M. Mihaylov, S. Jurado, N. Avellana, K. Moffaert, I. Abril, and Ann Nowe, "NRGcoin: Virtual Currency for Trading of Renewable Energy in Smart Grids" 11th International conference on the European energy Market (EEM14), 2014.

NPM (2019). Red-Flag-Bericht 10 %EV-Neuzulassungen.<https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/berichte/>. 29.03.2019.

Peter (2017). G. Peter: LoRa - Funknetze in Deutschland und den Nachbarländern: Versuch eines Überblicks. URL: <https://www.thethingsnetwork.org/community/berlin/post/lora-funknetze-in-deutschland-versuch-eines-uberblicks>. 2017. Abrufdatum 31.08.2020.

Pouttu (2017). A. Pouttu, J. Haapola, P. Ahokangas et al., "P2P model for distributed energy trading grid control and ICT for local smart grids", Proc. European Conf. Networks and Communications (EuCNC), pp. 1-6, Jun. 2017.

RMI (2017). Blockchain Is Reimagining the Rules of the Game in the Energy Sector. 28.08.2017. <https://rmi.org/blockchain-reimagining-rules-game-energy-sector/>

Schnabel (2020). Patrick Schnabel: LoRa/ LoRaWAN - Long Range Wide Area Network. URL: <https://www.elektronik-kompodium.de/sites/kom/2203171.htm>. 2020. Abrufdatum 25.06.2020.

SMART CITY SOLUTIONS (2020). Anwendungsbeispiele. URL: <https://www.smart-city-solutions.de/beispiele/>. 2020. Abrufdatum 26.06.2020.

Sonnen (2020). <https://sonnen.de/sonnencommunity/> [abgerufen am 6.8.2020]

Strüker (2019). J. Strüker, S. Albrecht, J. Schmid, M. Utz, R. Mohr. Digitale Echtzeit-Energiewirtschaft –Bausteine für ein marktwirtschaftliches Zielmodell. Leitstudie des European

Energy Lab 2030 im Auftrag des Wirtschaftsrats der CDU e.V. Berlin, März 2019.
https://energylab2030.eu/wp-content/uploads/2019/03/Leitstudie_EnergyLab2030.pdf

The Things Network (2020). o.V.: LoRaWAN Architektur.
URL: <https://www.thethingsnetwork.org/docs/lorawan/architecture.html>. o. J. Abrufdatum 25.06.2020.

UBA (2018). Fünfte Fachtagung des Herkunftsnachweisregisters. Tagungsband der Veranstaltung im April 2018.
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/tagungsband_und_vortraege_fuenfte_fachtagung_hknr_0.pdf

Wadhwa (2020). Wadhwa, Mukund: „Analysis of Local Electricity Markets in Germany using simulation“, Masterarbeit, Universität Freiburg, Mai 2020.

Wang (2017). J. Wang, Q. Wang, N. Zhou, and Y. Chi, “A Novel Electricity Transaction Mode of Microgrids Based on Blockchain and Continuous Double Auction” *Energies*, Nov. 2017. [Online]. Available: www.mdpi.com/journal/en

Wocko (2020). Natalie Wocko: Was mit LoRaWAN möglich ist: 5 praktische Beispiele.
URL: <https://blog.speedikonfm.com/2019/05/20/lorawan-5-praktische-beispiele/>. 2020. Abrufdatum 29.06.2020.

Zeh (2019). C. Zeh; A. Donner: LPWAN ist nicht gleich LPWAN - welche Lösung wofür? Sigfox, LoRA, MIOTY und NB IoT (LTE-M) im Vergleich. URL: <https://www.ip-insider.de/sigfox-lora-mioty-und-nb-iot-lte-m-im-vergleich-a-814797/>. 2019. Abrufdatum 23.06.2020.

Zhang (2018). C. Zhang, J. Wu, Y. Zhou, M. Cheng, and C. Long, “Peer-to-peer energy trading in a microgrid,” *Applied Energy*, vol. 220, pp. 1–12, 2018.