

Projekt SynergieQuartier Abschlussbericht

Zuwendungsempfänger

FZI Forschungszentrum Informatik
Karlsruher Institut für Technologie
beegy GmbH
Stadtwerke Walldorf GmbH
MVV Energie AG
(Unterauftrag: MVV Netze GmbH)

Autorinnen und Autoren

Tobias Riedel, Maria Rill, Niklas Goerke
Alexandra Ilg, Thomas Dengiz
Werner Neumeier, Philipp Seiler
Bernd Amend, Peter Zartmann
Johanna Leidner, Christian Gerbes

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Projektlaufzeit:
01.07.2020 – 31.12.2023

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projekt SynergieQuartier

Projektkonsortium:

FZI Forschungszentrum Informatik (Konsortialleitung, Fkz.: 03EI6031A)

Karlsruher Institut für Technologie (Fkz.: 03EI6031B)

beegy GmbH (Fkz.: 03EI6031C)

MVV Energie AG (Fkz.: 03EI6031D; Unterauftrag: MVV Netze GmbH)

Stadtwerke Walldorf GmbH (Fkz.: 03EI6031E)



STADTWERKE
WALLDORF

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung und Struktur des Projekts	6
Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen	8
Netzausbau und Digitalisierung sowie Netz- und Marktorientierung	8
Smart-Meter-Gateways und Energiemanagementsysteme	10
Resilienz und Angreifbarkeit des Stromnetzes	12
Kundenfeedback und Kundenverhalten.....	14
Arbeitspaket #PK – Projektkoordination	16
Projektmanagement.....	16
Öffentlichkeitsarbeit und Projektwebsite.....	16
Arbeitspaket #Sys – Systemkonzeption.....	17
Einleitung und Status Quo zu Projektbeginn.....	17
Anreize und steuernde Eingriffe	23
Rollen- und Kommunikationsmodell.....	29
Bedrohungsanalyse	37
Technische Bedrohungen.....	40
Interessenskonflikte	41
Auflösung der Konflikte	42
Rechtswissenschaftliche Betrachtungen zum Thema Datenschutz, Anreizregulierung und Flexibilitätsdienstleistungen	43
Literatur.....	48
Arbeitspaket #PoC - Proof-of-Concept.....	50
Ziele des Arbeitspakets.....	50
Vorgehen	50
Erkenntnisse und Schwierigkeiten.....	53
Arbeitspaket #Inst – Feldtesterweiterung und Installation.....	55
Die (Weiter-)Entwicklung des beegyGateways	56
Integration Devices	57
Stabilitäts- und Sicherheitsverbesserungen.....	57
Kommunikation über den CLS-Kanal des SMGW	58
Die Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von Services für die Feldtestteilnehmer	59
Einrichtung der Anlagen	61
Arbeitspaket #FK – Feldtestkoordination	62
Akquise der Pilotkunden	62

Installation der Mess- und Steuertechnik von beegy	63
Beschaffung und Installation Smart Meter Gateway (SMGW)	64
Anlage der Feldtestteilnehmer in den beegy System und Anlage der Services	64
Änderung/Weiterentwicklung der Funktionalitäten	65
Betreuung der Feldtestteilnehmer über den gesamten Zeitraum.....	67
Beendigung der Services (Service-Migration) bei Projektende	68
Arbeitspaket #MaFo - Marktforschung.....	69
Forschungsansätze	69
Ergebnisse der qualitativen Untersuchung	70
Ergebnisse der quantitativen Untersuchung.....	73
Sonstige Untersuchungsergebnisse.....	75
Resümee und Fazit der sozialwissenschaftlichen Untersuchung.....	77
Arbeitspaket #US – Umfeldanalyse und Szenariendefinition	78
Analyse des Mobilitäts- und Ladeverhaltens in Walldorf	78
Definition zukunftsorientierter (Extrem-)Szenarien.....	80
Arbeitspaket #Mod – Lade- und Netzmodellierung.....	87
Generierung von EV-Ladekurvenparametern aus einem gegebenen Datensatz	87
Arbeitspaket #ID – Identifikation von Netzbelastungsgebieten	99
Ziel und methodisches Vorgehen.....	99
Szenariendefinition (Markthochlauf E-Pkw)	99
OSM Modell	99
NEPLAN Modell	102
Modellvergleich.....	106
Literatur.....	107
Arbeitspaket #Opt - Optimierung.....	108
Grundarchitektur	108
Preis- und Leistungsprofile.....	108
Anlagenmodellierung	109
Optimierungsproblem und Zielfunktion.....	110
Verwendete Technologien.....	111
Aggregation	111
Literatur.....	111
Arbeitspaket #Eva – Integrierte Feldevaluationen	112
Feldtestexperimente.....	112
Simulationen zur markt- und netzorientierten Optimierung	117

Fazit	122
Literatur.....	122
Arbeitspaket #EW - Energiewirtschaftliche Analyse	123
Ziel und methodisches Vorgehen.....	123
Qualitative Bewertung.....	123
Quantitative Bewertung	124
Literatur.....	136
Arbeitspaket #Res - Resilienzanalyse	137
Definitionen und Maße für Resilienz	137
IT-Aspekte in zentralen vs. dezentralen Elektrizitätsversorgungsstrukturen	139
Resilienz im Stromnetz	144
Implikationen für die deutsche Energiewende.....	153
Zusammenfassung.....	154
Weiterer Forschungsbedarf	155
Literatur.....	155
Arbeitspaket #Sec - IT-Sicherheit im SMGW-Ökosystem.....	157
Sicherheitsgarantien durch SMGW.....	157
Best-Practices für Komponenten im SMGW-Ökosystem.....	160
Prüfmethoden für Komponenten im SMGW-Ökosystem	163
Literatur.....	165
Arbeitspaket #Demo – Demonstrator	166
Zweck und Zielbild.....	166
Schwerpunkt Energiesystem.....	166
Schwerpunkt IT-Sicherheit.....	170
Arbeitspaket #Sum – Integrierte Bewertung	174
Zielbild.....	174
Rechtlicher und technischer Transformationspfad	174
Weiterer Forschungsbedarf	175
Wissenschaftliche Veröffentlichungen.....	176
Abkürzungsverzeichnis.....	177

Zusammenfassung und Struktur des Projekts

Das Projekt SynergieQuartier lief vom 1. Juli 2020 bis zum 31. Dezember 2023. Die Konsortialleitung und damit die Verantwortung für die Projektkoordination (**#PK**) lag beim FZI.

Ziel des Projektes war es, Innovationen für ein sicheres, wirtschaftlich rentables Energiesystemdesign zu entwickeln, das alle wesentlichen Akteure und Technologien auf dem Weg zur Energiewende miteinbezieht. Es erlaubt durch den intelligenten IKT-Einsatz zukünftig einen zielgenauen Ausbau der Netze trotz zusätzlicher Lasten.

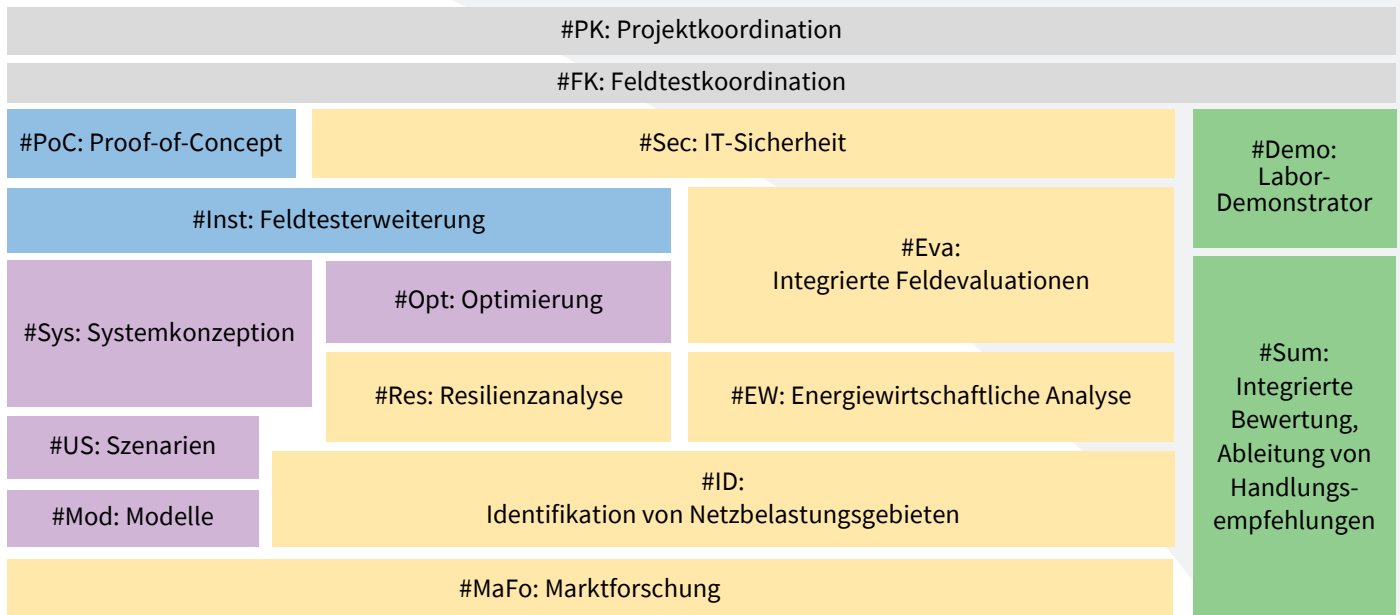
Hierbei wurden die lokale Netzbelastung und das überregionale Angebot an erneuerbaren Energien gleichzeitig berücksichtigt und Prosumer-Haushalten für diesen Zweck geeignete Informationen und Anreize übermitteln. Das Systemkonzept wurde im vom FZI koordinierten Arbeitspaket **#Sys** durch alle Partner entworfen und baut auf der Infrastruktur der intelligenten Messsysteme (iMSys) auf.

Um die iMSys-Infrastruktur zu nutzen, wurde vom FZI in **#PoC** ein Prototyp aufgebaut, der später in **#Demo** zu einem Demonstrator erweitert wurde. Die Erkenntnisse daraus nutzte beegy in **#Inst**, um das eigene Energiemanagementsystem an iMSys anzubinden und das EMS sowie die darauf basierenden Mehrwertdienste für Endkunden weiterzuentwickeln. In einem Feldtest in Walldorf wurden 28 Prosumer-Haushalte mit dem beegy Energiemanagementsystem und iMSys ausgestattet. Der Feldtest wurde von beegy koordiniert (**#FK**) und gemeinsam mit den Stadtwerken Walldorf durchgeführt. Im Feldtest wurden wesentliche Elemente des Systemkonzepts praxisnah im Arbeitspaket **#Eva** evaluiert. Er wurde von der MVV mit einer Marktforschung (**#MaFo**) begleitet.

Um zukünftige Netzbelastungen im Kontext flexibler Prosumer-Haushalte mit neuen Anwendungen für Energiespeicherung, Elektromobilität, sowie elektrische Wärme besser einschätzen zu können, wurden vom KIT zukünftige Szenarien definiert (**#US**), ein Netzmodell und ein Modell für das Ladeverhalten erstellt (**#Mod**) und ein Tool für die Identifikation von Netzbelastungsgebieten entwickelt (**#ID**). Dafür wurden auch Daten aus dem Feldtest verwendet. Parallel entwickelte das FZI einen Optimierer (**#Opt**), mit dem über den Feldtest hinaus Simulationen durchgeführt wurden (ebenfalls **#Eva**). Diese Erkenntnisse dienen dem KIT und der MVV für eine energiewirtschaftliche Analyse (**#EW**).

Das FZI untersuchte im Arbeitspaket **#Sec** zudem Sicherheitsaspekte im iMSys-Ökosystem und analysierte gemeinsam mit KIT und MVV in einer Resilienzanalyse (**#Res**) entsprechende Maßnahmen für die Resilienz des Stromnetzes.

Alle Projekterkenntnisse wurden gemeinsam von allen Projektpartnern im Arbeitspaket **#Sum** zusammengefasst und daraus Handlungsempfehlungen abgeleitet. Diese werden im Folgenden vor der Dokumentation der Arbeitspakete aufgeführt.



Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen

Netzausbau und Digitalisierung sowie Netz- und Marktorientierung

Im Rahmen des Feldtests in Walldorf wurden Energiemanagementsysteme und deren erforderliche Messtechnik installiert. Dadurch konnten die Effekte von dynamischen Preisen realitätsnah erprobt werden, indem sie über eine Schattenrechnung umgesetzt wurden. Zudem wurden im Feldtest Netzbetreibereingriffe analog zum § 14a EnWG durchgeführt. Darüber hinaus wurde das Verhalten von 100 – 300 Haushalten in Bezug auf dynamische Preise und Leistungsgrenzen simuliert. Die Ergebnisse wurden für die Netzdimensionierung von Walldorf in unterschiedlichen Szenarien verwendet. Parallel dazu wurde der zu erwartende Einfluss der Elektromobilität auf die Netze modelliert und analysiert.

Die Grundlagen für diese Kernaussagen und Handlungsempfehlungen sind ausführlicher in den Arbeitspaketen #Inst, #EW, #Eva und #ID beschrieben.

Folgende Kernaussagen lassen sich festhalten:

1	Eine mögliche simultane automatische Reaktion von Energiemanagementsystemen auf dynamische Preise führt zu einer deutlich erhöhten Netzbelastung . Insbesondere ein gleichzeitiges Laden oder Entladen von stationären Batterien könnte einen starken Effekt auf die Netzlast haben, wenn sie aus dem Netz geladen werden dürfen, da sie durchgängig in Betrieb sind.
2	Es ist durch zeit- und lastvariable Tarife möglich, sowohl eine Reaktion auf dynamische Preise als auch eine zuverlässige Begrenzung der Netzlast zu erzielen.
4	Zeitvariable Netzentgelte , die sich nur auf den Arbeitspreis beziehen und ggf. zu dynamischen Tarifen des Lieferanten addiert werden, haben dagegen keine zuverlässige Begrenzung der Netzlast zur Folge, die in der Netzplanung berücksichtigt werden kann.
3	Die zusätzliche Netzbelastung durch die reine Marktorientierung kann unverhältnismäßig hohe Kosten für den Netzausbau verursachen, sofern dynamische Preise keine Informationen über die Belastung der Netze enthalten.
5	Die Eigenverbrauchsmaximierung von Prosumern hat bereits einen deutlichen netzentlastenden Effekt, auch ohne externe Signale. Die Normen zur Netzdimensionierung berücksichtigen diesen Effekt aber kaum.
6	Der zu erwartende Netzausbaubedarf verringert sich durch die Leistungseinschränkung des Netzbetreibers nach § 14a EnWG , kann jedoch nicht komplett vermieden werden.
7	Die iMSys-Infrastruktur verursacht Kosten für den Betrieb, zusätzliche Leittechnik beim VNB und Datenverarbeitung. Diese Kosten müssen durch den Nutzen überkompensiert werden.

Daraus leitet das Projektkonsortium folgende Handlungsempfehlungen ab:

1	Verteilnetzbetreiber benötigen eine Möglichkeit, eine Synchronisierung von flexiblen Lasten durch Marktsignale zu prognostizieren und ihnen entgegenzuwirken .
2	Dynamische Netzentgelte sollten eine leistungsabhängige Komponente haben und dabei wie eine Leistungsgrenze wirken, deren Überschreitung zwar erlaubt, aber mit Kosten verbunden ist.
3	Die Eigenverbrauchsmaximierung und deren netzentlastenden Effekte sollten in der Netzplanung und den diese betreffenden Normen angemessen berücksichtigt werden.
4	Die in §14a EnWG geregelte „Notfallmaßnahme“ sollte beispielsweise durch Konkretisierung des §14c EnWG um ein präventives Netzengpassmanagement ergänzt werden.
5	Die Kosten der iMSys-Infrastruktur müssen durch eine intelligentere Nutzung der Infrastruktur überkompensiert werden. Dafür muss die Infrastruktur für unterschiedliche Akteure einfacher nutzbar sein.

Smart-Meter-Gateways und Energiemanagementsysteme

Die SMGW-Infrastruktur ist für sich allein genommen nur begrenzt mehrwertbringend. Erst Kombination mit lokalen EMS verspricht hier deutlichen Mehrwert für die Netzinfrastruktur und Endkunden. Im Projekt wurde ein Prototyp für die Nutzung des CLS-Kanals des SMGW im Labor aufgebaut und mit einer eigenen GWA-Instanz konfiguriert. Das Energiemanagementsystem von beegy wurde um eine externe Komponente erweitert, die die Kommunikation zum Backend über den CLS-Kanal im Feld erlaubte. Außerdem wurden SMGWs in der Wirk-PKI verbaut und in die Backend-Systeme der Stadtwerke Walldorf integriert. Im AP #Sys wurde ein Systemkonzept entworfen, das die Integration von Energiemanagementsystemen in die iMSys-Infrastruktur vorsieht. Die Handlungsempfehlungen zielen darauf ab, diese Integration zu vereinfachen und attraktiver zu gestalten.

Die Grundlagen für diese Kernaussagen und Handlungsempfehlungen sind ausführlicher in den Arbeitspaketen #Inst und #Poc beschrieben.

Folgende Kernaussagen lassen sich festhalten:

- 1 Grundsätzlich können **Energiemanagementsysteme in Kombination mit intelligenten Messsystemen** Netzungspässe vermeiden, Kosten senken und dazu beitragen, die Schwankungen erneuerbare Energien besser auszugleichen.
- 2 Die Nutzung des **CLS-Kanals durch Energiemanagementsysteme** ist mit einem hohen organisatorischen Aufwand, zusätzlichen betrieblichen Kosten für die Datenübertragung und Kosten für die Implementierung und Zertifizierung des Backends verbunden. Demgegenüber ist die Nutzung des Internetanschlusses der Kunden für EMS-Hersteller wesentlich attraktiver.
- 3 Es gibt bisher keine **standardisierte und praxistaugliche Schnittstelle** des SMGW, über die EMS auf der HAN-Seite hochaufgelöste und aktuelle **Messdaten** aus den modernen Messeinrichtungen empfangen können. Die Folge ist oft das Verbauen von zusätzlicher Messtechnik oder die Verwendung der IR-Schnittstelle der modernen Messeinrichtungen.
- 4 EMS können keine **standardisierten Netz- und Marktsignale** über das SMGW beziehen, abgesehen von der §14a-Abregelung, wenn sie die Funktion einer Steuerbox einnehmen.
- 5 Die **Beschaffung** (elektronischer Bestellschein) und **Lieferung** von SMGW und deren **Konfiguration und Integration** in GWA- und Backendsysteme von Netzbetreibern ist mit einem hohen zeitlichen Aufwand verbunden. Der physikalische Einbau in den Haushalten stellt dagegen kein wesentliches Problem dar.
- 6 Für kleinere Unternehmen (z.B. Stadtwerke) ist der Messstellenbetrieb mit iMSys schwer zu handhaben und erfordert oft **Fachpersonal**.
- 7 Der **selektive Rollout** kann dazu führen, dass einzelne SMGW räumlich verteilt installiert werden und der Aufbau der entsprechenden leitungsgebundenen **Kommunikationsinfrastruktur** (Powerline oder Ethernet) nicht wirtschaftlich darstellbar ist, während die Funknetze (450 MHz und LTE) an den jeweiligen Standorten (insbesondere in den Kellern) nicht zur Verfügung stehen.
- 8 Die **Integration von Geräten im Gebäude** erfolgt je nach Hersteller nach unterschiedlichen Protokollen. Die Integration ist daher aufwändig. Viele bereits installierte **Ladestationen und Wärmepumpen sind nicht steuerbar**. Außerdem werden über die Ladestationen **wichtige Daten** wie z.B. der State-of-Charge des Fahrzeugs nicht übermittelt.

Daraus leitet das Projektkonsortium folgende Handlungsempfehlungen ab:

1	Um Mehrwerte für Energiemanagementsysteme zu generieren, sollte die Nutzung des CLS-Kanals deutlich einfacher, kostengünstiger und flexibler gestaltet werden. Beispielsweise können die Anforderungen für aEMT für bestimmte Anwendungen auf das Niveau der pEMT gesenkt werden, wodurch eine aufwendige Zertifizierung entfällt. Denkbar wäre auch, das Verbindungsziel für authentifizierte CLS-Geräte im WAN offen zu lassen, wodurch diesen eine allgemeine Internetnutzung ermöglicht würde.
2	Das SMGW sollte um eine standardisierte Schnittstelle erweitert werden, über die durch offene Protokolle ein lesender Zugriff zu aktuellen Messwerten der mME auf der HAN-Seite ermöglicht wird. Dadurch steigt der Mehrwert des iMSys deutlich für die Anwendungsfälle Energiemanagement und Visualisierung der Stromverbräuche. Die Daten sollen hochauflösend (5-10 Sekunden) zur Verfügung stehen.
3	Die wesentlichen Netz- und Marktsignale wie zeit- und/oder lastvariable Tarife sowie Leistungsgrenzen sollten in standardisierter Form am SMGW abrufbar sein. Insbesondere gehören dazu Preisprognosen und Day-Ahead Preise. Anbieter von variablen Tarifen müssen Preisprognosen über mind. die nächsten 24h über eine standardisierte API anbieten. Die Tarife sollten dann nicht mehr als einen festgelegten Prozentwert von den Prognosen abweichen.
4	Das 450 MHz-Netz sollte zeitnah ausgebaut werden, um die Anbindung der SMGWs sowie Transformatoren und weitere Messgeräte im Netz anzubinden. Damit würde die Erreichbarkeit der SMGWs in den Kellern verbessert werden.
6	Die Zertifikate der SMGWs sollten grundsätzlich austauschbar sein, um zu verhindern, dass funktionierende Gateways verschrottet werden müssen.
7	Alle Geräte, die in ein Energiemanagementsystem eingebunden werden sollen (auch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen), sollten über standardisierte lokale oder (falls erforderlich) Cloud-basierte APIs steuerbar sein.

Resilienz und Angreifbarkeit des Stromnetzes

Im Projekt wurden in den Arbeitspaketen #Res und #Sec Resilienz und Angreifbarkeit des Stromnetzes betrachtet. Dabei wurden insbesondere Berechnungen zur Resilienz von Verbund- und Verteilnetzen gegenüber direkten und indirekten Angriffen auf die iMSys Infrastruktur und die steuerbare Verbrauchseinrichtungen durchgeführt.

Es ist ein umfangreicher Ausbau der iMSys Infrastruktur und der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (z.B. Wärmepumpen, Wallboxen, Batteriespeicher) zu erwarten. Diese Geräte direkt oder indirekt anzugreifen ist nicht trivial, ein erfolgreicher Angriff kann allerdings nicht ausgeschlossen werden. Insbesondere die erwartete hohe Lebensdauer der Produkte ist eine Herausforderung für die IT-Sicherheit. Die durchgeführten Berechnungen zeigen, dass ein hohes Schadenspotenzial existiert.

Die genaueren Beschreibungen dieser Arbeiten in den APs #Res und #Sec zu finden.

Folgende Kernaussagen lassen sich festhalten:

1	Es gibt keine standardisierte und praxistaugliche Schnittstelle des SMGW, über die EMS auf der HAN-Seite die Messdaten aus den modernen Messeinrichtungen empfangen können, insbesondere zum Netzzustand (z. B. Spannung, Frequenz) und aktuelle Leistung. Dadurch können EMS beim Ausfall der Kommunikationsnetze nicht resilient agieren und z.B. die Leistungsaufnahme von CLS Geräten begrenzen.
2	Die Spezifikationen und Sicherheitsanforderungen an SMGWs sind sehr streng , was es erschwert das SMGW auch für weitere Mehrwertdienste nutzbar zu machen. So wäre z. B. ein Abrufen der im vorherigen Punkt genannten Daten nach derzeitiger Spezifikation nur nach Authentisierung möglich. Der Nutzung des CLS-Kanals ist durch die Zertifizierung als aEMT sehr aufwendig.
3	SMGWs beziehen den eigenen Energiebedarf aus dem Stromnetz, verfügen nicht über Pufferbatterien und sind daher nicht schwarzfallfest. Der Einsatz eines schwarzfallfesten 450 MHz Netzes bringt daher für die Erreichbarkeit des SMGW keinen Vorteil.
4	Es ist zu erwarten, dass smarte Verbraucher mit hoher Leistungsaufnahme (z.B. Wärmepumpen, Wallboxen, Elektrofahrzeuge, Energiespeicher, etc.) zukünftig von wenigen Herstellern hergestellt werden. Daher werden viele identische Systeme eingesetzt werden. Dies betrifft auch Smart Meter Gateways, derzeit haben lediglich fünf Hersteller Produkte zertifizieren lassen. Diese technische Homogenität führt dazu, dass Sicherheitslücken , die in einem dieser Geräte oder ihrer (Software-)Komponenten entdeckt werden, sehr viele Geräte im Feld betreffen würden. Dieses Phänomen ist aus dem IoT-Kontext bereits bekannt.
5	Sollte es einem Angreifer gelingen, die Steuerung von vielen smarten Verbrauchern mit hoher Leistungsaufnahme zu übernehmen , z.B. durch eine Sicherheitslücke (siehe vorheriger Punkt) oder durch einen erfolgreichen Angriff auf die Cloud Infrastruktur eines Herstellers, kann er diese simultan schalten und so hohe Leistungsgradienten erzeugen. Diese könnten je nach Situation die im Verbundnetz vorgehaltenen Reserven überschreiten und damit zu einem Brown- oder Blackout führen.
6	Eine absichtliche (siehe vorheriger Punkt) oder versehentliche Fehlsteuerung einer hohen Zahl von smarten Verbrauchern ist eher ein Risiko für das Verbundnetz als für Verteilnetze. Verteilnetze haben im Allgemeinen eine höhere relative Reserve.
7	Bei vorprogrammierten Verhalten dezentraler Anlagen muss berücksichtigt werden, dass ein simultanes Verhalten aller Anlagen an sich eine Gefahr darstellen kann. Ein Beispiel hierfür ist das 50,2-Hz-Problem. Dagegen können dezentrale EMS durch geeignete Algorithmen die Stromnetze auch ohne Kommunikationsverbindungen stabilisieren .

Daraus leitet das Projektkonsortium folgende Handlungsempfehlungen ab:

1	Das SMGW sollte um eine standardisierte Schnittstelle erweitert werden, über die durch offene Protokolle ein lesender Zugriff zu aktuellen Messwerten der mME auf der HAN-Seite ermöglicht wird. Dadurch wird es dem EMS ermöglicht, beim Ausfall der Außenkommunikation selbständig netzdienlich resiliente Steuerungsentscheidungen vorzunehmen.
2	Die vom SMGW im HAN angebotenen Schnittstellen sollten so gestaltet sein, dass sie von CLS Geräten einfach angesprochen werden können.
3	Cloud-Infrastrukturen die technisch in der Lage sind, eine hohe Zahl von Geräten mit hoher Leistungsaufnahme zu steuern, bedürfen besonderer Absicherung. Dafür bedarf es regulatorischer Vorgaben damit sowohl sichere Kommunikationskonzepte wie auch ein hohes Maß an Standardabsicherung eingesetzt wird.
4	Für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Wechselrichter sollten – insbesondere aufgrund ihrer langen Lebensdauer – regulatorische Vorgaben aufgestellt werden, in denen Anforderungen für die IT-Sicherheit und die Verantwortung und Haftung vorgegeben wird. Auch die Versorgung mit Sicherheitsupdates über die volle Lebensdauer der Produkte sollte sichergestellt werden.
5	EMS sollten allein basierend auf lokalen Messdaten auch bei Ausfall der Kommunikationsnetze resilient auf Netzengpässe reagieren . Dazu benötigen sie die lokalen Messdaten sowie ein geeignetes Regelwerk, das ein simultanes Verhalten ausschließt.

Kundenfeedback und Kundenverhalten

Im Projekt wurden drei moderierte Gruppendiskussionen mit Feldtestteilnehmenden in Walldorf durchgeführt. Außerdem wurden in der quantitativen Analyse 1.000 Hausbesitzer*innen ab 30 Jahren, die sich für Energie und/oder dezentrale Energiesysteme interessieren, zu den Themen des Projektes befragt. Dazu gehören Energiemanagement, Netzbetreibereingriffe, variable Stromtarife und Energie im Allgemeinen. Quantitative Angaben zu Befragten beziehen sich im Folgenden immer auf die 1.000 Teilnehmenden in der quantitativen Analyse.

Die folgenden Erkenntnisse basieren auf dem Arbeitspaket #Mafo.

Folgende Kernaussagen lassen sich festhalten:

1	Das zeitliche Muster spotmarktbasierter dynamische Tarife ist an den meisten Tagen im Jahr eher ungünstig für Prosumer , da die günstigsten Preise oft in Zeiten hoher PV-Erzeugung auftreten, also dann, wenn Prosumer ohnehin oft keinen Strom aus dem Netz benötigen. Da es eine große Überschneidung von Prosumern und Haushalten mit hohem Flexibilitätspotenzial gibt, ist dieser Effekt hinderlich für die Flexibilitätsschließung für das Energiesystem.
2	Etwa die Hälfte der Befragten kennt die Möglichkeit nicht, dynamische Tarife zu nutzen , was der Hauptgrund für die Ablehnung dieser Option ist. Der Aufwand einer manuellen Reaktion auf die Preise ist in Relation zu den potenziellen Einsparungen den meisten Haushalten zu hoch.
3	Bei knapp der Hälfte der Befragten löst eine Fernsteuerung durch Netzbetreiber im ersten Moment Widerstand aus, der aber durch das Erklären der Rahmenbedingungen abnimmt. Die Akzeptanz steigt mit bestimmten Rahmenbedingungen: Garantie einer stets verfügbaren Mindestleistung, die uneingeschränkte Nutzung von selbst erzeugtem Strom, preislichen Vorteilen, einer vorherigen Ankündigung des Netzbetreibereingriffs, einer zeitlichen Begrenzung und einer Möglichkeit, sich im Falle eines Engpasses freizukaufen.
4	Automatisierte Eigenverbrauchsmaximierung, beispielsweise in Form des im Projekt angebotenen Überschussladens, ist für Prosumer der attraktivste Anwendungsfall für intelligentes Lademanagement . Grund dafür ist eine geringe manuelle Interaktion mit dem Energiemanagementsystem und der direkt ersichtliche finanzielle Vorteil. Das Eingeben von zu vielen Parametern in eine App für jeden Ladevorgang wird kritisch gesehen.
5	Drei Viertel der Besitzer eines E-Autos sehen Flexibilität bei den Ladevorgängen und die Hälfte der Besitzer einer Wallbox sehen Flexibilität im Betrieb der Wärmepumpe. Diese Einschätzung ist höher als bei Haushalten ohne diese Geräte. Es wurde in den Gruppendiskussionen starkes Interesse am bidirektionalen Laden geäußert.
6	Die Betrachtung der Leistung am Netzanschlusspunkt bei Abschaltung nach §14a bringt erhebliche Vorteile und Akzeptanz bei EMS-Nutzern und Prosumern im Vergleich zur direkten Leistungsbegrenzung der einzelnen Geräte.
7	Prosumer würden sich mehr gemeinschaftliche Systeme (Quartiere, kommunale Lösungen) statt Einzeloptimierung wünschen.

Daraus leitet das Projektkonsortium folgende Handlungsempfehlungen ab:

1	Bei der Gestaltung von dynamischen Tarifen für Prosumer sollte beachtet werden, dass diese in Zeiten hoher PV-Einspeisung im Netz keinen Vorteil aus diesen Preisen ziehen können.
2	Dynamische Tarife sollten einfach verständlich und gut erklärbar sein.
3	Dynamische Tarife sind meistens nur dann sinnvoll, wenn Energiemanagementsysteme automatisiert auf diese reagieren können.
4	Die Rahmenbedingungen für die Fernsteuerung durch Netzbetreiber müssen klar erklärt werden, insbesondere muss klar sein, dass die unflexible Last davon unberührt bleibt.
5	Die Abregelung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sollte durch VNB baldmöglichst mithilfe von Prognosen im Vorfeld angekündigt werden. Haushalte sollten die Möglichkeit bekommen, sich auch im Engpassfall eine höhere Leistung einzukaufen („ Joker “).
6	EMS sollten möglichst wenig Interaktion erfordern. Das Eingeben von Werten wie beispielsweise dem aktuellen und gewünschten Ladestand sowie Abfahrtszeit beim Laden von Elektrofahrzeugen sollte nicht notwendig sein.

Dokumentation der Arbeitspakete

Arbeitspaket #PK – Projektkoordination

Projektmanagement

Beim FZI lag die Gesamtverantwortung für das Projekt SynergieQuartier. Es wurden i.d.R. vierwöchige Regeltermine im Projektkonsortium sowie anlassbezogen mehrere Präsenztermine pro Jahr vereinbart, vorbereitet und protokolliert. Darüber hinaus wurden zu Beginn die Kooperationsvereinbarungen mit den Projektpartnern sowie die Datenschutzvereinbarung für den Umgang mit den Feldtestdaten koordiniert und abgeschlossen. Das FZI übernahm auch die Federführung dieses Berichts und koordinierte die entsprechenden Beiträge der Projektpartner.

Öffentlichkeitsarbeit und Projektwebsite

Durch das FZI wurden zu Beginn des Projekts das Logo und Dokumentvorlagen erstellt. Parallel wurde die Projektwebsite <https://synergiequartier-walldorf.de> erstellt und vom FZI über den Projektzeitraum gehostet.

Auf der Projektwebsite wurden anlassbezogen Blogbeiträge veröffentlicht. Sie wurden von unterschiedlichen Projektpartnern verfasst und vom Konsortium vor der Veröffentlichung gegengelesen.

Auf der Website wurde außerdem ein Onlineforum für Feldtestteilnehmende eingerichtet. Darüber konnten Feldtestteilnehmende bereits vor Installation der Hardware und während des Feldtestzeitraums Fragen an das Projektkonsortium stellen und sich über ihre Erfahrungen austauschen.

Darüber hinaus diente die Projektwebsite von Ende August 2022 bis Anfang März 2023 auch als Live-Dashboard für die Feldtestteilnehmenden. Auf der Startseite wurden die aktuellen Börsenpreise sowie die aktuellen Ergebnisse der Netzsimulation dargestellt.

Darüber hinaus hat das FZI Pressemeldungen über Projektbeginn und –Ende herausgegeben sowie die Projektabschlussveranstaltung im FZI organisiert.

Arbeitspaket #Sys – Systemkonzeption

Einleitung und Status Quo zu Projektbeginn

Ziel des Systemkonzepts war ein praxisnaher kontinuierlicher Abwägungsprozess zwischen einer (groß-) marktorientierten und einer (verteil-)netzorientierten Betriebsweise von dezentralen Lasten, insbesondere Ladestationen. Dabei sollten die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie die Trennung von Netzbetrieb und Stromhandel sowie Möglichkeiten und Grenzen intelligenter Messsysteme berücksichtigt werden.

Die Notwendigkeit für diese Abwägung ist dadurch begründet, dass die Situation am Markt (beispielsweise durch Windeinspeisung) sich stark von der Situation vor Ort unterscheiden kann.

Geht man vom „Kupferplattenansatz“ aus und ignoriert netzseitige Restriktionen, insbesondere im Verteilnetz, ist die Nutzung volatiler erneuerbarer Energien wie Photovoltaik und Wind dann nahezu optimal, wenn die Netznutzer sich allein an den Börsenstrompreisen (z.B. EPEX SPOT) orientieren. Ist der Anteil von Wind- und Solarstrom am aktuellen Strombedarf hoch, sinkt die residuale Last, die durch andere Energieträger gedeckt werden muss und damit der Börsenstrompreis. Zu erklären ist das mit dem Finanzierungsmodell erneuerbarer Energien durch die EEG-Umlage und deren sehr geringer Grenzkosten.

Wenn eine zunehmende Zahl an Netznutzern mithilfe von Energiemanagementsystemen (EMS) auf dynamische Preise reagiert, indem beispielsweise die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen kostenorientiert optimiert werden, steigt der Strombedarf in Zeiten niedriger Preise an. Durch die hohen Leistungen von Ladestationen kann es zu Synchronisationseffekten kommen, da einheitliche Preissignale für alle Netznutzer die bisher zufällige Verteilung des Strombedarfs synchronisieren. Im schlechtesten Fall können dadurch neue Netzengpässe hervorgerufen werden.

Ein typisches Beispiel für diese Situation ist eine starke Windeinspeisung in den späten Abendstunden nach Sonnenuntergang. Die Windkraft führt zu niedrigen Preisen am Strommarkt. Im Verteilnetz ist aber aufgrund der fehlenden Photovoltaik-Einspeisung kein Überschuss vorhanden. Orientieren sich die Haushalte an den Preisen und laden während des Preisminimums gleichzeitig ihre Elektrofahrzeuge und ggf. die stationären Batterien, entsteht im Verteilnetz ein neuer Engpass.

Der gegenteilige Ansatz der reinen Netzorientierung wird dadurch verwirklicht, dass Verteilnetzbetreiber (VNB) steuernd eingreifen und die Leistung der Netznutzer reduzieren, wenn ein Netzengpass droht. Das ist das Grundprinzip des § 14a EnWG. Dadurch wird die Überlastung des Verteilnetzes verhindert, jedoch auch die optimale Integration erneuerbarer Energien. Damit volatile erneuerbare Energien durch die Sektorkopplung bestmöglich genutzt werden, ist eine reine Abregelung von Lasten nicht die optimale Lösung. Die Regelung im § 14a EnWG wurde während der Projektlaufzeit neu gefasst und durch die Bundesnetzagentur konkretisiert. Dabei wurde jedoch insbesondere durch die Bundesnetzagentur betont, dass diese Regelung nur als „Ultima Ratio“ verstanden werden soll und nicht für einen effizienten Regelbetrieb des Verteilnetzes.

Methodisches Vorgehen

Dieses Arbeitspaket wurde federführend vom FZI bearbeitet. Alle Projektpartner haben in insgesamt drei ausführlichen Workshops ihre Sichtweise aus energiewirtschaftlicher Praxis (SWW, beegy, MVV) und Forschung (KIT) eingebracht. Am FZI wurde insbesondere die Diskussion um die Neugestaltung von § 14a EnWG verfolgt. Konzepte aus dem Projekt wurden in die öffentliche Diskussion eingebracht.

In den vom FZI vorbereiteten Workshops wurde zunächst das vom BDEW bereits definierte Netzpampelmodell analysiert und auf das Projekt SynergieQuartier übertragen. Im zweiten Schritt wurden gemeinsam wesentliche

Leitlinien für Anreize und steuernde Eingriffe definiert. Im letzten Workshop wurden Prozessschritte sowie das wesentliche Konzept der zeit- und lastvariablen Netzentgelte erarbeitet.

Ausgangslage und § 14a EnWG

Zu Beginn des Projektes wurde vom BMWi (heute BMWK) ein Stakeholderprozess mit u. A. Netzbetreibern, Lieferanten und Branchenverbänden durchgeführt, um den § 14a in der damaligen Fassung zu konkretisieren. Diskussionsgrundlage war ein vom BMWi in Auftrag gegebenes und von BET federführend durchgeführtes Gutachten [1].

In diesem Gutachten werden die Optionen statische/dynamische Bestellleistung, Netzentgelt-Flatrate, eine Kombination dessen mit bedingter Netznutzung und das heutige Modell (2019) miteinander verglichen. Das favorisierte Modell ist dem Gutachten zufolge „Statische Bestellleistung mit bedingter Netznutzung“, das kurz als „Spitzenglättung“ bezeichnet wird. Demnach sollen VNB in Echtzeit die Möglichkeit bekommen, in begrenztem Umfang (max. 2 Stunden pro Tag) steuernd auf flexible Lasten zuzugreifen oder EMS einen Maximalwert der Leistung vorzugeben. Wichtig ist bei diesem Konzept die Unterteilung in eine bedingte und eine unbedingte Leistung, sofern kein EMS vorhanden ist:

- **unbedingte Leistung:** Leistung, die jederzeit zur Verfügung steht und nicht abgeregelt werden kann. Das betrifft entweder den unflexiblen Verbrauch (z.B. Haushaltsgeräte) oder eine minimal verfügbare Leistung der flexiblen Last. Der Netznutzer kann die Höhe der unbedingten Leistung selbst bestimmen und muss sich ab einer bestimmten Höhe über einen Baukostenzuschuss am Netzausbau beteiligen.
- **bedingte Leistung:** Leistung, die ohne Ankündigung vom VNB abgeregelt werden kann. Sie steht demzufolge unter der Bedingung der freien Netzkapazität zur Verfügung.

Ein wesentlicher Punkt, der vom Gutachten mehrmals betont wird, ist die bislang gering ausgeprägte Netzzustandsüberwachung der Verteilnetze und die daraus folgende Schwierigkeit für VNB, verlässliche Prognosen über zukünftige Netzengpässe durchzuführen, die wiederum für marktliche/dynamische Lösungskonzepte notwendig wären. Deshalb argumentieren die Autoren gegen Konzepte, die sich auf Prognosen stützen. Hierbei ist zu beachten, dass der Rollout intelligenter Messsysteme die Netzzustandsüberwachung wesentlich verbessern soll. Grundlage dafür ist § 56 MsbG, wonach Netzbetreiber (mit Begründung) Netzzustandsdaten von iMSys abfragen dürfen. Das dürfen sie dem MsbG zufolge an EEG- und KWK-Anlagen, steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG und an Zählpunkten mit über 20.000 kWh Jahresverbrauch. Darüber hinaus ist das Abfragen zulässig, wenn keine personenbezogenen Daten erhoben werden. Für die Einordnung ist also wichtig, dass das im Gutachten erarbeitete und hier diskutierte Konzept von einer geringen Netzüberwachung und kaum möglichen Prognosen zu Netzlast ausgeht.

Nach Abschluss des Stakeholderprozesses veröffentlichte das BMWi im Dezember 2020 einen Referentenentwurf für die Novellierung von § 14a EnWG sowie weiterer Änderungen betroffener Gesetze und Verordnungen im Bereich der Energiewirtschaft. Aufgrund der darauffolgenden Kritik wurde der Entwurf Anfang Januar 2021 wieder zurückgezogen [2]. Im Zuge des Stakeholderprozesses und als direkte Reaktion auf den Referentenentwurf wurden kritische Stellungnahmen veröffentlicht, darunter von *Agora Energiewende*, [3] dem *Bundesverband Neue Energie* gemeinsam mit dem *Bundesverband der Verbraucherzentralen* [4] mit Gegenvorschlag [5] sowie dem *Verband der deutschen Automobilindustrie* [6].

TABELLE 1 - STELLUNGNAHMEN ZUM ENTWURF DES BMWI (HEUTE BMWK)

	Hauptkritikpunkte	Gegenvorschläge
<i>Bundesverband Neue Energie und Verbraucherzentrale Bundesverband</i>	Verfehlen der Systemdienlichkeit, da wahrscheinliche Abregelung bei niedrigen Strompreisen (hoher Einspeisung); Verhinderung marktseitiger Flexibilität; Erhöhte Bilanzkreisrisiken; Verbraucherakzeptanz gefährdet; Mögliche Wettbewerbsverzerrung durch VNB; Risiko für mehr als nötigen Netzausbau [4]	Erarbeitung eines Zielmodells, das schrittweise umgesetzt werden soll [4]; Konzept [5]: Für Verbraucher optionale zeitvariable Arbeitspreise, die voraussichtlich unter behördlicher Aufsicht vom VNB definiert werden. Angedacht sind zwei Tarifstufen.
<i>Agora Energiewende [3]</i>	Rein kurativer Ansatz, ohne dass netzdienliche Flexibilitätpotenziale gehoben werden; Komplexität für Verbraucher; keine Berücksichtigung von Bilanzkreisabweichungen	
<i>Verband der deutschen Automobilindustrie</i>	(zitierte Quelle enthält hauptsächlich Vorschläge)	zeitvariable Tarife, Reglementierung kurativer Maßnahmen, ökonomisch sinnvoller Netzausbau unter Berücksichtigung der präventiven und kurativen Maßnahmen, langfristig Einführung dynamischer Netzentgelte [6]

Es wird deutlich, dass sich zwei Lösungsansätze herausbilden, um dem Problem der potenziellen Netzüberlastung zu begegnen: Steuernde Eingriffe und Anreize zur Netzdienlichkeit. Da letztere hauptsächlich aufgrund der umstrittenen Wirksamkeit abgelehnt wurde, gibt es den Ansatz (der auch in diesem Projekt verfolgt wurde), Anreize und steuernde Eingriffe je nach Netzzustand zu kombinieren. Ein steuernder Eingriff ist demzufolge immer noch möglich, aber sollte nur im äußersten Fall zum Einsatz kommen, falls die Anreize ihre Wirkung nicht entfaltet haben. Als Einordnung dieser Netzzustände dient das Netzampelmodell, welches weiter unten beschrieben wird. Um Netzdienlichkeit oder Netzverträglichkeit anzureizen, ist ein viel diskutiertes Instrument die Dynamisierung der Netzentgelte.

Kurz vor Projektende wurde §14a EnWG durch die Bundesnetzagentur verbindlich konkretisiert [7]. Dabei wurde analog zur unbedingten Leistung eine Mindestleistung garantiert. Außerdem werden variable Netzentgelte eingeführt. Die Bundesnetzagentur betonte, dass es sich in der Regelung um eine Notfallmaßnahme handle. Ein Konzept für die möglichst optimale Abwägung zwischen Netz und Markt im Regelbetrieb war somit auch zu Projektende noch nicht definiert.

Diskussion um variable Netznutzungsentgelte (vNNE)

Grundsätzlich beschreibt jeder Preis die Knappheit einer Ressource. Je unverzerrter dieser Preis zustande kommt, desto genauer ist die Knappheit abgebildet und desto besser lassen sich die Reaktionen darauf anpassen. Die Idee variabler Netznutzungsentgelte zielt darauf ab, die Auslastung des Netzes abzubilden und somit an alle Akteure die Information über den Netzzustand einerseits und den Anreiz für eine netzdienliche oder netzverträgliche Reaktion andererseits zu versenden. Somit muss der Netzbetreiber nichts über die Opportunitätskosten der Netznutzer wissen, die auf das Preissignal reagieren.

Die Autoren des vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachtens [1] (das im Folgenden auch BET-Gutachten genannt wird) sprachen sich gegen vNNE aus. So heißt es auf S. 44: „Ein marktlicher Ansatz ist für die Lösung von

Netzengpässen nicht geeignet und wird im vorliegenden Gutachten aus diesem Grund nicht betrachtet. Ursache ist die unzureichende Liquidität des Flexibilitätsmarkts in der Niederspannungsebene: Die Folge ist eine Berücksichtigung in der Netzauslegung unzureichend verlässliche Verfügbarkeit der Flexibilität und die Unmöglichkeit einer ausreichend zuverlässigen Prognose des Zeitpunkts möglicher Netzengpässe.“ Das Gutachten stützt sich unter anderem auf ein Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur (BNetzA) aus dem Jahr 2011 [8], in dem die These aufgestellt wird, dass variable Netzentgelte im Hinblick auf Bildung, Übermittlung und Abrechnung zu aufwendig seien. Die Kundenakzeptanz wird infrage gestellt und angemerkt, dass möglicherweise gegenläufige Preissignale von Netz und Markt die Komplexität weiter erhöhen würden. In einem weiteren Bericht [9] bestärkt die BNetzA die These mit den Argumenten, dass die vNNE insbesondere durch die fluktuierende Einspeisung für Lieferanten nicht kalkulierbar wären. Es könnten neue regionale Netzengpässe dadurch hervorgerufen werden, dass sich Netznutzer an ein zentrales Signal anpassen und die Durchmischung verloren ginge. Es wird jedoch angemerkt, dass – iMSys und viertelstundengenaue Lieferung und Abrechnung vorausgesetzt – z. B. die Elektromobilität als neue Verbrauchsanwendung in ein Konstrukt eingebunden werden könnte, in dem die bisherige Belieferung mit Standardlastprofilen aufgehoben wäre. Ob dies geschehen soll, solle in einer Kosten-Nutzen-Analyse untersucht werden, in der auch die zusätzlichen Transaktionskosten durch vNNE einbezogen seien. In der Diskussion in der „AG Intelligente Netze und Zähler“ des BMWi teilten viele Netzbetreiber diese Kritik. Besonders in der Netzausbauplanung müsse sichergestellt werden, ob die flexiblen Lasten durch vNNE tatsächlich verfügbar seien. Außerdem wurde die hohe Komplexität mehrfach angemerkt.

Dagegen sprachen sich einige Autoren der im BET-Gutachten zitierten Studien für vNNE aus oder sahen sie zumindest als Instrument an, das weiter diskutiert werden solle. Die Autoren von e-bridge [10] verwiesen darauf, dass vNNE Anreize setzten, Last in zeitunkritische Zeiten zu verschieben und schlugen zeitvariable Leistungspreise vor, die in diesem Projekt weiter konkretisiert werden sollen. RAP/Agora Energiewende [11] aus dem Jahr 2014 argumentierte: „Die Kombination von zeitlich differenzierten, netzbezogenen Leistungsentgelten und marktpreisbezogenen Arbeitsentgelten ermöglicht eine maximale verbrauchsseitige Reaktion auf Marktpreise, ohne die lokalen Netzrestriktionen außer Acht zu lassen.“ (S. 35). Im Jahr 2017 relativierte die BNetzA die Ablehnung variabler Netznutzungsentgelte in [12]. Dort wurde darauf verwiesen, dass das Netzentgelt Engpasssituationen reduzieren könnte, wenn es „ein netzdienliches Signal sendet. Je lokaler und je näher an Echtzeit das Signal gesendet wird, desto wirksamer wäre es aus statischer Sicht.“ (S. 44). Durch die Digitalisierung könnten möglicherweise die notwendigen Informationen über Netzzustände bereitgestellt werden. Netzentgelte dürften dagegen nicht an das Preissignal des Strommarkts gekoppelt werden. Die außerdem im Gutachten zitierte Studie der Agora Energiewende im Jahr 2017 [13] befürwortete variable Netznutzungsentgelte auch im Vergleich zu einer Vergütung netzdienlichen Verhaltens.

In der Diskussion der „AG Intelligente Netze und Zähler“ wurde auch von Vertretern von Automobilindustrie und Lieferanten die Entscheidung des BMWi kritisiert, auf vNNE zu verzichten (siehe Tabelle 3) und stattdessen das Konzept der Spitzenglättung zu verfolgen. Das BMWi betonte, dass vNNE durchaus in einem nächsten Schritt diskutiert werden können, aber nicht sofort eingeführt werden sollen.

Es lässt sich die Beobachtung feststellen, dass die Einschätzung unterschiedlich ist, inwiefern sich die Komplexität und die Transaktionskosten vNNE durch die Digitalisierung beherrschen lässt und ob die tatsächlichen Effekte eine für Netzbetreiber planbare Flexibilität darstellen. Sowohl die Elektromobilität und Wärmepumpen als relevante flexible Lasten als auch die Digitalisierung der Stromnetze durch iMSys könnten also die Voraussetzungen ändern, die zu einer Ablehnung variabler Netznutzungsentgelte geführt haben.

Befürworter variabler Netznutzungsentgelte greifen die Kritikpunkte auf. Ein von der Verbraucherzentrale Bundesverband in Auftrag gegebenes Gutachten von consentec [5] argumentiert, dass vNNE nicht für kurzfristiges Engpassmanagement gedacht seien, sondern im Voraus Entscheidungen an die Verbraucher bzw. Aggregatoren (zurück)gegeben werde. Durch dieses Signal könnten die Verbraucher ihre Präferenzen deutlich machen und ein

„Suchprozess“, der die Preise für Flexibilität variieren lässt, wäre hinzunehmen, um die Bereitschaft für Flexibilitätserbringung auszuloten. Die vNNE müssten vom Kunden ebenso wenig wie die aktuell zeitunabhängigen Entgelte direkt an den Netzbetreiber entrichtet werden, sondern lediglich in den Abrechnungen der Lieferanten transparent gemacht werden. Die Autoren sprachen sich für eine Wahlfreiheit für zeitvariable und nicht-zeitvariable Tarife aus. Verbraucher, die sich für letzteres entscheiden, sollten keine Nachteile gegenüber dem Status quo bekommen. Die Komplexität sollte von professionellen Unternehmen handhabbar sein und der Umsetzungsaufwand falle nur einmalig an. Von laufendem Zusatzaufwand sei auch durch ohnehin erforderliche Engpassmanagement-Maßnahmen auszugehen. Es sei notwendig, den Prozess über die Bestimmung des Preisverlaufs unter behördliche Aufsicht zu stellen. Auch wenn die Bestimmung des Preisverlaufs im unteren Verteilnetz natürlicherweise den VNB zufiele, wäre es auch denkbar, dass eine unabhängige Instanz das Preissignal bestimmen könnte. Die Autoren sprachen sich dafür aus, für Kleinverbraucher nur den Arbeitspreis mit vNNE zu belegen, nicht den Leistungspreis, und er müsse ortsabhängig sein. Die einfachste Variante des Preisverlaufs wären binäre Hoch- und Niedrigpreisfenster. Beliebig viele Stufen würden dagegen abrupte Preissprünge und entsprechende Verbrauchssprünge vermeiden. Auch müsse die Fristigkeit abgewogen werden: kurzfristige Festlegungen spiegelten die tatsächliche Situation besser wider, machten es Verbrauchern aber schwieriger, darauf zu reagieren und könnten strategisches Verhalten begünstigen. Die Autoren schlugen vor, die Preisspreizung daran zu orientieren, dass Netzkosten zu 70 % strukturabhängig und zu 30 % belastungsabhängig seien. Daraus folgend wären 70 % der heutigen Netzkosten die untere Preisstufe. Je nach Verhältnis zwischen Hochlast- und Niedriglastdauer (im Beispiel 11 NT-Stunden, 13 HT-Stunden) würde sich daraus der Preis für den Hochlasttarif ergeben. Ein weiterer wesentlicher Vorteil variabler Netznutzungsentgelte sei das Wegfallen des bilanziellen Ausgleichs vonseiten des Netzbetreibers, da dieser nicht aktiv eingreift. Hier sei allerdings angemerkt, dass ein bilanzieller Ausgleich in der Verordnungsermächtigung §14a EnWG (Stand März 2021) ohnehin noch nicht erwähnt ist. Hinsichtlich der Zweifel an der Wirkung von vNNE verweisen die Autoren an die bereits vorhandene „atypische Netznutzung“.

Eine Veröffentlichung von Mitnetz Strom und e-bridge consulting [14] schlägt ein Modell mit 3 Tarifstufen vor, eine, die Einspeisung und Verbrauchsreduktion anreizt, eine, die Verbrauchserhöhung und Einspeiserreduktion anreizt und eine neutrale. In einer Simulation mit vielen neuen flexiblen Lasten und volatiler PV-Einspeisung führten zeitvariable Tarife zu 36 % weniger überlasteten Betriebsmitteln. Annahme war, dass alle Kunden auf den Anreiz reagieren. Die Netze müssten der Untersuchung zufolge dennoch ausgebaut werden, aber weniger stark.

Bei Berücksichtigung der Veröffentlichungszeiten der im Gutachten zitierten Studien lässt zusammenfassend ein Trend hin zu mehr Offenheit gegenüber komplexen Lösungen des Engpassmanagements erkennen. Der vor ca. 10 Jahren noch als sehr schwierig eingeschätzte Koordinations- und Prognoseaufwand wird inzwischen von mehr Akteuren als handhabbarer eingeschätzt. Die plausible Erklärung dafür ist die Digitalisierung der Stromnetze, die auch durch den gesetzlichen über den Rollout intelligenter Messsysteme getrieben wird.

Möglichkeiten durch intelligente Messsysteme

Intelligente Messsysteme, bestehend aus moderner Messeinrichtung und Smart-Meter-Gateway (SMGW), werden in Deutschland nach und nach verpflichtend bei Haushaltskunden eingebaut, beginnend bei größeren Verbrauchern und Netznutzern mit flexiblen Anlagen oder Einspeisern.

Die Anforderungen, die ein SMGW erfüllen muss, sind vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) in [15] definiert. Demnach kann man nahezu alle Funktionen eines SMGW auf abstrakter Ebene in zwei Kategorien unterteilen, wie in Abbildung 1 dargestellt ist.

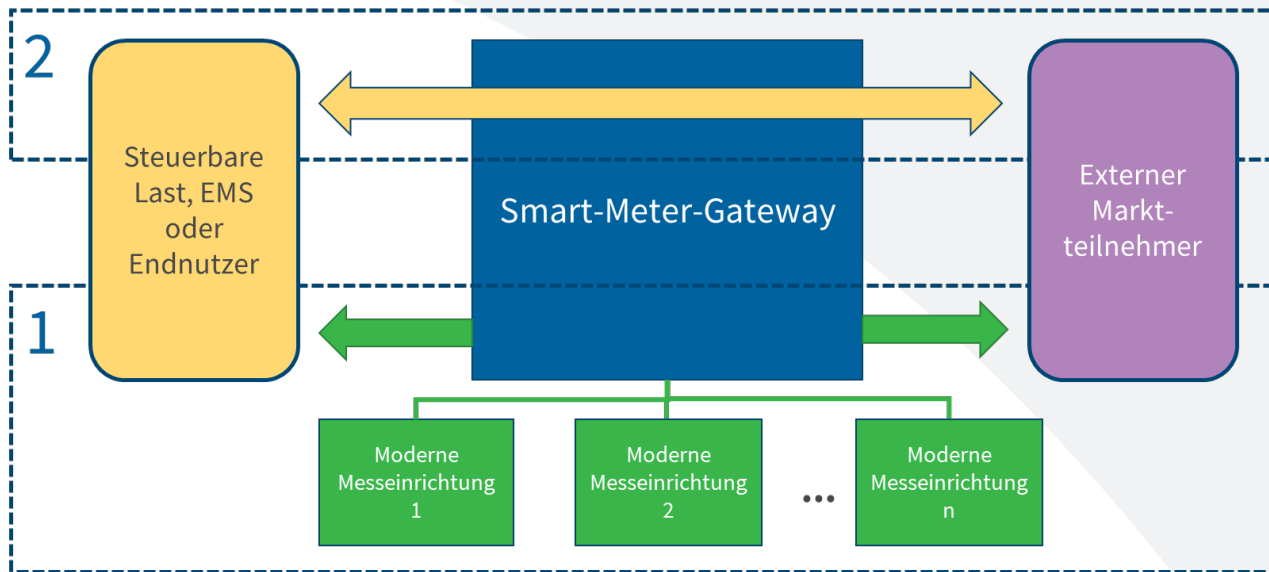


ABBILDUNG 1 - FUNKTIONEN VON SMART-METER-GATEWAYS

Kategorie 1: Speichern, Verarbeiten und Kommunizieren von Messwerten

Das SMGW ist mit Zählern von Strom, Gas etc. verbunden und kann deren Messwerte je nach Tarifierungsfall (TAF) verarbeiten und an den Endkunden, ein Energiemanagementsystem (EMS) oder den Lieferanten oder Netzbetreiber zu senden. Anfang 2021 gibt es 14 TAFs, die in Tabelle 2 dargestellt sind.

TABELLE 2 - ÜBERSICHT TARIFANWENDUNGSFÄLLE

TAF 1	Datensparsame Tarife	Ablesung z. B. monatlich oder jährlich
TAF 2	Zeitvariable Tarife	Vorab definierte Tarilstufen
TAF 3	Lastvariable Tarife	Tarif ändert sich mit der eigenen Leistung
TAF 4	Verbrauchsvariable Tarife	Verbrauchskontingente
TAF 5	Ereignisvariable Tarife	Dynamische Tarife, die vom EMT definiert werden
TAF 6	Ablesung von Messwerten in Bedarfsfall	Messwerte werden spontan verschickt, wenn EMT es anfordert
TAF 7	Zählerstandsgangmessung	Messwerte werden zu bestimmten Zeitpunkten verschickt
TAF 8	Erfassung von Extremwerten	z. B. Maximalleistung in bestimmten Zeitfenstern
TAF 9	Abruf der Ist-Einspeisung Erzeugungsanlage	PV-Einspeisung
TAF 10	Abruf von Netzzustandsdaten	z. B. Spannung, Phasenwinkel, Frequenz für VNB
TAF 11	Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen	§14a EnWG (Last), §14 EEG (Erzeugung)
TAF 12	Prepaid Tarif	Stromtarif prepaid
TAF 13	Messwerte für den Letztverbraucher über WAN	Cloud-Anwendung für bessere Visualisierung als TruDi
TAF 14	Hochfrequente Messwertbereitstellung	Mindestens Minutenwerte der Zähler

Kategorie 2: Bereitstellen eines Kommunikationskanals zu einem steuerbaren System

Der sogenannte CLS-Kanal (CLS = Controllable Local System) dient einer allgemeinen Proxy-Funktionalität zwischen Heimnetz (in dem sich das CLS befindet) und dem Weitverkehrsnetz, in dem sich ein externer Marktteilnehmer (EMT) befindet. EMT kann beispielsweise ein Stromlieferant oder Netzbetreiber sein, es ist jedoch von der Technischen Richtlinie offengehalten, wer als EMT eine Verbindung zum CLS herstellen kann. Ein steuerbares System (CLS) muss auch nicht zwangsweise eine direkt steuerbare Last sein. Darunter kann auch ein Energiemanagementsystem (EMS) verstanden werden. Offen ist bislang auch, welche Informationen über diesen Kanal kommuniziert werden. Es können also z. B. Preise und Leistungsgrenzen an ein EMS gesendet werden, aber grundsätzlich auch andere Informationen zwischen CLS und EMT.

Anreize und steuernde Eingriffe

Basierend auf diesen Grundlagen der Diskussion um die Weiterentwicklung der Regulatorik sowie der technischen Möglichkeiten durch intelligente Messsysteme wurde im Projekt ein Konzept entwickelt, wie Anreize für Netznutzer dazu führen, dass diese ihre Flexibilität möglichst sowohl netz- als auch marktorientiert zur Verfügung stellen.

Dabei stand die Vermeidung von steuernden Eingriffen im Vordergrund. Netznutzer sollten möglichst wenig verpflichtend in ihrem Handeln eingeschränkt werden. Vielmehr sollten sie davon profitieren, wenn sie sich am Ziel einer gleichmäßigen Auslastung des Verteilnetzes und einer hohen Nutzung erneuerbarer Energien beteiligen. Ein Verschlimmern von Netzengpässen sollte zunächst höher bepreist und erst im äußersten Fall verpflichtend unterbunden werden. Hintergrund dieses Ansatzes ist, dass dem VNB im Falle einer verpflichtenden Abregelung die Komforteinbußen für Netznutzer nicht in Echtzeit bekannt sein können. Das ist vor allem beim Laden von Elektrofahrzeugen der Fall. Ein VNB kann (und sollte aus Datenschutzgründen) nicht wissen, ob ein Kunde sein Fahrzeug in zwei Stunden wieder vollgeladen benötigt oder das Fahrzeug die ganze Nacht geladen werden kann.

Das Netzapfelmodell

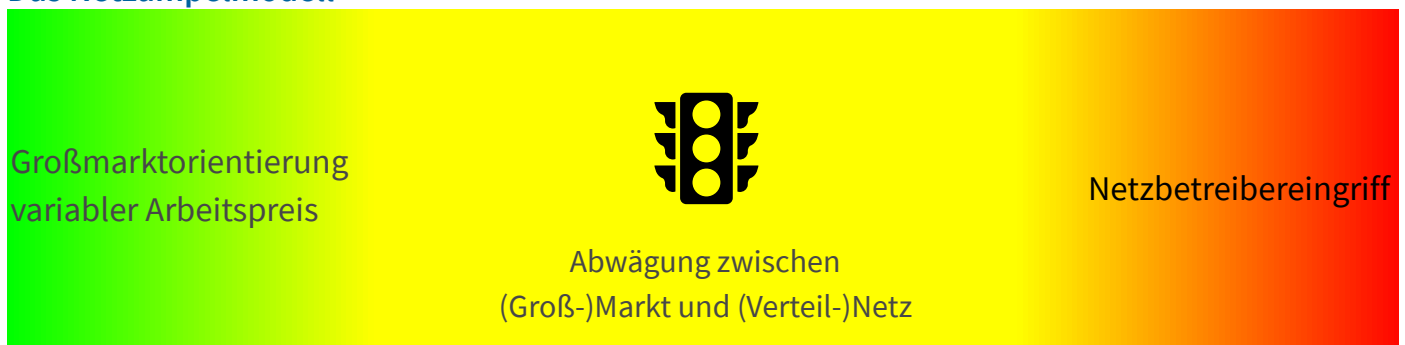


ABBILDUNG 2 - NETZAMPELMODELL

Das Netzapfelmodell ist etabliert, um die Abwägung zwischen Anreizen und steuernden Eingriffen zu visualisieren. Es wurde vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2015 vorgestellt [16] und 2017 weiter konkretisiert [17]. Es beschreibt Situationen im Verteilnetz und die daraus folgenden Handlungsnotwendigkeiten des Netzbetreibers.

Nach Rechtslage zu Beginn des Projektes existierten nur eine grüne und eine rote Ampelphase.

Die **grüne Phase** ist eine Situation, in der entweder keine Engpässe auftreten oder diese vom VNB durch Schalthandlungen im Netz behoben werden können.

Die **rote Phase** beschreibt Notfallmaßnahmen durch unangekündigten Lastabwurf und ist regulatorisch durch § 14a EnWG definiert.

Die **gelbe Phase** war regulatorisch während der Projektlaufzeit nicht konkret definiert. Lediglich im § 14c EnWG ist von Flexibilität, die VNB marktlich beschaffen können, die Rede. In diesem Arbeitspaket lag ein starker Fokus auf einer möglichen Konkretisierung der gelben Ampelphase.

Der BDEW beschreibt die gelbe Phase als Interaktionsphase, in der VNB Engpässe beheben, „indem sie von Marktteilnehmern angebotene und vertraglich kontrahierte Flexibilität abrufen“. [17] (S. 4). Das bedeutet, dass Betreiber von flexiblen Anlagen, wie Speichern, Ladestationen oder flexiblen Industrieanlagen, ihre Flexibilität vorab dem Netzbetreiber vertraglich zusichern.

Das Netzsampelmanagementmodell ist nicht nur dazu geeignet, Situationen im Netz darzustellen, sondern verdeutlicht auch den Interessenskonflikt, der die Debatte um § 14a EnWG geprägt hat und zentral für dieses Projekt ist: Einerseits möchten Netznutzer vom Netz möglichst nicht eingeschränkt werden und – wenn möglich – auf variable Tarife reagieren. Die Reaktion auf variable Tarife begünstigt die Nutzung erneuerbarer Energien, da die Börsenstrompreise bei hoher Produktion erneuerbarer Energien sinken. Die maximale Nutzung erneuerbarer Energien und die damit einhergehende Kostenoptimierung kann als „marktliche Nutzung von Flexibilität“ bezeichnet werden und beschreibt die grüne Phase. Auf der anderen Seite steht nicht nur das Interesse, sondern die Pflicht des VNB, den Netzbetrieb sicherzustellen und zu verhindern, dass Netzkomponenten überlastet werden. Für den VNB ist es der einfachste Weg, Netznutzer steuernd in ihrer Leistung einzuschränken, um dieses Ziel zu erreichen. Er würde damit Flexibilität von z.B. Ladevorgängen „netzorientiert“ nutzen. Das muss er nur, wenn es die Situation im Netz erfordert, also ist diese Einschränkung gleichbedeutend mit der roten Ampelphase.

Diskussion marktbasierten Engpassmanagements

Um eine gelbe Ampelphase zu implementieren, gab es schon vor dem Projekt unterschiedliche Ansätze, das Netzengpassmanagement marktbasiert zu gestalten. Das bedeutet, dass ein netzdienliches Verhalten finanziell belohnt und für das Netz ungünstiges Verhalten mit Kosten belegt wird. Diesen Effekt haben Quoten, Flexibilitätsmärkte und variable Netzentgelte.

Quotenmodell

Quoten sind Leistungseinschränkungen des VNB bezogen auf die Nennleistung oder Fahrpläne der Netznutzer. Die Quoten können anschließend zwischen Netznutzern gehandelt werden. Dieses Modell wurde im Forschungsprojekt *flexQgrid* [18] pilothaft umgesetzt. Durch das Prinzip „Cap and Trade“ wird ein Rahmen vorgegeben, in dem sich die für alle kostengünstigste Lösung bilden kann.

Flexibilitätsmärkte

Flexibilitätsmärkte wurden in den *SINTEG*-Projekten unterschiedlich ausgestaltet, umgesetzt und erforscht. Das Grundprinzip ist in jedem Fall der Ansatz, Flexibilität als ein handelbares Produkt zu definieren und eine Handelsplattform zu implementieren, auf der Flexibilität von Netznutzern/Aggregatoren angeboten und von Netzbetreibern nachgefragt wird. Das Konzept erinnert in einigen Gesichtspunkten an den Regelleistungsmarkt, nur auf Verteilnetzebene und in kleinerem Maßstab.

Variable Netzentgelte

Variable Netzentgelte sind die naheliegendste Möglichkeit, finanzielle Anreize zu setzen, Last netzdienlich zu verschieben. Im einfachsten Fall gibt es Hoch- und Niedriglasttarife, die zeitlich so definiert sind, dass das ein Hochlasttarif zeitlich (wahrscheinlich) mit einer hohen Last im Verteilnetz und ein Niedriglasttarif (wahrscheinlich) mit einer niedrigen Last zusammenfällt. Diese Tarife lassen sich grundsätzlich auch deutlich

dynamischer und kurzfristiger gestalten, um Prognosefehler zu minimieren und eher die tatsächliche Netzlast abzubilden.

Kriterien und Vergleich

Die Charakteristika der verschiedenen Modelle wurden diskutiert. Generische Kriterien für eine sinnvolle Integration netz- und marktdienlicher Flexibilität sind

- Komplexität,
- Zuverlässigkeit,
- Akzeptanz und
- Volkswirtschaftliche Effizienz.

Diese Kriterien wurden im Rahmen einer Forschungspublikation von FZI und KIT definiert [19]. Danach wurden die vorliegenden Konzepte (Quoten, Flexibilitätsmärkte, „Spitzenglättung“ nach [1] und dynamische Netzentgelte mit dynamischen Leistungsgrenzen) miteinander verglichen. Ziel des Vergleichs war es nicht, ein favorisiertes Konzept festzulegen, sondern wie regulatorische Pfade aussehen können. Die Kriterien helfen dabei bei der Ausgestaltung der Konzepte.

Aufgrund der öffentlichen Diskussion um variable Netzentgelte und dem vorgegebenen Charakter des Projektes durch die Vorarbeiten im Projekt LivingLab Walldorf wurde zu Projektbeginn die Entscheidung getroffen, die Ausgestaltung variabler Netzentgelte weiter zu erforschen.

Variable Netzentgelte

Wie oben dargestellt, sind variable Netzentgelte Gegenstand der Diskussion in Politik und Forschung. Im Folgenden sollen unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten von variablen Netzentgelten skizziert werden. Dabei erfolgt eine Diskussion zur Eignung für den Zweck der Vereinigung von markt- und netzdienlichen Anreizen. Anschließend wird das Modell der zeit- und lastvariablen Netzentgelte vorgestellt, das im Projekt erarbeitet wurde.

Probleme durch reine Preissignale

Die Idee, dass die Netzentgelte die Knappheit der Netze widerspiegeln, um einen Anreiz für netzdienliches bzw. netzverträgliches Verhalten zu bieten, ist naheliegend. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass der Energiebedarf durch zeitvariable Tarife und Optimierungsalgorithmen nicht reduziert, sondern zeitlich verschoben wird. Es kann also sein, dass ein variables Arbeitspreisentgelt den Verbrauch zu einem Zeitpunkt mit einem prognostiziertem Engpass reduziert, ihn aber davor oder danach erhöht.

Zeitvariable Arbeitspreise und die Reaktion von EMS darauf können durch Herdeneffekte sogar neue Engpässe hervorrufen. Das wird in Abbildung 3 vereinfacht verdeutlicht. Hier sind beispielhaft die Intraday-Marktdaten vom 26.08.2020 dargestellt und die Reaktion eines einfachen Lademanagements. Die Vereinfachungen bestehen darin, dass die Fahrzeugbatterie bis 100 % mit voller Leistung (22 kW) geladen werden kann und das Fahrzeug die gezeigten 24 Stunden an der Ladestation ist. An diesem Tag waren die Börsenstrompreise kurzzeitig auch negativ. Der Optimierungsalgorithmus wählt also diese Zeitpunkte für die maximale Leistung aus. Würde der Preisverlauf durch variable Netzentgelte verändert werden, gäbe es dennoch ein Minimum und der Optimierungsalgorithmus würde diesen neuen Punkt auswählen, um den günstigsten Strompreis maximal auszunutzen. Dafür wird zu dem andern Zeitpunkt die Leistung maximal erhöht. Problematisch ist hierbei, dass die Börsenstrompreise grundsätzlich für alle Netznutzer gelten würden und alle Ladestationen zu den günstigsten Zeiten die maximale Leistung abrufen würden. Dabei ist es unerheblich, ob der Arbeitspreis allein durch Börsenstrompreise oder eine Kombination von Börsenpreis und Netzentgelt entsteht, solange ein Preis gleichermaßen für alle Netznutzer gilt. Diese Problematik wurde bereits von S. Gottwalt [20] in seiner Dissertation beschrieben.

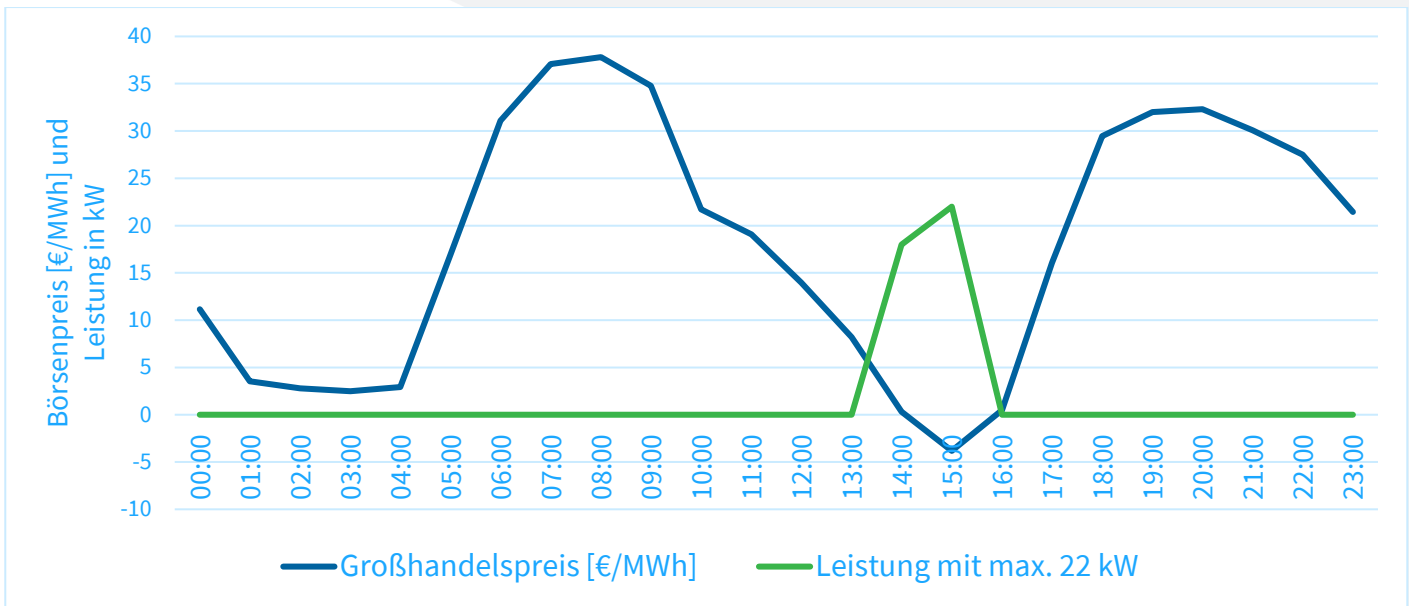


ABBILDUNG 3 - LEISTUNG BEI REINEM PREISSIGNAL

Es gibt drei Möglichkeiten, das beschriebene Problem zu adressieren:

1. **Vielfalt:** Das beschriebene Problem wird einerseits durch die Vielfalt der technischen Randbedingungen und des Nutzerverhaltens entschärft. Elektrofahrzeuge können nicht immer die maximale Leistung abrufen, sondern reduzieren die Ladeleistung ab ca. 80 % des vollen Ladestands. Wenn außerdem Optimierungsalgorithmen die Lebensdauer optimieren, ist es wahrscheinlich, dass die Netzlast insgesamt gegenüber dem aufgeführten Beispiel sinkt. Darüber hinaus sind nicht immer alle Fahrzeuge an das Stromnetz angeschlossen und werden zu unterschiedlichen Zeiten benötigt, d.h. die Vielfalt des Nutzerverhaltens wirkt sich positiv auf die Netzlast aus. Die Vielfalt von unterschiedlichen Flexibilitäten (nicht nur Ladestationen, sondern auch Wärmepumpen, Batterien etc.) kann zu einer Vergleichmäßigung der Last führen. Darüber hinaus kann Vielfalt auch durch unterschiedliche Preissignale an unterschiedliche Netznutzer erzeugt werden. Dieser Ansatz wurde ebenfalls in der oben genannten Dissertation [20] erforscht.
2. **Leistungsgrenzen:** Die einfachste und sicherste Möglichkeit, die Leistung zu begrenzen, ist eine verpflichtende Leistungsobergrenze durch den VNB, wie er in der roten Phase vorgesehen ist. Dafür kann der VNB auch mithilfe der Börsenstrompreise Zeitpunkte ermitteln, zu denen die Leistung der Netznutzer auf einen Maximalwert beschränkt werden muss. Wird eine Leistungsgrenze für einen Zeitraum in der Zukunft definiert, hat das gegenüber der roten Phase den Vorteil, dass sich Netznutzer vorab auf die Einschränkung einstellen können.
3. **Leistungspreise:** Ein Anreizmechanismus, der es belohnt, die Leistung gering zu halten und den Energiebedarf über längere Zeiträume zu strecken, ist ein aufsteigender Leistungspreis, wie er unten beschrieben wird. Um Netzverträglichkeit zu erzielen, kann dieser auch konstant bleiben, da eine geringere Leistungsaufnahme immer zu Netzverträglichkeit führt. Bei einem konstanten aufsteigendem Leistungspreis wäre es also immer günstiger, den eigenen Energiebedarf auf lange Zeiträume zu verteilen und dabei tendenziell die Zeiträume zu bevorzugen, in denen der Arbeitspreis günstig ist. Eine Lasterhöhung zu Zeiten eines einspeiseseitigen Engpasses (Netzdienlichkeit) wird dagegen nie angereizt. Um das zu erzielen, kann der Leistungspreis ebenfalls zeitvariabel gestaltet und in Zeiten von einspeiseseitigen Engpässen reduziert oder aufgehoben werden. Umgekehrt kann auch ein dynamischer Leistungspreis für Einspeiser nur in Zeiten von einspeiseseitigen Engpässen eingeführt werden. Sehr wichtig ist hierbei zu beachten, dass in solchen Zeiten tatsächlich ein einspeiseseitiger Engpass vorliegen

muss, da sonst im schlechtesten Fall ein Fehlanreiz gesendet werden kann, der einen neuen entnahmeseitigen Engpass verursacht.

Probleme durch steuernde Eingriffe in Echtzeit

Das Gegenteil von reinen Preissignalen (grüne Phase) sind steuernde Eingriffe (rote Phase), die auch in Echtzeit durchgeführt werden können. In der Diskussion (auch im § 14a-Konsultationsprozess) wird oft Akzeptanz der Netznutzer der Zuverlässigkeit des Netzbetriebes gegenübergestellt. Demzufolge steigern Anreizmechanismen die Akzeptanz, während steuernde Eingriffe die Zuverlässigkeit des Netzbetriebs sicherstellen. Im Folgenden soll jedoch kurz beschrieben werden, wie steuernde Eingriffe in Echtzeit auch in Bezug auf die Zuverlässigkeit des Netzbetriebs problematisch werden könnten:

- **Latenzzeiten:** Ist ein Engpass detektiert, kann es notwendig sein, sehr schnell zu handeln. Da die Kommunikation zwischen VNB, SMGW, EMS und Ladestation bzw. Fahrzeug gewisse Latenzzeiten aufweist und ggf. nicht beim ersten Versuch erfolgreich aufgebaut werden kann, ist es denkbar, dass elektrotechnische Vorrichtungen wie automatische Leistungsschalter schneller reagieren und es zum örtlichen Stromausfall kommt.
- **Planungsunsicherheit und resultierende Bestelleistung:** Wissen Netznutzer nur, dass ihre Leistung jederzeit abgeregelt werden kann, aber nicht den Zeitpunkt, kann das zu Akzeptanzproblemen führen. Neben Komforteinschränkungen ist das die starke Einschränkung, die eigene Flexibilität zu vermarkten. Eine Teilnahme am Regelenergiemarkt über Aggregatoren ist beispielsweise unter diesem Umstand erschwert, da stets die Unsicherheit eines Netzbetreibereingriffs einkalkuliert werden muss. Darüber hinaus ist es für EMS schwierig, einen optimalen Fahrplan durchzuführen und einzuhalten.
- **Nachholeffekte:** Wird Leistung abgeregelt, bedeutet das nicht, dass der Energiebedarf sinkt. Wird die Beschränkung zu einem späteren Zeitpunkt wieder vollständig aufgehoben, wird der Bedarf nachgeholt. Die Gefahr hierbei ist, dass alle Netznutzer zum Zeitpunkt der Aufhebung gleichzeitig ihren Bedarf nachholen und ein neuer Engpass entsteht. Das Aufheben von Beschränkungen sollte also nicht abrupt geschehen. Werden Beschränkungen vorab angekündigt, kann der Energiebedarf auch vor der Beschränkung befriedigt werden, was das Problem entschärfen würde.
- **Anreize zur Kommunikationsstörung:** Werden keine Anreize versendet, sondern nur Einschränkungen durchgeführt, gibt es zumindest theoretisch für Netznutzer einen Grund, die Kommunikation zum VNB zu stören.
- **Bilanzkreisabweichungen:** Ein unvorhergesehener Eingriff in Echtzeit greift in Bilanzkreise ein und führt damit anderenorts zu einem Regelleistungsabruf, der bezahlt werden muss.

Zeit- und lastvariable Netzentgelte

Die oben diskutierten Probleme von reinen Preissignalen und steuernden Eingriffen in Echtzeit führen schließlich zu zwei Leitlinien:

1. Eine **Leistungsgrenze** hat eine zuverlässigere Wirkung auf das netzorientierte Ziel, die Leistung im Netz zu begrenzen als ein variabler Arbeitspreis.
2. **Preise** statt verpflichtender Grenzen ermöglichen eine möglichst effiziente Nutzung von Flexibilität mit möglichst geringen Komforteinbußen.

Im heutigen Entgeltsystem sind Netzentgelte für Haushalte ausschließlich abhängig von der Energie, also Teil des Arbeitspreis. Das bedeutet, dass Verbraucher, die viel Energie benötigen, mehr Netzentgelte bezahlen, als Verbraucher, die wenig Energie benötigen. Da das Netz jedoch eine bestimmte Leistung übertragen kann und es nahezu irrelevant ist, wie viel Energie übertragen wird, solange die Leistungsgrenzen eingehalten werden, ist das heutige Netzentgeltsystem nur bedingt verursachungsgerecht. Die Herangehensweise der aktuellen Netzentgelte lässt sich damit begründen, dass Netznutzer mit hohem Energiebedarf mit höherer Wahrscheinlichkeit auch einen

hohen Leistungsbedarf haben und sich dementsprechend mehr an den Netzkosten beteiligen sollten. Da konventionelle Stromzähler in Haushalten keine Leistung messen, gibt es auch keine Alternative zu einem arbeitspreisbasierten Entgeltsystem oder einer Netzentgelt-Flatrate. Letztere wäre noch weniger verursachungsgerecht, wenn sie für alle Netznutzer gleichermaßen gelten würde.

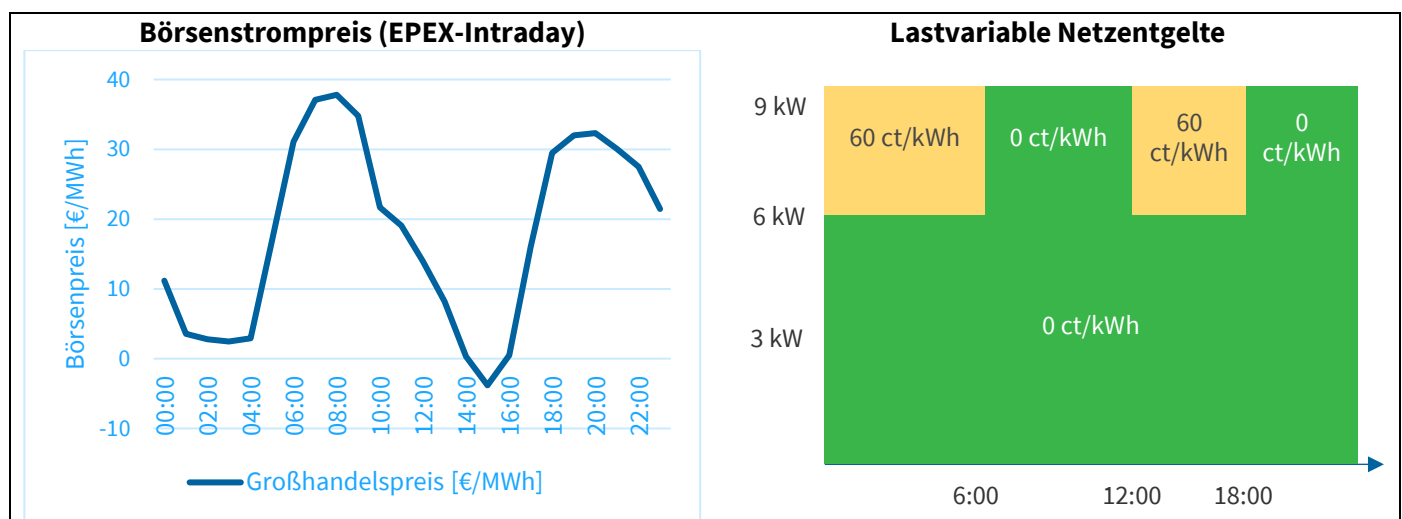
Mit TAF 3 (lastvariable Tarife) ist in Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur eine Leistungsmessung bei Haushaltskunden möglich. Es wäre also möglich, die aktuelle Leistung in die Netzentgeltsystematik einzubeziehen.

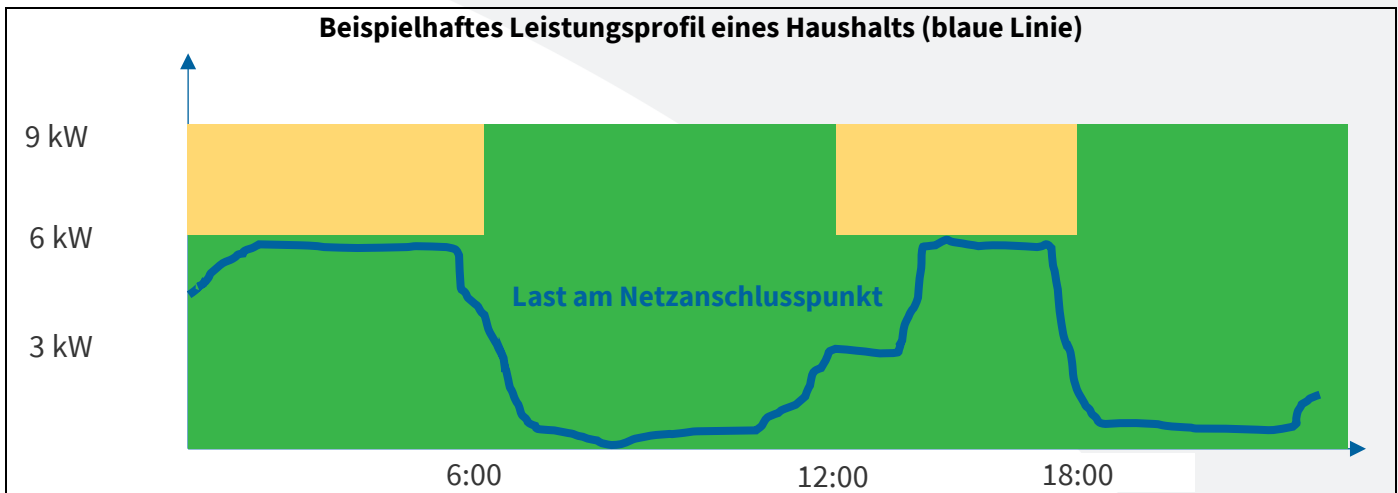
Üblicherweise sind lastvariable Tarife über die Zeit konstant. Da es jedoch gerade in Verteilnetzen mit viel PV-Einspeisung und großen Lasten wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen sowohl Engpässe durch Last als auch Engpässe durch Einspeisung geben kann, sollten lastvariable Tarife auch von der Zeit abhängig sein. In Zeiten hoher PV-Einspeisung eine hohe Last zu beziehen, sollte nicht mit Kosten belegt, sondern eher noch belohnt werden.

Um die Vorteile zeitvariabler Strompreise, lastvariabler Tarife und verpflichtender Leistungsgrenzen zu kombinieren, wurde im Projekt SynergieQuartier das Konzept der zeit- und lastvariablen Netzentgelte erarbeitet. Es baut auf dem Grundansatz der lastvariablen Tarife auf, führt jedoch eine zeitliche Variabilität ein, wodurch sich zeitvariable Leistungsgrenzen darstellen lassen. Die Überschreitung dieser Grenze ist mit höheren Netzentgelten verbunden und damit unattraktiv. Dennoch ist es möglich, diese Grenze zu überschreiten, falls beispielsweise das Elektrofahrzeug dringend geladen werden muss.

Zeit- und lastvariable Tarife mit beispielhaften Zahlen werden in Tabelle 3 visualisiert. Dabei wird derselbe Börsenpreisverlauf wie oben zugrunde gelegt. Die lastvariablen Netzentgelte müssen in diesem Fall auf Basis des Börsenstrompreises täglich neu festgelegt werden.

TABELLE 3 - BEISPIEL EINER AUSGESTALTUNG ZEIT- UND LASTVARIABLER TARIFE





Wie in Tabelle 3 dargestellt ist, wird für diesen Tag ein zeit- und lastvariables Netzentgelt von 60 ct/kWh für das Überschreiten der Leistungsgrenze von 6 kW in den Zeiten von 0:00 bis 6:00 Uhr und von 12:00 bis 18:00 Uhr festgelegt. Ab dieser Leistungsgrenze wird das hohe Netzentgelte fällig, darunter fällt kein arbeitspreisbasiertes Netzentgelt an. Stattdessen könnte ein höherer Grundpreis für den Netzanschluss an sich erhoben werden, unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch. Das würde auch dem Problem begegnen, dass sich Prosumer weniger an den Netzkosten beteiligen, obwohl sich nach wie vor auf das Vorhalten der Netzkapazität angewiesen sind.

Wichtig für das Funktionieren des Konzepts ist, dass das zeit- und lastvariable Netzentgelt nicht zu niedrig festgelegt wird. Es sollte als Strafterm angesehen werden und immer stärker wirken als die Börsenpreise. Der gewünschte Effekt ist wie im beispielhaften Leistungsprofil gezeigt eine Leistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt. Das Gebäude-EMS würde versuchen, die günstigen Börsenpreise auszunutzen, und gleichzeitig die Netzrestriktion einzuhalten. Bei richtiger Parametrisierung ist damit das Ziel erreicht, sowohl die netz- als auch die marktorientierten Anreize gleichzeitig an Gebäude-EMS zu übermitteln.

Rollen- und Kommunikationsmodell

Im Folgenden soll beschrieben werden, welche Akteure im Verteilnetz auf welche Weise im SMGW-Ökosystem miteinander kommunizieren, um die netz- und marktorientierten Signale zu versenden. Ziel der Kommunikation ist eine möglichst optimale netz- und marktorientierte Betriebsweise der flexiblen Lasten und dezentralen Erzeuger im Verteilnetz.

Rollen im SMGW-Ökosystem

In der Technischen Richtlinie TR-03109-1 des BSI [15] sind abstrakt vier berechnete Rollen in der SMGW-Infrastruktur beschrieben, die in Abbildung 4 dargestellt werden. Diese sind:

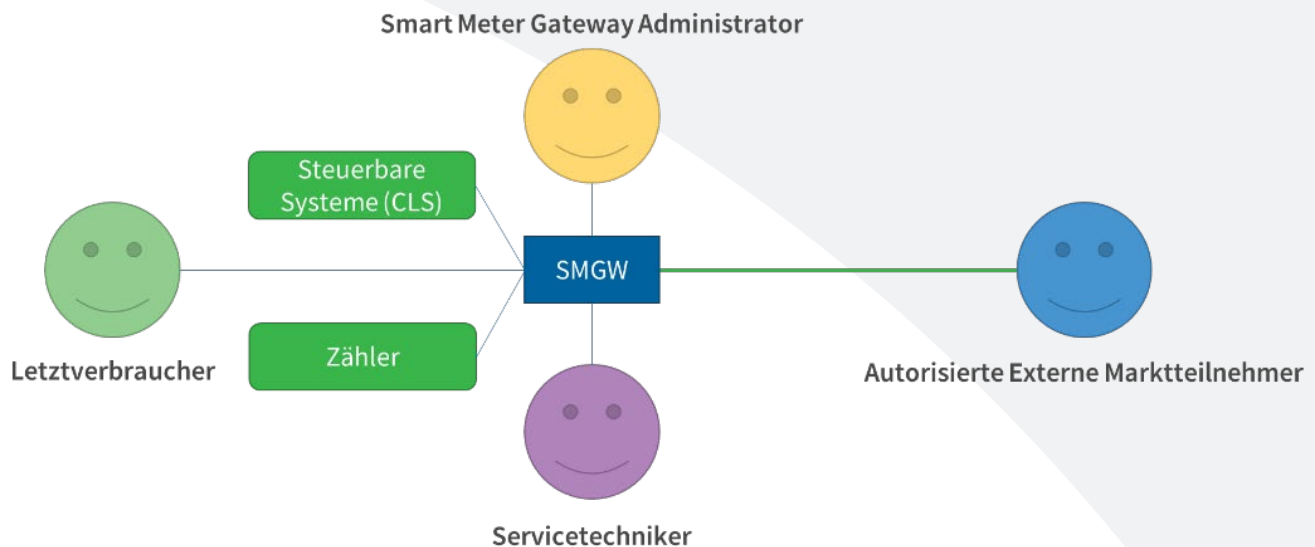


ABBILDUNG 4 - ROLLEN IM SMGW-ÖKOSYSTEM

- Der **Letztverbraucher**, bei dem das SMGW verbaut ist. Dabei kann auch ein Prosumer gemeint sein, weshalb der Begriff „Letztverbraucher“ nicht immer passend ist.
- Der **Smart Meter Gateway Administrator (GWA)** ist die Vertrauensinstanz des SMGW, er ist für die Konfiguration der Kommunikationsprofile und Tarifierungsfälle zuständig. Nach § 3 Messstellenbetriebsgesetz ist dem Messstellenbetreiber diese Funktion zugeordnet.
- **Externe Marktteilnehmer (EMT)** sind neben dem GWA autorisiert, im WAN mit dem SMGW zu kommunizieren. Das kann z. B. der Lieferant, Messstellenbetreiber oder Verteilnetzbetreiber sein.
- **Service-Techniker** können vor Ort auf lokale Daten des SMGW zugreifen, sind aber hier von keiner Relevanz.

Die Rolle, die weitestgehend unkonkret bleibt, ist der EMT. Somit stellte sich in diesem Projekt die Frage, welcher Akteur als EMT auftritt. Grundsätzlich wird vom BSI zwischen zwei Varianten unterschieden:

- **Passive EMT (pEMT)** bekommen bestimmte, durch Tarifierungsfälle (TAF) definierte Messwerte vom SMGW. Das können Verbrauchswerte oder Netzzustandsdaten sein. Somit kommen als passive EMT in erster Linie Lieferanten, die ihre Tarife nicht dynamisch ändern, sowie Netzbetreiber, die keine flexiblen Lasten steuern, infrage.
- **Aktive EMT (aEMT)** können ebenso wie passive EMT Messwerte empfangen und zusätzlich mit steuerbaren Lasten kommunizieren, beispielsweise um Maximalleistungen vorzugeben. In diesem Projekt wird er Fokus auf aEMT gelegt.

Beteiligte Akteure im Verteilnetz

Bezogen auf den Verteilnetzbetrieb findet sich lediglich der Letztverbraucher im SMGW-Ökosystem eindeutig wieder. Alle anderen Akteure sind als potenzielle EMT anzusehen oder agieren außerhalb der SMGW-Infrastruktur. Im Folgenden werden die Akteure kurz beschrieben und skizziert, welche Informationen sie besitzen und an welchen Informationen sie Interesse haben könnten.

- **Endkunden/Netznutzer** sind eindeutig im SMGW-Ökosystem als Letztverbraucher definiert. Sie können flexible Lasten und/oder Erzeuger und diese über ein Energiemanagementsystem steuern. Wenn ein Energiemanagementsystem vorhanden ist, kann dieses Fahrpläne für den Einsatz der Lasten/Erzeuger liefern. Sie benötigen für die Fahrpläne den Preisverlauf.

- **Verteilnetzbetreiber (VNB)** sind für den sicheren Netzbetrieb verantwortlich. Interesse können sie an Netzzustandsdaten von iMSys, aktuellen Leistungswerten der Letztverbraucher und Fahrplänen von EMS der Letztverbraucher haben, um Prognosen durchzuführen. Darüber hinaus benötigen sie im Falle eines steuernden Eingriffs die Bestätigung des Steuerbefehls.
- **Lieferanten/Bilanzkreisverantwortliche** haben Informationen über Börsenstrompreise und benötigen von den iMSys abrechnungsrelevante Daten über den Energieverbrauch. Interesse haben sie an Fahrplänen und ggf. der aktuellen Leistung ihrer Kunden, um ihre Beschaffung zu optimieren.
- **Aggregatoren** von Flexibilität kontrahieren Flexibilität von Endkunden, indem sie bestimmte Anlagen fernsteuern und bieten diese Flexibilität beispielsweise als Systemdienstleistung an. Sie haben Informationen zu ihren (Steuer-)Fahrplänen und benötigen EMS-Daten zur Berechnung ihrer Fahrpläne. Außerdem benötigen sie steuernden Zugriff auf flexible Anlagen und die Bestätigung des Steuerbefehls.
- **Messstellenbetreiber** sind für den Messstellenbetrieb inklusive SMGW verantwortlich. Ihre Aufgabe ist es, die Kommunikation der Akteure über SMGW sicherzustellen und die Abrechnung von Energie zu ermöglichen. Nach § 3 MsbG ist der SMGW Administrator (**GWA**) der Messstellenbetreiber.
- **Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)** spielen im Verteilnetz meist eine indirekte Rolle. Sie sind für die Stabilität des Gesamtsystems verantwortlich und haben dementsprechend die Informationen zu den Bilanzkreisen und die Auslastung der Übertragungsnetze. Interessiert könnten sie an aggregierten Fahrplänen der Netznutzer sein. Durch den Redispatch 2.0 können ÜNB auch Anlagen in Verteilnetzen steuern, wodurch ihr Einfluss auf den Verteilnetzbetrieb zunimmt.

Somit können in Bezug auf das Verteilnetz VNB, Lieferanten und Aggregatoren als EMT auftreten. Die Rolle des GWA und des Service-Technikers ist unabhängig vom Verteilnetz definiert. Der GWA ist notwendig, wenn ein EMT eine Verbindung zu einem Letztverbraucher initiieren möchte.

Abbildung 5 stellt dar, welche Rollen im Verteilnetz heute eine zentrale Rolle spielen, wenn ein VNB n Endkunden in seinem Netzgebiet und ein Lieferant k Endkunden hat. Stand 2020 gab es 883 Verteilnetzbetreiber in Deutschland. Durch die gesetzlich vorgegebene Trennung zwischen Netzbetrieb und Stromlieferung können theoretisch alle Endkunden in einem Netzgebiet einen Vertrag mit einem anderen Lieferanten haben. Wenn Stromlieferanten ihren Kunden ein vollständiges Preissignal schicken möchten, das sowohl die netz- als auch die marktorientierten Bestandteile enthält, müssten VNB zunächst allen Lieferanten im Netzgebiet die Netzsignale schicken, die dann von Lieferanten weitergeleitet werden. Das ist zwar technisch machbar, aber vergleichsweise aufwendig und störungsanfällig. Spätestens für den zeitkritischen Versand von verpflichtenden Leistungsgrenzen in der roten Phase ist diese Lösung ungeeignet.

Um diesen Aufwand und auch die Fehlerquelle zu vermeiden, sollten sowohl VNB als auch Lieferanten als aktive EMT auftreten, wenn sie netzdienliche oder marktdienliche Signale senden möchten. Somit empfängt der Endkunde zwei unterschiedliche Signale von zwei unterschiedlichen Akteuren und das entsprechende Energiemanagementsystem oder intelligente Messsystem muss in der Lage sein, diese Signale entsprechend zu verarbeiten. Eine sternförmige Kommunikation von und zu den Endkunden ist demnach am naheliegendsten.

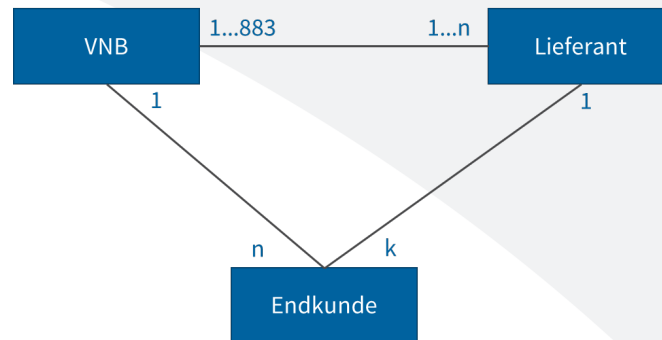


ABBILDUNG 5 - BEZIEHUNGEN IM VERTEILNETZ

In Bezug auf das SMGW-Ökosystem ist damit klar, dass alle nicht anderweitig definierten Rollen dem EMT zuzuordnen sind, während der Service-Techniker eine Sonderrolle einnimmt.

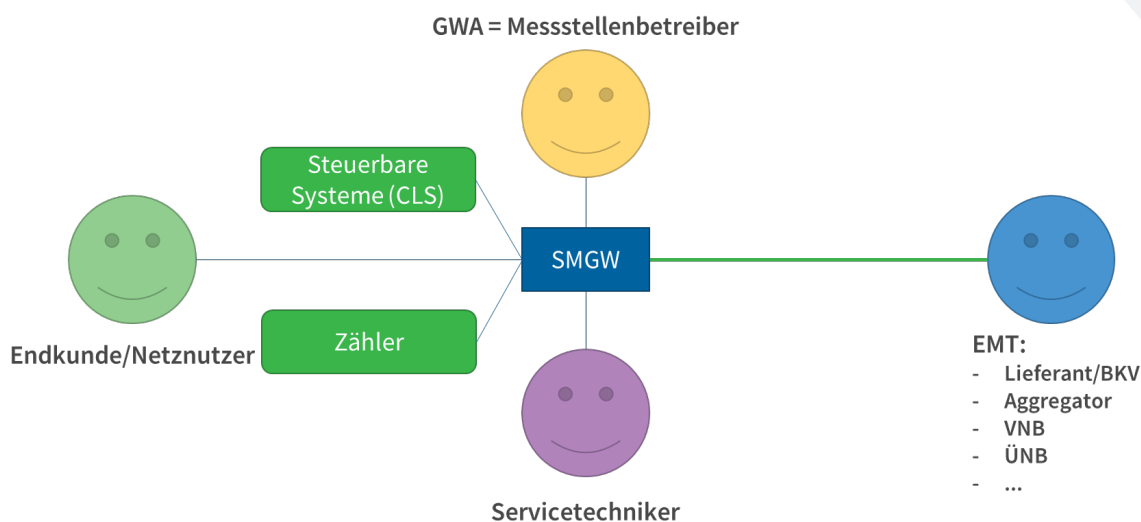


ABBILDUNG 6 - AKTEURE IM VERTEILNETZ IM SMGW-ROLLENMODELL

Zielmodell der Marktkommunikation (MaKo) und MaKo 2020

Die sternförmige Kommunikation von Lieferanten und VNB zu Endkunden kann mit dem Zielmodell der Marktkommunikation verglichen werden. Diese sieht vor, dass Messwerte der modernen Messeinrichtungen dezentral vom SMGW aufbereitet und sternförmig an berechnete Empfänger versendet werden.

Die MaKo 2020 wurde ursprünglich als Übergangsmodell definiert, in dem dies durch den Messstellenbetreiber geschieht, nachdem die SMGW alle Daten an den Messstellenbetreiber gesendet haben. Danach werden die Informationen vom Backend des MSB sternförmig verteilt. Analog ist auch vorgesehen, die Steuereingriffe nach § 14a EnWG vom VNB über den MSB an die Letztverbraucher zu schicken. Das Interimsmodell der MaKo 2020 wird also nach Stand zum Zeitpunkt des Projektendes (12/2023) nicht zeitnah abgelöst. Dementsprechend ist es sinnvoll, auch die technische Kommunikation in der gelben Phase daran anzulehnen, wie in Abbildung 7 gezeigt ist. Das hat auch den Vorteil, dass der MSB die Abrechnung der zeit- und lastvariablen Tarife vornehmen kann, da er über die jeweils aktuell geltenden Tarife informiert wird.

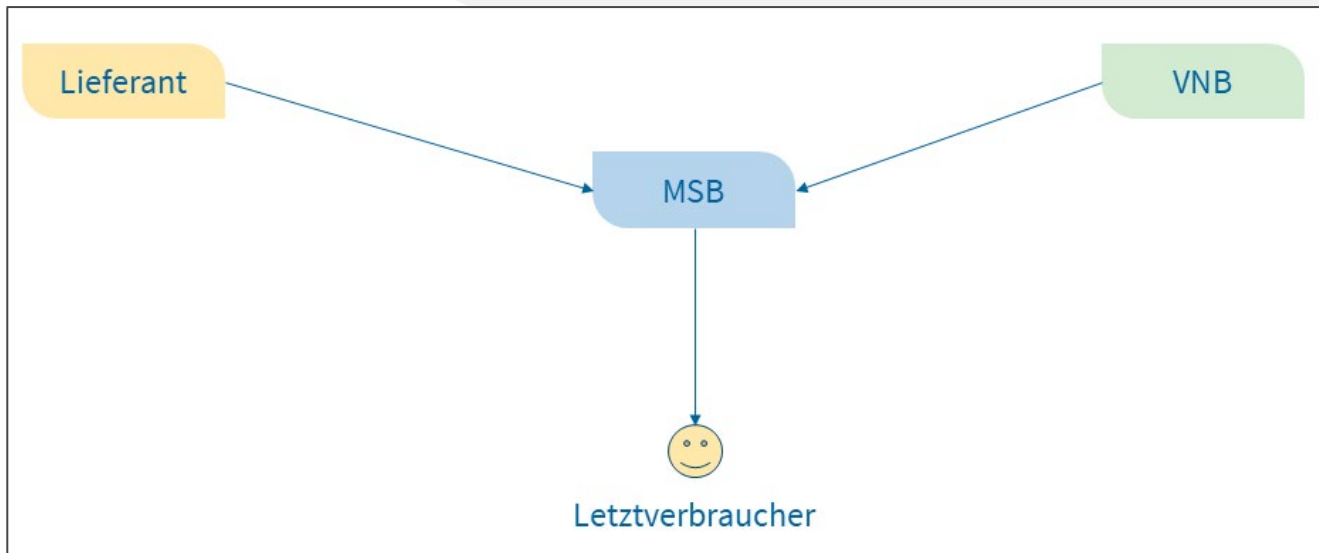


ABBILDUNG 7 - KOMMUNIKATION ÜBER MSB

Wichtig ist jedoch zu betonen, dass das Zielmodell das gesetzlich vorgesehene Unbundling und die Trennung zweier Systeme widerspiegelt. Netzbetrieb und Stromhandel sind getrennt. Dementsprechend sind auch Marktsignale dem Lieferanten und Netzsignale (das Verteilnetz betreffend) dem VNB zuzuordnen. Da hier der MSB lediglich als eine Art „Proxy“ fungiert und inhaltlich keine Netz- und Marktsignale verändert, kann er für das Kommunikationsmodell der netz- und marktorientierten Anreize auch ausgeblendet werden. Aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit wird der MSB in den folgenden Abbildungen nicht zusätzlich aufgeführt.

Kommunikationsmodell für den routinemäßigen Versand netz- und marktdienlicher Anreize

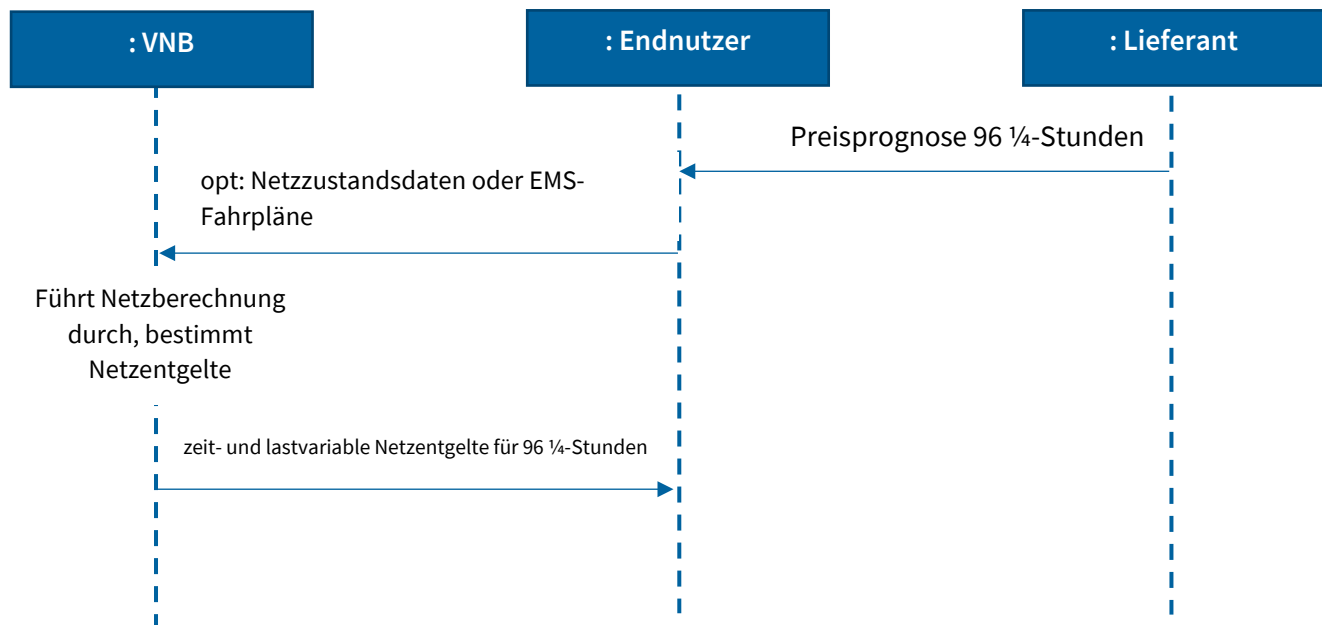
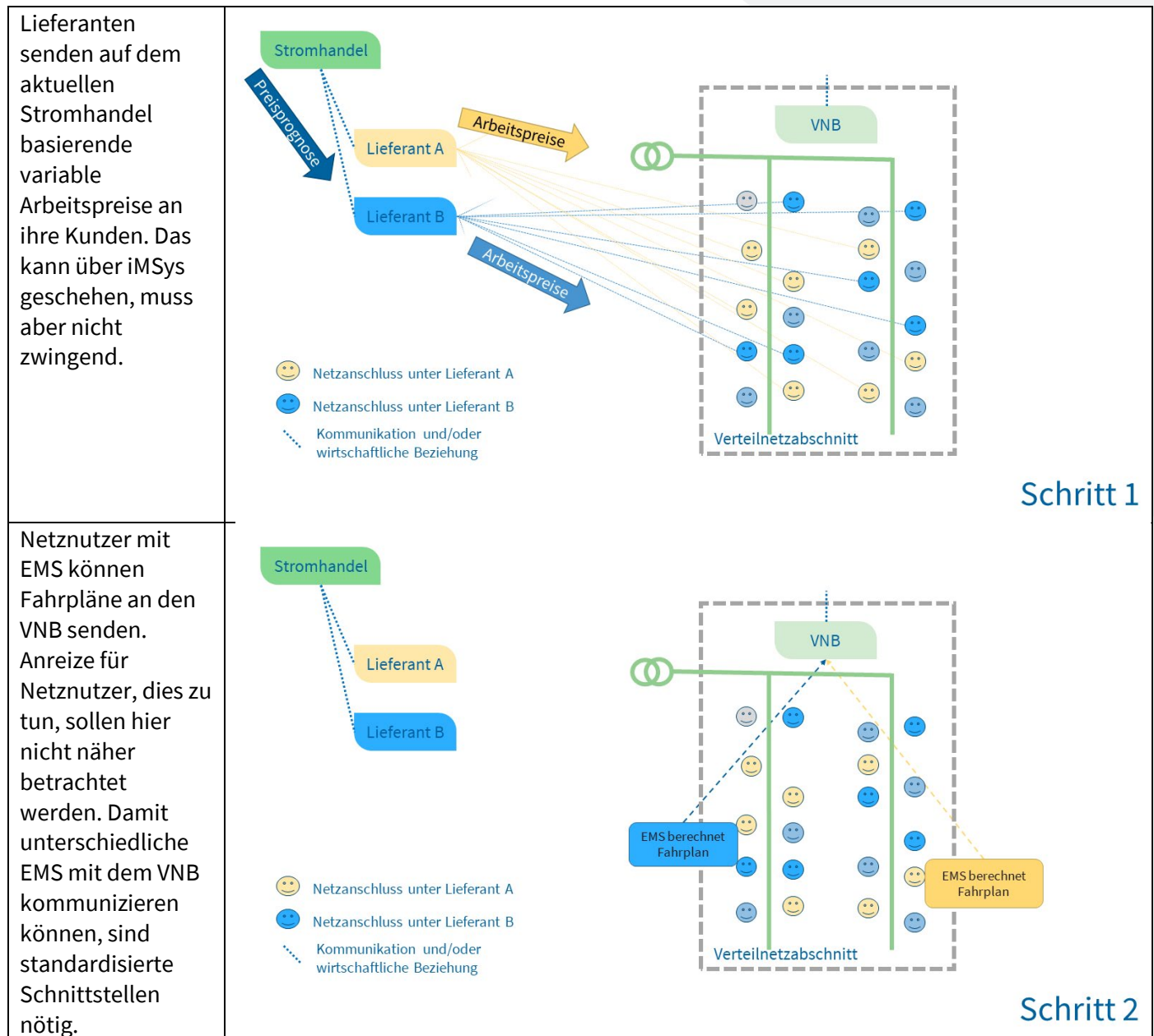


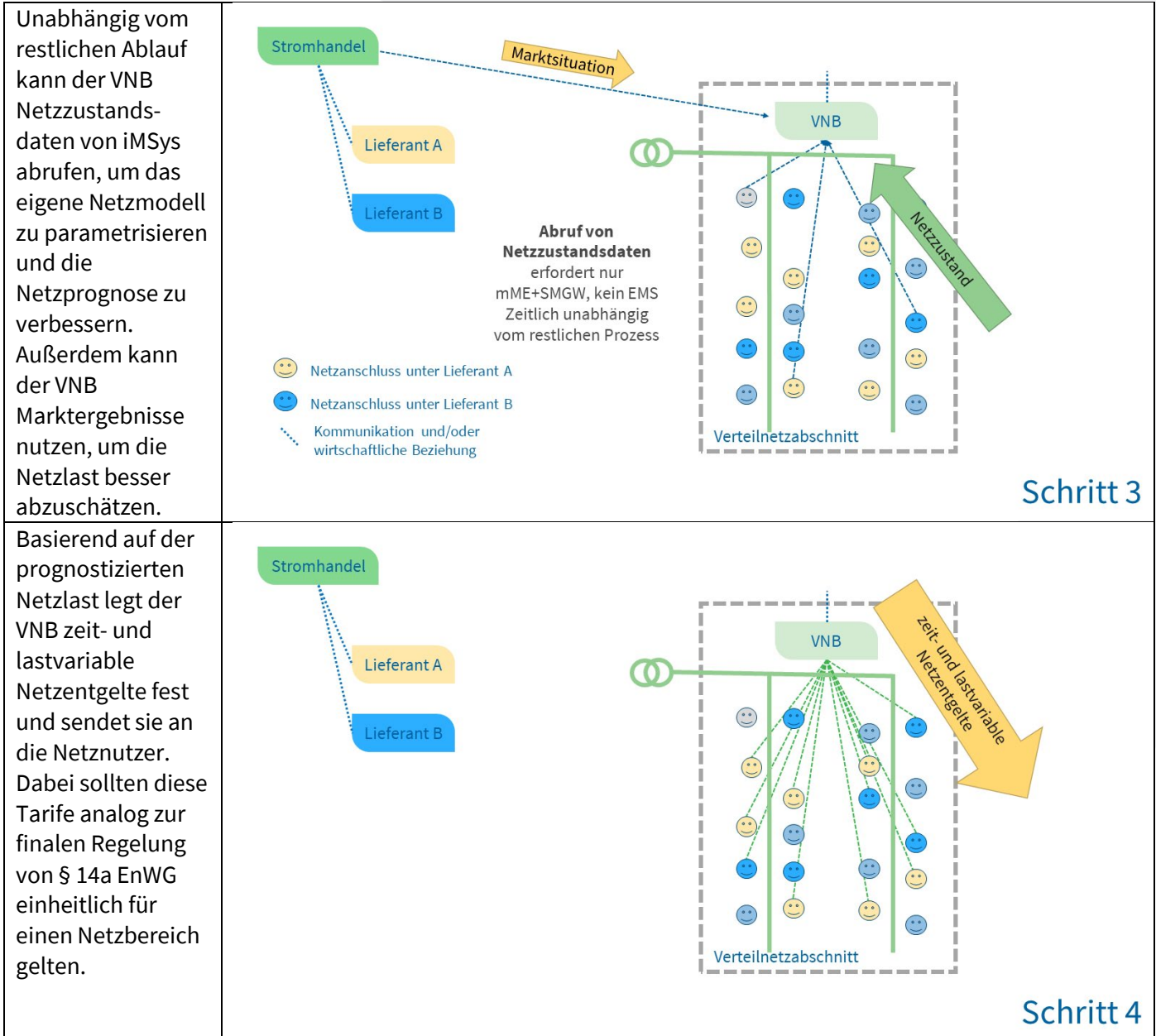
ABBILDUNG 8 - KOMMUNIKATIONSABLAUF

Die Abbildung 8 stellt die routinemäßige tägliche Kommunikation der wesentlichen Akteure dar, wenn kein akuter Engpass vorliegt (grüne und gelbe Ampelphase). Der ideale Zeitpunkt für den Versand der Preisprognose ist nach der EPEX Intraday-Auktion um 15 Uhr. Sofern vorhanden, kann ein EMS des Kunden eine Prognose des Fahrplans auf Basis dieser Preisprognose erstellen. Dieser Fahrplan kann optional an den VNB gesendet werden, um

genauere Netzprognosen durchzuführen. Darüber hinaus bieten iMSys auch ohne EMS die Möglichkeit, Netzzustandsdaten an den VNB zu senden. Diese können ebenfalls an den VNB gesendet werden und die Genauigkeit der Prognosen dadurch verbessern. Die Netzberechnung des VNB dient dazu, Engpässe zu identifizieren und zu quantifizieren. Werden kritische Werte voraussichtlich überschritten, kann der VNB die lastvariablen Netzentgelte für die entsprechenden Zeiträume anpassen.

Im Folgenden wird der Kommunikationsablauf grafisch dargestellt.





Detailfragen

In den vorangegangenen Abschnitten wurde das Systemkonzept im Projekt SynergieQuartier beschrieben. Den Kern davon bilden zeit- und lastvariable Netzentgelte, die sich mit den zeitvariablen (lastunabhängigen) Marktpreisen überlagern. Somit entsteht ein gesamtes Preissignal, das sowohl die überregionale Netz- als auch die lokale Marktsituation abbildet. Im Folgenden werden relevante Detailfragen diskutiert.

Prognose von Netzengpässen

Physikalische Netzberechnung

Um tatsächlich lokale Engpässe im Netz identifizieren zu können, sind Netzberechnungen notwendig, in der die physikalischen Eigenschaften des Stromnetzes abgebildet werden. Dabei können auch an den VNB gesendete Fahrpläne der EMS mit einfließen. Ansonsten werden als Eingangsgrößen Standardlastprofile verwendet. Dieser Ansatz identifiziert Engpässe, die sehr lokal begrenzt auftreten können, wie Spannungsbandverletzungen an einzelnen Punkten. Der Fokus liegt auf dem Netz und nicht auf dem (beeinflussten) Leistungsverlauf der einzelnen Netznutzer.

Modellhafte Abschätzung der Reaktionen der Netznutzer auf variable Preissignale

Bei einer hohen Verbreitung von steuernden EMS könnten viele Netznutzer ihre Ladevorgänge anhand von variablen Arbeitspreisen optimieren, wodurch Synchronisationseffekte entstehen könnten. Grund dafür ist, dass die bisher zufällige Verteilung verloren geht, wenn Preissignale für alle Netznutzer gleich oder ähnlich sind. Es gibt zwar unterschiedliche Lieferanten in einem Netzgebiet mit unterschiedlichen Einkaufsstrategien.

Dementsprechend gibt es nicht ein identisches Preissignal für alle Netznutzer. Es ist aber unwahrscheinlich, dass sich die Preissignale im Tagesverlauf qualitativ stark unterscheiden, da die Ursachen für den Verlauf des Börsenstrompreises die gesamte Last im Stromnetz sowie die Produktion aus erneuerbaren Energien sind. Beide Ursachen können Lieferanten nur bedingt beeinflussen.

Übergänge zwischen den Phasen

Im Normalzustand befindet sich das Netz in der grünen Phase. Eine gelbe Phase ist in den Zeiträumen aktiv, in denen durch die Prognose eine Leistungsgrenze in Kraft ist. Gilt beispielsweise eine Leistungsgrenze von 18 bis 20 Uhr, die um 15 Uhr angekündigt wird, so ist zwischen 15 und 18 Uhr die grüne Phase und zwischen 18 und 20 Uhr die gelbe Phase aktiv. Durch jede Prognose werden also Zeiträume definiert, in denen die Phase entweder grün oder gelb ist. Eine rote Phase tritt unmittelbar ein, wenn aufgrund von Messwerten ein Netzengpass detektiert wurde. Die rote Phase darf nicht direkt wieder aufgehoben werden, sobald die Messwerte darauf hinweisen, dass kein Engpass vorliegt. Das könnte durch Nachholeffekte einen erneuten Engpass hervorrufen. Ist eine rote Phase eingetreten, so darf die Leistungsbegrenzung erst nach und nach wieder zurückgenommen werden. Da eine rote Phase per Definition nur auftreten kann, wenn die Netzlastprognose ungenau war, ist es am sinnvollsten, zunächst eine Netzprognose aufgrund aktueller Messdaten durchzuführen. Der Netzzustand würde dann von einer roten Phase zunächst in eine gelbe übergehen.

Zahlungsströme

Bei der Einführung von Flexibilitätsmärkten oder Sekundärmärkten von Quoten muss geregelt werden, wie die Zahlungsströme zwischen Letztverbrauchern und Akteuren wie dem Netzbetreiber aussehen. Die hier vorgestellten zeit- und lastvariablen Netzentgelte haben den Vorteil, dass dies nicht notwendig ist, da die bestehenden Zahlungsströme der aktuell geltenden Netzentgelte beibehalten werden können. Aktuell werden Netzentgelte vom Letztverbraucher an den Lieferanten gezahlt, der diese an den VNB des Letztverbrauchers weiterleitet. Die Bundesnetzagentur sieht vor, das Modell auch für die zeitvariablen Netzentgelte für 14a-Anlagen beizubehalten. Dementsprechend gibt es keine Notwendigkeit für die zeit- und lastvariablen Netzentgelte hiervon abzuweichen.

Mögliche Anpassung der Anreizregulierung von VNB

Damit VNB einen Anreiz haben, eine Netzprognose aufzubauen, um die rote Phase zu vermeiden und gleichzeitig keinen Anreiz haben, Netzengpässe durch ein unzureichend ausgebautes Netz beizubehalten, werden Änderungen in der Anreizregulierung notwendig. Hier spielt eine Rolle, dass Netzausbaukosten Investitionskosten (CAPEX) sind, während der Aufwand, der für dynamische Netzentgelte notwendig ist, zu den Betriebskosten (OPEX) zählt und damit anders in der Anreizregulierung berücksichtigt wird. Darüber hinaus werden zwei regulatorische Ideen zur Anwendung dynamischer Netzentgelte skizziert:

1. Ein Steuerungseingriff in Echtzeit (rote Phase) könnte dazu führen, dass der VNB die dadurch entstehende Ausgleichsenergie bezahlen muss, während eine rechtzeitig angekündigte Leistungsgrenze die Lieferanten in die Pflicht nimmt, am Intraday-Handel für Ausgleich zu sorgen. somit hat der VNB einen Anreiz, möglichst immer in der grünen und gelben Phase zu bleiben.
2. Einnahmen, die durch variable Netzentgelte entstehen, müssen komplett für den Netzausbau verwendet werden. Das würde dazu führen, dass im Endeffekt die Netznutzer über ihr Verhalten entscheiden, ob sie

sich lieber flexibel verhalten oder den Netzausbau bezahlen. Je preissensitiver sie reagieren, desto weniger Geld steht für Netzausbau zur Verfügung, aber desto weniger muss das Netz auch ausgebaut werden. Verhalten sich die Netznutzer dagegen komplett unelastisch, machen sie mehr Netzausbau notwendig, finanzieren ihn aber auch durch höhere Netzentgelte. Die variablen Netzentgelte müssen dementsprechend immer durch einen entsprechend angepassten Grundpreis ergänzt werden, der für die konstanten Netzbetriebskosten ausreicht.

Bedrohungsanalyse

Kommunikationsteilnehmer

Lieferant

Der Lieferant ist der Vertragspartner des Endkunden. Er produziert selbst oder kauft an der Strombörse Strom ein und bietet diesen dem Kunden an. Dabei kann er flexible Preise festlegen, die er am Vortag dem SMGW des Kunden meldet. Zur Abrechnung erhält er vom Kunden die Verbrauchsdaten. Da der Lieferant bei Abweichung zwischen zugekauftem plus produzierten Strom und dem tatsächlichen Verbrauch seiner Kunden die Differenz teuer nachkaufen, bzw. teuer loswerden muss, hat er ein hohes Interesse an einer Planungssicherheit des Verbrauchs seiner Kunden

Verteilnetzbetreiber (VNB)

Der Betreiber des lokalen Verteilnetzes (Mittel- und Niederspannung) ist vorrangig an der Stabilität des Netzes interessiert. Die Netze sind im Allgemeinen anhand der ansässigen Industrie sowie anhand von Standardlastprofilen ([Wikipedia](#)) für Privathaushalte geplant und können durch die laufenden und anstehenden Veränderungen (Elektromobilität, dezentrale Einspeisung, dezentrale Speicher die potentiell gleichzeitig laden/entladen) an ihre Belastungsgrenzen kommen. Daher muss der jeweilige Betreiber des Verteilnetzes mit verschiedenen Instrumenten regulierend eingreifen können.

Um die Stabilität des Verteilnetzes zu gewährleisten hat der VNB daher ein hohes Interesse an möglichst detaillierten und präzisen Vorhersagen (Fahrplänen) der Haushalte, da er ansonsten nur mit Standardlastprofilen planen kann und insbesondere energieaufwändige Aktionen, wie das Laden eines Elektroautos, bei gleichzeitig geringer Einspeisung das Verteilnetz an die Grenze bringen könnte.

Aufgrund dieser Daten erstellt der VNB Vorausplanungen für die nahe Zukunft, z.B. den Folgetag oder die nächsten Stunden. Erkennt er dabei Engpässe, so muss er die Verbraucher motivieren, die bezogene Leistung für den Zeitraum zu reduzieren umso die Stabilität des Verteilnetzes zu gewährleisten.

SMGW

Smart Meter Gateways (SMGW) sind Netzwerkkomponenten, die auf OSI Schicht 4, bzw. 5 (TLS) Daten zwischen verschiedenen Netzwerkteilnehmern vermitteln. Dabei handelt es sich um Geräte die einer strengen Regulierung unterliegen und erst nach einer Zertifizierung nach BSI-CC-PP-0073 auf den Markt gebracht werden dürfen. Alle Verbindungen zum und von SMGWs sind reguliert und erfüllen hohe technische Ansprüche in Bezug auf die Schutzziele Vertraulichkeit, Integrität und Authentizität.

Der Bedrohungsanalyse werden daher die folgenden Annahmen zugrunde gelegt.

- SMGWs können nicht kompromittiert werden
- Ein- und ausgehende Verbindungen von und zu SMGWs können in Bezug auf die *Vertraulichkeit* und *Integrität* der übermittelten Daten sowie die *Authentizität* der beteiligten Kommunikationspartner nicht kompromittiert werden
- Angreifer im lokalen Netz eines Kunden können Verbindungen vom und zum SMGW unterbrechen (Beeinträchtigung der *Verfügbarkeit*). Dies betrifft sowohl lokale Verbindungen auf der HAN

Schnittstelle, wie auch Verbindungen zu externen Kommunikationsteilnehmern. Aufgrund der üblichen Struktur von Heimnetzwerken ist solch ein Angriff von einem lokalen Angreifer einfach durchführbar (z.B. durch ARP Spoofing).

- Angreifer mit physischem Zugriff zum SMGW, z.B. der Kunde selbst, können Verbindungen ins Lokal Metrological Network (LMN) kurzzeitig oder dauerhaft unterbrechen.

SMGWs selbst haben kein eigenes Interesse und erfüllen nur ihre vorgesehene Aufgabe.

CLS

"Im HAN des Letztverbrauchers kommuniziert das SMGW mit den steuerbaren Energieverbrauchern bzw. Energieerzeugern (Controllable Local Systems, CLS, also z.B. intelligente Haushaltsgeräte, Kraft-Wärme-Kopplung- oder Photovoltaik-Anlagen, Stromunterbrecher). (...) Für im HAN angeschlossene steuerbare Systeme (CLS) fungiert das SMGW als transparenter Proxy-Server. TLS-geschützte Kommunikationskanäle in Richtung zum CLS und zum externen Marktteilnehmer werden im SMGW terminiert und das SMGW übernimmt die transparente Weiterleitung der jeweils empfangenen Daten." (BSI TR-03109)

Das SMGW stellt für die CLS lediglich einen sicheren Kommunikationskanal bereit. Es können daher keine Aussagen über das Verhalten und die Sicherheit der CLS abgeleitet werden. In der Vergangenheit wurde wiederholt gezeigt, dass die IT-Sicherheit von IoT Geräten oft mangelhaft ist [21]. Dies betrifft nicht nur einfache IoT Geräte, sondern z.B. auch einen Großteil der Stromspeicher [22]. Da immer neue IT-Sicherheitslücken entdeckt werden, ist eine kontinuierliche Pflege von Produkten durch den jeweiligen Hersteller erforderlich um die IT-Sicherheit weiterhin gewährleisten zu können (ähnlich z.B. Windows Updates). Da insbesondere IoT Geräte meist nur einfach verkauft und ohne Wartungsvertrag betrieben werden, besteht diese Pflege oft nur für einen Bruchteil der Lebensdauer der Geräte. Bei den meisten CLS handelt es sich um IoT Geräte, daher muss auch hier davon ausgegangen werden, dass die IT-Sicherheit vieler CLS mangelhaft sein könnte.

Das Rollen- und Kommunikationsmodell muss daher derart konstruiert sein, dass das Gesamtsystem auch bei einem hohen Anteil von kompromittierten CLS noch stabil funktioniert.

EMS

Energie Management Systeme (EMS) bilden eine besondere Klasse der CLS. Sie werden im Haushalt des Letztverbrauchers eingesetzt um andere IoT Geräte zu steuern. So können sie z.B. mit dem Wissen, wann eine eventuell verbaute Photovoltaik Anlage wie viel Energie liefert, wie der Ladezustand und die Kapazität eines Batteriespeichers ist und wann ein Elektroauto wie viel Energie laden möchte einen Fahrplan berechnen um die Einspeisung bzw. den Bezug von Energie aus dem Stromnetz entsprechend der bekannten, 15 Minuten genauen, Strompreise zu optimieren.

Bei EMS handelt es sich nicht um zertifizierte Systeme, deren Funktionalität wie bei SMGWs genau geregelt ist. Vielmehr handelt es sich um Geräte die die Energieflüsse im Haushalt des Kunden nach dessen Bedürfnissen optimieren. Es ist davon auszugehen, dass EMS sich stetig weiterentwickeln und neue Funktionen bereitstellen um z.B. mit neuen Geräte kommunizieren zu können. Weiterhin muss auch bei EMS, wie bei anderen CLS davon ausgegangen werden, dass sie von Angreifern kompromittiert werden könnten.

Das Rollen- und Kommunikationsmodell muss daher so konstruiert sein, dass das Gesamtsystem auch dann noch stabil funktioniert, wenn sich mehrere EMS absichtlich schädlich verhalten oder Kundeninteressen abbilden, die dem Gesamtsystem nicht zuträglich sind.

SMGW Administrator (SMGW-A)

Im Rollen- und Kommunikationsmodell spielt der SMGW Administrator auf technischer Ebene eine zentrale Rolle. Er vermittelt Kommunikationsströme und ist für die Administration der ihm zugeordneten SMGWs verantwortlich.

Darüber hinaus ist allerdings nicht erkennbar, dass er eigene Interessen im Gesamtsystem hat. Im Folgenden wird der SMGW Administrator daher als rein technische Stelle betrachtet, die nicht versucht, das Gesamtsystem zu beeinflussen. In der Praxis muss hierbei beachtet werden, dass SMGW Administratoren auch gleichzeitig Netzbetreiber sein können und eine saubere Trennung der Interessen dann nicht immer vorliegt.

Kommunikationsbeziehungen

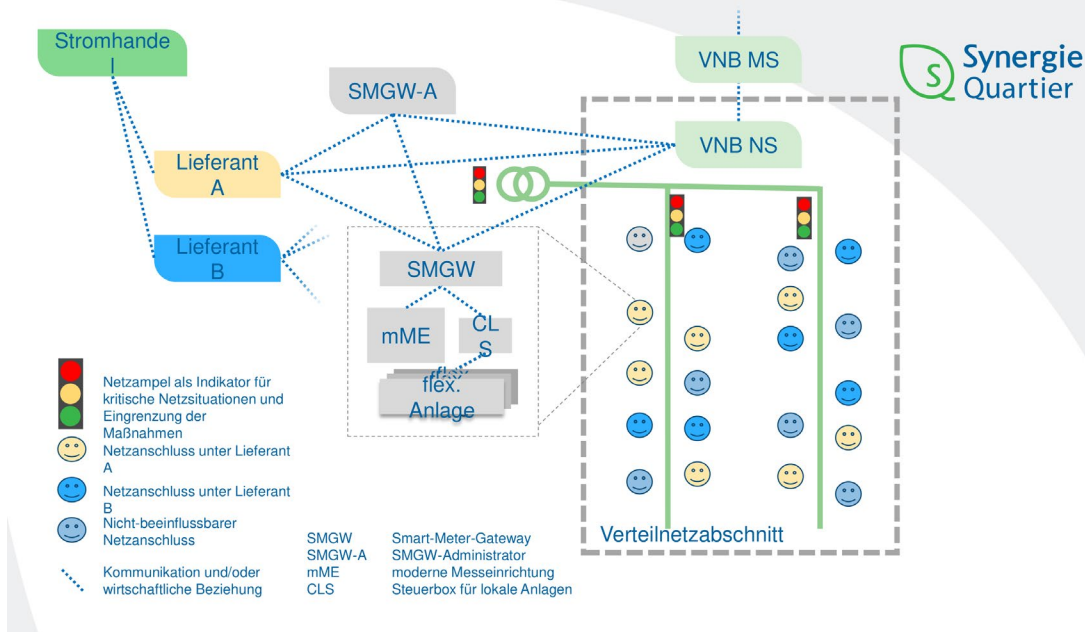


ABBILDUNG 9 - KOMMUNIKATIONSBEZIEHUNGEN IM SMGW-ÖKOSYSTEM

Im Rollen- und Kommunikationsmodell sind die folgenden Kommunikationsbeziehungen vorgesehen:

TABELLE 4 - KOMMUNIKATIONSBEZIEHUNGEN IM SYSTEMKONZEPT

Sender	Empfänger	Kommunizierter Inhalt
Stromhandel	Lieferant	Prognose Arbeitspreis in 96 1/4 Stunden, am Vortag
Lieferant	SMGW-Administrator	Technische Kommunikation
SMGW-Administrator	Lieferant	Technische Kommunikation
Lieferant	SMGW	Arbeitspreis in 96 1/4 Stunden, am Vortag (Prognose oder fix, je nach Tarif)
SMGW	Lieferant	- Verbrauchsdaten zur Abrechnung - ggf. Fahrplandaten
SMGW-Administrator	SMGW	Technische Kommunikation
SMGW-Administrator	VNB NS	Technische Kommunikation
SMGW	VNB NS	Sensorwerte Netzzustand, Fahrplan, Bestätigung Leistungsreduktion nach 14a
VNB NS	SMGW	Dyn NNE, Leistungsobergrenze, 14a Leistungsbegrenzung
mMe	SMGW	Messdaten
SMGW	CLS	aktueller Strompreis, Leistungsobergrenze
CLS (z.B. EMS)	flexible Anlage	Setzen von Leistungsobergrenzen
flexible Anlage	CLS (z.B. EMS)	Meldung von Bedarf

Technische Bedrohungen

Sicherheitsprobleme in individuellen SMGW

Bei SMGW handelt es sich um nach BSI-CC-PP-0073 zertifizierte Systeme deren Kommunikation sehr genau geregelt ist. Auch der Umfang in dem der Endkunde oder der Servicetechniker ein SMGW konfigurieren können ist stark eingeschränkt. Da alle SMGWs nahezu identisch konfiguriert sind, ist davon auszugehen, dass keine konfigurationsbedingten Sicherheitslücken in einzelnen SMGW existieren.

Sollte eine Sicherheitslücke in mehreren SMGW existieren (siehe folgende Abschnitte), die nur durch physischen Zugriff ausgenutzt werden kann, so kann dies dazu führen, dass nur eine geringe Anzahl von SMGW kompromittiert werden.

Die **Eintrittswahrscheinlichkeit**, dass einzelne SMGW kompromittiert werden ist aus den oben genannten Gründen gering

Das **Schadenspotential** bei Kompromittierung eines einzelnen SMGW ist begrenzt. Bei maximal schädlichem Verhalten eines SMGW ist der Schaden für den betroffenen Haushalt durch finanzielles Fehlverhalten und falsche Leistungsbegrenzungen zwar potentiell hoch, in der Gesamtbetrachtung fällt dies aber nicht ins Gewicht. Insbesondere könnte ein ähnlicher Schaden wohl auch durch eine Fehlfunktion eines EMS hervorgerufen werden. Für das Gesamtsystem ist der Schaden gering. Falsche Abrechnungsdaten oder anti-systemdienliches Verhalten eines einzelnen Haushalts fallen entweder auf und können somit nach kurzer Zeit behoben werden, oder die Auswirkungen sind so gering, dass sie keine besondere Beachtung finden.

Insgesamt ist das **Risiko** für das Gesamtsystem das von einzelnen kompromittierten SMGW ausgeht daher als gering einzustufen.

Sicherheitsprobleme in SMGWs eines oder mehrerer Hersteller

Trotz strenger Spezifizierung, Prüfung und Zertifizierung kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich konzeptuelle Fehler in der Implementierung eines SMGWs befinden. Es ist auch möglich, dass die Spezifikation Fehler enthält, die dadurch in den SMGW mehrerer oder aller Hersteller ausnutzbar sind. Die Spezifikation schreibt außerdem für einige Schnittstellen sehr spezifisch vor, wie diese realisiert werden müssen. Meist kommen dafür Standardprotokolle wie beispielsweise TLS zum Einsatz. Auch ein systematischer Fehler in einer Implementierung eines Standardprotokolls oder gar in dessen Spezifikation ist nicht auszuschließen. Dies würde dann aber vermutlich neben den SMGW auch viele andere Produkte betreffen und daher möglicherweise zu gravierenden Schäden führen, aber auch mit entsprechendem Zeitdruck bearbeitet und behoben werden.

Die **Eintrittswahrscheinlichkeit** für Sicherheitslücken obiger Art ist wie beschrieben gering. Es muss zwar davon ausgegangen werden, dass in allen IT-Produkten Sicherheitslücken existieren, allerdings kann die Wahrscheinlichkeit dass diese ausgenutzt werden massiv gesenkt werden, wenn die Hersteller (und in diesem Fall auch die Autoren der Spezifikationen) ihren Wissensvorsprung ausnutzen und die Spezifikationen und SMGWs regelmäßig weiterentwickeln und an den Stand der Technik anpassen.

Das **Schadenspotential**, das von einer großen Zahl von kompromittierten SMGW ausgeht ist enorm. Da gesicherte Verbindungen auf dem SMGW terminieren und nicht Ende-zu-Ende gesichert zwischen den eigentlichen Kommunikationspartnern (z.B. Messgeräten und Lieferant oder EMS und VNB) kommuniziert wird, kann ein kompromittiertes SMGW alle Daten manipulieren und so ein falsches Systemverhalten herbeiführen. Eine große Zahl von kompromittierten und zentral gesteuerten SMGW kann eine Gefahr für die Netzstabilität darstellen. So können die SMGW beispielsweise die Informationen über den Netzzustand ausnutzen und so Lasten der angeschlossenen Geräte synchron in Zeiten schieben, in denen der VNB eine Leistungsbegrenzung

angefordert hat. Ebenso können durch synchrones Schalten von Lasten kritische Netzzustände erzeugt werden. Abrechnungsdaten können ebenso manipuliert werden.

Bei niedriger Eintrittswahrscheinlichkeit aber gleichzeitig hohem Schadenspotential ist das **Risiko** kaum abschätzbar.

Technische Bedrohungen für SMGW Kommunikation

Die Kommunikationsbeziehungen des SMGW mit Endpunkten außerhalb des Haushalts des Endkunden und über den HAN, bzw. CLS Port mit Geräten im Haushalt des Endkunden sind streng spezifiziert. Die Verbindungen müssen mit TLS geschützt werden und beide Endpunkte müssen sich mit x.509 Zertifikaten gegenseitig authentisieren. Ein Angriff auf die Verbindung selbst hängt daher maßgeblich von der Sicherheit des TLS Protokolls und den jeweiligen Implementierungen auf den Endpunkten ab. Das Protokoll ist gut untersucht und es existieren etablierte Bibliotheken für die Implementierung. Aufgrund der großen Verbreitung und der Abhängigkeit wesentlicher Teile des Internets von TLS ist davon auszugehen, dass für eventuell entdeckte Sicherheitslücken zeitnah Lösungen entwickelt würden. Die Umsetzung dieser Lösungen (zumeist in Form von Softwareupdates) obliegt den Herstellern der Endgeräte.

Das **Risiko** eines erfolgreichen Angriffs auf die TLS Verbindung kann daher als gering eingeschätzt werden.

Technische Bedrohungen für Kommunikation zwischen anderen Teilnehmern

Diejenigen Kommunikationsbeziehungen die keine SMGW involvieren, finden zwischen wenigen, bekannten Teilnehmern statt. Die Kommunikationskanäle können durch den Einsatz etablierter Technologien, wie z.B. TLS gegen Angriffe geschützt werden. Bedrohungen für die Kommunikation selbst können dadurch minimiert werden. Angriffe können so plausibel nur noch von den Endpunkten, also den Kommunikationspartnern selbst (oder einem Angreifer mit Zugriff auf deren Infrastruktur) durchgeführt werden. Da es sich bei den Partnern meist um Betreiber kritischer Infrastrukturen nach [BSI-KritisV](#) handeln dürfte, greifen hier auch die Anforderungen an die IT-Sicherheit des BSI Gesetzes (Siehe auch [Wikipedia](#)).

Interessenskonflikte

Im Gesamtsystem gibt es mehrere Vertreter, die unterschiedliche Interessen verfolgen. Diese Interessen können im Konflikt zueinander stehen. Wir modellieren hier zunächst die unterschiedlichen Interessen

Systembetreiber

Unter Systembetreiber fassen wir Lieferanten, Verteilnetzbetreiber (VNB) und die SMGW-Administratoren zusammen. Diese haben gemeinsam das primäre Interesse, ein stabiles Stromnetz bereitzustellen. Zu diesem Zweck müssen VNB dafür sorgen, dass die von ihnen betriebenen Komponenten nicht überlastet werden. Details dazu sind im Abschnitt [VNB](#) ab Beispiel von Verteilnetzbetreibern beschrieben.

Kunde (Letztverbraucher)

Der Kunde bestimmt das Verhalten der Geräte in seinem Haushalt. Dies betrifft insbesondere die CLS, der Kunde kann aber auch die Verbindung des SMGW nach außen stören, sowie ich Verbindungen zwischen dem SMGW und den angeschlossenen Zählern unterbrechen.

Da verschiedene Kunden unterschiedliche Interessen haben können, werden hier exemplarisch drei Kunden aufgeführt.

Kunde A

Kunde A wird als ideal angenommen. Er hat ein Interesse an einer möglichst geringen Jahresrechnung und wird daher - in den meisten Fällen - auf finanzielle Anreize zur zeitlichen Verschiebung seines Stromverbrauchs

reagieren. In seltenen Fällen hat der Kunde dringenden Energiebedarf, den er nicht verschieben möchte und wird dann auch einen höheren Preis für die Leistung bezahlen.

Der Kunde wird seine CLS entsprechend den Vorgaben konfigurieren und nicht manipulieren, sodass sie korrekte Prognosen des Energiebedarfs melden und sich an eventuelle Leistungsbegrenzungen halten.

Kunde B

Kunde B wird als egoistisch und nur nachrangig finanziell motivierbar angenommen. Er möchte zu jedem Zeitpunkt die maximale Flexibilität abrufen können und verzichtet dafür auch auf finanzielle Anreize, soweit sie seinen Bedürfnissen entgegenstehen. Finanzielle Anreize, die mit seinen Bedürfnissen kompatibel sind, wird er nutzen.

Der Kunde wird seine CLS und ggf. auch die Verfügbarkeit des SMGW soweit konfigurieren, bzw. manipulieren, dass er zu jedem Zeitpunkt die maximale Leistung abrufen kann.

Kunde C (Angreifer)

Kunde C wird als böse angenommen. Es ist zwar anzunehmen, dass sich kein Kunde selbst so verhält, allerdings muss aufgrund der im Abschnitt [CLS](#) beschriebenen Grundlagen davon ausgegangen werden, dass die relevanten CLS (z.B. das EMS) von einem Angreifer kompromittiert werden könnten. Wenn der Angreifer die CLS und die Verfügbarkeit der Verbindung des SMGW kontrolliert, ersetzt er in Bezug auf das Gesamtsystem effektiv den Kunden.

Der Angreifer wird seine Kontrolle über die CLS und die Verfügbarkeit der Verbindungen des SMGW dazu nutzen, maximalen Schaden anzurichten. So kann er beispielsweise aus Preisinformationen Rückschlüsse auf den Zustand des Verteilnetzes und ggf. der Verfügbarkeit von Leistung im Gesamtnetz ziehen und diese nutzen um sich maximal schädlich zu verhalten. Dabei kann er im worst-case das gesamte Delta von der maximalen Einspeisung des Haushalts bis zur maximal beziehbaren Leistung des Haushalts nutzen.

Auflösung der Konflikte

Systembetreiber - Kunde A

Kunde A dürfte der am häufigsten anzutreffende Kundentyp sein, das Abrechnungsmodell sollte daher so konzipiert werden, dass es Kunden durch finanzielle Anreize dazu motiviert, ihren Verbrauch so zu steuern, dass es dem Stromnetz möglichst zuträglich ist. Dies geschieht beispielsweise durch einen flexiblen Arbeitspreis und dynamische Netzentgelte. Beide können dann hochgefahren werden, wenn der Kunde motiviert werden soll, möglichst wenig Strom zu beziehen. Sie können heruntergefahren werden, wenn gerade kein Engpass besteht, oder wenn der Kunde sogar motiviert werden soll, zu bestimmten Zeitpunkten Strom aus dem Netz zu ziehen.

Sehr flexible Kunden, z.B. mit Batteriespeicher könnten so auch motiviert werden, sich am Peak-Shaving zu beteiligen und dadurch direkt zur Stabilität des Stromnetzes beizutragen.

Es muss lediglich beachtet werden, dass eine identische Steuerung von zu vielen Kunden und damit zu viel Leistung einen gegenteiligen Effekt haben kann: Wenn z.B. der Arbeitspreis um 3 Uhr nachts signifikant fällt, könnten alle Kunden (bzw. deren EMS) gleichzeitig die Leistungsaufnahme hochfahren, was einen negativen Effekt haben könnte.

Systembetreiber - Kunde B

Kunde B dürfte deutlich seltener vorkommen als Kunde A, aufgrund von möglichen regionalen Clustern, z.B. in besseren Wohngebieten, sollte der Typ allerdings trotzdem Beachtung finden. Da sich Kundentyp B nicht von einfachen finanziellen Anreizen motivieren lässt, und ggf. auch regulatorische Beschränkungen ignorieren wird

(und z.B. seine E-Auto Ladesäule nicht als flexible Last registrieren wird), müssen andere Maßnahmen gefunden werden, die geeignet sind auch diesen Kundentyp dazu zu bewegen, sein Verhalten anzupassen.

Dies könnten Strafandrohungen sein, die regelwidriges Verhalten, z.B. den Betrieb einer Elektroauto Ladesäule als nicht-flexible Last, betreffen. Dabei muss jedoch geprüft werden, ob das zu sanktionierende Verhalten überhaupt entdeckt werden kann. Wenn Regelverstöße nur durch Zufall aufgedeckt werden und die Wahrscheinlichkeit zu gering ist, scheinen finanzielle Sanktionen nicht geeignet. Die Sanktionen müssen außerdem in einer Höhe angesetzt werden, die den Kunden motiviert, das Verhalten zu ändern.

Alternativ könnten die flexiblen Preise für die Arbeit und das Netzentgelt derart erhöht werden, dass es für den Kunden finanziell attraktiv ist, z.B. einen Batteriespeicher zu betreiben.

Systembetreiber - Kunde C

Dem Kundentyp C kann nicht durch finanzielle Anreize jeglicher Art motiviert werden, da der tatsächliche Kunde nicht die Kontrolle über seine Geräte hat. Wenn Kundentyp C nur vereinzelt auftritt, entsteht der Schaden nur für den Kunden selbst, nicht aber für einen Systembetreiber. Schafft es der Angreifer aber, mehrere Kunden unter seine Kontrolle zu bringen, so kann der durch synchrone Aktionen auch den Systembetreibern schaden. Daher muss versucht werden, Kunden des Typ C zu erkennen und dann zu intervenieren.

Zu klären ist dabei noch, wie ein solcher Kunde erkannt werden kann. Zunächst, wie erkannt werden kann, dass ein solcher Kunde in einem bestimmten Netzabschnitt existiert und im zweiten Schritt, wie der tatsächliche Kunde identifiziert werden kann.

Ebenfalls ist noch zu klären, ab wie vielen solcher Kunden in einem Netzsegment, es zu Problemen, z.B. Überlastung eines Trafos, kommen kann. Eine Modellierung aus dem Jahr 2018 zeigt, wie viele Angreifer dafür in verschiedenen Szenarien erforderliche wären (bezogen auf die USA) [23]. 2017 wurde das größte Botnetz, Mirai, ein Zusammenschluss von kompromittierten Geräten, auf eine Größe von 600,000 IoT Geräten geschätzt [24]. Die Gefahr, dass ein Angreifer, der Geräte mehrere Kunden kompromittiert und mit diesen mindestens das Verteilnetz beeinträchtigen kann ist also durchaus real.

Rechtswissenschaftliche Betrachtungen zum Thema Datenschutz, Anreizregulierung und Flexibilitätsdienstleistungen

Datenschutz im Energierecht mit Bezug zum Kommunikations- und Rollenmodell

Im Rollen- und Kommunikationsmodell sind die in Abbildung 6 - Akteure im Verteilnetz im SMGW-Rollenmodell Kommunikationsbeziehungen vorgesehen. Im Rahmen des Projekts wurde die datenschutzrechtliche Zulässigkeit der erarbeiteten Kommunikationswege untersucht.

Das im Rahmen des Projekts betrachtete Kommunikations- und Rollenmodell zeigt auf an welchen Stellen Daten verarbeitet werden. Aus datenschutzrechtlicher Sicht sind zunächst diejenigen Kommunikationspunkte relevant, an denen personenbezogene Daten in einer Form übermittelt und verarbeitet werden in der der Betroffene identifiziert oder identifizierbar ist, die Daten also nicht anonym sind.

Der Datenschutz wird durch die Datenschutz-Grundverordnung (DS-GVO) für private und öffentliche Stellen geregelt. Die Regelungen der DSGVO sind nicht sektorspezifisch sondern sektorenübergreifend und gelten somit auch für die Akteure des Energiemarkts sofern personenbezogene Daten verarbeitet werden. Nationale, bereichsspezifische Regelungen finden sich als *lex specialis* in §§ 49–75 MsbG und § 6b HeizkostenV.

Die Verarbeitung von personenbezogenen Daten ist laut Art. 6 DSGVO nur zulässig sofern eine der in den Abs. 1 lit. a) – f) genannten Legitimationsgrundlagen vorliegt.¹ Für die im Rahmen des Projekts betrachteten Datenverarbeitungsvorgänge könnten die Durchführung eines Vertrages, die Einwilligung des Betroffenen, eine rechtliche Verpflichtung und das berechtigte Interesse in Frage kommen.

Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) legt in den §§ 49- 70 MsbG bereichsspezifische Regelungen für die Verarbeitung von personenbezogenen Daten fest. Hierbei wird auch festgelegt welche Stellen zur Verarbeitung von personenbezogenen Daten berechtigt sind. Dies sind die folgenden:

- Messstellenbetreiber,
- Netzbetreiber,
- Bilanzkreiskoordinatoren,
- Bilanzkreisverantwortliche,
- Direktvermarktungsunternehmer nach dem EEG,
- Energielieferanten und
- jede Stelle, die über eine Einwilligung des Anschlussnutzers verfügt.

Weitere Stellen, wie beispielsweise der Smart-Meter-Gateway-Administrator können im Rahmen einer Auftragsverarbeitung durch die genannten berechtigten Stellen personenbezogene Daten verarbeiten. Für die Gestaltung der Auftragsverarbeitung sind die in Art. 28 DSGVO normierten Anforderungen und Regelungen maßgeblich. Auch der Auftragsverarbeiter ist zur Einhaltung der Datenschutzprinzipien (Art. 5 DSGVO) verpflichtet.

Die erlaubten Datenverarbeitungen für den Messstellenbetrieb sind abschließend in § 50 MsbG geregelt. Eine Besonderheit liegt hier darin, dass sich die Verarbeitung auf jede Kommunikation erstreckt und nicht nur, anders als die DSGVO, für personenbezogene Daten gilt.

§50 MsbG schränkt somit die Legitimationsgrundlagen des Art. 6 Abs.1 DSGVO auf folgende abschließend ein:

- zur Erfüllung von Verträgen mit dem jeweiligen Anschlussnutzer,
- anlässlich vorvertraglicher Maßnahmen, die der jeweilige Anschlussnutzer veranlasst hat,
- zur Erfüllung rechtlicher Verpflichtungen oder
- zur Wahrnehmung einer Aufgabe des Netzbetreibers, die in Ausübung n übertragender hoheitlicher Befugnisse erfolgt,

Der zulässige Umfang der Datenerhebung wird in den §§ 55 - 59 MsbG geregelt. Sonstige Datenverarbeitungsvorgänge sind in den §§ 60 - 73 MsbG geregelt. Somit ist die Einwilligung nach Art.6 Abs.1 lit a) DSGVO als Legitimationsgrundlage nicht vorgesehen.

Zu welchen Zwecken VNB und weitere Rollen Daten erhalten dürfen und verwenden müssen wird in §§ 66 - 70 MsbG geregelt. Nach §66 Abs. 1 Nr. 5 zählt hierzu auch „die netzplanerische Berücksichtigung und netzbetriebliche Durchführung des Flexibilitätsmechanismus nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes, insbesondere durch eine dynamische Steuerung anhand der tatsächlichen sowie der prognostizierten Netzauslastung“. Somit ist eine Verarbeitung von (personenbezogenen) Daten zu diesem Zwecke auf Basis dieser Regelungen legitim.

¹ Zusätzlich müssen die weiteren Vorgaben des Art.5 DSGVO zu den Datenschutzprinzipien und der Rechenschaftspflicht eingehalten werden. Die Anwendbarkeit der DSGVO wird im Rahmen des Projekts aufgrund des betrachteten Energiemarkts vorausgesetzt.

Die DSGVO verpflichtet Verantwortliche und Auftragsverarbeiter in Art. 32 DSGVO die Datensicherheit der zu verarbeitenden personenbezogenen Daten sicherzustellen. Dies kann beispielsweise durch ein Datenschutzmanagementsystem erfolgen. Unabhängig davon sind Energieversorgungsnetzbetreiber nach § 11 Abs. 1a zur Umsetzung des von der Bundesnetzagentur veröffentlichten IT-Sicherheitskatalogs verpflichtet und müssen somit ein Informationssicherheitsmanagement nach ISO 27001 einführen. Im Rahmen des ISMS ist eine Verankerung des DMS an verschiedenen Stellen denkbar. An dieser Stelle wird die Brücke zwischen den datenschutzrechtlichen Anforderungen zu den IT-Sicherheitsrelevanten Analysen geschlagen, da im Rahmen des ISMS bereits Risikobewertungen zumindest im Bezug auf Informationssicherheit durchzuführen sind.

§14 c EnWG Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen

Im Rahmen des Projekts wurde neben der Entwicklung des § 14a EnWG als vornehmliche Grundlage für die Verwendung von variablen Netzentgelten auch die Entwicklung des §14c EnWG betrachtet, da dieser die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch die Verteilnetzbetreiber (auf Elektrizitätsnetze eingeschränkt) reguliert. § 14c EnWG regelt die marktgebundene Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilnetz ohne jedoch den Begriff der Flexibilitätsdienstleistung zu definieren.² Lediglich eine Negativabgrenzung zu frequenzgebunden Systemdienstleistungen erfolgt in §14 c Abs.1 S. 1 EnWG. Eine hinreichende Definition erwarten Wagner/Haun durch die Festlegungen der BNetzA im Rahmen der Spezifikation.³ Aus ihrer Sicht sind Flexibilitätsdienstleistungen als „als Leistungen von Betreibern von Erzeugungsanlagen und Speichern (unter Einbezug von Speichern in Verbrauchseinrichtungen) zu verstehen, die die erzeugten und/oder gespeicherten Energiemengen über die Verteilernetzbetreiber dem Bedarf im Netz der allgemeinen Versorgung bereitstellen.“ zu verstehen.⁴

Laut Sötebier sind mit Flexibilitätsdienstleistungen keine Beschaffung von Lastflexibilitäten gemeint, da die Regelungen der §§ 13, 13a, 14, 14a EnWG als Systemsicherheitsregelungen⁵ explizit ausgenommen sind. Lediglich zum Ausbau und beim Betrieb von Verteilnetzen zur Effizienzsteigerung sieht er den Anwendungsbereich des §14c EnWG eröffnet.

§14c EnWG gibt Anforderungen an den Beschaffungsprozess vor, verpflichtet aber nicht zur Beschaffung oder Abnahme von Flexibilitätsdienstleistungen.⁶ Laut Assmann liefert §14c EnWG auch keine generelle Legitimationsgrundlage für die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch den VNB.⁷ Vielmehr wird es den Verteilnetzbetreiber auferlegt Spezifikationen für den Beschaffungsprozess zu erarbeiten. Alternativ kann auch die BNetzA im Rahmen ihrer Festlegungskompetenzen Spezifikationen für den Beschaffungsprozess erarbeiten.⁸ Die Erarbeitung der Spezifikation muss, bei richtlinienkonformer Auslegung (Art. [EU RL 2019 944 Artikel 32](#) Abs. [EU RL 2019 944 Artikel 32 Absatz 1](#) Elektrizitäts-Binnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/944),

² Siehe Wagner/Haun in Theobald/Kühlung, Energierecht, EnWG § 14c Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz; Festlegungskompetenz Rn. 10.

³ Siehe Wagner/Haun in Theobald/Kühlung, Energierecht, EnWG § 14c Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz; Festlegungskompetenz Rn. 12.

⁴ Siehe Wagner/Haun in Theobald/Kühlung, Energierecht, EnWG § 14c Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz; Festlegungskompetenz Rn. 14.

⁵ Sötebier in Bourwieg/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, EnWG § 13 Systemverantwortung der Betreiber von Übertragungsnetzen, Rn. 152

⁶

⁷ Siehe Assmann in BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer 9. Edition, EnWG § 14c Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz; Festlegungskompetenz, Rn. 13.

⁸ Siehe EnWG § 14c Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz; Festlegungskompetenz Assmann BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer 9. Edition

Netznutzende und Übertragungsnetzbetreibende mit einbeziehen, damit die entsprechenden Interessen berücksichtigt werden können und das Engpassmanagement entsprechend berücksichtigt werden kann.

In Abgrenzung zum §14c EnWG enthält der §14a EnWG eine Erlaubnis zum vergünstigten Netzzugang für flexible Lasten.⁹ D.h. das Zusammenspiel aus § 14a und § 14c EnWG müsste durch die BNetzA festgelegt werden. [EnWG § 14c](#) entfaltet bis zum Projektende *keine Rechtswirkungen*, da die BNetzA noch keine Spezifikationen für die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen genehmigt oder festgelegt hat.¹⁰ Das Zusammenspiel der Regelungen wäre in zukünftigen Untersuchungen zu betrachten.

Aus dem dargestellten Meinungsstand der Literatur geht hervor, dass eine Konkretisierung des § 14c EnWG zur Schaffung von Rechtssicherheit und zur richtlinienkonformen Umsetzung bzgl. der Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen unerlässlich ist.

Anreizregulierung

Eine weitere energierechtliche Komponente die während der Projektlaufzeit untersucht wurde war die der Anreizregulierung, da hier die Festlegung von Netzentgelten geregelt ist, welche wiederum durch getätigte Investitionen beispielsweise in den Netzausbau beeinflusst werden. Für die Festlegung von Netzentgelten ist die Netzentgeltregulierung nach §21 EnWG und die Netzentgeltverordnung maßgeblich. Welche Anreize die ARegV für Investitionen in den Ausbau oder für Kosten im Bereich des Engpassmanagements liefert wurde im Rahmen des Projekts untersucht.

Ziele der Anreizregulierung sind die effiziente Leistungserbringung und die Schaffung von wettbewerbsähnlichen Strukturen, die zu kosteneffizientem Wirtschaften führen sollen. Die Anreizregulierung ist in §21 a EnWG verankert und wird in der Anreizregulierungsverordnung konkretisiert. Die Entgeltregulierung ist europarechtlich in den Beschleunigungsrichtlinien Strom 2003/54/EG, Gas 2003/55/EG vorgesehen. Somit sind die europäischen Ziele bei der Umsetzung der Entgeltregulierung zu beachten.¹¹

Die Energiewende stellt eine von der Bundesregierung forcierte Transformation des Energiemarkts dar. Laut den im EEG 2023 in den §§ 1, 4 EEG festgelegten Ausbauzielen soll der Anteil an Erneuerbaren bis 2030 bei 80 % liegen.¹² Um die Ziele erreichen zu können müssen entsprechende Investition sowohl in den Ausbau der erneuerbaren Energien in die erfolgen als auch Anreize für eine Entnahme der, durch die Erneuerbaren erzeugte, Energie geschaffen werden. Die Anreizregulierung sieht drei Instrumente für Anreize zu Investitionen vor: Genehmigung von Investitionsbudgets, pauschalierten Investitionszuschlag und den Erweiterungsfaktor.¹³ Insbesondere der pauschalierte Investitionszuschlag kommt den Verteilnetzbetreibern zu Gute und wird nicht in die Effizienzvorgaben mit einbezogen. Letztere gehören zu den Grundzügen der Anreizregulierung und führen dazu, dass bestimmte, als ineffizient anzusehende Kosten, abzubauen sind.

Die Anreizregulierung hat zum Ziel, dass die Netze wirtschaftlich betrieben werden. Hierfür wird ein Vergleich zwischen den Kosten der Netzbetreiber durchgeführt. Berücksichtigt wird hierbei ein fixer Zeitraum sowie

⁹ EnWG § 14a Netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen; Festlegungskompetenzen Schnurre BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer 9. Edition
Stand: 01.12.2023 Rn. 5-7

¹⁰ EnWG § 14c Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz; Festlegungskompetenz Assmann in BeckOK EnWG, Assmann/Peiffer

¹¹ EnWG § 21a Regulierungsvorgaben für Anreize für eine effiziente Leistungserbringung Müller-Kirchenbauer in Theobald/Kühling, Energierecht Werkstand: 122. EL August 2023 Rn. 1, 2

¹² Siehe <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/ausbau-erneuerbare-energien-2225808>

¹³ Schendel: Investitionsanreize in der Anreizregulierung: Schritte vorwärts und zurück IR 2011

verschiedene Arten von Kosten. Bei den Kosten wird zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten unterschieden, die wiederum unterschiedlich auf die Erlösbergrenzen einfließen. Die Erlösbergrenzen sollen die Netzbetreiber dazu incentivieren ihre Kosten während der Regulierungsperiode, der betrachtete Zeitraum für den die Erlösbergrenze festgesetzt wurde, zu senken.¹⁴

Eine Pflicht zum Engpassmanagement ergibt sich für Übertragungsnetzbetreiber aus §13 EnWG. Weitere Regelungen zum Engpassmanagement betreffen den Netzanschluss von Elektrizitätserzeugungsanlagen (KraftNAV). Hier ergibt sich bereits für die Übertragungsnetzbetreiber ein Vorrang des Netzausbau vor dem Engpassmanagement.¹⁵ Mit der letzten Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes wurde die „optimierte Nutzung“ des Elektrizitätsnetzes als Ziel mit aufgenommen. Dies könnte auf eine gewollte Gleichrangigkeit des Engpassmanagements zum Netzausbau hindeuten.

Die ARegV sieht in den Übergangsvorschriften des § 14 Abs.8 ARegV Engpassmanagementkosten als volatile Kosten, die in die Berechnung der Erlösbergrenzen einfließen¹⁶. Lediglich für den Übergang wurde für eine Einordnung der Engpassmanagementkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten angenommen. Kosten dieser Art fließen nicht in die Regulierungsperiode und nicht in den Effizienzvergleich mit ein. Jedoch ist hier noch auf eine Vorgabe der BNetzA abzuwarten. Dadurch entsteht bei den Verteilnetzbetreibern eine Bevorzugung von Investitionen gegenüber den Kosten des Engpassmanagements, da sich letztere Kosten auf ihre Erlösbergrenzen auswirken könnten. Die BNetzA könnte in ihren Vorgaben die Übergangsregelung beibehalten und somit die Verteilnetzbetreiber zum Engpassmanagement incentivieren.

Eine Incentivierung der Netznutzenden zum Verbrauch von Energie aus netzdienlichen Gesichtspunkten ist hier nicht explizit vorgesehen. Eine Konkretisierung der anreizregulatorischen Instrumente bzgl. Investitionen dieser Art wäre jedoch zielführend um entsprechende Rechtssicherheit bei den investitionstätigenden Unternehmen zu bewirken, insbesondere da der Netzausbau bzw. Transformation des Energiemarkts ohne ein Engpassmanagement durch die Verbrauchssteuerung von Netznutzenden zu kurz gedacht ist. Hier könnten die Vorgaben der BNetzA zur Bewertung von Engpassmanagementkosten zusätzliche Anreize schaffen.

¹⁴ Siehe Hummel in ARegV Einführung, Theobald/Kühling, Energierecht, Rn.15.

¹⁵ Siehe Hartmann in Theobald/Kühling, Energierecht, KraftNAV § 7 Netzzugang bei Engpässen
Werkstand: 122. EL August 2023 Rn. 12-14.

¹⁶ Siehe Hummel in ARegV § 34 Übergangsregelungen, Theobald/Kühling, Energierecht
Werkstand: 122. EL August 2023 Rn. 65-69

Literatur

- [1] W. Zander, U. Rosen, und A. Nolde, „Gutachten Digitalisierung der Energiewende Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung“, EY, BET, wik im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- [2] K. Wiedemann, „EnWG: Altmaier kippt Spitzenlastglättung“, *Energate Messenger*, 18. Januar 2021. Zugegriffen: 19. Januar 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/208909/enwg-altmaier-kippt-spitzenlastglaettung>
- [3] A. Jahn und F. Tausendteufel, „Stellungnahme zum Entwurf des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz - SteuVerG“. Januar 2021. Zugegriffen: 10. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/stellungnahme-zum-entwurf-des-steuerbare-verbrauchseinrichtungen-gesetz-steuverg/>
- [4] bne und vzbv, „Flexibilisierung der Stromnachfrage: Marktwirtschaftliche Lösungen statt unangekündigte Netzeingriffe“. Zugegriffen: 4. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bne-online.de/de/news/detail/bne-stellungnahme-bet-gutachten/>
- [5] consentec, „Netzentgeltreform: Netzentgelte verbraucherfreundlich gestalten“, Consentec GmbH für Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv), Gutachten, Juni 2020.
- [6] VDA, „Empfehlungen zur Novellierung des §14a EnWG“. Juni 2020. Zugegriffen: 28. März 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vda.de/dam/jcr:116ef6ed-5c5a-4475-9dc1-95fde27395f1/Empfehlungen%20zur%20Novellierung%20%C2%A714a%20EnWG.pdf>
- [7] Bundesnetzagentur, „Festlegung BK6-22-300“. 27. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/BK6-22-300_Beschluss.html?nn=993170
- [8] Bundesnetzagentur, „„Smart Grid‘ und ‚Smart Market‘. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energiesystems“, Dez. 2011. Zugegriffen: 2. Juli 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?jsessionid=636ACC15142871E1249112056F00113D?__blob=publicationFile&v=2.
- [9] Bundesnetzagentur, „Netzentgeltsystematik Elektrizität“, Dez. 2015. Zugegriffen: 2. Juli 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [10] J. Büchner, P. Hörnig, V. Nikogosian, M. Sunderkötter, K. Thielmann, und P. Wolffram, „Mehr Flexibilität in der Ausgestaltung der Strom- Netzentgelte – Instrumente eines zukunftsgerichteten Netzentgeltsystems“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Nr. 66. Jg. Heft 3, S. 4, 2016.
- [11] A. Jahn, „Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen“, RAP im Auftrag von Agora Energiewende, Studie, Dez. 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/agorarap-netzentgelteindeutschland-2014-dec.pdf>

- [12] „Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität“, Apr. 2017. Zugegriffen: 2. Juli 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf
- [13] B. Praetorius und T. Lenck, „Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund.“, S. 132, Apr. 2017.
- [14] D. H. Schuster, J. Leberwurst, und D. Wittig, „Zeitvariable Netztarife für flexible Kunden“, *Emw Energ. Markt Wettbew.*, Nr. 1, S. 6, Feb. 2019.
- [15] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Technische Richtlinie BSI TR TR-03109-1, Version 1.0.1“. 16. Januar 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf>
- [16] BDEW, „Smart Grids Ampelkonzept - Ausgestaltung der gelben Phase“. 10. März 2015. Zugegriffen: 20. Oktober 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20150310_Smart-Grids-Ampelkonzept.pdf
- [17] BDEW, „Konkretisierung des Netzaampelmodells im Verteilungsnetz“. 10. Februar 2017. Zugegriffen: 20. Oktober 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf
- [18] Netze BW, „flexQgrid - Das Netz der Zukunft wird real“. Zugegriffen: 5. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netze-bw.de/unsernetz/innovationen/flexqgrid>
- [19] T. Riedel, A. Hoeck, S. Steuer, A. Maertz, W. Fichtner, und H. Schmeck, „Comparison of regulatory concepts for the integration of market- and grid-serving flexibility using smart metering systems“, in *ETG Congress 2021*, März 2021, S. 1–6.
- [20] S. Gottwalt, „Managing Flexible Loads in Residential Areas“, Karlsruher Institut für Technologie, 2015. Zugegriffen: 8. Februar 2021. [Online]. Verfügbar unter: <http://digbib.ubka.uni-karlsruhe.de/volltexte/1000048803>
- [21] O. Alrawi, C. Lever, M. Antonakakis, und F. Monrose, „SoK: Security Evaluation of Home-Based IoT Deployments“, in *2019 IEEE Symposium on Security and Privacy (SP)*, San Francisco, CA, USA: IEEE, Mai 2019, S. 1362–1380. doi: 10.1109/SP.2019.00013.
- [22] I. Baumgart, M. Borsig, N. Goerke, T. Hackenjos, J. Rill, und M. Wehmer, „Who Controls Your Energy? On the (In)Security of Residential Battery Energy Storage Systems“, in *2019 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, Beijing, China: IEEE, Okt. 2019, S. 1–6. doi: 10.1109/SmartGridComm.2019.8909749.
- [23] S. Saleh, M. Prateek, und P. H. Vincent, „BlackIoT: IoT Botnet of High Wattage Devices Can Disrupt the Power Grid“, in *27th USENIX Security Symposium (USENIX Security 18)*, USENIX Association, Aug. 2018, S. 15–32. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.usenix.org/conference/usenixsecurity18/presentation/soltan>
- [24] M. Antonakakis, T. April, M. Bailey, M. Bernhard, und E. Bursztein, „Understanding the Mirai Botnet“, in *26th USENIX Security Symposium (USENIX Security 17)*, Vancouver: USENIX Association, Aug. 2017.

Arbeitspaket #PoC - Proof-of-Concept

Ziele des Arbeitspakets

Ziel war es, im FZI-Labor Living Lab smartEnergy die Kommunikation vom aktiven externen Marktteilnehmer (aEMT) über den CLS-Kanal des SMGW bis zur Ladestation Ende-zu-Ende herstellen. Damit soll prototypisch gezeigt werden, wie ein aEMT (z.B. ein VNB) den transparenten Kanal nutzen kann, um beispielsweise nach § 14a EnWG die Leistung einer Ladestation zu begrenzen. Die Erfahrungen aus dem Labor sollten mit beegy geteilt werden, damit beegy die Anbindung des eigenen Energiemanagementsystems an das SMGW durchführen kann.

Vorarbeiten

Bereits vor Projektbeginn (Ende 2019) wurde am FZI eine Ladestation über ein SMGW gesteuert. Es gab theoretische Vorarbeiten zur Integration von Energiemanagementsystemen in das Ökosystem intelligenter Messsysteme, die publiziert wurden [1]. Darauf aufbauend wurde die Integration der Ladestation mit realer Hardware umgesetzt und das Vorgehen in einer weiteren Publikation veröffentlicht [2]. Im Projekt konnte demnach auf den Erfahrungen aufgebaut werden. Es wurden nicht nur neue Smart-Meter-Gateways und eine weitere Ladestation installiert und kommunikativ angebunden, sondern auch moderne Messeinrichtungen, ein Photovoltaik-Wechselrichter und eine Batterie.

Vorgehen

Installation der Hardware im Living Lab smartEnergy

Um alle Geräte des Prosumer-Haushalts übersichtlich darzustellen, wurde eine mobile Stellwand gebaut. Sie besteht aus einer Stahlkonstruktion und einer Pressspanplatte, woran die in Tabelle 5 aufgeführten Geräte an der Vorderseite festgeschraubt wurden.

TABELLE 5 - TECHNISCHE KOMPONENTEN DES PROTOTYPS

Gerät	Herstellerbezeichnung
Hybrid-Wechselrichter	Fronius Symo GEN24 10
Batterie	BYD HVS 7.7
Ladestation	Alfen Single Pro Line 22 kW
Smart-Meter-Gateway	PPC SMGW LAN
moderne Messeinrichtungen	1x Lackmann Elektronischer Drehstrom-Zweirichtungszähler und 2x Lackmann Elektronischer Drehstrom-Bezugszähler
Einplatinen-PC für das Energiemanagementsystem	AAEON Up Squared

Außerdem wurden drei Schuko-Steckdosen an der Vorderseite, sowie Kabelverteiler mit entsprechenden Absicherungen und eine Enwitec-Netzumschaltbox für einen Inselbetrieb des Wechselrichters installiert.



ABBILDUNG 10 - AUFBAU DES PROTOTYPS

Netzwerktopologie am Prototyp

In der technischen Richtlinie TR-03109-1 des BSI sind drei Netzwerkbereiche vorgegeben, die durch das Smart-Meter-Gateway verbunden werden. Diese mussten auch am Prototyp umgesetzt werden.

Das **Home Area Network** wird am Prototyp durch eine FritzBox aufgespannt. Damit werden der Wechselrichter, die Batterie, die Ladestation und das Energiemanagementsystem sowie die HAN-Schnittstelle des SMGWs verbunden.

Das **Local Metrological Network** wird vom SMGW aufgebaut und verbindet die drei Zähler mit dem SMGW.

Das **Wide Area Network** ist in der Realität das Internet. Beim Prototyp musste die Verbindung zum aktiven EMT sowie der Gateway-Administration von Robotron hergestellt werden. Das wurde dadurch realisiert, dass ein weiterer Router installiert wurde, an dem die WAN-Schnittstelle des SMGW und zwei Raspberry Pis verbunden wurden. Die Raspberry Pis wurden verwendet, um jeweils einen aEMT darzustellen. Der Router stellt eine IPsec-Verbindung zu Robotron her, wodurch das Smart-Meter-Gateway von der GWA erreichbar ist.

Beschaffung und Konfiguration der Smart-Meter-Gateways und Zähler

Es wurden zwei Smart-Meter-Gateways vom Hersteller PPC bestellt. Dafür ist es notwendig, einen elektronischen Bestellschein (eBS) durch die GWA zu erstellen. Dieser beinhaltet im XML-Format Informationen wie den Ansprechpartner, Gerätetyp und die Sub-CA, in diesem Fall FZI-Test.GWA für den Betrieb in der Test-PKI. Daraufhin wird eine initiale Konfigurationsdatei (IKD) erstellt, die unter anderem die Informationen beinhaltet, unter welcher IP-Adresse und Port die GWA erreichbar ist und ob (wie in diesem Fall) das SMGW im HAN per DHCP eine IP-Adresse vom Router bekommt.

Ist das Gateway über die GWA in Betrieb genommen, können über die GWA Kommunikationsprofile konfiguriert werden. Dadurch wird der CLS-Kanal realisiert.

Für das HAN-Kommunikationsszenario 3 wird folgende Konfiguration verwendet:

Proxy-Profil (Verknüpfung von HAN- und WAN-Profil)

Profil	epr0000003260
HAN-Profil	ecpr0000005902
WAN-Profil	ecpr0000005901
Verbindungsberechtigung CLS	ja

HAN-Profil (Verbindung zum CLS)

Profil	ecpr0000005902
Kanalschnittstelle	IF_GW_HAN2
Kommunikationspartner	(Public Key des Energiemanagementsystems)
Zieladresse	(keine definiert, da Verbindungsaufbau über SOCKS5)

WAN-Profil (Verbindung zum EMT)

Profil	ecpr0000005901
Kanalschnittstelle	IF_GW_WAN
Kommunikationspartner	(Public Key des EMT)
Zieladresse	0.0.0.0:44330 (Adresse des Raspberry Pi)

Damit darf das CLS im HAN-Subnetz, also in diesem Fall das Energiemanagementsystem, über das SOCKS5-Protokoll die Verbindung zum EMT (in diesem Fall ein Raspberry Pi) initiieren. Wichtig ist, dass beide Kommunikationspartner die privaten Schlüssel zu den Zertifikaten vorweisen können, die über die GWA dem SMGW bekannt sind. Darüber hinaus ist es der CLS-Einheit nicht erlaubt, über SOCKS5 eine andere Zieladresse für den EMT vorzugeben als die vorab konfigurierte. Es konnte somit bestätigt werden, dass das SMGW ausschließlich die Verbindungen zulässt, die vom GWA vorab definiert wurden.

Darüber hinaus wurden mehrere Tarifierungsfälle zum Auslesen der modernen Messeinrichtungen konfiguriert, darunter TAF 7 und TAF 14. Dafür war es notwendig, die initialen „Schlüssel M“ der Zähler an das SMGW übermitteln, die anschließend vom SMGW durch neue Schlüssel überschrieben werden. Damit funktioniert das Auslesen der Zähler im LMN ebenfalls über eine TLS-Verbindung.

Außerdem wurden die HAN-Kommunikationsprofile 1 und 2 konfiguriert und damit die Schnittstellen für Letztverbraucher (TrUDI) und Servicetechniker aktiviert.

Softwareimplementierung zur Hardwareanbindung

Um die Ladestation und den Wechselrichter (und damit auch die Batterie) kommunikativ anzubinden, wurde das am FZI entwickelte Open-Source-Framework BEMCom verwendet [3]. Das Framework ermöglicht eine Hardwareabstraktion für die Einbindung von Geräten mit unterschiedlichen Protokollen in ein Energiemanagementsystem. Dafür wurden im Rahmen des Projektes zwei Konnektoren neu entwickelt und ein Konnektor angepasst. Alle drei Konnektoren wurden ebenfalls auf Github veröffentlicht.

Um die Ladestation anzubinden, wurde das Open Chargepoint Protocol (OCPP) in der Version 1.6 verwendet und ein entsprechender Konnektor implementiert.

Um den Wechselrichter und damit auch die Batterie zu steuern, wurde ein Modbus-Konnektor an die Anforderungen des Fronius GEN24 angepasst. Außerdem verfügt der Wechselrichter über eine lesende REST-Schnittstelle (SunSpec-Protokoll), worüber auch Daten ausgelesen werden können, die per Modbus nicht verfügbar sind. Hierfür wurde ein neuer Konnektor entwickelt.

Für den Kommunikationskanal wurde die Softwarearchitektur gewählt, die in Abbildung 11 zu sehen ist. Dafür wurde das Modul „smgwify“ in Python implementiert. Die Funktionalität dieses Moduls ist es, den Verbindungsaufbau nach HKS 3 zu realisieren und den privaten Schlüssel zum im Kommunikationsprofil hinterlegten Zertifikat herzustellen. Gleichzeitig stellt das Modul eine „herkömmliche“ SOCKS5-Funktionalität für beliebige Applikationen des Energiemanagementsystems bereit.

Aufseiten des EMT muss ein TLS-Server bereitgestellt werden, der den privaten Schlüssel zum im WAN-Kommunikationsprofil hinterlegten Zertifikat bereithält. Dafür wurde der Open Source Server nginx verwendet und entsprechend der BSI-Richtlinie 03109-3 konfiguriert. Der Server stellt wiederum eine Proxy-Funktionalität zu weiteren Applikationen des EMT bereit. Somit ist eine transparente TCP-Verbindung über das SMGW hergestellt

Die Steuerung der Ladestation vom EMT (Ende-zu-Ende) kann über beliebige Protokolle auf der Anwendungsschicht realisiert werden. Getestet wurden im Projekt HTTPS und MQTT.

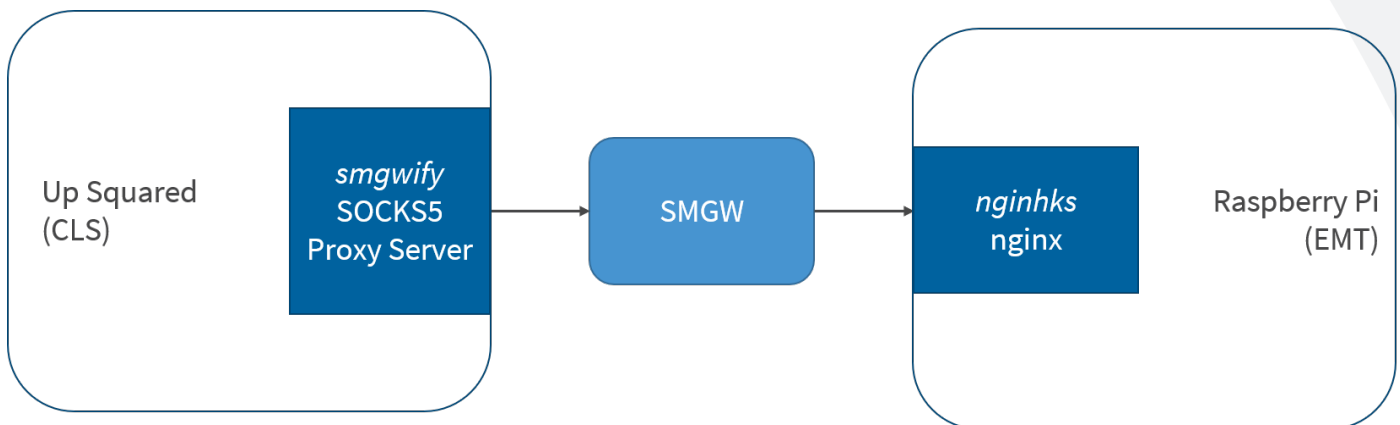


ABBILDUNG 11 - SOFTWAREARCHITEKTUR DES CLS-KANALS

Erkenntnisse und Schwierigkeiten

Die größte Schwierigkeit bei der Umsetzung des CLS-Kanals war die Fehlersuche beim SMGW und dem GWA-System. Es konnte kaum überprüft werden, ob das SMGW wie gewünscht konfiguriert war. Zudem führten nicht durchführbare Firmware-Updates und ähnliche Softwareprobleme zu deutlichen Verzögerungen.

In der Praxis wird der Großteil der in diesem AP prototypisch durchgeführten Arbeiten – nämlich die Beschaffung, Installation und Konfiguration der iMSys – im Rahmen des Universalbestellprozesses bestellt und durch den Messstellenbetreiber erledigt. EMS-Dienstleister müssen nur CLS- und EMT-Seite implementieren. Zusätzlich zu der technischen Implementierung ist jedoch eine Zertifizierung als aktiver EMT notwendig.

Die Interaktion von iMSys mit EMS wurde im Rahmen des Projektes untersucht [4]. Es ist zwar grundsätzlich möglich, die Messwerte und den Kommunikationskanal der iMSys für EMS nutzbar zu machen, jedoch sind Aufwand und Kosten hierfür bislang so hoch, dass es oft attraktiver ist, zusätzliche Mess- und Kommunikationstechnik für das EMS zu verbauen.

Literatur

- [1] K. Förderer, M. Lösch, R. Növer, M. Ronczka, und H. Schmeck, „Smart Meter Gateways: Options for a BSI-Compliant Integration of Energy Management Systems“, *Appl. Sci.*, Bd. 9, Nr. 8, S. 1634, Apr. 2019, doi: 10.3390/app9081634.
- [2] N. Kroener, K. Förderer, M. Lösch, und H. Schmeck, „State-of-the-Art Integration of Decentralized Energy Management Systems into the German Smart Meter Gateway Infrastructure“, *Appl. Sci.*, Bd. 10, Nr. 11, S. 3665, Mai 2020, doi: 10.3390/app10113665.
- [3] D. Wölfle, M. Lösch, und H. Schmeck, „BEMCom: a framework for the efficient creation of hardware abstraction layers for building energy management“, *ACM SIGEnergy Energy Inform. Rev.*, Bd. 2, Nr. 1, S. 20–25, Feb. 2022, doi: 10.1145/3527579.3527581.
- [4] S. Thelen, „Master thesis: Interaction of Intelligent Metering Systems and Energy Management Systems“, KIT, 2021.

Arbeitspaket #Inst – Feldtesterweiterung und Installation

Das Arbeitspaket #Inst wurde vollständig von beegy erbracht. Es beinhaltet im Wesentlichen:

- Die (Weiter-)Entwicklung des beegyGateways
- Die Kommunikation über den CLS-Kanal des SMGW
- Die Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von Services für die Feldtestteilnehmer
 - Übermittlung von Daten an den zentralen FZI-Server
 - Webportal
 - Variable Tarife
 - Monitoring
 - HERMINE
 - PV-Überschussladen
 - Überlastmanagement
- Einrichtung der Anlagen
 - Installationsvorgaben
 - Bereitstellung von Gateways und Messequipment
 - Konfiguration der Anlagen in den zentralen beegy-Systemen
- Die Installationsvorgaben, die Bereitstellung von Gateways und Messequipment sowie die Konfiguration aller Anlagen in den zentralen beegy-Systemen

Die Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen aus dem Arbeitspaket #Inst sind im Kapitel #Sum beschrieben.

Die (Weiter-)Entwicklung des beegyGateways ComKit

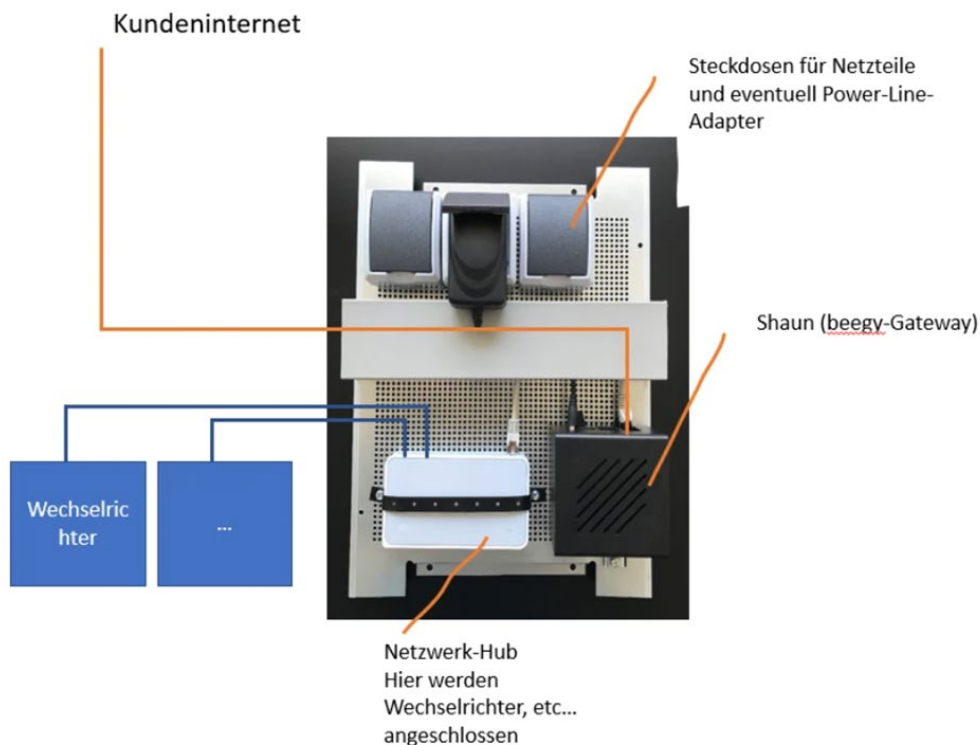


ABBILDUNG 12 - COMKIT

Das beegy Gateway wurde bei allen Feldtestteilnehmern auf einem sog. ComKit montiert und eingerichtet. Das ComKit beinhaltet neben dem beegyGateway auch die Stromversorgungen und das lokale Netzwerk (siehe Abbildung 12).

GW Software Stack

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde ein neues beegyGateway (IoT edge device) weiterentwickelt. Gegenüber dem Gateway, das im Vorgängerprojekt Living Lab Walldorf von einem externen Lieferanten bezogen wurde, sollte das neue beegyGateway folgende Vorteile haben:

- Schnellere Datenerfassung von den Devices (mind. 10s, bisher z.T. nur alle 5 Minuten)
- Einfachere Integration von Devices
- Separates Device-Netzwerk für eine bessere Stabilität
- Einfacher Fernwartungszugriff
- Remote SW-Updates
- Zuverlässigerer Betrieb des Gatewaybackends

Dabei wurden u.a. folgende wesentlichen Open Source Komponenten verwendet:

- Betriebssystem: Yocto (Poky), Version Dunfell
- OTA-Update (over the air update): mender.io
- IoT edge framework: Kura
- VPN Tunnel: OpenVPN
- Logz.io zum loggen von Fehlermeldungen
- MQTT-Broker: VerneMQ

Die Aufgabe des beegyGateways ist es:

- Ein Netzwerk zu den angeschlossenen Geräten (z.B. PV-Wechselrichter oder Ladestationen) aufzubauen
- Die Geräte kontinuierlich auszulesen
- Die Daten aufzubereiten (Normierung, Mittelwertbildung)
- Die Daten über MQTT an einen Broker zu senden
- Daten über MQTT zu empfangen und Geräte zu steuern (PID-Regler)
- Einen Fernzugriff für Servicetechniker bereitzustellen

Als Hardware wurde von AAEON das UP²-Board verwendet, dazu ein maßgefertigtes Gehäuse aus Kunststoff.

Der Fokus im Forschungsprojekt war die Implementierung der einzelnen Frameworks, das Zusammenspiel der Frameworks und die Stabilität und Sicherheit des Gateways.

Die Open Source Softwarekomponenten sind gemäß der Lizenzanforderungen auf der Weboberfläche des Gateways benannt und der Code kann bei beegy angefordert werden. Ein Feldtestteilnehmer hat davon Gebrauch gemacht und den Code angefordert.

Integration Devices

Die meisten Gerätehersteller bieten Schnittstellen, um die Daten der Geräte auszulesen bzw. zu steuern. In der Regel wird dazu das Modbus Protokoll verwendet.

In Kura müssen dazu Modbus-Treiber programmiert werden, um die korrekten Daten von den Geräten zu holen, zu schreiben und die Daten aufzubereiten. Konkret wurden für das Forschungsprojekt folgende Treiber entwickelt:

- Fronius Symo Hybrid
- Kostal Plenticore
- Fronius Smart Meter
- Kostal KSEM
- SMA Energy Meter
- SMA Home Manager
- Keba C-Serie
- Keba X-Serie
- Webasto Live
- Kostal Piko
- Kostal IQ
- SMA Sunny Island
- SMA Sunny Boy Storage

Stabilitäts- und Sicherheitsverbesserungen

Über den gesamten Zeitraum des Feldtestes wurde die Stabilität des beegyGateways beobachtet und verbessert.

Zunächst wurde dazu ein error logging implementiert, das schrittweise verfeinert wurde. Typische Schwachstellen während des Beginns des Forschungsprojektes waren Speicherüberläufe oder Netzwerkverluste.

Durch regelmäßige Updates der verwendeten Betriebssysteme und Frameworks konnten zahlreiche Sicherheitslücken geschlossen werden. Besonders erwähnenswert war die log4j-Sicherheitslücke, über die lokale user in der Lage gewesen wären, root-Rechte auf dem Gateway zu erlangen. Ende 2021 wurden daher alle Gateways kurzfristig von den beegy-Endpunkten getrennt und erst nach einem Sicherheitsupdate wieder verbunden.

Kommunikation über den CLS-Kanal des SMGW

Das SMGW bietet einen CLS-Kanal zur Sicheren Kommunikation mit einem externen Marktteilnehmer über das SMGW. Ursprünglich sollte die Kommunikationsmöglichkeit von Anbietern am Markt eingekauft werden. Hier waren aber hohe fünfstellende Beträge erforderlich, so dass beegy entschlossen hatte, dies mit Unterstützung von EnQS GmbH selbst zu entwickeln.

Beegy hat diese Kommunikation bei 2 beegyGateways und zwei SMGWs umgesetzt. Grundsätzlich ist das im Forschungsprojekt mit SMGWs möglich, die in der Wirk-PKI oder in der Test-PKI betrieben werden. Die Wirk-PKI ist für den dauerhaften ordentlichen (und kommerziellen) Betrieb vorgesehen und bedingt einige Sicherheitsvorkehrungen wie z.B. Die sichere Lieferkette oder eine IT-Sicherheitszertifizierung des externen Marktteilnehmers. Da der Server für den externen Marktteilnehmer beegy ausschließlich für das Forschungsprojekt aufgesetzt wurde und beegy die für die Wirk-PKI erforderliche Sicherheitszertifizierung nicht hat, wurden dafür 2 SMGWs aus der Test PKI verwendet. Das Vorgehen, die verwendeten Geräte und die Implementierungen sind identisch zur Wirk-PKI.

Am CLS-Port des SMGW durfte kein Internet vorhanden sein. Da die Geräte aber eine Internetverbindung zum Hersteller erfordern, war hier ein zusätzlicher Proxy erforderlich, der die Internetverbindung am CLS Port blockiert.

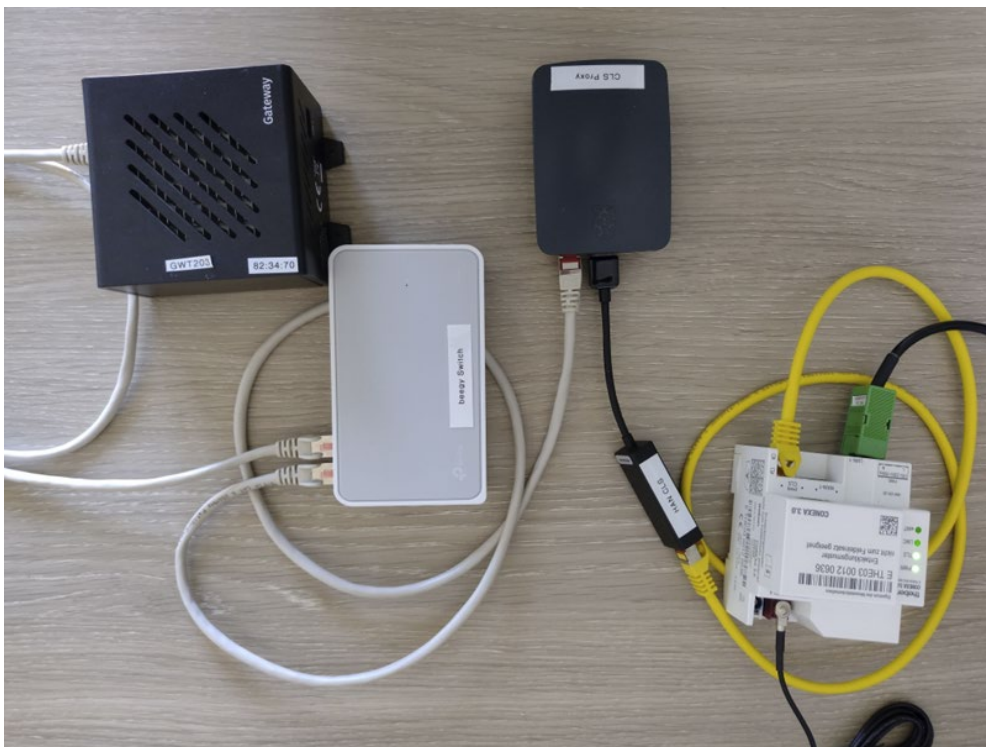


ABBILDUNG 13 - PROTOTYP BEEGYGATEWAY MIT SMGW

Die Kommunikation und Protokollumsetzung wurde vor Ort über einen Raspberry PI mit 2 LAN-Ports umgesetzt und auf der Gegenseite wurde eine Endpunkt-Instanz der EnQS GmbH in Verbindung mit Robotron als Gatewayadministrator genutzt. Lokal musste der Endpunkt im beegyGateway dann nur auf den Raspberry umgestellt werden (siehe Abbildung 13).

Die Entwicklung bzw. Weiterentwicklung von Services für die Feldtestteilnehmer

Übermittlung Daten an den zentralen FZI-Server

Sämtliche Daten aller Feldtestteilnehmer wurden während des gesamten Projektzeitraumes vom beegyBackend über eine neue Push-Schnittstelle an den zentralen SQW-Server des FZI gesendet. Diese Daten dienen den anderen Arbeitspaketen zur Auswertung, insbesondere #EVA, #SUM und #MAFO.

Webportal

Alle Feldtestteilnehmer haben ein Webportal erhalten. Das bereits bestehende Webportal von beegy wurde für das Forschungsprojekt in einigen Punkten erweitert und verbessert:

- Ein separater SQW Mandant gewährleistet separate Datenhaltung und ein Layout im SQW-Design
- Die Darstellung von Wärmepumpen wurde hinzugefügt
- Die SQW-Homepage wurde in das Webportal eingebunden und kann darüber aufgerufen werden
- Für die Feldtestteilnehmer können variable Tarife eingespielt und angezeigt werden
- Das PV-Überschussladen kann über das Webportal gesteuert werden

Variable Tarife

Die Tarife wurden von beegy vom FZI als csv-Dateien übermittelt und von beegy in die Forecast Datenbank eingespielt. Allen Feldtestteilnehmern wurden die Tarife über die kommenden 72h angezeigt. Im Feldversuch wurden das Verhalten auf statische und auf stark volatile Preise untersucht.

Monitoring

Bei allen Feldtestteilnehmern wurde automatisch überwacht, ob die Daten korrekt kommen und ob die Anlagen ordentlich funktionieren. Bei Störungen wurden die Kunden per E-Mail informiert, in den meisten Fällen ließ sich die Störung durch einen Neustart der Komponente beheben.

Haben Kunden die Anweisungen nicht verfolgt oder blieb die Anlage weiterhin gestört, hat der beegy-Service in der Regel über die Stadtwerke Walldorf mit den Kunden Kontakt aufgenommen.

In seltenen Fällen war ein Vor-Ort-Termin zur Störungsbehebung beim Kunden erforderlich.

HERMINE

Die intelligente Ladesteuerung „HERMINE“ ist über eine Kunden-App in der Lage, Fahrzeuge bis zu einem bestimmten Zeitpunkt auf einen bestimmten Ladegrad automatisch und kostenoptimiert zu laden. Dazu dienen der Optimierungsfunktion neben den Kundeneingaben auch PV-Erzeugungsprognosen und Verbrauchsprognosen, die bei beegy erzeugt werden.

HERMINE war zu Projektbeginn im Prototypenstadium und wurde während des Forschungsprojektes weiterentwickelt.

Der HERMINE Master (OCC) verwendet neben die App-Eingaben, die im beegy-CRM landen, auch weitere Stammdaten und historische Werte, um den Ladevorgang zu optimieren (siehe Abbildung 14).

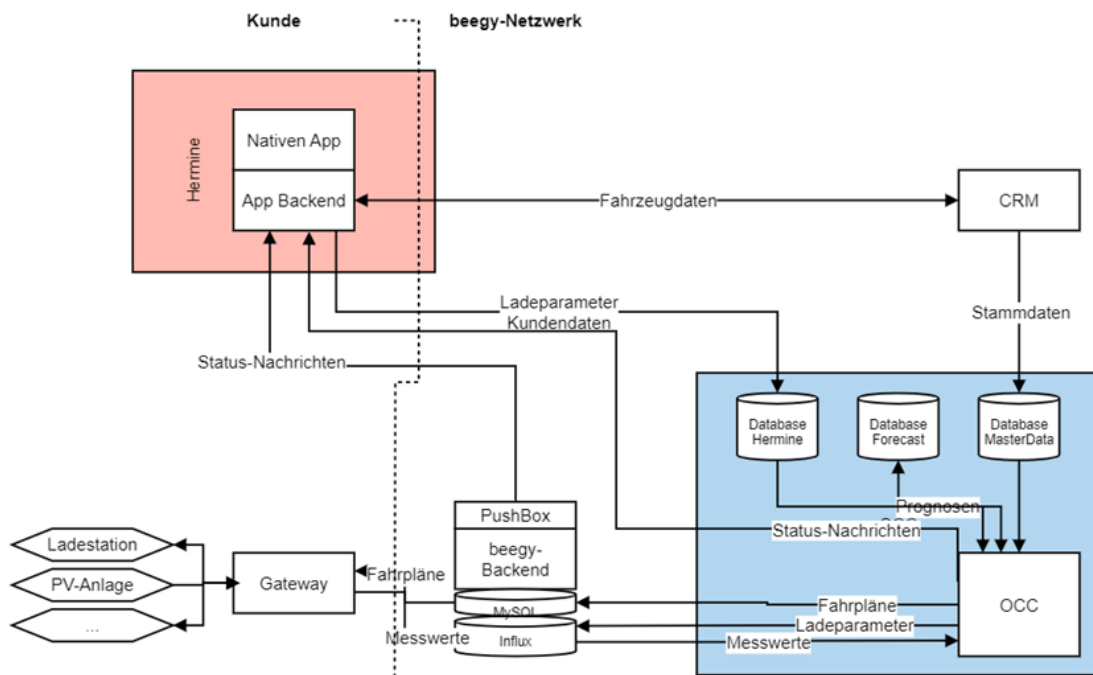


ABBILDUNG 14 - BEEGY ARCHITEKTUR

HERMINE konnte nur von Feldtestteilnehmern verwendet werden, die höchstens eine Ladestation und eine PV-Anlage haben.

PV-Überschussladen

Das PV Überschussladen wurde im Rahmen des Forschungsprojektes entwickelt und an alle Feldtestteilnehmer mit einer steuerbaren Ladestation ausgerollt. Das PV-Überschussladen kann über das Webportal aktiviert werden und lädt dann automatisch den vorhandenen PV-Überschuss in das Fahrzeug, sobald der PV-Überschuss größer als die Mindestladeleistung des Fahrzeugs ist.

Abbildung 15 zeigt das Verhalten einer Ladestation während des PV-Überschussladens:

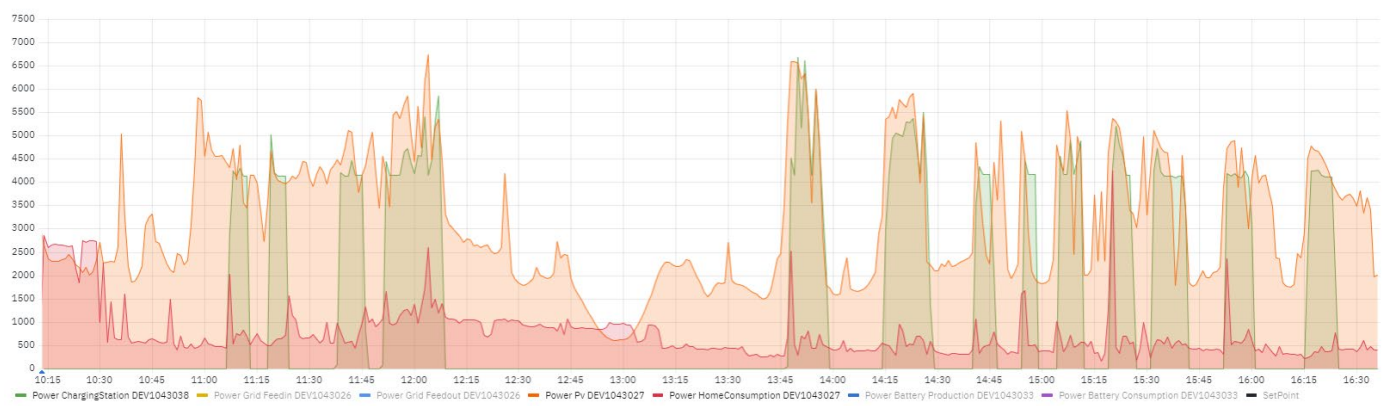


ABBILDUNG 15 - LADEVERHALTEN WÄHREND PV-ÜBERSCHUSSLADENS

Orange dargestellt ist die PV-Produktion, dunkelrot der Hausverbrauch, grün die Ladeleistung der Wallbox. Man erkennt, dass die Wallbox zu laden beginnt, wenn der PV-Überschuss die Mindestladeleistung von ca. 4.1 kW überschreitet. Die Ladeleistung folgt dann dem PV-Überschuss (PV-Erzeugung abzüglich Hausverbrauch) bis die Mindestladeleistung wieder unterschritten wird.

Überlastmanagement

Das Überlastmanagement wurde von beegy im Rahmen des Forschungsprojektes zur Erfüllung des §14a entwickelt. Dabei kann pro beegyGateway ein bestimmter Maximalwert pro Netzanschlusspunkt gesetzt werden. Wird der Wert erreicht oder überschritten, werden die angeschlossenen Ladestation umgehend so weit reduziert, dass die Maximallast am Netzanschlusspunkt eingehalten wird. Die Ladestationen werden erst wieder auf die ursprüngliche Leistung geregelt, wenn dadurch die Maximallast nicht wieder überschritten wird.

Zur Nachstellung von Netzengpässen wurden im Feldtest kurze Phasen mit kostenlosen Tarifen angeboten, welche die meisten Kunden erwartungsgemäß zum Laden der E-Fahrzeuge genutzt haben. Während der zweiten Phase wurde eine Netzregulierung nach §14a nachgestellt. In den beegyGateways wurde die maximale Last am Netzanschlusspunkt auf 5kW gesetzt. Beim Erreichen oder Überschreiten dieser Lastgrenze wurden die Ladestation so herabgeregelt, dass die Lastgrenze nicht überschritten wurde. In den meisten Fällen blieb die Ladestation komplett abgeregelt, bis der Grenzwert wieder durch beegy heraufgesetzt wurde.

Einrichtung der Anlagen

Installationsvorgaben

Nach einer Bestandsaufnahme der Anlagen der Feldtestteilnehmer durch die Stadtwerke Walldorf wurden durch beegy Installationsvorgaben erarbeitet, um alle erforderlichen Daten korrekt bei den Kunden erfassen zu können. Dabei wurde festgelegt, welche Geräte an welchen Stellen verbaut und verbunden werden müssen.

Bereitstellung von Gateways und Messequipment

Die erforderlichen Messgeräte und ComKits (s.o.) wurden den Stadtwerken Walldorf von beegy zur Installation bei den Feldtestteilnehmern überlassen. Die Installationen vor Ort wurden dann durch die Stadtwerke Walldorf durchgeführt.

Konfiguration der Anlagen in den zentralen beegy-Systemen

Alle Anlagen der Feldtestteilnehmer mussten in den zentralen beegy Systemen korrekt angelegt und konfiguriert werden, damit die Daten korrekt angenommen und zugeordnet werden

Arbeitspaket #FK – Feldtestkoordination

Akquise der Pilotkunden

Am praktischen Pilottest sollten 30 Pilothaushalte in Walldorf beteiligt werden, davon zehn Haushalte mit Ladepunkten für e-Autos. Über verschiedene Kommunikationskanäle wurde durch die SWW in mehreren Wellen für die Teilnahme am Projekt geworben (Erst-Akquise). Daraufhin hatten sich 64 Haushalte beworben. Nach Prüfung der vorhandenen energietechnischen Komponenten durch beegy erhielten 33 Haushalte eine Zusage, mit der Bitte, die erforderliche Teilnahmevereinbarung zu unterschreiben. 30 Haushalte hatten diese Unterschrift bis Ende Januar 2022 geleistet.

Die 30 Pilotkunden wurden anschließend durch SWW kontaktiert, um Vor-Ort-Termin zu Installation der erforderlichen Mess- und Steuertechnik zu vereinbaren. Leider hat ein Kunde anschließend die Installation und damit seine Teilnahme am Projekt nachträglich abgesagt. Bei 3 weiteren Kunden wurde bei Vor-Ort-Terminen festgestellt, dass die Installation der Mess- und Steuertechnik nicht oder nur mit erheblichem Zusatzaufwand möglich ist. Daher mussten diesen drei Kunden seitens des Projektes abgesagt werden. Daraufhin wurden durch die SWW in einer weiteren Akquise-Runde vier weitere Pilothaushalte nachträglich akquiriert (Nach-Akquise).

Die Akquise der Pilotkunden wurde endgültig am 4.5.2022 abgeschlossen - mit 30 unterschriebenen und technisch qualifizierten Pilothaushalten in Walldorf.

Im weiteren Projektverlauf sind 2 Pilotkunden ausgeschieden. Der eine Kunde ist im August 2022 von sich aus zurückgetreten. Bei dem zweiten Kunden wurde die Installation nach einer vor-Ort-Begehung im Oktober 2022 abgesagt. Aufgrund der fortgeschrittenen Projekt-Zeit wurde beschlossen, keine weiteren Pilotkunden als Ersatz zu suchen.

Das Projekt wurde daher mit 28 Pilotkunden durchgeführt. Die Zahl der installierten und aktiven Pilotkunden blieb im weiteren Projektverlauf unverändert bei 28.

- Von diesen 28 Pilothaushalten verfügten 22 über eine Wallbox zum Beladen eines e-Autos zuhause.
- Bei weiteren vier Pilotkunden war die Installation einer neuen Wallbox geplant - aber nicht realisiert.

Abbildung 16 gibt einen Überblick zu den installierten Energiekomponenten sowie den wesentlichen Energie-Erzeugungs- und Verbrauchswerten der 28 Pilotkunden.

Vorhandene Energie-Komponenten in Pilothaushalten – speziell Lademöglichkeiten für e-Autos

Eingebundene Komponenten in den 28 Pilothaushalten

• PV-Anlage	28	mit zusammen 253 kWp
• Batteriespeicher	19	mit zusammen 132 kWh
• Wärmepumpe	14	
• Wallbox in Betrieb	22	
• davon steuerbar	14	(12 Keba P30c/x-serie/ 2 Webasto Live)

Energiebilanz 2022 der 28 Pilothaushalte

• Energieerzeugung	279 MWh
• Einspeisung	129 MWh
• Netzbezug	149 MWh
• Energieverbrauch	299 MWh
• Haushalt	215 MWh
• EV-Laden	45 MWh
• Wärmepumpe	39 MWh
• Eigenverbrauchs-Quote:	54%
• Autarkie:	50%

ABBILDUNG 16 - VORHANDENE ENERGIEKOMPONENTEN DER PILOTHAUSHALTE

Nach Prüfung der technischen Voraussetzungen durch beegy erfüllten 8 von insgesamt 22 Haushalten mit einer Wallbox die Voraussetzungen, um die Lade App HERMINE zu nutzen:

- Steuerbare Wallbox (Keba P30 c- oder x-serie oder Webasto Live oder Next)
- Ein 3-phasig ladendes Elektroauto
- Nur einen Wechselrichter

Installation der Mess- und Steuertechnik von beegy

Zur Teilnahme am Forschungsprojekt musste bei den Pilotkunden Mess- und Steuertechnik von beegy installiert sein, in Form des beegy Gateways sowie fallweise zusätzlicher Unterzähler (sog. TQ-Meter).

Bei 14 Teilnehmern war die erforderliche Messtechnik bereits zusammen mit der PV-Anlage installiert. Bei 14 Teilnehmern musste sie neu installiert werden.

Die erforderliche Anzahl an beegy Gateways und Unterzähler wurde durch beegy beschafft und den SWW für die Installation bereitgestellt.

Die Installation wurde durch die SWW Tochterfirma DHV e-net durchgeführt. Vor dem jeweiligen Installationstermin mussten Gateway-ID und weitere Konfigurationsdaten abgestimmt werden. Der Fortgang der Installation wurde in regelmäßigen Jour fixe Terminen inhaltlich und terminlich koordiniert.

Nach Installation der Messtechnik wurden die Anlagen der Pilotkunden in das technische Monitoring bei beegy aufgenommen.

Bei mehreren Kunden waren nach der Erst-Installation Folgetermine nötig, da die Energiedaten dieser Anlagen unvollständig oder fehlerhaft erzeugt bzw. dargestellt wurden. Probleme traten insbesondere bei Bestandsanlagen auf, mit Komponenten, die ursprünglich nicht von den SWW angeboten und installierten worden waren. Von Januar bis August 2022 waren bei 6 Kunden nochmals ein oder mehrere nachträgliche Vor-Ort Einsätze durch SWW erforderlich. Außerdem wurde in mehreren Fällen die Konfiguration im Backend durch beegy aus der Ferne angepasst.

Im Anschluss arbeitete die Messtechnik stabil. Lediglich bei einem Kunden waren aufgrund einer instabilen PLC-Verbindung und später aufgrund der Erweiterung der bestehenden PV-Anlage weitere Anpassungen der Messtechnik bzw. der Konfiguration erforderlich

Beschaffung und Installation Smart Meter Gateway (SMGW)

Die Beschaffung der SMGWs hatte sich aufgrund von Lieferengpässen sehr verzögert. Der zunächst ausgewählte Lieferant EMH war aufgrund der globalen Chip-Krise in 2022 nicht lieferfähig. Daher hatten sich die SWW in Q4 2022 entschlossen, die SMGWs alternativ bei dem Hersteller Theben zu beschaffen. Die Bestellung erfolgte im Dezember 2023. Im Januar erfolgten weiter elektronische Bestellschritte.

Am 30.03.2023 konnten die SWW melden, dass die SMGWs tatsächlich eingetroffen sind. Anschließend erfolgten Integrations-Tests bei SWW und bei beegy. Die Integrationstests bei beegy zeigten, dass die gelieferten SMGWs nicht ohne erheblichen zusätzlichen Aufwand mit der installierten Messtechnik von beegy integriert werden konnten.

Um die CLS-Kommunikation zwischen beegy Gateway und SMGW praktisch zu realisieren und live zu testen wurde daher beschlossen, bei zwei ausgewählten Pilotkunden eine Implementierung mit SMGWs eines anderen Herstellers (und mit einem anderen Set-Up/Konfiguration, Stichwort „Test-PKI“) zu realisieren.

Bei den übrigen 26 Pilotkunden wurden von Juni – Juli 2023 die SMGWs installiert. Die Konfiguration in der Wirk-PKI erfolgte durch SWW und den Metering Dienstleister co.met. Die physische Installation dieser SMGWs wurde Ende Juli 2023 abgeschlossen

Anlage der Feldtestteilnehmer in den beegy System und Anlage der Services

Im Zuge der Installation der Messtechnik wurden zusätzliche Daten zu den vorhandenen Energie-Komponenten sowie weitere energiewirtschaftliche Parameter der Pilothaushalte erfasst. Die energiewirtschaftlichen Daten wurden zentral durch SWW geliefert. Die Komponenten-bezogenen Daten kamen von dem installierenden Mitarbeiter der DHV e-net.

Auf Basis dieser Daten wurden alle Pilothaushalte nach Abschluss der Installation für den Zugang auf das SQW-spezifische Webportal durch beegy provisioniert. Dies erfolgt im CRM-Mandanten, der für das Projekt SQW angelegt wurde.

Kunden mit einer steuerbaren Wallbox, nur einem Wechselrichter und einem E-Auto, dass 3-phasig laden kann, erhielten zusätzlich die Lade-App HERMINE. 9 Pilothaushalte erfüllten diese Voraussetzungen. Die Bereitstellung der HERMINE App erfolgte im April 2022 bei 8 dieser Kunden. Ein weiterer Kunde wurden Ende August 2022 für HERMINE freigeschaltet. Nach dem Ausscheiden eines Teilnehmers blieben 8 HERMINE-Nutzer im Projekt.

Im April 2023 wurde das Überschussladen als weiterer Lade-Service durch beegy bereitgestellt.

Das von beegy im Rahmen des Projektes bereitgestellte Serviceangebot ist je nach Pilotkunde unterschiedliche ausgestaltet, abhängig von zwei Faktoren:

- Lieferant der PV-Anlage und Vertragssituation mit den SWW
- Ausstattung des Kunden im Bereich e-Mobilität

In Bild 2 sind die unterschiedlichen Service-Konstellationen dargestellt: Verfügbare Services und Anzahl der betreffenden Kunden (in rot).

Im Projekt SQW haben wir bis zu 3 digitale Services angeboten – je nach Kundengruppe

Verfügbare Services im Projekt SQW – je nach Kundengruppe

		mit steuerbarer Ladesäule und e-Auto, 3-phasig ladend, nur 1 Ladesäule nur 1 Wechselrichter	mit steuerbarer Ladesäule und e-Auto, 1 od. 2-phasig, od. > 1 Ladesäule od. >1 Wechselrichter	ohne eine steuerbare Ladesäule oder ohne e-Auto
Gruppe 1	14 Kunden mit Anlagen der SWW/beegy und Care-Vertrag	7 Webportal, HERMINE, Überschussladen	3 Webportal, Überschussladen	4 Webportal
Gruppe 2	2 Kunden mit Anlagen der SWW/beegy - ohne Care-Vertrag	1 Webportal, HERMINE, Überschussladen		1 Webportal
Gruppe 3	12 Kunden mit Dritt-Anbieter-Anlagen - ohne Care-Vertrag		3 Webportal, Überschussladen	9 Webportal

ABBILDUNG 17 - DIFFERENZIIERTES SERVICE-ANGEBOT JE NACH KUNDENTYP UND LADEINFRASTRUKTUR

Änderung/Weiterentwicklung der Funktionalitäten

Im Webportal wurden Anfang Februar 2022 eine neue Version durch beegy ausgerollt, zur vereinfachten Nutzung, erweiterten Information und Darstellung weiterer Energiekomponenten:

- Neue Menüführung
- Einfügen von Infobuttons
- Darstellung mehrerer E-Autos
- Integration einer Wärmepumpe
- Ertragsprognose (PV-Erzeugung)

Zur Durchführung der praktischen Experimente wurden 2022 Preisprognosen über das Webportal den SQW-Nutzern von beegy zur Verfügung gestellt.

Im Januar 2023 integrierte beegy die Anzeige der flexiblen Tarife für das Experiment „Variable Tarife“ im Webportal.

Bei der Lade App HERMINE wurde eine neue Version der HERMINE eingesetzt. Diese neue Version wurde von beegy entwickelt und stand seit dem 25.3.2022 im App/ Google Store zum Download zur Verfügung

Im weiteren Verlauf des Projektes SQW wurde bei der Lade App HERMINE die Kundenschnittstelle (das sog. User Interface) von beegy überarbeitet, mit dem Ziel einer vereinfachten Handhabung. Zudem wurde die Visualisierung der Ladedaten sowie der erreichten Einsparungen verbessert.

Leider wurde die Lade-App Hermine von Woche zu Woche von weniger Kunden genutzt (Abbildung 18). Über einen Zeitraum von 76 Wochen haben von 8 qualifizierten Kunden nur durchschnittlich 1,5 Kunden pro Woche die HERMINE genutzt.

Die Lade-App HERMINE wurde nur von wenigen Pilotkunden genutzt

- 9 Pilotkunden für HERMINE freigeschaltet, davon hat Einer das Projekt im Aug. 2022 verlassen
- Abnehmende Nutzungs-Häufigkeit → Durchschnittlich nur 1,5 HERMINE-Nutzer pro Woche

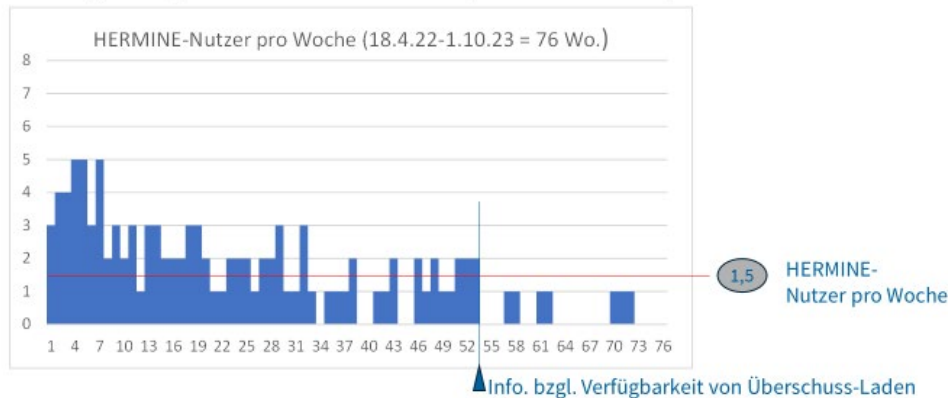


ABBILDUNG 18 - NUTZUNG DER LADE-APP HERMINE IM ZEITVERLAUF

Die HERMINE Nutzer hatten den Wunsch nach „reinem“ PV-Überschussladen geäußert. Diese Entwicklung wurde von beegy im Rahmen von #Inst vorangetrieben.

Unter der Bezeichnung „Sonnenstromladen“ hat beegy diese neue Funktion ab dem 6. April 2023 schrittweise für 14 Pilotkunden aktiviert: alle HERMINE Nutzer sowie zusätzlich 6 weitere Pilotkunden (siehe Abbildung 19). Das Überschussladen wurde parallel zur Ladeapp HERMINE angeboten.

Verfügbarkeit der Lademodi im Webportal

HERMINE ist geeignet für

- Integrierte Ladestationen (aktuell: KEBA, Webasto Live)
- 3-phasiges e-Auto
- 1 Wechselrichter, 1 Ladestation, 0-1 Batterie



8 potentielle
Nutzer im
Projekt SQW

Sonnenstrom Laden ist geeignet für

- Integrierte Ladestationen (aktuell: KEBA, Webasto Live)
- 1-, 2- und 3-phasige Autos
- 1 oder >1 Wechselrichter
- 1 oder >1 Ladestationen
- 0, 1 oder >1 Batterien



8 + 6 = 14
potent. Nutzer
im Projekt SQW

ABBILDUNG 19 - VERFÜGBARKEIT DER LADE-SERVICES JE NACH TECHNISCHER AUSSTATTUNG

Bei einigen Kunden war zusätzlich ein Software-Update der Ladestation erforderlich. Dieses Update wurde durch beegy durchgeführt.

Die 14 Kunden wurden am 11.4.2023 über das neue Feature informiert und konnten seitdem das Sonnenstrom-Laden nutzen.

Die Nutzung des Überschussladens war erfreulich hoch (siehe Abbildung 20). Fast alle Kunden haben das Überschussladen mindestens einmal angeschaltet. Interessant ist, dass Kunden das Feature unterschiedlich oft an- und ausschalten.



ABBILDUNG 20 - NUTZUNG DES ÜBERSCHUSSLADENS

Betreuung der Feldtestteilnehmer über den gesamten Zeitraum

Die korrekte Funktion der Energiesysteme und der Datenfluss wurde durch beegy bei allen Feldtestteilnehmern über ein technisches Monitoring überwacht. Bei Störungen wurden die Kunden durch beegy informiert und geeignete Maßnahmen zur Fehlerbehebung eingeleitet.

Am 31.03.2022 wurde eine Online-Informations-Veranstaltung für alle Pilotkunden von beegy und den SWW durchgeführt, mit Fokus auf drei Themen: Webportal, EV-Lade App HERMINE sowie Anzeige der variablen Preise. Den Kunden wurde die Handhabung und der Nutzen der beiden Services erklärt: Download der HERMINE App, erstmalige Anmeldung und individuelle Konfiguration sowie die optimale Nutzung der App (Nutzer-Eingaben, Flexibilität/ Hebel zur Maximierung des Effekts, Überwachung des Ladevorgangs und der erreichten Einsparungen).

Des Weiteren fanden 2022 zwei Gruppendiskussionen mit Teilnehmern statt, in denen auch aktuelle Themen, Fragen und Anregungen diskutiert und soweit erforderlich, anschließend weiterbearbeitet wurden.

In 2023 wurden die Kunden über Neuigkeiten, bspw. die Durchführung verschiedener Experimente sowie über deren Ergebnisse durch Blog-Beiträge auf der Projekt-Webseite informiert. Zusätzlich erfolgte eine Befragung der Teilnehmer nach dem Experiment zur Lastbegrenzung. Darüber hinaus gab es persönliche Kommunikation über Telefon oder per Email zwischen SWW und einzelnen Pilotkunden bei ad-hoc Themen und kunden-/objektspezifischen Fragen sowie bei technischen Problemen mit beegy.

Im April 2023 wurde im Zuge der Bereitstellung des neuen Services „Sonnenstrom-Laden“ den qualifizierten Kunden die Nutzung dieser neuen Anwendung und deren Vorteile per E-Mail schriftlich erläutert.

Nach zwei weiteren Gruppendiskussionen und einer quantitativen Befragung (siehe #MAFO) fand im Oktober 2023 ein Kundenveranstaltung zum Ende des Feldtests statt, zu der alle Pilotkunden eingeladen waren. Es wurden die wesentlichen Projektergebnisse präsentiert und diskutiert sowie ein Ausblick auf die weiteren Schritte gegeben.

Beendigung der Services (Service-Migration) bei Projektende

Im Rahmen des Projektes wurden die o.g. Services den Pilothaushalten kostenlos zur Verfügung gestellt. Mit Ende des Projektes ändert sich das Serviceangebot. Die Umstellung erfolgte durch beegy.

Auch das künftige Service-Angebot unterscheidet sich je nach Kunden-Konstellation. Abbildung 21 stellt die verfügbaren Services in Abhängigkeit von Kundentyp und verfügbarere Ladeinfrastruktur dar – während und nach dem Projekt.

1. Webportal: Das Webportal wird künftig wieder als Teil des Care-Servicevertrags bereitgestellt und kommerziell abgerechnet. Kunden ohne Care-Vertrag haben keinen Zugriff mehr auf das Webportal. Die projektspezifische Funktion „Strompreisprognose“ sowie die Einbettung der SQW-Homepage wurden deaktiviert.
2. Lade App HERMINE: Die Lade App HERMINE wird durch den Service „Sonnenstrom Laden“ abgelöst. Der HERMINE Zugang wird für die 8 Testkunden im Projekt SQW deaktiviert.
3. Sonnenstrom-Laden: Die kostenlose Nutzung des Services läuft mit dem Projekt aus, spätestens am 31.12.2023. Das Sonnenstrom Laden wird künftig als kommerzieller Service durch die SWW angeboten.

Kunden, die einen Care-Vertrag und damit das Webportal besitzen, können das Sonnenstrom-Laden als kommerziellen Service hinzu buchen und anschließend weiter nutzen.

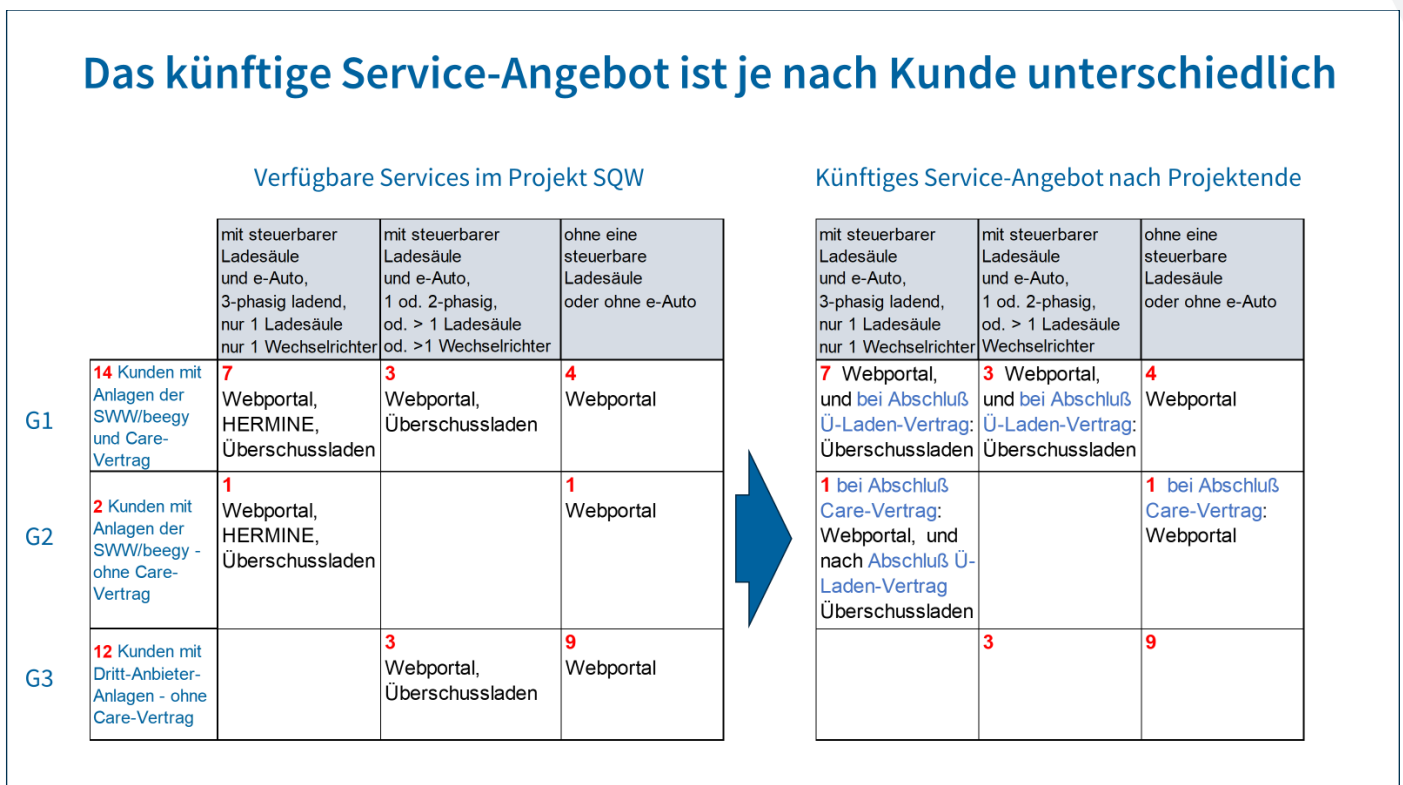


ABBILDUNG 21 - SERVICE-MIGRATION NACH PROJEKTENDE

Arbeitspaket #MaFo - Marktforschung

Forschungsansätze

Als Forschungsansatz wurde eine Kombination aus qualitativen und quantitativen Untersuchungen gewählt. Der *qualitative Ansatz* diente insbesondere dazu, Einblicke in das Erleben, die Emotionen sowie die Erfahrungen der Pilot Haushalte während der Feldphase zu erlangen. Der *quantitative Ansatz* hingegen wurde eingesetzt, um die erlangten Erkenntnisse aus den Gruppendiskussionen mit einer größeren, deutschlandweiten Zielgruppe zu verproben und damit repräsentativere Ergebnisse zu erlangen. Das Marktforschungsinstitut forsa unterstützte bei der Durchführung der qualitativen und quantitativen Untersuchungen, um eine hohe Objektivität sowie Qualität der Ergebnisse zu gewährleisten. Neben den von forsa durchgeführten Untersuchungen wurden während des Feldtestes zwei weitere *Kurz-Befragungen*, Online-Befragung „Personas“ und „Tagespreise“, direkt mit den Pilot Haushalten durchgeführt, um kurzfristiges Feedback zu ausgewählten Themen zu erhalten.

Die qualitativen Untersuchungen in Form von Gruppendiskussionen wurden zu drei Zeitpunkten im Verlauf des Forschungsprojektes mit den Feldtestteilnehmern durchgeführt: Vor Beginn, zur Mitte und zum Ende des Feldtestes. Jeder Zeitpunkt umfasste jeweils zwei Gruppendiskussionen mit den gleichen Themeninhalten jedoch mit unterschiedlichen Teilnehmenden. Insgesamt resultierten daraus sechs einzelne Gruppendiskussionen. Die teilnehmenden Personen zeichnete sich dadurch aus, dass alle zur Gruppe der Pilot Haushalte gehörten und damit im Besitz einer Photovoltaikanlage waren. Teilweise besaßen sie zusätzlich eine Wärmepumpe, einen Batteriespeicher und/oder eine Wallbox. Die Ausnahme bildet die erste Gruppendiskussion, welche ebenfalls Interessenten beinhaltete, die später nicht Teil der Pilot Haushalte wurden. Die Themen für die Diskussionsrunden wurden vorab unter den Projektpartnern abgestimmt und daraus halbstrukturierte Fragebögen erstellt.

Zu Beginn der Feldtestphase wurden am 27.01.2021 mit sechs Teilnehmenden und am 23.01.2021 mit acht Teilnehmenden die ersten beiden Diskussionen in einem Online-Format durchgeführt. Zu den Inhalten gehörten Motivationen, Erwartungen, Wünsche, Anforderungen und Anliegen rund um die Themen Projektbeteiligung, Energieerzeugung, Elektromobilität, Optimierung und Fernsteuerung sowie digitale Dienste. Wichtig zu erwähnen ist, dass die Diskussionsrunde vor dem Start der eigentlich Feldphase stattfand und somit Personen geladen waren, die später keine Pilotkunden wurden, da die energetische Ausstattung für das Projekt nicht geeignet war.

Die beiden weiteren Gruppendiskussionen wurden in etwa der Mitte des Feldtestes, am 17.05.2022 und am 19.05.2022, gewählt. An der Online-Veranstaltung nahmen jeweils 6 beziehungsweise acht Personen teil. Nach einem Jahr Teilnahme am Forschungsprojekt wurde darin zum einen eine Zwischenbilanz gezogen und Wahrnehmung und Einschätzung zum Projekt gegeben, zum anderen das Webportal sowie die Hermine-App bewertet und das Konstrukt der variablen Tarife diskutiert.

Die letzten beiden Gruppendiskussionen fanden gegen Ende des Feldtestes am 20.09.2023 und 21.09.2023 mit jeweils sechs und sieben Teilnehmenden in Walldorf bei den Stadtwerken vor Ort statt. Die Themenschwerpunkte umfassten die Wahrnehmung und Einschätzung der Energiewende, Akzeptanz und Wahrnehmung der Fernsteuerung, Diskussion der Funktion „Überschussladen“, Akzeptanz und Wahrnehmung zu dynamischen Tarifen und abschließend ein Fazit zu drei Jahren „SynergieQuartier Walldorf“.

Die quantitative Untersuchung in Form eines standardisierten Fragebogens über den Online-Panel forsa.omninet von forsa richtete sich an 1000 Hausbesitzer aus ganz Deutschland. Die Grundgesamtheit umfasste dabei Hausbesitzer ab 30 Jahre, welche selbst in dieser Immobilie wohnhaft sind. Ein zusätzliches Kriterium war, dass sich die Teilnehmenden für Energiethemen und oder dezentrale Energiesysteme interessieren. Der Erhebungszeitraum erstreckte sich vom 8. bis 15. September 2023.

Die erste mit den Pilothaushalten durchgeführte Online-Befragung „Personas“ wurde insgesamt an alle zu dem Zeitpunkt 26 Pilothaushalte durch einen anonymen Link per E-Mail verschickt und zwischen den Gruppendiskussionen zu Beginn und Mitte des Feldtestes durchgeführt. Inhaltlich wurden Mediennutzung, Einstellung gegenüber der dezentralen Energieerzeugung sowie Energiemanagement abgefragt. Die Befragung fand zwischen dem 02.12.2021 und 04.01.2022 statt. Die Ergebnisse wurden zur Ableitung von Personas entwickelt. Die zweite Online-Befragung „Tagespreise“ wurde ebenfalls an alle zu dem Zeitpunkt 28 Pilothaushalte mit einem anonymen Link im Juli 2022 geschickt.

Ergebnisse der qualitativen Untersuchung

Gruppendiskussion von Beginn Feldtest

Projekt

Die Teilnehmenden an der Gruppendiskussion äußerten als Gründe zur Teilnahme am Forschungsprojekt neben der Unterstützung der Forschung, die Suche nach Möglichkeiten zur Senkung der Energiekosten, mehr Transparenz über die eigenen Energieverbräuche mit Hilfe von smarten Steuerungen und Energiemanagementsystemen. Außerdem diente als Anreiz die Möglichkeit zur Nutzung von kostenfreien Apps im Rahmen des Feldtestes. Einige Personen äußerten außerdem die Neugierde am Thema und den Technologien. Zusammengefasst lässt sich daraus schließen, dass die Teilnehmenden bestrebt sind, ihren Energieverbrauch sowie -erzeugung so effizient und für sie wirtschaftlich wie möglich zu nutzen. Aus diesem Grund hoffen sie in diesem Projekt auf den Einsatz neuer entsprechender Energiemanagement-Lösungen.

Stromerzeugung und Einsatz von Wärmepumpen

Die Gründe, warum sich die teilnehmenden Personen für eine eigene Stromerzeugung entschlossen, waren hauptsächlich, den hohen Stromkosten entgegenzuwirken. Durch die intelligente Steuerung des Eigenverbrauchs, verursacht durch Wärmepumpe und oder Elektroauto, mit der Stromerzeugung möchte man den Eigenverbrauch optimieren. Außerdem möchten die Personen freies Kapital sinnvoll nutzen und Förderungen durch die Stadtwerke Walldorf nutzen. Neben den wirtschaftlichen Gründen wurde auch der Wunsch nach einer umweltfreundlichen Energieerzeugung genannt.

Da einige der Teilnehmenden angaben, in Passivhäusern zu leben, und die Wärmepumpe in diesen Fällen eine bevorzugte Wärmelösung in Kombination mit einer Photovoltaikanlage ist, war dies ein häufiger Grund die Anschaffung der beiden Komponenten. Weiterer Grund für die Anschaffung einer Wärmepumpe war die Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Gas oder Öl und die damit verbundene Umweltfreundlichkeit.

Mobilität und Elektromobilität

Nur ein Teil der Gruppenteilnehmer hatte bereits konkrete Erfahrungen mit E-Autos, der sich jedoch dem gegenüber positiv äußerte. Das E-Auto wird meist auf eher kurzen Strecken eingesetzt, sodass die Ladung primär zu Hause stattfindet. Teilweise stehen Wallboxen hierfür zur Verfügung, aufgrund der höheren Kosten sind sie jedoch selten steuerbar. Insgesamt werden Strecken mit dem E-Auto mehr vorausgeplant als Fahrten mit dem Verbrenner. Barrieren der Elektromobilität sind Bedenken hinsichtlich der Reichweite, Infrastruktur sowie die hohen Anschaffungskosten.

Optimierung und Fernsteuerung

Eine intelligente Lösung zur Steuerung von Stromerzeugung und Verbrauch mit Möglichkeit zur Kostensenkung wurde von den Teilnehmenden begrüßt. Jedoch fühlten sich einige bei der Suche nach Lösungen überfordert und allein gelassen. Die Fernsteuerung durch den Netzbetreiber, welche sich der Herausforderung für die Optimierung der Netzkapazitäten bei zunehmendem Verbrauch stellen müssen, wurde erkannt. Dementsprechend war die Bereitschaft zur Fernsteuerung hoch, solange diese nicht zu Lasten der eigenen Bedürfnisse geht. Gleichzeitig wird ein monetärer Vorteil erwartet, da der Netzbetreiber von der Fernsteuerung profitiert. Die Verschiebung der

Ladezeiten wurde unkritisch bewertet, solange keine Komforteinbußen zu tragen kämen. Manche äußerten die Sorge, dass die Abregelung des Ladevorgangs durch den Netzbetreiber die Batterie schädigen könnte. Das permanente Anschließen des Elektrofahrzeuges an die Ladesäule für die Fernsteuerung wäre für diese Teilnehmer kein Problem. Gleichzeitig wird für diesen Fall jedoch eine kostenlose App zur Optimierung des Ladevorgangs gefordert, sodass der Ladevorgang automatisiert oder mit Vorschlagsfunktionen gesteuert werden kann.

Digitale Services

Monitoring-Apps sollten kostenfrei und auf allen Endgeräten nutzbar sein. Ideal wäre eine digitale Lösung, worin sich alle großen Verbraucher wie Ladesäule, Photovoltaikanlage und Wärmepumpe integrieren lassen. Insbesondere im Rahmen einer Fernsteuerung ist die Transparenz dessen, was gesteuert wird, von großer Bedeutung, insbesondere im Hinblick auf die Abrechnung.

Gruppendiskussion Mitte Feldtest

Projekt

Insgesamt war die Rückmeldung zum Projekt sehr unterschiedlich. Zwar konnten alle für das Projekt notwendigen Komponenten installiert werden, jedoch fehlte an der ein oder anderen Stelle proaktive Kommunikation bei Verzögerungen oder Schwierigkeiten. Außerdem wurde mehr Transparenz über das Forschungsvorhaben und dem Stand des Projektes gewünscht. Da es sich bei den Pilothaushalten um überdurchschnittlich Interessierte hielt, ist der Informationsbedarf entsprechend stark ausgeprägt.

Webportal

Das Webportal wurde grundsätzlich positiv bewertet und schien die Bedürfnisse zu erfüllen. Insbesondere die Übersicht über die Verbräuche und Erzeugung sowie die Kontrolle der verschiedenen Geräte wurde intensiv genutzt. Kritisch bemängelt wurde jedoch die Ungenauigkeiten der Daten aufgrund häufiger Ausfälle, was die Aussagekraft beeinträchtigen würde. Hinzu kam die Aussage, dass es vergleichbare System gäbe, weshalb der Nutzen der Anwendung einen geringeren Mehrwert habe. Als besonders interessant wurde die Kostenbilanz und der Jahresreport mit der Aufschlüsselung der monatlichen Energieflüssen bewertet.

Variable Tarife

Das Konzept der variablen Tarife fanden die Teilnehmenden prinzipiell interessant. Die Erklärung im Webportal sei allerdings schwer verständlich, so dass die Möglichkeit einer Gutschrift bisher nicht genutzt wurde. Weiterhin waren sich die Teilnehmenden einig, dass bei einem hohem Autarkiegrad der variable Tarif aufgrund der hohen Korrelation mit der PV-Produktion eher unattraktiv sei. In Wintermonaten oder an trüben Tagen könne es vorteilhafter sein, hier wurde zusätzlich vereinzelt der Wunsch nach Börsenpreisen geäußert, um stärker partizipieren zu können. In der Diskussion um 15 Minuten Intervalle oder Tagesttarife wirkten Tagesttarife alltagstauglicher. Generell sei eine Automatisierung durch das Gateway notwendig, um einen solchen Tarif nutzen zu können. Als auch relevant wurden Preisgrenzen erachtet, um das Risiko zu begrenzen zu können.

Hermine-App

Zum aktuellen Zeitpunkt konnten nur 5 Teilnehmende die Hermine App nutzen. Die Handhabung bietet Optimierungspotential: Insbesondere das manuelle Starten inklusive Eingabe des Batteriestatus erscheint umständlich und wird daher im Sinne der Aufwandsbegrenzung auch nicht immer korrekt ausgeführt. Hermine sollte smarter sein und diese Angaben direkt auslesen können. Die Optimierung an sich wird als suboptimal empfunden, sei es durch permanente Anpassungen an kurzfristige Wetteränderungen oder aufgrund der Ladeleistung. Wünschenswert wären mehr manuelle Einstellungsmöglichkeiten, um den langen Reaktions- und Anpassungszeiten entgegenwirken zu können. Teilnehmer ohne Hermine optimierten im Sinne des Überschussladens. Diverse andere Systeme (Hardy Barth, Keba, Auto-App) würden die Optimierung unterstützen.

Gruppendiskussion Ende Feldtest

Energiewende und Energiekosten

Die Teilnehmenden des Forschungsprojektes waren überdurchschnittlich energetisch ausgestattet, so dass die gestiegenen Energiekosten im Jahr 2022 und 2023 gut bewältigt werden konnten. Insbesondere die Kombination aus Photovoltaikanlage, Batteriespeicher und Wärmepumpe hatte sich als vorteilhaft erwiesen. Auch Haushalte mit Gasheizung konnten ihren Verbrauch aufgrund der günstigen Wetterbedingungen sowie durch Verhaltensänderungen wie Absenken der Raumtemperatur senken. Die Teilnehmenden sahen ihr eigenes Potenzial im Bereich der Energiewende als weitgehend ausgeschöpft, da bereits große Investitionen getätigt wurden. Besitzer von Gasheizungen beschäftigen sich mit dem Austausch ihrer Heizung, verhalten sich aber abwartend bis mehr Entscheidungssicherheit besteht. Zukunftsthemen sind die Weiterentwicklung von Solar-, Wärme-, und Ladekonzepten. Insbesondere das bidirektionale Laden weckte großes Interesse. Generell stellte sich die Frage, ob Dezentralisierung der Zukunftsweg sein oder ob nicht mehr Richtung Gemeinschaftslösungen gedacht werden müsse.

Fernsteuerung

Der Fernsteuerung und den anstehenden gesetzlichen Änderungen, die zunächst nur steuerbare Neuanlagen betreffen, blicken die Teilnehmer gelassen entgegen. Für den Betrieb der Wärmepumpe gehen die Teilnehmer von kaum spürbaren Auswirkungen aus. Im Bereich der E-Mobilität werden ausreichend Flexibilitäten gesehen, um weiter mobil zu bleiben. Die größeren Reichweiten, Möglichkeiten des Homeoffice und die verbesserte Ladeinfrastruktur wirken entlastend. Wichtig ist eine verständliche Kommunikation der Neuregelungen, die klarstellt, dass es sich um Drosselung statt Abschaltung handelt. Auch bleibt die Frage offen, ob selbst erzeugter Solarstrom während der Fernsteuerung genutzt werden kann. Eine Ankündigung der Fernsteuerung wird begrüßt, auch wenn sie nicht zwingend erforderlich ist. Wichtig erscheint auch die Option, sich im konkreten Bedarfsfall freikaufen zu können.

Überschussladen

Die Funktion Überschussladen wird durchweg positiv bewertet: Eine einfache und komfortable Möglichkeit zur Reduktion der Stromkosten. Ein Phasenumschalter wäre eine gute Ergänzung, um auch Ladevorgänge bei geringer Sonnenintensität zu ermöglichen.

Dynamische Tarife

Die generelle Einschätzung dynamischer Tarife ist im Vergleich zu früheren Befragungen unverändert. Die geringe Planbarkeit und der unsichere finanzielle Nutzen erschweren die Akzeptanz, auch wenn das Interesse aufgrund der gestiegenen Stromkosten gestiegen ist. Die vorgestellten Tarife wirken komplex, insbesondere durch die Diskussion im Kontext der gesetzlichen Änderungen im Bereich der Fernsteuerung. Das variable Netzentgelt erinnert mit der Festlegung von Zeitfenstern an Nachtspeicherstrom, dies ermöglicht eine Programmierung der Verbraucher. Irritierend ist die verpflichtende Fernsteuerung bei gleichzeitiger Wahlmöglichkeit zwischen konstantem und variablen Netzentgelt. Der Börsentarif setzt eine automatische Steuerung voraus, für eine manuelle Lösung ist der Tarif zu aufwändig. Eine Entscheidung für einen der beiden Tarife fällt schwer, ggfs. muss es eine Kombination sein.

Projekt

Im Rückblick wird das Projekt sehr positiv bewertet, das Thema ist spannend und die Teilnahme erlaubt einen Einblick in die wissenschaftliche Arbeit. Wie auch schon in den vorherigen Runden angemerkt, wäre eine stärkere Rückkopplung der Erkenntnisse interessant. Das insgesamt hohe Interesse spiegelt sich auch im Wunsch nach einem Folgeprojekt wider.

Ergebnisse der quantitativen Untersuchung

Energetische Modernisierung

Energetische Modernisierungen wurden bisher vor allem in Bezug auf Dämmung, Photovoltaikanlagen und Solarthermie durchgeführt. Ein Drittel der befragten Hausbesitzer hat bereits eine PV-Anlage, 9% planen hingegen eine in den nächsten 12 Monaten. 18% der Befragten besitzen einen Batteriespeicher, 8% planen die Anschaffung in den nächsten 12 Monaten. Eine Wärmepumpe hat jeder Zehnte im Besitz und weitere vier Prozent planen diese konkret. Das Hauptmotiv für die energetische Ausstattung der Immobilie ist die Einsparung von Energiekosten, was 65% mit „sehr wichtig“ angeben.

Elektromobilität

14% der Befragten besitzen privat ein E-Fahrzeug, 5 Prozent nutzen dienstlich ein E-Auto. Hingegen planen 5% der Hausbesitzer, die privat noch kein E-Fahrzeug haben, die Anschaffung in den nächsten 12 Monaten. 16% der Hausbesitzer geben an, bereits eine Wallbox zu haben, 7 Prozent planen die Anschaffung in den nächsten 12 Monaten.

Energiemanagementsysteme

Das generelle Interesse an einem Energiemanagementsystem ist groß, allerdings planen erst 5% der Hausbesitzer konkret die Anschaffung. 9% der Hausbesitzer besitzen bereits ein Energiemanagementsystem. Der Anteil ist deutlich höher, wenn eine PV-Anlage in Kombination mit einer Wärmepumpe (30%), einem Batteriespeicher (30%) oder einem E-Auto (25%) vorhanden sind. Muss-Anforderungen an ein Energiemanagementsystem, abgebildet in Abbildung 1, sind aus Sicht der Nutzer die Visualisierung der Energieströme, die automatische Steuerung der Ladestation zur Nutzung von eigenem Solarstrom, das Erkennen von Störungen oder Leistungseinbußen sowie die automatische Steuerung der Wärmepumpe oder Ladestation zur Nutzung von eigenem Solarstrom.

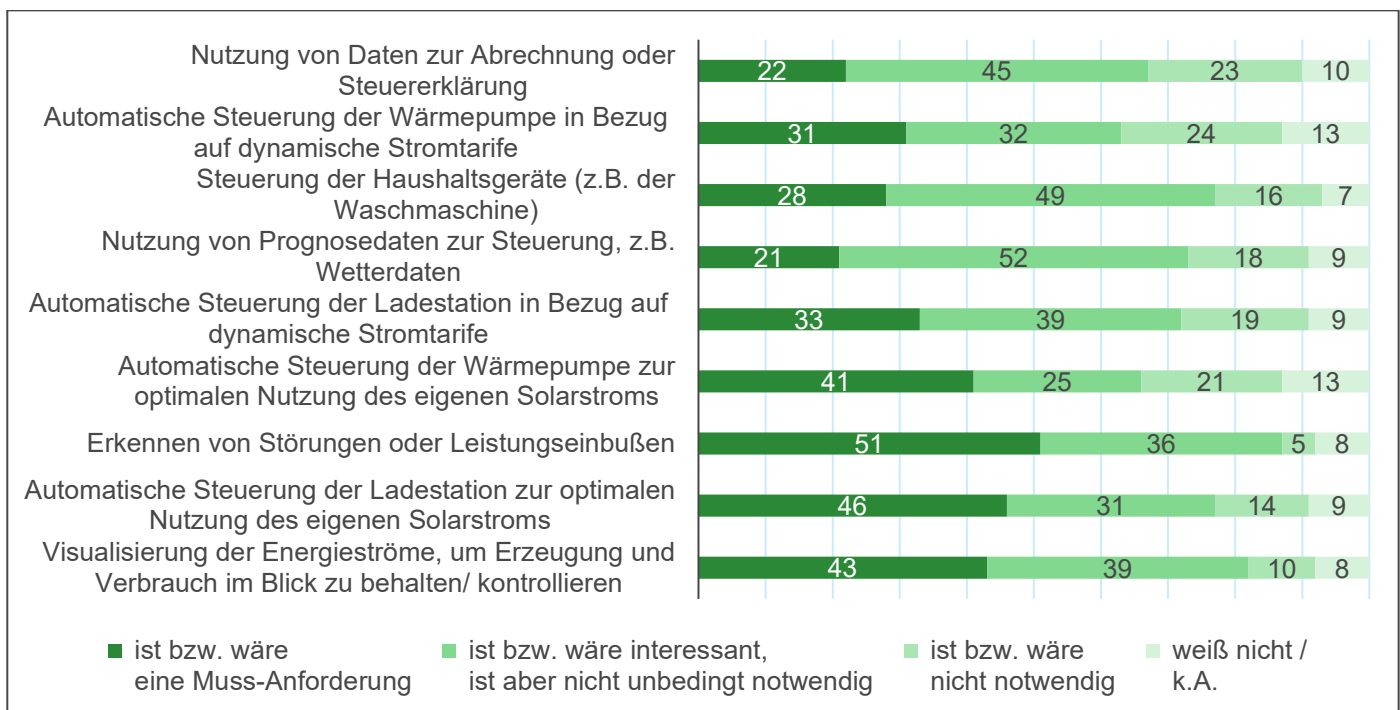


ABBILDUNG 22: ANFORDERUNGEN AN EIN ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM

Überschussladen

Knapp der Hälfte der Hausbesitzer, die zumindest ein generelles Interesse an einer Photovoltaik-Anlage haben, ist die Funktion des „Überschussladens“ bekannt. Ist eine PV-Anlage vorhanden, kennen 61% die Funktion. Trotz hoher Bekanntheit der Funktion, nutzen diese nur 13% der Besitzer einer PV-Anlage. Es zeigt sich aber ein großes Interesse daran (51%), wie in Abbildung 2 zu sehen ist. Wer die Funktion nutzt, ist mit dieser (sehr) zufrieden.

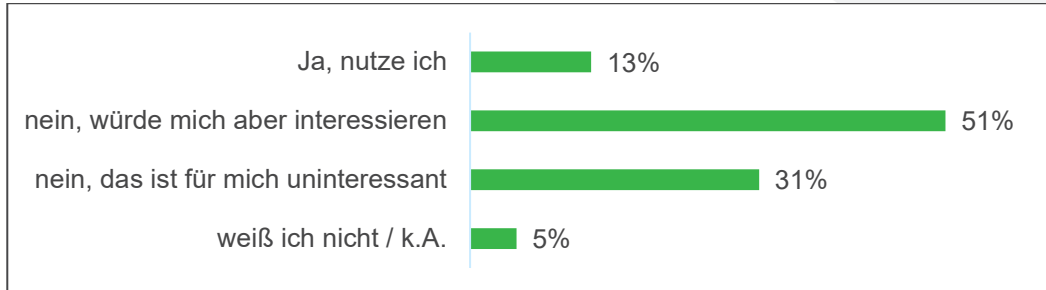


ABBILDUNG 23: NUTZUNG DER FUNKTION "ÜBERSCHUSSLADEN"

Dynamische Tarife

Die Hälfte der befragten Hausbesitzer hat bereits von dynamischen Tarifen gehört, die Nutzung ist mit 2% noch auf sehr niedrigem Niveau. Grundvoraussetzung für die Nutzung sind Smart Meter, gegenüber denen die Hälfte der Befragten keine Bedenken hat. Wer Bedenken äußert, bezieht sich vor allem auf die Datensicherheit. Der zeitvariable Tarif mit drei Preisstufen hat auf Basis einer allgemeinen Beschreibung eine höhere Akzeptanz. Ein Fünftel der Befragten lehnt beide Tarifvarianten ab. Spontan wird die Ablehnung mit der Unsicherheit dynamischer Tarife und der fehlenden Bereitschaft zur Verhaltensänderung bzw. zur Auseinandersetzung mit diesen Tarifen begründet. Mehr als die Hälfte der Befragten kann keine spezifischen Gründe benennen, wie aus Abbildung 3 zu entnehmen ist. Gestützt wird die Ablehnung entsprechend vor allem mit Unkenntnis begründet. Weiter werden die geringe Planbarkeit und Zweifel an der Vorteilhaftigkeit angeführt.

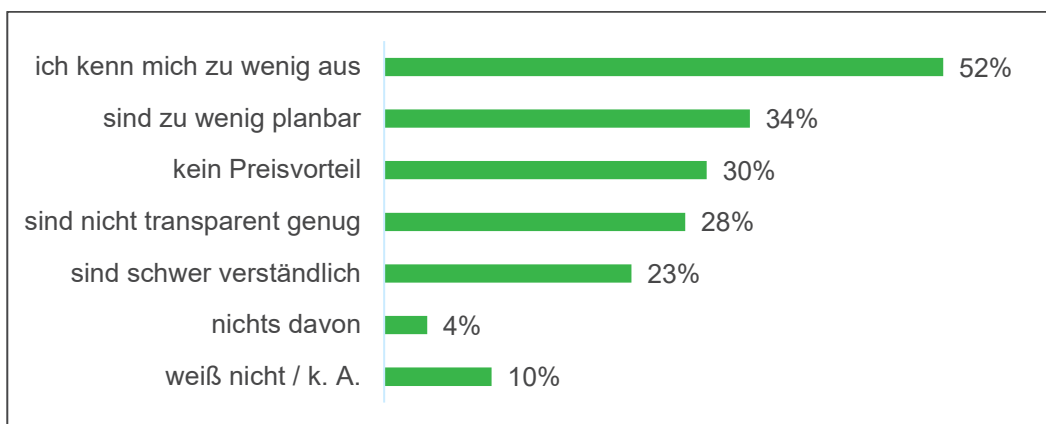


ABBILDUNG 24: GRÜNDE GEGEN DYNAMISCHE TARIFE

Flexibilitäten

Drei Viertel der Nutzer bzw. Interessenten von E-Autos sehen Flexibilitäten beim Laden. Die Hälfte der Wärmepumpenbesitzer sieht Flexibilitäten beim Betrieb der Wärmepumpe. Die Nutzung eines Cloud-Systems des Herstellers zur Steuerung der Anlagen (auf Basis der kurzen Beschreibung) ist für gut die Hälfte (52%) derjenigen, die eine gewisse Flexibilität sehen, unkritisch.

Fernsteuerung

Das Gesetz zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen ist gut einem Viertel der Hausbesitzer zumindest dem Namen nach bekannt. Höhere Relevanz

hat es für Besitzer von Wärmepumpen und Wallboxen, hier ist es 46 % bzw. 41 % zumindest dem Namen nach bekannt, jeweils jeder Zehnte hat sich bereits damit beschäftigt. Die Hälfte der Hausbesitzer findet die Möglichkeit der Fernsteuerung durch den Netzbetreiber inakzeptabel. Ein Viertel versteht die Notwendigkeit zur Stabilisierung des Stromnetzes. Ein weiteres Fünftel sieht die Fernsteuerung als gute Möglichkeit zur Reduzierung der Stromkosten durch vergünstigte Netzentgelte. Die Akzeptanz der Fernsteuerung, wie in Abbildung 4 zu erkennen ist, könnte steigen, wenn eine Mindestversorgung gewährleistet ist und es Preisvorteile gibt. Auch eine Ankündigung und zeitliche Begrenzung kann die Akzeptanz verbessern.

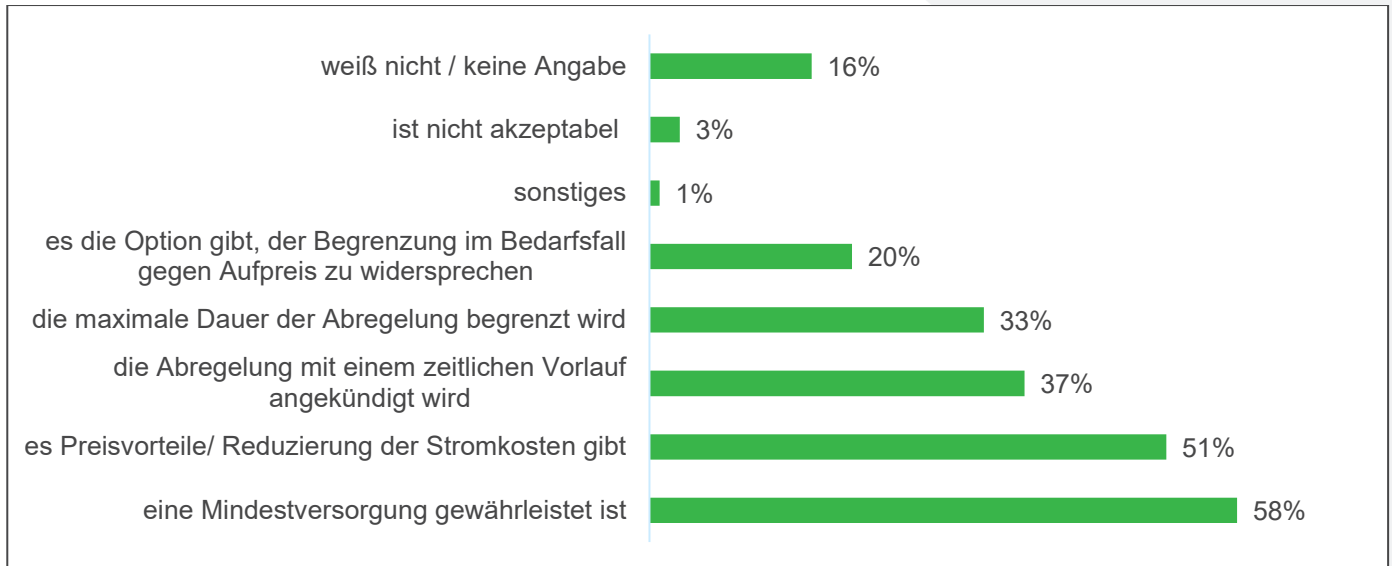


ABBILDUNG 25: AKZEPTANZ FERNSTEUERUNG

Energieversorgung

Die Energieversorgung in Deutschland beschäftigt die Hausbesitzer. 44% machen sich (sehr) große Sorgen. Noch macht sich über die Hälfte jedoch geringe oder keine Sorgen. Drei Viertel der Hausbesitzer wissen nicht, wie viel kW ihnen vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Entsprechend macht sich die Mehrheit (78 %) auch keine oder nur geringe Sorgen, dass diese Leistung nicht ausreichen könnte. Von der Politik fühlen sich die Hausbesitzer unzureichend über Entscheidungen im Bereich Energie informiert. Drei Viertel fühlen sich (eher) schlecht informiert.

Sonstige Untersuchungsergebnisse

Online-Befragung „Personas“

Die Ergebnisse zeigten eine stark ausgeprägte digitale Mediennutzung sowie technische Affinität. Auch in Bezug auf Nachhaltigkeit wurde ein deutlicher Trend erkennbar. Über die Hälfte der Befragten waren bereit, für nachhaltige Produkte mehr zu bezahlen. Bei der Elektromobilität teilten sich schließlich die Meinungen. Teilnehmende, welche kein E-Auto besaßen, äußerten ihre Bedenken bezüglich der Ladeinfrastruktur, der Reichweite und den hohen Anschaffungskosten. Bei den Vorteilen eines E-Autos waren sich wiederum fast alle Befragten einig. Als Hauptmotive für den Erwerb eines Elektroautos nannten die Befragten, neben der Kosteneinsparung und dem Nachhaltigkeitsaspekt, die technologische Faszination. Auch bei der Ladeeinrichtung teilte ein Großteil der Befragten die gleiche Meinung. Neben dem günstigen Laden war den Befragten die Steuerung und Überwachung des Ladevorgangs mit einer App besonders wichtig. Darüber hinaus zeigte sich ein einheitliches Bild, wonach eine einfache Bedienung der Ladesäule notwendig sei, um intelligente Energieservices effektiv in den Alltag zu integrieren. Abschließend wurde deutlich, dass Teilnehmer auch ohne die intelligente Ladesteuerung „Hermine“ die Möglichkeit haben den Ladevorgang zu verschieben und diese zum größten Teil auch nutzen würden. Im Vorhinein wurden vier Personas, Rudolf Rentner, Ingo IT-Freak, Franziska Familie und

Peter Pendler, welche mithilfe der Gruppendiskussionen zu Beginn des Feldtestes identifiziert wurden, erstellt und im Fragebogen verifiziert. Unter Abbildung 5 ist das Punktesystem für die vier Personas aufgeführt

TABELLE 6 - PUNKTESYSTEM PERSONAS

	Rudolf Rentner	Ingo IT-Freak	Franziska Familie	Peter Pendler
<i>verheiratet</i>	1	0	1	1
<i>ledig</i>	0	1	0	0
<i>Kinder</i>	1	0	1	1
<i>keine Kinder</i>	0	1	0	0
<i>Enkelkinder</i>	1	0	0	1
<i>keine Enkelkinder</i>	0	1	1	0
<i>Ausbildung/Techniker/Meister</i>	0	0	0	0
<i>Bachelor</i>	1	0	1	0
<i>Master/Master/Diplom</i>	0	1	0	1
<i>Rentner</i>	1	0	0	0
<i>Teilzeit</i>	0	0	0	0
<i>Vollzeit</i>	0	1	1	1
<i>E-Auto</i>	2	2	0	0
<i>Kein E-Auto</i>	0	0	2	2
<i>Technik 0-20</i>	4	0	4	4
<i>Technik 21-40</i>	2	0	2	2
<i>Technik 41-60</i>	0	0	2	0
<i>Technik 61-80</i>	0	2	0	0
<i>Technik 81-100</i>	0	4	0	0
<i>Öko 0-20</i>	0	4	0	4
<i>Öko 21-40</i>	0	4	0	4
<i>Öko 41-60</i>	2	4	2	4
<i>Öko 61-80</i>	4	2	4	2
<i>Öko 81-100</i>	4	0	4	0
<i>Motiv E-Auto</i>				
<i>Technologische Faszination</i>	0	4	0	0
<i>Komfort</i>	2	2	0	0
<i>Nachhaltigkeit</i>	4	0	0	0
<i>Unabhängigkeit</i>	0	2	0	0
<i>Kosteneinsparung</i>	2	0	0	0
<i>Motiv Photovoltaik</i>				
<i>Technologische Faszination</i>	0	4	0	0
<i>Komfort</i>	0	0	2	4
<i>Nachhaltigkeit</i>	4	0	4	2
<i>Unabhängigkeit</i>	0	2	0	2
<i>Kosteneinsparung</i>	2	0	4	0

Im Durchschnitt waren Franziska und Ingo am stärksten ausgeprägt, darauf folgte Rudolf und Peter. Insgesamt bestand jedoch eine gewisse Korrelation und Überlappung unter den Personas, da sich viele Kriterien ähnlich waren. Die traf besonders auf die Kriterien rund um Technik und Nachhaltigkeit zu. Aus den Befragungsergebnissen wurde deutlich, dass aus den beiden Gruppendiskussionen identifizierten Personas in der Gruppe der Pilothaushalte zu finden waren.

Online-Befragung „Tagespreise“

Insgesamt hatten lediglich sieben Personen den Fragebogen ausgefüllt. Aufgrund des sehr geringen Rücklaufs waren die Ergebnisse nicht repräsentativ und lediglich ein Indiz für das abgefragte Verhalten. Gefragt wurde, wie sie die Tagespreise im Webportal im Vergleich zu den Stundenpreisen bewerten. Anhand der Ergebnisse lässt sich sagen, dass die Bewertung sehr divers ausfiel. Der eine Teil bevorzugte Tagespreise, der andere wiederum minutengenaue Preise. Genauso unterschiedlich bewertet wurde, ob die Tagespreise die eigene potenzielle Ersparnis transparenter machen. Das Ladeverhalten wurde ebenfalls nur teilweise an die Tagespreise angepasst. Eindeutiger fiel das Ergebnis bei der Frage aus, wie häufig auf die Tagespreise im Webportal geschaut wurde. Vier von sieben Personen gaben an, dass sie einmal in der Woche nach den Tagespreisen im Webportal schauen.

Resümee und Fazit der sozialwissenschaftlichen Untersuchung

Die Forschungsarbeit verwendet eine Kombination aus qualitativen und quantitativen Forschungsansätzen, um ein umfassendes Verständnis von Erfahrungen, Emotionen und Erwartungen von Pilothaushalten im Rahmen eines Energieforschungsprojekts zu gewinnen. Die Gruppendiskussionen wurden zu verschiedenen Zeitpunkten im Forschungsprozess durchgeführt und bieten Einblicke in die Motivation der Teilnehmer, ihre Einstellungen zur Energiewende, ihre Erfahrungen mit Technologien wie Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Elektroautos sowie ihre Einschätzungen zu digitalen Services und variablen Tarifen.

Die Ergebnisse der qualitativen Untersuchungen zeigen, dass die Teilnehmer vor allem nach kosteneffizienten und nachhaltigen Lösungen suchen. Die Einführung neuer Technologien, wie die Fernsteuerung von Geräten, wird positiv bewertet, aber die Akzeptanz hängt von der Wahrung der individuellen Bedürfnisse sowie finanziellen Vorteilen ab. Die variablen Tarife wurden als interessant empfunden, aber die Komplexität und die Unsicherheit überzeugen nicht alle Teilnehmer.

Die Ergebnisse der quantitativen Untersuchung geben Einblick in den aktuellen Stand der energetischen Modernisierung, Elektromobilität und die Akzeptanz von dynamischen Tarifen bei Hausbesitzern in Deutschland. Es zeigt sich eine hohe Bereitschaft zur Nutzung von Energiemanagementsystemen, während dynamische Tarife noch auf geringe Akzeptanz stoßen. Die Fernsteuerung durch den Netzbetreiber stößt zwar bei der Mehrheit auf Ablehnung, kann aber durch geeignete Rahmenbedingungen wie Mindestgewährleistung, Preisvorteile oder Ankündigung reduziert werden.

Die sonstigen Untersuchungsergebnisse, insbesondere aus den Online-Befragungen zu Personas und Tagespreisen, ergänzen das Bild, indem sie digitale Mediennutzung, technische Affinität, Interesse an nachhaltigen Produkten und verschiedene Präferenzen bezüglich Tarife und Ladeverhalten beleuchten.

Insgesamt verdeutlicht die Forschung die Vielschichtigkeit der Herausforderungen und Potenziale im Bereich der dezentralen Energieerzeugung und -nutzung sowie der Integration neuer Technologien und Tarifmodelle in den Alltag der Verbraucher. Die Ergebnisse könnten als Grundlage für die Entwicklung zukünftiger Energiedienstleistungen und der Politik dienen.

Arbeitspaket #US – Umfeldanalyse und Szenariendefinition

Ziel des Arbeitspakets war es, einen generellen Rahmen für spätere Analysen festzulegen. Hierbei stand zum einen die Abschätzung des Mobilitäts- und Ladeverhaltens der betrachteten Feldtestteilnehmer in Walldorf im Mittelpunkt. Ein weiterer Schwerpunkt war die Festlegung von zukunftsorientierten (Extrem-)Szenarien.

Analyse des Mobilitäts- und Ladeverhaltens in Walldorf

Im Rahmen dieses Arbeitspakets sollte mittels eines zweiwöchigen Wege-Tagebuchs das Lade- und Mobilitätsverhalten der Pilothaushalte ermittelt werden. Hierzu wurde eine Umfrage erstellt, welche sich aus drei Teilen zusammensetzt. Der erste Teil befasst sich mit allgemeinen Informationen zu den Pilothaushalten.

TABELLE 7: ABGEFRAGTE INFORMATIONEN MITTELS DER WEGE-TAGEBÜCHER

	Abgefragte Parameter	
	Für alle Pilothaushalte	Für E-Pkw Besitzer
Teil 1: Allgemeine Informationen zu den Pilothaushalten	- Anzahl der Personen im Haushalt und das zugehörige Alter - Privater Stellplatz/Garage - Jährliche Strombedarf (kWh) - Anzahl der Fahrzeuge (konventionell/E-Pkw) mit jeweilige Fahrzeugmodell	- Anzahl der Personen im Haushalt und das zugehörige Alter - Privater Stellplatz/Garage - Jährliche Strombedarf (kWh) - Anzahl der Fahrzeuge (konventionell/E-Pkw) mit jeweilige Fahrzeugmodell und die zugehörige Batteriekapazität - Erst- oder als Zweitwagen - Durchschnittlicher Verbrauch (kWh) des Fahrzeugs auf 100km
Teil 2: Lade- und Mobilitätsverhalten der E-Pkw Nutzer		- Häufigkeit der Nutzung des E-Pkws in der Woche - Grund der Nutzung - Ladeort - Flexibilität beim Ladevorgang
Teil 3: Fahrtenbuch		- Datum der Fahrt - Abfahrts- und Ankunftszeitpunkt - Zurückgelegte Distanz - Ladezustand der Batterie bei Abfahrt und bei Ankunft - Ladeort - Einsteck- und Aussteckzeitpunkt - Spontane/ Geplante Fahrt

Dieser Teil der Befragung, wurde von allen Pilothaushalten ausgefüllt. Teil 2 und Teil 3 beziehen sich ausschließlich auf die Elektromobilität und das individuelle Mobilitäts- und Ladeverhalten. Diese beiden Teile wurden daher nur von den Feldtestteilnehmern ausgefüllt, welche ein E-Pkw besitzen und nutzen. Die abgefragten Parameter sind in detaillierter Form Tabelle 7 zu entnehmen. Die Durchführung der Wege-Tagebücher erfolgte im Zeitraum 5. Juli 2021 bis 18. Juli 2021. Es wurde die Möglichkeit geboten, an der Befragung online oder in Papierform teilzunehmen. Zu dem Zeitpunkt der Durchführung waren 12 Feldtestteilnehmer bereits akquiriert. An dem Wege-Tagebuch haben insgesamt 16 Pilothaushalte teilgenommen, davon 12 Haushalte mit mindestens einem E-Pkw.

In Abbildung 1 ist der Nutzungsgrund der E-Pkws abgebildet. Zu erkennen ist, dass die Elektrofahrzeuge im privaten Gebrauch am häufigsten für Kurzstrecken (Familie, Hobbies, Einkaufen) benutzt werden.

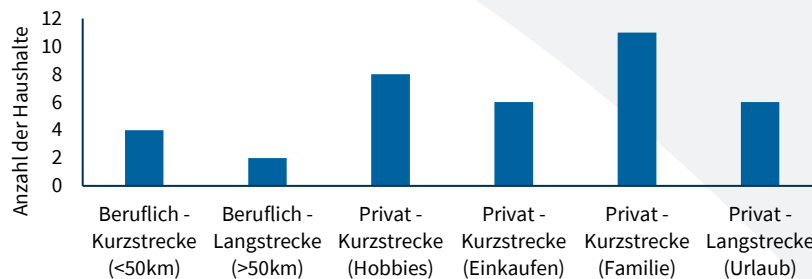


ABBILDUNG 26: NUTZUNGSGRUND DER E-PKW DER PILOTHAUSHALTE

Abbildung 2 zeigt die individuellen Ladestrategien der einzelnen Pilothaushalte.

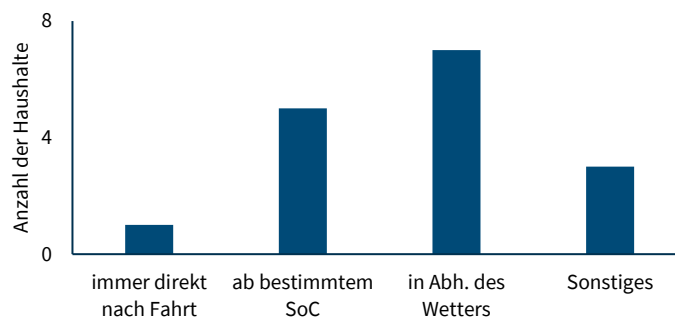


ABBILDUNG 27 - INDIVIDUELLE LADESTRATEGIEN DER PILOTHAUSHALTE MIT ELEKTROFAHRZEUG

Für die Verteilung der Ladeorte sowie der zugehörigen Häufigkeit, sei auf Abbildung 3 verwiesen.

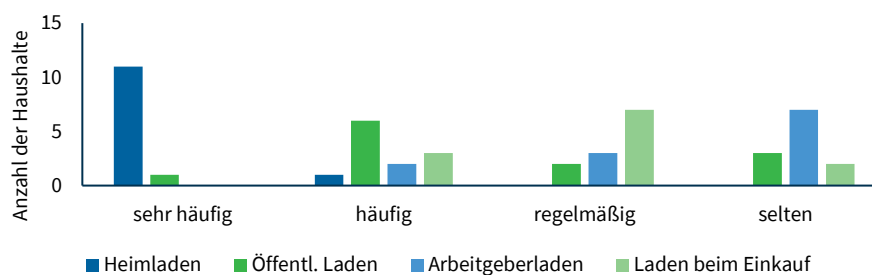


ABBILDUNG 28 - VERTEILUNG DER LADEORTE DER PILOTHAUSHALTE

Die Wahl des Ladeortes erfolgte nach dem Zweck (5 Haushalte), den Kosten (4 Haushalte) beziehungsweise entsprechend der Ladeleistung/Ladedauer (3 Haushalte).

Die hier genannten Ergebnisse stellen nur einen Ausschnitt aus dem Lade- und Mobilitätsverhalten dar und lassen keine Rückschlüsse auf größere Personenmengen zu.

Allerdings fließen sie in die weitere Modellierung des Ladeverhaltens (#Mod) und damit auch in die Netzsimulation und Optimierung mit ein. Auch die technischen Equipments konnten durch die Rückläufe der Fragebögen unterstützt werden. Des Weiteren stellte es eine Interaktion mit den Feldtestteilnehmern dar.

Definition zukunftsorientierter (Extrem-)Szenarien

Methodisches Vorgehen

Für die in SynergieQuartier geplanten Untersuchungen, mussten Szenarien erstellt werden, die auch eine Vergleichbarkeit gewährleisten. Ein Überblick über das methodische Vorgehen bei der Generierung der Szenarien ist Abbildung 4 zu entnehmen.

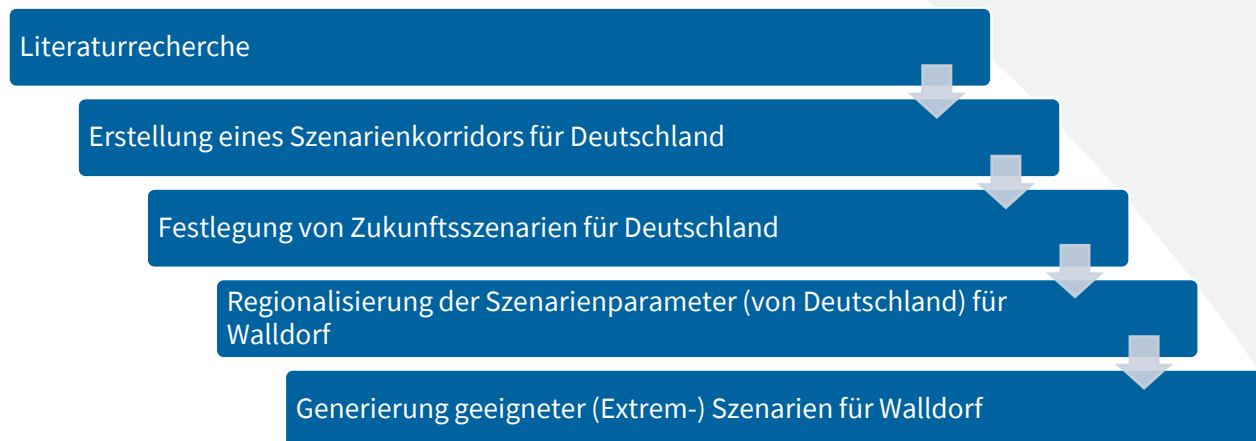


ABBILDUNG 29 - METHODISCHES VORGEHEN BEI DER GENERIERUNG DER (EXTREM-)SZENARIEN

In einem ersten Schritt wurde eine ausführliche Literaturrecherche durchgeführt. Dabei standen insbesondere die Unsicherheiten hinsichtlich der Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen, PV-Anlagen und Wärmepumpen in Deutschland im Mittelpunkt. Basierend auf den durch die Literaturrecherche ermittelten Werten wurde ein Szenarien-Korridor für die jeweiligen Technologien in Deutschland ermittelt.

Die Ergebnisse aus der Literaturrecherche bzgl. der Entwicklungspfade von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und PV-Anlagen sind in Abbildung 5 bis Abbildung 7 abgebildet. Es sei darauf hingewiesen, dass aufgrund der Übersichtlichkeit die Abbildungen und die zugehörigen Tabellen nur die relevantesten Entwicklungspfade beinhalten. Auch wurde – aufgrund der sehr schnellen Entwicklung – keine Literatur mit einem Erscheinungsjahr vor 2014 berücksichtigt.

Szenarien-Korridor für die zukünftige Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen

Basierend auf der Literaturrecherche wurden unterschiedliche Entwicklungspfade von Elektrofahrzeugen untersucht. Durch die identifizierten Entwicklungspfade konnte ein Szenario-Korridor abgeleitet werden, auf den sich die später festgelegten Szenarien beziehen. Abbildung 6 verdeutlicht die unterschiedlichen Annahmen zu den zukünftigen Marktdurchdringungen von Elektrofahrzeugen in Deutschland.

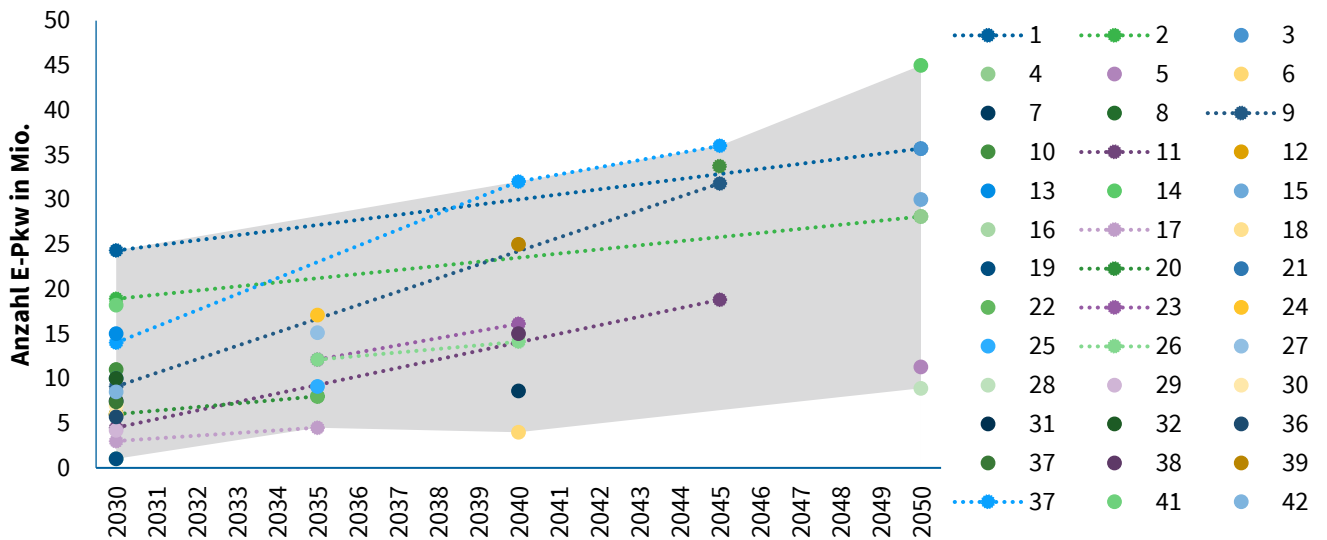


ABBILDUNG 30 - ENTWICKLUNGSPFADE FÜR ELEKTROMOBILITÄT IN DEUTSCHLAND BIS 2050

Der grau hinterlegte Bereich spiegelt den Szenario-Korridor wider. In Tabelle 8 sind die Szenarien aus Abbildung 6 mit der jeweiligen Quelle sowie dem Entstehungsjahr aufgelistet.

TABELLE 8 - LITERATURRECHERCHE ZU MARKTHOCHLAUFSZENARIEN VON E-PKW

REFERENZ IN ABBILDUNG 6	SZENARIO	QUELLE	JAHR
1	dena- EL80	dena - Leitstudie Integrierte Energiewende	2018
2	dena-TM80		
3	dena-EL95		
4	dena-TM95		
5	dena-RefSzenario		
6	Trend	Shell/Prognos	2014
7	Alternativ		
8	Dena	dena - Elektromobilität in der digitalen Energiewelt	2017
9	Dena-KN100	Dena- Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität	2021
10	Dena-Sz1		
11	Dena-Sz2		
12	Agora-Sz1	Agora – Verteilnetzausbau für die Energiewende	2019
13	Agora-Sz2		
14	Agora-Vollelektrifizierung		
15	Agora-Mobilitätswende		
16	NEP 2030 – SzA	NEP 2030 (2017)	2017
17	NEP 2030 – SzB		
18	NEP 2030 – SzC		
19	NEP 2030 – SzA	NEP 2030 (2019)	2019
20	NEP 2030 – SzB		
21	NEP 2030 – SzC		

22	NEP 2035 – SzA	NEP 2035 (2021)	2021
23	NEP 2035 – SzB		
24	NEP 2035 - SzC		
25	NEP 2035 – SzA	NEP 2035 (2022)	2022
26	NEP 2035 – SzB		
27	NEP 2035 - SzC		
28	Prognos/BCG	Dena/Prognos (2020)	2020
29	Cam Sz1	CAM (2018)	2018
30	Cam Sz2		
31	TE-Sz1	Transport&Environment	2020
32	TE-Sz2		
33	ICCT Sz1	ICCT model scenarios	2018
34	ICCT Sz2		
35	ÖkoSze1	Ökoinstitut	2014
36	Öko Sz2		
37	KN2045	Agora-Klimaneutralität (2021)	2021
38	Prognos	Prognos-Entwicklung des Bruttostromverbrauchs	2021
39	Deloitte	Deloitte	2020

Szenarien-Korridor für die zukünftige Marktdurchdringung von Wärmepumpen

Basierend auf der Literaturrecherche wurden unterschiedliche Entwicklungspfade von Wärmepumpen analysiert. Für die weiteren Analysen im Rahmen des Projekts wurden ebenfalls Entwicklungspfade identifiziert und ein möglicher Szenario-Korridor abgeleitet. Abbildung 31 verdeutlicht die aus der Literaturrecherche resultierenden Entwicklungspfade in Deutschland.

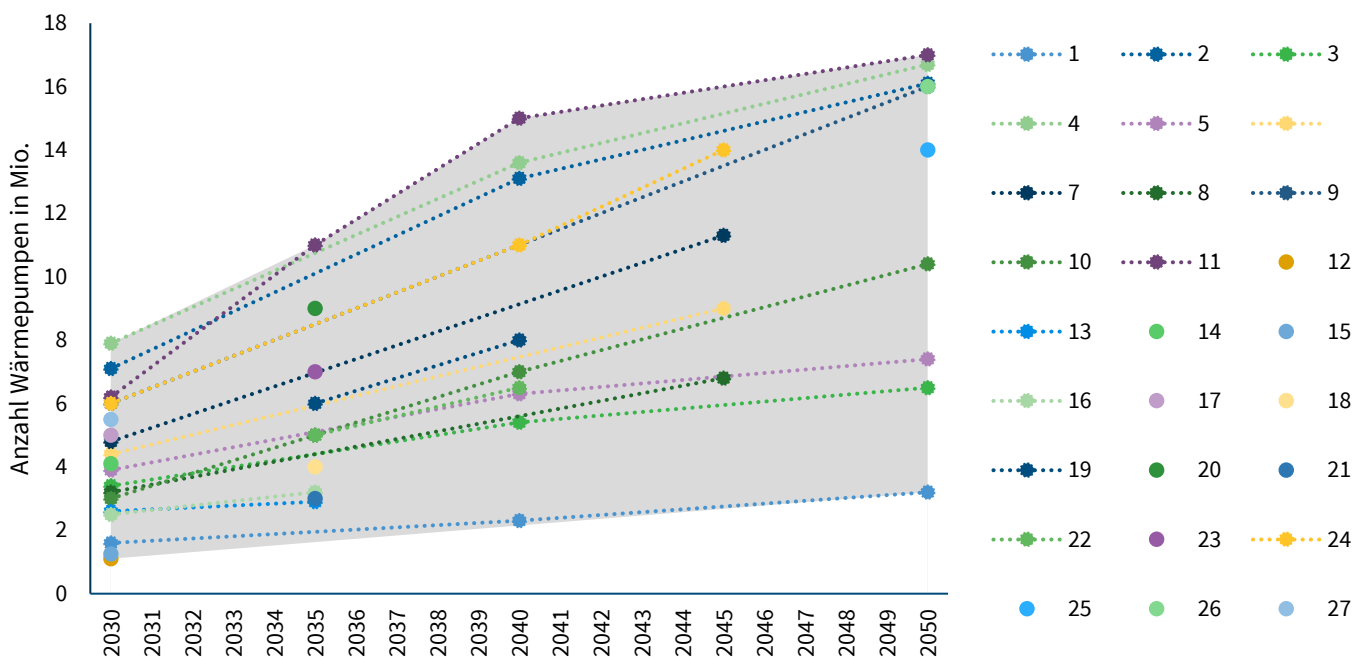


ABBILDUNG 31 - ENTWICKLUNGSPFADE FÜR WÄRMEPUMPEN IN DEUTSCHLAND BIS 2050

Der grau hinterlegte Bereich spiegelt den Szenario-Korridor wider. In Tabelle 9 sind für die Nachvollziehbarkeit die Szenarien aus Abbildung 32 mit der jeweiligen Quelle und dem Entstehungsjahr aufgelistet.

TABELLE 9 - LITERATURRECHERCHE ZU MARKTHOCHLAUFSZENARIEN VON WÄRMEPUMPEN

REFERENZ IN ABBILDUNG	SZENARIO	QUELLE	JAHR
1 2 3 4 5	dena- RF dena-EL80 dena-TM80 dena-EL95 dena-TM95	Dena-Leitstudie integrierte Energiewende	2018
6 7 8	Dena-KN100 Dena-Sz1 Dena-Sz2	Dena- Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität	2021
9 10 11	BWP-BAU BWP Sz1 BWP Sz2	BWP-Branchenstudie	2020
12 13 14	NEP 2030 SzA NEP 2030 SzB NEP 2030 SzC	NEP 2030	2017
15 16 17	NEP 2030 SzA NEP 2030 SzB NEP 2030 SzC	NEP 2030	2019
18 19 20	NEP 2035 SzA NEP 2035 SzB NEO 2035 SzC	NEP 2035	2021
21 22 23	NEP 2035 SzA NEP 2035 SzB NEO 2035 SzC	NEP 2035	2022
24	KN2045	Agora- Klimaneutralität 2045	2021
25 26	BDI 80 BDI 95	BCG/BDI Klimapfade für Deutschland	2018
27	Prognos Sz1	Prognos Entwicklung des Bruttostromverbrauch	2021

Szenarien-Korridor für die zukünftige Marktdurchdringung von PV-Anlagen

Auch für die Festlegung der Szenarien hinsichtlich der PV-Anlagen wurde eine ausführliche Literaturrecherche durchgeführt. Abbildung 32 veranschaulicht die Entwicklungspfade sowie den abgeleiteten Szenario-Korridor für die zukünftig installierte Leistung von PV-Anlagen in Deutschland.

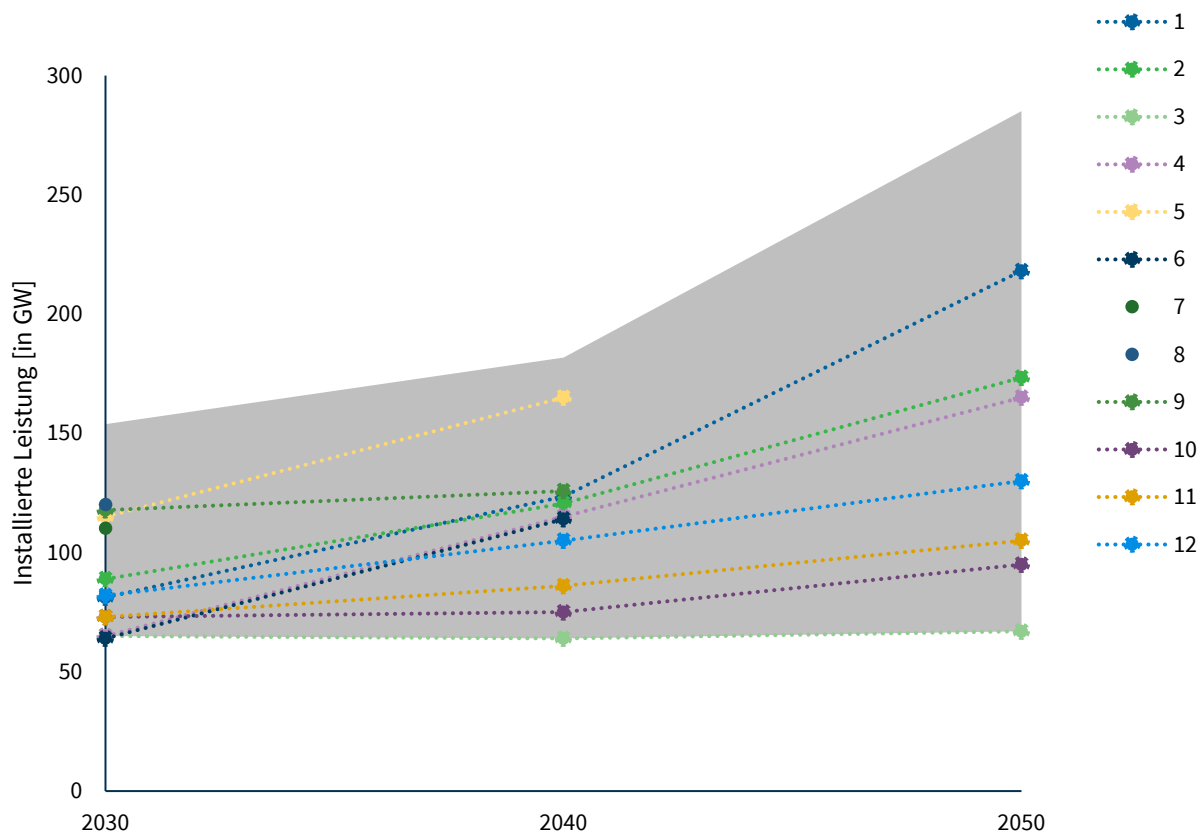


ABBILDUNG 32 - ENTWICKLUNGSPFADE FÜR INSTALLIERTE LEISTUNGEN VON PV-ANLAGEN IN DEUTSCHLAND BIS 2050

TABELLE 10 - LITERATURRECHERCHE ZU SZENARIEN VON PV-ANLAGEN

REFERENZ IN ABBILDUNG 6	SZENARIO	QUELLE	JAHR
1	UBA GreenLate	UBA GreenLate	2020
2	UBA GreenLate	UBA GreenLate	2020
3	dena- RF	Dena-Leitstudie integrierte Energiewende	2018
4	dena-EL80		
5	dena-EL95		
6	dena-TM95		
7	NEP 2035 – SzA	NEP 2035	2021
8	NEP 2035 – SzC		
9	NEP 2035 – SzB		
10	SzRef	Prognos-Entwicklung des Bruttostromverbrauchs	2021
11	Sz80		
12	Sz90		

Wie der Vielzahl der verschiedenen Szenarien in der Literatur zu entnehmen ist, besteht eine große Unsicherheit in der Entwicklung der Elektromobilität, Wärmepumpen und PV, insbesondere im weiteren zeitlichen Betrachtungshorizont.

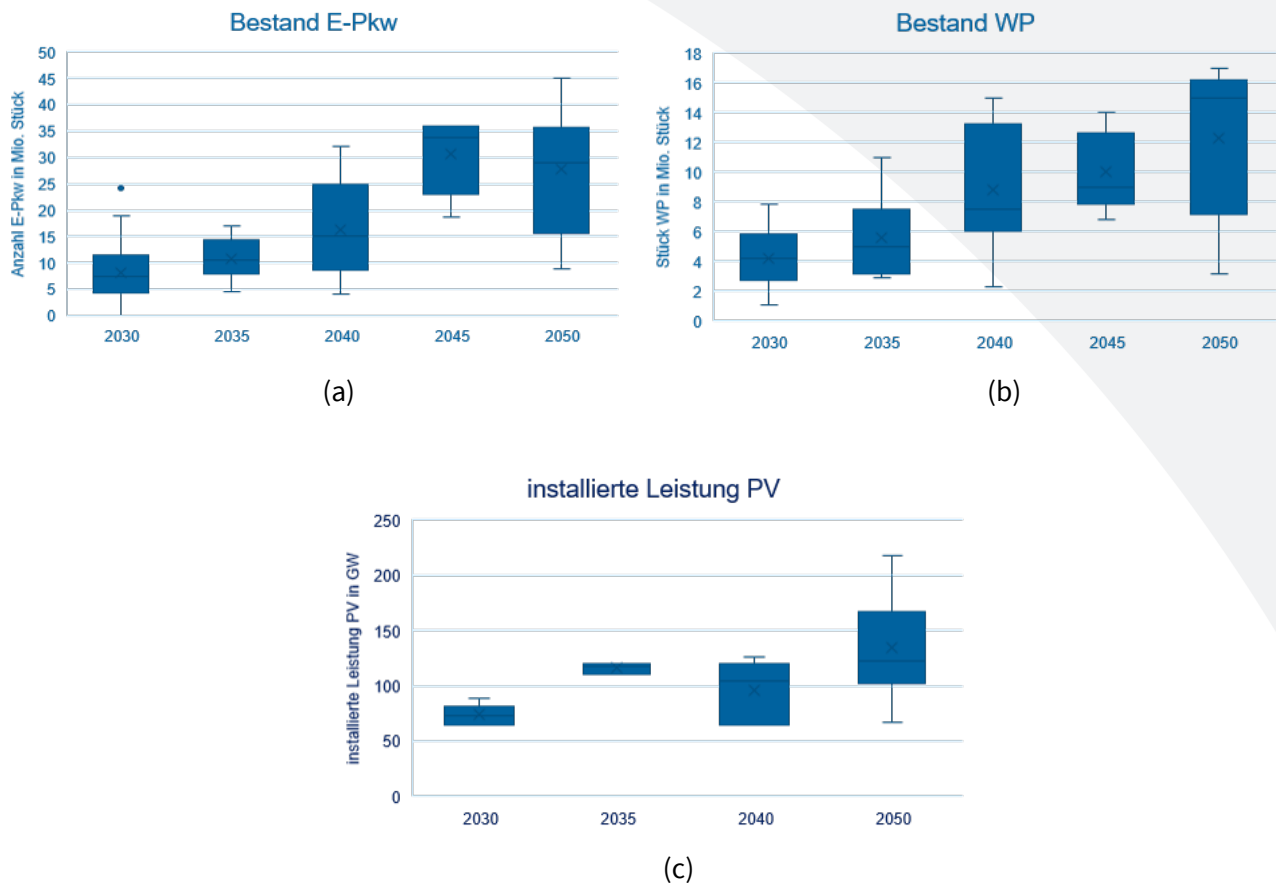


ABBILDUNG 33- BOX PLOTS FÜR DIE SZENARIEN KORRIDORE FÜR (A) ELEKTROFAHRZEUGE, (B) WÄRMEPUMPEN, (C) INSTALLIERTE PV-LEISTUNG

Diese Unsicherheit ist durch die Boxplots der verschiedenen Technologien in Abbildung 33 verdeutlicht.

Szenarien-Definition für Deutschland

Als zu betrachtete Stützjahre wurden 2030, 2040, 2050 definiert. Für Deutschland wurden für die drei Stützjahre je ein konservatives und ein optimistisches Szenario erstellt. Diese sind in Tabelle 11 abgebildet.

TABELLE 11 - SZENARIEN FÜR DEUTSCHLAND FÜR DIE STÜTZJAHRE 2030, 2040 UND 2050

		2030		2040		2050	
	In Mio.	Konservativ	Optimistisch	Konservativ	Optimistisch	Konservativ	Optimistisch
Elektro-mobilität	Anzahl PKW	48	48	45	45	41	41
	Anzahl E-Pkw	7	15	15	25	25	35
	Durchdringung	15%	30%	33%	55%	61%	85%
WP	Anzahl WP	2	5	5	11	7	16

Szenarien-Definition für Walldorf

Um die Szenarien für die in SynergieQuartier geplanten Untersuchungen überführen und anwenden zu können, mussten die auf Deutschland beruhenden Entwicklungspfade regionalisiert werden. Ziel war hierbei eine Überführung der Szenarien auf Walldorf.

a) Szenarien für Elektromobilität

Das Regionalisierungsmodell berechnet den E-Pkw Bestand auf NUTS3 Ebene, dies entspricht dem Rhein-Neckar-Kreis. Im Anschluss erfolgte die Verteilung nach dem Verhältnis zwischen Pkw Bestand im Rhein-Neckar-Kreis und Walldorf im Jahr 2021.

Nach dem Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) zählte der Pkw-Bestand in Deutschland 43.100.964 Pkw, im Rhein-Neckar-Kreis 309.592 Pkw sowie in Walldorf 7.652 Pkw. Der Anteil des Pkw-Bestands von Walldorf am Pkw-Bestand im Rhein-Neckar-Kreis entspricht somit 2,47 %.

Dieses Verhältnis wurde auf die E-Pkw übertragen. In Tabelle 12 sind die Ergebnisse aus dem Regionalisierungsmodell für den Rhein-Neckar-Kreis für die Stützjahre sowie für die Szenarien-Ausgestaltungen abgebildet.

TABELLE 12 - SZENARIEN FÜR WALLDORF FÜR DIE STÜTZJAHRE 2030, 2040 UND 2050

	2030		2040		2050	
BEV in Mio.	Konservativ	Optimistisch	Konservativ	Optimistisch	Konservativ	Optimistisch
Rhein-Neckar-Kreis	53153	113900	114964	191607	193379	270731
Walldorf	1.314	2.815	2.841	4.736	4.780	6.691

b) Szenarien für Wärmepumpen

Das Regionalisierungsmodell berechnet den Wärmepumpenbestand auf NUTS3 Ebene. Im Anschluss erfolgte die Verteilung nach dem Verhältnis der Wohngebäude und Wärmepumpen im Rhein-Neckar-Kreis und Walldorf im Jahr 2021.

Die Anzahl an Wohngebäuden im Rhein-Neckar-Kreis beläuft sich im Jahr 2021 auf 135.386 Wohngebäude bei einer Durchdringung von 9.807.964 installierten Wärmepumpen¹⁷. In Walldorf gibt es 3.747 Wohngebäude und 271 Wärmepumpen. Überträgt man das Verhältnis von 2,77 % auf die Ergebnisse des Regionalisierungsmodells, ergeben sich die Ergebnisse aus Tabelle 13.

TABELLE 13 SZENARIEN FÜR WALLDORF FÜR DIE STÜTZJAHRE 2030, 2040 UND 2050

	2030		2040		2050	
WP in Mio.	Konservativ	Optimistisch	Konservativ	Optimistisch	Konservativ	Optimistisch
Rhein-Neckar-Kreis	15391	38478	38845	85461	54898	117639
Walldorf	426	1.065	1.075	2.365	1.519	3.256

¹⁷ <https://www.statistik-bw.de/Wohnen/GebaeudeWohnungen/>

Arbeitspaket #Mod – Lade- und Netzmodellierung

Generierung von EV-Ladekurvenparametern aus einem gegebenen Datensatz

Im Zuge der voranschreitenden Energiewende nimmt die Anzahl an EV in Deutschland stetig zu. Somit steigt auch die Belastung für das Verteilnetz, wenn viele dieser Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden. Um die Auswirkungen aus dem Ladeverhalten der Netzkunden besser abschätzen zu können, wurden im Zuge eines Netzlabors in Wiesloch 1655 Ladezyklen aus 19 Haushalten aufgezeichnet. Ziel dieser Abhandlung ist es, diese Ladekurven zu analysieren und einen statistischen Generator zu kreieren und dessen Güte zu bestimmen. Hierfür wird die geladene Energiemenge, die Startzeit des Ladezyklus und die Zeit bis zum nächsten Ladezyklus analysiert und eine statistische Verteilung angelegt. Mithilfe dieser statistischen Verteilung kann über von Python generierten Zufallsvariablen eine beliebig große Anzahl an Ladezyklen synthetisch generiert werden. So kann der kleine, gegebene Datensatz auf eine beliebig große Anzahl an Haushalten und Ladezyklen hochskaliert werden, um den Gleichzeitigkeitsfaktor und somit die maximale Auslastung des Netzes zu simulieren.

Analyse

Der gegebene Datensatz liegt in Form einer CSV vor, welche unter anderem die in Tabelle 14 relevanten Kenndaten enthält:

TABELLE 14: STRUKTUR DER CSV-DATEI

Index	Household	time_start_charging	time_stop_charging	Power profile	Energy charged
0	sqwZ01	04.09.2021 13:02	04.09.2021 14:17	Zeitreihe der Leistungen	13925
1	sqwZ02	05.09.2021 17:52	06.09.2021 00:51	Zeitreihe der Leistungen	64124
2	sqwZ01	05.09.2021 15:12	05.09.2021 16:13	Zeitreihe der Leistungen	11164

Insgesamt sollen aus den Daten drei statistische Verteilungen ausgelesen werden.

1. Die Verteilung der geladenen Energiemenge. Diese soll in Form eines Histogramms dargestellt werden. Hierfür wird in Python zunächst zwischen Wochentag und Wochenende differenziert. Die jeweilige *time_start_charging* lässt sich über die Funktion *datetime.weekday()* in den Wochentag als Zahl umwandeln (Mo: 0, Di: 1, ..., So: 6) und über eine if-Abfrage entsprechend klassifizieren (vgl. Statistical analysis of LP, Distribution of charged energy). Über die *numpy.histogram()* Funktion ergeben sich die folgenden Verteilungen für Werkzeuge und das Wochenende:

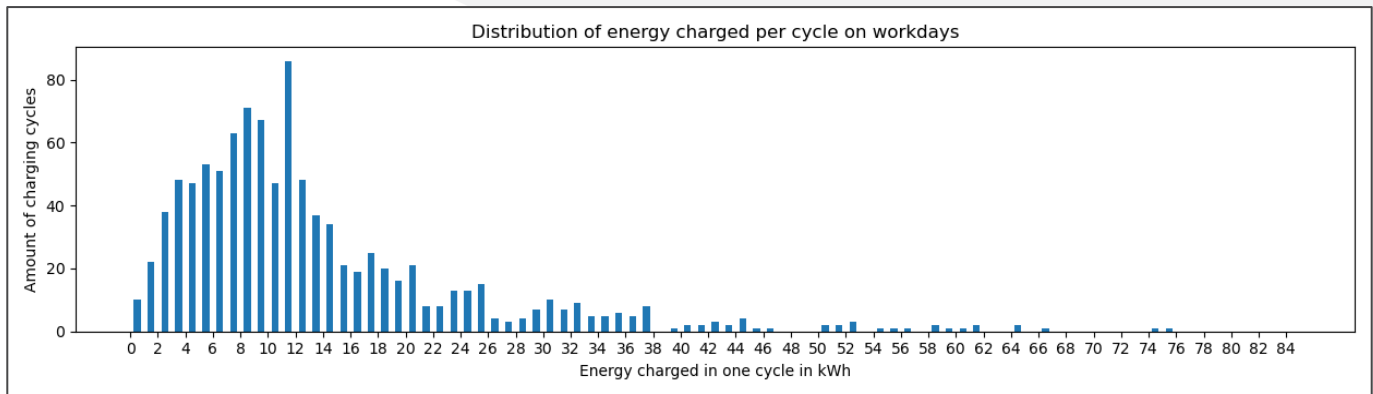


ABBILDUNG 34: ANZAHL DER LADEZYKLEN AN WERKTAGEN

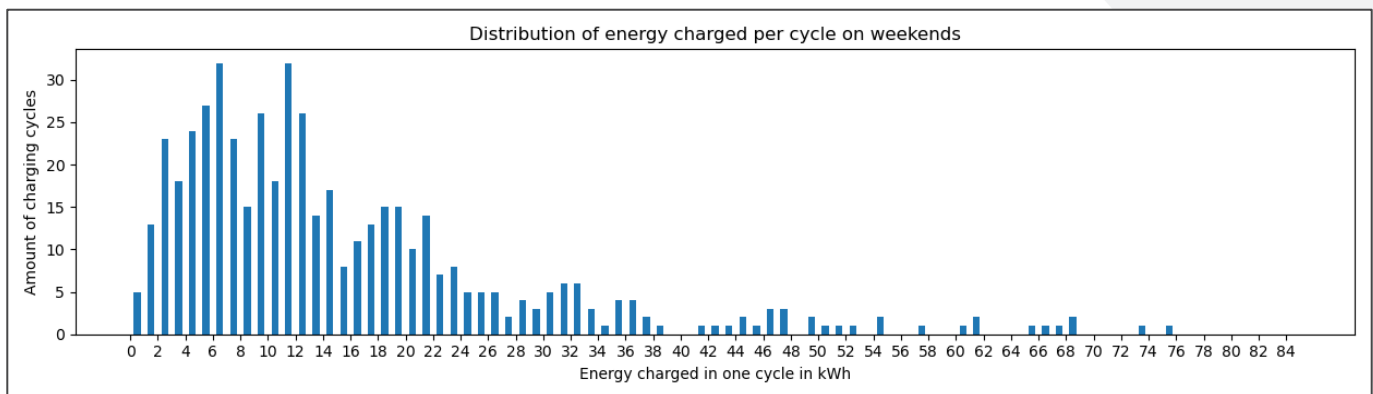


ABBILDUNG 35: ANZAHL DER LADEZYKLEN AN WOCHENENDEN

2. Die Verteilung der Zeitpunkte bezüglich des Starts des Ladezyklus. Analog zu der geladenen Energiemenge wird zunächst der Wochentag ermittelt und das Histogramm erstellt (vgl. statistical analysis of LP, distribution of the time the charging cycle starts).

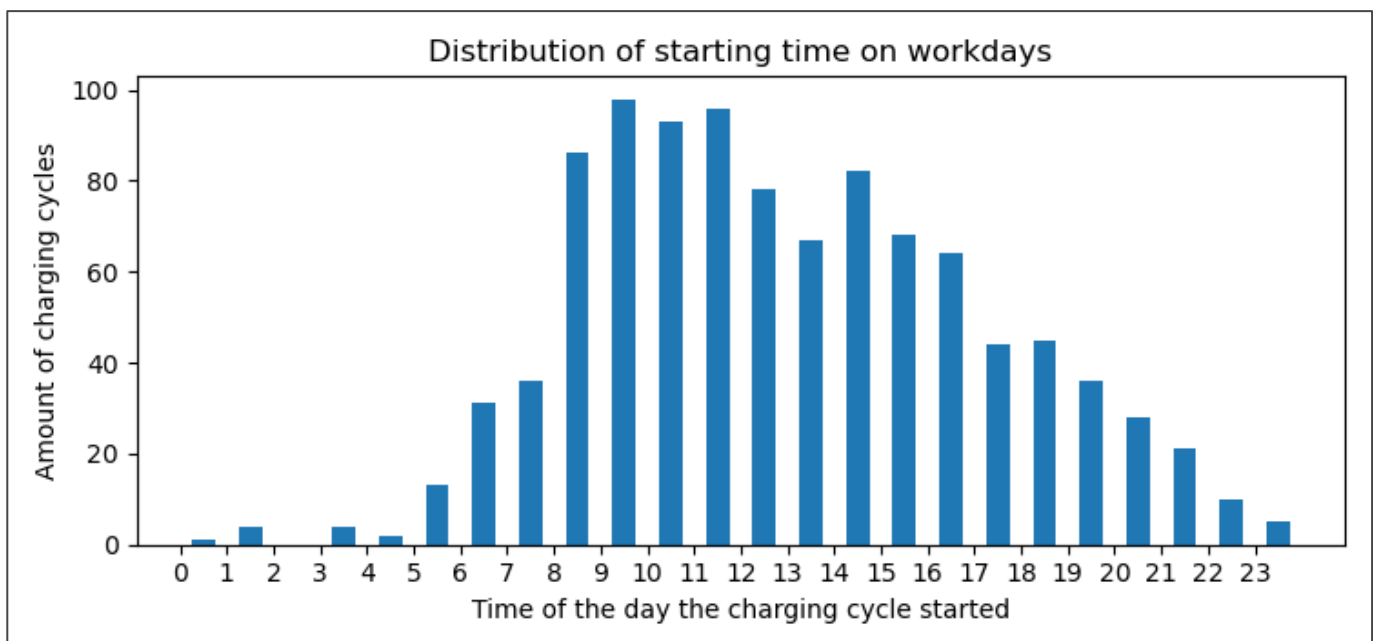


ABBILDUNG 36: ZEITLICHE VERTEILUNG DER LADEZYKLEN AN WERKTAGEN

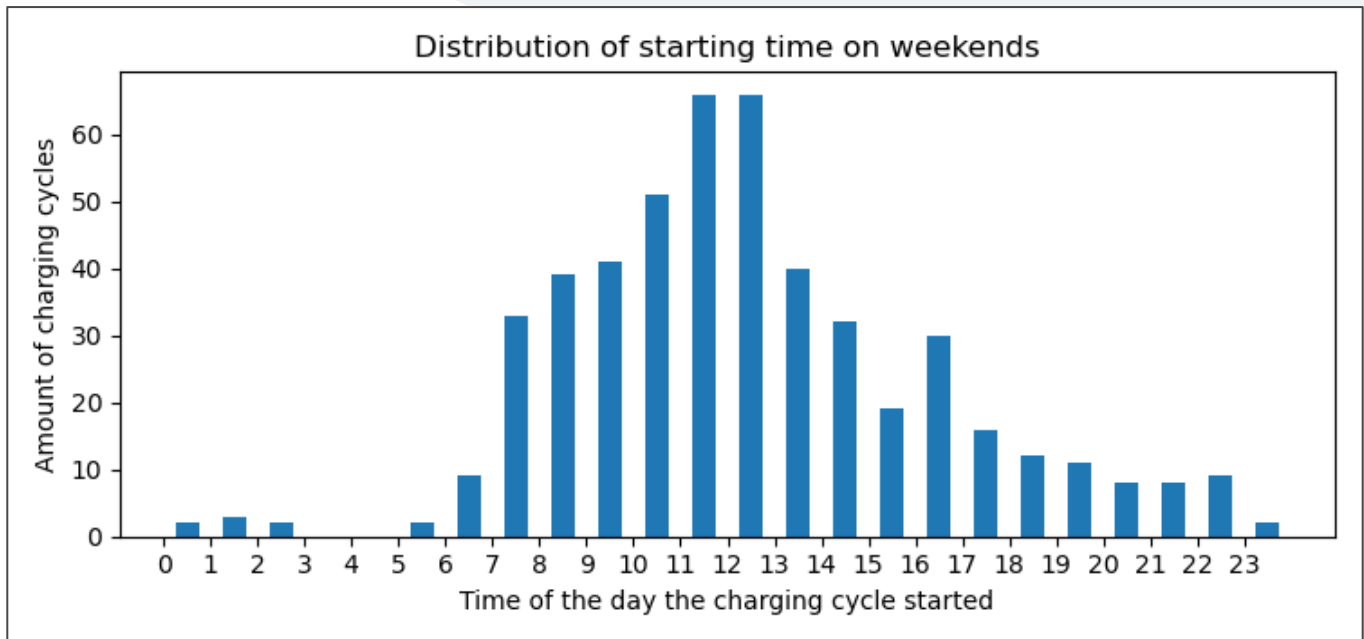


ABBILDUNG 37: ZEITLICHE VERTEILUNG DER LADEZYKLEN AN WOCHENENDEN

- Die Verteilung der Tage bis zum Beginn des nächsten Ladezyklus. In der Theorie muss hierbei nur die Differenz zwischen der *time_stop_charging* und der *time_start_charging* des nächsten Zyklus des gleichen Haushalts errechnet und in einem Histogramm dargestellt werden. Allerdings ist der Datensatz dahingehend etwas irreführend, dass teilweise nur sehr kurze Unterbrechungen von wenigen Minuten zwischen den Ladezyklen vorkommen. Hierbei kann davon ausgegangen werden, dass es sich nicht um das menschliche Nutzerverhalten handelt, sondern um eine technische Unterbrechung der Datenkommunikation oder des Ladevorgangs. Somit wird vor der eigentlichen Analyse der Datensatz zunächst einmal nach Haushalten sortiert, sodass jeweils alle Ladezyklen pro Haushalt untereinanderstehen. Außerdem werden alle Ladezyklen, bei denen der darauffolgende Ladezyklus weniger als eine Stunde später stattfindet, zusammengeführt und als ein Ladezyklus betrachtet. Es werden also die geladene Energiemenge und Dauer des Zyklus aufaddiert (vgl. statistical analysis of LP, Sort the original data/ Combine charging cycles with very little time differences between). Aus diesem aktualisierten Datensatz wird mithilfe der *datetime* Funktionen in Python die jeweilige Differenz zwischen den Ladezyklen des gleichen Haushalts in Minuten berechnet und in einem Array gespeichert. Das resultierende Array kann wiederum in ein Histogramm mit Tagen statt Minuten umgerechnet werden, indem die Bins des Histogramms mit den Intervallen [0, 1440, 2880, ...] gewählt werden, da ein Tag 1440 Minuten hat. Das resultierende Histogramm sieht wie folgt aus, wobei die x-Achse die Tage zum nächsten Ladezyklus und die y-Achse die Anzahl der Ladevorgänge darstellt.

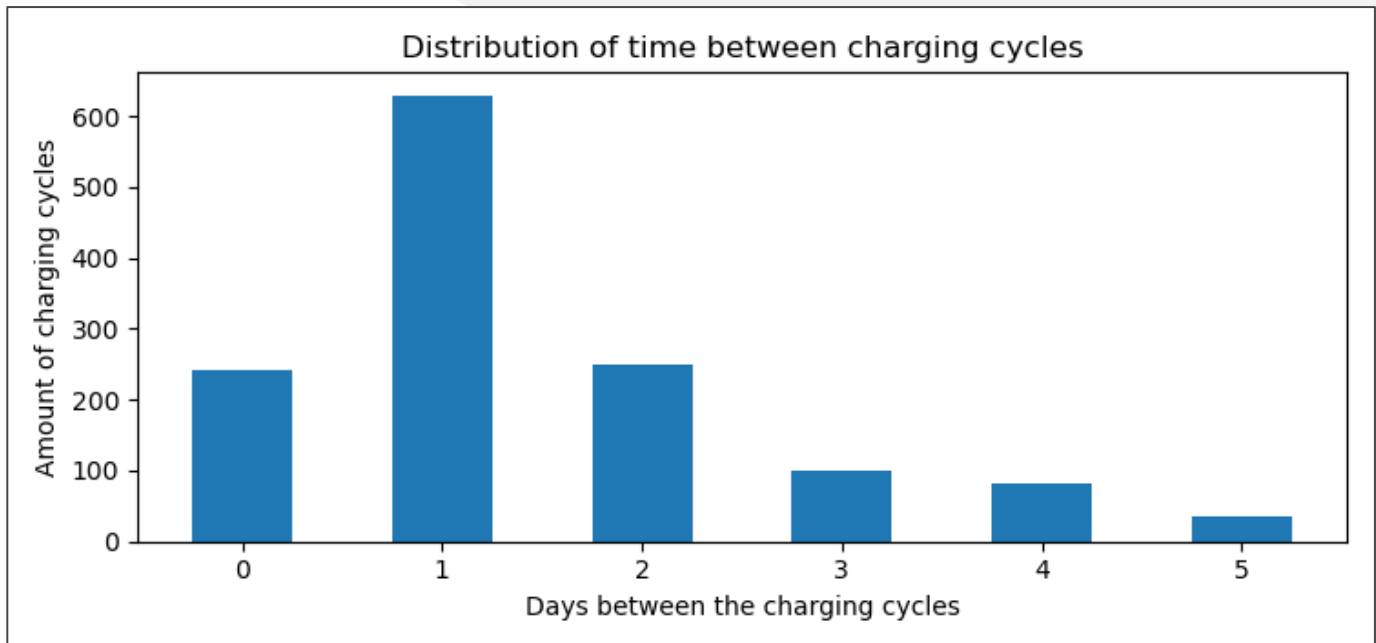


ABBILDUNG 38: VERTEILUNG DER TAGE ZWISCHEN LADEZYKLEN

Anlegen einer stochastischen Verteilung

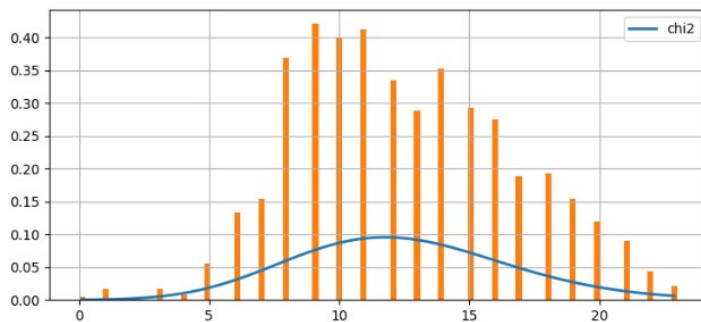
Um aus den oben beschriebenen Histogrammen nun eine Verteilungsfunktion abzuleiten, mit welcher im nächsten Schritt Parameter der Ladekurven generiert werden, wird mit der Python Bibliothek *fitter* gearbeitet. Diese testet die gängigsten Wahrscheinlichkeitsverteilungen für die Eingangsdaten und gibt die jeweiligen Parameter aus (*mu*, *sigma*, *loc*, *scale* etc), um entsprechende Zufallsvariablen generieren zu können. Hierbei können zwei Ansätze gewählt werden.

1. Die Ladekurvencharakteristiken, wie geladene Energiemenge, Startzeitpunkt und Tage zum nächsten Zyklus, sind stochastisch unabhängig. In diesem Fall werden die Daten der jeweiligen Charakteristik in *fitter* analysiert und die ausgegebenen stochastischen Parameter genutzt, um die Zufallsvariablen zu generieren.
2. Die Ladekurvencharakteristiken sind nicht stochastisch unabhängig, da zwischen geladener Energiemenge und Tage bis zum nächsten Ladevorgang logischerweise eine Korrelation besteht. Die Korrelationskoeffizienten ergeben sich wie folgt:

TABELLE 15: KORRELATIONSKOEFFIZIENTEN BEI NICHT UNABHÄNGIGEN LADEKURVENCHARAKTERISTIKEN

	energy_charged	time_start_charging	days_in_between
charged_energy	1.00000	0.092310	0.175390
time_start_charging	0.092310	1.000000	-0.019276
days_in_between	0.175390	-0.019276	1.000000

Man erkennt eine starke Korrelation zwischen der geladenen Energiemenge und den Tagen bis zum nächsten Ladevorgang. Somit sollte der erste Ansatz nur für die Tageszeit, zu welcher der Ladevorgang gestartet wird, gewählt werden. Hierbei ergeben sich die folgenden Verteilungen und Parameter:



Werktags:

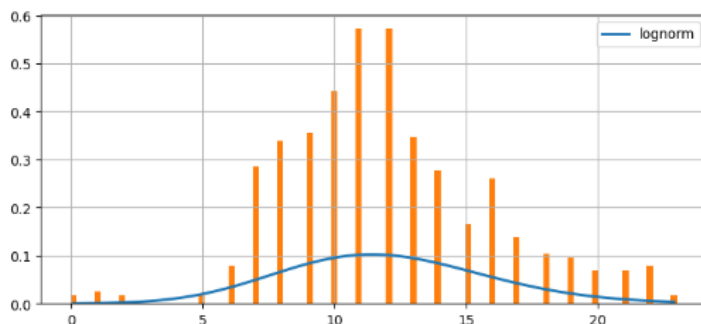
Methode: Chi2

df = 68.52537602405857

loc = -12.254776901749644

scale = 0.36104341970737575

ABBILDUNG 39: CHI2-VERTEILUNG DER LADEZEITEN AN WERKTAGEN



Wochenende:

Method: Lognorm

s = 0.09928241619002257

loc = -27.659794399439406

scale = 39.46653115721104

ABBILDUNG 40: LOGNORM-VERTEILUNG DER LADEZEITEN AN WOCHENENDEN

Die Energiemenge und die Tage bis zum nächsten Laden können über die multivariate Normalverteilung berechnet werden. Hierfür werden die Mittelwerte und die Kovarianz benötigt, welche sich aus den gegebenen Daten berechnen lassen:

Mittelwerte: [14307.32, 2.605087]

Kovarianz: [[1.50514871e+08, 1.20198227e+04], [1.20198227e+04, 3.12036178e+01]]

Generierung der Ladewerte

Um die Ladekurven zu generieren, können nun die beiden oben genannten Ansätze gewählt werden. Mithilfe der *scipy.stats* Bibliothek in Python können die Tageszeit mit der Chi2 und Lognorm-Verteilung und die Energiemenge und Tage zum nächsten Zyklus mit der multivariaten Normalverteilung realisiert werden. Mit den oben genannten Parametern lassen sich über die *rvs*-Funktion beliebig viele Zufallswerte auf Basis der entsprechenden Methoden generieren. Die dafür genutzte Funktion nimmt außerdem noch die Namen der Haushalte und die Leistung der Wallboxen als Input. Somit kann die *time_stop_charging* berechnet werden, indem die geladene Energie / Leistung der Wallbox auf die *time_start_charging* addiert wird.

Güte der generierten Werte

Da die generierten Werte nur der Wahrscheinlichkeitsverteilung folgen, weisen diese gewisse Abweichungen zu den realen Werten auf. Im Folgenden werden die oben schon gezeigten Histogramme mit denen der künstlich generierten Daten verglichen.

Geladene Energie unter der Woche:

Reale Daten:

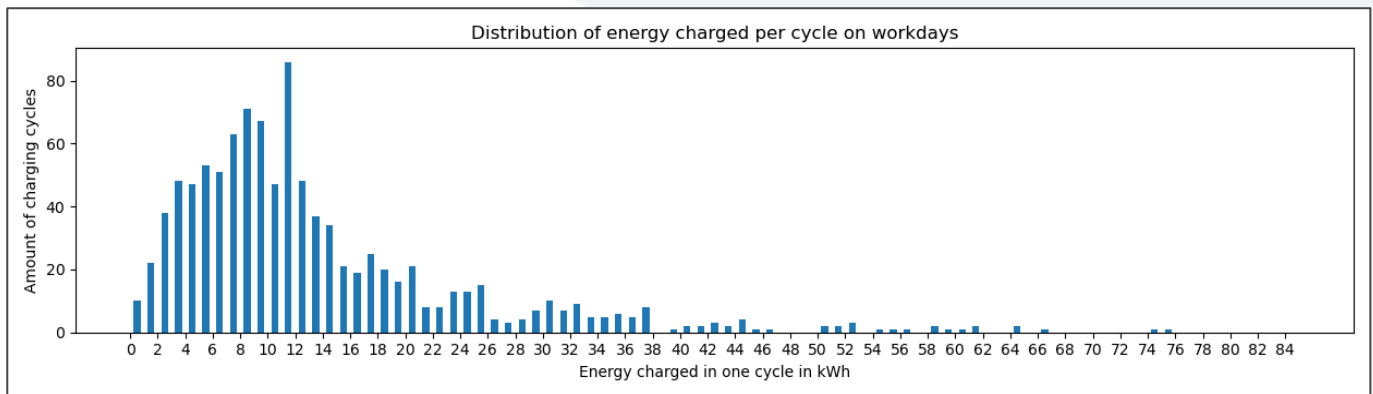


ABBILDUNG 41: VERTEILUNG DER GELADENEN ENERGIEMENGE PRO ZYKLUS AN WERKTAGEN (REALE DATEN)

Generierte Daten ohne Copula:

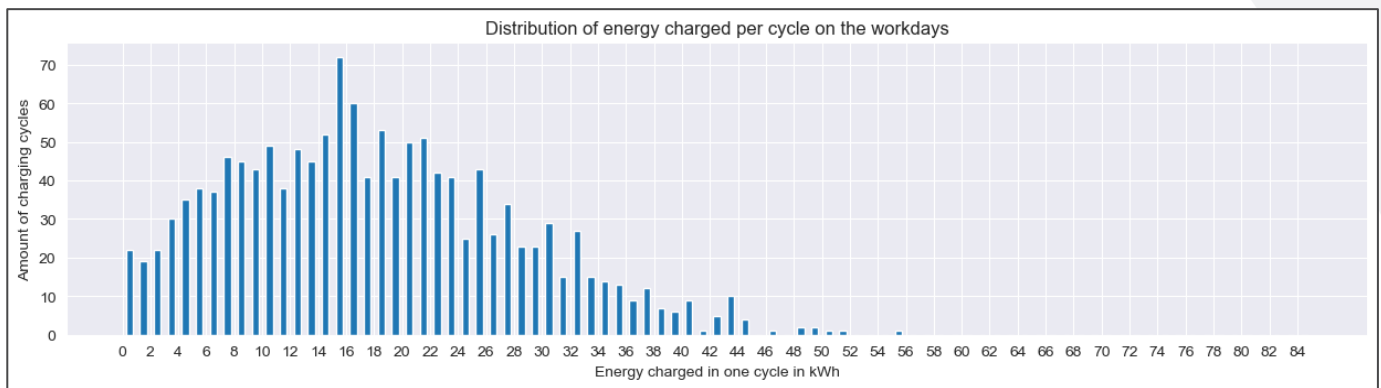


ABBILDUNG 42: VERTEILUNG DER GELADENEN ENERGIEMENGE PRO ZYKLUS AN WERKTAGEN OHNE COPULA (GENERIERTE DATEN)

Geladene Energie an Wochenenden:

Reale Daten:

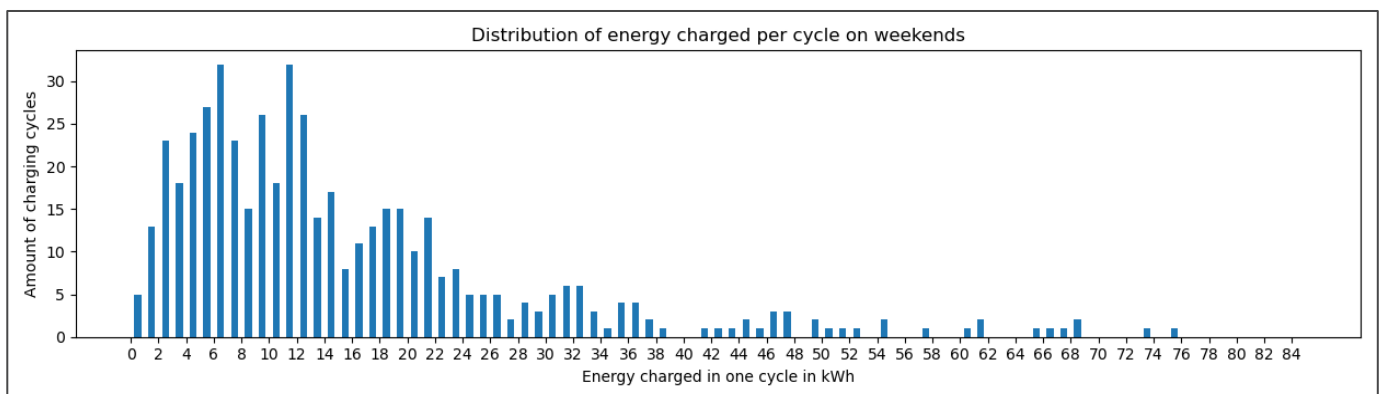


ABBILDUNG 43: VERTEILUNG DER GELADENEN ENERGIEMENGE AN WOCHENENDEN (REALE DATEN)

Generierte Daten ohne Copula:

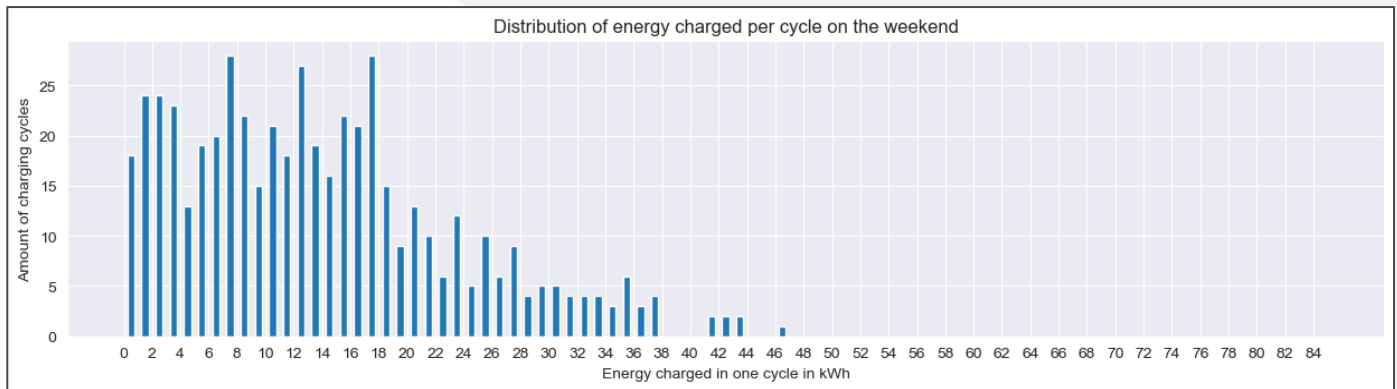


ABBILDUNG 44: VERTEILUNG DER GELADENEN ENERGIEMENGE AN WOCHENENDEN OHNE COPULA (GENERIERTE DATEN)

Generierte Daten mit *Copula*:

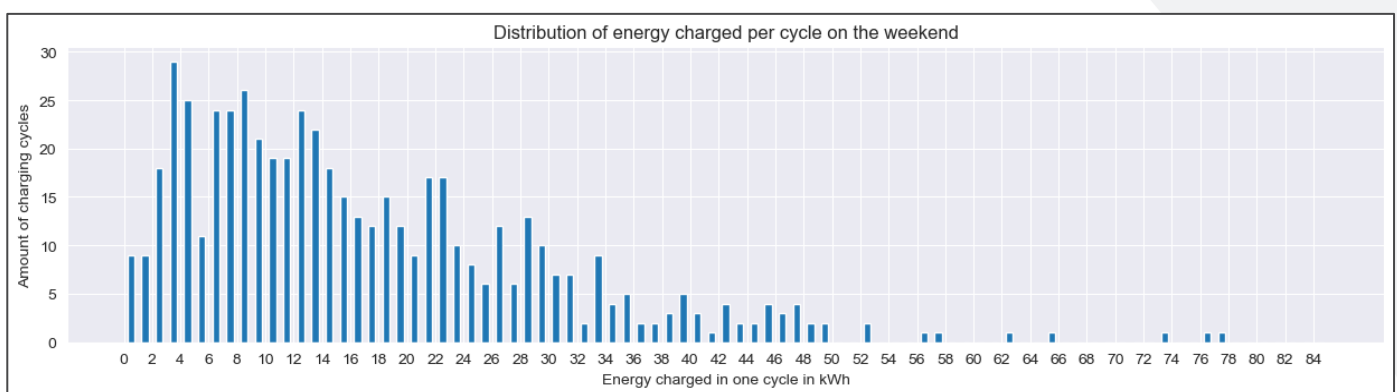


ABBILDUNG 45: VERTEILUNG DER GELADENEN ENERGIEMENGE AN WOCHENENDEN MIT COPULA (GENERIERTE DATEN)

Tageszeit des Ladebeginns unter der Woche:

Reale Daten:

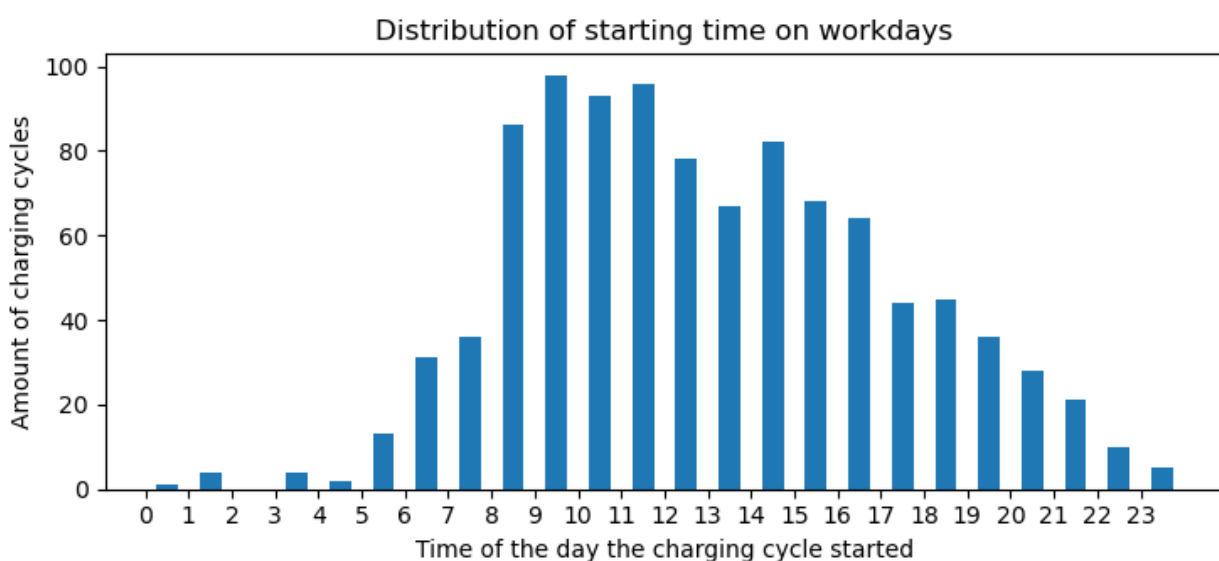


ABBILDUNG 46: ZEITLICHE VERTEILUNG DER STARTZEITEN DER LADEZYKLEN AN WERKTAGEN (REALE DATEN)

Generierte Daten:

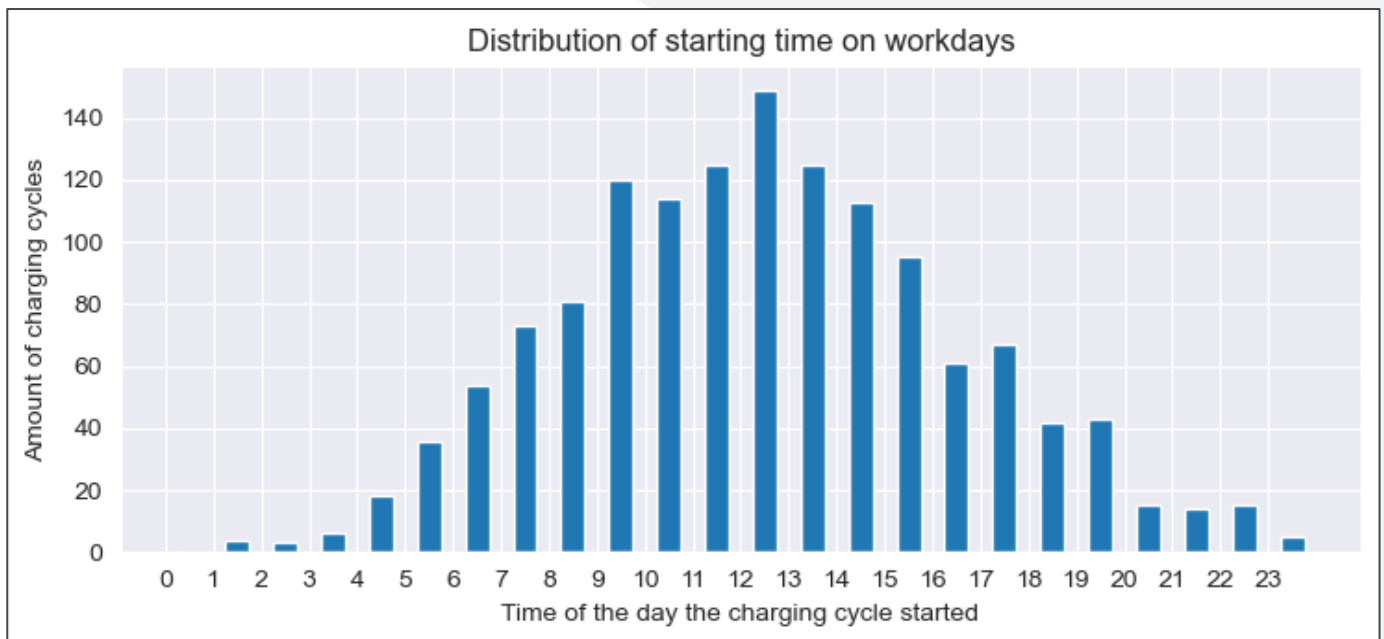


ABBILDUNG 47: ZEITLICHE VERTEILUNG DER STARTZEITEN DER LADEZYKLEN AN WERKTAGEN (GENERIERTE DATEN)

Tageszeit des Ladebeginns am Wochenende:

Reale Daten:

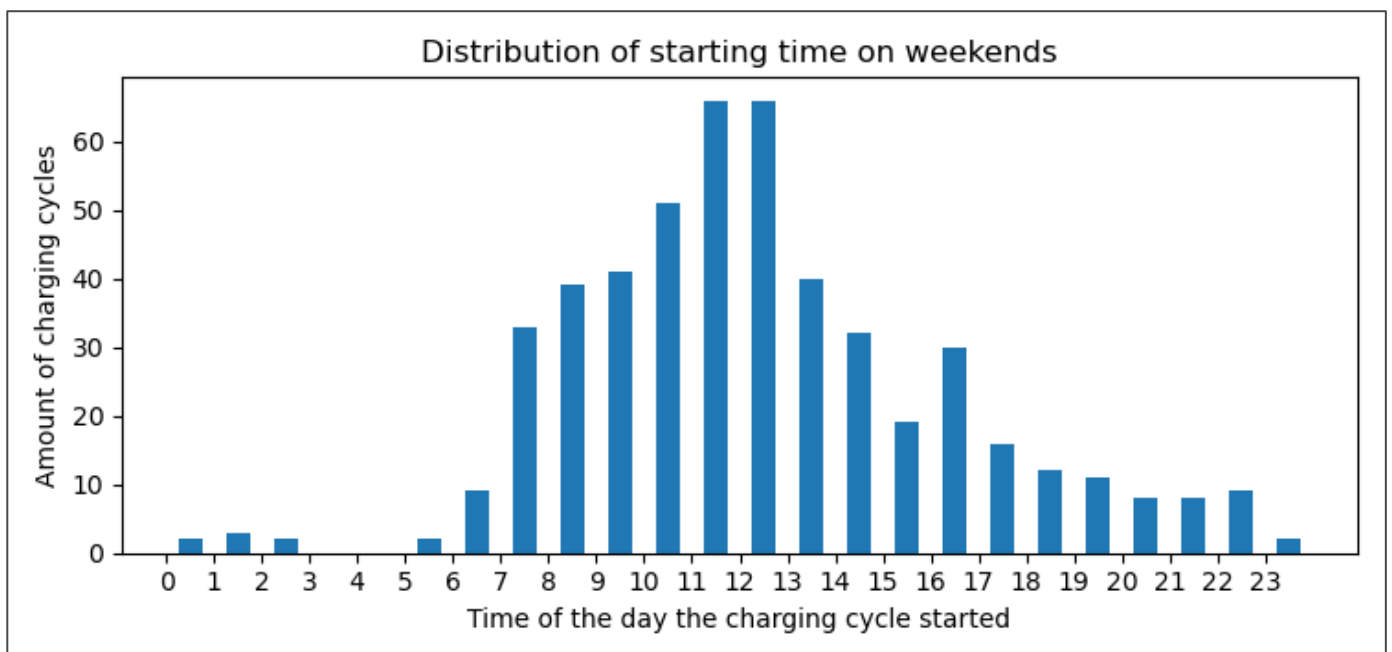


ABBILDUNG 48: ZEITLICHE VERTEILUNG DER STARTZEITEN DER LADEZYKLEN AN WERKTAGEN (REALE DATEN)

Generierte Daten:

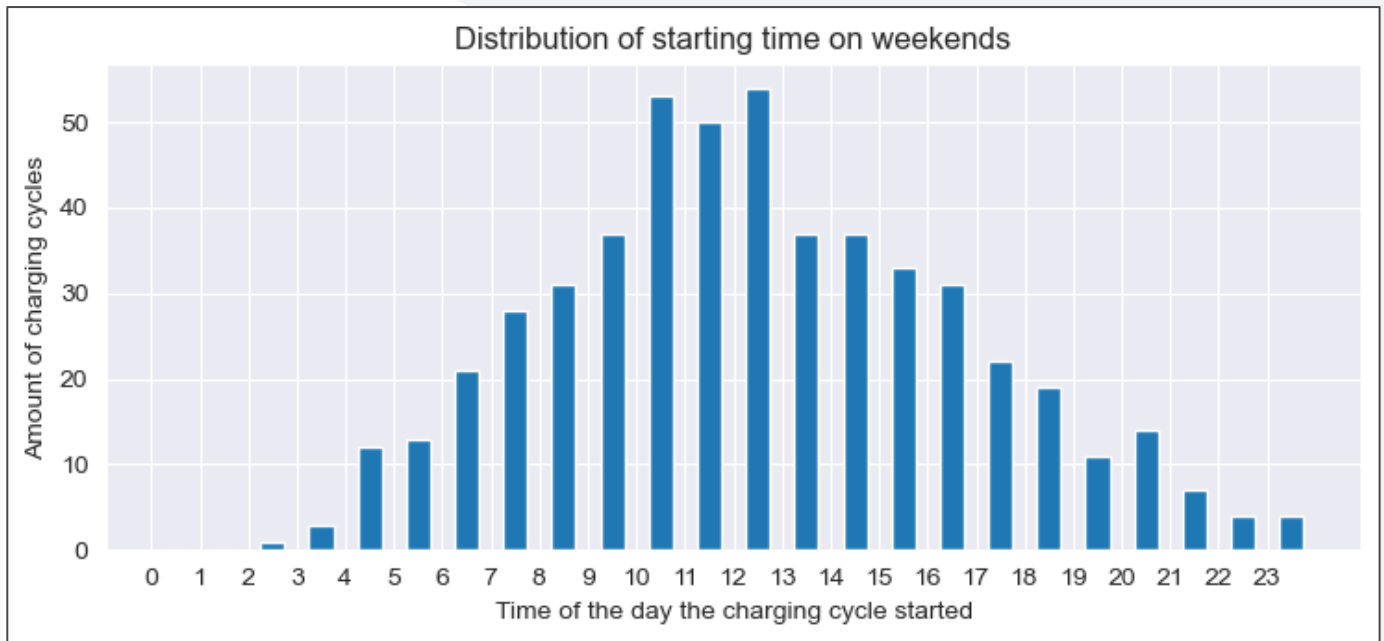


ABBILDUNG 49: ZEITLICHE VERTEILUNG DER STARTZEITEN DER LADEZYKLEN AN WERKTAGEN (GENERIERTE DATEN)

Tage zwischen den Ladevorgängen:

Reale Daten:

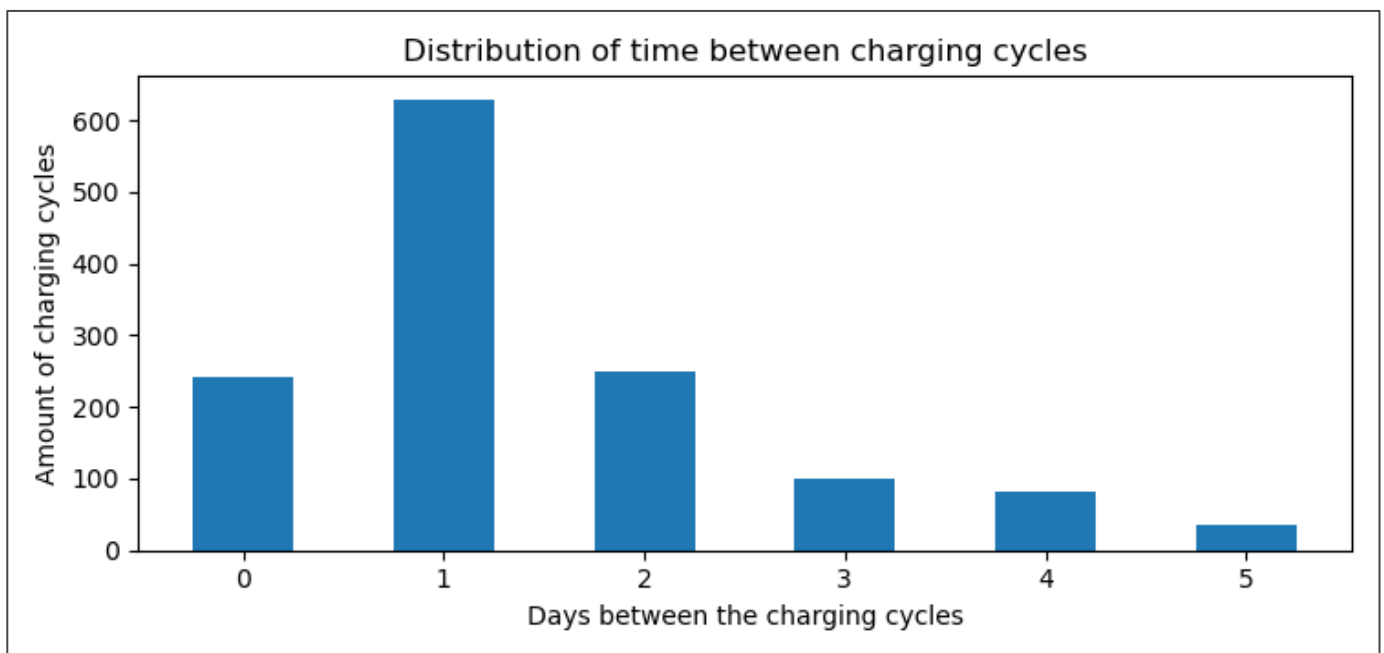


ABBILDUNG 50: ANZAHL DER TAGE ZWISCHEN LADEZYKLEN (REALE DATEN)

Generierte Daten ohne Copula:

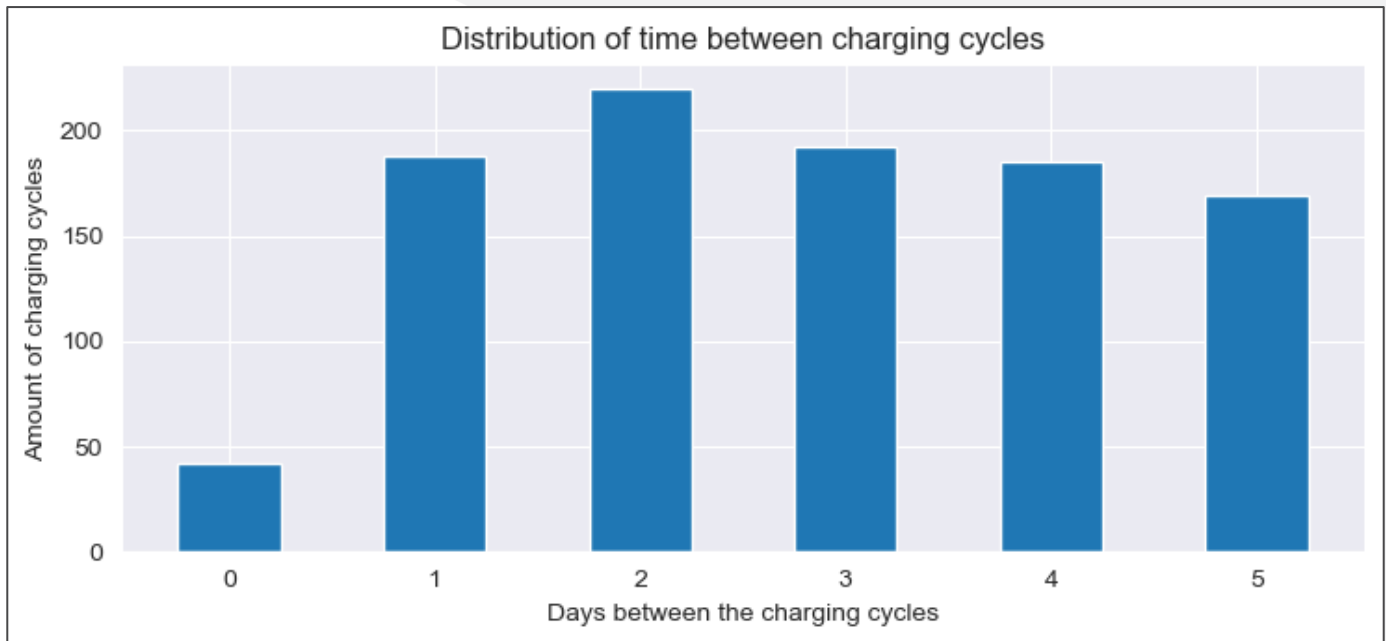


ABBILDUNG 51: ANZAHL DER TAGE ZWISCHEN LADEZYKLEN (GENERIERTE DATEN)

Generierte Daten mit *Copula*:

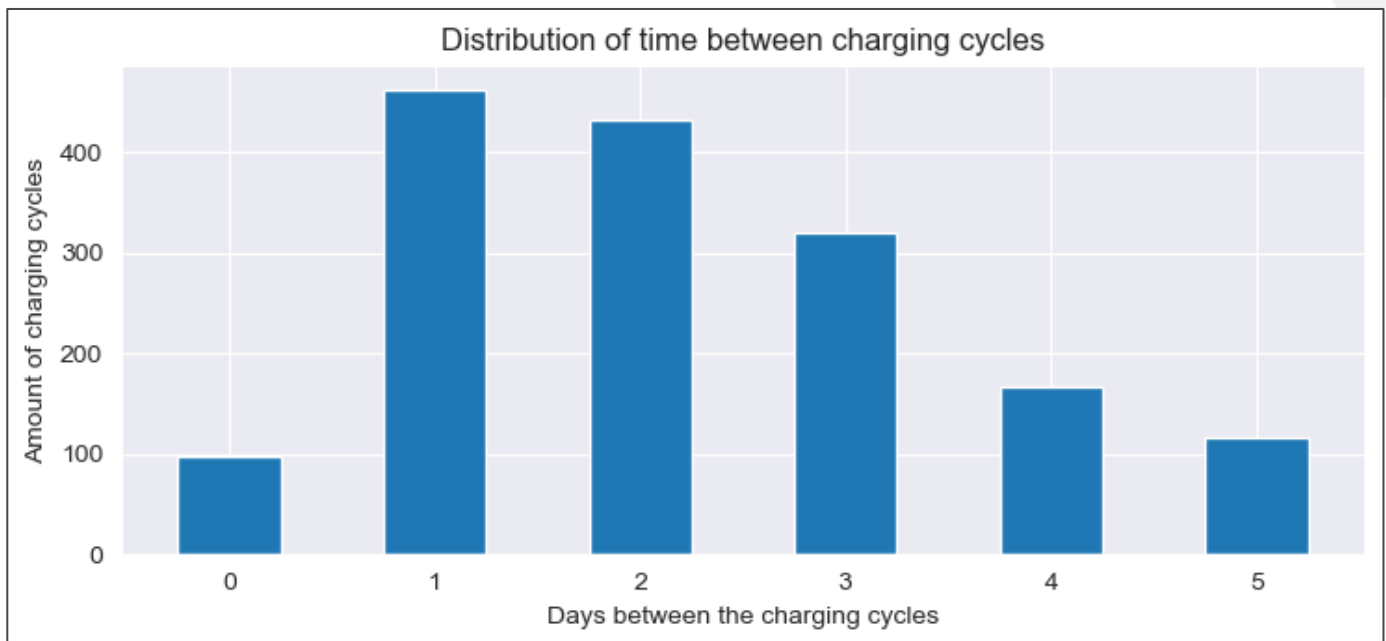


ABBILDUNG 52: ANZAHL DER TAGE ZWISCHEN LADEZYKLEN MIT COPULA (GENERIERTE DATEN)

Vergleich der Gleichzeitigkeitsfaktoren

Mit den generierten Daten lassen sich nun die Gleichzeitigkeitsfaktoren berechnen und vergleichen. Die Histogramme der Daten sehen wie folgt aus:

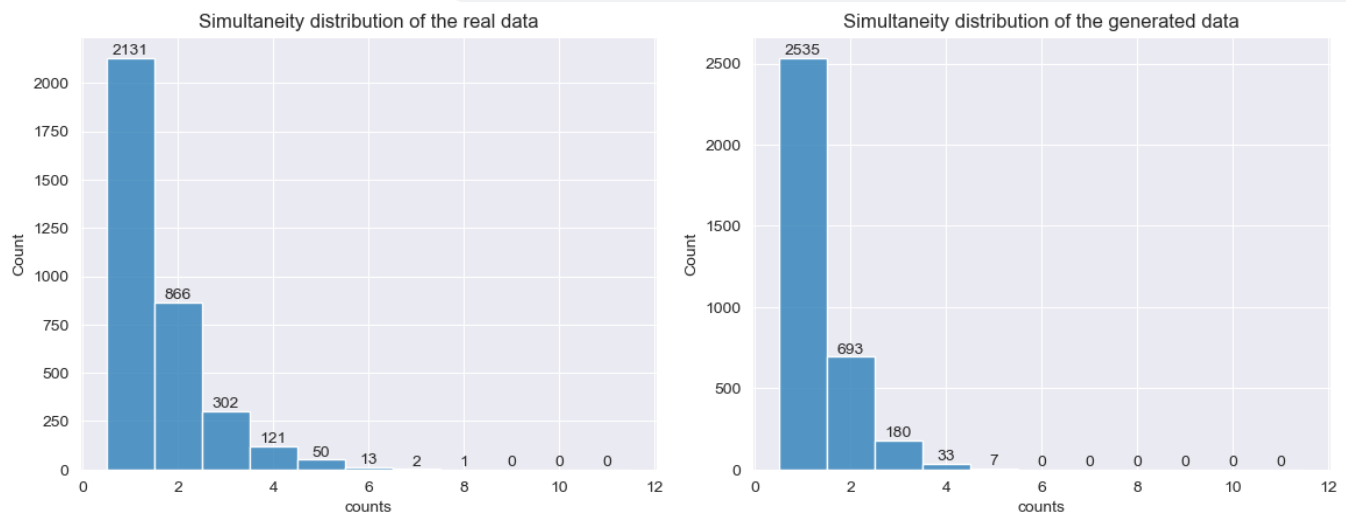


ABBILDUNG 53: GLEICHZEITIGKEITSFAKTOREN (LINKS: REALE DATEN, RECHTS: GENERIERTE DATEN)

Der Gleichzeitigkeitsfaktor ergibt sich aus der maximalen Leistung, die gleichzeitig bezogen wurde und der maximal möglichen Leistung, die von allen EV bezogen werden könnte. Bei 19 Haushalten ergeben sich die Gleichzeitigkeitsfaktoren also zu:

$$Faktor_{real} = \frac{8 * 11 kWh}{19 * 11 kWh} = 42,1\%$$

$$Faktor_{generiert} = \frac{5 * 11 kWh}{19 * 11 kWh} = 26,2\%$$

Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass bei den generierten Ladekurven eine konstante Ladeleistung von 11 kWh angenommen wurde. Da bei den realen Ladekurven die Leistung oft gegen Ende negativ exponentiell abnimmt, der Ladezyklus aber trotzdem aktiv ist, ist der reale Gleichzeitigkeitsfaktor vermutlich zu hoch, da die Rechnung aufgrund mangelnder Informationen auch eine konstante Ladeleistung von 11 kWh zugrunde legt. Den wahren Gleichzeitigkeitsfaktor könnte man nur berechnen, indem alle Ladekurven übereinander gelegt werden und der Maximalwert der sich so ergebenden Leistungskurve verwendet wird.

Flexibilitätpotential

Um das Flexibilitätpotential der ladenden EV abzuschätzen, ist die Zeit zwischen *time_stop_charging* und *time_plugged_out* relevant. Zur statistischen Generierung muss zunächst bestimmt werden, zu welchem Anteil der Ladezyklus pro Uhrzeit unterbrochen wurde. Von 13-14 Uhr wurden z.B. 84 Ladevorgänge gestoppt. 47 dieser Ladevorgänge wurden unterbrochen, was eine Wahrscheinlichkeit von $P(\text{Unterbrechung}) = 47/84 = 56\%$ ergibt. Für die nicht-unterbrochenen Ladezyklen wird die Zeit zwischen *time_stop_charging* und *time_plugged_out* analysiert und für jede Stunde (z.B. 13-14 Uhr) der Mittelwert und die Standardabweichung der Zeit in Minuten ermittelt. Mit diesen statistischen Parametern lassen sich dann in den generierten Daten auf Basis der *time_stop_charging* die *time_plugged_out* generieren. Der Vergleich der realen und generierten Werte ist unten aufgeführt.

Reale Daten:

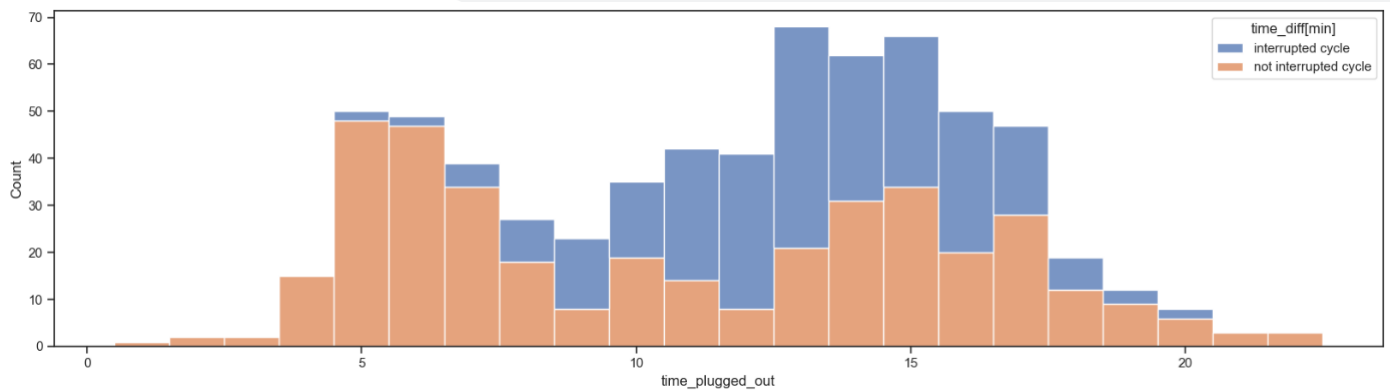


ABBILDUNG 54: VERTEILUNG DER AUSSTECKZEITEN (REALE DATEN)

Generierte Daten:

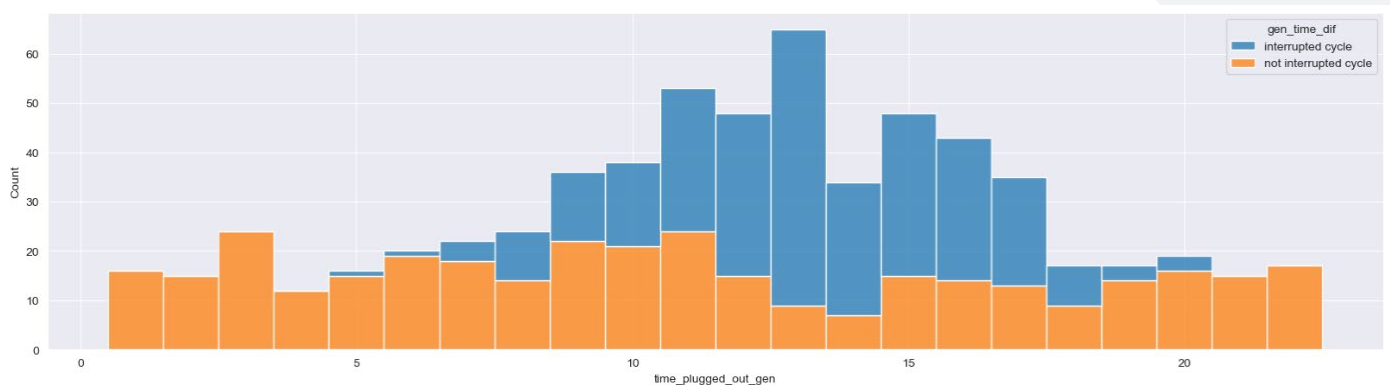


ABBILDUNG 55: VERTEILUNG DER AUSSTECKZEITEN (GENERIERTE DATEN)

Die hohe Diskrepanz zwischen beiden Graphen könnte daran liegen, dass die *time_plugged_out* bereits abhängig von der *time_stop_charging* ist, welcher auch schon auf einer statistischen Verteilung basiert. Somit werden Ungenauigkeiten in der Generation von *time_stop_charging* an die *time_plugged_out* weitergegeben wenn nicht sogar verstärkt. Des Weiteren könnten weniger als 100 Datensätze pro Stundenintervall eine zu geringe Stichprobe darstellen, um eine verlässliche statistische Verteilung anzulegen. Theoretisch könnte man das zuvor schon erwähnte Fitter-Modul nutzen, um für jeder der 24 Zeitstunden eine individuelle Wahrscheinlichkeitsverteilung zu ermitteln und basierend auf dieser dann die Werte zu ermitteln.

Arbeitspaket #ID – Identifikation von Netzbelastungsgebieten

Ziel und methodisches Vorgehen

Ziel des Arbeitspakets war die Abschätzung von Gebieten, in den künftig mit einer überdurchschnittlichen E-Pkw Durchdringung zu rechnen ist und die somit damit ein erhöhtes Potenzial für eine Netzüberlastung darstellen.

Da der zusätzliche Energiebedarf durch Elektrofahrzeuge einen erheblichen Einfluss auf die Lastspitzen haben könnte und das Stromnetz somit vor großen Herausforderungen steht, ist es essenziell, kritische Netzabschnitte vorzeitig zu identifizieren und rechtzeitig Gegenmaßnahmen einzuleiten.

Szenariendefinition (Markthochlauf E-Pkw)

Im Rahmen dieses Arbeitspakets lag der Fokus ausschließlich auf Elektrofahrzeugen und damit auf den privaten Ladestationen. Weitere dezentrale Energiequellen wurden nicht berücksichtigt. Um den Markthochlauf für das Jahr 2030 zu untersuchen, wurde auf die Ergebnisse des Arbeitspakets #US zurückgegriffen. Aus diesem Grund werden für die folgenden Untersuchungen eine Anzahl von 1.314 E-Pkw in Walldorf unterstellt.

OSM Modell

Das im Rahmen des Projekts entwickelte Modell stellt eine Unterstützungsmöglichkeit für Verteilnetzbetreiber dar. Die Abschätzung der kritischen Verteilnetzgebiete basiert auf open-source verfügbaren Datenquellen, so dass das Modell auch auf andere Regionen übertragbar ist. Im Rahmen des Projekts SynergieQuartier stellt die Stadt Walldorf den Anwendungsfall dar.

Das grundlegende methodische Vorgehen ist in Abbildung 56 dargestellt.

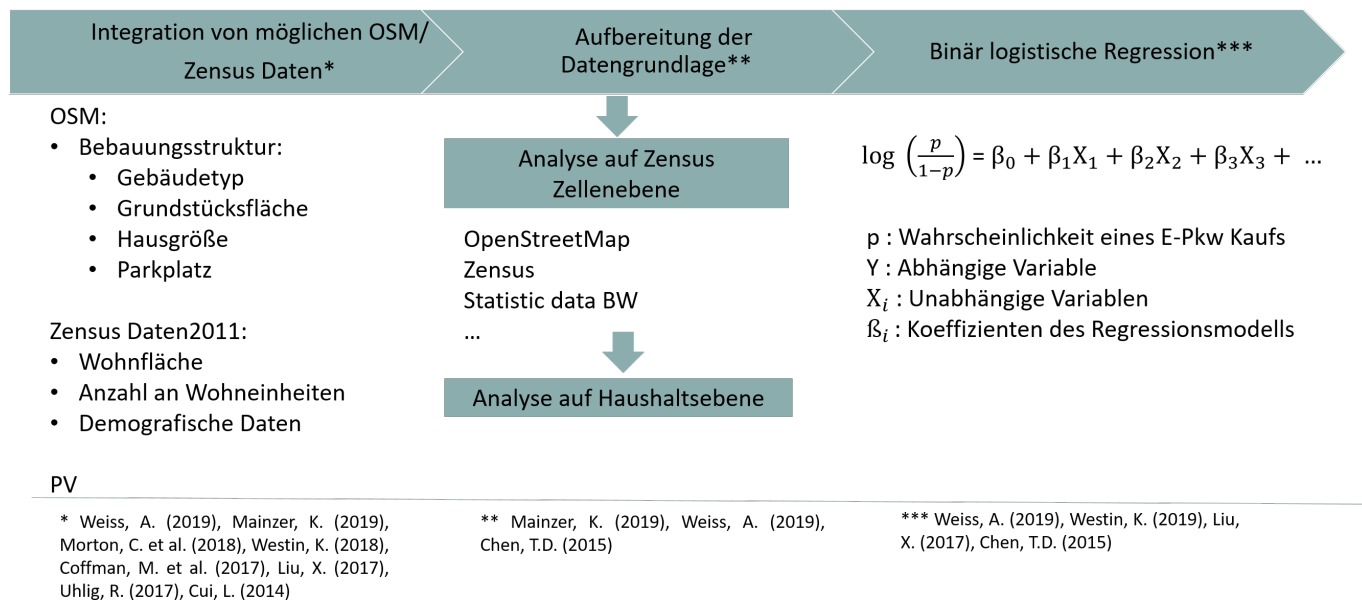


ABBILDUNG 56: METHODISCHES VORGEHEN

Die einzelnen Schritte des Modells werden im Folgenden genauer erläutert.

Identifikation repräsentativer Parameter

In einem ersten Schritt werden die verfügbaren Einflussfaktoren in der zu untersuchenden Region ermittelt. Hierbei wurde auf open-source verfügbare Datenbanken und -sätze sowie auf OpenStreetMap zurückgegriffen. Hinsichtlich der Bebauungs- und Siedlungsstruktur wurden insbesondere die Gebäudetypen, die zugehörige

Grundstücksfläche und Hausgröße sowie die Parkplätze in die Analyse mit einbezogen. Dabei wurde auf Tools wie Overpass API, Geofabrik Tools und Nominatim zurückgegriffen. Aus den Zensusdaten wurde die Wohnfläche, die Anzahl der Wohneinheiten, das Baujahr, das Alter der Bewohner auf Zellebene (100m x 100m) integriert. Die Zensusdatensätze liegen in der 100m x 100m Auflösung öffentlich erhältlich vor. Die geographische Verbreitung der PV-Anlagen wurde durch den Projektpartner Stadtwerke Walldorf zur Verfügung gestellt.

Aufbereitung der Datengrundlage

Die Aufbereitung der Datengrundlage lässt sich in zwei Blöcke unterteilen. Die geografische Zuordnung und Darstellung erfolgte durch das Tool QGIS.

a) Räumliche Datengrundlage basierend auf OSM auf Haushaltsebene:

Im Rahmen der Analyse und Modellerstellung wurde nur das Wohngebiet in Walldorf betrachtet. In Abbildung 57 ist das Wohngebiet in Walldorf abgebildet. Zu sehen sind die einzelnen identifizierten Gebäudetypen sowie die E-Pkw (grüner Punkt) und die PV-Anlagen (roter Punkt). Basierend auf der mittels OSM identifizierten Siedlungs- und Bebauungsstruktur wurden die Grundstücksflächen ermittelt. Ebenfalls verdeutlicht ist der Zusammenhang zu den Zensuszellen (in 100m x 100m Auflösung).

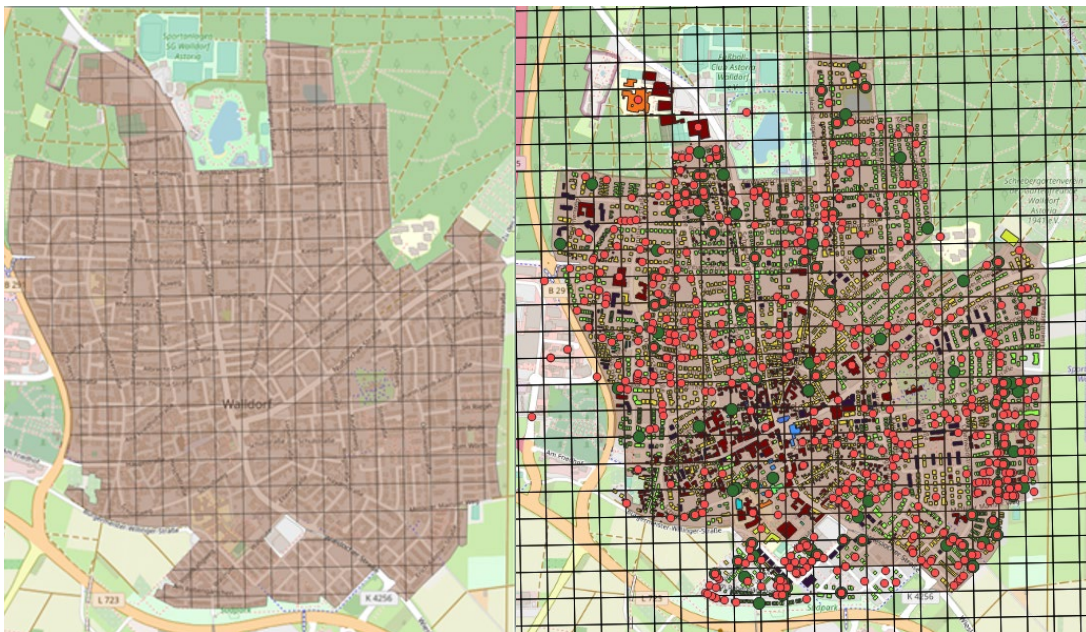


ABBILDUNG 57: GRAPHISCHE DARSTELLUNG DER DATENGRUNDLAGE DURCH OSM. LINKS: WOHNGEBIET IN WALLDORF. RECHTS: GEBÄUDETYPEN VERKNÜPFT MIT DER VERORTUNG VON E-PKW UND PV-ANLAGEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER ZENSUSZELLEN.

b) Datenaufbereitung basierend auf den Zensusdaten auf Zellebene:

Die Zensusdaten geben jeweils auf Zellebene die jeweiligen Inputdaten an. Für die einzelnen Zellen und die jeweiligen verfügbaren Parameter wurden der Median, das obere und das untere Quartil sowie der Interquartilsabstand ermittelt. In Abbildung 58 ist die statistische Verteilung der Parameter aller Rasterzellen dargestellt.

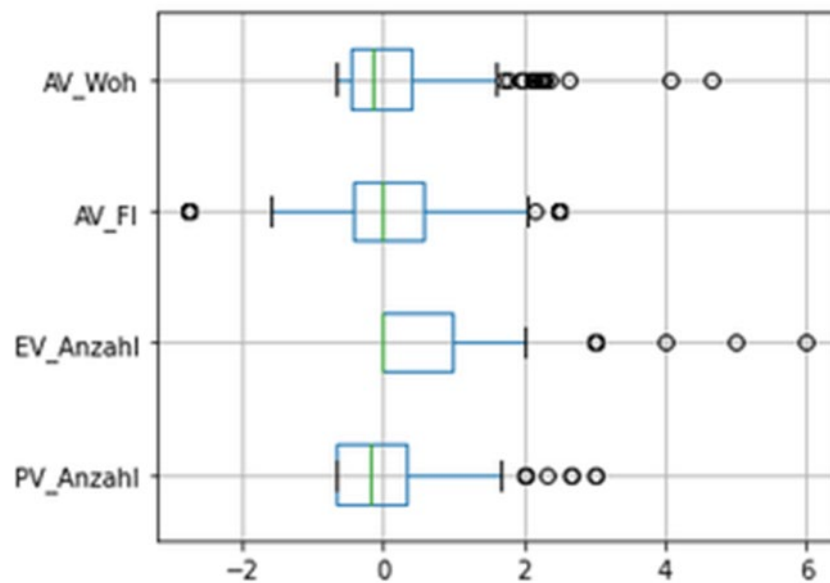


ABBILDUNG 58: STATISTISCHE VERTEILUNG DER PARAMETER WOHNFLÄCHE, ANZAHL WOHNHEINHEITEN, ANZAHL E-PKW UND ANZAHL PV-ANLAGEN JE ZELLE.

Zu sehen ist die statistische Verteilung der Parameter normiert auf den Interquartilsabstand, welcher je Rasterzelle stark schwanken kann.

Betrachtet man insbesondere PV-Anlagen und E-Pkws ist zu erkennen, dass die Durchdringung je Rasterzelle sehr unterschiedlich sein kann (siehe Abbildung 59).

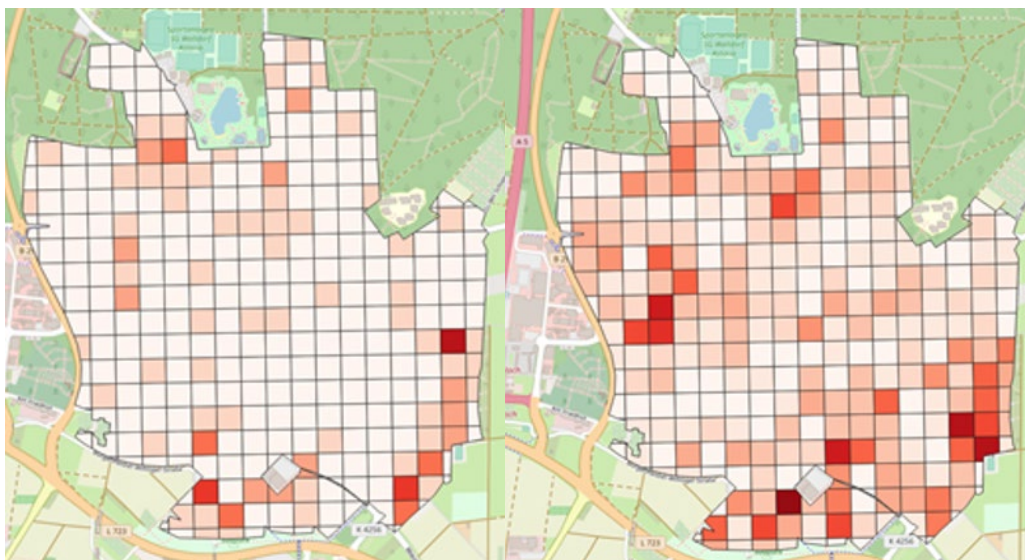


ABBILDUNG 59: VERTEILUNG DER AKTUELLEN E-PKW HOTSPOTS (LINKS) UND PV-HOTSPOTS (RECHTS)

c) Kopplung der beiden Datenblöcke:

Diese beiden Datengrundlagen wurden in einem nächsten Schritt miteinander gekoppelt. Hierbei wurden jedem Haustyp (aus OSM) jeweils die Parameter der Zensusdaten der zugehörigen Rasterzelle zugeordnet. Dieser finale Datensatz, der die haushaltsscharfe Kopplung/Zuordnung von OSM-Daten und Zensusdaten enthält, dient im Folgenden als Input für die Regressionsanalyse.

Identifikation von Netzbelastungsgebieten

Zur Identifikation von Netzbelastungsgebieten und somit für die Abschätzung einer überdurchschnittlichen Durchdringung von Elektrofahrzeugen wurde eine binäre Regressionsanalyse angewendet. Ziel war die Erstellung eines Regressionsmodells, welches die Wahrscheinlichkeit eines E-Pkw Kaufs auf Haushaltsebene ermittelt. Die resultierende Regressionsfunktion lässt sich durch

$$\text{E-Pkw Kauf (je Haushalt)} = \beta_0 + \beta_{\text{Gebäudetyp}} + \beta_{\text{Parkmöglichkeit}} + \beta_{\text{PV}} + \beta_{\text{Anzahl Wohneinheiten}} + \beta_{\text{Alter}} + \beta_{\text{Gebäudejahr}} + \beta_{\text{Wohnraum}}$$

darstellen. Das Ergebnis stellt für jeden Haushalt die Wahrscheinlichkeit dar, dass sich dieser basierend auf der Siedlungs- und Bebauungsstruktur im Jahr 2030 einen E-Pkw kaufen wird.

Der Output lässt sich als Heatmap für Walldorf darstellen. Für das Jahr 2030 ist die Heatmap in Abbildung 60 dargestellt.



ABBILDUNG 60: E-PKW HEATMAP FÜR DAS JAHR 2030. RECHTS: AUF ZELLENEBENE, LINKS: HAUSHALTSSCHARFE DARSTELLUNG.

Zu erkennen, ist dass sich einzelne Zellen eindeutig durch eine überdurchschnittliche Durchdringung von Elektrofahrzeugen hervorheben. Eine weitere Erkenntnis ist ebenfalls, dass der Kauf eines Elektrofahrzeugs insbesondere durch das Vorhandensein einer PV-Anlage getrieben wird.

NEPLAN Modell

Zum Projektstart wurde der aktuelle Ist-Netz Datensatz der Stadtwerke Walldorf in der Netzberechnungssoftware Neplan [1] verwendet. Dieser beinhaltet das Niederspannungsnetz ohne Neubaugebiete und ohne Berücksichtigung des Mittelspannungsnetzes.

Im ersten Schritt wurde eine Ist-Netzanalyse durchgeführt und die Annahmen sowie Abgrenzungen mit den Projektpartnern vereinbart.

Netzanalyse

Die Ergebnisse der Ist-Netzanalyse zeigen, dass das Niederspannungsversorgungsnetz der Stadtwerke Walldorf seinen heutigen Anforderungen gerecht wird. Die Versorgungsqualität und -sicherheit wird mit gut bewertet. Nachfolgend wird die Vorgehensweise der Analyse im Projekt beschrieben und die gemeinsamen getroffenen Annahmen aufgeführt.

Netzdaten der Stadtwerke Walldorf

Das Energieversorgungsnetz der Stadt Walldorf lässt sich durch folgende Kennzahlen beschreiben. Insgesamt werden knapp 16.000 Einwohner auf einer Fläche von ca. 20 km² mit elektrischer Energie versorgt. Die gemessene Netzhöchstlast beträgt ungefähr 17 MW. Die Stromkreislängen betragen in der Niederspannung ca. 140 km und in der Mittelspannung ca. 120 km. Die Niederspannungsabsicherung wird größtenteils mittels NH2-250A vorgenommen. Ungefähr ein Viertel der Haushalte wird über Dachständer durch Freileitung versorgt. Die im Jahr 2022 installierte Leistung der Photovoltaikanlagen liegt bei ungefähr 8 MWp und die Energiespeicherkapazitäten bei näherungsweise 850 kWh.

Festgelegte Annahmen

Das Neubaugebiet „Walldorf Süd 2. Bauabschnitt“ wurde aus dem öffentlichen Bebauungsplan der Stadt Walldorf nachgebildet. Für beispielsweise Trennstellen, Zählpunkte je Hausanschluss und Anzahl von genutzten Gewerbeflächen wurden plausible Abschätzungen vorgenommen. Die Auswertung der Zählpunkte und Lastdaten sind mit den vorliegenden Daten aus dem Jahr 2016 umgesetzt worden. Alle Hausanschlusslasten, die kleiner als 2,7 kW Last sind, wurden mit dem Leistungswerte 2,7 kW für die Abgangsbetrachtung nachgebildet. Die bestehenden Wärmepumpen werden über das Netzgebiet verteilt angenommen, da keine Datengrundlage vorliegt.

Es wird angenommen, dass die HS/MS Transformatoren über geregelte Stufenschalter mit 27 Stufen verfügen, die unter Last geschaltet werden können. Die MS/NS Transformatoren werden ohne manuellen lastfrei schaltbaren Stufenschalter modelliert. Von insgesamt 126 MS/NS Transformatoren liegen bei 85 Trafos die Lastdaten aus dem Jahr 2016 vor. Für die restlichen Daten wurden plausible Annahmen angesetzt.

Vereinbarte Abgrenzungen

Zum Projektstart wurde mit dem KIT-IIP vereinbart zunächst nur die privaten Ladepunkte zu berücksichtigen. Aufgrund der Dienstfahrzeugregelung des Unternehmens SAP SE ist davon auszugehen, dass ein hoher Anteil von gewerblichen Fahrzeugen in den Pendlerzahlen der Stadt Walldorf beinhaltet ist. Aus diesem Grund sind die offiziell verfügbaren Pendlerzahlen wenig belastbar und werden nicht berücksichtigt. Durch die hohen punktuellen Fahrzeuganzahlen, wie beispielsweise bei IKEA-Walldorf, ist davon auszugehen, dass die Vielzahl der Ladepunkte mittelspannungsseitig an das Versorgungsnetz angebunden wird. Diese Anbindungen müssen beauftragt und individuell in Einzelmaßnahmen überführt werden. Diese sind nicht Bestandteil der aktuellen Untersuchungen. Zusätzlich wurden die Tankstellen für Kraftstoffe aufgrund der Ladeleistung im Mittelspannungsnetz zugeordnet. Die öffentlichen Parkflächen werden über die Hausanschlüsse ohne Parkmöglichkeiten oder mit einem öffentlichen Ladepunkt je Ortsnetzstation berücksichtigt.

Regionalisierung der Elektromobilität

Die Regionalisierung der Elektromobilität orientiert sich an den Mengengerüsten der Stützjahre des Arbeitspakets #US. Die Verteilung von Ladeinfrastruktur in den Niederspannungsnetzen wird anhand der Zählpunkten sowie der Gebäudestruktur vorgenommen. Diese enthalten beispielsweise EFH, ZFH oder MFH bzw. Gewerbe oder Mischbebauung.

Auf Basis der in #US ermittelten E-Pkw Durchdringung wird der Gebäudestruktur hausanschluss-scharf die private Ladeinfrastruktur zugeordnet. Eine detaillierte Zuordnung innerhalb des Ortsgebietes, beispielsweise basierend auf dem Haushaltsnettoeinkommen, war aufgrund der fehlenden Datengrundlage nicht möglich.

Zusätzlich wird die öffentliche Ladeinfrastruktur (LIS) den bestehenden Ortsnetzstationen sowie den Kabelverteilerschränken (KVS) vorgesehen. Strichprobenartige Analysen zeigen, dass somit ein Großteil des öffentlichen Parkraums abgedeckt werden könnte.

Die Methode zur Verteilung der Ladeinfrastruktur wird wie in den Planungsgrundsätzen der Uni Wuppertal beschrieben vorgenommen [2].

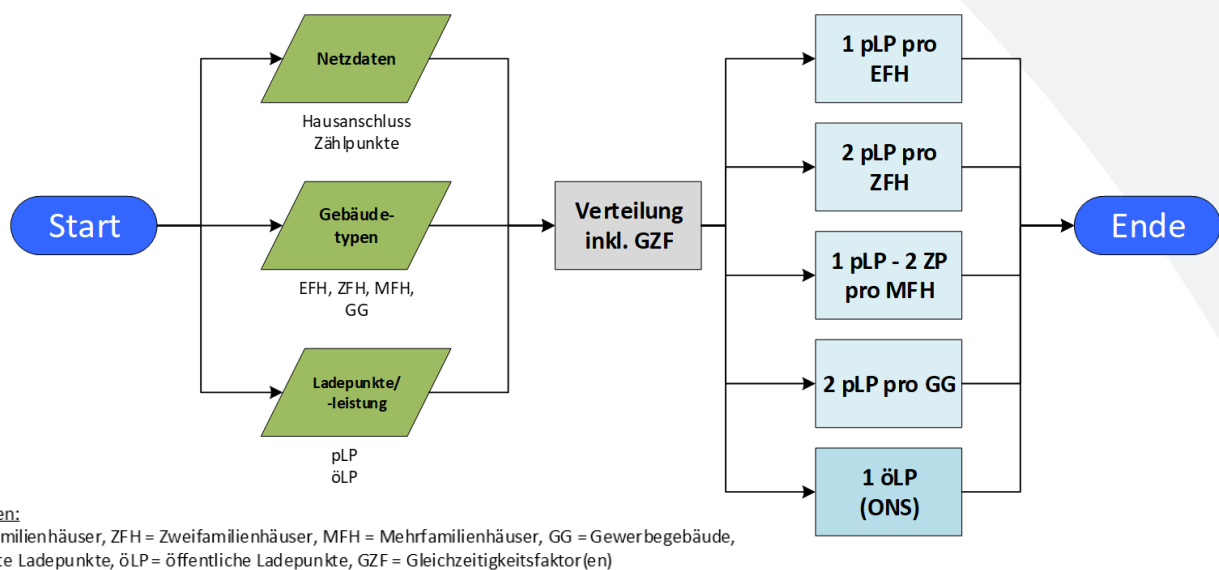


ABBILDUNG 61: METHODE ZUR VERTEILUNG DER LADEINFRASTRUKTUR IM NIEDERSPANNUNGSNETZ [2]

Verteilung und Leistungswertannahmen

Für die Leistungsannahmen werden die Erkenntnisse aus [2] als Basis herangezogen. Die Bewertung erfolgt für die Niederspannungsabgänge mittels Abgangswerten und für die Ortsnetztransformatoren mittels Ortsnetzwerten.

TABELLE 16: LEISTUNGSWERTANNAHMEN IN DER NIEDERSpannung

Last	Ortsnetz			Abgang		
	kW/HA	kW/ZP	kW/pLP	kW/HA	kW/ZP	kW/pLP
pLP 2030	1,7	0,4	5,1	8,2	3,2	11,1
pLP 2040 (Mittelwerte)	2,3	0,6	3,5	10,1	3,8	9,1
pLP 2050	2,9	0,8	1,8	12,0	4,3	7,1
EZFH		2,0			2,7	
MFH		1,0			1,3	

Quelle: Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilungsnetze; S. 153, Tabelle 14.1

Für die öffentliche Ladeinfrastruktur wurden an Ortsnetzstationen eine Ladeleistung von 150 kW und an Kabelverteilerschränken eine Ladeleistung von 33 kW im Jahr 2030 bis 67 kW im Jahr 2050 in Anlehnung an die Erkenntnisse aus [2] angenommen. Die Verteilung wurde mittels des im Arbeitspaket #US bestimmten Hochlaufs umgesetzt.

Identifikation von Netzbelastungsgebieten

Die Netzbelastungsgebiete werden mit den zuvor genannten Bedingungen modelliert und ausgewertet. Ziel war es als Basis die heutige Ist-Netzstruktur für die Vergleiche zu verwenden. Im ersten Schritt werden die Niederspannungsabgänge des Ist-Netzes mit den Prognosewerten und der Durchdringung der E-PkW für das Stützjahr 2030 untersucht.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Integration der Elektromobilität nicht ohne weitere Maßnahmen umgesetzt werden kann.

Es wurde festgestellt, dass mit der Elektromobilitätsprognose im Stützjahr 2030 punktueller Ausbaubedarf im heutigen Netz entsteht. Betroffen sind ungefähr 2,5 km Niederspannungsleitung mit Auslastungen von teilweise bis zu 160 % bei den Betriebsmittelgrenzen. Diese unterteilen sich auf 1,8 km Kabel- und 700m Freileitungsstrecke.

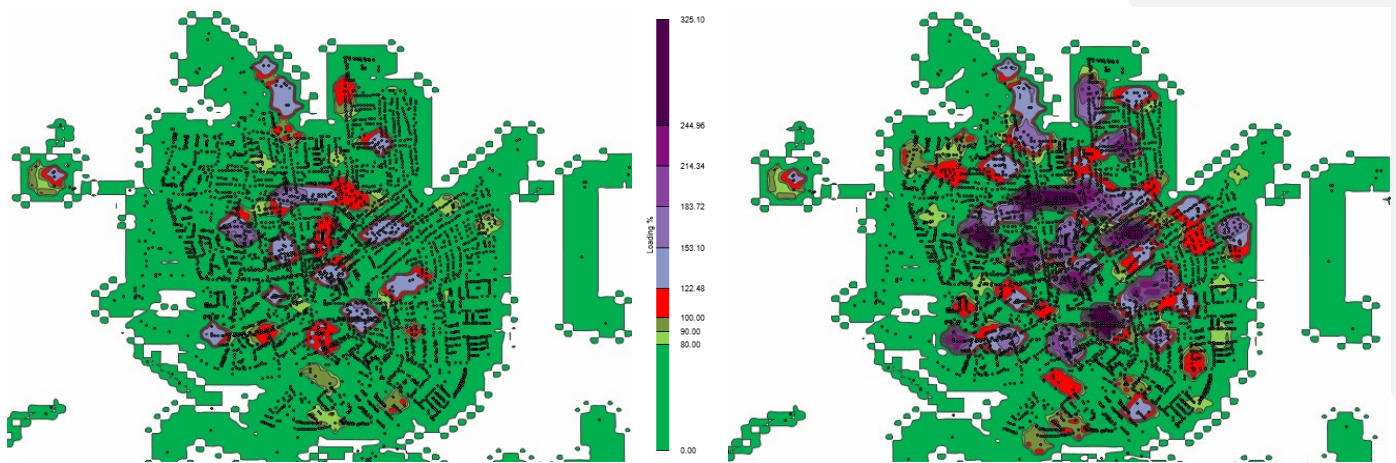


ABBILDUNG 62: NETZANALYSE: AUSLASTUNG DER NIEDERSPANNUNGSABGÄNGE IM JAHR 2030/40

Im Prognosejahr 2040 mit 2.841 E-Pkw werden Auslastungen von über 200 % erreicht. Insgesamt müssen für die Abgangsbetrachtung 7,5 km Niederspannungsleitung getauscht oder verstärkt werden. Zentrales Thema ist die hohe Anzahl von Letztverbrauchern in den einzelnen Niederspannungssträngen. Empfohlen wird im Niederspannungsnetz die bestehende Netzstruktur zu optimieren und anzupassen. Netzstränge mit hoher Anzahl an Letztverbrauchern müssen in kleinere Teilnetze aufgeteilt werden. Zusätzlich ist der Neubau von Stationen in Einzelmaßnahmen zu überprüfen.

Ab dem Jahr 2050 sind deutliche Überlastungen der Betriebsmittel festzustellen. Besonders in der Niederspannungsnetzstruktur ist mit erhöhtem Anpassungsbedarf sowie Netzumgruppierungen zu rechnen. In Gebieten mit hoher Anschlussquote über Freileitungsanbindung ist mit der Netzstrukturänderung der Neubau von Stationen punktuell zu empfehlen.

Die Erkenntnisse werden durch die Betrachtung der Ortsnetztransformatoren gestützt. Bis in das Jahr 2030 müssen neben punktuellen Netzverstärkungen zusätzlich mindestens 3 Transformatoren durch Transformatoren mit höherer Bemessungsscheinleistung ausgetauscht werden. Im Jahr 2040 sind mindestens 9 und im Jahr 2050 ungefähr 24 Ortsnetzstationen betroffen.

In den Prognosejahren können die Transformatoren meisten durch Transformatoren mit höherer Bemessungsscheinleistung ausgetauscht werden. Jedoch zeigen die Ergebnisse, dass der Neubau von Stationen in Einzelmaßnahmen zu empfehlen ist.

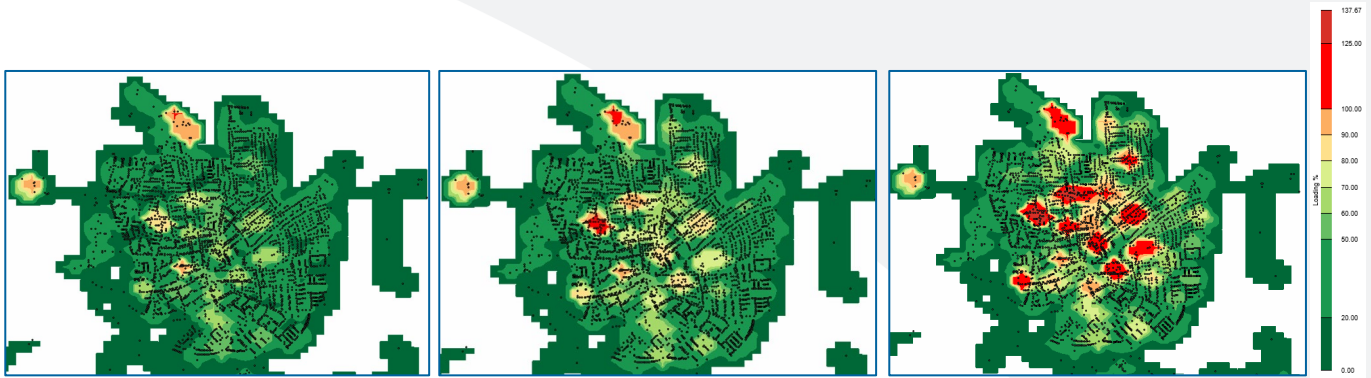


ABBILDUNG 63: NETZANALYSE: AUSLASTUNG DER ORTSNETZTRANSFORMTOREN IM JAHR 2030/40/50

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Spannungsbandverletzungen in den Prognosejahren und unterstützt den Bedarf punktueller Netzstrukturänderungen in den gezeigten Gebieten.



ABBILDUNG 64: NETZANALYSE: SPANNUNGSBAND DER ORTSNETZTRANSFORMTOREN IM JAHR 2030/40/50

Zusätzlich kann mittels der Funktion „Stromkompoundierung“ des Spannungsreglers am Stufenschalter des Umspanners in der HS/MS das Spannungsband optimiert werden. Besonders bei dem zu erwartenden Wechsel der Energieflussrichtungen wirkt diese Funktion den Spannungsbandverletzungen entgegen.

Modellvergleich

Stellt man einen Modellvergleich an, lässt sich feststellen, dass sowohl die zugrundeliegenden Annahmen als auch das methodische Vorgehen einen entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse des jeweiligen Modells haben. Jedes Modell stellt für das vorher definierte Forschungsziel eine korrekte Umsetzung und Abschätzung dar.

Der Vergleich der beiden Modelle bringt eine zentrale Erkenntnis hervor: Jedes der beiden Modelle erlaubt eine mögliche Abschätzung der zukünftigen Durchdringung von E-Pkw. Hieraus lässt sich zum einen schlussfolgern, dass zahlreiche Prognoseansätze zur zukünftigen Verbreitung von E-Pkw genutzt werden können. Die Nutzung des Prognoseansatzes ist abhängig von den spezifischen Anforderungen.

Gleichzeitig wird aber auch deutlich, dass durch die Kopplung der beiden Modelle eine noch tiefgreifendere Analyse und ein Mehrwert für die Forschung und Planung erzielt werden kann. Eine Möglichkeit zur Verbesserung der Prognosen ist daher die Kopplung der Bebauungs- und Siedlungsstruktur unter Berücksichtigung der Gegebenheiten des Stromnetzes. Dieser integrierte Ansatz könnte es ermöglichen, genauere Vorhersagen über die zukünftige Verbreitung von E-Pkw zu treffen und gleichzeitig die Auswirkungen auf die Energieinfrastruktur besser zu verstehen.

Insgesamt zeigt dieser Modellvergleich, dass die Kombination verschiedener Modelle und die Berücksichtigung unterschiedlicher Einflussfaktoren dabei helfen könnten, ein umfassenderes Bild der Elektrofahrzeugadaptation zu zeichnen. Es verdeutlicht auch die Notwendigkeit, interdisziplinäre Ansätze zu verfolgen, um die Herausforderungen und Chancen im Zusammenhang mit der Elektromobilität umfassend zu verstehen und zukünftige Entwicklungen effizient zu gestalten.

Literatur

- [1] PSI Neplan AG (2024): "Neplan - Smarter Tools". URL: <https://www.neplan.ch/impressum/?lang=de> (Zugriff am 12.02.2024)
- [2] Bergische Universität Wuppertal, Siemens AG (2021): „Planungs- und Betriebsgrundsätze“. Band 35. URL: <https://d-nb.info/1252809050/34> (Zugriff am 12.02.2024)

Arbeitspaket #Opt - Optimierung

Dieses Arbeitspaket wurde nahezu vollständig vom FZI durchgeführt, wobei beegy Einschätzungen zum grundsätzlichen Aufbau des Optimierers und vereinfachenden Annahmen zu den Batterien gab.

Grundarchitektur

Das Ziel des entwickelten markt- und netzorientierten Optimierungsprozesses ist es, Flexibilität auf dezentraler Ebene so zu nutzen, dass möglichst alle Opportunitätskosten berücksichtigt werden. Dieses Arbeitspaket basiert auf dem in AP #Sys entwickelten Systemkonzept zu Anreizen und steuernden Eingriffen. Dieses sieht vor, dass zeitvariable Arbeitspreise sowie zeit- und lastvariable Leistungsgrenzen vom Lieferanten bzw. Netzbetreiber an die dezentralen EMS geschickt werden und diese die optimierten Fahrpläne der lokalen Geräte erstellen. Die dezentralen EMS berücksichtigen zudem die lokale Verfügbarkeit von PV-Strom und die damit verbundenen Opportunitätskosten.

Aufgrund dieser im AP #Sys entwickelten Struktur wurde beschlossen, die Optimierung auf Haushaltsebene durchzuführen und anschließend die daraus resultierenden Leistungsprofile an den Netzanschlusspunkten zu aggregieren. Von diesem Bottom-up-Ansatz wurden die realistischsten Ergebnisse erwartet.

Preis- und Leistungsprofile

Das entwickelte Systemkonzept sieht vor, dass von den Gebäudeenergiemanagementsystemen sowohl zeitvariable Arbeitspreise als auch zeit- und leistungsvariable Netzentgelte berücksichtigt werden. Hinzu kommt die Verfügbarkeit der eigenen PV-Anlage, was ebenfalls durch ein leistungsvariables Preisprofil berücksichtigt werden kann. Daher wurde ein generisches Datenmodell des *PowerPriceProfile* entwickelt, welches es erlaubt, Verfügbarkeit von PV-Strom, die Arbeitspreise eines Lieferanten, sowie die zeit- und lastvariablen Netzentgelte abzubilden.

Tabelle 17 verdeutlicht dieses Prinzip beispielhaft: Für den Zeitraum 0 bis 1 Uhr sind vom Lieferanten 17,8 ct/kWh vorgesehen. Wenn der Netzbetreiber in diesem Fall einen Netzengpass prognostiziert, kann er eine Leistungsgrenze von 7 kW definieren. Der Optimierer verfolgt in diesem Fall also die Zielfunktion, den Stromverbrauch in die günstigsten Zeiten zu verlagern, unter der Rahmenbedingung, dass nur eine bestimmte Leistung zur Verfügung steht.

TABELLE 17 - BEISPIEL EINES POWERPRICEPROFILE MIT NETZRESTRIKTION

time	price	power
00:00	17,8	7
01:00	15,3	8
...	...	...

Die Leistung einer PV-Anlage kann durch dieses Datenmodell ebenfalls abgebildet werden, wie in Tabelle 18 zu sehen ist. Der Preis (price) ist aufgrund der nicht vorhandenen Grenzkosten Null Cent pro kWh, die Leistung (power) ist die (prognostizierte) Leistung der PV-Anlage zu diesem Zeitpunkt. Selbstverständlich sind sowohl für das Datenmodell als auch den Optimierer höhere Auflösungen als Stundenwerte möglich.

TABELLE 18 - BEISPIEL EINES POWERPRICEPROFILE FÜR EINE PV-ANLAGE

time	price	power
11:00	0	5,8
12:00	0	6,2
...	...	...

Um die Situation eines Haushalts mit diesen Profilen zu beschreiben, müssen diese „gestapelt“ werden und bilden so die zeit- und leistungsabhängigen Preise aus #Sys ab, die sich aus der eigenen PV-Erzeugung, dynamischen Preisen und Netzrestriktionen zusammensetzt.

TABELLE 19 - GESTAPELTE POWERPRICEPROFILES ALS MÖGLICHE ENERGIEQUELLEN

	PV-Anlage		Marktpreis	Netzrestriktion		
time	price [ct/kWh]	power [kW]	price [ct/kWh]	power [kW]	price [ct/kWh]	power [kW]
11:00	0	3	19,8	10	69,8	-
12:00	0	4	20,1	-	-	-
13:00	0	3	21,3	-	-	-

Das in Tabelle 19 gezeigte Beispiel verdeutlicht folgendes: Es stehen um 11 Uhr 3 kW Eigenerzeugung aus der PV-Anlage zur Verfügung, deren Verwendung keine Grenzkosten verursacht. Daher ist dieser Preis Null Cent pro kWh. Der Marktpreis für elektrische Energie beträgt in dieser Stunde 19,8 ct/kWh. Gleichzeitig wird hier um 11 Uhr eine Netzrestriktion vom VNB von 10 kW festgelegt, für dessen Überschreitung 50 ct/kWh zusätzliche Netzentgelte fällig werden. Der Preis für jede Kilowattstunde oberhalb dieser 10 kW-Grenze summiert sich damit auf 69,8 ct/kWh. Darüber hinaus gibt es keine weitere Leistungsgrenze. Die Leistungsgrenze ist um 12 und 13 Uhr aufgehoben und der Marktpreis gilt unbegrenzt,

Da vorhandene Optimierer in der Regel von leistungsunabhängigen zeitvariablen Preisen ausgehen, wurde in diesem Arbeitspaket das entsprechende Optimierungsmodell neu entwickelt.

Anlagenmodellierung

Im Projekt – insbesondere im Feldtest – lag der Fokus auf Ladestationen und Batterien. Wärmepumpen können zwar ebenfalls als flexible Last angesehen werden. Da im Feldtest jedoch nur wenige Wärmepumpen messtechnisch erfasst wurden und diese keine Flexibilität aufwiesen, wurden Wärmepumpen zunächst nicht näher betrachtet.

Batterien und Elektrofahrzeuge wurden in diesem Arbeitspaket durch das FZI modelliert. Dabei wurden Elektrofahrzeuge ebenfalls als Batterien modelliert, mit dem Unterschied, dass ihr Ladestand zu Beginn und Ende des Ladevorgangs vorgegeben war und nur die Batterie aus Sicht des Optimierers nur dann zur Verfügung steht, wenn das Fahrzeug an eine Ladestation angeschlossen ist.

Die Batteriemodellierung wurde wie folgt umgesetzt:

Batterien besitzen eine maximale Lade- und Entladeleistung, die sie über ihren gesamten zulässigen State-of-Charge (SoC)-Bereich erreichen können, sowie eine Speicherkapazität. Elektrofahrzeuge, sofern sie kein bidirektionales Laden unterstützen, besitzen entsprechend eine Entladeleistung von 0 W aus Sicht des Ladepunktes. Da weder die Ladung noch Entladung von Batterien verlustfrei abläuft, wird für beides ein

Wirkungsgrad berücksichtigt. Da insbesondere bei Elektrofahrzeugen üblicherweise keine konkreten Werte für die Effizienz durch die Hersteller bereitgestellt werden, sind für Lithium übliche Effizienzwerte herangezogen worden. Um die bei Kfz-Batterien üblichen oberen Begrenzungen des SoC abbilden zu können (z. B. 80 %), kann außerdem ein maximaler und minimaler SoC gesetzt werden. Darüber hinaus können für Batterien Start- und Endzeitpunkte für die Ladung angegeben werden. Darin unterscheiden sich stationäre Batterien von Elektrofahrzeugen. Über diese Zeitpunkte können der Zeitpunkt des „Einsteckens“ und der des „Aussteckens“ eines Fahrzeugs abgebildet werden. Zwischen der Start- und Endzeit obliegt es dem Optimierer, entsprechend die Ladung so zu planen, dass zum Zeitpunkt des Aussteckens die Batterie einen entsprechend gesetzten SoC nicht unterschreitet.

Optimierungsproblem und Zielfunktion

Jeder Verbraucher und jede Erzeugungsanlage eines Haushaltes besitzt im Modell ein Leistungsprofil. Diese Verbraucher können sowohl flexibel (also durch den Optimierer beeinflussbar) sein oder unflexibel. In den untersuchten Haushalten werden Haushaltsbatterien sowie Elektrofahrzeuge als steuerbare Verbraucher angesehen. Der allgemeine Verbrauch des Haushalts durch z. B. Kühlschrank, Herd oder Waschmaschine sowie hier auch Wärmepumpen werden als nicht-steuerbare Lasten betrachtet und liefern somit Verbrauchsprofile, die zwingend zum entsprechenden Zeitpunkt gedeckt werden müssen. Unflexiblen Verbraucher außer der Wärmepumpe werden summiert und als ein Profil betrachtet.

Diese Profile werden dem Optimierer in den folgenden Kategorien übergeben:

- **Einspeiseprofile** beschreiben die Erlöse für eingespeiste Energie. Sie können auch zeit- und lastvariabel und theoretisch auch negativ sein. In der Praxis sind sie minimal bei null.
- **Bezugsprofile** beschreiben die möglichen Energiebezugsquellen in Form von zeit- und lastvariablen Profilen. Darunter fallen hier sowohl Strom aus dem Netz als auch PV-Anlagen. Sie können theoretisch auch negativ sein, wenn beispielsweise der Börsenstrompreis negativ ist.
- **Unflexible Lasten** sind alle Strom verbrauchenden Geräte, die vom Optimierer nicht beeinflusst werden.
- **Batterien** sind sowohl stationäre Batterien als auch Elektrofahrzeuge mit ihren jeweiligen technischen Daten und Rahmenbedingungen wie Abfahrtszeit und Ziel-SoC.

Da jeder einzelne Ladevorgang an einer Ladestation unabhängig von allen anderen Ladevorgängen stattfindet und gleichfalls verschiedene Fahrzeuge mit unterschiedlichen Batteriespezifikationen geladen werden, wird jeder einzelne Ladevorgang als separate Batterie modelliert. Diese Batterie wird durch ihren Einsteckzeitpunkt und Aussteckzeitpunkt beschränkt sowie durch den Ladestand zu Beginn der Ladung und der geforderte Ladestand am Ende der Ladung. Innerhalb dieses Zeitraumes obliegt es dem Optimierer, ein möglichst kostengünstiges Ladeprofil für die Batterie zu erstellen.

Für die Berechnung optimaler Leistungsprofile werden innerhalb des Modells Energieflüsse verwendet, die alle möglichen Pfade umfassen, über die Leistung übertragen werden kann. Hierbei wird stets aus jeder Quelle und die von dieser Quelle aus erreichbaren Abnehmer die Gleichheit der bereitgestellten bzw. abgenommenen Energiemenge bestimmt. So ergibt sich gemäß dem Energieerhaltungssatz eine Gleichheit aus Energiequellen und -senken.

Für die Berechnung der jeweiligen Momentanleistung aller Geräte werden diskrete Zeitabschnitte festgelegt, die sich aus den übergebenen Profilen ergeben. Hierfür werden alle übergebenen Profile gemeinsam betrachtet und eine gemeinsame Zeitskala ermittelt, die jeden Zeitpunkt für eine Änderung aus allen Profilen enthält. Diese gemeinsame Zeitskala wird für die Optimierung genutzt, um optimale Energiemengen zwischen je zwei aufeinanderfolgenden Zeitwerten zu bestimmen. Diese Energiemengen können dann wiederum in eine konstante Leistung über diesen Zeitraum umgerechnet werden. Diese flexible Ermittlung von Zeitintervallen stellt sicher,

dass auch exakte Zeitangaben wie Netzrestriktionen oder Ein- und Aussteckzeitpunkte einer (Auto-)Batterie berücksichtigt werden können. Darüber hinaus erlaubt dieses Vorgehen theoretisch eine beliebige zeitliche Auflösung der Eingangs- und Ausgangsdaten.

Die Zielfunktion beschreibt die Kosten durch den Bezug von elektrischer Energie abzüglich der Erlöse durch den Verkauf und abzüglich dem Wert der am Ende des Optimierungszeitraums in der Batterie beinhaltenen Energie. Sie wird durch den Optimierer unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen, die technische Gegebenheiten und Nutzeranforderungen definieren, minimiert.

Verwendete Technologien

Das Optimierungsmodell ist ausschließlich in Python implementiert. Für die Modellierung wird die auf Python basierende Modellierungssprache Pyomo [1] verwendet. Das Optimierungsproblem wird mit dem Open Source Solver GLPK gelöst.

Aggregation

Um von der Optimierung auf Haushaltsebene auf die auf die aggregierte Leistung im Quartier und die Last im Verteilnetz zu kommen, wird die Leistung am Netzanschlusspunkt jedes Haushalts aggregiert. Das geschieht im vom FZI entwickelten Simulationsprogramm „SHINE“, welches im AP #Eva beschrieben wird.

Literatur

[1] M. L. Bynum u. a., *Pyomo — Optimization Modeling in Python*, Bd. 67. in Springer Optimization and Its Applications, vol. 67. Cham: Springer International Publishing, 2021. doi: 10.1007/978-3-030-68928-5.

Arbeitspaket #Eva – Integrierte Feldevaluationen

Um das entwickelte Systemkonzept vollständig im Feldtest umzusetzen, wären unverhältnismäßig hohe Anpassungen des beegy-EMS sowie der Netzleittechnik der Stadtwerke Walldorf notwendig gewesen. Daher wurden nur ausgewählte Elemente, die das Konzept ausmachen, im Feldtest evaluiert und das Gesamtkonzept simulativ untersucht. Im Folgenden wird zwischen Feldtestexperimenten und weitergehenden Simulationen unterschieden.

Feldtestexperimente

Schattenrechnung mit dynamischen Preisen

Ein zentraler Bestandteil des Feldtests war die Schattenrechnung auf Grundlage von zeitvariablen Strompreisen. Ziel dabei war es, besser abzuschätzen, inwiefern Prosumer mit großen flexiblen Verbrauchern, insbesondere Elektrofahrzeugen, tatsächlich auf die Preise reagieren und beispielsweise das Auto früher oder später laden. Im Vordergrund standen dabei nicht die gut erforschten zwei- oder dreistufigen Tarife, sondern Strompreise, die auf den Ergebnissen der Day-Ahead Auktion der EPEX Strombörse sowie ggf. der aktuellen Verteilnetzauslastung basieren.

Die Schattenrechnung wurde ausschließlich als Best-Case Abrechnung durchgeführt. Konnten Teilnehmende durch flexibles Verhalten Ersparnisse erzielen, bekamen sie diese von den SWW ausgezahlt, um das Experiment realistischer zu machen. Wenn die variablen Preise zu höheren Stromkosten geführt hätten, wurden diese den Teilnehmenden nicht in Rechnung gestellt.

Für die Schattenrechnung wurden immer die variablen Preise so angepasst, dass sie im Durchschnitt identisch mit dem tatsächlichen jeweiligen Arbeitspreis des Feldtestteilnehmers bzw. der Feldtestteilnehmerin waren. In jedem Experiment wurden über vereinzelte Wochen auch konstante Preise angezeigt, um eine Referenz zu schaffen. Dabei wurden Ferien und Feiertage berücksichtigt.

Vordefinierte Börsenpreise

Im ersten Schritt wurden im Zeitraum von Februar bis Mai 2022 vorab durch das FZI Preisprofile generiert und diese in das beegy Backend eingespielt. Darüber konnte beegy die Preise im Webportal für die Teilnehmenden anzeigen. Es wurden immer die Preise für die nächsten drei Tage angezeigt.

Die Preise bestanden aus den tatsächlichen EPEX Day-Ahead Preisen in ausgewählten Wochen aus den Jahren 2020 und 2021. Dabei wurde darauf geachtet, dass in diesen Wochen ausgeprägte Preisspitzen oder -Täler vorhanden waren. Die ausgewählten Wochen waren dabei die Wochen ab dem 18.01.2021, ab dem 08.02.2021, ab dem 22.03.2021, ab dem 29.03.2021 und ab dem 07.03.2022, jeweils in Abhängigkeit von der tatsächlichen Jahreszeit während des Feldtests.

Börsenpreise mit überlagerten variablen Netzentgelten

Um die im AP #Sys bereits diskutierte Überlagerung von variablen Arbeitspreisen mit variablen Netzentgelten zu prüfen, wurden zweistufige und dreistufige variable Netzentgelte definiert, die die Netzlast im Feldtest am besten abbilden. Aufgrund der hohen PV-Einspeisung im Quartier führt dies dazu, dass das Netzentgelt tagsüber niedrig und abends hoch ist. Das führt automatisch dazu, dass dieses Netzentgelt für Prosumer eher ungünstig ist, da Prosumer tagsüber zumindest bei sonnigem Wetter wenig oder keinen Strom aus dem Netz beziehen und dadurch nicht von den günstigen Netzentgelten profitieren können.

Die meisten Feldtestteilnehmenden hätten in dieser Schattenrechnung (sowohl mit als auch ohne variable Netzentgelte) höhere Kosten gehabt. In den besten Fällen belief sich die Auszahlung auf weniger als 10 € pro Monat. Erklären lässt sich das einerseits mit dem für Prosumer ungünstigen Preisverlauf und andererseits mit der

fehlenden automatisierten Reaktion des EMS auf die Preissignale. Beide Erklärungen konnten in den Gruppendiskussionen bestätigt werden.

Tagesaktuelle Preise

Um zu prüfen, ob einfachere Signale die Feldtestteilnehmenden dazu anreizen, ihr Ladeverhalten zu ändern, wurden im Juni und Juli 2022 Preise definiert, die sich nur täglich änderten. Die Hypothese war, dass einfache Preissignale dazu führen könnten, dass ein Elektrofahrzeug erst am nächsten Tag angesteckt wird, wenn am nächsten Tag der Strompreis günstiger ist.

Diese Hypothese ließ sich im Feldtest nicht bestätigen und es konnte im Vergleich zu zwischenzeitlich konstanten Strompreisen keine Änderung des Ladeverhaltens festgestellt werden.

Live-Spotmarktpreise

Es war eine Rückmeldung aus dem Feldtest, dass aktuelle Spotmarktpreise deutlich interessanter wären als vorab definierte Preisprofile. Da die aktuellen Preise stark vom Wetter (Sonnenschein und Wind) geprägt werden, ist es intuitiver zu verstehen, ob die Preise aktuell eher hoch oder niedrig sind. Da das beegy-Webportal keine Schnittstelle hatte, um tagesaktuelle Spotmarktpreise zu verarbeiten, wurde am FZI ein Dashboard entwickelt, die die aktuellen Day-Ahead Preise in einem Diagramm anzeigen konnte. Dieses Dashboard wurde sowohl in die Projektwebsite als auch das beegy-Webportal integriert.

Die Live-Spotmarktpreise wurden im Zeitraum von 22. August 2022 bis zum 1. Januar 2023 angezeigt. Die Gewinne und Verluste beliefen sich vom Spätsommer bis in den Herbst zu großen Teilen auf wenige Euro pro Woche, es gab Ausnahmen von bis zu 46,51 € Gewinn und bis zu 25,89 € Verlust pro Woche. Besonders außergewöhnlich waren die Effekte der variablen Strompreise in KW 52: Aufgrund der hohen Schwankungen und zeitweise negativen Börsenpreise durch eine hohe Windeinspeisung reichte die Spanne in dieser Woche von 52,80 € Mehrkosten bis zu 75,16 € Einsparung durch die variablen Preise. Über den gesamten Zeitraum konnten nur zwei Haushalte durch die variablen Preise Einsparungen erzielen, die auch selbst angegeben hatten, sich stark an den variablen Preisen zu orientieren.

Fazit zu variablen Tarifen

Bis auf wenige Ausnahmen wären die variablen Preise für die Feldtestteilnehmenden finanziell ungünstig gewesen. Gemeinsam mit den Erkenntnissen aus der Marktforschung wurden im Projektkonsortium drei Gründe dafür erarbeitet:

1. **Der Preisverlauf von Spotmarktpreisen ist für Prosumer oft ungünstig.** Die Preise werden an sonnigen Tagen stark durch die Photovoltaik geprägt. Die günstigen Preise des Tages treten also genau zu den Zeiten auf, wenn Prosumer ebenfalls PV-Strom erzeugen und keinen Strom aus dem Netz benötigen. Da im Feldtest immer der Durchschnitt des Preisverlaufs an den jeweiligen konstanten Strompreis angepasst wurde, war der Preis in den Abendstunden entsprechend höher, was zu Mehrkosten geführt hatte. Lediglich bei wenig Sonneneinstrahlung und viel Windeinspeisung können Prosumer von Börsenpreisen profitieren, also tendenziell im Winter. Eine Konsequenz daraus könnten spezielle dynamische Preise für Prosumer sein.
2. **Das im Feldtest eingesetzte EMS konnte nicht automatisiert auf die variablen Preise reagieren.** Um wirklich von den variablen Preisen profitieren zu können, muss das EMS beispielsweise Ladevorgänge und Batterien automatisiert und möglichst ohne Nutzerinteraktion steuern.
3. **Börsenpreise sind für den Alltag zu kompliziert.** Es haben andere Feldtests [1] gezeigt, dass simple Signale wie Ampelfarben oder dreistufige Tarife besser geeignet sind, um das Nutzerverhalten zu beeinflussen. Eine Konsequenz aus dieser Erkenntnis könnte sein, dass ein EMS zwar Preise im Stunden-

oder Viertelstundenraster bekommt und für die Optimierung verarbeitet, jedoch für die Nutzenden standardmäßig nur ein einfaches Anreizsignal (z. B. eine Ampel) anzeigt.

Steuernder Eingriff in Echtzeit nach §14a EnWG

Um die Überlagerung von Marktsignalen mit entgegengesetzten Netzsignalen darzustellen, wurde ein „Stresstest“-Experiment durchgeführt. Ziel des Experiments war es, mithilfe von sehr günstigen Strompreisen zu bestimmten Zeiten eine Lastsynchronisierung im Feld hervorzurufen. Der daraus resultierenden hohen Netzbelastung sollte durch eine Leistungsgrenze am Netzanschlusspunkt begrenzt werden.

Dabei wurden zunächst über einen Zeitraum von zwei Wochen (27.02.2023 – 06.03.2023) bestimmte Uhrzeiten definiert, in denen der Strompreis für eine Stunde in der Schattenrechnung null Cent pro Kilowattstunde betrug. Diese Stunden waren Montag und Mittwoch je zwischen 19 und 20 Uhr (nach Sonnenuntergang) und Freitag zwischen 15 und 16 Uhr. Diese „Happy Hours“ wurden den Feldtestteilnehmenden vorab mit zwei E-Mails angekündigt und auf dem Dashboard veröffentlicht, wie in Abbildung 65 zu sehen ist.

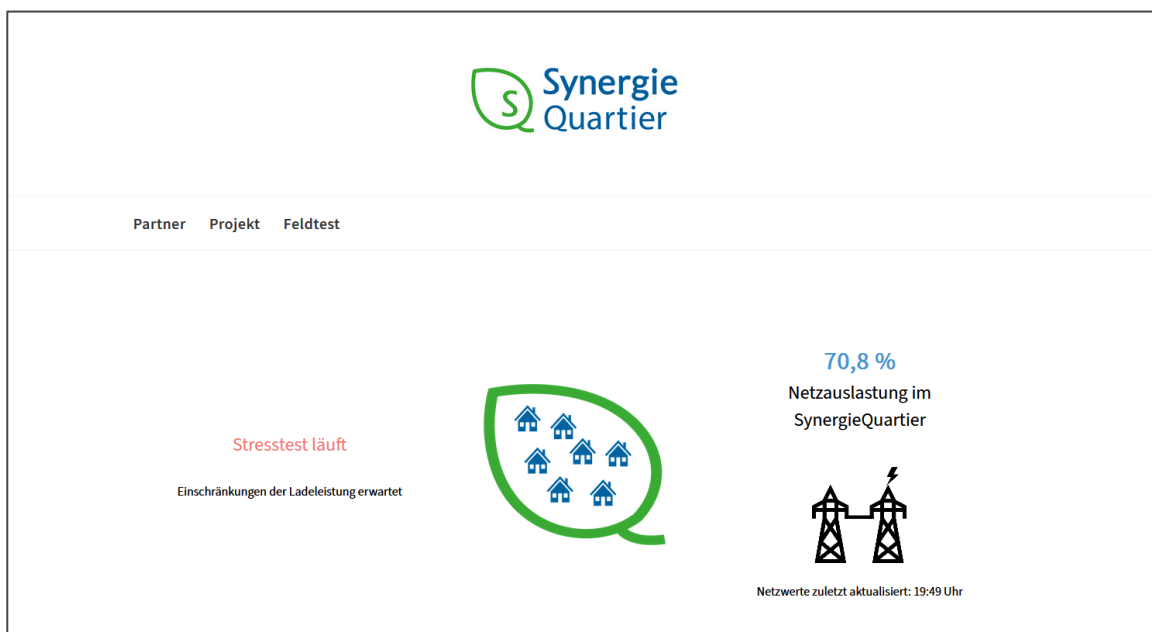


ABBILDUNG 65 - ANZEIGE DES STRESSTESTS AUF DER WEBSEITE

Die beiden Wochen unterschieden sich darin, dass in der ersten Woche lediglich der Strompreis in den definierten Zeitfenstern auf null gesenkt und in der zweiten Woche zusätzlich eine Leistungsbegrenzung von 5 kW am Netzanschlusspunkt an alle durch beegy steuerbaren Ladestationen gesendet wurde. Das hatte das Ziel, den Effekt der Leistungsbegrenzung besser sichtbar zu machen.

Die Leistungsbegrenzung von 5 kW am Netzanschlusspunkt orientierte sich am damaligen Diskussionsstand zur Ausgestaltung von § 14a EnWG. Dieser Wert wurde von beegy manuell im Backend eingestellt und wieder aufgehoben. In der Praxis bräuchte es hier entweder eine Schnittstelle vom VNB zum beegy Backend oder eine lokale Schnittstelle des beegy Gateways über das SMGW zum VNB.

Der Effekt der Leistungsreduktion auf das simulierte Verteilnetz ist in Abbildung 66 zu sehen. Am 27.02. gab es keine Leistungsbegrenzung, am 06.03. wurde zeitweise die Grenze von 5 kW eingestellt. Auch wenn in der zweiten Woche die Netzlast nicht mehr so hoch war wie in der ersten, ist der netzentlastende Effekt deutlich zu erkennen. Die Grenze wurde am Ende schlafartig wieder aufgehoben. Dadurch stieg die Netzlast wieder deutlich an und war sogar höher als vor dem Netzbetreibereingriff. Es ist also für den Netzbetrieb mit flexiblen Lasten wichtig, Leistungsgrenzen immer sukzessive aufzuheben.

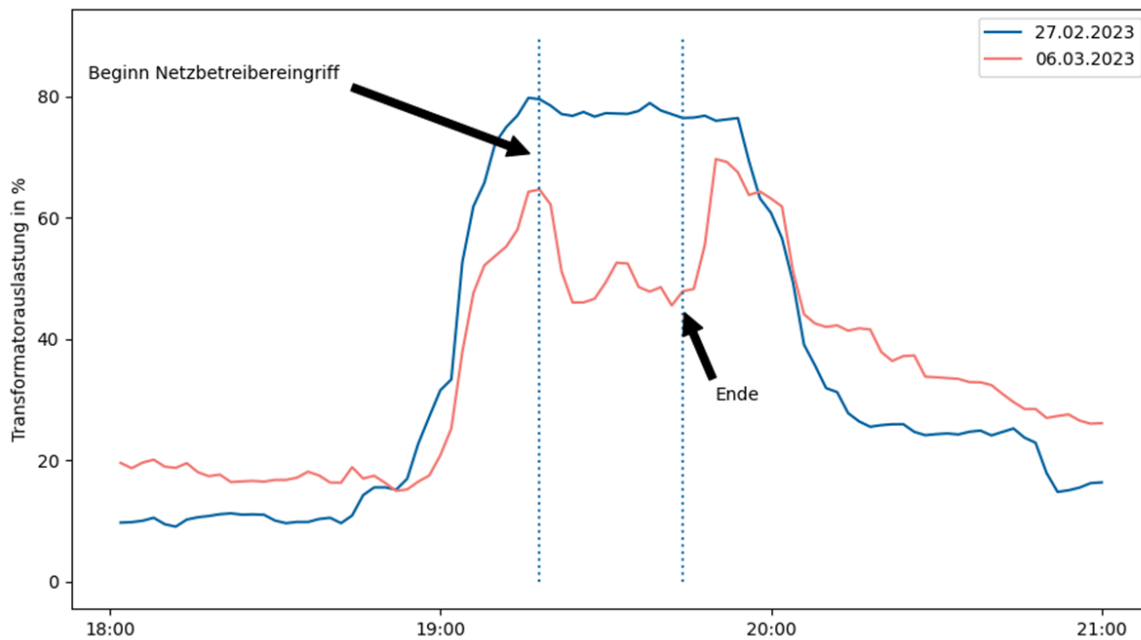


ABBILDUNG 66 - NETZAUSLASTUNG WÄHREND DES STRESSTESTS

Automatisierte Umfragen bei kurzen Ladevorgängen

zu Projektbeginn wurde die Hypothese aufgestellt, dass ein Netzbetreibereingriff dann für Nutzende von Elektrofahrzeugen problematisch ist, wenn sie wenig Zeit für den Ladevorgang haben. Der Netzbetreibereingriff verlängert durch die verringerte Leistung die Dauer des Ladevorgangs, was ggf. mit den Nutzeransprüchen kollidiert. Um zu überprüfen, wie häufig dieser Fall auftritt und welche Konsequenzen er hat, wurde am FZI ein Monitoringsystem entwickelt. Dieses prüfte anhand der Feldtestdaten, ob Ein- und Aussteckzeitpunkt weniger als 2 Stunden auseinanderlagen und in dieser Zeit der Strom für den Ladevorgang aus dem Netz bezogen wurde. Sobald das der Fall war, wurde automatisch eine E-Mail mit einem Link zu einer Umfrage gesendet. Die Umfrage wurde von der MVV Energie erstellt und ausgewertet. Darin wurde abgefragt, ob und inwiefern ein Netzbetreibereingriff in dieser Zeit problematisch gewesen wäre.

Dieses Monitoring lief im Frühjahr 2023 über insgesamt 2,5 Monate. Dabei wurden 305 Ladevorgänge geprüft und 11 E-Mails basierend auf dem oben genannten Auslöser versendet, von den lediglich drei E-Mails zu Antworten in der Umfrage geführt haben. Aus allen Antworten ging hervor, dass ein Netzbetreibereingriff keine negativen Auswirkungen gehabt hätte. Diese geringe Zahl legt die Schlussfolgerung nahe, dass ein kurzfristiger Netzbetreibereingriff zumindest bei Prosumer-Haushalten wie im Feldtest wahrscheinlich so gut wie nie negativ wahrgenommen wird.

Evaluation des CLS-Kanals zu Energiemanagementsystemen im Feld

Wie in den Arbeitspaketen #PoC und #Inst beschrieben, wurde sowohl durch das FZI als auch der beegy der CLS-Kanal über SMGWs hergestellt. Zwei dieser Geräte wurden in Haushalte im Feldtest eingebaut, wodurch die Kommunikation des beegy EMS über SMGW im Feld erfolgreich demonstriert werden konnte. Dabei handelte es sich jedoch um Geräte in der Test-PKI, die zwar technisch identisch zu Geräten in der Wirk-PKI sind, jedoch nicht im Wirkbetrieb, beispielsweise von den Stadtwerken Walldorf, eingesetzt werden können und dürfen.

Im Projektrahmen war es nicht möglich, diese Kommunikation auf Geräte der Wirk-PKI zu übertragen, da hierfür die Zertifizierung als aktiver EMT unter Einhaltung der ISO 27001 notwendig ist. Dieser Prozess ist sehr umfangreich. Auch die Alternative, einen Dienstleister zu beauftragen, der die Rolle des aktiven EMT einnimmt, ist mit Kosten verbunden, demgegenüber ein geringer Nutzen und Erkenntnisgewinn im Projekt erwartet wurde. Als

Fazit kann hier also festgehalten werden, dass die Umsetzung der Kommunikation über SMGW zwar technisch erfolgreich evaluiert werden konnte, die organisatorische Umsetzung für eine Kommunikation in der Wirk-PKI während der Projektlaufzeit aber nicht möglich war.

Installation und Integration von Wirk-SMGWs in Backendsysteme der SWW

Im Rahmen des Projektes sollten die 28 teilnehmenden Haushalte mit handelsüblichen Smart Meter Gateways (SMGWs) ausgestattet werden. Die Bestellung der erforderlichen Hardware beim Lieferanten EMH entpuppte sich jedoch bereits als erste Herausforderung. Aufgrund der damaligen geopolitischen Lage verzögerte sich die Lieferung mehrmals und ein fixes Lieferdatum war nicht zu ermitteln.

Schließlich wurde die Reißleine gezogen und Ende des Jahres 2022 eine parallele Bestellung beim Anbieter Theben ausgelöst.

Um Mitarbeiter der Stadtwerke Walldorf (SWW) zu autorisieren, die Installation, Konfiguration sowie den Betrieb und Transport von Smart Meter Gateways vorzunehmen, musste zunächst eine sogenannte SiLKe-Zertifizierung (Sichere LieferKette) stattfinden. Ende März 2023 wurden schließlich die SMGWs in speziellen Boxen angeliefert, die durch Zugangs-Chips und Zugangs-Codes gesichert waren und Schwierigkeiten bei der Öffnung durch die SWW bereiteten. Erst nach einigen Wochen konnten die Boxen schließlich geöffnet werden.

Danach wurden die SMGWs bei den Stadtwerken Walldorf zunächst mit modernen Messeinrichtungen verbunden. Aus dieser Kombination entsteht schließlich das intelligente Messsystem, umgangssprachlich „Smart Meter“ genannt.

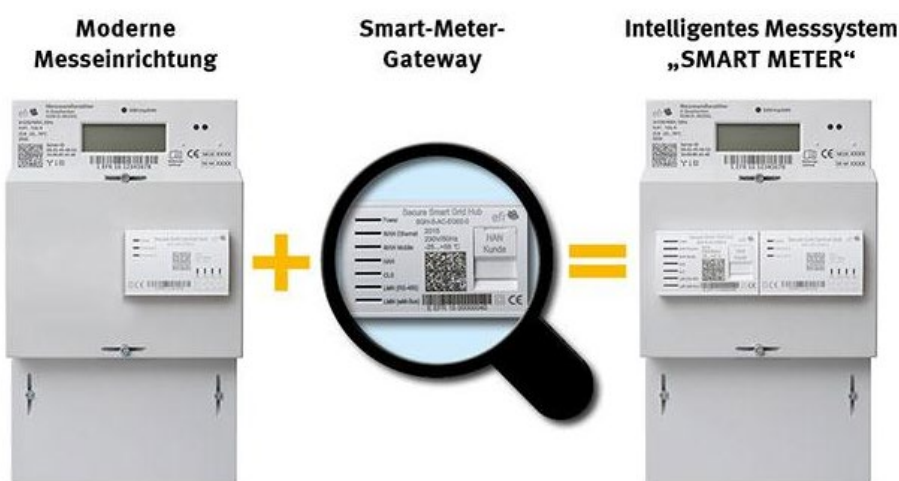


ABBILDUNG 67 - INTELLIGENTES MESSSYSTEM

Bei den 28 Projektteilnehmern wurden sodann im Juni 2023 insgesamt 26 intelligente Messsysteme in der Wirk-PKI und 2 Systeme in der Test-PKI eingebaut. Die Abkürzung PKI steht dabei für „Public Key Infrastructure“ und bezeichnet im Wesentlichen die digitale Zertifizierung zur Verbindung eines SMGWs mit einem autorisierten Marktteilnehmer.

Der Einbau selbst verlief ohne größere Schwierigkeiten. Allerdings war zunächst keines der Geräte erreichbar, es konnten also keine Verbrauchsdaten empfangen werden. Ebenso lief der abrechnungstechnische Einbau der Geräte in das SAP-Backend-System auf verschiedene Fehler:

- Der Gerätetyp war unbekannt

- Der Einbau-Workflow funktionierte nicht

Um diesen Problemen Herr zu werden, mussten IT-Spezialisten der Co.met GmbH (SMGW-Administrator) sowie der Endica GmbH (SAP-Backend) herangezogen werden. Die Co.met GmbH stellte fest, dass die Parametrisierung der SMGWs bei Auslieferung fehlerhaft war. Über eine Fern-Parametrisierung konnte dieser Fehler schließlich behoben und die neuen digitalen Zertifikate aufgespielt werden. Dennoch blieben 16 der 26 Wirk-PKIs weiterhin nicht erreichbar, aufgrund ihrer Position in abgeschirmten Kellern bei gleichzeitig begrenzter LTE-Abdeckung in Walldorf. Der Versuch, die nicht erreichbaren SMGWs mit zusätzlichen Antennen auszustatten funktionierte leider nicht. Zukünftig wird man in solchen Fällen wohl vom Mobilfunk weg müssen, hin zu den Technologien LoRaWAN, 450 MHz oder Powerline.

Die Entscheidung der Co.met GmbH, im dritten Quartal 2023 den Anbieter für ihre SMGW-Administrationssoftware zu wechseln, führte ebenfalls zu langen Diskussionen und Analysen. Denn die Ungültigkeit der erst kürzlich aufgespielten digitalen Zertifikate der SMGWs, die bei solch einem Wechsel zwangsläufig die Folge wäre, bedeutete das Risiko, dass die Geräte unbrauchbar würden, wenn es nicht gelingt, die digitalen Zertifikate rechtzeitig vorher auszutauschen.

Bezüglich der Herausforderungen des abrechnungstechnischen Einbaus der intelligenten Zähler ins SAP-Backend-System der Stadtwerke Walldorf, konnte noch keine Lösung bereitgestellt werden.

Die Herausforderungen dieses Projekts verdeutlichen, dass die Implementierung solcher neuen Technologien oft mit unerwarteten Hürden verbunden ist und dann weit über einfaches Plug & Play hinausgeht. Sie erfordert eine umfassende Expertise, die gerade in kleineren Stadtwerken leider noch nicht umfassend vorhanden ist.

Simulationen zur markt- und netzorientierten Optimierung

Das im Arbeitspaket #Sys erarbeitete Systemkonzept ließ sich nicht komplett im Feld umsetzen. Eine netz- und marktorientierte Optimierung hätte umfangreiche Anpassungen des beegy Gateways und HERMINE vorausgesetzt. Da es sich um ein am Markt befindliches Produkt handelt, konnten nicht ohne Weiteres Optimierungsalgorithmen mit den entsprechenden Schnittstellen nur für den Projektzeitraum entwickelt und in das Produkt integriert werden.

Stattdessen wurde der am FZI im Arbeitspaket #Opt entwickelte Optimierer verwendet, um die Reaktion der Haushalte auf entsprechende netz- und marktorientierte Signale zu simulieren. Dafür war es nötig, den Optimierer in ein Simulationsframework zu integrieren, welches im Folgenden beschrieben wird.

Das Simulationsframework „SHINE“

SHINE steht für „**S**imulation of **H**ousehold **I**ntegration into the **E**nergy System“. Es wurde im Projekt vom FZI von Grund auf entwickelt und erlaubt die Simulation beliebiger Zusammensetzungen von Haushalten, das Einbinden von repräsentativen Zeitreihendaten aus unterschiedlichen Datenquellen, die Reaktion der Haushalte mit Energiemanagementsystemen auf netz- und marktorientierte Signale, sowie die Analyse der Leistungsprofile der Haushalte, beispielsweise in einer Netzsimulation. Es unterscheidet sich von anderen Simulationsframeworks dahingehend, dass Haushalte auch zeit- und lastvariable Tarife von Lieferanten und/oder dem Netzbetreiber empfangen und in der Optimierung berücksichtigen können.

Einbinden weiterer Datenquellen

Um aussagekräftige und verallgemeinerbare Ergebnisse zu erzielen, war es nötig, über die Daten der 28 Haushalte im Feldtest hinauszugehen. Dafür wurden weitere öffentlich verfügbare Datenquellen für die Leistungskurven der Gerätetypen eingebunden, sodass theoretisch beliebig viele Haushalte mit beliebigen Gerätekonfigurationen simuliert werden konnten. Im Folgenden wird beschrieben, wie die Zeitreihendaten der simulierten Haushalte erstellt wurden

Photovoltaik-Erzeugung

Die PV-Leistung der simulierten Haushalte wurde mithilfe des Dienstes [renewables.ninja](#) [2] erstellt. Dabei kann die Neigung, Ausrichtung und installierte Leistung mithilfe von Zufallsvariablen in einer Normalverteilung, beispielsweise 180° Ausrichtung mit 30 ° Neigung mit 10 kWp Nennleistung erzeugt werden. Als Koordinaten für die Wetterdaten wurden die Koordinaten von Walldorf verwendet.

Wärmepumpenleistung

Der zeitliche Bedarf der Wärmepumpen wurde mithilfe des Standardlastprofils für Wärmepumpen des ehemaligen Verbands der Netzbetreiber (VDN) erstellt. Dabei wird die installierte elektrische Leistung zugrunde gelegt, die ebenfalls normalverteilt für die Haushalte generiert wird. Für den Temperaturverlauf wurden Wetterdaten aus dem MERRA-Datensatz [3] für Walldorf verwendet, die auch für die PV-Leistung zum Einsatz kommen. Damit wurde sichergestellt, dass die Wetterdaten für die Wärmepumpen und PV-Erzeugung identisch sind.

Unflexible Last

Die unflexible Last wurde basierend auf dem Standardlastprofil H0 des BDEW generiert. Dabei wurde das Profil so skaliert, dass dessen Integral den Jahresstrombedarf der unflexiblen Verbraucher ergibt. Dieser lässt sich wiederum normalverteilt für die Haushalte definieren. Zusätzlich wurde ein zufälliges Rauschen über das Profil gelegt, um auch bei einer geringeren Anzahl von Gebäuden realistische Ergebnisse zu erzielen.

Batteriespeicher

Da eine Batterie immer im Hinblick auf ein Optimierungsziel gesteuert wird, wurden keine Zeitreihenprofile für Batterien vorab definiert, sondern nur die technischen Parameter wie Speicherkapazität, maximale Leistung und Effizienz. Die Erstellung der Zeitreihendaten erfolgte ausschließlich durch den Optimierer.

Elektrofahrzeuge

Die Zeitreihendaten der Elektrofahrzeuge basierten vollständig auf der Modellierung des Ladeverhaltens im AP #Mod. Dadurch konnten beliebig viele Fahrzeuge hinsichtlich ihrer Zeitpunkte des Ein- und Aussteckens an der Ladestation sowie der geladenen Energie pro Ladevorgang simuliert werden. Je nachdem, ob ein Optimierer die Ladestation steuerte, wurde die Leistung entweder durch den Optimierer festgelegt oder ein nicht optimierter Ladevorgang berechnet. In letzterem Fall wurde die maximale Leistung der Ladestation ab dem Einsteckzeitpunkt verwendet, bis die geladene Energie erreicht wurde.

Ausstattung der Haushalte

Für die Haushalte wurde in Abstimmung mit dem IIP und der MVV-N (AP #US) in allen Simulationen eine technische Ausstattung angenommen, die im Jahr 2030 üblich sein könnte und in Tabelle 20 zusammengefasst ist.

TABELLE 20 - AUSSTATTUNG DER HAUSHALTE IN DER SIMULATION

Gerätetyp	Verteilung auf die Haushalte	Technische Daten
Ladestationen	35 % der Haushalte haben eine Ladestation	Die Ladestationen haben zu 60 % 11 kW, zu 30 % 22 kW und zu 10 % 3,7 kW
Elektrofahrzeuge	Zu jeder Ladestation gibt es ein Elektrofahrzeug	Je nach Leistung der Ladestation haben die Fahrzeuge zwischen 17 und 99 kWh Batteriekapazität
Photovoltaikanlagen	Alle Haushalte haben eine Photovoltaikanlage	Die Nennleistung der Module ist normalverteilt um 6,9 kWp und die Ausrichtung und Neigung

		normalverteilt um 35 ° und Süden (180°)
Batterien	100 % der Haushalte mit einer PV-Anlage haben eine Batterie	Die Batteriekapazität ist 0,8*h der PV-Nennleistung, die maximale Ein- und Ausgangsleistung ist 0,6-mal der PV-Leistung und der Lade- und Entladewirkungsgrad beträgt jeweils 95 %
Wärmepumpen	40 % der Haushalte haben eine Wärmepumpe	Die Maximalleistung des Systems ist normalverteilt um 6,5 kW (elektrisch). Die Jahresarbeitszahl ist normalverteilt um 3.5
Unflexible Lasten	Die unflexiblen Lasten haben einen jährlichen Energiebedarf, der normalverteilt um 3.000 kWh ist.	

Simulierte Szenarien

Ziel der Simulation war es, die Auswirkungen von netz- und marktorientierten Signalen auf das Verteilnetz zu untersuchen. Dabei wurde zudem berechnet, wie hoch die Kosten der Haushalte für ihren Strombezug und ihre Erlöse für die Einspeisung unter den gegebenen Tarifen gewesen wären.

Dafür wurden 100 Haushalte mit einer für alle Szenarien gleich bleibenden technischen Ausstattung simuliert. Die Netz- und Marktsignale und ggf. die diesbezügliche Optimierung waren die einzigen sich ändernden Parameter, um eine Vergleichbarkeit herzustellen.

Die Szenarien wurden durch die Änderung der Netz- und Marktsignale und die Möglichkeit der diesbezüglichen Optimierung durch lokale EMS definiert. Diese werden im Folgenden beschrieben:

Szenario A0 – keine Beeinflussung

Dieses Szenario dient als Referenzszenario. Der Strompreis ist konstant und setzt sich aus dem Durchschnitt des EPEX Day Ahead Preises in diesem Zeitraum sowie 16,7625 ct/kWh an Steuern, Umlagen und Netzentgelten zusammen. Die Einspeisung wird mit einem konstanten Preis in Höhe des Durchschnitts des EPEX Day Ahead Preises im Untersuchungszeitraum vergütet. Damit ist auch dann eine Vergleichbarkeit gewährleistet, wenn die Preise aufgrund des Ukraine-Krieges stark erhöht sind. Die Batterie wird in diesem Szenario nicht genutzt. Das Szenario A0 ist also ein Szenario ohne jede Flexibilitätsnutzung.

Szenario A1 - Eigenverbrauchsoptimierung

Dieses Szenario stellt den heute üblichen Fall dar. Die Preise sind identisch mit denen aus Szenario A0, jedoch wird hier die Batterie so betrieben, dass möglichst viel Energie aus der PV-Anlage selbst verwendet und möglichst wenig Energie aus dem Netz bezogen wird.

Szenario B – reine Marktorientierung

Hier werden die Preise für Bezug und Einspeisung dynamisiert. Für die Einspeisung erhält der Haushalt den stundenscharfen EPEX Day Ahead Preis und für den Bezug wird der in der jeweiligen Stunde gültige EPEX Day Ahead Preis zuzüglich 16,7624 ct/kWh fällig. Da die Einspeisung keine EEG-Vergütung darstellt, ist es erlaubt, die Batterie aus dem Netz zu laden.

Szenario C – reine Netzorientierung

Die Preise sind wieder konstant wie in den Szenarien A0 und A1. Zusätzlich wird eine leistungsabhängige Komponente eingeführt: Ab einem Leistungsbezug des Haushalts am Netzanschlusspunkt von über 40 % der installierten flexiblen Leistung wird ein „Strafterm“ von 1 €/kWh für die Energie oberhalb der Leistungsgrenze

fällig, sofern dieser Leistungsbezug zeitlich mit einem entnahmeseitigen Netzengpass zusammenfällt. Ein entnahmeseitiger Netzengpass ist hier definiert als eine Gesamtleistung von über 250 kW aller Haushalte in Szenario A0. Es wird eine ideale Prognose des VNB angenommen. Der VNB weiß, wann die Gesamtleistung der Haushalte im Verteilnetz und damit die Netzlast besonders hoch ist und kann dementsprechende Netzsignale definieren.

Um einspeiseseitige Engpässe zu adressieren, werden 70 % der Nennleistung der PV-Anlagen als Maßstab genommen, in Anlehnung an die bis 2023 geltende „70 %-Regel“. Ab eine Leistung von über 70 % der PV-Modulleistung wird ein Strafterm für die zusätzlich eingespeiste Energie eingeführt. Dieser Strafterm ist halb so hoch wie die zu diesem Zeitraum geltende Einspeisevergütung. Somit halbiert sich der Ertrag für jede Kilowattstunde, die zusätzlich während einer Überschreitung dieser Leistungsgrenze eingespeist wird. Es ist also ein Anreiz, Leistungsspitzen zu vermeiden und möglichst zur Mittagszeit die Batterie und das Elektrofahrzeug zu laden.

Für das finanzielle Ergebnis der Haushalte werden gemäß der pauschalen Netzentgeltreduzierung nach § 14a 160,25 € pro Haushalt und Jahr von den Stromkosten abgezogen. Da alle Haushalte eine steuerbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a haben, gilt diese Reduktion auch für alle Haushalte.

Szenario D – Netz- und Marktorientierung

Dieses Szenario stellt den Kompromiss aus den Szenarien B und C dar. Einerseits gelten die dynamischen Preise für Bezug und Einspeisung wie in Szenario B, die durch den Lieferanten definiert werden (Marktorientierung). Andererseits kommen analog zu Szenario C die dort definierten leistungsabhängigen Netzsignale zusätzlich zur Anwendung. Die Netzsignale unterscheiden sich von denen aus Szenario C ausschließlich in ihren Zeiten der entnahmeseitigen „Strafterme“. Diese werden nicht basierend auf Szenario A0, sondern basierend auf Szenario B erstellt, da die Marktsignale die Netzlast beeinflussen.

Analog zu Szenario C werden pauschal pro Haushalt und Jahr 160,25 € an Netzentgelten abgezogen.

Simulationsergebnisse

Die Simulation wurde mit Börsenpreis- und Wetterdaten aus den Jahren 2021 und 2022 in stündlicher Auflösung durchgeführt. Als Ergebnisse wurden die jeweils höchste Gesamtlast und die höchste gesamte Nettoeinspeisung sowie die finanziellen Ersparnisse der Haushalte herangezogen.

Die höchste Gesamtlast und die höchste gesamte Einspeisung in den vier simulierten Szenarien sind in Abbildung 68 und Abbildung 69 für das Jahr 2022 dargestellt. Es ist erkennbar, dass die mit Abstand höchste Netzbelastung im marktorientierten Szenario (Szenario B) auftritt. Das ist dadurch zu erklären, dass die Preise für Bezug und Einspeisung in der Simulation für alle Haushalte gleich sind, wodurch ein simultanes Verhalten der Energiemanagementsysteme hervorgerufen wird.

Obwohl in Szenario D ebenfalls für alle Haushalte dieselben Börsenpreise gelten und diese sich danach orientieren, verhindern die zeit- und lastvariablen Netzentgelte, dass die Netzlast ähnlich ansteigt wie in Szenario B.

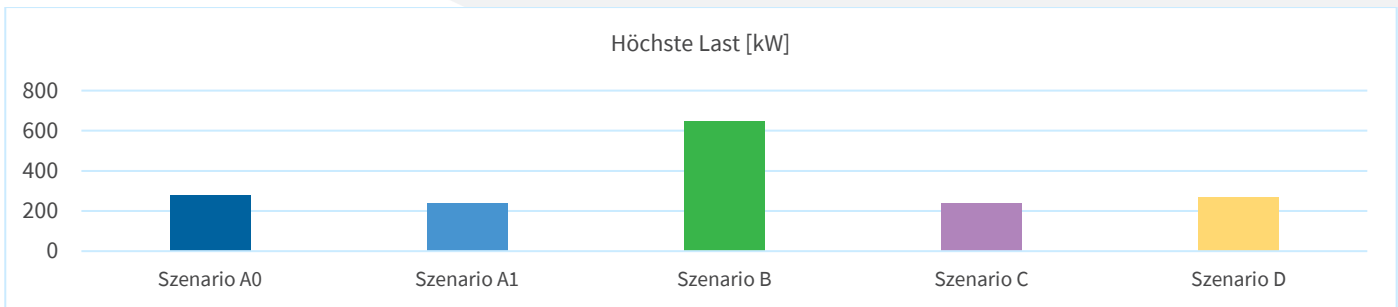


ABBILDUNG 68 - HÖCHSTE GESAMTLAST IM JAHR 2022

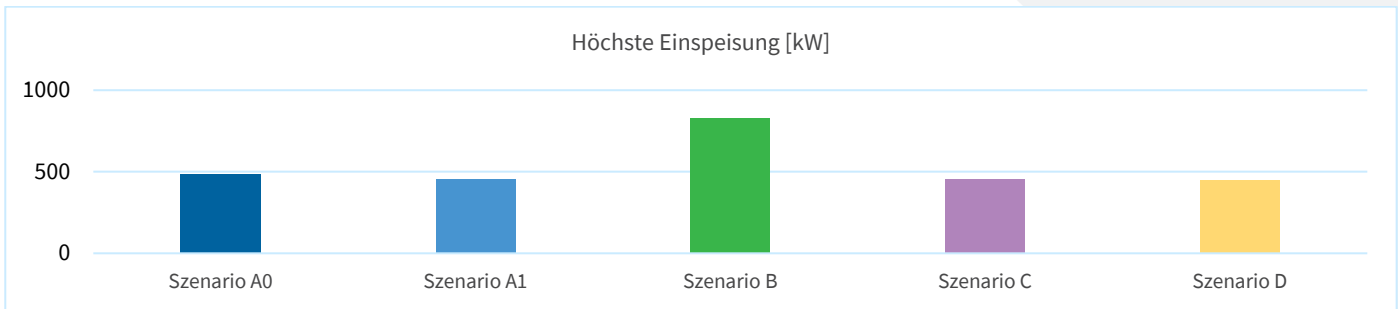


ABBILDUNG 69 - HÖCHSTE GESAMTE EINSPEISUNG IM JAHR 2022

Neben der Netzlast werden auch die Kosten und Erlöse der Haushalte berechnet. Für den Vergleich der Szenarien wird in Abbildung 70 und Abbildung 71 dargestellt, wie hoch die relativen Ersparnisse der Haushalte im jeweiligen Szenario bezogen auf das Referenzszenario A0 gewesen wären. Dabei fällt auf, dass im Jahr 2022 auch die simulierten Haushalte, deren Energiemanagementsysteme automatisch auf variable Preise reagieren, in Szenario B weniger Kostenersparnisse erzielen konnten als in Szenario A1 mit konstanten Preisen. Analog zu den Erkenntnissen aus dem Feldtest kann das dadurch erklärt werden, dass besonders im Jahr 2022 der Preisverlauf an der Strombörse für Prosumer-Haushalte ungünstig war. Anders verhält es sich im Jahr 2021, in dem durch die reine Marktoptimierung die größten Ersparnisse hätten erzielt werden können. Zu beachten ist auch, dass die Ersparnisse in den Szenarien C und D die pauschale Netzentgeltreduzierung nach § 14a EnWG beinhalten.

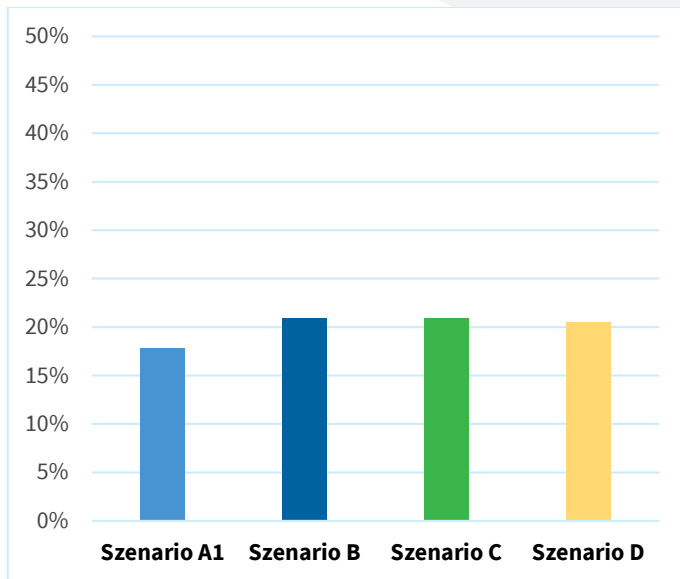


ABBILDUNG 70 - DURCHSCHNITTliche ERSPARNISSE 2021

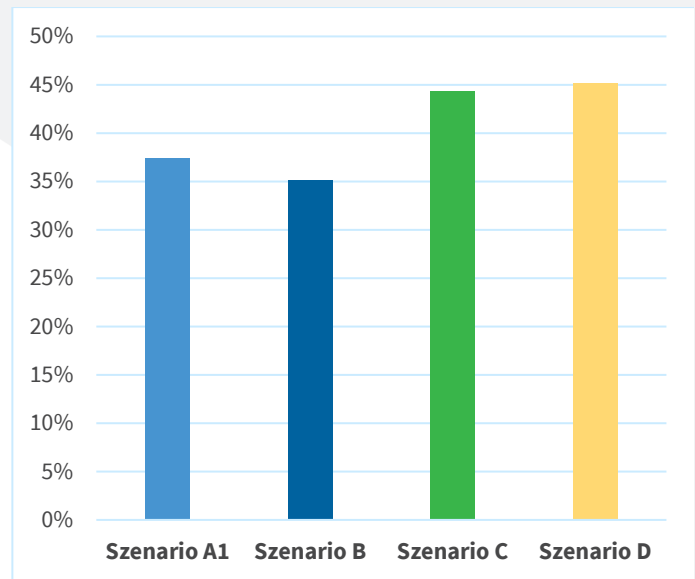


ABBILDUNG 71 - DURCHSCHNITTliche ERSPARNISSE 2022

Fazit

Die Feldevaluationen und Simulationen haben gezeigt, dass das erarbeitete Systemkonzept grundsätzlich funktioniert. Um sich an zeit- und lastvariable Tarife sinnvoll anzupassen, ist zwingend ein Energiemanagementsystem notwendig, das in Bezug auf diese Tarife optimieren kann. Eine technische Lösung dafür wurde im AP #Opt umgesetzt. Darüber hinaus müssen die zeit- und lastvariablen Tarife so gestaltet sein, dass sie einerseits für Prosumer auch attraktiv sind und andererseits die lokale Netzsituation mithilfe von Prognosen hinreichend gut abbilden. Hier besteht noch Forschungsbedarf.

Eine zuverlässige Umsetzung einer netzorientierten Leistungsbegrenzung durch Energiemanagementsysteme ist möglich. Es konnte auch im Feld gezeigt werden, dass EMS direkt den CLS-Kanal nutzen können. Jedoch haben sich die bürokratischen und technischen Anforderungen für die Nutzung der iMSys-Infrastruktur als hinderlich gezeigt. Sowohl der transparente CLS-Kanal als auch der Zugriff auf Messwerte kann für EMS sinnvoll sein. Beides ist jedoch nur mit vergleichsweise hohen Hürden umsetzbar. Die bisher übliche Lösung, für Gebäude-EMS das Kunden-Internet und zusätzliche Messtechnik zu verwenden, ist bislang oft einfacher. Für den Zweck der Integration von Gebäudeenergiemanagementsystemen in das Energiesystem bietet die iMSys-Infrastruktur daher bisher zu geringe Mehrwerte.

Literatur

- [1] EnBW, „Abschlussbericht E-Energy: MeRegio“, Okt. 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/media/konzern/docs/forschung/1-bmbf-fkz-01me08001a_e-energy_abschlussbericht_meregio_final.pdf
- [2] S. Pfenninger und I. Staffell, „Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data“, *Energy*, Bd. 114, S. 1251–1265, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [3] M. M. Rienecker u. a., „MERRA: NASA’s Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications“, *Journal of Climate*, Bd. 24, Nr. 14, S. 3624–3648, Juli 2011, doi: 10.1175/JCLI-D-11-00015.1.

Arbeitspaket #EW - Energiewirtschaftliche Analyse

Ziel und methodisches Vorgehen

Ziel dieses Arbeitspaketes ist die Analyse und Bewertung dezentraler Elektrizitätsversorgungsstrukturen aus der Energiesystemperspektive. Ausgehend von den Ergebnissen der Netzanalysen kann der Netzausbau durch unterschiedliche Lösungsmöglichkeiten vermieden bzw. alternative Handlungsempfehlungen gegeben werden. Diese sollen hinsichtlich der notwendigen Investitionen bewertet werden. Hieraus soll eine Abschätzung des Investitionsbedarfs für intelligente Flexibilitätslösungen im Vergleich zu konventionellem Netzausbau für verschiedene Szenarien ermöglicht werden. Die Ergebnisse der in #Opt und #Eva entwickelten Optimierungsmodelle und Simulationen geben dabei einen wichtigen Input für die Bewertung. Das Arbeitspaket wurde hauptsächlich vom KIT und der MVV-N durchgeführt und vom FZI unterstützt.

Qualitative Bewertung

Im Jahr 2023 lag der durchschnittliche Strompreis für Haushalte in Deutschland (ohne Berücksichtigung der Strompreisbremse) bei 46,9 Cent/kWh [1]. Davon entfielen mit 9,52 Cent/kWh etwas mehr als 20 % auf die Netzentgelte. Die Netzentgelte decken die Kosten für den Betrieb und die Erweiterung der Stromnetze sowie die Aufwendungen für den Zähler (inklusive Betrieb, Wartung und Messung) ab. Neben den Netzentgelten wird der Betrieb und der Ausbau des Netzes durch die Netzanschlusskosten, die bei den Kunden anfallen, finanziert.

Selbstversorgende Prosumer, die zunehmend Strom aus ihrer PV-Anlage beziehen, verringern ihren Strombezug aus dem Netz. Eine direkte Auswirkung auf die Netzentgelte besteht darin, dass eine geringere Stromaufnahme aus dem Netz zu einer Verringerung der Einnahmen des Netzbetreibers durch die Netzentgelte führt, die anhand der bezogenen Strommenge berechnet werden. Dadurch entsteht die Situation, dass die Prosumer das Netz weiterhin benötigen, sich jedoch weniger an der Finanzierung des Betriebs und des Ausbaus beteiligen. Dies erschwert die Aufbringung der notwendigen hohen Investitionen für den Netzausbau durch die Netzbetreiber. Aufgrund der Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmesektors durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, und der Übertragung des Stroms aus Windkraftanlagen vom Norden Deutschlands in den Süden, sind hohe Investitionen in das Netz notwendig. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit notwendigen Investitionen für den Netzausbau bis 2045 von ungefähr 130 Mrd. Euro [2]. Da immer mehr Haushalte über PV-Anlagen ihren aus dem Netz bezogenen Strom reduzieren, entsteht eine signifikante Einnahmelücke, die den notwendigen Netzausbau negativ beeinträchtigt. Eine Möglichkeit dieser Entwicklung entgegenzuwirken wäre es, die Stromanschlusskosten generell zu erhöhen. Ein anderer Ansatz wäre es, einen gewissen Pauschalbetrag für jeden Netzanschluss zu berechnen, der die Kosten für die Vorhaltefunktion des Netzes (unabhängig von der Energieentnahme) widerspiegelt.

Im Energiewirtschaftsgesetz wurde § 14a zur Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen im Jahr 2023 angepasst [3]. Der Netzbetreiber kann nicht mehr die Installation von Wärmepumpen oder neuen privaten Ladestationen für Elektrofahrzeuge mit der Begründung ablehnen, dass dies sein Netz möglicherweise überlasten könnte. Bei drohender Netzüberlastung kann der Netzbetreiber vorübergehend die Netzbelastung reduzieren, indem er den Strombezug steuerbarer Verbrauchseinrichtungen für eine festgelegte Dauer einschränkt. Diese Maßnahme muss auf objektiven Kriterien basieren, die den Zustand des Netzes bewerten. Die Ermittlung des Netzstatus erfolgt anhand von aktuellen Messwerten in Echtzeit. Daher ist eine schnelle Digitalisierung der Niederspannungsnetze erforderlich, um Echtzeitmessungen zu ermöglichen.

In Zukunft werden intelligente Messsysteme für Haushalte mit einem jährlichen Stromverbrauch von über 6.000 kWh obligatorisch sein. Wenn der grundzuständige Messstellenbetreiber keine anderen Maßnahmen vorsieht, erhalten Haushalte mit einem geringeren Jahresverbrauch moderne Messeinrichtungen [4]. Der

Messstellenbetreiber darf laut § 35 des Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) maximal 30 Euro pro Jahr und Haushaltsanschluss für die „Erhebung und die minütliche Übermittlung von Netzzustandsdaten an den Netzbetreiber über das SMGW“ (§ 34 (2) Absatz 9) in Rechnung stellen [5]. In der Festlegung der Bundesnetzagentur zu § 14a EnWG ist definiert, dass mindestens 15 % aller Netzanschlüsse des Netzbereiches eines Netzbetreibers mit Messeinrichtungen ausgestattet werden müssen, die Echtzeitmesswerte, jeweils in minütlicher Auflösung, übermitteln können [6]. Alternativ ist es auch möglich, 7 % aller Netzanschlüsse des Netzbereiches auszustatten in Kombination mit der Erhebung der entsprechenden Netzzustandsdaten an den Trafoabgängen.

Die Netzbetreiber müssen auch eine Reduzierung der Netzentgelte nach § 14a EnWG hinnehmen für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen [7]. Diese berechnen sich folgendermaßen:

$$\text{Netzentgeltreduzierung} = 80\text{€} + 3750 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} * 0.2 * \text{Netzentgelt}$$

Für die Stadt Walldorf ergeben sich bei einem Netzentgelt von 8,2 Cent/kWh eine Netzentgeltreduzierung von 121,50 € pro Jahr und Haushalt. Diese Netzentgeltreduzierung verringert die finanziellen Spielräume für Netzbetreiber, um das Netz auszubauen. Zu berücksichtigen ist auf der anderen Seite auch, dass die neuen Lasten (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) die Energiemenge erhöhen, auf die Netzentgelte bezahlt werden müssen. Die implizite Annahme in § 14a ist, dass die Steuerungsmöglichkeit für Netzbetreiber dafür sorgt, dass die Netze weniger ausgebaut werden müssen als ohne diese Steuerungsmöglichkeit und dementsprechend auch weniger finanzielle Mittel dafür nötig sind.

Neben dem hier erwähnten Investitionsbedarf für die Digitalisierung, fallen auch Kosten für die Speicherung und Auswertung der gemessenen Daten an. Es werden darüber hinaus auch intelligente Algorithmen notwendig sein, um die großen Datenmengen effizient auszuwerten und einen Mehrwert daraus zu erzeugen.

Quantitative Bewertung

In der quantitativen Bewertung erfolgt eine Gegenüberstellung der Gesamtinvestitionen von einerseits klassischem Netzausbau und andererseits intelligenten Flexibilitätslösungen, die durch regionalen Ausgleich von Last und Erzeugung dezentralere Versorgungsstrukturen ermöglichen. Die Analysen beziehen sich auf das Energieversorgungsnetz der Stadt Walldorf.

Die MWV Netze analysierte den notwendigen Netzausbau für das Niederspannungsnetz im Hinblick auf mögliche Flexibilisierungseingriffe. Untersucht wurden drei konkrete Fälle, in denen jeweils durch Netzberechnungen der notwendige Verstärkungsbedarf ermittelt und mittels Erfahrungswerte für vergangene Investitionen in die Netz-Infrastruktur, der Gesamtinvestitionsbedarf berechnet wird.

Aus den beteiligten Arbeitspaketen #Opt sowie #Eva werden die quantitativen Ergebnisse des Flexibilisierungspotenzials bereitgestellt. Diese dienen der monetären Bewertung dieses Potenzials.

Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen baut auf dem im Arbeitspaket #ID „Identifikation von Netzbelastungsgebieten“ vorgestellten Modell auf. Angewendet werden im Arbeitspaket #ID ermittelte Regionalisierung der Elektromobilität, die Verteilung und die Leistungswertannahmen. Die Mengengerüste der Elemente werden aus den Untersuchungen des Arbeitspaketes #US „Umfeldanalyse und Szenariendefinition“ für netzrelevante Einflussgrößen übernommen. Die Modellierung orientiert sich an den Vorgaben aus der Studie Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze der Bergischen Universität Wuppertal [8].

Übersicht der Szenarien

Die Szenarien aus dem Arbeitspaket #Mod „Netz- und marktorientierte Optimierung“ werden als Eingangsparameter für die Betrachtung verwendet. Die vier Szenarien gliedern sich in:

- A) Konventioneller Netzausbau
- B) Marktorientierung
- C) Leistungsgrenzen
- D) Zeit- und lastvariable Tarife

Im Szenario A, dem konventioneller Netzausbau, wird angenommen, dass keine Flexibilitätsnutzung für den Netzbetreiber zur Verfügung steht. Dieses Szenario stellt den aktuellen Stand der Technik vieler Netzbetreiber dar.

Das Szenario B umfasst die Marktorientierung mit dynamischen Arbeitspreisen und berücksichtigt die Auswirkungen der dynamischen Arbeitspreise auf die Gleichzeitigkeiten im Anwenderverhalten. Die Leistungsgrenze wird im Szenario C dargestellt und zeichnet sich durch die Netzorientierung mittels Leistungsbegrenzung für die Netzanschlusspunkte aus. Szenario D definiert die zeit- und lastvariablen Tarife und bildet eine Schnittmenge zwischen der Marktorientierung (Szenario B) und der Leistungsgrenze (Szenario C).

Prognose der Mengengerüste

Aus den vier vorgestellten Szenarien werden die Szenarien A, B und C genauer untersucht. Das Szenario D ist in Szenario B und C enthalten und bildet eine Schnittmenge aus diesen Szenarien. Zunächst werden aus den Erkenntnissen der vorherigen Arbeitspakete die Flexibilitätsoptionen und Gleichzeitigkeitsfaktoren von Wärmepumpen und E-Pkw für jedes Szenario abgeleitet und in der Netzberechnungssoftware NEPLAN hinterlegt.

Die Herausforderung bestand darin, alle drei Szenarien mit dem gleichen Lösungsansatz abzuarbeiten. Dadurch wird sichergestellt, dass die Mengen (Leitungslängen sowie Stückzahlen von Transformatoren, Stationen, Kabelverteilern) und späteren Kostenansätze miteinander vergleichbar bleiben. Untersucht wurde jeweils das Stützjahr 2030, 2040 und 2050. Durch diese Betrachtung sollte die Bestrebung der Klimaneutralität Berücksichtigung finden. Die Mengengerüste sowie die Stückzahlen wurden in allen eruierten Netzanalysen identisch für das jeweilige Szenario berücksichtigt.

Es wurden für jedes Stützjahr zwei Analysen durchgeführt. Dies betrifft die Auslegung der Abgänge in der Niederspannung sowie die Auslegung der ONS in der MS/NS-Ebene. In der Abgangsbetrachtung werden die Niederspannungsleitungen, Kabelverteiler, und Hausanschlüsse bewertet. Die Ortsnetzstationsbetrachtung berücksichtigt die Auslegung der Transformatoren, die Niederspannungshauptverteilung sowie, in Modifikation, die Abschätzung der Mittelspannungsleitungen. Unter anderem wird auch im Band der Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze der Bergischen Universität Wuppertal [8] ein solches Vorgehen empfohlen.

Im Bestandsnetz der Mittelspannung sind aus aktuellen Erkenntnissen größere Umgruppierungsarbeiten sowie die Realisierung einer neuen Einspeisung auf der HS/MS-Ebene zu berücksichtigen. Diese Themen hängen sehr stark von den Ergebnissen der kommunalen Wärmeplanung und der strategischen Entwicklung der Stadt Walldorf ab. Die Mengengerüste sind nur für die in diesem Projekt verwendeten Annahmen gültig und können abhängig vom Lösungskonzept stark von den genannten Mengen abweichen.

Netzanalyse Szenario A

In der Netzanalyse des konventionellen Netzausbau wurde gemeinsam festgelegt, den Neubau von Ortsnetzstationen, zu vermeiden, sofern dies möglich ist. Neue bauliche Maßnahmen bringen eine Reihe von Nachteilen für die Energieversorger mit sich. Dies betrifft sowohl die Veränderung der

Bestandsbebauungsstrukturen als auch die Einschränkung von öffentlichen Nutzungsstrukturen wie Parkplätze, Grünstreifen oder Parkanlagen.

Aus dieser Sichtweise wurde versucht, sobald es technisch möglich ist, bestehende ONS auszutauschen bzw. zu verstärken. Dieses Vorgehen ist im Einklang mit dem gültigen NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau).

Abbildung 72 und Abbildung 73 visualisieren die zu erwartenden Netzauslastungen in den Stützjahren 2030 sowie 2040 auf Basis der IST-Netzanalyse.

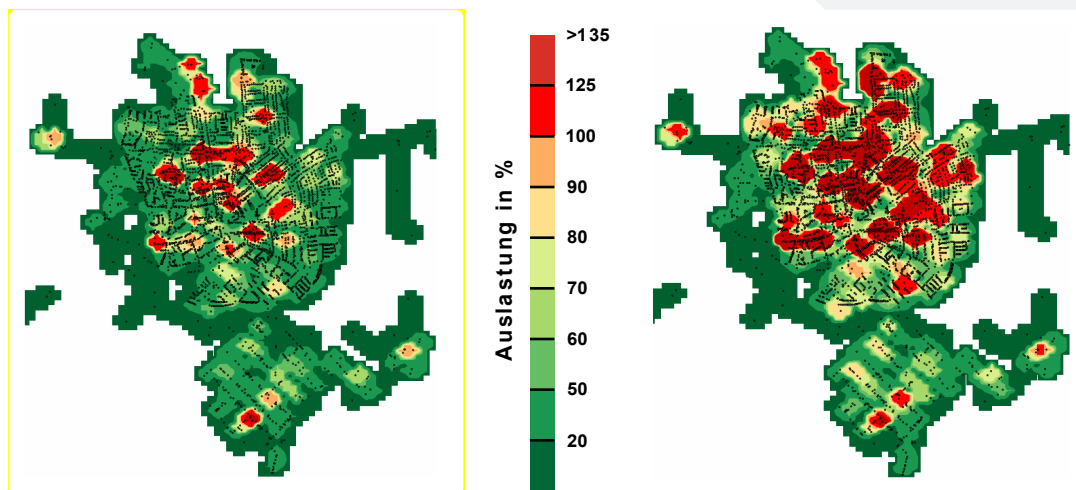


ABBILDUNG 72: SZENARIO A, AUSWERTUNG DER ORTSNETZSTATIONSTRANSFORMTOREN 2030 UND 2040

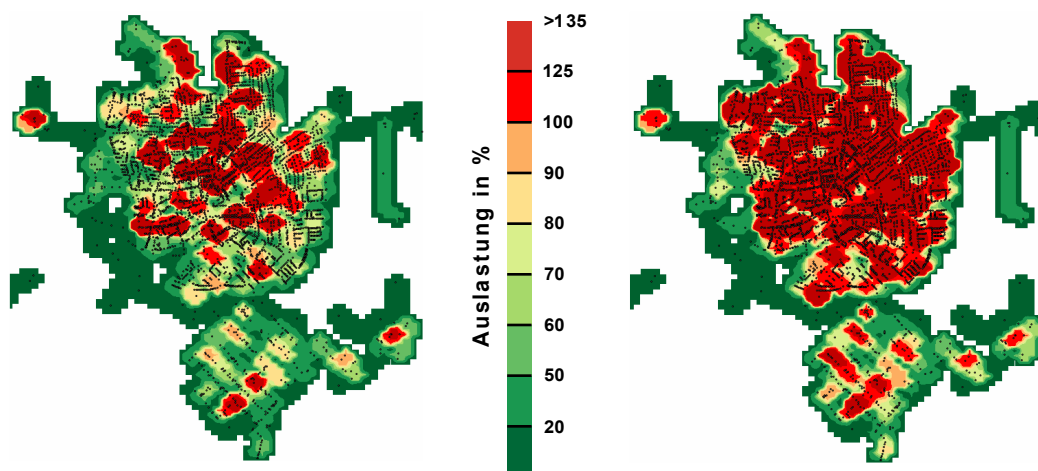


ABBILDUNG 73: SZENARIO A, AUSWERTUNG DER NIEDERSpannungsabGÄNGE 2030 UND 2040

Die nachfolgende Tabelle 21 zeigt die prognostizierten Ergebnisse je Stützjahr und berücksichtigt die angenommenen Leitungsverstärkungen bzw. Netzausbaumaßnahmen. Nicht berücksichtigt wird die Stromreduzierung von parallel verlegten Leitungen oder der Realisierungs- bzw. Genehmigungsrahmen im betrachteten Gebiet.

TABELLE 21: NETZANALYSE SZENARIO A - KONVENTIONELLER NETZAUSBAU

Jahr	Stationen -Neu	Trafo- Austausch ONS	Kabel- verteiler ONS	NS- Leitung Abg	MS- Leitung ONS
2030	*_*	20 x 800 kVA	24 KVS	~ 5 km	~11 km
2040	11 x 800 kVA	24 x 800 kVA	61 KVS	~15 km	~14 km
2050	19 x 800 kVA	36 x 800 kVA	99 KVS	~ 33 km	~19 km
Σ	30 Stück	80 Stück	184 Stück	53 km	44 km
Noch enthaltende Freileitung				24 km	
				Σ 77km	

Die aus dem IST-Netz stammende Niederspannungsfreileitung wird in allen Szenarien zum Austausch bzw. zur Erneuerung vorgesehen. Aus diesem Grund wird bei der späteren Auswertung, die enthaltende Menge der Elemente zum Netzausbau und der Netzverstärkung hinzuaddiert.

Netzanalyse Szenario B

Im Szenario B treten mittels der Marktorientierung die höchsten gleichzeitigen Leistungsanforderungen auf. Beispielsweise beabsichtigen bei negativen Preissignalen alle stationären Batterien sowie angeschlossenen E-PKW mit höchstmöglicher Leistung im Modell zu laden. Für die stationären Batteriespeicher liegen dabei die Gleichzeitigkeitsfaktoren deutlich höher als die der E-PKW, da nicht immer alle E-PKW am Versorgungsnetz angeschlossen sind. Tatsächlich treten die Zeiträume in der Realität nur selten auf. In den vorliegenden Analysen sind das nur wenige Stunden im Jahr. Für die gewünschten Auswertungen orientiert sich das Vorgehen am schlechtesten Betrachtungsfall.

Die Ergebnisse zeigen, dass das Netz überdurchschnittlich stark und nur für diesen Anwendungsfall ausgebaut werden müsste. Die Netzanalyse für dieses Szenario ist in Tabelle 22 aufgelistet während in Abbildung 74 und Abbildung 75 die Auslastung des Netzes visualisiert ist. Die Auswirkungen auf das ermittelte Mengengerüst sind bei dieser Dimensionierung am gravierendsten.

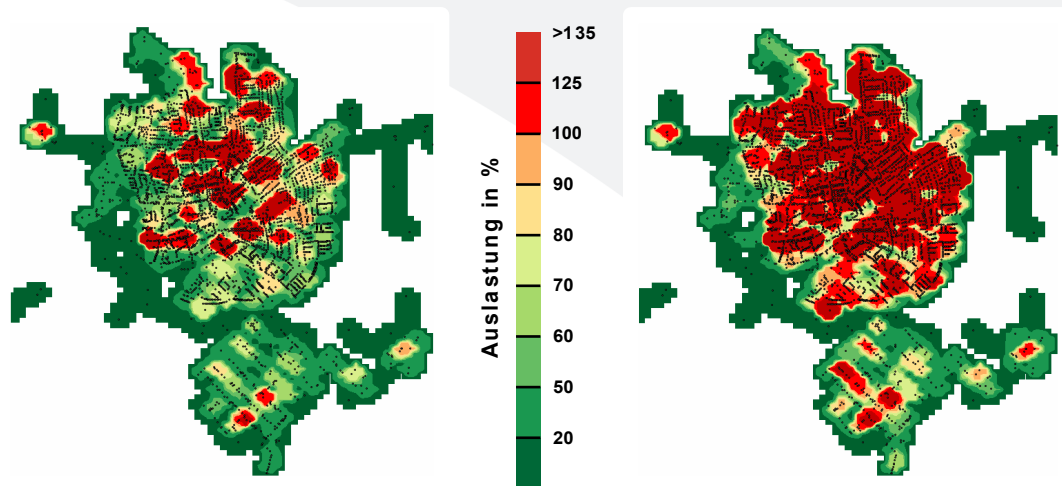


ABBILDUNG 74: SZENARIO B, AUSWERTUNG DER ORTSNETZSTATIONSTRANSFORMTOREN 2030 UND 2040

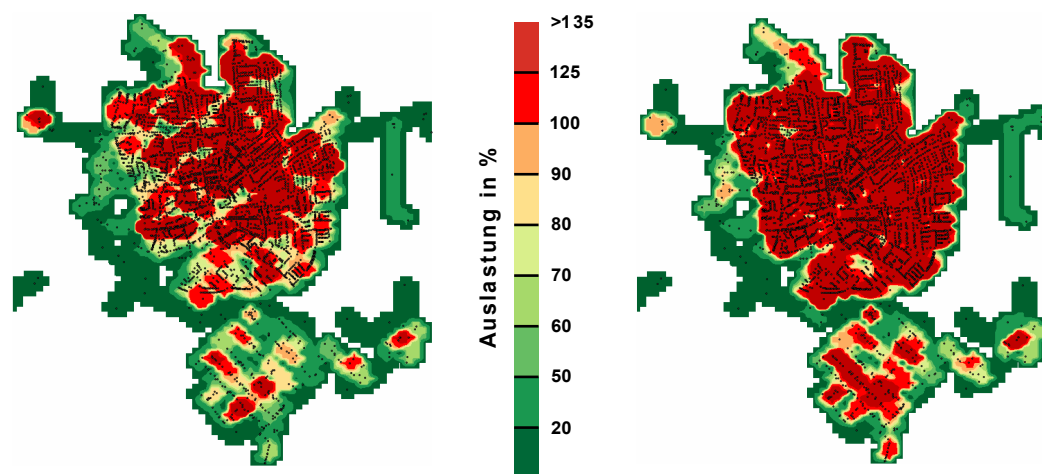


ABBILDUNG 75: SZENARIO B, AUSWERTUNG DER NIEDERSpannungsABGÄNGE 2030 UND 2040

TABELLE 22: NETZANALYSE SZENARIO B - MARKTORIENTIERT

Jahr	Stationen -Neu	Trafo- Austausch ONS	Kabel- verteiler ONS	NS- Leitung Abg	MS- Leitung ONS
2030	11 x 800 kVA	39 x 800 kVA	77 KVS	~ 17 km	~25 km
2040	15 x 800 kVA	21 x 800 kVA	64 KVS	~ 34 km	~39 km
2050	15 x 800 kVA	18 x 800 kVA	61 KVS	~ 16 km	~ 7 km
Σ	41 Stück	78 Stück	214 Stück	~67 km	~71 km
Noch enthaltende Freileitung				20 km	
				Σ 87km	

Netzanalyse Szenario C

Das Szenario C ist mittels der Leistungseinschränkung der Auslegungsfall, der am nächsten an der Netzorientierung angelehnt ist. Die Leistungsbegrenzung am Netzanschlusspunkt wird mit einer Mindestleistung von 4,2 kW je Ladestation und Batterie vorgesehen. Die in der finalen Festlegung zu § 14a enthaltenen anzunehmenden Gleichzeitigkeitsfaktoren konnten im Projektzeitraum nicht mehr berücksichtigt werden. Für diese Betrachtung wurden außerdem Wärmepumpen als unflexibel angenommen, da der Starklastfall üblicherweise im Winter auftritt und es wahrscheinlich ist, dass Wärmepumpen in dieser Zeit kaum abgeregelt werden können. Mithilfe dieses Mechanismus sollen hohe gleichzeitige Lastspitzen vermieden werden.

Es werden in Summe weniger Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen benötigt. Dafür müssen die Letztverbraucher mit Komforteinbußen in diesem Szenario rechnen, da die angeforderte Leistung ggf. nicht im Wunschzeitraum zur Verfügung gestellt werden kann.

Die grafische Netzauslastung in Abbildung 76 und Abbildung 77 skizziert im Vergleich zum vorherigen Szenario deutlich die Auslastungsunterschiede.

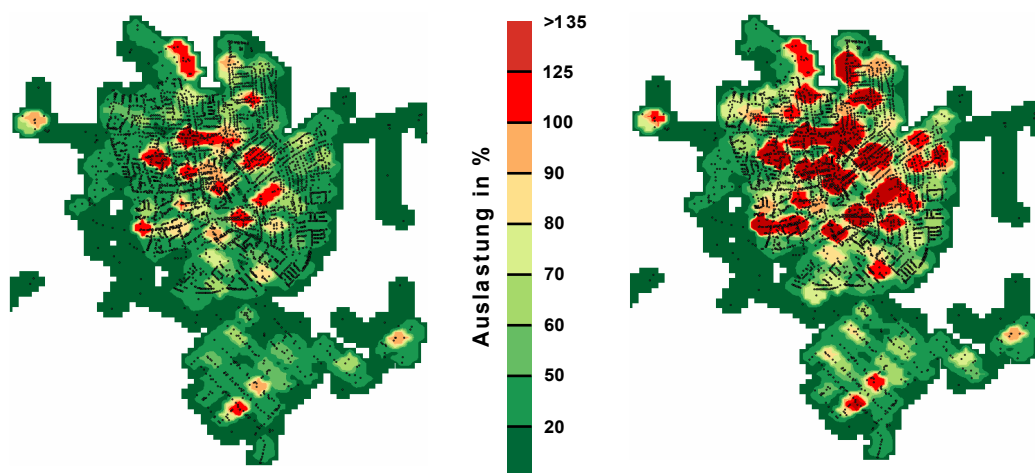


ABBILDUNG 76: SZENARIO C, AUSWERTUNG DER ORTSNETZSTATIONSTRANSFORMTOREN 2030 UND 2040

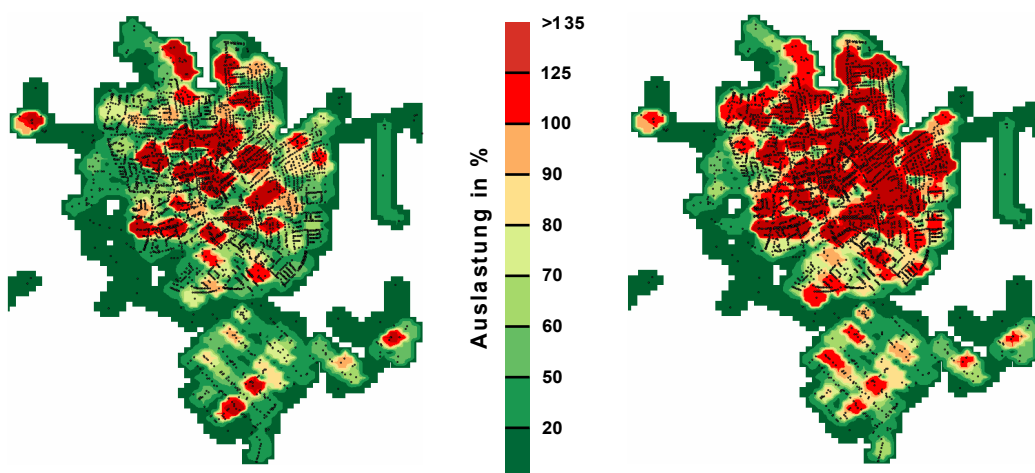


ABBILDUNG 77: SZENARIO C, AUSWERTUNG DER NIEDERSpannungsABGÄNGE 2030 UND 2040

Die Netzausbaumaßnahmen sind in Tabelle 23 aufgelistet und zeigen eine deutliche Reduzierung der Maßnahmen im Vergleich zum Szenario B, beispielsweise in den zu verstärkenden bzw. zu erneuernden Leitungslängen im Niederspannungs- sowie Mittelspannungsnetz.

TABELLE 23: NETZANALYSE SZENARIO C – LEISTUNGSEINSCHRÄNKUNG

Jahr	Stationen -Neu	Trafo- Austausch ONS	Kabel- verteiler ONS	NS- Leitung Abg	MS- Leitung ONS
2030	*-*	18 x 800 kVA	22 KVS	~ 5 km	~11 km
2040	11 x 800 kVA	20 x 800 kVA	53 KVS	~ 5 km	~10 km
2050	12 x 800 kVA	21 x 800 kVA	56 KVS	~ 16 km	~ 9 km
Σ	23 Stück	59 Stück	131 Stück	26 km	30 km
Noch enthaltende Freileitung				31 km	
				Σ 57km	~41%

Szenarien-Übersicht im Stützjahr 2040

Die Abbildung 78 visualisiert die prognostizierte Netzauslastung auf Basis von Netzausbau, -verstärkung und -optimierung für das Jahr 2040 mit den Lastannahmen für das Jahr 2040.

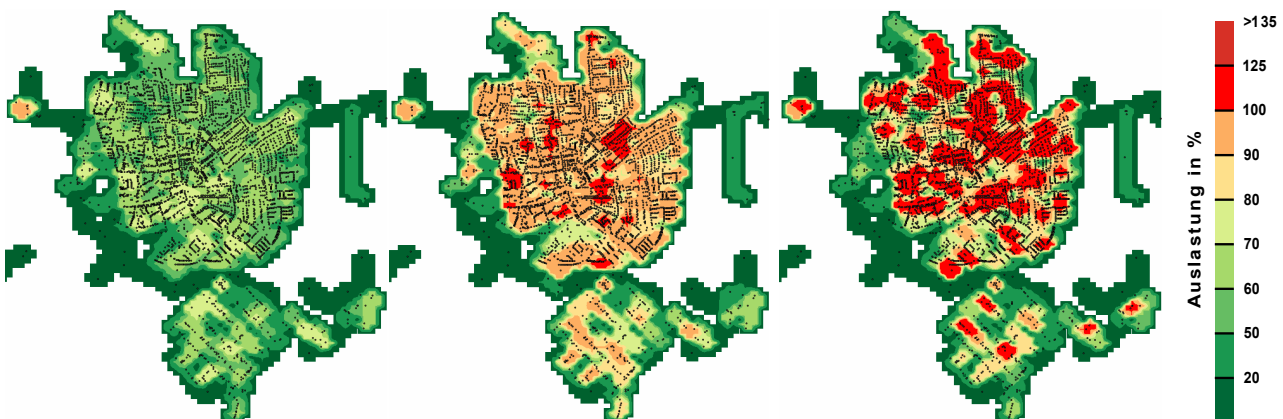


ABBILDUNG 78: AUSWERTUNG DER NIEDERSpannungsabgänge IM STÜTZJAHR 2040, SZENARIO A, B UND C

Die erste Teilgrafik des Szenario A zeigt eine homogene Netzauslastung bei mittleren Stückzahlen bzw. Längen des ermittelnden Mengengerüsts. Die Auslastung im Netzgebiet liegt bei Verwendung der ausgewählten Standardbetriebsmittel unter den Grenzwerten der Betriebsmittel.

In dem mittleren Bild lässt sich aus der Einfärbung erkennen, dass im Szenario B mit dem höchsten Mengengerüst, die höchsten Lastichten im Versorgungsnetz auftreten. Die mittlere Auslastung der Betriebsmittel sowie die Anzahl der Netzausbaumaßnahmen sind in diesem Szenario am höchsten. Im Szenario C fällt das Mengengerüst am niedrigsten aus und die Netzauslastung weist die höchsten punktuellen

Auslastungen auf. Dabei wurde die Betriebsmittelauslastung so dimensioniert, dass die zugelassenen Grenzwerte der Betriebsmittelwerte erreicht werden, um die größtmögliche Einsparung im Mengengerüst zu erzielen. Dies belegt die massiven Auslastungen bis zu den Betriebsmittelgrenzwerten.

Die Ergebnisse zeigen, dass die resultierenden Maßnahmen bei der Leistungsbegrenzung am niedrigsten sind. Die Letztverbraucher müssen sich in diesem Fall auf Leistungseinschränkungen einstellen und das individuelle Verhalten anpassen. Aus der Marktorientierung lassen sich im vorgestellten Vergleich der Szenarien die höchsten Ausbaumaßnahmen ableiten. Diese punktuell auftretenden Spitzenlasten sind abhängig vom Marktmodell und treten nach aktuellem Kenntnisstand sehr selten auf. Für diese wenigen Stunden im Jahr ist ein massiver Ausbau der Netzinfrastruktur notwendig.

Deutlich wurde im konventionellen Netzausbau, dass mehr Maßnahmen wie bei der Leistungsbegrenzung zu erwarten sind. Durch einen ganzheitlichen und übergreifenden Planungsprozess können beispielsweise bei der Mitverlegung von Mittelspannungs- sowie Niederspannungskabel die entstehenden Kosten reduziert werden. Für die Endkunden bestehen keine Leistungseinschränkungen. Dies erhöht die Akzeptanz des Konzeptes bei der Bevölkerung.

Weiterhin ist in der Praxis davon auszugehen, dass aufgrund des teilweise vorhandenen Betriebsmittelalters im Energieversorgungsnetz beim Szenario C deutlich mehr Betriebsmittel ausgetauscht werden als im Mengengerüst Berücksichtigung finden. Dieser Aspekt lässt sich durch die deutlich geringeren Kosten beispielsweise für ein Kabelsystem für den Tiefbau begründen.

Prognose des Investitionsbedarfs und Gegenüberstellung

Für die Prognose des notwendigen Investitionsbedarfs wurden die aus dem vorherigen Abschnitt vorgestellten Ergebnisse der Mengengerüste als Basis verwendet. Die Investitionen werden bei der MVV Netze für jede Betriebsmittelgruppe erfasst und beinhalten neben den Fremdkosten (wie beispielsweise Ausgaben für Tiefbau, Kabelmaterial, Metallkonstruktionen oder Dienstleistungen von Dritten), die interne Leistungsverrechnung, sowie sonstige Kosten. Unter sonstige Kosten fallen Querschnittseinheiten wie Lager oder Organisationseinheiten, die für den Erwerb von Grundstücken zuständig sind. Die Investitionen für die Betriebsmittel schwanken sehr stark, da eine Kabelverlegung in einer Grünfläche deutlich günstiger ist als im Stadtgebiet mit Straßenquerung oder eine neue Station auf freier Fläche preiswerter ist als in einem Wohnhaus.

Grundlage hierfür sind die durchschnittlichen Investitionsausgaben (CAPEX) der Betriebsmittelklassen aus den letzten drei Jahren. Die nachfolgen aufgeführten Investitionen sind Barwerte, die auf das Jahr 2022 bezogen wurden.

Investitionskalkulation Szenario A

Die Prognose des Szenario A mit dem konventionellen Netzausbau zeigt, dass die Investitionen mit der Durchdringung der E-PKW sowie der Wärmepumpen in den jeweiligen Stützjahren ansteigen. Der Bedarf liegt weit über den bisherigen Investitionen für das Energieversorgungsnetz aus den vergangenen Jahren. Die Ergebnisse der Analyse sind in Tabelle 24 aufgelistet.

TABELLE 24: ERMITTLUNG DER INVESTITIONEN FÜR SZENARIO A - KONVENTIONELLER NETZAUSBAU

Jahr	Neue Stationen	Trafo-Austausch	Kabel-verteiler	NS-Leitung + HA	MS-Leitung + SPS	Σ Investitionen
2030		1,4 M€	0,2 M€	0,9 M€	3,6 M€	6,1 M€
2040	1,1 M€	1,7 M€	0,6 M€	2,7 M€	4,5 M€	10,6 M€
2050	1,9 M€	2,5 M€	1,0 M€	5,9 M€	6,2 M€	17,5 M€
Σ	3,0 M€	5,6 M€	1,8 M€	9,5 M€	14,3 M€	34,2 M€
Noch enthaltende Freileitung „Rückbau“				3,6 M€		Σ 37,8 M€

Für die in dem Lösungsansatz enthaltenen Freileitungsmengen ist der Austausch bis spätestens 2050 anzustreben.

Investitionskalkulation Szenario B

Das Szenario B (s. Tabelle 25) zeichnet sich aufgrund des höchsten Mengengerüsts als das Szenario mit dem höchsten Investitionsbedarfs aus.

TABELLE 25: ERMITTLUNG DER INVESTITIONEN FÜR SZENARIO B - MARKTORIENTIERT

Jahr	Neue Stationen	Trafo-Austausch	Kabel-verteiler	NS-Leitung + HA	MS-Leitung + SPS	Σ Investitionen
2030	1,1 M€	2,7 M€	0,8 M€	2,9 M€	8,0 M€	15,5 M€
2040	1,5 M€	1,5 M€	0,6 M€	5,9 M€	12,5 M€	22,0 M€
2050	1,5 M€	1,3 M€	0,6 M€	2,8 M€	2,2 M€	8,4 M€
Σ	4,1 M€	5,5 M€	2,0 M€	11,6 M€	22,7 M€	45,9 M€
Noch enthaltende Freileitung „Rückbau“				3,0 M€		Σ 48,9 M€

Für die in dem Lösungsansatz enthaltenen Freileitungsmengen ist der Austausch bis spätestens 2050 anzustreben.

Investitionskalkulation Szenario C

Die Leistungseinschränkung im Szenario C weist aufgrund des niedrigsten Mengengerüst die geringsten Investitionen auf, wie in Tabelle 26 zu sehen ist. Nicht zu vernachlässigen sind die zusätzlich erforderlichen Investitionen für die Herstellung der IT-Infrastruktur bei den Letztverbrauchern bis hin zu den IT-Strukturen der Netzbetreiber.

TABELLE 26: ERMITTLUNG DER INVESTITIONEN FÜR SZENARIO C – LEISTUNGSEINSCHRÄNKUNG

Jahr	Neue Stationen	Trafo-Austausch	Kabel-verteiler	NS-Leitung + HA	MS-Leitung + SPS	Σ Investitionen
2030		1,3 M€	0,2 M€	1,0 M€	3,6 M€	6,1 M€
2040	1,1 M€	1,4 M€	0,5 M€	1,0 M€	3,3 M€	7,3 M€
2050	1,2 M€	1,5 M€	0,6 M€	3,3 M€	3,0 M€	9,6 M€
Σ	2,3 M€	4,2 M€	1,3 M€	5,8 M€	9,9 M€	23,0 M€
Noch enthaltende Freileitung „Rückbau“				4,7 M€		Σ 27,7M€

Vergleich der Investitionen

Der Vergleich der ermittelten Investitionen zeigt, dass das Szenario B mit der Marktorientierung den höchsten Investitionsbedarf aufweist. Problematisch erscheint der frühe Hochlauf der Netzausbaumaßnahmen in den Jahren 2030 bis 2040, da die Ressourcen auf dem Markt nur bedingt zur Verfügung stehen und nicht gleichzeitig alle Bereiche im Netzgebiet umgebaut werden können.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Investitionen je Szenario. Für das Szenario C sind hohe Investitionen in die Digitalisierung der Netze notwendig. Es wird davon ausgegangen, dass die Bestandsstationen im Netz umgebaut werden. Dies erfordert hohe Ausgaben. In Szenario A und B sind keine expliziten Investitionen für die Digitalisierung aufgelistet, da in diesen Szenarien davon ausgegangen wird, dass keine flächendeckende Umrüstung der Bestandsanlagen vorgenommen werden muss. Die in Tabelle 21 und Tabelle 22 aufgelisteten notwendigen neuen Komponenten für das Netz beinhalten (so wie in Szenario C) bereits einen gewissen Grad von digitalen Komponenten, die für das Szenario ausreichend sind. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass keine weiteren Investitionen notwendig sind.

TABELLE 27: VERGLEICH DER INVESTITIONEN - SZENARIO A, B UND C

	A: Konv. Netzausbau	B: Markt- orientiert	C: Leistungs- grenze
2030	6,1 M€	15,6 M€	6,1 M€
2040	10,6 M€	22,0 M€	7,3 M€
2050	17,5 M€	8,4 M€	9,6 M€
Rückbau FLTG	3,6 M€	3,0 M€	4,7 M€
Ges. Investitionen	37,8 M€	48,9 M€	27,7 M€
Digitalisierung			8,5 M€
Σ	37,8 M€	48,9 M€	36,1 M€

Es wird angenommen, dass die Digitalisierungskomponenten eine Mindestlebensdauer von 15 Jahren besitzen. Im Vergleich zu herkömmlichen Betriebsmitteln, die 60 - 80 Jahre betrieben werden, wird zur Vergleichbarkeit angenommen, dass die Digitalisierungskomponenten vier Erneuerungszyklen unterliegen. Die Kosten für den Betrieb der Hintergrundsysteme bei den Messstellen- und Netzbetreiber wurden aufgrund unbekannter Daten vernachlässigt.

Fazit und Zusammenfassung

Das marktorientierte Szenario B zeigt aufgrund automatisierter simultaner Reaktion auf dynamische Preise eine deutlich erhöhte Netzbelastung und verursacht die höchsten Investitionen für den Netzausbau. Dabei zeigten in der Prognose des dynamischen Marktmodells die stationären Batteriespeicher den höchsten Einfluss auf die gleichzeitige Leistungsanforderung.

Weiterhin resultiert aus den Ergebnissen für die Stadt Walldorf, dass zeitvariable Netzentgelte zu keiner zuverlässigen Begrenzung der Netzlast führen. Dabei wurde ermittelt, dass nicht nur technische Anforderungen eine Rolle spielen, sondern auch das individuelle Verbraucherverhalten berücksichtigt werden muss.

Der zu erwartende Netzausbaubedarf verringert sich im Szenario C durch die Leistungseinschränkung des Netzbetreibers nach § 14a EnWG. Die Erkenntnisse zeigen, dass dadurch der Netzausbaubedarf nicht auf Dauer vermieden werden kann.

Sobald die Durchdringung der E-Pkw oder der Wärmepumpen die kritischen Grenzen in den Teilnetzen erreicht, kann durch die Leistungsbeschränkung eine Überlastung nicht mehr sicher ausgeschlossen werden. Dies führt unweigerlich zu punktuellen Netzverstärkungen oder zusätzlichem Netzausbau. Außerdem verursachen die iMSys-Infrastruktur, die zusätzliche Leittechnik beim VNB und weitere Datenverarbeitungsprozesse höhere Kosten für den Betrieb. Diese anfallenden Kosten müssen durch die Endkunden gedeckt werden.

Die vorgestellte Analyse ergibt, dass in Walldorf der konventionelle Netzausbau in Verbindung mit der Leistungsbegrenzung Verwendung finden sollte. Der Einsatz der Technologie hängt von den lokalen

Gegebenheiten ab und lässt sich nicht allgemeingültig für die Teilnetze im Projekt formulieren. Besonders die spätere kommunale Wärmeplanung wird Aufschluss darüber geben, welche Gebiete zuerst die kritischen Belastungsgrenzen erreichen.

Für Mehrfamilienhäuser oder anderweitige Kollektive von Teil-Elektrisierungen ist ein kundenseitiges Lastmanagement für die Netzplanung zu favorisieren. Ein Vorteil ergibt sich durch die zukünftige Optimierung zwischen Lasten und dezentralen Energiewandlungsanlagen für die PV-Speicher-Kombinationen. Das Ziel ist eine Eigenbedarfsoptimierung, die gleichzeitig zur Entlastung des Netzes beiträgt. Dazu müsste die aktuelle Regulierung angepasst und für diese Anwendungsfälle erweitert werden.

Literatur

- [1] Strom-Report (2023): „Strompreiszusammensetzung 2023“. URL: <https://strom-report.com/strompreise/strompreis-zusammensetzung/> (Zugriff: 08.02.2024)
- [2] Handelsblatt GmbH (2023): „Netzbetreiber kalkulieren mit mehr als 100 Milliarden Euro für Netzausbau“. URL: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewende-netzbetreiber-kalkulieren-mit-mehr-als-100-milliarden-euro-fuer-netzausbau/29057910.html> (Zugriff: 08.02.2024)
- [3] Bundesnetzagentur (2023a): „Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen“. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/14a/start.html (Zugriff: 08.02.2024)
- [4] Bundesnetzagentur (2023b): „Messeinrichtungen / Intelligente Messsysteme“. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/start.html> (Zugriff: 08.02.2024)
- [5] Bundesamt für Justiz (2024): „Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen 1 (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG) § 35 Preisobergrenzen für Zusatzleistungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers“. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/_35.html (Zugriff: 08.02.2024)
- [6] Bundesnetzagentur (2023c): „Anlage 1 zum Beschluss BK6-22-300 vom 27.11.2023“. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Beschluss/BK6-22-300_Beschluss_Anlage1.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zugriff: 09.02.2024)
- [7] Bundesnetzagentur (2023d): „Beschluss wegen Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG - Beschlusskammer 8“. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A_Festlegung_Download.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (Zugriff: 09.02.2024)
- [8] Bergische Universität Wuppertal, Siemens AG (2021): „Planungs- und Betriebsgrundsätze“. Band 35. URL: <https://d-nb.info/1252809050/34> (Zugriff am 12.02.2024)

Arbeitspaket #Res - Resilienzanalyse

Definitionen und Maße für Resilienz

Resilienz im Allgemeinen

Im Folgenden wird das Ergebnis einer Literaturrecherche zur Definition resilienter technischer Systeme dargestellt.

TABELLE 28: DEFINITIONEN FÜR RESILIENZ IM ALLGEMEINEN

Definition	Quelle
“The ability to degrade gradually under increasing system stress and then recover to its pre-disturbance secure state”	T. J. Overbye, V. Vittal, and I. Dobson, Engineering Resilient Cyber-Physical Systems. Tempe, AZ, USA: PSERC, May 2012, ser. PSERC Publication 12-16.
“[the ability to] anticipate, absorb, adapt to and/or rapidly recover from a disruptive event” main characteristics of a resilient CI are resistance, reliability, redundancy, and response/recovery	Cabinet Office, “Keeping the country running: Natural hazards and infrastructure,” London, U.K., Oct. 2011
Characteristics of utility infrastructure and operations, which avoid or minimize interruptions of service during an extraordinary and hazardous event.	M. Keogh and C. Cody, Resilience in Regulated Utilities. Washington, DC, USA: The National Association of Regulatory Utility Commissioners (NAURC), Nov. 2013.
A measure of the persistence of systems and of their ability to absorb change and disturbances and still maintain the same relationships between populations or state variables.’	Holling, C.S., 1973. Resilience and stability of ecological systems. Annual Review of Ecology and Systematics 4, 1–23.
we can identify the key attributes of resilience as the capacities to absorb variation through efficiency, diversity, and redundancy	Molyneaux et al., 2012: Resilience and electricity systems: A comparative analysis

Darüber hinaus gibt es folgende Definition resilienter Energiesysteme aus der Veröffentlichung [1], auf die weiter unten noch genauer eingegangen wird:

*„Ein resilientes Energiesystem besitzt die Fähigkeit, die nachteiligen Auswirkungen eines **spontanen oder schleichenden Störereignisses** mit zwar eventuell abnehmender Versorgungsqualität **abzufangen**, aber ohne dass das System mit einem größeren Blackout kollabiert, um anschließend **zügig wieder in den normalen Betriebszustand** zurückzukehren.“*

Es lässt sich festhalten, dass sich die Resilienz von dem Begriff der Robustheit insofern unterscheidet, als dass nicht die Widerstandskraft des Systems, eine Störung komplett zu vermeiden, gemeint ist. Vielmehr bedeutet Resilienz die Fähigkeit, beim Auftreten einer Störung möglichst schnell und zuverlässig wieder in einen sicheren Zustand zurückzukommen.

Im zeitlichen Ablauf einer Störung und der resilienten Reaktion des Systems müssen folgende Aspekte unterschieden werden:

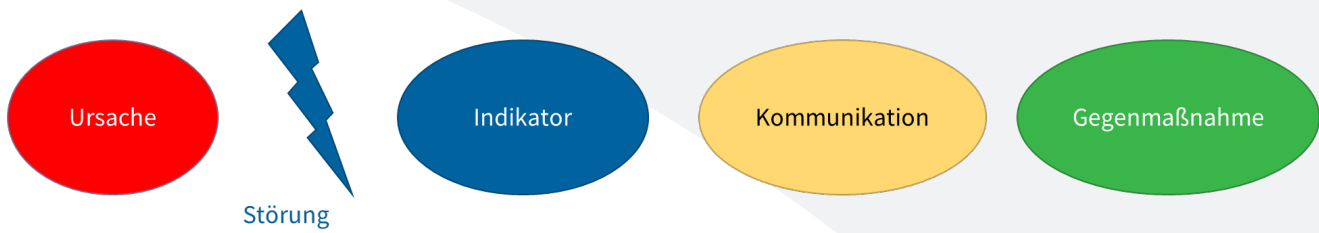


ABBILDUNG 79: ZEITLICHER ABLAUF EINER STÖRUNG UND DER RESILIENTEN REAKTION DES SYSTEMS

Ursache

Ein externes Störereignis, das entweder plötzlich oder schleichend passiert, löst die Störung aus. Die Vermeidung der Ursache ist nicht der Fokus der Resilienzanalyse.

Indikator

Die Störung muss im System detektiert werden. Bei physikalischen Systemen wie dem Stromnetz ist dabei die Verfügbarkeit von Messwerten essentiell. Ein Indikator ist in der Regel eine Grenzwertverletzung einer physikalischen Größe.

Kommunikation

Vom Subsystem, das die Störung detektiert, muss zu dem Subsystem, das eine Gegenmaßnahme ergreifen kann, kommunizieren können. An dieser Stelle kann es Single-Point-of-Failures geben, wenn die Störung dazu führt, dass auch keine Kommunikation mehr möglich ist.

Gegenmaßnahme

Ein Subsystem, dass in der Lage ist, geeignete Gegenmaßnahmen zu ergreifen, muss dies schnell und effektiv tun, um das System zu stabilisieren. Dabei ist es wichtig, die Stabilitätskriterien aus der Regelungstechnik zu beachten, um ein Aufschwingen zu vermeiden.

Resilienz im Kontext der Energieversorgung

Die genannten Indikatoren lassen sich auf die Energieversorgung im Allgemeinen übertragen. Zunächst soll nicht unterschieden werden, ob sich ein zentrales Energiesystem oder ein dezentrales Energiesystem resilient verhält.

Ursachen

Ein plötzliches Störungsereignis kann typischerweise der Ausfall eines Betriebsmittels wie einer Leitung oder eines Transformators sein (z.B. durch einen umgestürzten Baum oder Blitzschlag). Ein schleichendes Störereignis könnte eine starke Lasterhöhung durch Letztverbraucher sein, z.B. das gleichzeitige Laden von Elektrofahrzeugen bei voller Leistung in einem kurzen Zeitraum.

Indikatoren

Störungsindikatoren im Stromnetz sind:

- Im Verbundnetz:
 - Frequenzabweichung
 - Spannungsbandverletzung (inkl. Ausfall)
 - Grenzwertverletzungen von Betriebsmitteln (z.B. bei Leitungen oder Transformatoren)
- Im Niederspannungsnetz:

- Spannungsbandverletzung (inkl. Ausfall)
- Grenzwertverletzungen von Betriebsmitteln (z.B. bei Leitungen oder Transformatoren)

Da die Frequenz im gesamten Verbundnetz gleich ist, muss eine Frequenzabweichung als Störung im Verbundnetz angesehen werden, auch wenn sie in der Niederspannung ebenfalls messbar ist.

Ohne moderne Messeinrichtungen oder Energiemanagementsysteme bzw. steuerbare Erzeuger/Lasten mit entsprechenden Messgeräten gibt es auf Haushaltsebene keine Möglichkeit, Störungen zu erkennen. Jedoch haben beispielsweise PV-Wechselrichter über Grid Codes ein definiertes Verhalten bei Spannungs- bzw. Frequenzabweichungen implementiert.

Die Abgrenzung der Resilienz zur Robustheit in Bezug auf das Stromsystem wird im Kapitel Resilienz im Stromnetz nochmals aufgegriffen.

Kommunikation

Eine der wichtigsten Funktionen eines Smart-Meter-Gateways (SMGW) ist die Bereitstellung von sicheren Kommunikationskanälen. Hierbei wird seitens der Technischen Richtlinie BSI TR03109 viel Wert auf die Integrität und Vertraulichkeit gelegt. Das SMGW ist also dafür vorgesehen, auch im Falle einer Störung den sicheren Kommunikationskanal beispielsweise zwischen Netzbetreiber und Energiemanagementsystem herzustellen. Dazu passt, dass die 450 MHz-Frequenz den Betreibern kritischer Infrastruktur zur Verfügung gestellt wurde und SMGWs (je nach Bauart) dieses Funknetz nutzen können. Das 450 MHz-Netz soll schwarzfallsicher gebaut werden. Hier ist jedoch zu beachten, dass SMGWs selbst im Regelfall nicht schwarzfallfest sind, da sie am „regulären“ Hausanschluss mit Strom versorgt werden und keine Batterie verbaut haben. Um den kürzesten möglichen Kommunikationsweg darzustellen, muss das Energiemanagementsystem lokale Netzzustandsdaten empfangen und wird dadurch z.B. über Spannungsabweichungen informiert. Intelligente Messsysteme könnten diese Information bereitstellen und kommunizieren, jedoch fehlt eine einfache Möglichkeit, lokal an Netzzustandsdaten zu kommen.

Gegenmaßnahme

Die Gegenmaßnahme, um eine Störung zu beheben, ist seitens der Flexibilitätserbringer immer die Erhöhung oder Verringerung der Wirk- und/oder Blindleistung am Netzanschlusspunkt. Eine Ausnahme ist hier der Schwarzfall, der hier nicht näher betrachtet wird. Folgende Geräte in Haushalten können ihre Leistung (eine entsprechende Steuermöglichkeit vorausgesetzt) in der Größenordnung von mehreren Kilowatt flexibel verändern und eignen sich daher als Instrument, um die Resilienz zu erhöhen:

- Photovoltaik-Wechselrichter
- Batteriespeicher
- Elektrofahrzeuge
- Wärmepumpen (oft nicht stufenlos).

Alle diese Geräte haben in ihrer Flexibilität Einschränkungen, die mithilfe der Feldtestdaten näher untersucht werden.

IT-Aspekte in zentralen vs. dezentralen Elektrizitätsversorgungsstrukturen

Die bisherigen, zentralen Elektrizitätsversorgungsstrukturen zeichnen sich dadurch aus, dass die Energie zum Großteil von wenigen großen Kraftwerken in das Stromnetz eingespeist wird. Diese Einspeisung wird zukünftig zunehmend von dezentralen Versorgungsstrukturen übernommen. Mit dieser Verschiebung ändert sich auch der Schutzbedarf der Einspeiser, da nicht mehr wenige große Kraftwerke, sondern viele kleine Einspeiser, die zu großen Teilen in Privathaushalten betrieben werden, geschützt werden müssen.

Aufgrund der Transformation hin zu erneuerbaren Energien, kann die Einspeisung zukünftig nicht mehr vollständig anhand des Bedarfs geregelt werden. Wetter und Tageszeit haben einen wesentlichen Einfluss auf die Verfügbarkeit elektrischer Energie. Dieser Änderung muss begegnet werden, indem auch der Verbrauch geregelt wird. Dafür müssen einzelne relevante Verbraucher entsprechend der Verfügbarkeit der Energie ihre Leistungsaufnahme netzdienlich anpassen.

Betrachtete Geräte

Die Auswahl der berücksichtigten Elemente basiert dabei auf deren Steuerbarkeit. Klassische Geräte im Privathaushalt, wie z.B. Küchengeräte, sind nicht oder nur unwesentlich netzdienlich über Preisanreize oder Leistungsbeschränkungen steuerbar. Die meisten der klassischen Geräte haben auch entweder nur eine geringe Leistungsaufnahme, sodass eine netzdienliche Steuerung keine große Auswirkung hat (z.B. Kühlschränke) oder ihr Leistungsbedarf lässt sich nicht einfach verschieben (z.B. Toaster, Herde). Für andere, eher neuartige Geräte ist dies z.T. explizit vorgesehen, beispielsweise für PV Anlagen bzw. deren Wechselrichter, Batteriespeicher, Wärmepumpen und den Ladevorgang von Elektrofahrzeugen (über die Wallboxen). Diese Geräte werden im Folgenden als netzrelevant bezeichnet.

Dezentralität

Räumliche Dezentralität

Der Begriff Dezentralität beschreibt im Allgemeinen, wie stark eine Struktur durch ein oder wenige zentrale Elemente geprägt wird. Im Kontext der Elektrizitätsversorgungsstrukturen kann die klassische Versorgungsstruktur bestehend aus wenigen großen Kraftwerken sowie einer von wenigen Stellen gesteuerten Netztechnik als vergleichsweise zentral bezeichnet werden. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass die gesamte Struktur redundant konzipiert ist, sodass kein einzelnes Element durch Ausfall die Versorgungsqualität verletzen konnte.

Durch neue Elemente im Stromnetz, insbesondere netzrelevanten Geräten im Privathaushalt verschiebt sich die Struktur zunehmend zu einer räumlichen Dezentralisierung. Die einzelnen Elemente in den Privathaushalten sind dabei einzeln nicht leistungsstark genug um selbst bei mutwilligem Fehlverhalten die Versorgungsqualität verletzen zu können.

Technische Homogenität

Die in den klassischen Elektrizitätsversorgungsstrukturen dominierenden Kraftwerke sind zwar zumeist Einzelstücke, allerdings wird Kraftwerksleittechnik weltweit nur von wenigen Herstellern gefertigt, sodass mindestens an dieser Stelle häufig ähnliche bis identische Komponenten eingesetzt werden. Ein technischer Fehler in einer Leittechnik würde also mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in anderen Kraftwerken vorliegen.

Aufgrund der hohen Anzahl von privat installierten netzrelevanten Geräten, werden diese nicht als Einzelstücke, sondern in Serie gefertigt. Zwar unterscheiden sich die einzelnen Gerätetypen (z.B. Elektroautos und Wärmepumpen) sowie die Geräte von verschiedenen Herstellern weiterhin gravierend voneinander, aufgrund der geringen Anzahl von Herstellern und der hohen Verbreitung einzelner Produkttypen ist allerdings davon auszugehen, dass ein Fehler in einer Produktserie eine große Anzahl von Geräten betrifft. Es ist davon auszugehen, dass viele der verwendeten Komponenten auch über verschiedene Produktserien eines Herstellers und aufgrund von gemeinsamen Zulieferern möglicherweise auch in Produkten verschiedener Hersteller identisch sind.

Auswirkungen von Fehlverhalten

Sowohl im klassischen Energienetz, wie auch in dezentralen Versorgungsstrukturen sind netzschädliches Verhalten von Geräten relevant. Insbesondere durch die eigene Leistungsaufnahme aus dem Stromnetz oder der

Leistungsabgabe ins Stromnetz können die Geräte Schäden anrichten. Der Einfluss, den sie dabei nehmen können ist insbesondere abhängig von:

- Der maximalen Leistungsaufnahme, bzw. der maximalen Leistungsabgabe
- Der Zeitraum, über die maximale Leistungsaufnahme oder Abgabe aufrechterhalten werden kann
- Die Geschwindigkeit mit der die Leistungsänderung erfolgen kann
- Die geographische Lage im Stromnetz
- Die Spannungsebene im Stromnetz

Das Fehlverhalten eines einzelnen netzrelevanten Geräts darf aufgrund des n-1 Kriteriums keine Auswirkungen auf die Stabilität des Stromnetzes oder Teile davon haben. Erst ein gleichzeitiges Fehlverhalten mehrerer Geräte kann die Stabilität oder Versorgungsqualität negativ beeinflussen.

Technische Fehler

Fehlverhalten, insbesondere netzschädliches Verhalten von Geräten kann aufgrund von technischen Fehlern oder gezielten Fehlsteuerungen durch einen Angreifer auftreten.

Technische Fehler kommen in allen Produkten und Komponenten vor und können spontan auftreten und dann gravierende Auswirkungen haben. Je nach Art des Fehlers kann die Komponente komplett ausfallen oder sogar falsche Signale an andere Komponenten senden. Abhängig vom Aufbau des Geräts kann so auch ein netzschädliches Verhalten provoziert werden.

Beispiel:

Am 07.02.2036 und am 19.01.2038 werden zwei verwandte Probleme mit der Zeitrechnung in weit verbreiteten Protokollen und Softwarekomponenten auftreten (Jahr-2038-Problem). Beide Probleme sind bekannt und neu ausgelieferte Komponenten sollten die Fehler nicht mehr enthalten. Ebenfalls sollten ältere Komponenten ausgetauscht oder die entsprechende Software repariert werden. Trotzdem zeigt die Erfahrung, dass insbesondere bei komplexen Systemen einzelne Komponenten extrem lange Laufzeiten haben und die Betreiber die genaue Funktion nicht kennen und sich daher nicht genau wissen, ob die Probleme in Ihren Systemen noch existieren.

Gezielte Angriffe

Aufgrund der hohen Relevanz des Stromnetzes ist davon auszugehen, dass es auch ein lohnendes Ziel für verschieden motivierte Angreifer ist. So könnten politisch motivierte Angreifer bzw. Terroristen versuchen, gezielt Schaden anzurichten und finanziell motivierte Angreifer versuchen, Schutzgeld zu erpressen. Das Stromnetz muss daher auch gegenüber gezielten Angriffen resilient konzipiert und umgesetzt sein. Wie oben beschrieben, können einzelne Geräte oder auch eine große Menge von Geräten hauptsächlich über netzschädliche Schaltung von Lasten Einfluss auf die Resilienz des Stromnetzes nehmen. Dafür reicht es einem Angreifer nicht, lediglich ein einzelnes Gerät zu kontrollieren, er muss eine hohe Zahl von Geräten kontrollieren, um Einfluss auf ein Verteilnetz oder das gesamte Stromnetz nehmen zu können.

Sicherheitslücken

Damit ein unbefugter Angreifer ein Gerät unter seine Kontrolle bringen kann, muss er die implementierten Sicherheitsmechanismen überwinden. Dies ist nach Definition nur dann möglich, wenn diese eine Sicherheitslücke enthalten. Wie im Abschnitt Technische [Homogenität](#) dargestellt, werden die netzrelevanten Geräte die für die dezentralen Versorgungsstrukturen eingesetzt werden, in Serie gefertigt. Dadurch sind Sicherheitslücken, die ein Angreifer in einem Gerät entdeckt mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit auch in allen Geräten der Baureihe, desselben Herstellers oder sogar darüber hinaus vorhanden.

Insbesondere ist es aufgrund der Komplexität der Technologie bei den allermeisten Geräten nicht möglich oder sinnvoll, diese komplett selbst zu entwickeln. Hersteller greifen daher insbesondere für Standardfunktionen wie z.B. die Netzwerkkommunikation, kryptographische Operationen und Hardwareansteuerung auf etablierte Open-Source Softwarekomponenten (Bibliotheken) zurück. Dies ist sowohl im Sinne des Entwicklungsaufwands, wie auch im Sinne der IT-Sicherheit sinnvoll, da diese Bibliotheken gut untersucht sind und da es für einige Funktionen nahezu unmöglich ist, diese selbst korrekt und sicher zu implementieren (Siehe dazu auch: [Whitepaper IoT Security](#)).

Die Hersteller sind daher bei der Produktpflege nicht nur für die von ihnen selbst entwickelten Komponenten, sondern auch für die zugelieferten Komponenten verantwortlich. Dies kann insbesondere dann zu einem Problem werden, wenn die zugelieferten Komponenten wiederum weitere fremde Komponenten einbinden. Dies ist z.B. bei Betriebssystemen sehr üblich und kann sich über viele Ebenen erstrecken. So wurde z.B. Ende 2021 eine Sicherheitslücke in der verbreiteten Bibliothek Log4j bekannt ([heise](#)), die in sehr vielen Java Anwendungen eingebunden war und ist.

Single Points of Failure

In der Betrachtung des Gesamtsystems ergeben sich einige Single Points of Failure (SPOF), Geräte und Objekte deren Versagen zu einer Störung der Resilienz des Gesamtsystems führen kann. Insbesondere mit Blick auf die steigende technische Homogenität und die Anzahl mit der einzelne Produkte zukünftig in Verwendung sein werden ergibt sich eine sehr hohe Anforderung an die IT-Sicherheit von allen relevanten Produkten. Dabei ist nicht ein einzelnes physisches Gerät ein SPOF, sondern jeweils alle baugleichen Geräte. Diese werden hier als Produktserie bezeichnet.

Eine Produktserie ist dann als SPOF zu klassifizieren, wenn

Alle Instanzen der Produktserie zusammen genommen direkt oder indirekt Einfluss auf eine hohe Leistung haben. Die Leistung wird dabei mit den relevanten Messgrößen, z.B. der Primärregelleistung (PRL) im ENTSO-E Verbund verglichen.

und

Ein Ausfall oder ein aktiv schädliches Verhalten der Instanzen der Produktserie nicht durch einen Sicherheitsmechanismus mitigiert werden kann.

Wenn ein Single Point of Failure existiert, so ist das betroffene System gemäß Definition nicht resilient.

TABELLE 29: POTENTIELLE SINGLE POINTS OF FAILURES IM ENERGIESYSTEM

Gerät / Komponente	Single Point of Failure Grund	Gegenmaßnahmen
<i>Kommunikationsverbindungen</i>	Beim Ausfall einer SMGW Produktserie, eines SMGW-Administrators oder relevanter Kommunikationsverbindungen erhalten die nachgelagerten Geräte keine Informationen zum geforderten netzdienlichen Verhalten und können so spätestens nach Ablauf der Gültigkeit der zuvor übermittelten Informationen nicht netzdienlich agieren.	Vorprogrammiertes Verhalten der nachgelagerten Geräte bei Kommunikationsausfall. Ein Ansatz aus der Forschung ist hier Organic Computing[2]. Bei schlechter Umsetzung kann das vorprogrammiertes Verhalten das Problem möglicherweise nicht komplett beheben und führt ggf. zu weiteren Problemen.
<i>Steuerungsberechtigte Stelle (Externer Marktteilnehmer, EMT)</i>	Um ein netzdienliches Verhalten von Geräten im Privathaushalt zu erreichen, werden Preissignale an die Geräte oder das EMS gesendet. Darüber hinaus ist es absehbar, dass auch Steuersignale, wie z.B. Leistungsbegrenzungen gesetzt werden können. Ein Angreifer, der Zugriff auf die zum Absetzen dieser Signale berechtigten Instanz erlangt, kann dementsprechend netzschädliche Preis- oder Steuersignale senden.	Ein hohes Schutzlevel für die entsprechende Stelle ist erforderlich. Dabei sollte das System in sich resilient ausgelegt werden, sodass beim Ausfall einer Sicherheitsmaßnahme noch weitere Maßnahmen greifen. Zu prüfen ist, ob ggf. benötigte kryptographische Schlüssel auch offline gelagert werden können.
<i>SMGW-A</i>	Ein Angreifer, der Zugriff auf eine SMGW Administrations Infrastruktur erhält, kann darüber die Konfiguration der angeschlossenen SMGW manipulieren und so deren Verhalten verändern. So kann er sich Hintertüren auf den SMGWs öffnen oder diese direkt so manipulieren, dass sie sich seinen Vorgaben entsprechend verhalten.	Ein hohes Schutzlevel für die entsprechende Stelle ist erforderlich. Dabei sollte das System in sich resilient ausgelegt werden, sodass beim Ausfall einer Sicherheitsmaßnahme noch weitere Maßnahmen greifen. Zu prüfen ist, ob ggf. benötigte kryptographische Schlüssel auch offline gelagert werden können.
<i>EMS</i>	Entsprechend den Vorgaben des BSI (Kapitel 3) können Steuerbefehle für netzrelevante Geräte auch an das EMS im Privathaushalt gesendet werden, welches diese verarbeitet und an die entsprechenden Komponenten weiterleitet. Weiterhin steuern EMS auch davon unabhängig die Geräte im Haushalt. Ein Angreifer, der die Kontrolle über eine EMS Produktserie übernimmt, kann damit die Geräte in den jeweiligen Privathaushalten steuern und so netzschädliches Verhalten provozieren.	Pauschale Gegenmaßnahmen sind nicht ersichtlich, generell muss ein hohes Maß an IT-Sicherheit angestrebt werden. Dabei sollten die Systeme in sich resilient ausgelegt werden, sodass beim Ausfall einer Sicherheitsmaßnahme noch weitere Maßnahmen greifen.

<i>SMGW</i>	Erlangt ein Angreifer die Kontrolle über eine SMGW Produktserie, so kann er Informationen die durch die SMGW verarbeitet werden manipulieren. Werden z.B. netzdienliche Preissignale oder Leistungsbegrenzungen übermittelt, kann der Angreifer diese ggf. manipulieren.	Die Informationen die das SMGW an nachgelagerte Geräte weiterleiten muss um diesen ein netzdienliches Verhalten zu ermöglichen, müssen gegen Manipulation gesichert sein, sodass ein Angreifer die Nachrichten höchstens unterdrücken kann, was in diesem Aspekt einem Ausfall des SMGWs gleichkäme.
<i>Batteriespeicher, Wärmepumpen, Wallboxen, PV-Wechselrichter</i>	Ein Angreifer, der die Kontrolle über eine Produktserie der Batteriespeicher, Wärmepumpen oder Wallboxen erlangt, kann diese (ggf. synchron) ein- oder ausschalten und im Falle von Batteriespeichern auch bestimmen ob die Leistung aus dem Stromnetz entnehmen oder Leistung ins Stromnetz speisen sollen.	Pauschale Gegenmaßnahmen sind nicht ersichtlich, generell muss ein hohes Maß an IT-Sicherheit angestrebt werden. Dabei sollten die Systeme in sich resilient ausgelegt werden, sodass beim Ausfall einer Sicherheitsmaßnahme noch weitere Maßnahmen greifen.
<i>Elektroautos</i>	Ein Angreifer, die die Kontrolle über eine Produktserie von Elektroautos erlangt, kann bei diesen (synchron) den Ladevorgang starten oder stoppen, wenn diese am Stromnetz angeschlossen sind.	Mit Verzögerung nach dem Angriff kann, falls es nicht zu größeren Ausfällen gekommen ist, ggf. über das SMGW eine Leistungsbegrenzung für die Wallboxen gesetzt werden, sodass die maximale Leistung, die ein Auto aufnehmen kann begrenzt ist.
<i>Hersteller Cloud / Hersteller App</i>	Ein Angreifer, der die Kontrolle über eine Cloudanwendung eines Herstellers von netzrelevanten Geräten übernimmt, kann darüber je nach Funktionalität der Geräte diese manipulieren oder (synchron) ein- oder ausschalten.	Der Umfang, in dem die Geräte über die Cloud des Herstellers verändert oder gesteuert werden, sollte limitiert sein.
<i>verbreitete Komponenten</i>	Wird ein Fehler in einer weit verbreiteten Komponente gefunden, so könnte ein Angreifer diesen möglicherweise ausnutzen um alle Produktserien in denen die Komponente verwendet wird zu manipulieren oder zu steuern. Hierunter fallen auch verbreitete Open-Source-Komponenten wie z.B. der Linux Kernel oder OpenSSL.	Die Hersteller, die Komponenten von Dritten nutzen, müssen dafür sorgen, dass im Falle einer entdeckten Sicherheitslücke, diese zeitnah mitigiert wird. Im Allgemeinen erfolgt dies durch das Einspielen eines Softwareupdates. Ein Verzicht auf die Nutzung von Komponenten von Drittanbietern ist keine Alternative, da Eigenentwicklungen sehr aufwändig und fehleranfällig sind.

Resilienz im Stromnetz

Definitionen, Konzepte und Begriffsabgrenzung

Resilienz als Leitbild zu verstehen, hilft bei der Gestaltung von Systemen, um sich auf bekannte und unbekannte Herausforderungen vorzubereiten. Resilienz kann als die Fähigkeit des Systems interpretiert werden, sich auf jede

Störung vorzubereiten, diese zu bewältigen und sich von ihnen zu erholen, ohne vorher besondere Kenntnisse über die Ereignisse oder der Stressoren kennen zu müssen (Gößling-Reisemann in [3]).

Die Resilienz von kritischen Infrastrukturen, wie es auch das Energiesystem ist, wird von Demmig [4] „als die Fähigkeit eines Systems, Störereignissen zu widerstehen oder sich daran anzupassen und dabei seine Funktionsfähigkeit zu erhalten oder schnell wiederzuerlangen“ definiert. Eine ähnliche Definition mit Bezug zum Energiesystem wird von der Internationalen Energieagentur (IEA) gegeben. Dort wird die Resilienz folgendermaßen definiert: „The ability of the system and its component parts to absorb, accommodate and recover from both short-term shocks and long-term changes. These shocks can go beyond conditions covered in standard adequacy assessments“.

In der Literatur unterschiedliche Definitionen der Resilienz existieren. Die meisten Definitionen fokussieren dabei auf die Fähigkeit externe Störungen zu vermeiden, verkraften und sich schnell davon zu erholen [5]. Störereignisse können z.B. durch Umweltkatastrophen, Cyberangriffe oder ungewöhnliches Verhalten der Akteure eines Systems ausgelöst werden [4, 6]. Im Allgemeinen können Störungen als Ereignisse verstanden werden, welche eine große Auswirkung auf die Systemstabilität haben, aber insgesamt unwahrscheinlich sind. Mit anderen Worten führt kann eine Störung zu einer Versorgungsunterbrechung und somit zu einem ungeplanten Stromausfall führen.

Im Folgenden sollen die Begriffe Resilienz und Robustheit in Bezug auf das Stromsystem voneinander abgegrenzt werden. In [7] werden die Zuverlässigkeit und Robustheit des Netzes von der Resilienz abgegrenzt. Ein zuverlässiges Netz gewährleistet während normaler Belastungen eine ununterbrochene Stromversorgung. Normale Belastungen sind hierbei durchschnittliche Verbräuche und Einspeisungen. Ein robustes Netz ist ein Netz, das so ausgelegt ist, dass es Schwankungen, die von den Verbrauchern oder den Umweltbedingungen ausgehen, ohne oder nur mit minimalen Leistungseinbußen ausgleicht. Die Robustheit wird analysiert, in dem das Verhalten des Netzes unter Betrachtung kleinerer oder gewöhnlicher Störungen der Betriebsbedingungen gemessen wird. Die Robustheit eines Netzes bezieht sich also immer nur auf einen Teil von Störungen. Das Netz kann nicht auf alle denkbaren extremen Ereignisse ausgelegt werden, daher existieren immer Ereignisse oder Veränderungen, gegen die ein Netz nicht robust ist. Ein resilientes Netz kann auch mit solchen extremen Ereignissen umgehen [7].

TABELLE 30: DIE VIER BESTANDTEILE DER RESILIENZ (NACH (UMUNNAKWE ET AL. 2021; BRUNEAU ET AL. 2003))

Begriff	Erklärung
Robustheit	Fähigkeit des Systems Störungen bis zu einem gewissen Level ohne Funktionsverlust standzuhalten.
Redundanz	Grad, bis zu dem Elemente des Systems ersetzbar sind, um die Funktionsfähigkeit trotz Ausfällen aufrechtzuerhalten
Einfallsreichtum	Die Fähigkeit, Probleme zu diagnostizieren, Prioritäten zu setzen und Lösungen mithilfe der gegebenen Ressourcen zu finden.
Schnelligkeit	Die Fähigkeit, Prioritäten einzuhalten und Ziele rechtzeitig zu erreichen um Verluste zu begrenzen und künftige Störungen zu vermeiden.

Ein weiteres Konzept der Resilienz, welches sich auf kritische Infrastrukturen im Allgemeinen bezieht, versteht die Robustheit als Eigenschaft eines resilienten Systems. Die Resilienz eines Systems ergibt sich demnach aus dem Zusammenwirken folgender vier Bestandteile: Robustheit (robustness), Redundanz (redundancy),

Einfallsreichtum (resourcefulness) und der Schnelligkeit (rapidity). Die vier Begriffe werden in Tabelle 30 genauer erläutert.

Indikatoren zur Messung der Resilienz im Stromnetz

Um die Resilienz eines Systems messen zu können, ist eine Quantifizierung nötig. Dazu werden Metriken verwendet, mit deren Hilfe die Resilienz vereinfachend dargestellt werden kann. Es existieren eine Vielzahl von Metriken, welche die Resilienz im Stromnetz quantifizieren sollen.

In Tabelle 31 ist eine Übersicht über die gängigsten Definitionen von Metriken in der Literatur dargestellt.

TABELLE 31: METRIKEN ZUR MESSUNG DER RESILIENZ

Metrik	Beschreibung	Quelle (Auswahl)
Wiederherstellungszeit nach einem ungeplanten Stromausfall	Je länger die Wiederherstellungszeit, desto weniger ist das System gegenüber der Störung resilient	[8]
Aufgrund einer Störung nicht gelieferte Energiemenge	Je größer die ausgefallene Energiemenge, desto weniger ist das System gegenüber der Störung resilient	[9]
Spannungsabweichung	Je mehr die Spannung von dem definierten Spannungsbands abweicht, desto weniger ist das System gegenüber der Störung resilient	[6, 10]
Netzauslastung	Je größer die Überlastung der Betriebsmittel, desto weniger ist das System gegenüber der Störung resilient	
Anzahl überlasteter Betriebsmittel im Netz	Je mehr Betriebsmittel überlastet sind, desto weniger ist das System gegenüber der Störung resilient	
Wärmebedingte Leistungsbegrenzung	Je mehr die Leitungstemperaturen von der Auslegungstemperatur abweichen, desto weniger ist das System gegenüber der Störung resilient	
Energiekosten	Je höher die Energiekosten, desto höher werden auch die Kosten für Lastkürzungen, daher sinkt die Resilienz des Gesamtsystems gegenüber der Störung	
Vernetzung im System	Je größer die algebraische Konnektivität (Grad der Vernetzung des Systems), desto resilienter das Netzwerk. Je kleiner die durchschnittliche Pfadlänge, desto resilienter das Netzwerk	[10]
Kaskadenfehlerwahrscheinlichkeit	Je geringer die Kaskadenfehlerwahrscheinlichkeit desto resilienter das System	

In [8] wird die Resilienz als die Dauer der Erholung nach einer Störung betrachtet. Des Weiteren wurde untersucht, inwieweit die Resilienz von der technischen Infrastruktur, von ihrer Umgebung und von der Priorisierung der Wiederherstellung eines Stromversorgers abhängig ist. Es konnte gezeigt werden, dass durch eine räumliche Nähe zu kritischen Einrichtungen (z.B. Krankenhäuser) die Resilienz erhöht ist. Dies ist durch die vorhandene Notstromversorgung und die höhere Priorisierung bei der raschen Wiederherstellung des Netzes zu erklären. Zudem wird festgestellt, dass Vegetation, z.B. Bäume in der Nähe von Freileitungen, die Resilienz verschlechtert.

In [6] wird ein Überblick über die in der bisherigen Literatur verwendeten Resilienzmetriken gegeben. Dabei werden die Metriken in die Kategorien Verteilnetzebene, Übertragungsnetzebene oder allgemeines Energiesystem unterteilt. Es wurde festgestellt, dass die folgenden Metriken in der Literatur mehrfach aufgegriffen wurden: Systemvernetzung, ausgefallene/wiederhergestellte Komponenten, Netzauslastung, Energiekosten, Spannungsabweichung sowie thermische Belastungsgrenzen von Kabeln oder Leitungen. [9] entwickelt ein zweistufiges Optimierungsmodell, mithilfe dessen die Resilienz des Stromnetzes in einer Kosten-Nutzen-Analyse optimiert werden soll. Dabei soll in der ersten Stufe der Einsatz der Speicher kostenoptimal geplant werden. In der zweiten Stufe sollen durch Störungen verursachte Lastausfälle durch Verschiebung der mobilen Speicher ausgeglichen werden. Dabei wird die Beeinträchtigung der Resilienz als die nicht gelieferte elektrische Energie, die durch den Ausfall verursacht wurde, definiert. In [10] wird ein intelligentes Stromnetz in einer Fallstudie evaluiert. Dabei werden zwei Phasen der Störung betrachtet. Der Zeitraum bevor eine Störung des Netzes auftritt und der Zeitraum in der sich das Netz von einem Fehler erholt. Die Zuverlässigkeit des Netzes wird als die Nichtausfallwahrscheinlichkeit des Netzes definiert. Diese wird gemessen, indem Kaskadenfehler betrachtet werden, die durch zufällige Störungen auftreten. Die Resilienz stellt die Fähigkeit des Netzes dar, sich von zufälligen Störungen zu erholen. Dabei wird das Verhältnis von wiederhergestellter Funktionalität zu verlorener Funktionalität betrachtet. Die Funktionalität wird gemessen, indem die Leistungsflussverletzungen gezählt werden.

Resilienzsteigernde Maßnahmen

Um das Energienetz gegenüber zukünftigen Veränderungen und Ereignissen zu stärken, werden in der Literatur verschiedenen Maßnahmen genannt, die die Resilienz steigern. In [5] und [11] werden solche Maßnahmen, die zur Verbesserung der Netzresilienz dienen, in zwei Hauptgruppen eingeteilt:

- **Infrastruktur stärkende Maßnahmen:** Infrastruktur stärkende Maßnahmen stärken die Resilienz des Netzes physisch z. B. indem Komponenten aufgerüstet oder erneuert werden, neue Leitungen verlegt werden oder Erdverkabelungen vorgenommen werden [11].
- **Operative Maßnahmen:** Die operativen Maßnahmen stärken den Netzbetrieb und beziehen sich auf steuerungsbasierte Maßnahmen. Operative Maßnahmen sind z. B. vorhandene Notstromversorgung, Netzüberwachungssysteme, aber auch Inselnetze und dezentrale Energieversorgung. [5, 11]

Eine weitere operative Maßnahme ist der Einsatz mobiler Energiespeicher. Der Einsatz mobiler Speichersysteme verbessert die Resilienz des Netzes gegenüber Netzen ohne Speicher oder mit stationären Speichern. [9]

Auch in [12] werden operative Maßnahmen untersucht. Die Integration von Elektrofahrzeugen im Netz bietet in der Theorie einige Resilienz stärkende Services. In Tabelle 32 werden diese Resilienz Services im Bereich Grid-to-Vehicle aufgeführt. In dieser Studie wird die Einschätzung der Empirie auf die Praktikabilität dieser Services untersucht. Dabei wurden die Grid-to-Vehicle Maßnahmen als vorerst praktikabel eingeschätzt. Vehicle-to-Grid Maßnahmen haben zwar ein großes Potenzial, werden aber in der Fachwelt noch skeptisch begutachtet und befinden sich in der Pilotphase. In [11] werden in einem Review Resilienz verstärkende Maßnahmen gegenüber Extremwetterereignissen ausgewertet. Unter anderem ist ein Ergebnis der Arbeit, dass Inselnetze und verteilte

Energieressourcen große Vorteile für das Netz in Bezug auf extreme Wetterereignisse haben, da dadurch eine Selbstversorgung ermöglicht wird.

TABELLE 32: ÜBERSICHT ÜBER RESILIENZ SERVICES DURCH DIE NETZSEITIGE INTEGRATION VON ELEKTROFAHRZEUGEN (IN ANLEHNUNG AN (BROWN UND SONI 2019))

Resilienz Services	Definition
Laststeuerung (Lastreduktion)	Verbraucherseitige Lastreduktion in Reaktion auf Strompreisänderungen, die ein zu niedriges Erzeugungsangebot im Netz signalisieren
Lastverschiebung	Erhöhung des Verbrauchs außerhalb der Tagesspitzenlast, um die Lastverschiebung zu unterstützen
Laststeuerung (Lasterhöhung)	Flexibles Laden kann genutzt werden, um in nachfrageschwachen Zeiten die Grundlast aufrechtzuerhalten.
Gesteuertes Laden	Synchronisierung mehrere Ladevorgänge, um Nachfragespitzen zu vermeiden

In [5] wird festgestellt, dass der mit großen Investitionen verbundenen Ausbau der Netzinfrastruktur nicht immer die Resilienz im gewünschten Umfang verstärkt. Ein Energienetz, das sowohl mit traditionellen Netzausbaumaßnahmen als auch mit intelligenten operativen Maßnahmen verstärkt wird, bietet laut der Studie einen Mittelweg zwischen ausreichender Resilienz und Kosteneffizienz. Vor allem Kosten-Nutzen-Analyse sind demnach nötig, um das Potenzial zwischen verschiedenen Resilienz Maßnahmen zu vergleichen. Durch die in der Literatur genannten Resilienz verstärkenden Maßnahmen wird deutlich, dass die Integration von Elektrofahrzeugen, Speicher und Photovoltaik-Anlagen sich positiv auf die Resilienz des Netzes auswirken können. Voraussetzung für eine Resilienz verbessernde Wirkung ist die intelligente Steuerung der Komponenten. Ansonsten können die vorhandenen Ressourcen in Extremsituationen nicht genutzt werden.

Analyse des kurzfristigen Flexibilitätspotenzials von Prosumer-Haushalten

Vor dem Hintergrund weitreichender Konsequenzen einer instabilen Energieversorgung steht die Frage nach der Verwundbarkeit und Resilienz des Stromversorgungssystems im Mittelpunkt der aktuellen Diskussion um die Transformation des Energiesystems und insbesondere des Stromnetzes [1]. Dabei werden Cyberattacken auf unterschiedliche Netzebenen betrachtet und Elektromobilität, Gebäude-Wärmepumpen, BEES, PV und IoT-Geräte in den Fokus der Analysen gestellt. Im Fokus steht das Ziel zu untersuchen, welche/wie viele technische Geräte zu einer Frequenzabweichung und damit zu einer Netzindestabilität aufgrund einer absichtlich herbeigeführten Störung (z.B. Cyber-Angriff) beitragen. Die Ergebnisse können genutzt werden, um ein robustes und widerstandsfähiges Stromsystem zu schaffen und die zunehmende Bedeutung der durch die zunehmende Digitalisierung entstehende Komplexität des zukünftigen Energiesystems zu verdeutlichen.

Um eine hohe Qualität, Zuverlässigkeit und Sicherheit des Stromnetzes zu gewährleisten, ist es das Ziel der Netzbetreiber, die Frequenz, die Spannung und die Leistungsaufnahme der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Toleranzgrenzen zu halten bzw. nach einem Störungsereignis wieder in den Normalbereich zu bringen. Diese Dienstleistungen, die für eine funktionierende Stromversorgung unerlässlich sind, lassen sich in Betriebsführung, Frequenzregelung, Spannungsregelung und Systemwiederherstellung unterteilen [13]. Die bekannteste Dienstleistung ist wahrscheinlich die Frequenzregelung. Es ist wichtig, dass die innerhalb eines bestimmten Bereichs liegt, damit das Stromnetz nicht zusammenbricht. In Europa ist dies eine positive oder negative Abweichung von max. 0,2 Hertz von 50 Hertz. Stromerzeugung und Stromverbrauch müssen also zu jeder Zeit im Gleichgewicht sein. Dies gilt auch bei unvorhergesehenen Störereignissen, die sich auch aus

Cyberattacken ergeben können. Die Auswirkungen von Cyberangriffen auf das Stromnetz wurden bereits in vielen Studien untersucht [14–18].

Im Rahmen des Projekts SynergieQuartier wurde das kurzfristige Flexibilitätspotenzial von Prosumer-Haushalten abgeschätzt. Dabei wurden die erfassten realen Daten der Pilothaushalte zu Grunde gelegt. Ziel war es die relevantesten Geräte eines Prosumer-Haushalts für ein potenzielles Angriffsszenario zu identifizieren. Darauf aufbauend sollten die resultierenden Netzauswirkungen eines potenziellen Flexibilitätssabrufs in Walldorf auf Verteilnetzebene ausgewertet werden [19].

Bei der Potenzialanalyse wurden die Flexibilitätspotenziale der technischen Geräte der Prosumer-Haushalte modelliert und dabei zwischen positivem und negativem Flexibilitätspotenzial unterschieden. Die technischen Geräte umfassen Batteriespeicher, PV-Anlage, Elektrofahrzeugen sowie Wärmepumpen. Das jeweilige positive Flexibilitätspotenzial beschreibt dabei die Leistungsbereitstellung um Leistung in das Netz einzuspeisen oder die Last am Netzanschlusspunkt zu reduzieren. Das negative Flexibilitätspotenzial beschreibt die Erhöhung der Netzlast am Netzanschlusspunkt aus Sicht der Prosumer.

Für die Batteriespeicher wird das positive Flexibilitätspotenzial durch

$$Flex^{Batterie,positiv}(t) = P_{bt,max}^{dis} - (P_{bt}^{dis,init}(t) - P_{bt}^{ch,init}(t))$$

beschrieben. Dabei ist $P_{bt,max}^{dis}$ die maximale Entladeleistung der Batterie im Zeitpunkt t und wird durch

$$P_{bt,max}^{dis} = \min \left\{ \frac{(SoC_{bt}(t) - SoC_{bt,min}(t)) * Batteriekapazität_{bt}}{\Delta t}, P_{bt,max}^{dis} \right\}$$

berechnet. Das positive Flexibilitätspotenzial der Batteriespeicher ist gegeben, sobald das Aufladen der Batteriespeicher unterbrochen wurde und eine Rückspeisung in das Netz stattfindet. $P_{bt}^{dis,init}$ und $P_{bt}^{ch,init}$ legen die Aus- bzw. Einspeicherleistung im Zeitpunkt t fest.

Das negative Flexibilitätspotenzial wird entsprechend durch

$$Flex^{Batterie,negativ}(t) = - \left(P_{bt,max}^{ch,new} - (P_{bt}^{ch,init}(t) - P_{bt}^{dis,init}(t)) \right)$$

und die maximal mögliche Ladeleistung in Zeitpunkt t durch

$$P_{bt,max}^{ch,new} = \min \left\{ \frac{(SoC_{bt,max}(t) - SoC_{bt}(t)) * Batteriekapazität_{bt}}{\Delta t}, P_{bt,max}^{ch} \right\}$$

definiert. Es wird zusätzlich unterstellt, dass sich der Batterieladezustand (SoC) zwischen 10% und 100% bewegt. Die Effizienz beträgt 96%. Die zeitliche Auflösung ist 15 Minuten.

Bei dem berücksichtigten Flexibilitätspotenzial von PV-Anlagen wird nur das negative Flexibilitätspotenzial durch

$$Flex^{PV,negativ}(t) = -P_{PV}^{out}(t)$$

berücksichtigt und kann durch eine Abschaltung der PV-Anlagen beschrieben werden. Das positive Flexibilitätspotenzial bei PV-Anlagen ist 0.

Bei den Wärmepumpen wird das positive Flexibilitätspotenzial durch

$$Flex^{WP,positiv}(t) = P_{WP}(t)$$

und das negative Potenzial mittels

$$Flex^{WP,negativ}(t) = -(P_{WP,max} - P_{WP}^{init}(t))$$

berechnet. Das positive Flexibilitätspotenzial entsteht dabei durch das Abschalten der Wärmepumpe, das negative Flexibilitätspotenzial dagegen durch die Erhöhung der elektrischen Leistung.

Für die Elektrofahrzeuge wird das positive Flexibilitätspotenzial mittels

$$Flex^{EV,positiv}(t) = P_{EV}^{ch,init}(t)$$

beschrieben. Dieses wird durch den Abbruch des Ladevorgangs charakterisiert. Das zugehörige negative Flexibilitätspotenzial berechnet sich durch

$$Flex^{EV,negativ} = -\partial_t \partial_{t+1} (P_{EV,max}^{ch}(t) - P_{EV}^{ch,init}(t))$$

wobei hier die Ladeleistung erhöht wird.

Die durchgeführten Analysen beziehen sich auf den Zeitraum Februar 2022 bis September 2022. Das durchschnittliche Flexibilitätspotenzial eines Prosumer-Haushalts unter Berücksichtigung der unflexiblen Lasten am Netzanschlusspunkt (NAP) ist in Abbildung 80 dargestellt.

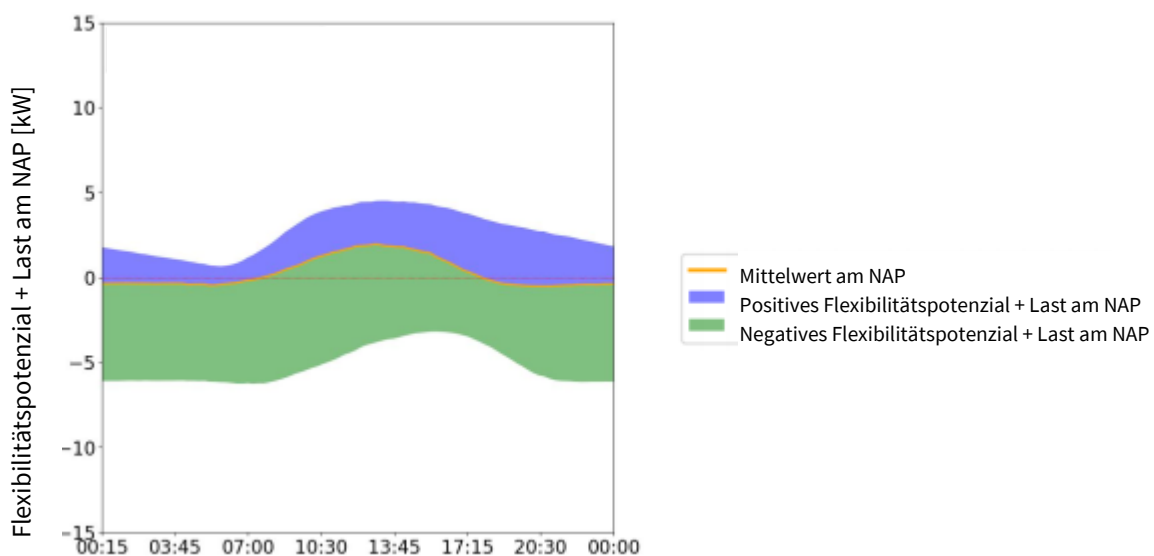


ABBILDUNG 80 - DURCHSCHNITTliches FLEXIBILITÄTSPOTENZIAL DER PILOTHAUSHALTE IM TAGESVERLAUF

Die zugehörigen durchschnittlichen Flexibilitätspotenziale der einzelnen Geräte sind in Abbildung 81 abgebildet. Es konnte festgestellt werden, dass PV-Anlagen und Batteriespeicher das größte Flexibilitätspotenzial bieten. Das positive Flexibilitätspotenzial wird durch die Batteriespeicher bereitgestellt. Das Flexibilitätspotenzial der Elektrofahrzeuge ist aufgrund kurzer Einsteckzeiten nur sehr gering vorhanden.

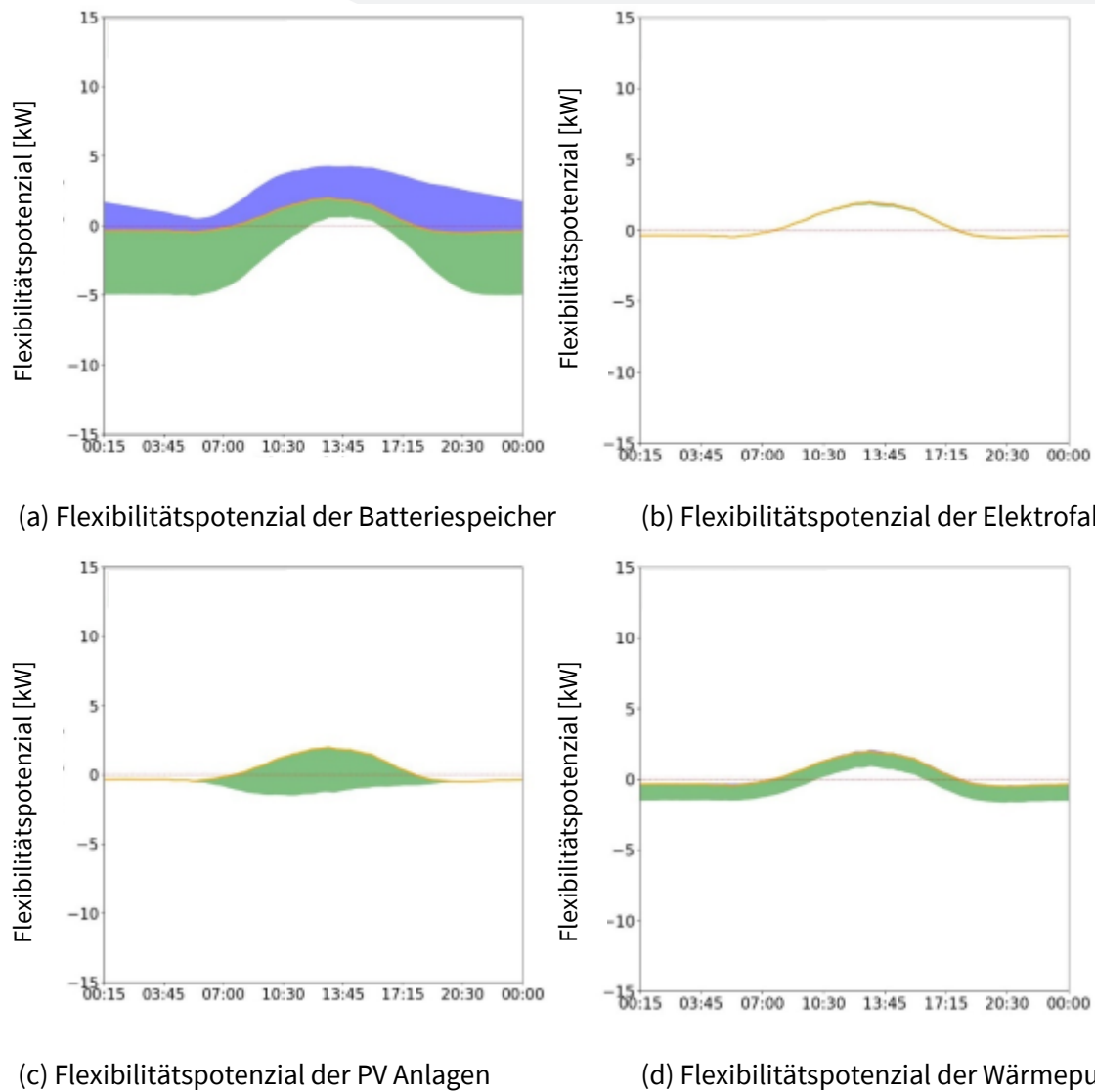


ABBILDUNG 81 - DURCHSCHNITTliches FLEXIBILITÄTSPOTENZIAL VON BATTERIESPEICHERN (A), ELEKTROFAHRZEUGEN (B), PV-ANLAGEN (C) UND WÄRMEPUMPEN (D) IM TAGESVERLAUF

Das Flexibilitätspotenzial aller Haushalte im Verlauf einer Woche ist in Abbildung 82 zu sehen. Dort kann festgestellt werden, dass es beim Flexibilitätspotenzial keine signifikanten Unterscheidungen zwischen Werktag und Wochenende gibt.

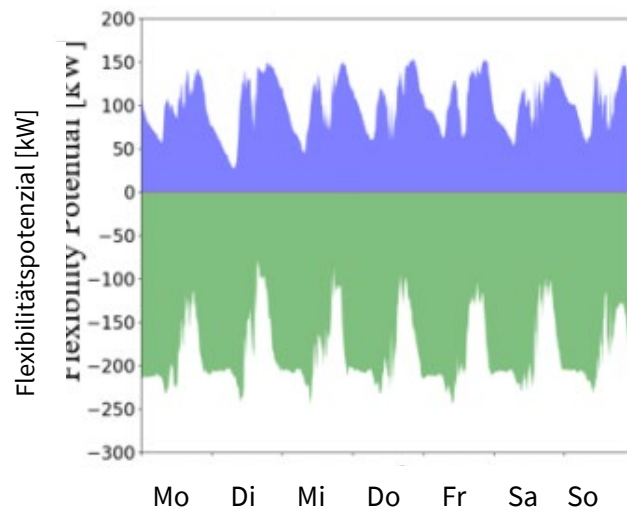


ABBILDUNG 82 - GESAMTES FLEXIBILITÄTSPOTENZIAL ALLER FELDTTESTTEILNEHMER IN EINER EXEMPLARISCHEN WOCH

Es konnte ebenfalls ausgewertet werden, wie die Verteilung der kurzfristigen Flexibilitätsbereitstellung bei den Prosumer-Haushalten im Zeitraum Februar bis September 2022 aussah (vgl. Abbildung 83).

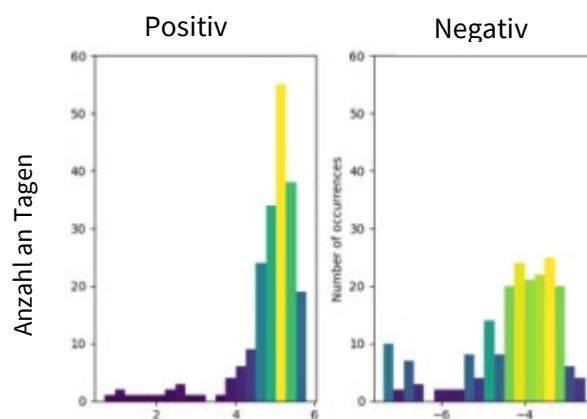


ABBILDUNG 83 - HISTOGRAMM ZUR BEREITSTELLUNG DER MAXIMALEN POSITIVEN BZW. NEGATIVEN FLEXIBILITÄT JE HAUSHALT

Um die Auswirkungen der Flexibilitätspotenziale auf das Stromnetz abzuschätzen wurde basierend auf einem simulierten Verteilnetz eine Lastflussanalyse durchgeführt. Hierzu wurden die Tage mit dem maximalen positiven und dem maximalen negativen Flexibilitätspotenzial ausgewertet. Der Verlauf des möglichen Flexibilitätsabrufs ist in Abbildung 84 zu sehen.

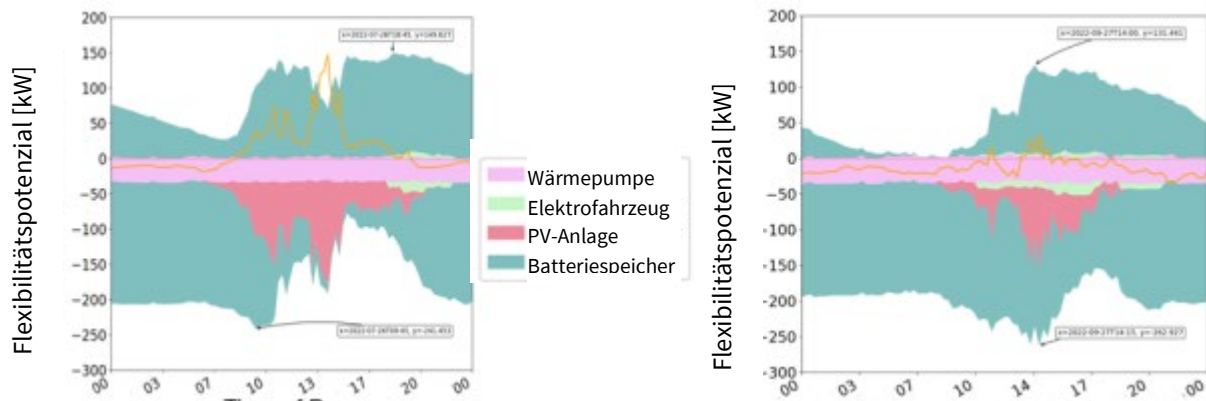


ABBILDUNG 84 - FLEXIBILITÄTSPOTENZIAL ALLER PILOTHAUSHALTE AM (A) 26 JULI 2022 UND AM (B) 27 SEPTEMBER 2022

Basierend auf einem auf realen Netzdaten aus Walldorf simulierten Netzmodell, wurden die zugehörigen Lastflussanalysen durchgeführt. Hierbei handelt es sich um eine Worst-Case Betrachtung, da nur die maximal mögliche Belastung des Netzes untersucht wird.

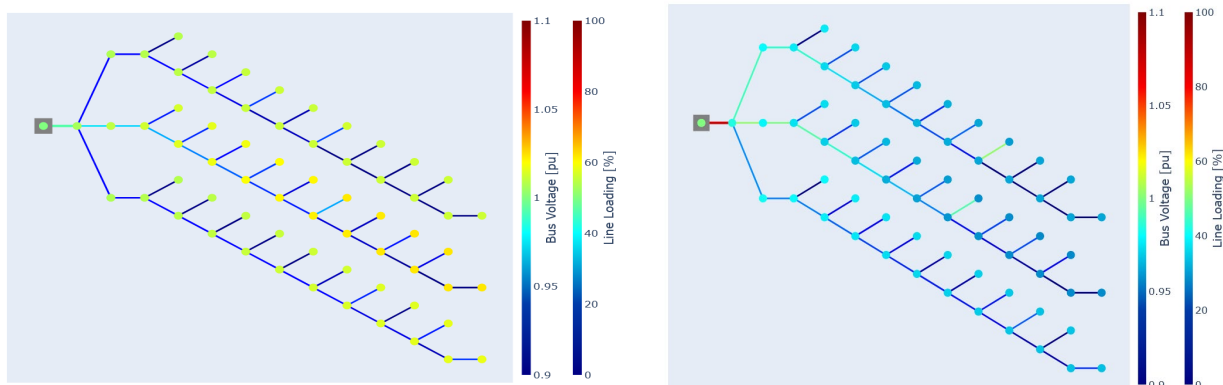


ABBILDUNG 85 - ERGEBNIS DER LASTFLUSSANALYSE UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DES (A) MAXIMALEN POSITIVEN FLEXIBILITÄTSPOTENZIALS UND DES (B) MAXIMALEN NEGATIVEN FLEXIBILITÄTSPOTENZIALS

Hierbei konnte festgestellt werden, dass der Abruf der Flexibilität (positiv und negativ) zwar deutlich auf die Auslastung der Netzkomponenten einfließt, allerdings in dem hier vorliegenden Fall keine kritische Netzsituation erzeugt wird. Allerdings kann aufgrund der sehr unterschiedlichen Netzcharakteristiken im Verteilnetzbereich keine allgemeingültige Aussage getroffen werden.

Implikationen für die deutsche Energiewende

Basierend auf den zuvor präsentierten Ergebnissen lassen sich verschiedene Schlussfolgerungen ableiten, die für den Umbau des Energieversorgungsnetzes und den Wechsel auf dezentrale Versorgungsstrukturen relevant sind.

Durch die Energiewende wird die Abhängigkeit aller Sektoren der Energieversorgung (Elektrizität selbst, Wärme, Verkehr und Industrie) von der dauerhaften und verlässlichen Verfügbarkeit von elektrischer Energie zunehmen. Die Sektorenkopplung sorgt für eine noch stärkere Verzahnung und Kreuzabhängigkeit, sodass eine Einschränkung der Versorgungsqualität oder gar ein dauerhafter Ausfall der Stromversorgung noch gravierendere Auswirkungen hätte als es bereits jetzt der Fall wäre. Für die Zukunft ist die Resilienz des Stromnetzes daher in noch höherem Maße relevant.

Der Anteil der erneuerbaren Energiequellen im Strommix steigt stetig an. Diese sind häufig geographisch dezentral installiert (z.B. Photovoltaikanlagen in Privathaushalten) und ihre Einspeiseleistung hängt stark von den lokalen Wetterbedingungen ab. Dadurch ergeben sich neue Herausforderungen für die Stabilität der Stromversorgung. Die im Abschnitt Definitionen und Maße für Resilienz herausgearbeiteten Störungsindikatoren für die Verbund- und Verteilnetze sind geeignet um Störungen auf der jeweiligen Netzebene zu erkennen und auf dieser Basis je nach Indikator und Situation entweder kurzfristig regelnd einzugreifen oder systematische Herausforderungen zu identifizieren und mit Ausbau der Infrastruktur gegenzusteuern. Ein Ausbau der Sensorsysteme, ggf. auch durch das Einbeziehen der Privathaushalte, ist daher erforderlich um Störungen frühzeitig erkennen und darauf reagieren zu können.

Darüber hinaus ergeben sich neue Herausforderungen aus der hohen Anzahl von netzrelevanten Geräten (z.B. Batteriespeicher, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Photovoltaikanlagen) und deren Digitalisierung. Die geschickte Steuerung dieser Geräte über Preisanreize oder Leistungsbegrenzungen kann einen großen Vorteil bei der Netzsteuerung bieten und so den Bedarf an (fossilen) Reservekapazitäten reduzieren. Andererseits ergeben sich, wie in Abschnitt IT-Aspekte in zentralen vs. dezentralen Elektrizitätsversorgungsstrukturen dargestellt, auch neue Gefahren für die Resilienz. Diesen frühzeitig und strukturiert entgegen zu wirken ist unumgänglich, da ein nachträgliches Erhöhen der IT-Sicherheit in diesen Geräteklassen mit enormen Aufwand verbunden oder in einigen Fällen auch nicht möglich ist. Es ist daher erforderlich, ein durchgängiges Konzept zu entwickeln, mit dem diese Geräte langfristig und auch in Privathaushalten geschützt werden können. Die Smart-Meter-Gateways sollten einbezogen werden, dürfen aber nicht das einzige Schutzelement bleiben. Insbesondere muss ein Schutzkonzept über die komplette angenommene Laufzeit der netzrelevanten Geräte tragfähig bleiben und auch Mechanismen vorsehen, die beim Ausfall (z.B. Insolvenz) des Produktherstellers greifen können.

Die Gefahr für die Stabilität der Stromversorgung, die aus möglichen Angriffen auf die neuartigen, dezentralen netzrelevanten Geräte folgt ist noch Gegenstand weiterer Forschung, eine Veröffentlichung dazu ist derzeit in Arbeit.

Weiterhin muss für einen (absichtlich oder unabsichtlich herbeigeführten) möglichen Störfall einzelner Komponenten oder ganzer Geräteklassen vorgesorgt werden. Wie oben erklärt, gibt es dafür verschiedene Ansätze die miteinander kombiniert werden sollten um mit geringem Aufwand ein hohes Maß an Resilienz gewährleisten zu können. Aufgrund der Vernetzung im gemeinsamen europäischen Verbundnetz ENTSO-E können, müssen und sollten diese Maßnahmen allerdings nicht isoliert für Deutschland geplant und implementiert werden, sondern mit den Verbundpartnern abgestimmt sein.

Da eine Verletzung der Stabilität trotz aller Vorsichts- und Gegenmaßnahmen nicht ausgeschlossen werden kann, ist es auch erforderlich im Sinne der Resilienz zu prüfen, ob das Energiesystem im Notfall in kleinere, stabile Einheiten zerfallen kann. Durch die Verlagerung der Energieerzeugung von zentralen Kraftwerken zu dezentralen Einspeisern hin ergeben sich hier sowohl neue Möglichkeiten wie auch neue Herausforderungen. Ein möglicher Zerfall in kleinere Einheiten muss dabei immer konsequent zu Ende gedacht werden, wobei z.B. auch die Abhängigkeiten zu den Telekommunikationsnetzen beachtet werden müssen. Die Steuerung von dezentralen Einspeisern und steuerbaren Verbrauchern erfolgt über speziell dafür vorgesehene Telekommunikationsnetze, greift aber bei einigen Funktionen auch auf zentrale Serverkomponenten zurück. Ein Zerfall des Energiesystems bei dem möglicherweise nicht alle Zellen durchgehend betrieben werden können, könnte dann auch zu einem Ausfall verschiedener zentraler Komponenten (z.B.: DNS, SMGW-Administratoren, EMT) führen.

Zusammenfassung

Basierend auf der Literaturrecherche und der vorangegangenen Analyse lassen sich folgende Anforderungen und Handlungsempfehlungen ableiten, die für die Resilienz des Energiesystems im Kontext der deutschen Energiewende relevant sind:

- Flexible Lasten sowie dezentrale Erzeuger sind systemrelevant. Es ist unbedingt zu vermeiden, dass eine hohe Anzahl dieser Geräte ohne hohe Sicherheitsanforderungen ferngesteuert werden kann. Dies betrifft auch Cloud Services und Geschäftsmodelle (z.B. Apps für Elektrofahrzeuge), die auf den ersten Blick unkritisch erscheinen.
- Bei einem vorprogrammiertem Verhalten dezentraler Anlagen (z.B. über Grid Codes) muss berücksichtigt werden, dass ein simultanes Verhalten aller Anlagen an sich eine Gefahr darstellen kann. Ein Beispiel hierfür ist das 50,2-Hz -Problem.
- Um auch bei einem Ausfall der Kommunikationsverbindungen resilient reagieren zu können, benötigen dezentrale Energiemanagementsysteme lokalen Zugriff auf Netzzustandsdaten. Moderne Messeinrichtungen können diese Daten zwar bereitstellen, die Erfahrung im Labor zeigt aber, dass auch der lokale Zugriff selbst auf Spannung und Frequenz über SMGW nicht trivial ist und Hersteller von EMS davon abhalten könnte, von dieser Möglichkeit Gebrauch zu machen.

Weiterer Forschungsbedarf

Forschungsbedarf besteht hauptsächlich im Verhalten der dezentralen Anlagen bei unterschiedlichen Störungen. Eine wesentliche Störung, zu deren Behebung bislang keine dezentralen Anlagen beteiligt sind, ist der Schwarzfall. Der komplette Versorgungswiederaufbau „von unten“ durch dezentrale Anlagen ist noch weitgehend ungeklärt und bedarf weiterer Forschung.

Literatur

- [1] G. H. Haug, D. Spath und H. Hatt, *Resilienz digitalisierter Energiesysteme: Wie können Blackout-Risiken begrenzt werden?* (Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung). Halle (Saale), München, Mainz: Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V. - Nationale Akademie der Wissenschaften; acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V, 2021.
- [2] M. Ahrens, F. Kern und H. Schmeck, "Strategies for an Adaptive Control System to Improve Power Grid Resilience with Smart Buildings," *Energies*, Jg. 14, Nr. 15, S. 4472, 2021, doi: 10.3390/en14154472.
- [3] M.-V. Florin und [et al.], "IRGC Resource guide on Resilience," 2017, doi: 10.5075/epfl-irgc-228206.
- [4] C. Etezadzadeh, Hg. *Smart City - Made in Germany: Die Smart-City-Bewegung als Treiber einer gesellschaftlichen Transformation*, 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
- [5] M. Panteli und P. Mancarella, "The Grid: Stronger, Bigger, Smarter?: Presenting a Conceptual Framework of Power System Resilience," *IEEE Power and Energy Mag.*, Jg. 13, Nr. 3, S. 58–66, 2015, doi: 10.1109/MPE.2015.2397334.
- [6] A. Ummunnakwe, H. Huang, K. Oikonomou und K. R. Davis, "Quantitative analysis of power systems resilience: Standardization, categorizations, and challenges," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 149, S. 111252, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111252.
- [7] L. Das, S. Munikoti, B. Natarajan und B. Srinivasan, "Measuring smart grid resilience: Methods, challenges and opportunities," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 130, S. 109918, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.109918.
- [8] P. J. Maliszewski und C. Perrings, "Factors in the resilience of electrical power distribution infrastructures," *Applied Geography*, Jg. 32, Nr. 2, S. 668–679, 2012, doi: 10.1016/j.apgeog.2011.08.001.

- [9] J. Kim und Y. Dvorkin, "Enhancing Distribution System Resilience With Mobile Energy Storage and Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, Jg. 10, Nr. 5, S. 4996–5006, 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2872521.
- [10] M. N. Albasrawi, N. Jarus, K. A. Joshi und S. S. Sarvestani, "Analysis of Reliability and Resilience for Smart Grids," in *IEEE 38th Annual Computer 2014*, 2014, S. 529–534.
- [11] F. H. Jufri, V. Widiputra und J. Jung, "State-of-the-art review on power grid resilience to extreme weather events: Definitions, frameworks, quantitative assessment methodologies, and enhancement strategies," *Applied Energy*, Jg. 239, S. 1049–1065, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.02.017.
- [12] M. A. Brown und A. Soni, "Expert perceptions of enhancing grid resilience with electric vehicles in the United States," *Energy Research & Social Science*, Jg. 57, S. 101241, 2019, doi: 10.1016/j.erss.2019.101241.
- [13] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, "Monitoringbericht 2022," Bonn, 2022.
- [14] M. Zhdanova, J. Urbansky, A. Hagemeyer, D. Zelle, I. Herrmann und D. Höffner, "Local Power Grids at Risk – An Experimental and Simulation-based Analysis of Attacks on Vehicle-To-Grid Communication," in *Proceedings of the 38th Annual Computer Security Applications Conference*, Austin TX USA, 2022, S. 42–55, doi: 10.1145/3564625.3568136.
- [15] M. Ghiasi, T. Niknam, Z. Wang, M. Mehrandezh, M. Dehghani und N. Ghadimi, "A comprehensive review of cyber-attacks and defense mechanisms for improving security in smart grid energy systems: Past, present and future," *Electric Power Systems Research*, Jg. 215, S. 108975, 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108975.
- [16] J. Giraldo und M. Parvania, "Cyber-Resilient Frequency Control of Power Grids with Energy Storage Systems," Jul. 2022. [Online]. Verfügbar unter: <http://arxiv.org/pdf/2207.12333v1>
- [17] Z. Zhou et al., "A Dynamic Cyber-attack Approach for Real-time Hardware-in-the-loop Simulation of Power Grid," in *2022 24th International Conference on Advanced Communication Technology (ICACT)*, PyeongChang Kwangwoon_Do, Korea, Republic of, 2022, S. 212–217, doi: 10.23919/ICACT53585.2022.9728779.
- [18] R. Dasgupta, A. Sakzad und C. Rudolph, "Cyber Attacks in Transactive Energy Market-Based Microgrid Systems," *Energies*, Jg. 14, Nr. 4, S. 1137, 2021, doi: 10.3390/en14041137.
- [19] Z. Qiu, "Quantifizierung des kurzfristigen Flexibilitätspotenzials von Prosumer-Haushalten," Masterarbeit, KIT, Karlsruhe, 2023.

Arbeitspaket #Sec - IT-Sicherheit im SMGW-Ökosystem

Sicherheitsgarantien durch SMGW

Aus Sicht der Energieversorger und Netzbetreiber kann der private Haushalt nicht pauschal als vertrauenswürdig angenommen werden. Es muss angenommen werden, dass es Endkunden gibt, die rein egoistisch und nicht netzdienlich handeln oder sogar unehrlich sind. Siehe dazu auch die Bedrohungsanalyse. Damit die legitimen Interessen der Energieversorger und Netzbetreiber, insbesondere das Interesse an einer korrekten Abrechnung sowie eines netzdienlichen Verhaltens der Kunden durchgesetzt und kontrolliert werden können, benötigen diese eine vertrauenswürdige Instanz im Haus, bzw. im Haushalt der Endverbraucher. Das Smart Meter Gateway (SMGW) wurde entwickelt, um diese Funktion zu erfüllen. Wo bisher häufig verplombte Ferraris-Zähler eingesetzt wurden, muss aufgrund der gestiegenen technischen Anforderungen komplexere Technologie installiert werden. So erfordern z.B. variable Stromtarife, dass der Stromverbrauch deutlich häufiger erfasst wird als es bisher durch die meist jährliche Ablesung der Fall war. Smart Meter Gateways bilden die zentrale Komponente des intelligenten Messsystems (iMSys) im Haushalt. Sie stellen eine abgesicherte Datenverbindung zwischen Stoff- und Energiemengenzählern im Haus und den jeweiligen Vertragspartnern (z.B. Energieversorger) bereit, über die insbesondere abrechnungsrelevante Informationen übertragen werden.

Darüber hinaus bietet das SMGW die Möglichkeit, lokale Geräte anzubinden und diesen eine kontrollierte und beschränkte Verbindung zu Endpunkten im Internet zu ermöglichen. Für die Entwicklung von SMGW gibt es strenge Anforderungen an die genaue Funktionsweise und die Sicherheitseigenschaften [1], die sie erfüllen müssen. Weiterhin müssen SMGW nach Common Criteria entsprechend eines vom BSI vorgegebenen Schutzprofils zertifiziert werden. Aufgrund dieser strengen Vorgaben ist die Entwicklung aufwändig, gleichwohl wird angenommen, dass die SMGW ein hohes Sicherheitsniveau und einen guten Schutz gegen Angriffe bieten. Dieses hohe Schutzniveau anderen Komponenten im SMGW-Ökosystem bereitzustellen erscheint naheliegend, insbesondere, weil diese anderen Komponenten dadurch möglicherweise mit geringerem Aufwand entwickelt werden können und auch der Wartungsaufwand reduziert sein könnte.

Sicherheitsgarantien durch das SMGW können dann genutzt werden, wenn das SMGW die von den Komponenten benötigten Funktionen bereitstellt. Tatsächlich stellen SMGW im derzeitigen Entwicklungsstand allerdings nur einen TLS-Proxy-Kanal für CLS zur Verfügung. Ob dieser Kanal alle Anforderungen der Komponenten erfüllen kann, hängt vom Einzelfall ab. Weiterhin müssen der Aufwand für die Entwicklung und Wartung von Komponenten unter Nutzung des SMGW im Vergleich zur Nicht-Nutzung soweit reduziert sein. Auch dies kann nicht pauschal beurteilt werden, weil sehr unterschiedliche Komponenten an das SMGW angebunden werden könnten. Jedenfalls aber muss beachtet werden, dass Entwicklungsaufwand meist für Produktfamilien und nicht für einzelne Geräte anfällt. Der Großteil des Wartungsaufwands fällt in den meisten Fällen ebenfalls für Produktfamilien und nicht für einzelne Geräte an (z.B. Entwicklung von Firmwareupdates). Daher kann sich der Entwicklungs- und Wartungsaufwand nur dann verringern, wenn die ganze Produktfamilie über das SMGW angebunden wird und nicht parallel auch für die Nutzung ohne SMGW Sicherheitsgarantien entwickelt werden. SMGWs kommen nur in Deutschland zum Einsatz und die Anbindung ist je nach Situation und Komponente, z.B. im Mehrfamilienhaus, nicht immer möglich. Daher ist davon auszugehen, dass viele Komponenten parallel auch für die Nutzung ohne SMGW entwickelt werden. Eine Anbindung an das SMGW wäre daher für die meisten Hersteller mit zusätzlichem Entwicklungsaufwand verbunden.

Vergleich der Kommunikationsarchitekturen

Im Kontext des intelligenten Messsystems (iMSys) werden nicht nur die Anbindung von Stoff- und Energiemengenzählern berücksichtigt, sondern auch der Einsatz von intelligenter Haustechnik (z.B. Hauswärmepumpe, Batteriespeicher, PV Wechselrichter, Wallbox) bis hin zur Anbindung von Internet of Things (IoT) Produkten aus dem Smart Home Kontext [2]. Die verschiedenen Komponenten haben dabei

unterschiedliche technische Anforderungen. Wo die Stoff- und Energiemengenzähler Daten erfassen, die, teilweise vom SMGW vorausgewertet, an den jeweiligen vertraglichen Energielieferanten übermittelt werden müssen, können die Anforderungen der haustechnischen Anlagen und IoT Produkte umfangreicher sein. So ist zu erwarten, dass diese Geräte mit mehreren Endpunkten (z.B. Cloud des Herstellers und Informationsquelle zu variablen Stromtarifen) kommunizieren müssen, und größere Datenmengen (z.B. Softwareupdates) übertragen müssen.

TLS-Proxy-Kanal für CLS

Das SMGW bietet über den TLS-Proxy-Kanal einen Kanal für lokale Geräten im Haushalt, mit fest definierten Endpunkten (externen Marktteilnehmern, EMT) über abgesicherte Verbindungen zu kommunizieren. Die lokalen Geräte werden in diesem Fall Controllable Local System (CLS) genannt, die Schnittstelle dementsprechend CLS-Schnittstelle. Sie kann dafür genutzt werden, um CLS im lokalen Haushalt zu steuern oder zu überwachen. Beispielsweise könnte es über die CLS Schnittstelle ermöglicht werden, dass eine Gebäudewärmepumpe mit der Cloud Infrastruktur des Herstellers kommuniziert und so für den Hausbesitzer über das Internet ferngesteuert werden kann [1]. Zur Absicherung dieser Kommunikation wird das etablierte Protokoll TLS (Transport Layer Security) eingesetzt. Dabei wird die TLS Verbindung nicht vom CLS zum EMT durchgehend aufgebaut, sondern das SMGW agiert als TLS-Proxy zwischen CLS und EMT. Dadurch kontrolliert das SMGW die Sicherheitsparameter der jeweiligen TLS Verbindungen, allerdings liegen die übertragenen Daten zeitweise unverschlüsselt auf dem SMGW vor.

Zur Nutzung des TLS-Proxy-Kanals muss das CLS zunächst eine TLS Verbindung zum SMGW aufbauen. Es ist vorgegeben [1], dass dafür eine Client-Server Authentifizierung durchgeführt werden muss, wobei das CLS Gerät sein eigenes selbst signiertes CLS_HAN_TLS_CRT nutzt und das SMGW sein selbst signiertes GW_HAN_TLS_CRT. Durch dieses Vorgehen können beide Geräte, CLS und SMGW, eindeutig prüfen, die TLS Verbindung mit der korrekten Gegenstelle aufzubauen.

Nachdem das CLS diese Teilverbindung zum SMGW aufgebaut hat, signalisiert es dem SMGW, mit welchem EMT es kommunizieren möchte. Das SMGW wird dann anhand zuvor konfigurierter Proxy-Kommunikationsprofile eine TLS Verbindung zum EMT aufbauen. Dabei wird eine Client-Server Authentifizierung durchgeführt, wobei das SMGW sein GW_WAN_TLS_CRT und der EMT sein EMT_WAN_TLS_CRT nutzt. Beide Zertifikate stammen aus der Smart-Meter - Public Key Infrastructure

Je nach Art des Uplinks des SMGW ist die Datenübertragung über das SMGW eingeschränkt und damit teuer. Einfache Steuerbefehle und Statusinformationen stellen keine großen Datenmengen dar, sobald allerdings umfangreichere Daten, z.B. Firmware Updates übertragen werden müssen, könnten hohe Kosten anfallen.

Voraussetzungen für die Nutzung

Die oben genannten Teilverbindungen basieren auf Client-Server TLS Authentifizierung. Dabei prüfen Client und Server das jeweilige TLS Zertifikat der Gegenstelle. Dafür ist es notwendig, dass auf allen Endpunkten die Zertifikate der jeweiligen Gegenstellen zuvor über einen sicheren Kanal konfiguriert wurden. Für das SMGW ist es außerdem Vorgabe, "mittels der konfigurierten Proxy-Kommunikationsprofile die Zulässigkeit der Proxy-Verbindung" zu überprüfen (CITE: TR-03109-1 Detailspezifikationen, Seite 23). Daraus folgt, dass CLS nicht spontan Verbindungen über das SMGW zu EMT aufbauen können, sondern diese immer zuvor konfiguriert werden müssen. Diese Konfiguration erfolgt über den Smart-Meter-Gateway-Administrator, dafür wird das CLS_HAN_TLS_CRT des CLS benötigt. Eine einfache Konfiguration durch den Endkunden selbst ist nicht vorgesehen.

Weiterhin müssen die CLS physisch mit dem SMGW verbunden werden. Je nach Gebäude, Einbauort des SMGW und Standort des CLS kann dies eine Herausforderung sein.

Internetanschluss des Endkunden

Lokale Geräte können mit dem Internetanschluss des Endkunden verbunden werden und diesen für ihre Außenkommunikation nutzen. Die Anbindung erfolgt dabei häufig über WLAN, die Einrichtung des Geräts im lokalen WLAN erfolgt dabei manuell durch den Kunden, hierfür gibt es mehrere etablierte Verfahren die meist einfach durchzuführen sind.

Nach Verbindung mit dem WLAN des Endkunden können die Geräte typischerweise, wenn dies vom Kunden nicht eingeschränkt wurde, mit beliebigen Endpunkten über beliebige Protokolle kommunizieren. Aus technischer Sicht müssen dabei keine Sicherheitsmechanismen umgesetzt werden. Je nach Kontext ist die Absicherung der übertragenen Daten aufgrund von regulatorischen Anforderungen, z.B. der DSGVO, erforderlich. Üblich ist die Nutzung von TLS, wobei dabei zumeist nur der Server mit einem Zertifikat authentisiert wird und sich der Client innerhalb der innerhalb der TLS Verbindung gesprochenen Protokolle authentisiert.

Die Anbindung eines CLS an das Heimnetzwerk des Endkunden ist nicht risikofrei. Im Heimnetzwerk befinden sich potenziell auch andere Endgeräte des Kunden, z.B. Smartphones, Desktop Computer oder IoT Geräte. Wenn eines dieser Geräte kompromittiert ist, kann von dort ein Angriff auf das CLS durchgeführt werden. Entsprechend des Papiers "Technische Eckpunkte für die Weiterentwicklung der Standards" [3] insbesondere Nummer 6, soll eine zusätzliche WAN Anbindung (also die Nutzung des Internetanschlusses des Endkunden) grundsätzlich möglich sein. Hersteller von CLS müssen daher davon ausgehen, dass die Geräte auch an das Heimnetzwerk des Endkunden angeschlossen werden und diese daher gegen mögliche Angriffe daraus schützen.

Voraussetzungen für die Nutzung

Die Inbetriebnahme am WLAN des Endkunden erfordert, dass der Kunde das CLS entsprechend eines vorgegeben Prozesses konfiguriert um die WLAN Zugangsdaten darauf zu übertragen.

Weiterhin müssen die CLS physisch mit dem Internetanschluss des Endkunden verbunden werden. Je nach Gebäude, Standort des Modems/Routers und Standort des CLS kann dies eine Herausforderung sein. Da häufig WLAN eingesetzt wird, erfordert die Verbindung häufig nicht das Verlegen von Kabeln.

Vergleich der Umsetzungsoptionen

Im Vergleich zwischen dem TLS-Proxy-Kanal des SMGW und der Nutzung des Internetanschlusses des Endkunden erscheint die Konfiguration des CLS zur Nutzung des TLS-Proxy-Kanals deutlich aufwändiger. Die Konfiguration des Kanals und der Austausch der Zertifikate ist nicht trivial und muss über den Smart-Meter-Gateway-Administrator erfolgen. Eine Einbindung in das existierende Kunden LAN oder WLAN ist ein für IoT Geräte üblicher Vorgang, der meist einfach umsetzbar ist. Die Anbindung über das SMGW bietet für Endkunden im Einfamilienhaus kaum Vorteile. Das WLAN des Endkunden wird in den meisten Fällen für fast alle CLS Geräte erreichbar sein, ist einfacher einzurichten und bietet weniger technische Restriktionen (z.B. Einschränkung auf TLS als der TLS-Proxy-Kanal). SMGW werden typischerweise im Schaltschrank in der Nähe des Stromzählers und damit des Hausanschlusspunktes verbaut. Eine Kabelverbindung zum SMGW muss dann zunächst hergestellt werden, was bei CLS Geräten die z.B. in der Küche installiert sind aufwändig sein kann.

Der TLS-Proxy-Kanal erscheint vor allem dann relevant, wenn kein Internetanschluss eines Endkunden zur Verfügung steht, z.B. in Mehrfamilienhäusern oder wenn das WLAN Signal z.B. im Keller bei der Wärmepumpe nicht zur Verfügung steht, eine Kabelverbindung zum SMGW aber einfach hergestellt werden kann.

Fazit

Nach derzeitigem Stand bietet die Nutzung des TLS-Proxy-Kanals nicht generell technische Vorteile. Da das SMGW nach derzeitigem Entwicklungsstand der technischen Regularien keine weiteren Sicherheitsgarantien bieten kann die Komponenten im Ökosystem nutzen könnten, erscheint die Entwicklung zur Anbindung ans SMGW im Vergleich zur Entwicklung zur Anbindung an den Internetanschluss des Endkunden ungleich aufwendiger ohne

Vorteile zu bieten. In Einzelfällen, z.B. bei der Anbindung einer Gebäudewärmepumpe im Mehrfamilienhaus, kann der TLS-Proxy-Kanal die einfachste erreichbare Möglichkeit sein, ein CLS anzubinden. Im Vergleich zum häufig verfügbaren Internetanschluss des Endkunden ist ein Vorteil allerdings nicht ersichtlich.

Empfehlungen zur Weiterentwicklung:

- Vereinfachung Nutzung TLS-Proxy-Kanal
- Bereitstellen von Informationen durch SMGW

Best-Practices für Komponenten im SMGW-Ökosystem

Das SMGW kann lokale Datenverbindungen mit Stoff- und Energiemengenzähler im LMN und CLS Komponenten im HAN unterhalten. Diese Komponenten müssen gegen Angriffe abgesichert sein, insbesondere bei den Komponenten im HAN ist zu erwarten, dass sie über ein lokales Netzwerk (siehe oben) auch Verbindungen zu anderen Geräten aufbauen können oder zumindest erreichbar sind.

Weiterhin gehören zum SMGW Ökosystem Komponenten, bzw. Endpunkte die über die Internetverbindung als EMT angesprochen werden und darüber Dienste unterschiedlicher Art bereitstellen können. Es ist davon auszugehen, dass diese Komponenten Verbindungen zu anderen Systemen unterhalten oder erreichbar sind.

Mechanismen für lokale Komponenten

Controllable Local Systems (CLS) sind Systeme mit IT-Komponenten an der HAN-Schnittstelle des Anschlussnutzers, die nicht zum Intelligenten Messsystem gehören, aber das SMGW für bestimmte Kommunikationszwecke verwenden. CLS reichen beispielsweise von lokalen Erzeugungsanlagen über steuerbare Verbraucher bis zu Heimautomatisierungsanwendungen.

(Definition nach TR-03109-1)

Konkrete Beispiele für lokale Komponenten sind:

- steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG¹⁸
 - Wärmepumpen
 - nicht öffentlich-zugängliche Ladepunkte für Elektromobile (Wallboxen)
 - Anlagen zur Erzeugung von Kälte
 - Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie (Batteriespeicher)
- Anlagen zur Stromerzeugung
 - Photovoltaik Wechselrichter
- Energiemanagement Systeme (EMS)
- IoT Geräte
 - Spülmaschinen
 - Waschmaschinen
 - Kühlschränke
- Stoff- und Energiemengenzähler

¹⁸ §14a EnWG listet auch Nachtstromspeicherheizungen als steuerbare Verbrauchseinrichtungen, diese sind allerdings nachträglich von der Bundesnetzagentur wieder ausgeschlossen worden.

- Stromzähler
- Wasserzähler
- Gaszähler
- Fernwärmezähler

Nicht alle dieser Komponenten können derzeit direkt mit dem SMGW verbunden werden. Nichtsdestotrotz müssen alle diese Geräte vor Angriffen geschützt werden. Obwohl es sich um äußerlich sehr heterogene Geräte handelt, existieren wesentliche Best-Practices, die sich auf alle Geräte gleichermaßen anwenden lassen.

Gesicherte Firmware Updates

Ein relevanter Einstiegspunkt, der gegen Angriffe abgesichert werden muss ist das Einspielen von Softwareupdates. Softwareupdates werden zumeist vom Hersteller zur Verfügung gestellt, um neue Features bereitzustellen, Fehler zu beseitigen oder Sicherheitslücken zu schließen. Beim Einspielen von Updates muss sichergestellt werden, dass diese tatsächlich vom Hersteller stammen oder der Gerätebesitzer eine informierte Entscheidung treffen, Software aus dritter Quelle in Betrieb zu nehmen.

Da sich Gerätebesitzer häufig nicht zuverlässig um das Einspielen von Softwareupdates auf ihren Geräten kümmern, sollte geprüft werden, ob ein automatisiertes Einspielen ohne Nutzerbeteiligung realisiert werden kann. Ob automatisiert oder durch den Nutzer ausgelöst sollte der Updatevorgang automatisiert ablaufen. Dabei können die Geräte neue Software direkt vom Hersteller herunterladen und nach einer Integritätsprüfung automatisiert einspielen. Die Integritätsprüfung stellt dabei einen wichtigen Schritt dar, der sorgfältig umgesetzt werden muss. Dabei sollte mit kryptographischen Mechanismen (zumeist Digitalen Signaturen) überprüft werden, ob das Softwareupdate tatsächlich vom Hersteller bereitgestellt wurde und bei der Übertragung nicht manipuliert wurde. Andernfalls könnten Angreifer den Updatekanal nutzen um eigene, manipulierte Software einzuspielen und so Zugriff auf das Gerät zu erhalten.

Nutzung sicherer Authentisierungsverfahren

Falls es notwendig ist, dass sich Kunden oder Servicetechniker an einem Gerät anmelden um Aktionen durchführen zu können, muss dieser Zugang angemessen geschützt werden. Häufig werden dabei Passwörter zur Authentifizierung genutzt. Dabei sollte immer davon ausgegangen werden, dass Angreifer ein Exemplar eines Geräts vollständig untersuchen können und darin gespeicherten Geheimnisse extrahieren können. Wenn die Angreifer dabei auf Standardpasswörter stoßen, so können sie diese nutzen, um sich auch mit anderen baugleichen Geräten zu verbinden.

Zur Verhinderung sollten keine Standardpasswörter genutzt werden. Für die Nutzer sollten individuelle Passwörter vergeben werden. Für Servicetechniker ist dies nur mit großem Aufwand möglich, da der Hersteller für jedes Exemplar des Geräts vorhalten müsste, welches Passwort darauf gesetzt ist. Stattdessen sollte der Einsatz von Public-Key Kryptographie in Verbindung mit Zertifikaten geprüft werden. Damit könnten sich Servicetechniker an Geräten authentisieren, ohne dass Angreifer relevante Informationen aus den Geräten extrahieren können.

Sichere Softwareentwicklung

Einige Fehler die zu Sicherheitslücken führen, beruhen auf Implementierungsfehlern statt konzeptionellen Problemen. Diese können vermieden oder zumindest reduziert werden, wenn Prozesse für sichere Softwareentwicklung zum Einsatz kommen. Darüber hinaus können einige Fehler durch automatisierte Tests vor der Veröffentlichung erkannt und behoben werden. Je nachdem, wie sicherheitskritisch ein Produkt ist, sollten auch Penetrationstests durchgeführt werden.

Korrekte Nutzung von Kryptographie

Viele Sicherheitsmechanismen basieren auf der Nutzung von Kryptographie. So können z.B. Verschlüsselung und digitale Signaturen helfen, wichtige Schutzziele zu gewährleisten. Die Auswahl geeigneter kryptographischer Mechanismen ist nicht trivial und sollte sorgfältig durchgeführt werden, ggf. sollten Fachleute hinzugezogen werden. Kryptographie ist ein äußerst komplexes Themenfeld, bei dem schon kleinste Fehler den kompletten Schutz gefährden können. Daher sollte auf allen Ebenen, vom Algorithmus über die Implementierung bis hin zum Konzept auf etablierte Verfahren zurückgegriffen werden und keinesfalls eigene Algorithmen oder Implementierungen eingesetzt werden. Bei der Umsetzung sollte weiterhin Kerkhoffs zweites Prinzip beachtet werden, welches besagt, dass die Sicherheit nicht von der Geheimhaltung des Algorithmus bzw. der Funktionsweise abhängen darf, sondern lediglich von der Geheimhaltung eines dedizierten Geheimnisses.

Mechanismen für zentrale Komponenten

Zum SMGW-Ökosystem gehören neben den lokalen Komponenten im Haushalt auch zentrale Komponenten wie der Smart Meter Gateway Administrator und andere externe Marktteilnehmer (EMT). Je nach Art des EMT, hat er unterschiedlich starken Einfluss auf das SMGW, bzw. die verbundenen CLS. Der SMGW Administrator kann beispielsweise die SMGW konfigurieren und hat so großen Einfluss auf die korrekte Funktionsweise und damit auf das ganze Ökosystem. Andere EMT könnten z.B. die Cloud Infrastrukturen von lokalen Geräten sein. Diese könnten dann je nach Konfiguration die Funktionsweise der zugehörigen CLS beeinflussen.

Es ist davon auszugehen, dass zentrale Komponenten ähnlich wie Cloud Infrastrukturen mit anderen Systemen interagieren und häufig auch aus dem Internet heraus erreichbar sind. Aufgrund ihrer zentralen Lage und dem möglicherweise hohen Einfluss auf das gesamte Ökosystem können sie attraktive Ziele für Angriffe darstellen.

Es existiert umfangreiche Literatur und Best-Practices zur Absicherung zentraler Server und Cloudsysteme. Diese sollten auch für zentrale Komponenten des SMGW Ökosystems umgesetzt werden.

Spezielle Mechanismen im Smart Energy Kontext

Eine besondere Gefahr für das SMGW Ökosystem geht von denjenigen zentralen Komponenten aus, die eine hohe Zahl von lokalen Komponenten beeinflussen können. Das sind einerseits die SMGW Administratoren, andererseits aber beispielsweise Cloud Infrastrukturen von CLS Herstellern, über die die CLS konfiguriert und kontrolliert werden. Insbesondere bei CLS, die eine hohe Leistungsaufnahme haben, existiert ein Risiko für die Stabilität des Stromnetzes (siehe die Ergebnisse des Arbeitspakets #Res).

Selbst wenn durch die Anwendung der üblichen Sicherheitsmechanismen für zentrale Systeme ein hohes Schutzniveau erreicht werden kann, muss davon ausgegangen werden, dass ein erfolgreicher Angriff und die Übernahme der Kontrolle über zentrale Komponenten nicht komplett ausgeschlossen ist. Daher sollten weitere Gegenmaßnahmen ergriffen werden, um das Schadenspotential und in diesem Fall die Auswirkungen auf die Stabilität des Stromnetzes zu begrenzen.

Ende-zu-Ende Integrität von Steuerbefehlen

Eine große Gefahr ist dabei die synchrone Schaltung von vielen Geräten mit hoher Leistungsaufnahme. Häufig wird das Schalten von Geräten dabei nicht von der zentralen Komponente selbst ausgelöst, sondern z.B. vom Smartphone des Besitzers ausgelöst und der Befehl nur über die zentrale Komponente an das CLS weitergeleitet. Technisch könnten diese weitergeleiteten Steuerbefehle Ende-zu-Ende integritätsgeschützt werden, sodass das CLS diese nur akzeptiert, wenn sie tatsächlich vom Smartphone ausgestellt wurden und nicht von der zentralen Komponente.

Dabei müssten alle Geräte, die die Steuerbefehle tatsächlich absetzen dürfen direkt mit dem betroffenen CLS gekoppelt werden. Ist dies erfolgt, kann ein Steuerbefehl kryptographisch signiert werden, sodass er nicht mehr

gefälscht oder manipuliert werden kann. Die zentrale Komponente würde den Befehl nur noch weiterleiten, könnte aber keine eigenen Befehle mehr aussenden.

Rate-Limiting von Steuerbefehlen

Eine weite Möglichkeit zur Verhinderung von synchronem Schalten einer hohen Zahl von CLS ist es, ein besonders gesichertes System an der zentralen Komponente zu installieren, das zur Ausstellung der Steuerbefehle genutzt wird. Ein solches System, beispielsweise basierend auf einem Hardware Security Module (HSM), könnte dann so konfiguriert werden, dass es nur eine begrenzte Anzahl von Steuerbefehlen pro Zeit ausstellen kann. Dabei muss sichergestellt werden, dass diese Konfiguration von einem Angreifer nicht geändert werden kann, z.B. in dem sie fest auf die Hardware gebrannt wird. Weiterhin muss die Zahl der Steuerbefehle pro Zeit so gewählt werden, dass der reguläre Betriebsablauf nicht eingeschränkt ist, ein Angreifer aber keine hohe Zahl von Steuerbefehlen pro Zeit ausstellen lassen kann.

Prüfmethoden für Komponenten im SMGW-Ökosystem

Die Idee einer vereinfachten Prüfung von Komponenten im SMGW Ökosystem basiert auf der, zunächst plausibel erscheinenden Annahme, Komponenten könnten von der Sicherheit des SMGW profitieren und müssten daher bestimmte Sicherheitsmechanismen nicht selbst implementieren. Diese, vom SMGW geerbten, bzw. mitbenutzten Sicherheitsmechanismen müssten dann in die Prüfung der Komponente nicht erneut einbezogen werden, sondern wären über die Sicherheitsprüfung bzw. die Zertifizierung des SMGW abgedeckt. Dass diese Annahme unter der gegenwärtigen Regulierung, bzw. dem Systemdesign der SMGW nicht zutrifft wurde im Abschnitt Sicherheitsgarantien durch SMGW ausführlich dargelegt. Für alle Komponenten muss daher eine vollständige Sicherheitsprüfung durchgeführt werden.

Bei der Überprüfung der Sicherheit von Geräten gibt es unterschiedliche Herangehensweisen: Geräte können im Whitebox oder im Blackbox Verfahren untersucht werden. Im Whitebox Verfahren stehen den Untersuchern alle Informationen über den Aufbau und die Funktionsweise des Systems zur Verfügung. Damit kann ein Test direkt auf konzeptioneller Ebene stattfinden, bzw. dort begonnen werden. Alle Komponenten des Systems sind den Testern bekannt und können beim Test berücksichtigt werden. Demgegenüber steht das Vorgehen im Blackbox Modus. Den Testern stehen dabei keine Informationen über das Konzept und den inneren Aufbau des Geräts zur Verfügung, diese müssen zunächst aufwändig aus dem fertigen Produkt extrahiert werden. Einerseits sind die Tester dabei gezwungen, sich dem System vom gleichen Ausgangspunkt wie ein Angreifer zu nähern, andererseits sind Blackbox Tests meist zeitlich aufwändiger und es besteht das Risiko, dass Sicherheitslücken die nicht ausnutzbar sind auch nicht entdeckt werden.

In jedem Fall sollten Sicherheitsprüfungen von Fachpersonen durchgeführt werden, die das jeweilige Produkt noch nicht kennen und sicher daher von neutralem Standpunkt neu einarbeiten. Die Untersuchung sollte dabei sowohl das Konzept, wie auch die technische Umsetzung beinhalten. Fehler auf konzeptioneller Ebene können in den seltensten Fällen durch die Implementierung gelöst werden. Andererseits kann die Auswirkung von Implementierungsfehlern durch ein resilientes Systemkonzept zwar abgemildert werden, trotzdem sollten diese gefunden und behoben werden.

Prüfverfahren

Beim Vorgehen zur Prüfung von Komponenten im SMGW Ökosystem sollte sich an den aktuellen Vorschlägen für die jeweilige Komponentenklasse orientiert werden. Bei CLS handelt es sich zumeist um Geräte der IoT Klasse, daher sind bieten Handreichungen zum Testen von IoT Geräten eine gute Grundlage für die Arbeit. Dabei muss zwischen generellen Guidelines für das Vorgehen und dem Wissen über aktuell häufige Sicherheitsprobleme unterschieden werden. Die OWASP stellt mit dem IoT Security Testing Guide [4] eine ausführliche Anleitung für Sicherheitstests von IoT Geräten zur Verfügung. Diese richtet sich an IT-Sicherheits Fachpersonal. Bei

Komponenten mit Webinterface ist außerdem der OWASP Web Security Testing Guide [5] relevant. Die genannten Guides geben eine Struktur vor, die dabei unterstützen kann, alle wesentlichen Bereiche einer Komponente abzudecken. Darüber hinaus bedarf es aber umfangreicher Erfahrung, um auch unter Anwendung der Guides die relevanten Sicherheitslücken tatsächlich identifizieren und korrekt einschätzen zu können. Eine Hilfestellung dabei bietet die OWASP Top Ten Liste [6].

Literatur

- [1] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1“. 17. September 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Technische-Richtlinien/TR-nach-Thema-sortiert/tr03109/TR-03109_node.html
- [2] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) und Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“. 29. Januar 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/standardisierungsstrategie.pdf>
- [3] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), „Technische Eckpunkte für die Weiterentwicklung der Standards“. 17. Februar 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/technische_eckpunkte.pdf
- [4] Open Worldwide Application Security Project (OWASP), „OWASP IoT Security Testing Guide“. [Online]. Verfügbar unter: <https://owasp.org/www-project-iot-security-testing-guide/>
- [5] Open Worldwide Application Security Project (OWASP), „OWASP Web Security Testing Guide“. [Online]. Verfügbar unter: <https://owasp.org/www-project-web-security-testing-guide/>
- [6] Open Worldwide Application Security Project (OWASP), „OWASP Top 10“. [Online]. Verfügbar unter: <https://owasp.org/Top10/>

Arbeitspaket #Demo – Demonstrator

Zweck und Zielbild

Ziel des Demonstrators war es, im FZI Living Lab smartEnergy die Konzepte und Erkenntnisse aus dem Projekt einer breiten Öffentlichkeit verständlich zu präsentieren. Im FZI House of Living Labs finden regelmäßig Führungen statt, bei denen Entscheidungsträger*innen aus Politik und Wirtschaft, Studierenden oder anderen Forschungseinrichtungen die Demonstratoren gezeigt werden.

Ziel des SynergieQuartier-Demonstrators war es, verständlich und konkret die Smart-Meter-Gateway-Architektur in Bezug auf Prosumer-Haushalte zu zeigen. Für diesen Zweck wurde die Hardwarewand, die im Arbeitspaket #PoC aufgebaut wurde, um zwei Touchscreen-Monitore erweitert, an denen unterschiedliche Weboberflächen angezeigt werden können.

Schwerpunkt Energiesystem

Auf dem rechten Demonstrator (WAN-Seite) ist die Situation im Energiesystem dargestellt. Dabei wird unterschieden zwischen dem überregionalen Strommarkt (in diesem Fall die Marktzone Deutschland und Luxemburg) und dem lokalen Netz.

Der überregionale Strommarkt zeigt die EPEX Day Ahead Preise sowie ein darauf basierender realistischer Endkundenpreis, der sich an den Entgelten und Abgaben von Walldorf im Jahr 2023 orientiert. Daneben ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Strombedarf angegeben. Damit lässt sich zeigen, dass ein hoher Anteil erneuerbarer Energien einen niedrigeren Strompreis zur Folge hat. Diese Sichtweise spiegelt allerdings nur die Situation am Markt wider und nicht die Netzsituation im Verteilnetz.

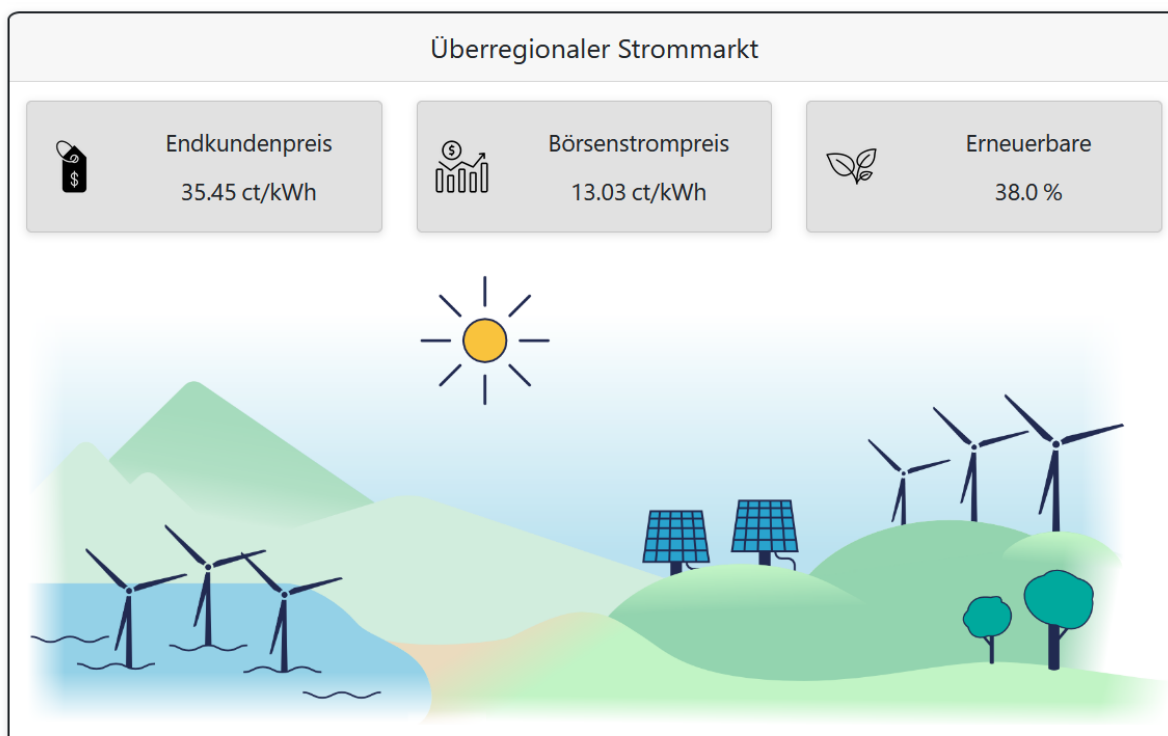


ABBILDUNG 86 - ÜBERREGIONALER STROMMARKT IM DEMONSTRATOR

Das lokale Netz ist ein kleines beispielhaftes Netzgebiet mit drei Strängen an einem Transformator. Kleine Icons zu Wärmepumpen, Ladestationen und Batterien symbolisieren die flexiblen Verbraucher der Haushalte, die über Energiemanagementsysteme auf die externe Situation reagieren können. Darüber hinaus visualisiert eine Animation von Punkten in den Netzsträngen die Leistungsflüsse. Durch deren Richtung ist auch erkennbar, ob das Netz eher durch einen hohen Netzbezug oder eine hohe Einspeisung belastet wird. Vereinfacht wird die Netzauslastung, die sich durch Stromstärke und Spannung und indirekt durch die Transformatortemperatur charakterisieren lässt, durch eine Prozentangabe dargestellt. Falls sie einen kritischen Wert annimmt, sinkt die Leistungsgrenze für alle Haushalte am Netzanschlusspunkt. Gibt es keinen Netzengpass, liegt die Leistungsgrenze bei 30 kW, was einer üblichen Haushaltsabsicherung entspricht.

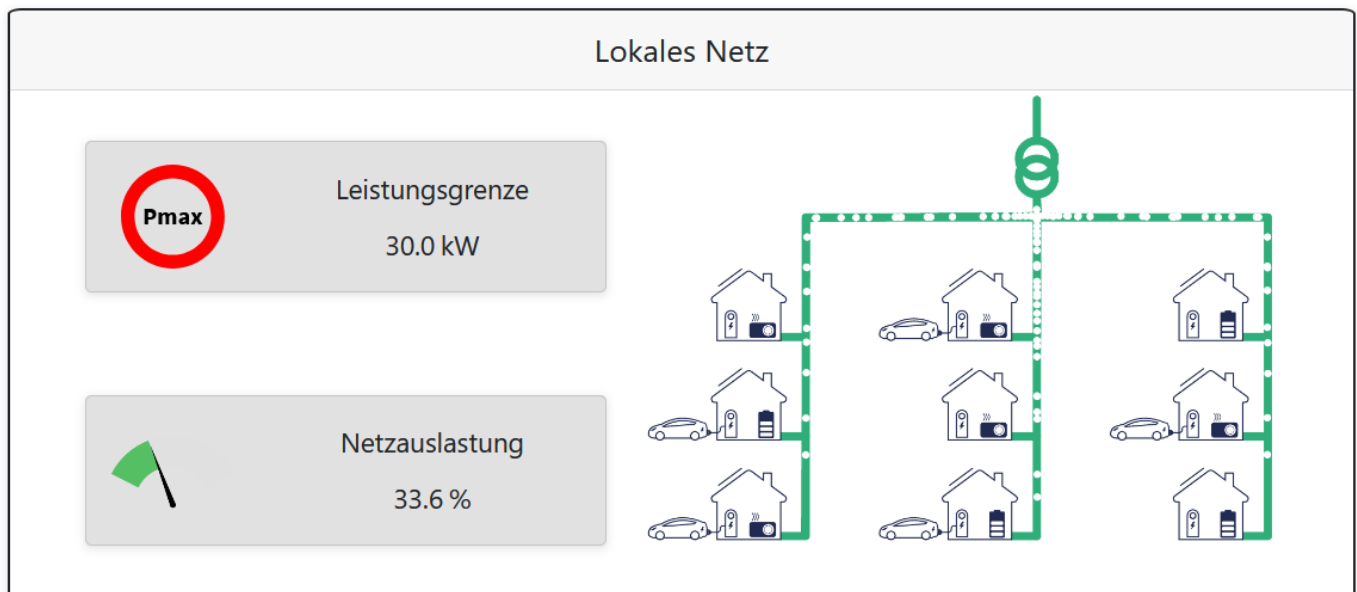


ABBILDUNG 87 - LOKALES NETZ IM DEMONSTRATOR

Auf der HAN-Seite wird die Sicht des Prosumers mit einem Energiemanagementsystem dargestellt. Hierbei kommt das am FZI entwickelte Open Source Framework *FZI Energy Management Panel*¹⁹ zum Einsatz. Es zeigt die Leistungsflüsse zwischen Solarwechselrichter, Ladestation, Batterie und dem unflexiblen Haushaltsstromverbrauch sowie den aktuellen Leistungsaustausch mit dem Netz. Darüber hinaus wird die aktuell geltende Leistungsgrenze, die durch den Netzbetreiber gemäß §14a EnWG reduziert werden kann, sowie der aktuelle Strompreis dargestellt. Der Strompreis ist ein dynamischer Tarif basierend auf Spotmarktpreisen, der sich jede Stunde ändert.

¹⁹ https://github.com/fzi-forschungszentrum-informatik/energy_management_panel

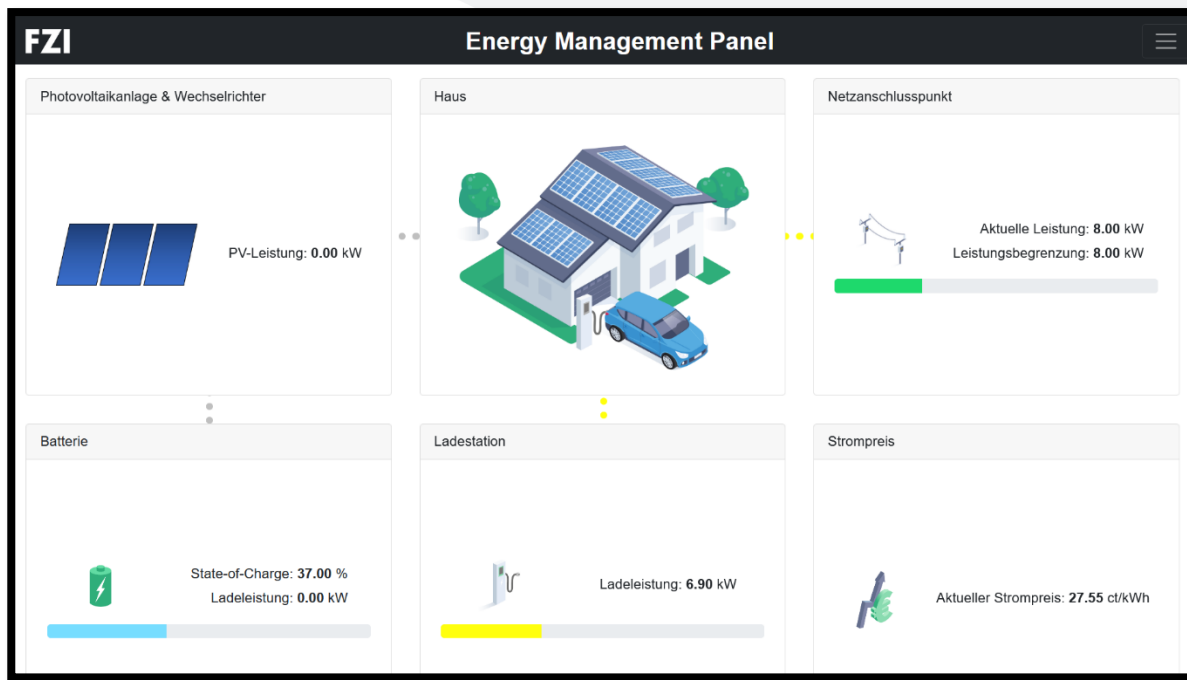


ABBILDUNG 88 - ENERGY MANAGEMENT PANEL

Gezeigte Szenarien

Über den Touchscreen des rechten Bildschirms (WAN-Seite) lassen sich unterschiedliche Szenarien auswählen, die auf tatsächlich aufgetreten Situationen am Energiemarkt in Deutschland passieren. Darüber hinaus ist der Demonstrator für den Einsatz auf international besuchten Messen auch auf englischer Sprache verfügbar. Je nach Szenario ändert sich auch die Situation auf der HAN-Seite, also der Sicht des Prosumers im Haushalt.

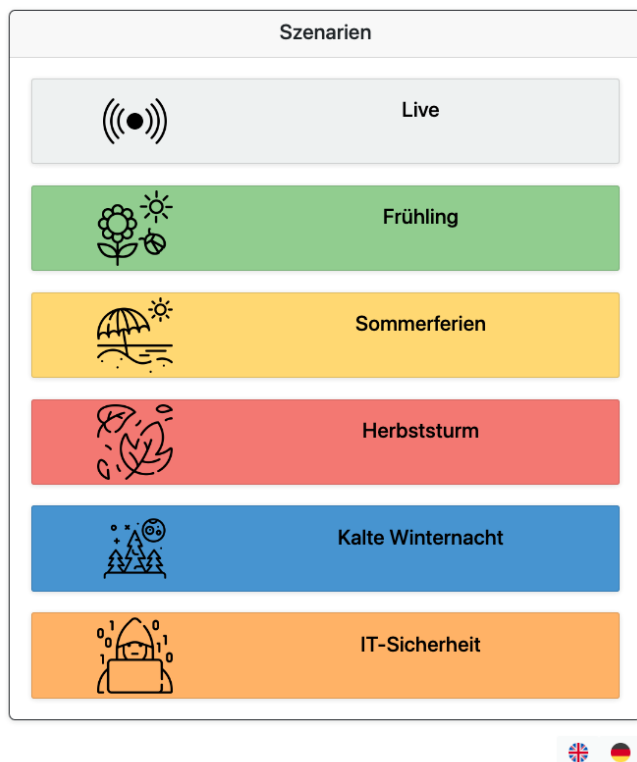
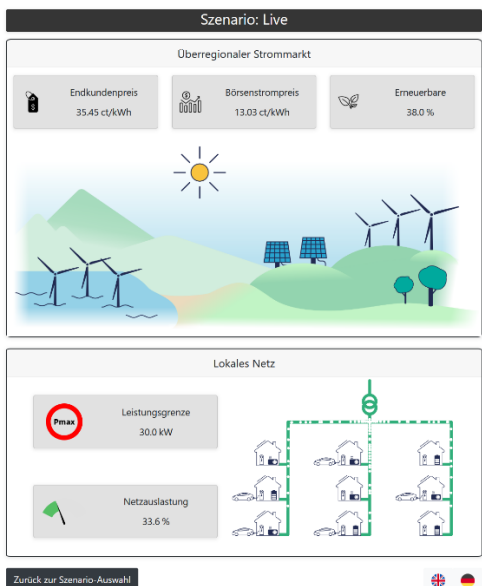
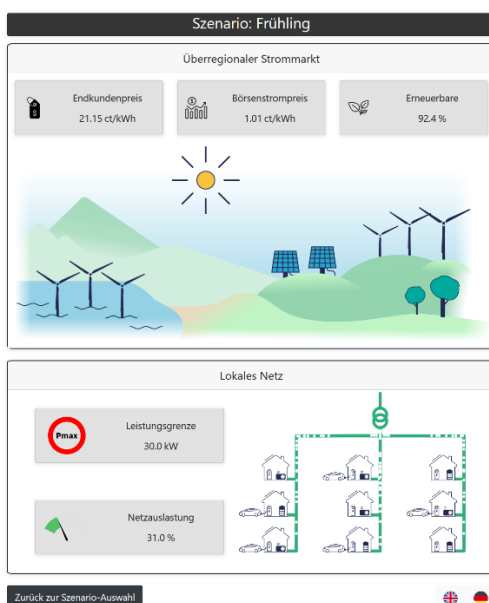


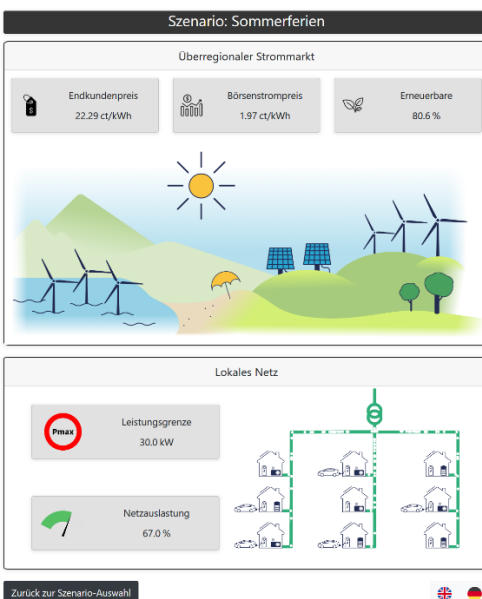
ABBILDUNG 89 - SZENARIENAUSWAHL IM DEMONSTRATOR



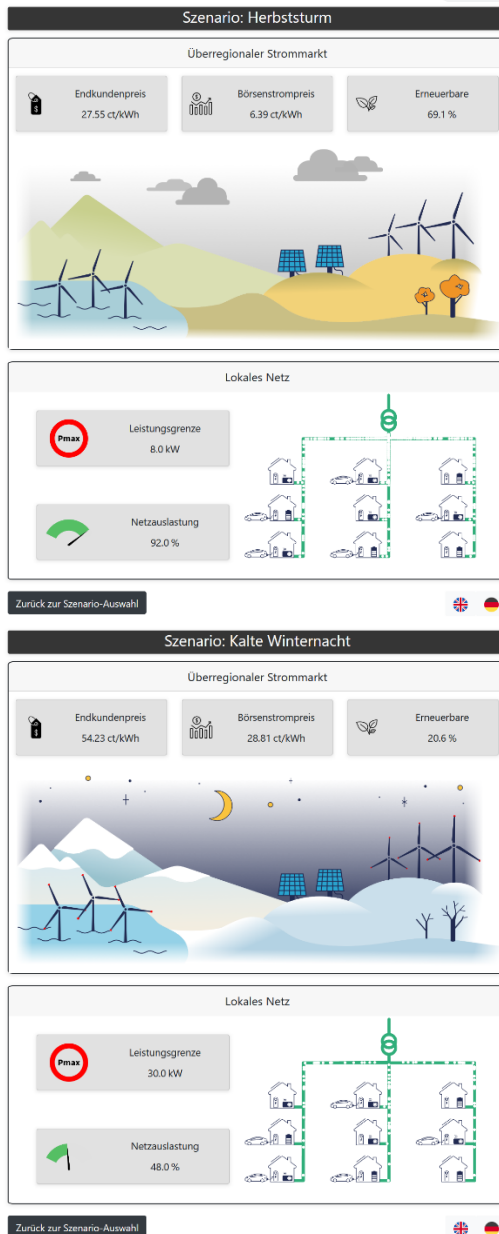
Im Live-Szenario werden aktuelle EPEX Day-Ahead-Preise und die tatsächlichen Messwerte der Hardwarekomponenten eingeblendet, also insbesondere die aktuelle Photovoltaik-Leistung und Batterie-SoC. Die Netzauslastung wird anhand der Leistung des Netzanchlusspunkts des FZI House of Living Labs (HoLL) berechnet, da der Demonstrator-Haushalt sich im Netz des HoLL befindet.



Das Szenario „Frühling“ stellt eine starke Einspeisesituation aus Photovoltaikanlagen dar. Der Anteil erneuerbarer Energien liegt bei über 92% und dementsprechend sind die Börsenpreise niedrig. Gleichzeitig versuchen die Prosumer, eigenen PV-Strom selbst zu verbrauchen und laden Elektrofahrzeuge und Batterien. Dadurch ist die Netzlast relativ niedrig. Das Szenario ist angelehnt an den 30. März 2023 um 15 Uhr.



Im Szenario „Sommerferien“ wird ebenfalls viel PV-Strom erzeugt, allerdings wenig verbraucht. Das Netz wird durch die hohe Einspeisung belastet und in der Animation wird visualisiert, dass aus dem Quartier Strom in das vorgelagerte Netz eingespeist wird. Das Szenario basiert auf dem 16. August 2020 um 16 Uhr.



Das Szenario „Herbststurm“ stellt den Konflikt zwischen Netz- und Marktorientierung anschaulich dar. Durch die hohe Windeinspeisung ist der Anteil erneuerbarer Energien bei knapp 70 % und der Börsenpreis bei 6,4 ct/kWh. Dementsprechend ist es für viele attraktiv, günstig das Elektrofahrzeug zu laden. Da aber lokal keine PV-Einspeisung vorhanden ist, wird das Netz durch die hohe Last stark belastet. Der Netzbetreiber definiert eine Leistungsgrenze von 8 kW am Netzanschlusspunkt jedes Haushalts. Die Energiemanagementsysteme laden das Elektrofahrzeug dementsprechend mit der maximal zur Verfügung stehenden Leistung. Da in diesem Beispiel der unflexible Haushaltsstromverbrauch bei 1,1 kW liegt, darf die Ladeleistung von 6,9 kW nicht überschritten werden. Das Szenario ist angelehnt an den 5. Oktober 2022 um 22 Uhr.

Das Szenario „Kalte Winternacht“ stellt die Dunkelflaute dar. Durch einen sehr geringen Anteil erneuerbarer Energien von weniger als 21 % ist der Börsenpreis bei 28,81 ct/kWh und der Endkundenpreis dementsprechend bei 54,23 ct/kWh. Die Haushalte versuchen sich möglichst selbst mit der Batterie zu versorgen und verschieben Ladevorgänge soweit möglich. Das Szenario basiert auf dem 11. Dezember 2022 um 2 Uhr.

Schwerpunkt IT-Sicherheit

Auf dem rechten Demonstrator (WAN-Seite) ist ein weiteres Szenario zu finden. Dabei werden relevante Angriffspunkte, die das Stromnetz in Gefahr bringen könnten, und deren Folgen durch ein interaktives Format aufgezeigt. Die vereinfacht dargestellte Reserve des Stromnetzes beträgt hierbei 4.500 MW. Es gibt vier Angriffspunkte: Cloud-Infrastruktur, Auto, Smartphone und Batteriespeicher auf der Schaltfläche zu finden. Ein Klick auf das jeweilige Informations-Icon löst die entsprechende unten aufgeführte Demonstration aus.



ABBILDUNG 90 - TITELBILD DEMONSTRATOR SZENARIO IT-SICHERHEIT

Die Cloud-Infrastruktur demonstriert die Folgen im Falle eines Angriffs auf die Server eines Autoherstellers. Autohersteller sind in diesem Kontext durch den immer stärker werdenden Trend zur Elektromobilität von besonderer Relevanz, denn häufig können die Ladevorgänge moderner Fahrzeuge auch über die Cloudinfrastruktur des Herstellers gesteuert werden. Wenn ein Angreifer einen erfolgreichen Angriff durchführt, und die Kontrolle über diese Cloud-Infrastruktur übernehmen kann, kann er darüber eben diese Ladevorgänge kontrollieren. Im Szenario kann der Ladevorgang eines einzelnen Autos oder 600.000 Autos des jeweiligen Autoherstellers simultan gestartet werden. Wird ein einzelnes Auto geladen, so wird eine Animation mit gelben Punkten gestartet. Diese symbolisieren einen Stromfluss von der Wallbox zum Auto, was das Laden des Autos suggeriert. Wird der Ladevorgang aller 600.000 Autos gestartet, übersteigt die plötzliche Zunahme der Leistung die Reserve im Stromnetz. Diese fällt in der Animation sichtbar unter 1.000 MW, die Lichter in den Häusern flackern für kurze Zeit. Da die Reserve komplett aufgebraucht wird, bricht die Stromversorgung zusammen, in der Animation gehen die Lichter aus. Das Stromnetz wurde durch den Angriff und dem simultanen Laden aller Autos überfordert und ist zusammengebrochen.

Cloud-Infrastruktur eines Autoherstellers	
Über die Cloud-Infrastruktur können bestimmte Funktionen von Autos gesteuert werden. Sind die Autos mit dem Stromnetz verbunden, könnten die Funktionen für einen Ladevorgang gestartet werden.	
Cloud des Autoherstellers angreifen	
Der Angriff war erfolgreich und es wurde Zugriff auf die Cloud des Autoherstellers erlangt. Es sind aktuell 3.000.000 Autos diesen Herstellers im Umlauf und davon sind 600.000 gerade mit dem Stromnetz verbunden.	
Einzelnes Auto laden (0,011 MW)	Alle 600.000 Autos laden (6600 MW)
Der Ladevorgang aller 600.000 Autos wurde simultan gestartet, was eine Überlastung des Stromnetzes zur Folge hatte. Die Reserve des Stromnetzes von 4500 MW wurde durch die Belastung von 6600 MW überschritten.	
Stromnetz wiederherstellen	

ABBILDUNG 91 - ANGRIFF AUF CLOUD-INFRASTRUKTUR IM DEMONSTRATOR

Das Auto visualisiert die Folgen eines Angriffs auf zunächst nur ein einzelnes Auto. Moderne Autos haben eine hohe Wertschöpfung aus Software, damit einhergehend muss davon ausgegangen werden, dass sie auch Sicherheitslücken enthalten, die von Angreifern entdeckt und ausgenutzt werden können. Im Demonstrator kann ein Auto attackiert und in der Folge der Ladevorgang kontrolliert werden. Wenn ein Angreifer eine Sicherheitslücke in einem bestimmten Automodell entdeckt und ausnutzen kann, so könnte er die gleiche Sicherheitslücke möglicherweise auch in weiteren Fahrzeuge des gleichen Modells ausnutzen. Der Angreifer hat dann wieder die Möglichkeit den Ladevorgang vieler solcher Autos zu starten. Zu demonstrationszwecken wird hier der Ladevorgang von 600.000 Autos simultan gestartet, was eine zusätzliche Leistung von 6.600 MW aus dem Stromnetz abrufen. Dadurch wird die Leistungsreserve im Stromnetz von 4.500 MW überlastet. Es startet eine Animation, die die Lichter in den Häusern flackern lässt. Schließlich folgt der komplette Stromausfall und die Lichter in der Animation gehen aus.

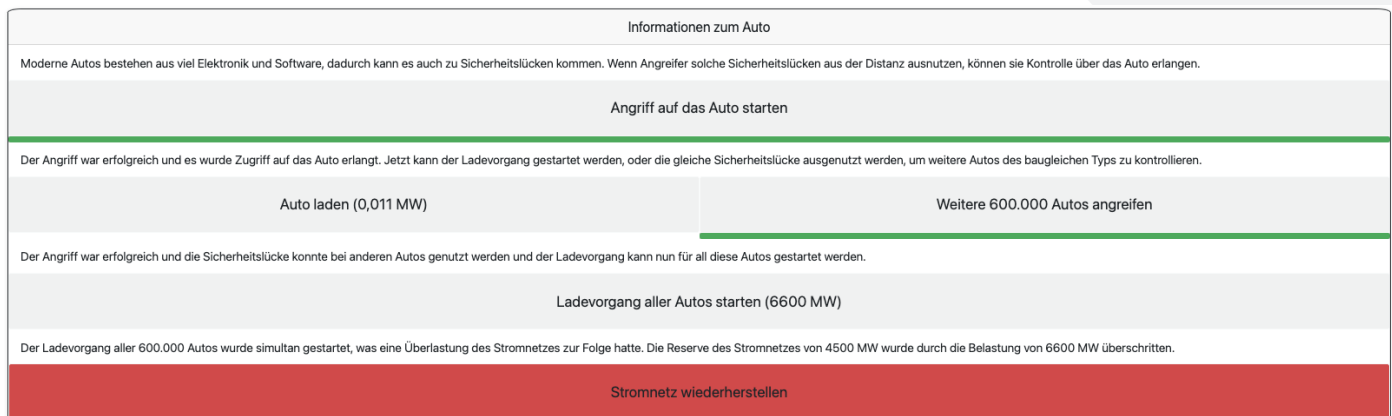


ABBILDUNG 92 - ANGRIFF AUF DAS AUTO IM DEMONSTRATOR

Das Smartphone wird häufig genutzt, um andere Geräte zu kontrollieren. In diesem Szenario wird gezeigt, wie sich der Einfluss auf E-Fahrzeuge und Batteriespeicher auf die Stabilität des Stromnetzes auswirken kann. Es muss davon ausgegangen werden, dass Smartphones Sicherheitslücken enthalten. Gelingt es einem Angreifer, eine solche Sicherheitslücke auszunutzen und die Kontrolle über ein Smartphone zu übernehmen, so könnte er darüber auch die auf dem Smartphone installierten Apps kontrollieren. Ggf. kann er damit den Ladevorgang eines verbundenen E-Fahrzeugs oder eines Batteriespeichers starten. Weiterhin könnte er die gleiche Sicherheitslücke bei weiteren Smartphones desselben Typs ausnutzen. Somit hätte der Angreifer die Kontrolle über viele Smartphones und könnte die Apps zur Kontrolle von E-Fahrzeugen oder Batteriespeichern auf vielen Geräten nutzen. Darüber könnte er die Ladevorgänge aller Fahrzeuge oder Batteriespeicher simultan starten. Im gezeigten Szenario würde das simultane Laden aller Batteriespeicher das Stromnetz zwar in die Reserve treiben, allerdings nicht zum Zusammenbruch führen. Das Starten des Ladevorgangs der E-Fahrzeuge alleine oder zusätzlich zu den Batteriespeichern würde allerdings zum Zusammenbruch führen.

Informationen zum Smartphone		
Auf dem Smartphone befindet sich eine App zur Kontrolle des Autos und eine App zur Steuerung des Batteriespeichers. Möglicherweise sind Sicherheitslücken im Smartphone vorhanden, so dass es angegriffen werden kann.		
Angriff auf Smartphone starten		
Der Angriff war erfolgreich und die Kontrolle dieses Smartphone konnte übernommen werden. Über die jeweiligen Apps kann nun der Ladevorgang des Autos oder des Batteriespeichers gestartet werden. Die selbe Sicherheitslücke könnte auch in anderen baugleichen Smartphones vorhanden sein und diese dann ebenfalls anfällig für einen Angriff sein.		
Auto laden (0,011 MW)	Batteriespeicher laden (0,0046 MW)	Weitere 7.000.000 Smartphones angreifen
Der Angriff war erfolgreich und die Sicherheitslücke konnte bei anderen Smartphones genutzt werden. Über die anderen Smartphones können nun 800.000 Batteriespeicher und 600.000 Autos kontrolliert werden.		
Ladevorgang aller Speicher starten (3700 MW)	Ladevorgang aller Autos starten (6600 MW)	
Der Ladevorgang aller 800.000 Batteriespeicher wurde simultan gestartet, was eine starke Last des Stromnetzes zur Folge hat, aber noch nicht zum Blackout führte. Die Reserve des Stromnetzes von 4500 MW wurde durch die Belastung von 3700 MW nicht überschritten.	Der Ladevorgang aller 800.000 Batteriespeicher wurde simultan gestartet, was eine starke Last des Stromnetzes zur Folge hat, aber noch nicht zum Blackout führte. Die Reserve des Stromnetzes von 4500 MW wurde durch die Belastung von 3700 MW nicht überschritten.	
Stromnetz wiederherstellen		

ABBILDUNG 93 - ANGRIFF AUF DAS SMARTPHONE IM DEMONSTRATOR

Der Batteriespeicher wird häufig in Kombination mit Photovoltaik Anlagen eingesetzt. Auch Batteriespeicher können meist digital kontrolliert werden und können Sicherheitslücken enthalten. Im Szenario wird gezeigt, dass ein Angreifer nach einem erfolgreichen Angriff auf einen Batteriespeicher diese kontrollieren kann. Da eine Sicherheitslücke identisch auch in baugleichen Exemplaren vorliegen kann, kann der Angriff auch auf weitere Batteriespeicher desselben Typs ausgeweitet werden. Gelingt es einem Angreifer, die Kontrolle über 800.000 solcher Batteriespeicher zu erlangen und simultan den Ladevorgang zu starten, belastet dies das Stromnetz mit 3.700 MW. Im Szenario verbleibt eine restliche Reserve von 800 MW und somit ist das Stromnetz stark belastet. Symbolisch flackern die Lichter in den Häusern dauerhaft.

Informationen zum Batteriespeicher	
Batteriespeicher bestehen aus viel Elektronik und Software, dadurch kann es auch zu Sicherheitslücken kommen. Wenn Angreifer solche Sicherheitslücken aus der Distanz ausnutzen, können sie Kontrolle über den Batteriespeicher erlangen.	
Angriff auf den Batteriespeicher	
Der Angriff war erfolgreich und es wurde Zugriff auf den Batteriespeicher erlangt. Jetzt kann der Ladevorgang gestartet werden, oder die gleiche Sicherheitslücke ausgenutzt werden, um weitere Batteriespeicher des baugleichen Typs zu kontrollieren.	
Batteriespeicher laden (0,0046 MW)	Alle 800.000 Batteriespeicher angreifen (3700 MW)
Der Angriff war erfolgreich und die Sicherheitslücke konnte bei anderen Batteriespeicher genutzt werden und der Ladevorgang kann nun für all diese Batteriespeicher gestartet werden.	
Alle Batteriespeicher laden (3700 MW)	
Der Ladevorgang aller 800.000 Batteriespeicher wurde simultan gestartet, was eine starke Last des Stromnetzes zur Folge hat, aber noch nicht zum Blackout führte. Die Reserve des Stromnetzes von 4500 MW wurde durch die Belastung von 3700 MW nicht überschritten.	
Stromnetz wiederherstellen	

ABBILDUNG 94 - ANGRIFF AUF DEN BATTERIESPEICHER IM DEMONSTRATOR

Arbeitspaket #Sum – Integrierte Bewertung

Das Arbeitspaket #Sum wurde durch das FZI koordiniert und gemeinsam mit allen Projektpartnern durchgeführt. Dafür wurden zunächst vier Cluster definiert, nach denen die wesentlichen Erkenntnisse aus dem Projekt zusammengefasst wurden. Diese sind:

- Netzausbau und Digitalisierung sowie Netz- und Marktorientierung
- Smart-Meter-Gateways und Energiemanagementsysteme
- Resilienz und Angreifbarkeit des Stromnetzes
- Kundenfeedback und Kundenverhalten

Die Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen zu diesen Clustern stellen zentrale Ziele des Projekts dar und sind daher zu Beginn dieses Berichts aufgeführt.

Zielbild

Das im Projekt verfolgte Zielbild umfasst eine skalierbare und sichere Integration von Prosumer-Haushalten mit Energiemanagementsystemen in das Energiesystem. Dynamische Strompreise sowie zeit- und lastvariable Netzentgelte definieren die Rahmenbedingungen für EMS, die durch den Strommarkt und das Stromnetz definiert werden. Gleichzeitig werden dadurch Anreize gesetzt, einen Beitrag zu einem stabilen, effizienten und sicheren Energiesystem zu leisten. Die Vielfalt der Akteure in der liberalisierten Energiewirtschaft ist ebenso berücksichtigt wie die physikalischen Grenzen des Verteilnetzes. Die Anreize für Verteilnetzbetreiber und Endkunden sind so gesetzt, dass Flexibilität zielgerichtet und effizient eingesetzt wird und die Kosten für die Infrastruktur im Verteilnetz fair verteilt werden. Auch wenn der Netzausbau in vielen Regionen nicht ganz vermieden werden kann, trägt die Digitalisierung dazu bei, den Ausbau zu verringern oder zeitlich zu verschieben, zielgerichteter auszubauen und die Kosten fairer zu verteilen. Intelligente Messsysteme dienen als zuverlässige Plattform, um Daten standardisiert und sicher zwischen Gebäuden und Akteuren in der Energiewirtschaft auszutauschen. Basierend auf diesen Grundlagen können neue Geschäftsmodelle entstehen, die die individuellen Bedürfnisse der Endkunden und Prosumer berücksichtigen.

Rechtlicher und technischer Transformationspfad

Während der Projektlaufzeit von SynergieQuartier wurden der § 14a EnWG durch die Bundesnetzagentur konkretisiert und das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende verabschiedet. Beide rechtlichen Neuerungen, die technische Spezifikationen nach sich ziehen, bilden den Ausgangspunkt für den weiteren Transformationspfad hin zum Zielbild. Es ist einfacher geworden, intelligente Messsysteme zu verbauen und konkret definiert, wie die netzorientierte Steuerung in der „roten Ampelphase“ im Verteilnetz funktioniert.

Die nächsten Schritte sind die konkrete Definition eines präventiven Engpassmanagements („gelbe Phase“), das es Energiemanagementsystemen und Endkunden erlaubt, sich auf zukünftige Engpässe einzustellen. Einen Vorschlag liefern die im Systemkonzept definierten zeit- und lastvariablen Netzentgelte. In diesem Zuge wäre eine Reform der Netzentgeltsystematik sinnvoll. Die Netzentgeltsystematik sollte einen geringeren Fokus auf den Arbeitspreis setzen. Stattdessen sollte einerseits das dauerhafte Vorhalten der Netzkapazität als Grundpreis und andererseits der Beitrag zu Netzengpässen als zeit- und leistungsabhängiges Entgelt bepreist werden.

Die technische Basis für das Zielbild werden intelligente Messsysteme darstellen. Bislang lag der Fokus hinsichtlich dieser Infrastruktur sehr stark auf der Fernauslesung von Zählerständen und weniger auf der Integration von Gebäudeenergiemanagementsystemen in das Energiesystem. Um auch letzteres zu ermöglichen, muss die Anbindung von EMS an das SMGW bürokratisch und technisch deutlich einfacher gestaltet werden. Außerdem ist es wichtig, dass EMS einfachen lokalen Zugriff auf feingranulare Netzzustandsdaten sowie die

aktuelle Leistung des Gebäudes haben – auch ohne Internetverbindung. Diese Daten werden von modernen Messeinrichtungen gemessen, sind bisher aber lokal nur schwer zugänglich. Eine einfache standardisierte Verfügbarkeit der Messdaten würde ein resilientes Verhalten der Gebäude-EMS im Falle von Störungen oder Cyberangriffen ermöglichen. Zudem sind aktuelle Leistungswerte für fast alle Anwendungsfälle von EMS notwendig. Eine standardisierte und einfache Verfügbarkeit dieser Messdaten würde SMGW zu einer nützlichen Datendrehscheibe machen. Die entsprechenden Vorgaben werden durch die BSI TR-03109 und die durch das BSI definierte Certificate Policy der Smart Metering PKI gemacht und müssten für kommende iMSys-Generationen an dieser Stelle geändert werden.

Weiterer Forschungsbedarf

Das Zielbild setzt auch Elemente voraus, die bislang nicht vollständig definiert sind. Dazu gehört die optimale Parametrisierung der genannten Netzentgelte sowie die entsprechenden Prognosen im Verteilnetz, insbesondere in der Niederspannung.

Zu erforschen ist auch das Verhalten von Prosumer-Haushalten mit EMS und größeren flexiblen Lasten und Speichern. Insbesondere das bidirektionale Laden stellt eine neue nennenswerte Flexibilitätsoption in Haushalten dar, die sinnvoll netz- und marktorientiert eingesetzt werden sollte.

Wissenschaftliche Veröffentlichungen

Im Rahmen des Projektes wurden bis zur Veröffentlichung dieses Abschlussberichts folgende wissenschaftliche Arbeiten publiziert, die auf Projektergebnissen basieren.

T. Riedel, C. Hauschke and H. Schmeck. 2023 "Dynamic feed-in from prosumer households with batteries considering spot market prices," *ETG Congress 2023*, Kassel, Germany, pp. 1-8.

T. Riedel, A. Hoeck, S. Steuer, A. Maertz, W. Fichtner and H. Schmeck. 2021 "Comparison of regulatory concepts for the integration of market- and grid-serving flexibility using smart metering systems," *ETG Congress 2021*, Online, pp. 1-6.

N. Goerke, A. März, and I. Baumgart. 2024. „Who Controls Your Power Grid? On the Impact of Misdirected Distributed Energy Resources on Grid Stability“. In *Proceedings of the 15th ACM International Conference on Future and Sustainable Energy Systems (e-Energy '24)*. Association for Computing Machinery, New York, NY, USA, 46–54. <https://doi.org/10.1145/3632775.3661943>

Abkürzungsverzeichnis

A	Ampere
Abg	Abgang
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
EN	Europa Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EMS	Energiemanagementsystem
E-PKW	elektrifizierte Personenkraftwagen
et al. Et alia	(lateinisch): „und andere“
h	Stunde
GEMS	Gebäudeenergiemanagementsystem
GG	Gewerbeeinheit
H0	Wohneinheit
HA	Hausanschluss
HS	Höchst- bzw. Hochspannung
Hz	Hertz (Einheit)
IEC	International Electrotechnical Commission
iMSys	intelligente Messsysteme
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LTG	Leitung
MS	Mittelspannung
M€	Millionen Euro
MW	Megawatt
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
PKW	Personenkraftwagen
SLP	Standardlastprofil

SOC	Ladezustand des Speichers (State of Charge)
S	Sekunde
SMGW	Smart-Meter-Gateway
T€	Tausend Euro
UW	Umspannwerk
V	Volt
VA	Volt Ampere
Vgl.	Vergleich/-e
Wh	Wattstunden