

Bericht des Zukunftslabor Energie über das AP 1.3 des Teilprojekts 1



Eingereicht von: Laura Niemann, Zukunftslabor Energie

Autor*in:

Sarah Eckhoff

Sarah Fayed

Stephan Ferenz

Jan Philipp Hörding

Tobias Lege

Annika Ofenloch

Fernando V. Peñaherrera

Jan Petznik

Thomas Poppinga

Alejandro Rubio

Henrik Wagner

Oliver Werth

Sprecherin: Prof. Dr.-Ing. Astrid Nieße

Zentrum für digitale Innovationen Niedersachsen (ZDIN)

Beteiligte Institutionen:

Carl von Ossietzky Universität Oldenburg/OFFIS e.V. (Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff, Prof. Dr.-Ing. Astrid Nieße)

DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme (Prof. Dr. Carsten Agert)

Leibniz Universität Hannover (Prof. Dr. Michael H. Breitner)

Technische Universität Braunschweig (Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel)

Ostfalia Hochschule (Prof. Dr.-Ing. Lars Kühl)

Hochschule Emden/Leer (Prof. Dr. Johannes Rolink)

Im vorliegenden Dokument wird der Zeitraum von 01.03.2021 bis 31.03.2023 dargestellt.

Der vorliegende Bericht gehört zum Teilprojekt „TP1: Erforschung von IKT-Abhängigkeiten in Quartiersversorgungssystemen“

Inhaltsverzeichnis

1	Generelle Informationen.....	4
2	Erforschung von IKT-Abhängigkeiten in Quartiersversorgungssystemen.....	5
2.1	Beschreibung der Durchstichszenarien.....	5
2.2	Durchstichszenario E-Mobilität.....	10
	Einleitung.....	10
	Forschungsziel.....	10
	Vorgehensweise.....	10
	Modellierung.....	11
	Simulationsergebnisse.....	13
	Ausblick.....	14
2.3	Durchstichszenario Netzbetrieb.....	15
	Einleitung.....	15
	Forschungsziel.....	15
	Vorgehensweise.....	16
	Laborkopplung und Modellierung.....	16
	Ergebnisse.....	18
	Ausblick.....	20
3	Veröffentlichungen.....	21
4	Literaturverzeichnis.....	22

1 Generelle Informationen

Dieser Bericht sammelt die Ergebnisse von AP1.3 im Zeitraum von März 2021 bis März 2023. Die Ergebnisse werden entsprechend ihrer Ausarbeitungsform in diesem Dokument sowohl textlich als auch in Visualisierungen dargestellt. Die entwickelten Methoden, Software, Modelle und Simulationsumgebungen werden über das ZDIN-ZLE GitLab dokumentiert bereitgestellt (Link: <https://gitlab.com/zdin-zle/scenarios>).

Im Teilprojekt TP1 werden die IKT-Abhängigkeiten in Quartiersversorgungssystemen und die komplexen Wechselwirkungen untersucht. Das besondere Augenmerk liegt auf der Entwicklung von dynamischen Szenarien mit Fokus auf Wiederverwendbarkeit und Anwendungskonzepten für relevante Elemente von Quartiersversorgungssystemen.

Kern des Arbeitspaketes 1.3 „Modellierung und Aufbau des integrierten Quartiersversorgungsszenarios“ ist der Aufbau entsprechender Modelle und Simulationen aus den Fachdisziplinen mit dem Ziel der Implementierung von Modellen, Schnittstellen und Adaptern für eine modulare Integration in eine Co-Simulation oder im Falle einer Laborkopplung eine Vernetzung der Simulationen mit Laborumgebungen oder Hardware. Die geleisteten Arbeiten basieren auf den in AP 1.2 „Identifikation und Anforderungserhebung relevanter Modelle zur Simulation und Analyse der Quartiersversorgungsszenarien“ eingeführten Durchstichszenarien.

AP1.3	Verantwortlich: DLR-VE
Kurzbeschreibung	
Dieses Vorhaben verfolgt einen Co-Simulationsansatz, um etablierte Werkzeuge und Modelle aus den einzelnen Fachdisziplinen wiederzuverwenden. Ein Schwerpunkt dieses Teilpaketes liegt daher auf der Implementierung von Co-Simulationsschnittstellen bzw. Adaptern sowie in das Gesamtsimulationssystemintegration bzw. Vernetzung – im Falle der Kopplung mit Laborumgebungen oder Hardware-Aufbauten. Es ist zu prüfen, ob mehrere Komponenten- oder Subsystemmodelle für unterschiedliche Anwendungsfälle bzw. Untersuchungsgegenstände zu implementieren sind, was ggf. zu Laufzeitverbesserungen der Gesamtsimulation führen kann.	
Start	Ende
M19	M42
Erforderliche Inputs	Outputs
Ergebnisse aus AP1.1 und AP1.2: <ul style="list-style-type: none"> - Szenari entwürfe - IKT-Modellierungsansätze - IKT-Anforderungsspezifikationen - Voraussetzungen an die Co-Simulation - Beschreibung der Schnittstellen zur Co-Simulationsplattform - Beschreibung sonstiger Energie- und IKT Schnittstellen zu anderen Projektteilnehmern - Anforderungskataloge und Strukturen der Netzteilnehmer - Technische Beschreibungen der Infrastrukturen der anderen Labore - Schnittstellenspezifikation der Modelle des gewählten Quartierszenarios - Last- und Erzeugerzeitreihen (EWE NETZ) 	D1.3, M1.3

2 Erforschung von IKT-Abhängigkeiten in Quartiersversorgungssystemen

Das Teilprojekt I umfasst die „Erforschung von IKT-Abhängigkeiten in Quartiersversorgungssystemen“. Gegenstand der Untersuchung bilden die Informations- und Kommunikationstechnologien und die Energieversorgungsinfrastruktur in digitalisierten Wohnquartieren. Das dem Teilprojekt untergeordnete Arbeitspaket 1.3 fokussiert im Wesentlichen den Aufbau des Simulationsszenarios und eine gegebenenfalls nötige Anpassung der Modelle.

2.1 Beschreibung der Durchstichszenarien

Im Rahmen der Ausarbeitung des AP1.1 konnten fünf relevante Energieversorgungsanwendungsfälle identifiziert werden. Dies führte dazu, dass in AP1.2 nicht ein Simulationsszenario definiert wurde, sondern fünf Durchstichszenarien, die sich mit unterschiedlichen Themenschwerpunkten und Problemstellungen, sowie dazugehörigen Forschungsfragen beschäftigen: Gebäude, Flexibilität, E-Mobilität, IKT-Störungen und Netzbetrieb (siehe Abbildung 1).

Szenario 1 GEBÄUDE HOCHSCHULE OSTFALIA	Szenario 2 FLEXIBILITÄT UNIVERSITÄT OLDENBURG	Szenario 3 E-MOBILITÄT TU BRAUNSCHWEIG	Szenario 4 IKT-STÖRUNGEN OFFIS	Szenario 5 NETZBETRIEB DLR-VE
Einbindung von Gebäudemodellen über FMU-Schnittstellen in die MOSAIK Co-Simulation	Multimodale Flexibilitätsnutzung im Quartier zur Lösung von Problemen im Stromnetz	Netzaufnahmefähigkeit für E-Mobilität in Quartieren mit energetischem Sanierungsbedarf	Auswirkungen von Ausfällen und Verzögerungen in der Kommunikation auf die Energieversorgung	Laborvernetzte Co-Simulation zum robusten Betrieb hoch digitalisierter Niederspannungsnetze
Gebäudemodell Hochschule Ostfalia Wärmepumpe, PV-Modell OFFIS Co-Simulation OFFIS	Flexibilitätsmodellierung Universität Oldenburg Netzsimulation, PV-Modell Hochschule Emden/Leer Gebäudesimulation Hochschule Ostfalia Co-Simulation OFFIS	E-Mobilität & Speichermodell TU Braunschweig statische Daten, Netzsimulation Hochschule Emden/Leer Co-Simulation, PV-Modell OFFIS Modelle, Visualisierung Universität Hannover	Co-Simulation, PV-Modell OFFIS Kommunikationsmodelle OFFIS statische Daten, Netzsimulation Hochschule Emden/Leer Speichermodell TU Braunschweig Flexibilitätsmodelle Universität Oldenburg	Robuster Netzbetrieb, Co-Simulation DLR-VE Netz(ebenen)- Emulation, Laborschnittstellen Hochschule Emden/Leer

Abbildung 1: Übersicht der fünf Durchstichszenarien

Durch die Aufbereitung der Durchstichszenarien konnte festgestellt werden, dass diverse inhaltliche und technische Abhängigkeiten existieren. Entscheidende simulative Ansätze werden in verschiedenen Durchstichszenarien angewendet. Folglich wurde sich interimistisch auf die Bearbeitung bestimmter Szenarien konzentriert.

Identifiziert wurde Szenario 3 E-Mobilität als zentrales Szenario, das einerseits eine Vielzahl von szenarienübergreifenden Teilsimulationen beinhaltet (vgl. Abbildung 2) und andererseits einen Großteil der Forschungspartner einbindet und zu einer kooperierenden Zusammenarbeit an einem Szenario führt (vgl. Abbildung 1). Deutlich wurde ebenfalls, dass Szenario 5 Netzbetrieb viele szenarienspezifische Teilsimulationen beinhaltet und somit vergleichsweise unabhängig von den anderen Szenarien modelliert werden kann (siehe Abbildung 2). Durch die erstrangige Bearbeitung von Netzbetrieb und E-Mobilität, wird von der zeitlichen Planung des Projektstrukturplans abgewichen. In diesen beiden Szenarien konnten bereits Aufgaben aus den Arbeitspaketen 1.4 (Systematische Experimente, Tests und Analysen) und 1.5 (Aufbereitung der Ergebnisse) bearbeitet werden. Gleichzeitig wurde, durch die sukzessive Arbeitsweise und den zeitlich versetzten Start der

Entwicklung an anderen Durchstichszenarien im Co-Simulations Kontext gesichert. Im Rahmen einer Modellvalidierung können die Lastprofile wiederverwendet oder ergänzend eingebunden werden.

Die Erfahrungen aus dem Durchstichszenarien „E-Mobilität“ hinsichtlich der Einbindung von Modellen sollen bei den weiteren Arbeiten im Durchstichszenario „Gebäude“ berücksichtigt werden.

Modelle auf Basis der Programmiersprache „Python“ haben sich im bisherigen Projektverlauf als zuverlässig und kopplungsfreundlich erwiesen. Aus diesem Grund sollen bei der Gebäude-Modellfindung auch Pythonmodelle berücksichtigt werden.

Systemkomponenten wie Wärmespeicher, Wärmepumpen, PV-Anlagen und Batteriespeicher, die der Versorgung des Gebäudemodells dienen (siehe Abbildung 3) sollen ebenfalls über Pythonmodelle abgebildet werden. Dieses Vorgehen sichert die Homogenität der Modellarchitektur.

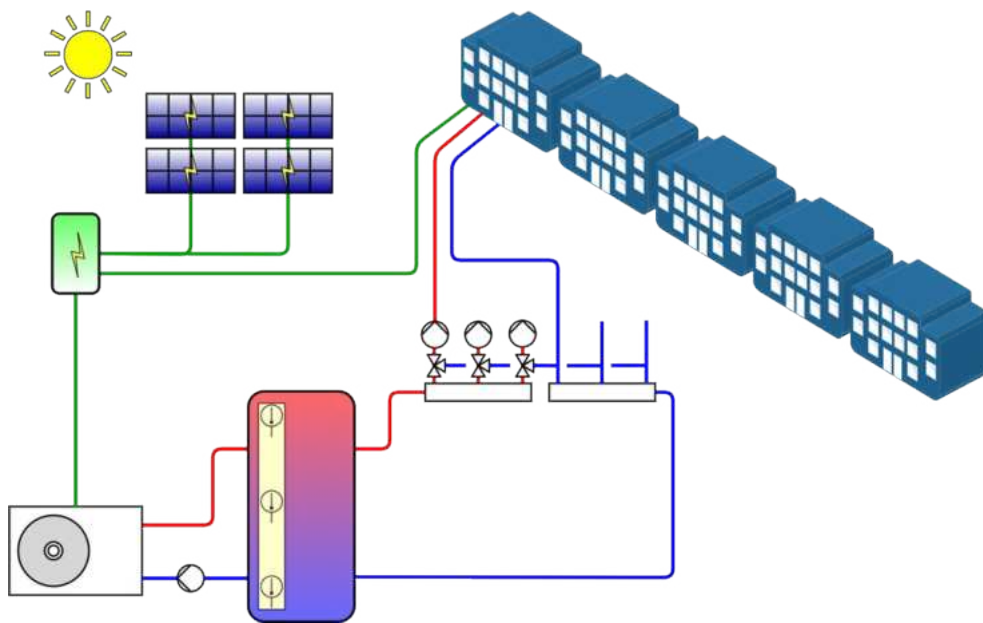


Abbildung 3: Übersicht Durchstichszenario „Gebäude“

Durchstichszenario Flexibilität

GitLab Tag: [D1.3 Zukunftslabor Energie ZN3488](#)

Im Rahmen des Durchstichszenarios „Flexibilität“ soll die Multimodale Flexibilitätsnutzung im Quartier zur Lösung von Problemen im Stromnetz untersucht werden. Dieses Szenario hat dabei sowohl technische als auch wissenschaftliche Ziele. Auf der technischen Seite besteht das Ziel, die Implementierung eines Flexibilitätsmodells zur einheitlichen Darstellung der Flexibilität zwischen den verschiedenen Komponenten einer Energiesystem Simulation zu erreichen. Dies soll mit dem Co-Simulationsframework mosaik geschehen und dabei Netzsimulationen und Gebäudesimulationen enthalten. Zur Flexibilitäts-Koordinierung wird COHDA in Verbindung mit dem Multiagenten-framework mango genutzt (siehe Abbildung 4).

Aus dem DSZ E-Mobilität können dabei Komponenten wiederverwendet werden. Dies betrifft u.a. Speichermodelle und Komponenten der Netzsimulation.

Auf der wissenschaftlichen Seite bestehen die Fragestellungen, welche Freiheitsgrade zur Bereitstellung von Flexibilität bei Batterie, Heizungs-, Lüftungs- und Klimasystemen zur Verfügung stehen. Des Weiteren, welche Optionen bei der Flexibilitätsnutzung im Quartier zur Lösung von Problemen im Stromnetz genutzt werden können. Zusammen mit dem Durchstichsszenario IKT, kann außerdem das Vorkommen von Kommunikationstörungen während der Flexibilitätsberechnung erforscht werden.

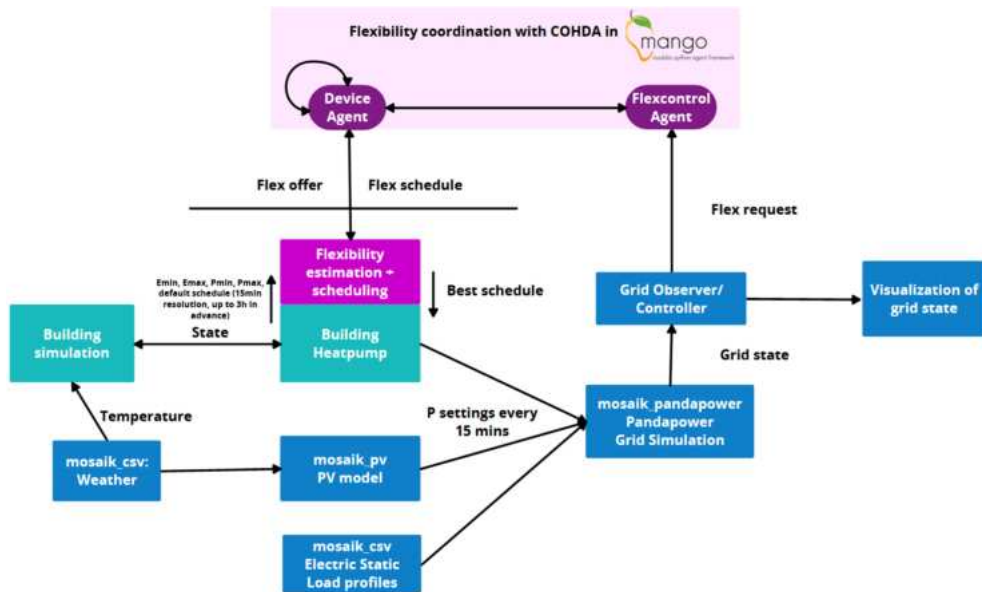


Abbildung 4: Struktur des Flexibilitätsszenarios mit den beteiligten Komponenten

Durchstichsszenario IKT

Gitlab Tag: [D1.3 Zukunftslabor Energie_ZN3488](#)

Dieses Szenario hat technische und wissenschaftliche Ziele. Auf der technischen Seite besteht das Ziel darin, die Implementierung eines Modells zur Simulation der Kommunikation zwischen den verschiedenen Geräten eines modernen Energiesystems auf der Ebene der Simulation der verschiedenen Komponenten des Systems zu erreichen. Dadurch wird es möglich, ein Mehrdomänenmodell des Energiesystems eines Quartiers darzustellen (siehe Abbildung 5).

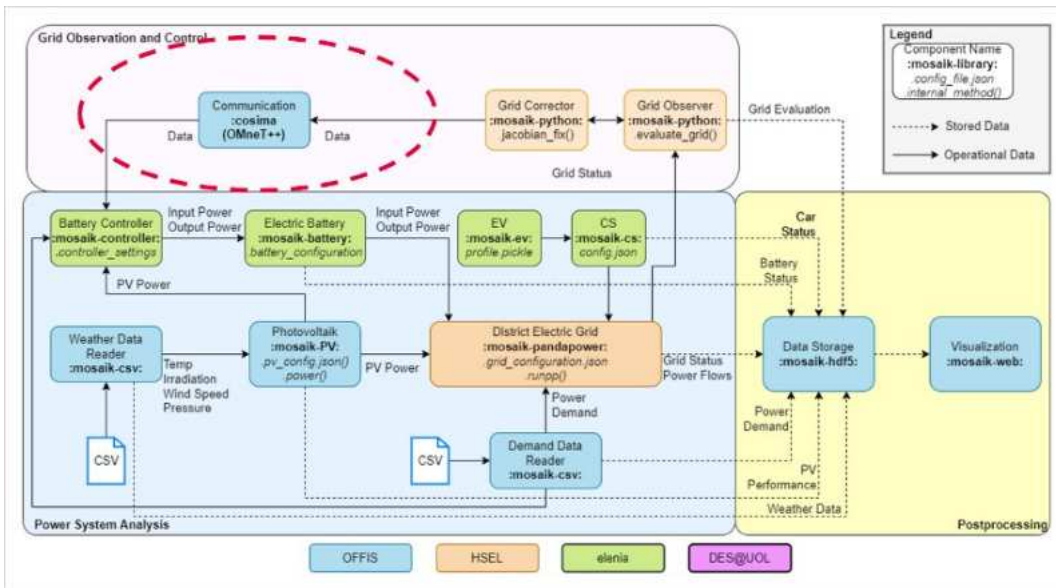


Abbildung 5: Struktur für Kommunikationssimulation

Darüber hinaus kann bei einem funktionalen Modell eines komplexen Energiesystems das Kommunikationsmodell als Werkzeug verwendet werden, um verschiedene Probleme bei der Kommunikation von Komponenten zu simulieren, wie z. B. Unterbrechungen, Latenzen und fehlende Datenpakete. Die Auswirkungen dieser Kommunikationsprobleme auf die Leistungsfähigkeit des Energiesystems sollen simuliert und analysiert werden, also die Wechselwirkungen zwischen diesen Schichten erforscht werden (siehe Abbildung 6).

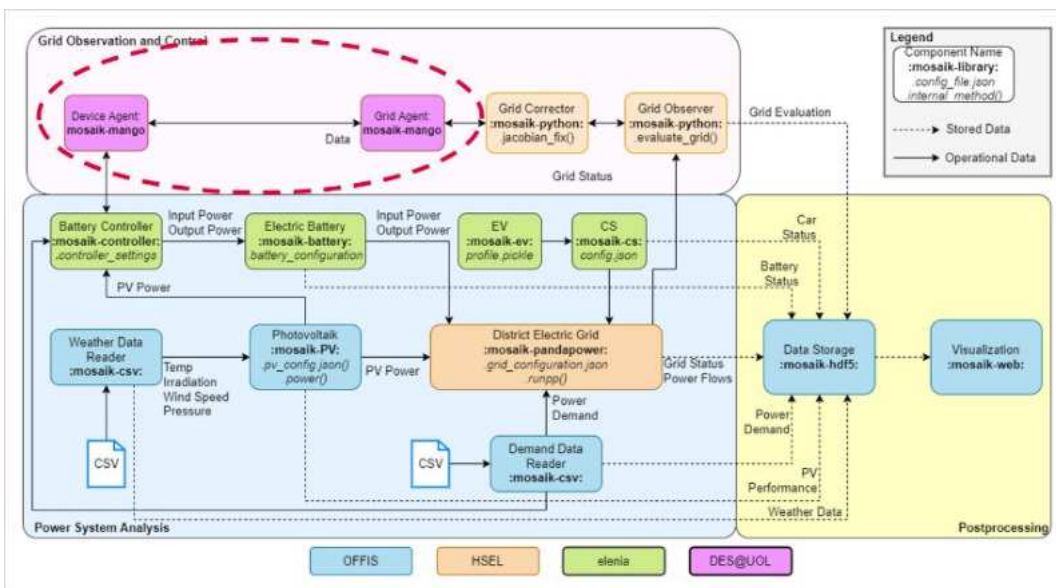


Abbildung 6: Struktur für Flexibilitätsimulation

2.2 Durchstichszenario E-Mobilität

Henrik Wagner (elenia@TUBS), Fernando Peñaherrera (OFFIS), Sarah Fayed (HS EL), Oliver Werth (IWI@LUH), Sarah Eckhoff (IWI@LUH)

Gitlab Tag: [D1.3 Zukunftslabor Energie ZN3488](#)

Einleitung

Die batterieelektrische Mobilität stellt den vielversprechendsten postfossilen Mobilitätsansatz dar, da die Zahl der weltweit zugelassenen Elektrofahrzeuge (EV) in den letzten Jahren exponentiell gestiegen ist und sich der Absatz im Vergleich zum Vorjahr auf 6,6 Millionen im Jahr 2021 verdoppeln hat [1]. Folglich müssen auch die Anzahl der Ladepunkte und die entsprechende Ladeinfrastruktur wachsen. Die erhöhte Belastung durch diese Ladevorgänge wurde bei der Planung und dem Bau des Stromnetzes nicht berücksichtigt und kann zur Überschreitung von zulässigen Betriebsgrenzen führen [2]. Netzseitige Verbesserungsmaßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität sind wirksam, aber kostenintensiv und erfordern einen Eingriff in das Netz und seine Umgebung [3]. Nutzerseitige Verbesserungsmaßnahmen, die sich aus der zunehmenden Verbreitung dezentraler Energieerzeugungs- und Energiespeicheranlagen wie Photovoltaik (PV)-Anlagen [4] oder Batteriespeichern [5] ergeben, stellen hier eine vielversprechende Alternative dar. In Quartieren fördert dies die Einrichtung von Energiegemeinschaften. Energiegemeinschaften stellen gemäß dem Clean Energy Package der Europäischen Union ein entscheidendes Element für die Vision eines nachhaltigen Energiesystems dar [6]. Der Begriff der Energiegemeinschaft (engl. energy community) ist hierbei ein Sammelbegriff für Akteure mit einer räumlichen Nähe, die gemeinsam erneuerbare Energien verbrauchen, produzieren und teilen [7,8].

Forschungsziel

Ziel des Durchstichszenarios Elektromobilität (DSZ EMOB) ist die Analyse der Auswirkungen eines steigenden Durchdringungsgrades von Elektrofahrzeugen im Quartier „Am Ölper Berge“ in Braunschweig, Niedersachsen auf das lokale Niederspannungsnetz. Zu diesem Zweck wird die Netzaufnahmefähigkeit sowie Faktoren welche diese einschränken bestimmt. Die identifizierten einschränkenden Faktoren werden dann in mehreren Szenarien berücksichtigt, die das Quartier in eine Energiegemeinschaft (vgl. 2.2.1. Einleitung) wandeln. In diesen Szenarien werden nutzerseitige Verbesserungsmaßnahmen im Sinne der kooperativen Energieerzeugung, Speicherung und intelligente Ladestrategien angewendet, um die Netzaufnahmefähigkeit im Quartier bzw. der potentiellen zukünftigen Energiegemeinschaft „Am Ölper Berge“ für Elektrofahrzeuge zu erhöhen.

Vorgehensweise

Der grundlegende Forschungsansatz der Analyse der Netzaufnahmefähigkeit von Quartieren wurde mit Initiierung des DSZ EMOB bestimmt. Darauf aufbauend wurde ein umfassendes Literatur-Review zur Integration von Elektromobilität in Energiegemeinschaften durchgeführt und mögliche Forschungslücken identifiziert. Hieraus entstand die Veröffentlichung [7]. Aus dieser Veröffentlichung wurde das zuvor dargestellte Forschungsziel abgeleitet. Anschließend wurde der Modellierungsansatz (vgl. Unterabschnitt 2.3.4) der Co-Simulation in mosaik 3.0 zur Untersuchung des Forschungsziels in Abstimmung mit dem Konsortium des Zukunftslabors Energie festgelegt und notwendige Simulationsszenarien (vgl. Unterabschnitt 2.2.5) bestimmt. Darauf aufbauend wurde mit Hilfe des assoziierten Partners Nibelungen Wohnbau GmbH das Quartier „Am Ölper Berge“ in Braunschweig als geeigneten Untersuchungsgegenstand bestimmt. Der Modellierungsansatz und die Herausforderungen im gewählten Quartier „Am Ölper Berge“ wurden ebenfalls veröffentlicht [9]. Kern des DSZ EMOB war die anschließend durchgeführte Modellierung der Energieversorgungsszenarien und für diese notwendiger Komponenten (Energiesystem-, Steuerungsmodelle und Datenauswertung)

in der Programmiersprache Python. In diesem Rahmen wurde auch ein Modell zur Detektion und Korrektur von Spannungsbandverletzungen entwickelt und veröffentlicht, vgl. [10]. Abschließend wurden verschiedene Energieversorgungsszenarien und der Einsatz der nutzerseitigen Verbesserungsmaßnahmen simuliert. Die Simulationsergebnisse und resultierende Erkenntnisse wurden in der Veröffentlichung [11] validiert. Die entwickelte Co-Simulation einschließlich ihrer Energiesystemmodelle, Szenarien und Daten ist in einem Open Source Repository frei zugänglich und für zukünftige Forschungen modular erweiterbar [12]. Das DSZ EMOB folgt damit der ZLE Open Science Declaration und den Standards der transparenten Energieforschung [13].

Modellierung

Für die Untersuchung der Forschungsziele im DSZ EMOB wurde eine Co-Simulation basierend auf dem mosaik 3.0 Framework entwickelt. Die entwickelte Co-Simulation für die Energiesystemanalyse (vgl.) folgt dem objektorientierten und modularen Aufbau von mosaik. Jedes Modell läuft in seinem eigenen Prozess. Mosaik orchestriert den Austausch von Parametern zwischen den Modellen und synchronisiert die Ausführungen der Modellprozesse der zeit-basierten Co-Simulation. Die entwickelten und modifizierten Modelle können anhand von drei Kategorien unterteilt werden:

- **Energy System Models:** Modelle zum Abbild energetischer Komponenten, vgl. Abbildung 7 grün und orange.
- **Control Models:** Modelle zur Steuerung und Koordination der Komponenten für Energieerzeugung und -speicherung, vgl. Abbildung 7 gelb.
- **Storage and Evaluation of Simulation Results:** Modelle für das Einlesen und Sichern von Datensätzen, vgl. Abbildung 7 blau.

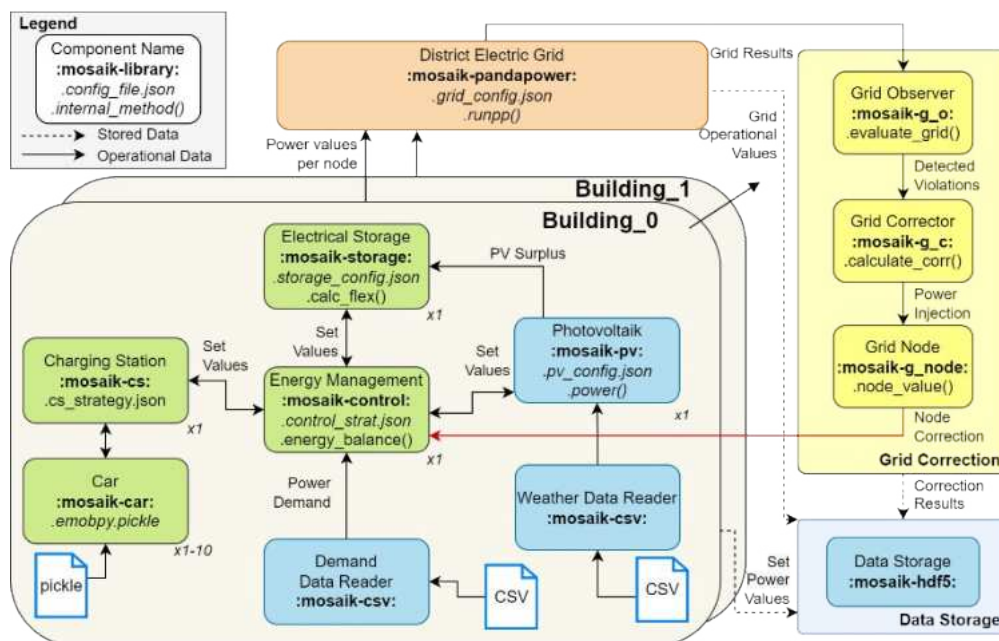


Abbildung 7: Übersicht über die Struktur der Co-Simulation, zugehöriger Modelle und Datenflüsse für die Analyse der Netzaufnahmefähigkeit für Elektrofahrzeuge im Quartier „Am Ölper Berge“ in Braunschweig, Niedersachsen

Im Rahmen des DSZ EMOB wurde das Stromnetz im Quartier „Am Ölper Berge“ untersucht. Dieses ist in Abbildung 8 dargestellt. Die Netzaufnahmefähigkeit im Quartier wurde unter Einhaltung der DIN EN 50160 untersucht, welche die Netzqualitätskriterien regelt. Konkret wurde die Netzaufnahmefähigkeit hinsichtlich möglicher Spannungsbandverletzungen untersucht. Der betrachtete Ausschnitt des Quartiers „Am Ölper Berge“ verfügt über 49 Mehrfamilienhäuser mit 1152

angenommenen Bewohner:innen. Aktuell sind 144 Parkplätze auf öffentlichem Grund verfügbar, die theoretisch für die zukünftige Ladung von Elektrofahrzeugen ertüchtigt werden können.

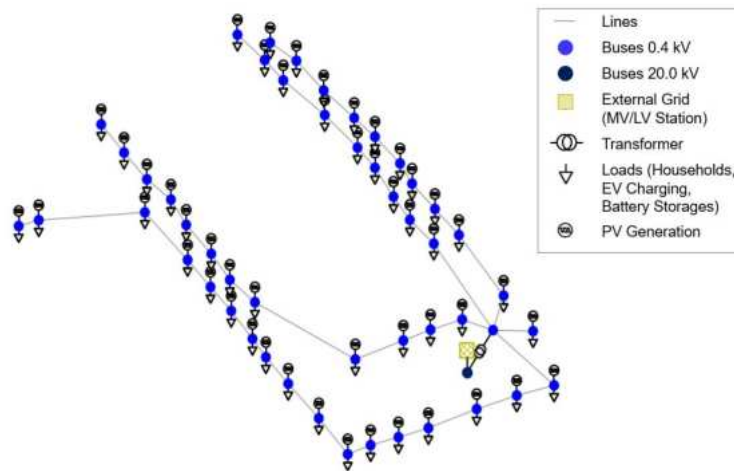


Abbildung 8: Niederspannungsnetz und zugehörige Hausanschlusspunkte im Quartier „Am Ölper Berge“

Neben den Komponenten zur erneuerbaren Energieerzeugung und -speicherung und der zentralen Steuerungskomponente des Grid Observers, vgl. dazu Veröffentlichung [10], wurden auch intelligente Ladestrategien für die Elektrofahrzeuge entwickelt. Die nachfolgende Abbildung 9 verdeutlicht die Funktionsweise der drei entwickelten Ladestrategien: prognoseorientiertes Laden (engl. forecast-based charging), solares Laden (engl. solar charging) und Übernachten (engl. night charging). Die intelligenten Ladestrategien stellen eine aufwandsarme nutzerseitige Verbesserungsmaßnahme dar.

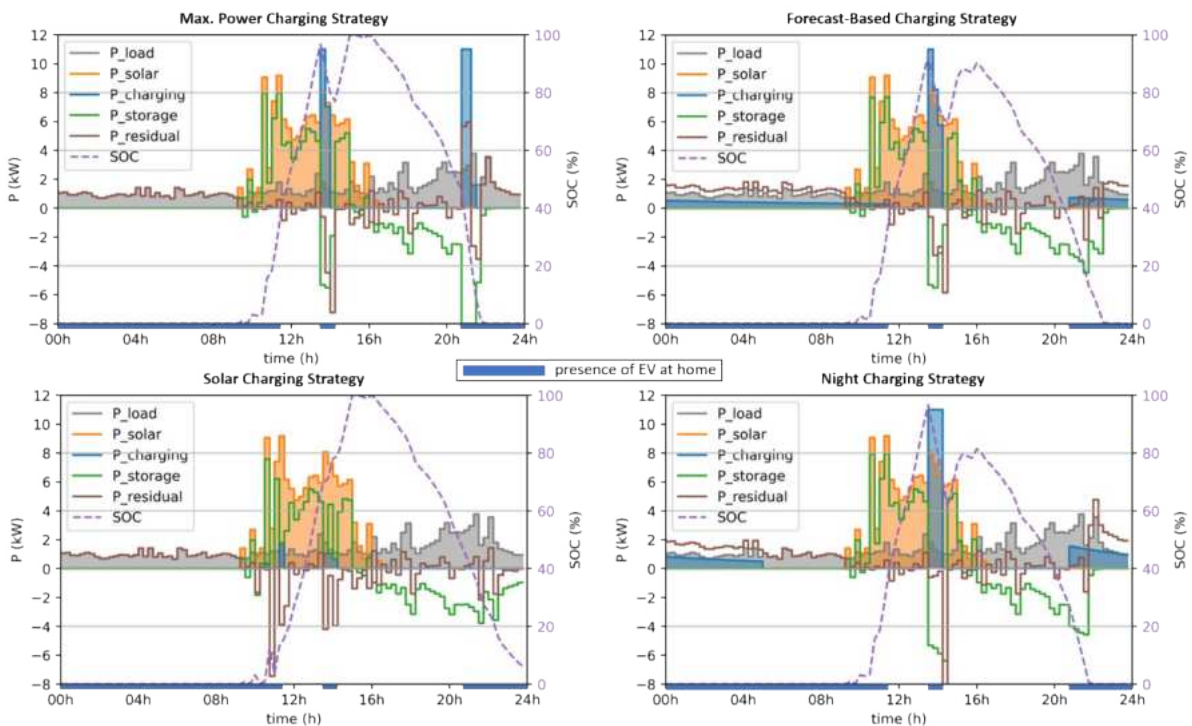


Abbildung 9: Darstellung der Funktionalität der entwickelten Ladestrategien für Elektrofahrzeuge

Simulationsergebnisse

In mehreren Szenarien wurden selbstentwickelte nutzerseitige Verbesserungsmaßnahmen zur kooperativen Energieerzeugung und -speicherung sowie intelligente Steuerungs- und Ladestrategien angewandt um die Netzaufnahmefähigkeit durch eine verbesserte Spannungshaltung zu erhöhen. Dabei wurden die Mehrfamilienhäuser im Quartier „Am Ölper Berge“ sukzessive durch die nutzerseitigen Verbesserungsmaßnahmen ertüchtigt. Die Abbildung 10 verdeutlicht die Simulationsergebnisse des DSZ EMOB anhand der Simulationsszenarien und der ausgewählten Ladestrategie.

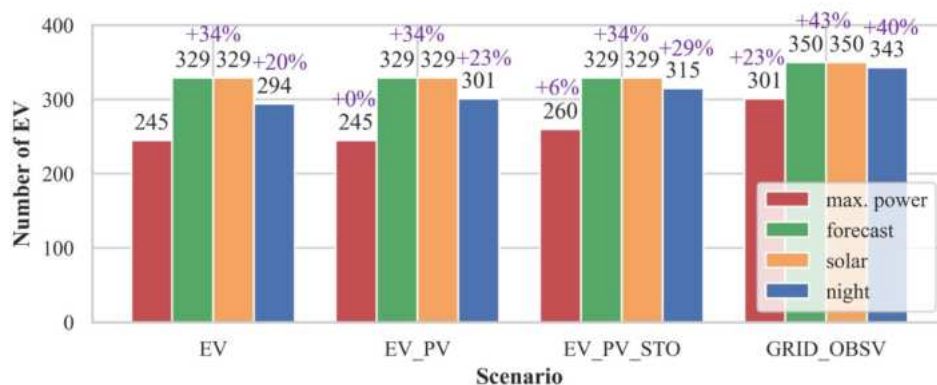


Abbildung 10: Netzaufnahmefähigkeit für EFZ im Quartier "Am Ölper Berge" basierend auf Simulationsszenario und Ladestrategie

Im nachfolgenden sind wesentliche Ergebnisse und Erkenntnisse des DSZ EMOB kurz zusammengefasst:

- **Ungesteuertes Laden (engl. max. power):** Das Szenario EV bildet die Netzaufnahmefähigkeit für Elektrofahrzeuge im Status Quo ab. Diese ist bereits ausreichend, um die erwartete Anzahl an EFZ im Quartier „Am Ölper Berge“ zu integrieren und übersteigt zudem die aktuelle Anzahl der verfügbaren Parkplätze von 144 deutlich. Die Szenarien EV_PV und EV_PV_STO sehen eine Ertüchtigung um Photovoltaikanlagen bzw. Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher vor. Es zeigt sich, dass aus alleinigem Hinzufügen von regenerativen Komponenten ohne Steuerung dieser oder der Ladevorgänge der EFZ keine Synergieeffekte für die Netzintegration der EFZ resultieren. Im Szenario GRID_OBSV können durch den zentralen Flexibilitätseinsatz zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen diese Synergieeffekte gehoben werden und somit die Netzaufnahmefähigkeit um bis zu 23 % gesteigert werden.
- **Gesteuertes Laden (forecast, solar and night charging):** In den Szenarien mit gesteuertem Laden kann insbesondere durch die prognosebasierte und solare Ladestrategie die Netzaufnahmefähigkeit um bis zu 43 % gesteigert werden.

Zusammenfassend gilt, dass aus alleinigem Hinzufügen von regenerativen Komponenten ohne Steuerung resultieren keine Synergieeffekte für die Netzintegration der EFZ resultiert. Intelligente Ladestrategien und ein zentralisierter Flexibilitätseinsatz heben dieses Potential und führen zu verbesserter Spannungshaltung und somit erhöhter Netzaufnahmefähigkeit im Quartier „Am Ölper Berge“. Die Abbildung 11 verdeutlicht dies nochmals in der Darstellung in den jeweiligen Simulationsszenarien auftretenden minimalen Spannungswerte. Detaillierte Ergebnisse können der Veröffentlichung [11] entnommen werden.

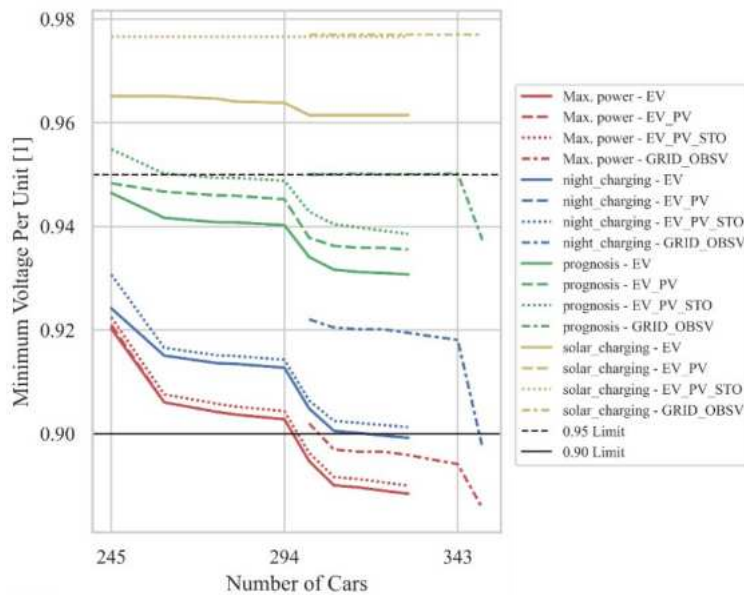


Abbildung 11: Auftretende minimale Spannungswerte in den Simulationsszenarien

Ausblick

Aufgrund des gewählten Open Source Ansatzes und dem zugrunde liegenden Co-Simulationsframework mosaik verfügt die Modellierung im DSZ EMOB über eine hohe Modularität und ist daher einfach erweiterbar. Außerdem wurden und werden die Erkenntnisse des DSZ mit den Praxispartner (Nibelungen Wohnbau GmbH) diskutiert, um einen Transfer der Erkenntnisse in die Praxis zu gewährleisten. Aus akademischer Sicht ist ein möglicher zukünftiger Forschungsansatz Untersuchungen zur Netzintegration von Wärmepumpen, die neben den Elektrofahrzeugen im Quartier ebenfalls Spannungsbandverletzungen verursachen könnten. Die im DSZ EMOB entwickelten Modelle bieten zudem eine Grundlage für die angestrebten Untersuchungen in den Durchstichszenarien IKT und Flexibilität. Darüber hinaus wird aus dem gewählten Forschungsprozess im DSZ EMOB eine Methode entwickelt und voraussichtlich im Rahmen des AP 2.4 veröffentlicht.

2.3 Durchstichszenario Netzbetrieb

Jan Petznik (DLR-VE), Thomas Poppinga (DLR-VE), Alejandro Rubio (DLR), Sarah Fayed (HS EL)

Gitlab Tag: [D1.3 Zukunftslabor Energie ZN3488](#)

Einleitung

Die Komplexität elektrischer Energiesysteme in Verteilnetzen nimmt stetig zu. Beispielsweise durch die steigende Anzahl dezentraler erneuerbarer Energieerzeugung und Speicherkapazitäten sowie die Zunahme der Elektromobilität. Veränderungen auf dem Energiemarkt durch die Zunahme von dezentralen Energieeressourcen (DER), Elektromobilität und lokalen Speicherkapazitäten fördern den Ausbau hin zu aktiven Verteilnetzen, die steuerbare und flexible Erzeuger- und Verbraucherlasten umfassen. Verteilnetzbetreiber müssen dieses dynamische Verhalten schon jetzt berücksichtigen, da sich die Komplexität des Energiesystems erhöht. Mit Hilfe von numerischen Simulationsmodellen lassen sich Systemkomponenten einzeln oder in Kombination mit anderen Modellen umfassend analysieren, um so das Systemverhalten zu untersuchen und optimierte Versorgungsszenarien und Managementkonzepte zu entwickeln. Die auf mathematischen Modellen basierenden Simulationen vernachlässigen jedoch in der Regel einige reale Effekte, komplexe Geräteeigenschaften oder kurzfristige dynamische Effekte sowie unvorhergesehene technische Hürden des realen Betriebs. Daher könnte die Einführung von Emulationen von Netzkomponenten die Qualität von Untersuchungen verbessern. Aktuelle Studien befassen sich mit Software-in-the-Loop (SiL)-, Hardware-in-the-Loop (HiL)- und Power-Hardware-in-the-Loop (PHiL)-Experimenten zum Testen realer Hard- oder Softwarekomponenten von Energiesystemen in Validierungsumgebungen, die Feldtests nahekommen [14,15]. Durch die Verfügbarkeit bestimmter Laborkomponenten und die möglicherweise größere Komplexität der zu untersuchenden Systeme sind jedoch Ansätze zur Laborkopplung zu erwägen. Ansätze mit geographisch getrennten Laboren haben gezeigt, dass die technischen Herausforderungen wie Synchronisationen, Latenzen oder die Interpretation von ausgetauschten Informationen zu den Herausforderungen gehören [16]. Dennoch wird diesen Ansätzen ein großes Potenzial für weitere Forschungsaktivitäten im Rahmen des Forschungsprojekts "Zukunftslabor Energie" (ZLE) zugesprochen, da sie dazu beitragen effizientere Laborumgebungen zu realisieren, numerische Modelle in Simulationen zu ergänzen und Kosten durch die Vermeidung von Redundanzen zu sparen.

Forschungsziel

Im Rahmen des Durchstichszenarios Netzbetrieb soll ein Konzept zur Kopplung räumlich bzw. geografisch getrennter Energielabore in Niedersachsen entwickelt werden (vgl. Abbildung 12). Dazu sollen das Renewable Energy Lab der Hochschule Emden/Leer (RE-Lab) und das Networked Energy Systems Emulation Center (Gridlab) des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) für gemeinsame Experimente genutzt werden. Für die Untersuchungen sind standardisierte Niederspannungs-Typnetze [17] aufzubauen, mit denen u.a. Strategien zur Spannungsregelung an Netzknoten mit Hilfe dezentraler Flexibilitätsbereitstellung simuliert werden können.

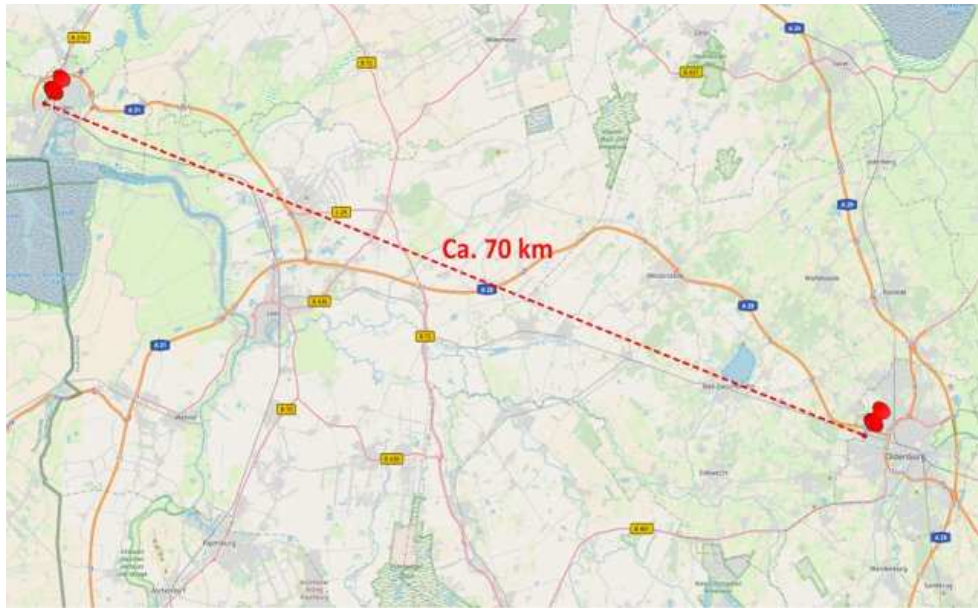


Abbildung 12: Die Labore der Hochschule Emden/Leer und des DLR-VE in Oldenburg liegen ca. 70 km von einander getrennt

Darüber hinaus soll gezeigt werden, dass durch den Zusammenschluss von Labor-Infrastrukturen verschiedener Forschungseinrichtungen größere Simulations- und Hardware-Emulationsumgebungen mit erweiterten Funktionalitäten erstellen lassen.

Vorgehensweise

Auf dem Gebiet der Co-Simulation mit Hardwarekomponenten wurden schon Arbeiten durchgeführt, weshalb zu Beginn eine Literaturrecherche durchgeführt wurde. Dadurch war die qualifizierte Auswahl eines passenden Kopplungsframeworks, hinsichtlich Schnittstellen, zeitlicher Auflösung und Echtzeitfähigkeit möglich. Dadurch ergaben sich Anforderungen an die IT Infrastrukturen und Komponenten der Labore der Hochschule Emden/Leer und des DLR hinsichtlich IT Sicherheit oder Personenschutz. In ersten Verbindungstest wurde eine ausreichende Leistungsfähigkeit des Frameworks festgestellt (siehe Abbildung 15), so dass mit den nächsten Schritten von der Szenarientwicklung bis hin zu Simulationen fortgefahren werden konnte. Grundlage für die Szenarien bildet das MONA 1 Niederspannungsnetz mit 21 Knoten [18]. Die Netzstruktur wurde in beiden Laboren in MATLAB/ Simulink modelliert, sowie in Teilen auch in den physischen Netzmodellen aufgebaut. Es wurden zwei Szenarien festgelegt, in denen jeweils Lastsprünge an einem Lastknoten bzw. einem Einspeiseknoten auftraten, die das Netz wiederum in Zustände außerhalb des stabilen Betriebs versetzen. Die Flexiblen Lasten und Einspeiser in beiden Laboren sollten auf diese Änderungen reagieren und den sicheren Betriebszustand wiederherstellen. Zu Validierungszwecken und zur Einordnung der Simulationsergebnisse wurden die Szenarien auch in rein numerischen Simulationen betrachtet.

Laborkopplung und Modellierung

Als Gateway für die Kopplung der Simulationen bzw. Labore wurde VILLASNode [19] gewählt. Entscheidende Gründe für die Wahl sind die Unterstützung von Simulationen in Echtzeit und die breite Auswahl an Schnittstellen für Simulationsumgebungen und standardisierten Protokollen. Jeder Teilsimulator oder zu integrierende Hardware wird über einen Knoten (Node) eingebunden und konfiguriert (vgl. Abbildung 13). Diese agieren als Gateway zwischen den einzelnen Teilen. Mit der Wahl von MATLAB/Simulink als Simulationssoftware steht nur der Knotentyp Socket zur Auswahl. Zur Integration weiterer Komponenten oder Simulationsumgebungen stehen auch weitere Schnittstellen

und Standardkommunikationsprotokolle wie IEC60870-5-104 oder MQTT zur Verfügung. Für den Aufbau der VPN Verbindung zwischen den Laboren wird die Software WireGuard genutzt.

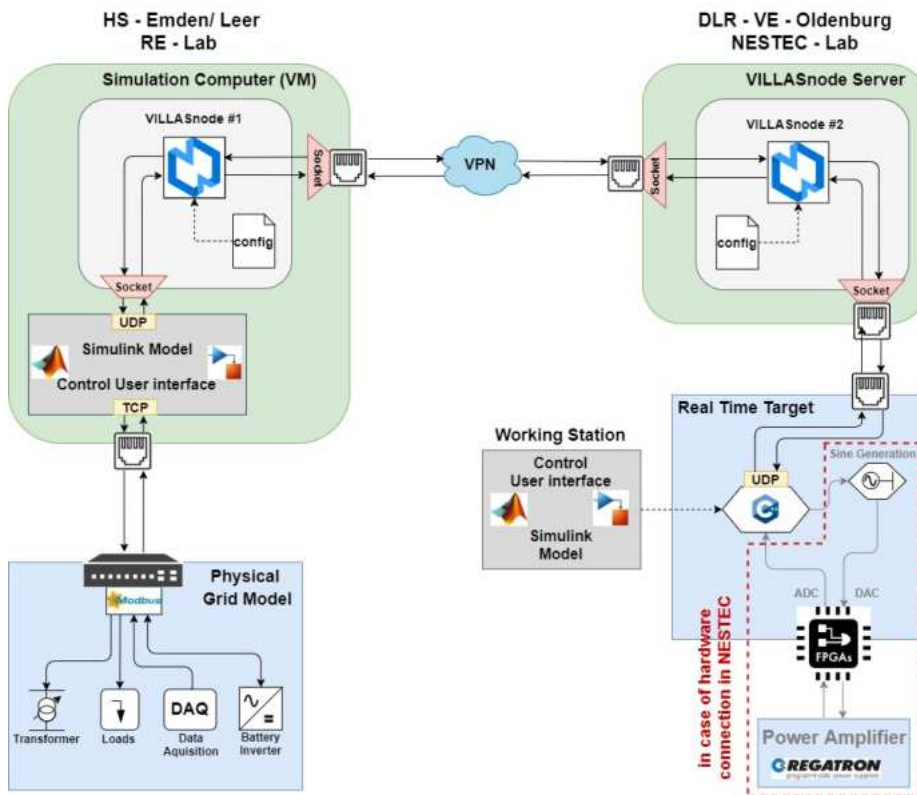


Abbildung 13: Kommunikationsstruktur für den Austausch von Daten zwischen RE-Lab und Gridlab

Für Analysen im Bereich der Netzsimulation und Netzoptimierung sind detaillierte Auswertungen und die Clusterung von realen Netzdaten in sogenannte Grundnetztopologien für eine Szenarioanalyse und eine ganzheitliche und systemübergreifende Bewertung sinnvoll. Auf diese Weise können Einflüsse systematisch untersucht werden und ihre Wirkung auf die Anwendung von Maßnahmen quantifiziert werden [18]. Aus diesen Gründen wird die Grundtopologie des Niederspannungsnetzes MONA Typ I (siehe Abbildung 14), bestehend aus 21 Knoten, 6 Leitungen mit einer Gesamtlänge von 728 m und einem Transformator besteht, wurde als Testnetz für die folgenden Simulationen ausgewählt.

Auf Basis dieser Netzstruktur wurden zwei Szenarien entwickelt, in denen einzelne Teilnehmer netzdienliche Dienste wie etwa flexible Leistungsanpassung anbieten sollten.

Dafür wurde das MONA I Netz in zwei Subnetze aufgeteilt, wobei Teil I im RE-Lab in Emden im physischen Netzmodell simuliert/ emuliert und Teil II im Gridlab in Oldenburg über Netzsimulatoren simuliert/emuliert wurden. Als fixe Schrittweite der Simulation wurde $100 \mu\text{s}$ gewählt und die Aktualisierungsrate der Ausgetauschten Daten zwischen den Laboren betrug 5 Hz. Die Netzspannung wird im Teilnetz II vorgegeben. Um Effekte eindeutiger erkennbar zu machen, wurde eine Proportionalregelung mit einer Verstärkung von $3 \cdot 10^{-4} \text{ V/W}$ in die Spannungsquelle integriert. Durch die Verwendung des VILLASnode-Gateways konnten die beiden Teile zu einer geografisch getrennten Co-Simulation verbunden werden. An CP1 wurden die gemessenen Spannungswerte von Teilnetz II zu Teilnetz I übermittelt und dort mittels Stelltransformator im Netzmodell umgesetzt. Als Feedback wurde der gesamte Strombedarf von Teilnetz I an die Simulation/Emulation in Oldenburg zurückgeführt.

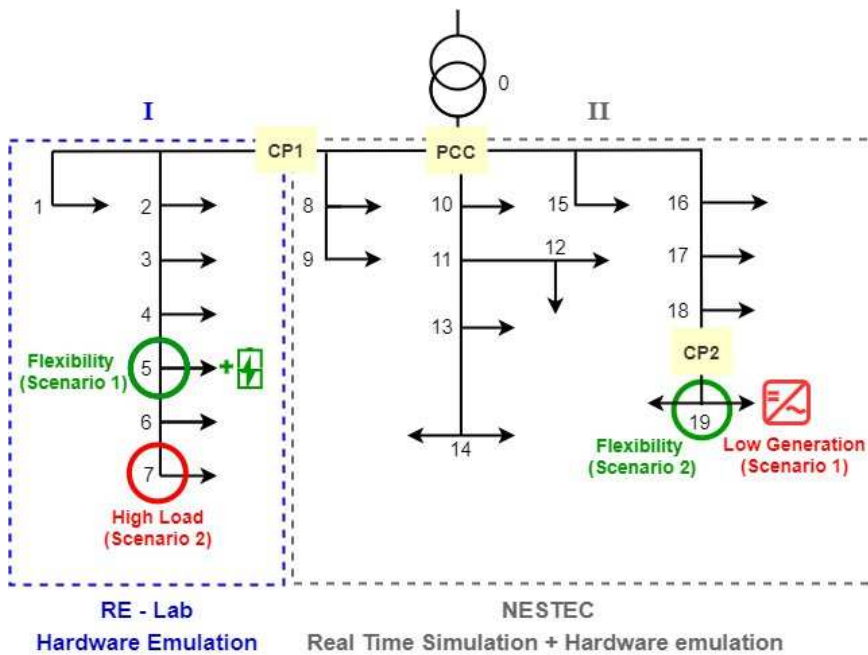


Abbildung 14: Aufteilung der MONA I Netzstruktur in zwei Teile zur Kopplung der Labore in Oldenburg und Emden. Die Szenarien [20]

Szenario 1: Ein dreiphasiger PV-Wechselrichter mit einer Ausgangsleistung von 10,5 kW ist an den Knoten 19 im Teilnetz II des Gridlab eingebunden. An den Flexibilitäts-Knoten 5 im Teilnetz I des RE-Labors ist ein AC-gekoppelter Batteriespeicherwechselrichter angeschlossen. Der Batteriespeicher verfügt über eine nutzbare Kapazität von 6,08 kWh und eine maximale Lade-/Entladeleistung von 3,33 kW. Ein plötzlicher Abfall der PV-Erzeugung auf 500 W führt zu einem Ungleichgewicht des Systems. Dieses verursacht eine Abweichung von der Nennspannung an den Transformatorklemmen, die sich auf das gesamte Netz auswirkt. Daraufhin wird ein Regelalgorithmus angewendet, um über den Batteriespeicher in 50 W Einspeiseschritten den Leistungsausfall zu kompensieren. Dies geschieht sobald die Spannung um -2 V von der Nennspannung abweicht. Die Leistungseinspeisung an Knoten 5 erfolgt alle 6 s, um eine angemessene Antwort des Batteriespeichers zu gewährleisten.

Szenario 2: Ein plötzlicher Lastanstieg von 20 kW an Knoten 7 wird im Teilnetz I des RE-Lab emuliert, während Knoten 19 im Teilnetz II in Oldenburg einen Flexibilitätsknoten darstellt. In diesem Szenario wird anstelle eines PV-Wechselrichters eine flexible Last als Hardware eingesetzt. Dieser Knoten bietet eine maximale Leistungsbereitstellung von -5 kW. Die Proportionalregelung für die Spannungsdifferenz erfolgt hier mit einem Quotienten von 1500 W/V.

Ergebnisse

Eine Kernfrage war, ob das angedachte System und die Umsetzung in den Laboren den Anforderungen an Latenz und Datenrate genügt. Abbildung 15 zeigt das Ergebnis eines Versuchs zur Ermittlung der Latenz zwischen den Laboren. Dafür wurde eine Sinusspannung von 230 V, 50 Hz in der Simulation erzeugt und von einem Leistungsverstärker im Labor in Oldenburg umgesetzt. Diese konnte mit externer Messtechnik aufgezeichnet werden (Abbildung 15, blaue Linie). Parallel dazu wurde das in der Simulation generierte Signal über das Gateway an ein Modell im RE-Lab Emden übermittelt und dort um die Hälfte verringert (Abbildung 15, rote Linie). Die tatsächliche Latenz zwischen den eigentlichen Simulationen bzw. Emulationen wurde dann über einen Spannungseinbruch in Oldenburg ermittelt, da dieser mit der Verzögerung aus Internet Latenz (Hin- und Rückweg), Durchlaufzeit im Modell in Emden und Umsetzung in der Hardware sichtbar würde.

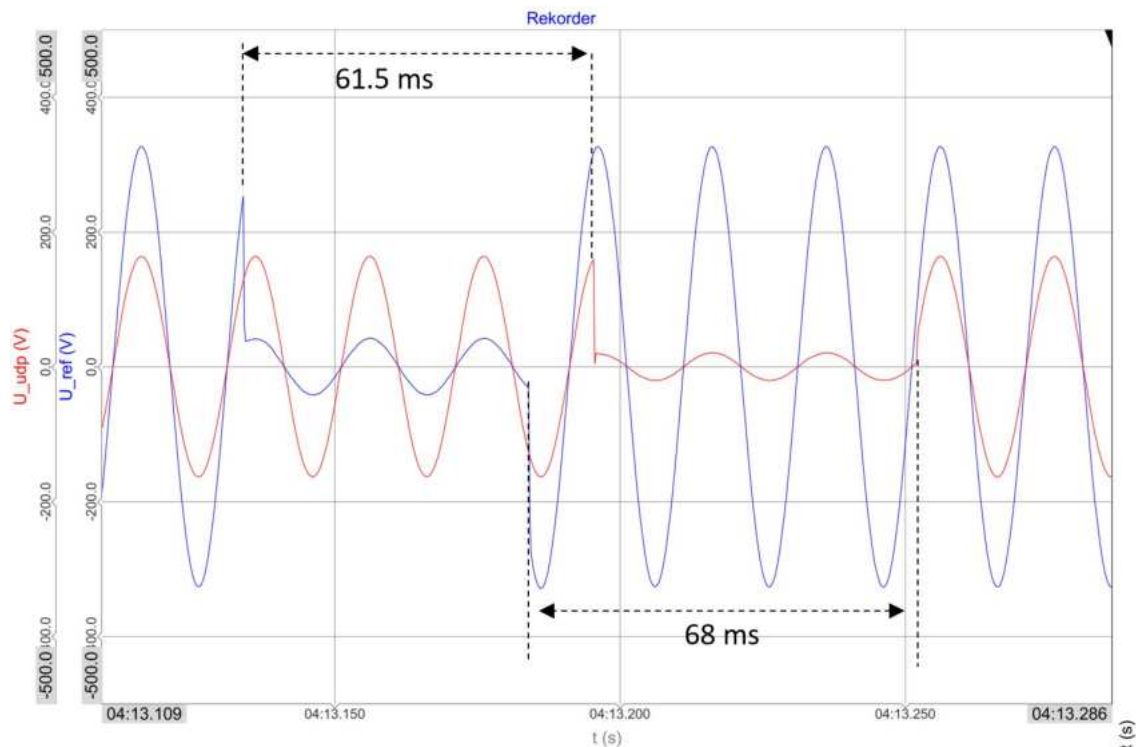


Abbildung 15: Die Latenz aus dem Testnetz im Labor in Oldenburg über das Modell im Labor in Emden und zurück zur Umsetzung in Oldenburg beträgt durchschnittlich 65 ms.

Abbildung 15 zeigt, dass vom Beginn des ursprünglichen Spannungseinbruchs (blaue Linie) bis zur Reaktion des manipulierten Vergleichssignals aus Emden (rote Linie) 61,5 ms vergehen. Nachdem sich die Spannung wieder erholt hatte, konnte auch dieser Effekt 68 ms später beim Signal aus Emden beobachtet werden. Über den betrachteten Zeitraum konnte eine mittlere Latenz von 65 ms ermittelt werden, was die Anforderungen für eine quasidynamische Echtzeitsimulation in Zeitschritten von einer Sekunde übererfüllt.

Der in Szenario 2 erzeugte Lastanstieg von 20 kW an Knoten 7 in Teilnetz I des RE-Lab sollte zu einem hohen Abfall der Spannung am Netzverknüpfungspunkt (PCC) führen. Als Folge darauf würde die flexible Last an Knoten 19 den Leistungsbezug soweit reduzieren, bis die Spannung wieder im Normalbereich liegt. Abbildung 16 zeigt diesen Vorgang für die monolithisch simulierte Variante (rote Linie) und die PHIL Co-Simulation (blaue Linie). Zu erkennen ist ein sofortiger Abfall der Spannung auf Werte unter 226 V. Damit wird eine Abweichung von der Nennspannung um fast 3 V erreicht, was für die flexible Last, bei einer proportionalen Leistungsbereitstellung von 1500 W/V, die fast die volle Ausnutzung des Flexibilitätspotenzials von -5 kW bedeutet. Dies ist in Abbildung 16 für die monolithische und die Co-Simulation zu erkennen. Auch ersichtlich ist, dass die flexible Last mit nur einem Viertel der Leistung des Lastanstiegs von 20 kW nicht in der Lage ist die Spannung auf den ursprünglichen Wert zu bringen.

Der Vergleich konnte somit zeigen, dass das gewünschte Verhalten in einer Co-Simulation inkl. PHIL erreicht werden kann. Einschränkend bei der aktuellen Umsetzung ist aber klar die Abweichung zwischen monolithischer Simulation und PHIL Co-Simulation. Ein leicht kapazitiver Leistungsfaktor führt bei gleicher Stromwertvorgabe zu einem reduzierten Wirkleistungswert. [20]

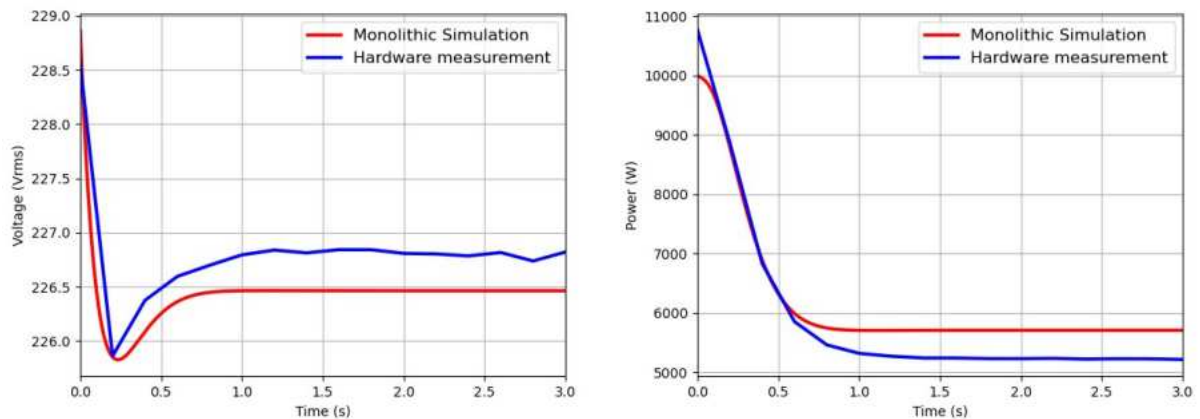


Abbildung 16: Ergebnisse aus Szenario 2. Vergleich der Spannung am Netzverknüpfungspunkt und Leistungsbereitstellung von monolithischer Simulation und PHIL Co-Simulation [20]

Ausblick

Die Versuche haben gezeigt, dass die Co-Simulation mit PHIL eine mögliche Alternative zur reinen Simulation sein kann. Einschränkungen, wie der Austausch von Werten zwischen den Laboren in einer von 5 Hz lassen aktuell nur Quasidynamische Simulationen mit einer minimalen Schrittweite von 1 s zu. Für wesentlich dynamischere Untersuchungen wie Elektromagnetische Vorgänge (EMT) in Echtzeit und im Bereich von wenigen Millisekunden ist zukünftig eine wesentlich gesteigerte Übertragungsfrequenz nötig.

In weiteren Untersuchungen ist nun die Integration der Sektoren Wärme und Mobilität erforderlich. Diese werden die elektrischen Netze zukünftig vor Herausforderungen stellen und bringen zudem eigene Verhaltensweisen und Modellierungsansätze mit sich.

Es hat sich auch gezeigt, dass über die Kopplung von Hardware an unterschiedlichen Standorten ein hohes Potenzial für die Zusammenarbeit von Forschungseinrichtungen, Partnern und Industrie besteht. Um den Zugang zu geografisch verteilten Simulationen zukünftig zu erleichtern kann ein Ready-to-Use System, bestehend aus vorkonfigurierten Industriecomputern als Gateway, stark unterstützend sein. Ein Transfer in die Praxis würde dadurch auch unterstützt werden.

3 Veröffentlichungen

Tabellarische Auflistung der Veröffentlichungen, die in Zusammenhang mit den hier erzielten Ergebnissen stehen.

„Titel“ - Konferenz/ Journalname	Datum der Veröffentlichung	Autorenschaft
„Electric mobility integration in energy communities: trending topics and future research directions” - 5th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2021)	27.09.2021	Eckhoff, S.; Wagner, H.; Werth, O.; Gerlach, J.; Breitner, M. H.; Engel, B.
„Analysis of the Grid Capacity for Electric Vehicles in Districts with a Major Need for Sustainable Energy Refurbishment: the Case of a District in Lower Saxony” - EnviroInfo 2021. Environmental Informatics - A bogeyman or saviour to achieve the UN Sustainable Development Goals?	27.9.- 29.9.2021	Wagner, Henrik; Eckhoff, Sarah; Fayed, Sarah; Penaherrera V., Fernando; Ofenloch, Annika; Werth, Oliver et al.
„An Open Source Grid Observer for the Analysis of Power Flexibilities in Low Voltage Distribution Grid Simulations.” - ICSGCE - 10th International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies	14.10.- 16.10.2022	Fayed, Sarah; Penaherrera Vaca, Fernando Andres; Wagner, Henrik; Rolink, Johannes
„Co-simulation-based analysis of the grid capacity for electric vehicles in districts: the case of ‘Am Ölper Berge’ in Lower Saxony - 6th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2022)	10.10.2022	Wagner, H.; Peñaherrera, F.; Fayed, S.; Werth, O.; Eckhoff, S.; Engel, B. et al.
„Open-Source Repository: Analysis of the Grid Capacity for Electric Vehicles in Am Ölper Berge District in Lower Saxony” (https://gitlab.com/zdin-ze/scenarios/gridcapacity-for-electric-mobility)		Wagner, H.; Penaherrera, F.; Fayed, S.; Eckhoff, S.; Werth, O.
„Collaborative Research Platform for Investigating the Impact of Digitalization on Robust Network Operation”, - ETG-CIRED-Workshop 2021 (D-A-CH): Innovationen im Verteilnetz	02.11.- 03.11.2021	Fayed, Sarah; Peznik, Jan; Poppinga, Thomas; Rubio, Alejandro; Schuldt, Frank; Rolink, Johannes
„Infrastructure of a Laboratory Coupled Co-simulation for the Investigation of Flexibility Provision in Distribution Grids“ - ETG Kongress 2023: Die Energiewende beschleunigen	25.05.- 26.05.2023	Fayed, Sarah; Rubio, Alejandro; Peznik, Jan; Rolink, Johannes; Schuldt, Frank;

4 Literaturverzeichnis

- [1] International Energy Agency. (2022, 5 19). Global EV outlook 2022: Securing supplies for an electric future. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>.
- [2] L. Held, et al., „The influence of electric vehicle charging on low voltage grids with characteristics typical for Germany,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 10(4), 2019.
- [3] H. Wagner, J. Wussow, and B. Engel, „NOVA measures in suburban low voltage grids with an inhomogeneous distribution of electric vehicles”, in *2020 4th E-Mobility Power System Integration Symposium*, digital, Darmstadt, Germany: Energynautics GmbH, 2020.
- [4] R. Fachrizal, et al., „Smart charging of electric vehicles considering photovoltaic power production and electricity consumption: A review,” *eTransportation*, vol. 4(100056), 2020.
- [5] A. Bampoulas and A. Karlis, „Provision of frequency regulation by a residential microgrid integrating PVs, energy storage and electric vehicle,” in *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*, Piscataway, NJ: IEEE, 2017, pp. 1–6.
- [6] European Commission Directorate-General for Energy, *Clean energy for all Europeans*. Luxemburg: Publications Office of the European Union, 2019.
- [7] S. Eckhoff, et al., „Electric mobility integration in energy communities: Trending topics and future research directions“, in *2021 IET 5th E-Mobility Power System Integration Symposium*, Hybrid Conference, Germany: IET, 2021, pp. 196–204.
- [8] L. Horstink, J.M. Wittmayer, and K. Ng, „Pluralising the European energy landscape: Collective renewable energy prosumers and the eu’s clean energy vision,” *Energy Policy*, vol. 153(112262), 2021.
- [9] H. Wagner, et al., „Analysis of the Grid Capacity for Electric Vehicles in Districts with a Major Need for Sustainable Energy Refurbishment: the Case of a District in Lower Saxony,” in *2021 35th edition of the EnviroInfo: Environmental Informatics - A bogeyman or saviour to achieve the UN Sustainable Development Goals?*, V. Wohlgemuth, S. Naumann, and H.-K. Arndt, Berlin: Shaker, 2021, pp. 65–66.
- [10] S. Fayed, et al., „An Open Source Grid Observer for the Analysis of Power Flexibilities in Low Voltage Distribution Grid Simulations,” in *2022 10th International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*, Kuala Lumpur, Malaysia: IEEE, 2022, pp.1–8.
- [11] H. Wagner, et al., „Co-simulation-based analysis of the grid capacity for electric vehicles in districts: the case of 'Am Ölper Berge' in Lower Saxony,” in *2022 IET 6th E-Mobility Power System Integration Symposium (EMOB 2022)*, Hybrid Conference, The Hague, Netherlands: IET, 2022, pp. 33–41.
- [12] H. Wagner, et al. (2023, 03 24). Open-Source Repository. Analysis of the Grid Capacity for Electric Vehicles in 'Am Ölper Berge' District in Lower Saxony. [Online]. Available: <https://gitlab.com/zdin-zle/scenarios/gridcapacity-for-electric-mobility>.

- [13] Zentrum für digitale Innovationen Niedersachsen – Zukunftslabor Energie. (2023, 03 24). ZLE Open Science Declaration. [Online]. Available: <https://www.zdin.de/uploads/ZLE-Open-Science-Declaration-v7.pdf>.
- [14] T. Strasser, S. Rohjans, and G. M. Burt, *Methods and Concepts for Designing and Validating Smart Grid Systems*. Basel: MDPI, 2019.
- [15] G. F. Lauss, et al., „Characteristics and Design of Power Hardware-in-the-Loop Simulations for Electrical Power Systems“, *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, vol. 63(1), pp. 406-417, 2016.
- [16] T. I. Strasser, E. C. W. de Jong, and M. Sosnina, *European Guide to Power System Testing. The ERIGrid Holistic Approach for Evaluating Complex Smart Grid Configurations*. Cham: Springer International Publishing, 2020.
- [17] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) | CC BY 4.0 (2023, 03 24). Basisnetztopologien MONA 2030. [Online]. Available: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/ffe-stellt-rechenfaehige-basisnetztopologien-aus-projekt-mona-2030-zur-verfuegung/>
- [18] A. Regett, et al., *Merit Order Netz-Ausbau 2030. SzenarioAnalyse - potenzielle zukünftige Rahmenbedingungen für den Netz-Ausbau: Abschlussbericht*, o.O. :FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017.
- [19] S. Vogel, M. Mirz, L. Razik, and A. Monti, “An open solution for next-generation real-time power system simulation,” in *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, IEEE, 2017, pp. 1–6.
- [20] S. Fayed, A. Rubio, J. Petznik, J. Rolink, S. Frank, „Infrastructure of a Laboratory Coupled Co-simulation for the Investigation of Flexibility Provision in Distribution Grids“ - ETG Kongress 2023: Die Energiewende beschleunigen, 2023 (zur Veröffentlichung eingereicht)