

# ANALYSE ZUKÜNFTIGER, ZELLULARER NIEDERSpannungsNETZE AUF EINEM PHIL TESTSTAND

Lars QUAKERNACK<sup>\*1</sup>, Anna STORK<sup>1</sup>, Thomas ENGELMANN<sup>1</sup>, Jens  
HAUBROCK<sup>1</sup>

## Motivation

Der Anteil von erneuerbaren Energien wächst deutlich, während konventionelle Erzeugung sinkt. 2024 entfielen etwa 283 TWh bzw. 57% der Bruttostromerzeugung Deutschlands auf erneuerbare Quellen. Die Energieversorgung wird durch die volatile Energieerzeugung von PV- und Windenergie beeinflusst, die wetter-, tages- und jahreszeitabhängig schwanken. Im Niederspannungsnetz können zeitgleich elektrische Verbraucher sowie Sektorengekoppelte Systeme wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen Lastspitzen verursachen.

Ein zellulares Energiesystem kann helfen diese Herausforderungen zu begegnen. Eine zellulare Niederspannungslösung teilt das Netz in hierarchische Zellen auf. Die Zellmanager verschiedener Ebenen koordinieren den Ausgleich von Leistung und Energien auf ihrer und der nächsthöheren Ebene.

Ziel der Arbeit ist es, das zellulare Modell auf einen Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL) Teststand zu übertragen, um unter reale Bedingungen zu testen und Unterschiede zur Simulation zu identifizieren. Dabei werden zuerst die Netzentwicklungsplan-Szenarien (NEP) auf dem PHIL-Teststand untersucht, darunter das Referenzszenario 2024 sowie Zukunftsszenarien für 2037b und 2045b.

## Konzept

Grundlage des Modells ist der zellulare Ansatz. Dieser besagt, dass das elektrische Netz aus mehreren Energiezellen besteht, die aufeinander aufbauen und miteinander interagieren können. Jede dieser Zellen stellt eine funktionale Einheit dar, in der Erzeugung und Bedarf ausgeglichen werden sollen. Zudem soll dieser Ausgleich auch zwischen den verschiedenen Zellen organisiert werden, um eine stabile und effiziente Energieversorgung sicherzustellen. Dabei wird angenommen, dass die einzelnen Zellen unterschiedliche Energieformen integrieren können, wodurch eine flexible und adaptive Netzsteuerung ermöglicht wird. In dieser Arbeit werden die untersten Zellebenen (Strang und Transformator) betrachtet.

In dem betrachteten Netz sind Profile von 111 Haushalts- bzw. Unternehmenslasten basierend auf den SimBench Datensatz hinterlegt. Die Anzahl der PV-Anlagen, Batteriespeicher, Ladeanlagen für EFZ und Wärmepumpen orientieren sich nach dem NEP. In Tabelle 1 ist aufgeführt, welche Komponenten in welcher Anzahl pro Jahr vorhanden sind (nach [6]). Auch ist die Anzahl dargestellt, um welche die jeweilige Komponente erhöht oder verringert wird (grün dargestellt).

Tabelle 1: Anzahl der Komponenten

	Last	PV-Anlagen		Batteriespeicher		Ladeanlagen für EFZ	Wärmepumpen
Jahr/Szenario	Leistung [kW]	Anzahl	Leistung [kWp]	Anzahl	Kapazität [kWh]	Anzahl	Anzahl
2024	560,16	62	149,4	19	65,49	6	5
	-146,8	+34	+344,6	+60	+335,22	+51	+26
2037	413,36	96	494	79	400,71	57	31
	-29,94	+13	+65,9	+16	+93,24	+19	+25
2045	383,42	109	559,9	95	493,95	76	56

<sup>1</sup> Hochschule Bielefeld Institut für Technische Energie-System (ITES), Interaktion 1 33619 Bielefeld  
Deutschland, +49.521.106-70341, lars.quakernack@hsbi.de,  
<https://www.hsbi.de/ium/forschung/agnes>

## Teststand

Um das Verhalten elektrischer Netze unter realistischen Bedingungen zu simulieren und zu testen wird ein PHIL Teststand im Labor genutzt. Dieser besteht aus Opal-RT Echtzeitsimulator, eine Quelle-Senke-Kombination, eine PV-Anlage, eine Ladeanlage für EFZ und ein Batteriespeicher. Ziel ist es, verschiedene Szenarien zu analysieren und Optimierungspotenziale zu identifizieren. Der Teststand ermöglicht es, einen Knotenpunkt des elektrischen Netzes nachzubilden, um den Bedarf sowie die Erzeugung von Leistung an diesem analysieren zu können. Die Kommunikation erfolgt über Modbus.

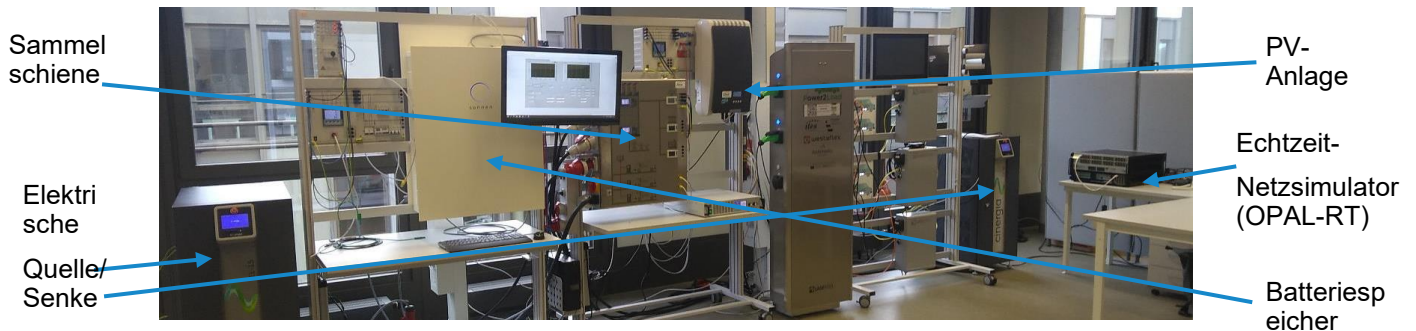


Abbildung 1: Hardware-in-the-Loop (HiL)-Teststand

## Erwartete Ergebnisse

Im Folgenden sind die Ergebnisse einer Winterwoche auf der Transformatorebene dargestellt. Dafür werden die Simulationenwerte vom Echtzeitsimulator skaliert auf den Teststand übertragen und die Auswirkung auf diesen getestet. In Abbildung 2 ist die KW 8 mit der höchsten Leistungsspitze in diesem Jahr dargestellt. Besonders hervorzuheben sind die hohen Leistungsgradienten zwischen der Einspeisung und dem Verbrauch und der größte Leistungsbedarf tritt am Dienstagabend um 18:49 Uhr von 1,05 p.u.. Wobei auch am Montag, Donnerstag und Samstag die vom VDE FNN definierte Überlast Grenze von  $0.8 \cdot P_{\text{trafo\_max}}$  überschritten wird.

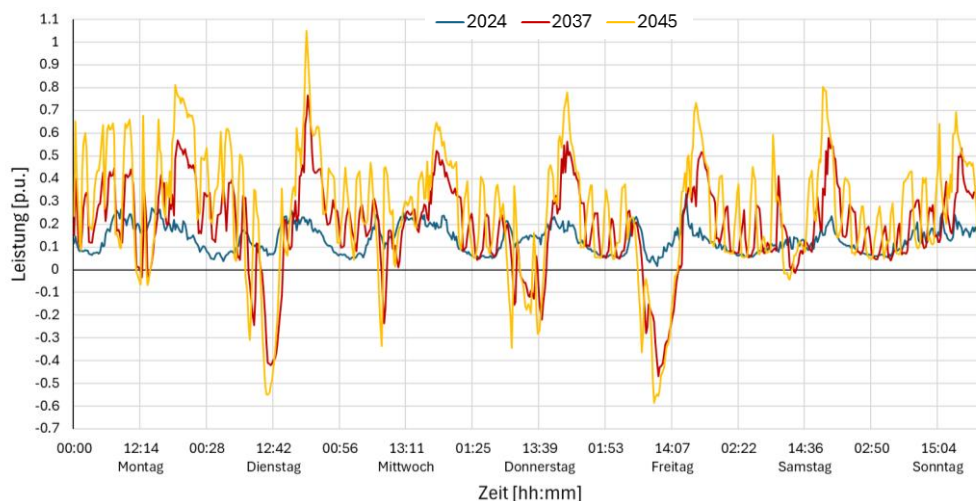


Abbildung 2: Transformatorleistung Winterwoche (KW8)

## Referenzen

- [1] Statistisches Bundesamt, „Energieerzeugung,“ [Online]. Available: [https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/\\_inhalt.html](https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/_inhalt.html). [Zugriff am 18 Juni 2025].
- [2] Bundesnetzagentur, Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045, Bonn, 2025.
- [3] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., *Zellulares Energiesystem*, Frankfurt am Main, 2019.