

Forschungsprojekt MobiGrid

Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz

Die Novellierung des § 14a EnWG, die eine weitreichende Prägung für die Gestaltung der künftigen Netzwirtschaft verspricht, zielt darauf ab, schon jetzt die Weichen für umfassende Transformationen zu stellen. Im Verbundvorhaben MobiGrid wurde empirisch untersucht, unter welchen Bedingungen der strategische Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen einen substantziellen Beitrag für eine sichere Stromversorgung leisten kann – vor allem angesichts der progressiv steigenden Beanspruchung der Netzinfrastruktur – und wie sich dadurch potenzielle Netzengpässe sowie die Überlastung von Betriebsmitteln prädictiv verhindern lassen.

Mit Beginn der Untersuchungen in Q3 2020 startete das Konsortium MobiGrid noch weit vor der Ratifizierung des aktuellen § 14a EnWG. Es war bereits beim Projektbeginn absehbar, dass eine zukunftsgerichtete Netzführung nur dann gelingt, wenn eine resiliente Modellierung von Netztopologien in einem Niederspannungsnetzrechner ermöglicht und eine Simulation des Netzzustands gewährleistet (**Bild 1**).

Durch Analyse und Bewertung des Netzschutzkonzepts ist es möglich, die Resilienz des Niederspannungsnetzes gegenüber Störungen zu sichern. Zudem ist die strategische Einsatzplanung und Steuerung von Flexibilitätsanlagen entscheidend, um auf Energieangebots- und Nachfrageschwankungen reagieren sowie die Netzstabilität sicherstellen zu können.

Das Verbundvorhaben MobiGrid wählte hier einen transinterdisziplinären Ansatz zur Untersuchung der Forschungsthesen in einem Reallabor. Hierzu wurden neben einer weitreichenden Digitalisierung einer Ortsnetzstation auch Messungen bei Endkunden und öffentlichen Verbrauchern, vorwiegend Ladesäulen und Quartierspeicher, installiert. Neben der Erfassung und Auswertung von Messdaten spielte das Einbeziehen von Anlagenbetreibern der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung eine zentrale Rolle.

Vor allem im Kontext der aktuellen Regelungen des § 14a EnWG kann eine zielführende Umsetzung nur gelingen, wenn diese integrativ betrachtet wird. Hier sind Anlagenbetreiber, im weitesten Sinne Haushaltskunden, hervor-

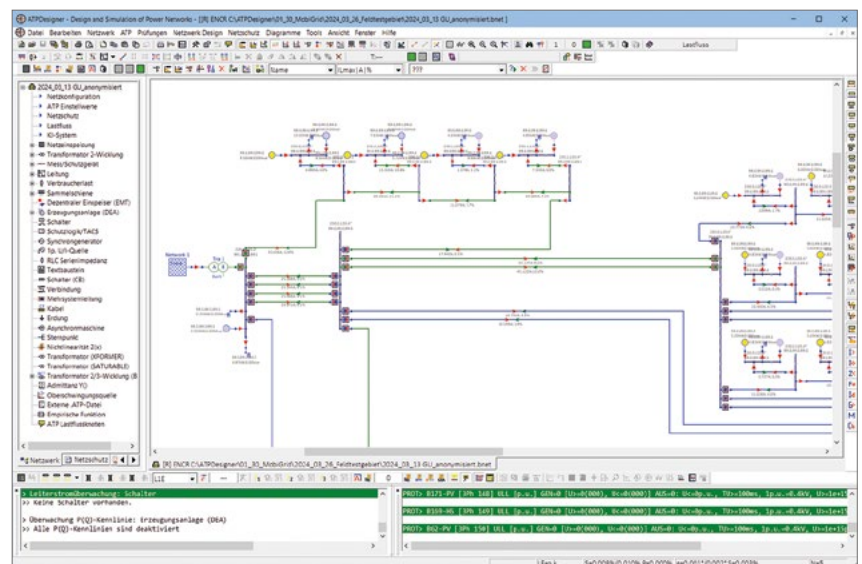


Bild 1. Netzmodellierung im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner (www.atpdesigner.de)

zuheben. Die hohe Komplexität der Steuerprozesse zeigte sich bereits in der Durchführung des Redispatch 2.0 im Allgemeinen für Gewerbekunden. Eine Vereinfachung ist durch § 14a EnWG nicht zu erwarten, weshalb eine umfangreiche Kundenkommunikation für Netzbetreiber entscheidend sein wird.

Neben zentralen Erkenntnissen in der Kommunikationsstrecke ergaben qualitative Befragungen Kennwerte für den Aufbau des Prognosemodells. Rückschlüsse durch sozioökonomische Kriterien, wie Beschäftigungsverhältnis oder Familienstand, geben direkte In-

dikatoren für das Verbrauchs- und Ladeverhalten einzelner Haushalte oder unterbrechbarer Verbrauchseinheiten wie Wallboxen an. So ist zum Beispiel von einem Haushalt, bei dem sich alle Mitbewohner im Homeoffice befinden, ein anderes Ladeverhalten an den Wallboxen zu erwarten als von einem Mehrpersonenhaushalt, bei dem sich alle Erwerbstätigen im Schichtdienst befinden. Dies konnte mit den erhobenen Messwerten bestätigt werden. Aus den qualitativen Experteninterviews ging des Weiteren hervor, dass zum Beispiel Vehicle-to-Grid-Anwendungen ein hohes theoretisches Potenzial haben,

jedoch auf die Kundenbedürfnisse abgestimmt sein müssen. Die Veränderung der Nutzungsgewohnheiten muss hier berücksichtigt werden, um perspektivisch ein zielführendes Marktmodell aufzubauen.

Neben neuartigen Verbrauchern soll hierbei auch die Adressierung historischer Muster berücksichtigt werden. Die Haushaltsverbrauchsprognose nimmt eine zentrale Rolle bei der Netzzustandsberechnung im Niederspannungsnetz ein. Die gemittelten Standardlastprofile müssen dynamischer gestaltet werden. Technokulturelle Änderungen, aber auch der Zuwachs an unterbrechbaren Verbrauchern und Erzeugern, ändern das Lastprofil eines Haushalts weitreichend und individualisieren dieses stark. Neben dem Zuwachs müssen auch neue Parameter bei der Netzplanung beachtet werden. Ein Beispiel sind die bestehende Baustruktur und Bauphysik. Es lassen sich relevante Kennzahlen in der Effizienzklasse des Hauses finden, die in direkter Korrelation mit Prognosebildung und Netzplanung stehen müssen. Das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen ist bei Neubaugebieten deutlich geringer als im Altbaubestand, da die Leistungsklassen und die Bezugsleistungen der Wärmepumpen deutlich geringer sind. Zudem ergibt sich ein Flexibilitätspotenzial auch im Sommer, da Wärmepumpen als Klimaanlage eingesetzt werden können.

Dies rückt einen zentralen Aspekt der künftigen Netzplanung und Steuerung in den Fokus: Qualität und Verfügbarkeit der Daten. Ein Smart Grid kann nur dann aufgebaut werden, wenn die eher getrennt arbeitenden Bereiche Messstellen- und Netzbetrieb stärker kooperieren und integrativ betrachtet werden.

Die Bedeutung der Datenqualität und der daraus abgeleiteten Prognosegüte kann nicht hoch genug eingeschätzt werden, da sie für die Überwachung und Steuerung des Stromnetzes unerlässlich sind. Die Zuverlässigkeit von Prognosen hängt maßgeblich von der Qualität und der Aktualität der Daten ab. Die Herausforderungen für die Netzplanung sind umso besser zu bewältigen, je mehr Daten vorliegen. Wird zum Beispiel mit den Daten der minimalen PV-Leistung sowie einem umfangreichen Heizkonzept im Neubaugebiet geplant, können Hochlaufszenerarien effizient in die Netzplanung integriert werden.

Technologiefolgeabschätzung von dimmbaren Verbrauchern

Abgeleitet aus den Prognosezeitreihen und den anlagenspezifischen Daten wurde die Netzzustandsbewertung im Prognosezeitraum für das Niederspannungsnetz des Reallabors evaluiert. Im Sinne von § 14a EnWG oder § 14c EnWG muss eine ausreichende Netztransparenz hergestellt werden. Darauf aufbauend konnten Szenarien berechnet werden. Es wurden neben reinen Hochlaufszenerarien von unterbrechbaren Verbrauchereinrichtungen auch hohe Gleichzeitigkeiten betrachtet, die zum Beispiel durch ein Marktsignal im Sinne des §14c EnWG ausgelöst werden könnten.

Die Prognosen wurden im JSON-Format mit dem im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner integrierten Webserver empfangen, und auf dieser Basis wurden Flexibilitätssfahrpläne berechnet. Der Webserver ermöglichte eine dezentrale Netzberechnung lokal beim Netzbetreiber. Das Netzberechnungsprogramm, das auch in einer Cloud-Infrastruktur mit virtuellen Maschinen arbeitet, konnte flexibel an die Anforderungen der Anwender angepasst werden. Eine Rest-API im Webserver sorgte für eine effiziente Nutzung der Infrastruktur, während ATPDesigner die netzphysikalischen Zusammenhänge und die Netztopologien berücksichtigte.

Die Flexibilitätssfahrpläne wurden mit einer Sensitivitätsanalyse berechnet, die die physikalischen Auswirkungen der Flexibilitätsoptionen auf den Netzzustand ermittelte. Dazu wurden die Leistungsflussgleichungen des Stromnetzes im Arbeitspunkt linearisiert.

Die Sensitivitätsmatrix S in **Gleichung 1** ergibt sich dabei aus der Multiplikation der inversen Jakobimatrix J^{-1} mit der Matrix der partiellen Ableitungen der Leistungsflussgleichungen $(f_1 \dots f_i \dots f_N)$ nach den Knotenleistungen $(P_1 \dots P_j \dots P_N)$.

Schon beim aktuellen Stand der Technik war zu erkennen, dass das bestehende Netzschutzkonzept unter Beachtung der Flexibilitätssfahrpläne die Netzstabilität sichert.

Aus Ergebnissen der Szenarien-Methodik ließen sich Indikatoren für den planerischen Netzbetrieb ableiten. In **Bild 2** soll hier der Wert der größten auftretenden Leistung beziehungsweise Stromauslastung am Transformator dienen.

Im niederspannungsseitigen Reallabor MobiGrid stellten Hochlaufszenerarien

$$S = J^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial P_j} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial P_N} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_i}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial f_i}{\partial P_j} & \dots & \frac{\partial f_i}{\partial P_N} \\ \vdots & & \vdots & & \vdots \\ \frac{\partial f_N}{\partial P_1} & \dots & \frac{\partial f_N}{\partial P_j} & \dots & \frac{\partial f_N}{\partial P_N} \end{pmatrix}$$

Gleichung 1. Sensitivitätsmatrix

von PV-Anlagen, E-Mobilität und Wärmepumpen keine nennenswerte Netzbelastung dar (Szenarien 1, 3). Anders verhält sich dies bei hohen Gleichzeitigkeiten (Szenarien 2, 5). Hier können Heimspeicher zwar netzpuffernd wirken, dies gilt aber nicht, wenn diese gleichzeitig marktorientiert agieren. Des Weiteren dürfen Nachholeffekte bei der E-Mobilität nicht unterschätzt werden. In den E-Mobilitäts-Hochlaufszenerarien verstärkten Nachholeffekte teilweise bereits bestehende Netzbelastungen, die im Anschluss an eine vorgegebene Reduktion der Ladeleistung auftreten können.

Die Analyse der Netzstabilität lässt erkennen, dass nicht jede Abweichung von etablierten Betriebsnormen zwangsläufig zu Versorgungsproblemen führt. Thermische Regelsysteme und Energiespeicher können zur Sicherstellung der Netzstabilität beitragen, um Netzengpässe zu beheben. Bei Sicherheitsgefährdungen greifen weitere Schutzorgane ein, um die Netzsicherheit zu gewährleisten. Die Klärung von Vorrangrechten ist entscheidend für eine effiziente und diskriminierungsfreie Verteilung der Netzkapazitäten, ebenso wie die strategische Netzplanung und der Netzausbau. Dabei ist zu beachten, dass der Netzausbau, abhängig von der Häufigkeit der Netzüberlastungen, nicht immer durch alternative Maßnahmen ersetzt werden kann.

Umgang mit hoher Netzlast

Die Untersuchungen in MobiGrid zeigen, dass kritische Netzzustände durch den gezielten Einsatz von Flexibilitätspotenzialen prädiaktiv aufgelöst werden können. Problematisch erscheint, dass die Regelungen von § 14a EnWG einen Flexibilitätseinsatz erst bei Eintritt eines kritischen Netzzustands erlauben und der Einsatz mit extrem kurzer Vorlaufzeit erfolgen muss.

In MobiGrid wurde der Ansatz verfolgt, durch eine rollierende Prognose von Netzzustand und Flexibilitätss-

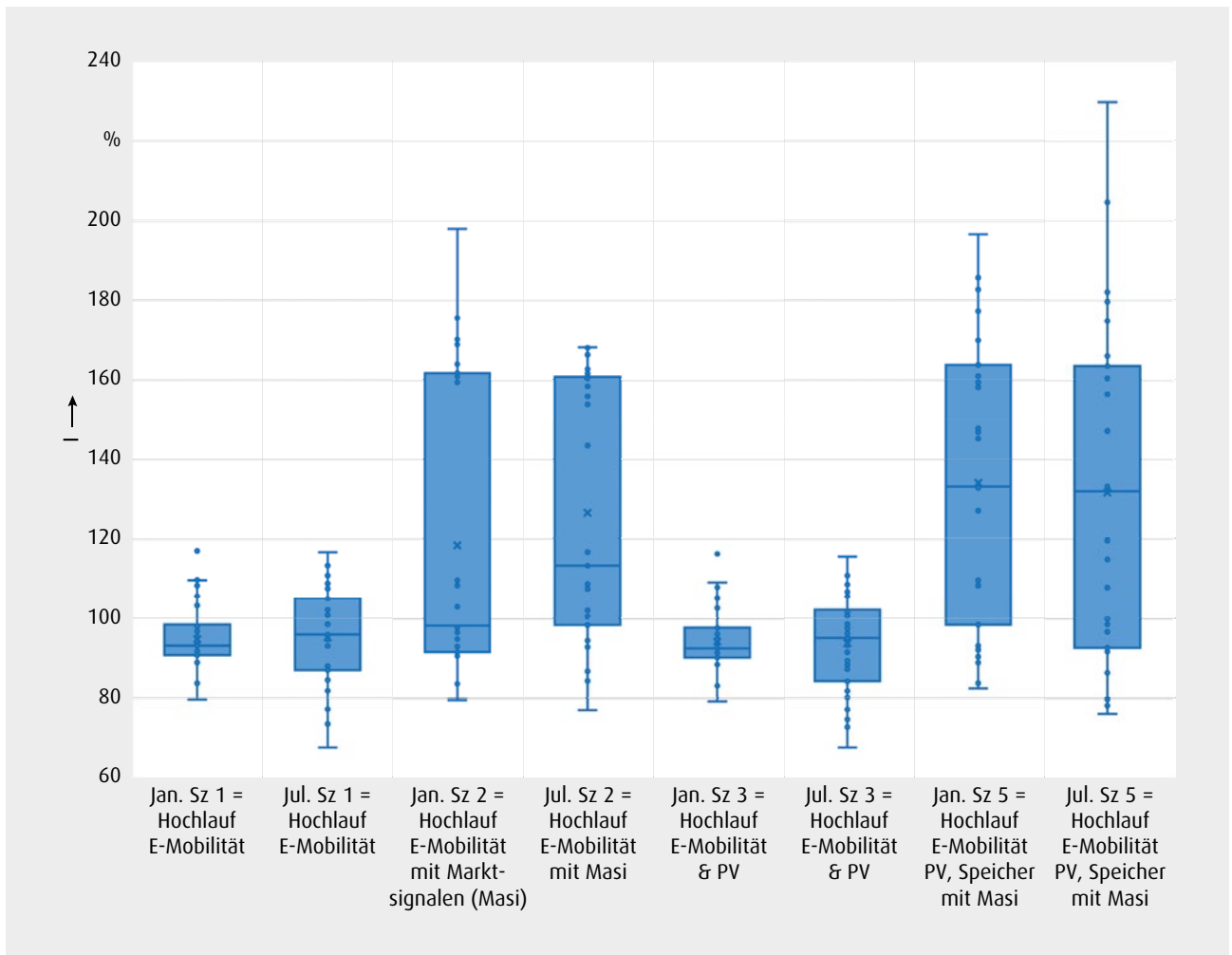


Bild 2. Ergebnisse Szenario-Methodik

potenzialen einen präventiven Einsatz von Flexibilität zu ermöglichen und damit das Eintreten kritischer Netzzustände zu vermeiden.

Die damit verbundenen längeren Vorlaufzeiten bieten zusätzlichen Spielraum, in einem Marktprozess eine optimale Auswahl zu aktivierender Flexibilitäten zu treffen, die die Bedürfnisse von Netzbetreibern und Haushalten gleichermaßen berücksichtigt. Haushaltsbefragungen im Rahmen des Feldtests ergaben eine starke Präferenz für diesen Ansatz.

Die Empfehlung der Projektpartner ist, dass die Ausgestaltung von § 14c EnWG einen geeigneten Rechtsrahmen für einen präventiven Flexibilitätseinsatz schafft. Der bestehende § 14a EnWG stellt dann eine Ergänzung oder Rückfallposition dar, wenn die marktliche Beschaffung von Flexibilitäten nicht in ausreichendem Umfang gelingt. Wie die explorative Szenario-Methodik in

MobiGrid zeigt, stellt eine hohe Gleichzeitigkeitsbelastung eine nicht intendierte Netzbelastung dar. Es gilt, geeignete Marktmechanismen zu entwickeln, um die vollen Synergiepotenziale der Steuerinfrastruktur heben zu können.

Neben einem Flexibilitätseinsatz besteht auch die Möglichkeit, kritische Netzsituationen in Form von Infrastrukturmaßnahmen durch Ersatzneubau oder Netzausbau zu vermeiden.

Nach den Erkenntnissen von MobiGrid kann zum Beispiel eine gezielte Verstärkung der Bemessungsleistung eines Transformators und/oder zentraler Stammstrecken in der Nähe des Transformators einen wesentlichen Beitrag leisten. Hingegen liefern regelbare Transformatoren (Ront) einen eher geringen Beitrag, da kritische Netzzustände im vermaschten Netz überwiegend strom- und nur selten spannungsbedingt sind. In Strahlennetzen könnte der Ront wirksamer sein. Blindleistung

aus Wechselrichtern kann notwendige Wirkleistungsanpassungen reduzieren. Grundlage ist die VDE-AR-N 4105. Diese sind im verwendeten Netzberechnungsprogramm integriert, wurden in MobiGrid jedoch nur prinzipiell untersucht.

Theoretisch wurde der Einsatz von DC-Netzen untersucht. Für die E-Mobilität könnten DC-Netze mit einem Quartierspeicher und DC-Ladesäulen eine Option darstellen, hohe Leistungsschwankungen im AC-Netz zu vermeiden. Allerdings erscheint ein paralleler Aufbau eines DC-Netzes zu einem vorhandenen AC-Netz wirtschaftlich nicht sinnvoll. Eine DC-Netzinfrastruktur im urbanen Umfeld erscheint nicht ausgeschlossen, ist aber aktuell von eher geringer Relevanz.

Projektpartner

Die e-netz Südhessen AG beteiligte sich in MobiGrid als Netzbetreiber und Konsortialführer. Neben der Weiterentwick-

lung bestehender Infrastrukturen aus bisherigen Projekten war es ein wesentliches Ziel, Rückschlüsse aus den erwarteten Auswirkungen der E-Mobilität auf die Stromnetze zu ziehen und daraus Potenziale zur Nutzung der E-Mobilität als dezentrale Flexibilität aufzuzeigen.

Das Institut für Elektrische Energiesysteme der htw saar brachte seine Kompetenzen in der Stromnetzberechnung und der Netzschutztechnik ein. Mit performanten Netzberechnungsverfahren erstellte das Institut mit dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner Flexibilitätsfahrpläne.

Das Fraunhofer IESE beteiligte sich an MobiGrid als eines der führenden Forschungsinstitute im Bereich digitaler Zwillinge und Industrie 4.0. Hierfür

wurde die Open-Source-Middleware Eclipse BaSyx auf die Energiewirtschaft transferiert. Die Middleware soll bei zunehmender Komplexität und erhöhtem Kommunikationsbedarf eine performante und resiliente Systemarchitektur bieten.

Danksagung

Die Projektpartner danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) für die Zuwendungen im Projekt MobiGrid (FKZ: 03EI4016) und dem Projektträger Jülich (PTJ) für die freundliche Unterstützung.

>> M.Sc. **Christian R. Hein**,
Kerstin Lerchl-Mitsch,
 MBA **David Petermann**,
Nicole Büchau,
 e-netz Süd Hessen AG, Darmstadt

M.Sc. **Lucas Simon**, M.Sc. **Vanessa Spies**,
 M.Sc. **Andreas Winter**,
 Prof. Dr.-Ing. **Michael Igel**,
 Hochschule für Technik und Wirtschaft
 des Saarlandes, Saarbrücken

M.Sc. **Nishanth Laxman**,
 M.Sc. **Christian Wolschke**,
 Fraunhofer-Institut für Experimentelles
 Software Engineering IESE, Kaiserslautern

Korrespondierender Autor:
 M.Sc. **Christian R. Hein**,
 e-netz Süd Hessen AG,
 hda Promotionszentrum
 Nachhaltigkeitswissenschaften

>> christian.hein@e-netz-suedhessen.de

>> www.entega.ag/mobigrd

Anzeige

NEWS | MAGAZINE | **JOBS** | MARKTPARTNER | TERMINE

www.energie.de/jobs

Das Portal der
 Energiewirtschaft