

ENTWICKLUNG UND REALISIERUNG EINES UNIVERSELLEN LEISTUNGSMANAGEMENT- SOWIE MONITORINGSYSTEMS ZUR ERHÖHUNG DER TRANSPARENZ UND BEDARFSGERECHTEN BETRIEBSWEISE VON NIEDERSPANNUNGSNETZEN AM BEISPIEL EINES PILOT-VERTEILNETZES

**Jonas CLAUS¹, Günter SCHULZ¹, Markus KOSCH², Christian REHTANZ³,
Mara HOLT³, Dominik HILBRICH³, Thomas SCHWIERZ³, Christian WAGNER⁴,
Marco GREVE⁴**

¹ ct.e Controltechnology Engineering GmbH, Westring 303, 44629 Herne, Tel. +49 2323 925{138|130}, Fax +49 2323 925131, {claus | schulz}@cte-ingenieure.de, www.cte-ingenieure.de

² AVU Netz GmbH, An der Drehbank 18, 58285 Gevelsberg, Tel. +49 2332 80308, markus.kosch@avu-netz.de, www.avu-netz.de

³ ie³ der TU Dortmund, Emil-Figge-Str. 70, 44227 Dortmund, Tel. +49 231 755{2396|7534|4318}, Fax +49 231 7552694, {christian.rehtanz | mara.holt | dominik.hilbrich | thomas.schwierz}@tu-dortmund.de, www.ie3.etit.tu-dortmund.de

⁴ ef.Ruhr GmbH, Emil-Figge-Str. 76, 44227 Dortmund, Tel. +49 231 700981{67 | 68}, {christian.wagner | marco.greve}@efruhr.de, www.efruhr.de

Kurzfassung:

Es besteht politisch-wissenschaftlicher Konsens hinsichtlich der Erforderlichkeit einer umfassenden Reduktion der CO₂-Emissionen. Dies spiegelt sich im *Green Deal* der EU [1] sowie der nationalen Umsetzung in Form des deutschen Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 [2]wieder. Infolgedessen wird sich der massive Zubau von dezentralen regenerativen Erzeugungsanlagen (EZA) sowie von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge noch weiter beschleunigen, woraus sowohl deutlich stärker Belastungs- als auch deutlich höhere Rückspeisesituationen in den Niederspannungsnetzen resultieren.

Bisher basiert die Planung von Niederspannungsnetzen auf den beiden Worst-Case-Annahmen *Starklast* (ohne Einspeisung) und *Rückspeisung* (ohne Last), die über Gleichzeitigkeitsfunktionen in der Planung reflektiert werden. Ein vergleichbarer Ansatz über Gleichzeitigkeiten ist für neue Netznutzer wie LE jedoch bisher nicht Stand der Praxis, wodurch die Netze teilweise für nur selten auftretende Extrembelastungen aufwendig und kapitalintensiv ertüchtigt werden. Ursache hierfür ist insbesondere die mangelnde Kenntnis über die tatsächliche Belastungssituation aufgrund fehlender Messwerte. [3, 4]

Das Konsortium arbeitet in dem gemeinsamen Projekt „*Entwicklung und Realisierung eines universellen Leistungsmanagement- sowie Monitoringsystems zur Erhöhung der Transparenz und bedarfsgerechten Betriebsweise von Niederspannungsnetzen am Beispiel eines Pilot-Verteilnetzes (kurz: ULN)*.“ an einem Konzept und dessen Umsetzung im Pilotnetz für ein Monitoringsystem und der autarken Regelung zur Vermeidung von Netzengpässen in der

Niederspannung. Dieses Projekt ist gefördert vom *Land Nordrhein-Westfalen* im Rahmen von *EFRE.NRW 2014-2020: Investitionen in Wachstum und Beschäftigung* und Co-finanziert aus Mitteln der *Europäischen Union* aus dem Programm *Investitionen in unsere Zukunft* des *Europäischen Fond für regionale Entwicklung*.

Zur Umsetzung werden im Pilotnetzabschnitt der AVU Netz GmbH¹ flexible Verbraucher und Erzeuger kommunikationstechnisch erschlossen und ausgewählte Netzknoten messtechnisch erfasst. Mithilfe einer *State Estimation* (SE) wird aus einer geringen Anzahl selektiv gemessener Daten der vollständige Netzzustand abgeleitet und als Eingangsinformation für das entwickelte Leistungsmanagementsystem genutzt. Mithilfe eines *Model Predictive Control*-Algorithmus (MPC) werden die Eingangsinformationen in Verbindung mit prognostizierten Lastdaten für den koordinierten Einsatz verfügbarer Flexibilitäten (steuerbare Erzeuger/Verbraucher) im Zuge des Leistungsmanagementsystems genutzt. Weiterhin werden die Daten der SE und des MPC an das Monitoringsystem übergeben und dort in einer Datenbank archiviert sowie zur Visualisierung des Netzzustandes und relevanter Kenngrößen genutzt.

Der Campus der *AVU Netz GmbH* dient im Rahmen des Projektes als Pilotnetz. Die Netzdaten des Abschnittes wurden für die weitere Verarbeitung aufbereitet und in ein geeignetes Modell überführt. Dieses wurde verwendet, um potentielle Engpässe zu lokalisieren und gezielt Messgeräte zu positionieren. Weiterhin wurde der reale Netzabschnitt mit bestehenden Haushalts- und Gewerbekunden sowie betrieblichen LE, um eine Photovoltaik-Anlage (PVA), einen Batteriespeicher sowie eine 50kW-DC-Ladeeinrichtung und einen Elektronisch Regelbaren Transformator (ERT) erweitert. Abbildung 1 zeigt eine schematische Übersicht des Netzabschnittes.

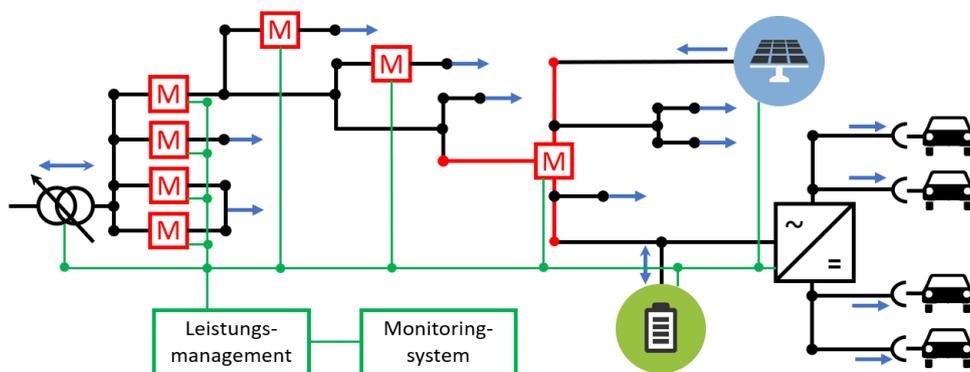


Abbildung 1: Schemadarstellung des Pilotnetzabschnittes

Das digitale Abbild (Netzmodell) wurde unter Berücksichtigung der realen Messgerätepositionierung für die SE aufbereitet und seitens des *ie³* unter Laborbedingungen im hauseigenen Smart Grid Technology Lab erfolgreich getestet. Anhand der SE-Eingangsdaten und der im Netz verfügbaren Flexibilitäten wurde der MPC-Algorithmus entworfen und prototypisch erfolgreich getestet. Derzeit werden die Kommunikationsschnittstellen zwischen dem Leistungsmanagement und den Netzkomponenten implementiert, um einen realen Betrieb im Pilotnetz zu ermöglichen. Parallel wurde die Grundstruktur des Monitoringsystems erarbeitet und eine

¹ www.avu-netz.de

Realisierungsplattform zur Visualisierung festgelegt. Weiterhin wurde das Netzmodell modifiziert und integriert, um eine Zuordnung der Mess- und Regelungsdaten zu den Betriebsmitteln zu ermöglichen. Derzeit wird die Schnittstelle zwischen Leistungsmanagement und Monitoring implementiert, um anschließend anhand simulierter Zustände in der realen Datenstruktur die Auswertung und Darstellung weiterzuentwickeln und zu erproben.

Anfang 2022 wird das Leistungsmanagement im Feld in den Real-Betrieb gehen, sodass Mess- und Regeldaten erzeugt werden, welche in der Datenbank abgelegt und für die weitere Verarbeitung durch das Monitoringsystem genutzt werden können. Planmäßig wird dann im weiteren Projektverlauf das Gesamtsystem erprobt und anhand der gesammelten Informationen optimiert.

Anschließend wird angestrebt, die Projektergebnisse weiterzuentwickeln und eine höhere Praxistauglichkeit bzw. Skalierbarkeit zu erreichen. Dies beinhaltet die Reduktion der Investitions- und Systemkosten durch die Nutzung von Smart Metern und der zugehörigen Infrastruktur sowie eine Integration in die Asset Managementprozesse zur Reduktion der Reinvestitionen.

Keywords: Netzmonitoring, Elektronisch Regelbare Ortsnetztransformatoren, Smart Grid, Leistungsmanagement, Demand Side Management, Einspeisemanagement, Batteriespeicher

1 Projektgrundlagen

In diesem Kapitel werden die Grundlagen für die Bearbeitung des Projektes beschrieben. Diese sind gegliedert in Motivation und Zielsetzung.

1.1 Motivation

Niederspannungsverteilnetze werden bislang ohne eine geregelte Betriebsführung betrieben. Die Planung von Verteilnetzen historisch basiert auf einer konventionellen Netzstruktur mit zentralisierter Energieerzeugung von Großkraftwerken in höheren Spannungsebenen und einer bekannten Verbraucherstruktur bis in die Niederspannungsnetze. Durch diesen Ansatz konnte das Netz bislang mit einer guten Abschätzung des Lastverhaltens auch ohne weitere Kenntnisse über die genauen Vorgänge in der Niederspannung sicher betrieben werden. Eine robuste Auslegung der Verteilnetze sorgte weiterhin dafür, dass die Energieversorgung zu jedem Zeitpunkt in der erforderlichen Qualität verfügbar war. Eine solche Auslegung wurde erreicht, indem erfahrungsbasierte Gleichzeitigkeitsfaktoren genutzt und darauf basierend im hier fokussierten Niederspannungsnetz die Leitungsquerschnitte großzügig dimensioniert wurden. Eine aktiv geregelte Betriebsführung war daher bisher in Niederspannungsnetzen nicht notwendig.

Die zunehmende Durchdringung der Verteilnetze mit dezentralen Erzeugungsanlagen und neuen Verbrauchertypen (wie z.B. Ladestationen für Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen) führt zu wachsender Unsicherheit und Volatilität bezüglich der Leistungsflüsse. Die dezentrale Einspeisung im Niederspannungsnetz kann in Schwachlastsituationen zu Rückspeisungen in höhere Spannungsebenen führen. In diesem Fall resultiert eine Spannungsanhebung am Netzanschlusspunkt sowie in Teilen oder dem gesamten Netzabschnitt. Die neuen Verbrauchertypen stellen, gemessen an der Leistung eines Hausanschlusses, große Verbraucher da, und haben somit signifikanten Einfluss auf die Netzplanung und den

Netzbetrieb. Dies wird insbesondere bei Ladestationen/Wallboxen für Elektrofahrzeuge deutlich. Diese haben im privaten Bereich häufig eine Ladeleistung von 11kW, während Verbraucher ab einer Leistung von >12 kVA einer gesonderten Genehmigung durch den Netzbetreiber bedürfen (seit 2019 ist für Ladeeinrichtungen <12 kVA eine Anmeldung gefordert) und in der Planung üblicherweise mit 2-3 kVA je Hausanschluss angenommen werden. Somit ist eine Wallbox einer der größtmöglichen Einzelverbraucher, der sich hinter einem Hausanschluss ohne gesonderte Genehmigung ergeben kann. Auch wenn üblicherweise eine Anmeldung der Ladepunkte beim Netzbetreiber gefordert wird, kann die Einhaltung nicht überprüft und nicht als allgemein gegeben angenommen werden. Somit hat der Netzbetreiber teils keine Möglichkeit die realen Ladepunkte bei der Planung und Bewertung der Netze zu berücksichtigen. [5, 6]

Insgesamt stehen dem Netzbetreiber nur sehr begrenzte Informationen über die reale Auslastung des Niederspannungsnetzes zur Verfügung. In der Regel werden lediglich die Ortsnetztransformatoren mit Schleppzeigerinstrumenten versehen, die jährlich abgelesen werden. Somit stehen ausschließlich Informationen über die Jahresmaximallast am Verknüpfungspunkt zur Mittelspannungsebene zur Verfügung und das Niederspannungsnetz selbst wird „blind“ betrieben. Die Installation und Übertragung von Messwerten aus den Ortsnetzstationen erfolgt bei den Netzbetreibern sukzessive, jedoch bedarf es noch eines langen Zeitraums, bis sie durchgängig verfügbar ist.

Um auch zukünftig eine zuverlässige elektrische Energieversorgung sicherstellen zu können, müssen den Netzbetreiber eine bessere Datengrundlage für die Bewertung der Auslegung eines Netzes geboten werden. So können Netzabschnitte identifiziert werden, die tatsächlich einer Ertüchtigung bedürfen und die erforderlichen Sicherheitsreserven können zugleich reduziert werden. Zugleich muss die technische Machbarkeit zur aktiven Betriebsführung im Niederspannungsnetz gezeigt werden, um Alternativen zum herkömmlichen Netzausbau anbieten zu können.

1.2 Zielsetzung

Das Projektziel besteht in der Konzeptionierung und Entwicklung eines Leistungsmanagementsystems zur autarken Regelung von Verteilnetzabschnitten sowie eines zugehörigen Monitoringsystems zur Erhöhung der Transparenz in der Niederspannung. Die vorgenannten Systeme sollen darüber hinaus praktisch umgesetzt und in einem Pilot-Netzabschnitt erprobt werden.

Dies beinhaltet die systemische Entwicklung einer geeigneten Struktur, eine Aufbereitung der Netzdaten zur Integration in die neu zu entwickelnden Systeme, die Positionierung von Messstellen und zusätzliche Aktoren, die Erweiterung des Netzabschnittes um die erforderlichen Komponenten, die Softwareentwicklung und Hardwareimplementierung sowie die kommunikationstechnische Anbindung aller erforderlichen Komponenten.

Nach der erfolgreichen Integration der Betriebsmittel in den Netzabschnitt und der anschließenden Inbetriebnahme des Leistungsmanagementsystems wird eine Erprobungsphase angeschlossen. In dieser soll das Leistungsmanagement eine autarke Regelung des Netzabschnittes sicherstellen und das Monitoringsystem Daten aufzeichnen und in einer Visualisierungsoberfläche bereitstellen. Letzteres dient hierbei sowohl zur

Beobachtung des Netzes als auch des Leistungsmanagements. Die ökonomische Bewertung des Leistungsmanagementsystems gegenüber konventionellen Netzausbauansätzen ist jedoch nicht Fokus des Projektes.

2 Lösungskonzept

In diesem Kapitel wird das Konzept des Leistungsmanagement- und Monitoringsystem vorgestellt und die systemischen Zusammenhänge der einzelnen Elemente beschrieben. Hierfür wird zunächst eine Übersicht über das Gesamtsystem (nachstehend ULN-System) gegeben und anschließend auf die zentralen Hauptkomponenten State Estimation (SE), Leistungsmanagement und Monitoring gesondert eingegangen.

2.1 Systemübersicht

Das ULN-System interagiert mit dem betrachteten Netzabschnitt. Zum einen erfolgen Messungen im Netz, die die Eingangsinformationen für die weitere Verarbeitung zur Verfügung stellen. Zum anderen sind Aktoren im Netz positioniert, die Stellbefehle des Leistungsmanagements erhalten und umsetzen. Darüber hinaus benötigt das ULN-System initiale Informationen über den Netzabschnitt, um die Hardware zu erschließen und die Berechnungen und Algorithmen an die Topologie anzupassen (siehe Abschnitt 2.2).

Die erhaltenen Messwerte werden als Rohdaten an die SE (siehe Abschnitt 2.3) übergeben. Diese ermittelt eine Schätzung des Netzzustands, welche als Eingangsgröße für das Leistungsmanagementsystem (siehe Abschnitt 2.4) dient. Hier erfolgt mithilfe des MPC-Algorithmus die eigentliche Regelung des Netzabschnittes und es werden die erforderlichen Stellgrößenänderungen generiert und an die Betriebsmittel übertragen. Physikalisch befinden sich SE und Leistungsmanagement auf derselben Hardwareplattform. Das Monitoringsystem (siehe Abschnitt 2.5) erhält Messdaten, Netzzustandsschätzungen und Informationen aus dem Leistungsmanagement und befindet sich physikalisch auf einer gesonderten Hardware. Abbildung 2 stellt das ULN-System in einer systemischen Übersicht dar.

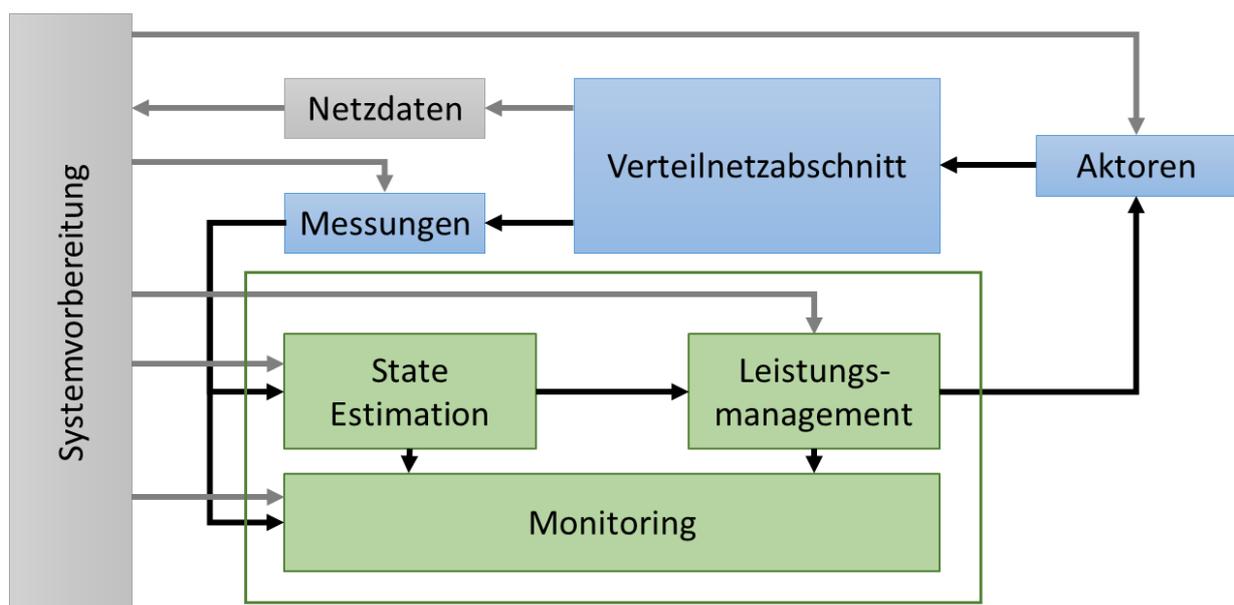


Abbildung 2: ULN-Systemübersicht

2.2 Systemvorbereitung

Zur Vorbereitung des ULN-Systems sind initiale Informationen über das Netz und ggf. verfügbare Aktoren erforderlich. Hierbei handelt es sich üblicherweise um Daten aus dem GIS-System oder Netzberechnungstool der Betreiber. Im beschriebenen Projekt standen die Netzdaten in Form eines rechenfähigen Netzmodells zur Verfügung. Dieses beinhaltet technische und geographische Informationen zu allen verbauten Betriebsmitteln des Netzbetreibers. Die so bereitgestellten Daten müssen zunächst konvertiert werden, um der Datenstruktur der jeweiligen Teilsysteme zu entsprechen. Hiermit geht auch eine erste Reduktion der Netzstruktur einher, um für die weitere Betrachtung nicht relevante Elemente (z.B. Schalter, Muffen und Sicherungen) nicht in das ULN-System zu übernehmen und so die Performance zu optimieren.

In einem nächsten Schritt wird die resultierende Netzstruktur einer Beobachtbarkeitsanalyse unterzogen und geeignete Messpunkte identifiziert. Anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse kann im nächsten Schritt entschieden werden, ob alle geeigneten Knotenpunkte mit Messtechnik ausgestattet werden. Insofern nicht sämtliche Messungen umgesetzt werden, wie auch im Projekt-Pilotnetz der Fall, erfolgt anschließend eine weitere Netzreduktion. In dieser werden mehrere Netzknoten aggregiert und zu Ersatzlasten zusammengefasst. Auf diese Weise bleibt das reduzierte Netzmodell beobachtbar und es können die Berechnungen zur SE und dem Leistungsmanagement durchgeführt werden. Bei der Reduktion bzw. Auswahl der Messpunkte wird darauf geachtet, dass eine ausreichende Datengüte erhalten bleibt. Dies ist praktisch besonders relevant, da die Ergebnisse einerseits zuverlässig sein müssen, andererseits weitere Messpunkte zusätzlichen Aufwand bedeuten und sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Systems auswirken.

Neben der Positionierung der Sensoren müssen auch geeignete Aktoren im Netz identifiziert werden. Der beschriebene Ansatz lässt sich jedoch nicht unmittelbar auf das Pilotnetz anwenden, da hier keine geeigneten Aktoren verfügbar gewesen sind. Somit stellt sich der Prozess im Projekt abweichend dar. Es wurden neue Aktoren in den Verteilnetzabschnitt eingebracht, um in das ULN-System eingebunden zu werden. Hierbei handelt es sich um einen Elektronisch Regelbaren Ortsnetztransformator (ERT), eine Photovoltaikanalage (PVA), einen netzdienlich betriebenen Speicher sowie eine Ladesäule für Elektrofahrzeuge. Diese wurden so im Netzabschnitt positioniert, dass ein zielgerichteter Einsatz durch das Leistungsmanagement möglich ist. Die resultierende Konfiguration stellt folglich eine zukünftig erwartete vermehrte Netznutzerdurchmischung dar.

Weiterhin muss die Kommunikationsinfrastruktur auf- und vorbereitet werden. Wie oben bereits erwähnt, sind SE und Leistungsmanagement in einer Hardwareplattform untergebracht und es wird dasselbe Datenmodell sowie derselbe Datenspeicher verwendet. Somit muss zwischen diesen Teilsystem keine äußere Kommunikation aufgebaut werden. Die Kommunikationsverbindung zwischen Monitoring und SE bzw. Leistungsmanagement erfolgt über eine TCP-Verbindung, die Datenobjekte in Anlehnung an den Standard IEC 61850 verwendet. Vom ULN-System zu den Sensoren und Aktoren werden Modbus-TCP-Verbindungen aufgebaut. Hierfür kommen kabelgebundene und VPN-verschlüsselte Mobilfunkverbindungen zum Einsatz.

2.3 State Estimation

Die Notwendigkeit einer SE ergibt sich aus der Weiterverarbeitung der Messungen zur Bestimmung des Spannungs- und Leistungsprofil des Netzes. Damit die SE konvergiert, ist es unerlässlich einen konsistenten Satz von Messwerten zu Verfügung zu stellen. Bei der SE sind die Eingangsgrößen die Messungen an den Aktoren und die Messdaten einer integrierten Speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) im Netzabschnitt. Die Ausgangsgröße sind die Spannungsphasoren der Netzknoten. Diese bestehen aus Betrag und Phase der Spannung. Die Phasenlage ist hierbei die Winkeldifferenz zu dem gewählten Bezugsknoten und entspricht nicht dem Winkel der Scheinleistung am Knoten. Anhand der Spannungsphasoren aller Netzknoten ist der Systemzustand eindeutig definiert.

Da die SE ein mit einer Linearisierung arbeitendes Näherungsverfahren ist, ist die exakte Bestimmung des Systemzustands nicht möglich. Dies liegt zum einen an der sehr geringen Messwertredundanz im gegebenen Niederspannungsnetz. Zum anderen treten bei Messungen stets Ungenauigkeiten auf und es kann aufgrund verschiedener eingesetzter Messtechnik keine synchrone Messwertaufzeichnung erreicht werden. Daher ist stets von fehlerbehafteten Messwerten auszugehen. Die verwendete SE minimiert die quadratische Abweichung gemessener und estimerter Werte und somit wird der wahrscheinlichste Systemzustand abgeschätzt und für die weitere Verwendung im System als gegeben angenommen.

2.4 Leistungsmanagement

Das Leistungsmanagement verfolgt das Ziel, mit möglichst geringem Einsatz der verfügbaren Flexibilitäten das Netz zu jedem Zeitpunkt innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen zu halten. Hierfür wird ein MPC-Algorithmus eingesetzt. Der minimale Einsatz der Flexibilitäten wird in der Zielfunktion und die zulässigen Betriebsgrenzen in den Nebenbedingungen abgebildet.

Als Flexibilitäten werden in diesem Zusammenhang Betriebsmittel zur zeitlich und/oder betragsmäßig flexiblen Erbringung positiver oder negativer Leistung verstanden. Hierbei kann es sich um steuerbare Verbraucher, Erzeugungsanlagen und Speicher handeln. Darüber hinaus wird auch die Umschaltung des ERT bzw. die Stufung von Transformatoren allgemein als Stellgröße berücksichtigt und nachstehend mit unter dem Begriff Flexibilität gefasst, auch wenn hier eine direkte Spannungs- und keine Leistungsanpassung erfolgt.

Die Betriebsgrenzen werden durch das zulässige Spannungsband der EN 50160 sowie die zulässige Betriebsmittelbelastung definiert. [7] Letzteres bezieht sich auf den thermischen Grenzstrom der Leitungselemente sowie die Transformatorleistung. Um im Projektrahmen Regeleingriffe des Leistungsmanagementsystems zu provozieren, werden die Systemgrenzen enger gefasst. Es wird sowohl ein schmaleres Spannungsband definiert als auch eine reduzierte Betriebsmittelbelastung herangezogen. Hierdurch wird sichergestellt, dass auch bei einem potenziellen Fehlverhalten des Pilotsystems keine realen Grenzwertverletzungen auftreten.

Eine Besonderheit der MPC liegt in der Prädiktion zukünftiger Netzzustände und der Berücksichtigung dieser in der Regelung. Zur Prädiktion der Einspeiseleistungen und Lasten können beispielsweise historische Lastgänge sowie Wetterdaten herangezogen werden. Diese werden anschließend verwendet, um den Einsatz der Flexibilitäten nicht nur auf den

aktuellen Zeitpunkt, sondern auch auf die zukünftig erwarteten Verläufe zu optimieren. Dies lässt sich an dem Einsatz eines Speichers gut nachvollziehen. Zeigt die Prognose, dass in absehbarer Zukunft Leistung vom Speicher in das Netz eingespeist werden muss, muss dieser für die vorgesehene Leistungseinspeisung geladen bzw. eine ausreichende Energiemenge vorgehalten werden. Durch diesen vorausschauenden Ansatz wird die Effizienz des Systems deutlich gesteigert.

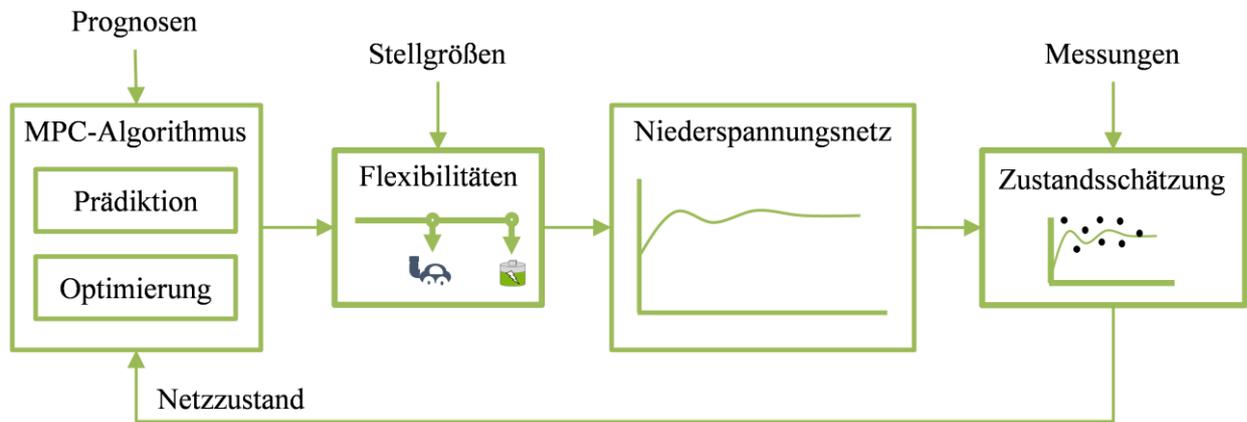


Abbildung 3: Konzept zum Einsatz des Modellprädiktiven Reglers

Die Regelung und Kommunikation des Leistungsmanagements wurde vor dessen Implementierung im Pilotnetz erfolgreich im Smart Grid Technology Lab der TU Dortmund mithilfe eines Echtzeitsimulators getestet und erprobt. Die Hardwareplattform wurde bereits im Netz installiert. Im nächsten Schritt wird die Kommunikationsverbindung mit sämtlichen Komponenten hergestellt und getestet, bevor die Erprobung des Leistungsmanagements im Pilotnetz erfolgt (Start voraussichtlich: 1-2. Quartal in 2022).

2.5 Monitoringsystem

Monitoringsysteme im Allgemeinen und auch hier im Speziellen dienen zur Visualisierung bestimmter Informationen für einen Nutzer. Der Nutzer ist in diesem Fall der Betreiber des Netzabschnittes und des Leistungsmanagementsystems. Hierbei handelt es sich nicht um Einzelpersonen, sondern um Personengruppen (Personal der Netzleitstelle, Netzplanung, Entstörung usw.). Daher ist es zielführend, den Zugriff dezentral zu ermöglichen und keine lokale Bindung zu dem Netzabschnitt herbeizuführen. Auf Anwenderebene ist somit ein sicherer Zugang bspw. über das Internet sinnvoll. Auf Prozessebene stellt es sich ähnlich dar. Das Monitoringsystem, welches im Projektrahmen für den speziellen Pilotnetzabschnitt benötigt wird, soll einem universellen Ansatz genügen und perspektivisch die Möglichkeit bieten, mehr als einen Verteilnetzabschnitt zu erfassen.

Die primäre Aufgabe des Monitoringsystems besteht in der Erhöhung der Transparenz im Niederspannungsnetz für den Betreiber. Dies bedeutet, dass die Betriebsmittelbelastung und die Spannungen an den Netzknoten dargestellt werden sollen. Zum einen ist hierbei der aktuelle Netzzustand, basierend auf den jüngsten Messwerten, und zum anderen die Betrachtung zurückliegender Zeiträume gemeint. Weiterhin kann das Monitoringsystem genutzt werden, um die Funktion und Wirksamkeit des Leistungsmanagements darzustellen.

Um diesen Aufgaben gerecht werden zu können, beinhaltet das Monitoring eine Zeitreihendatenbank, in der die auflaufenden Daten chronologisch abgelegt werden. Hierfür wird im Projekt das System Prometheus eingesetzt, welches eine Zeitreihendatenbank anlegt, auf die mittels Hypertext Transfer Protocol (HTTP) zugegriffen werden kann. [8]

Die archivierten Informationen werden anschließend für den Anwender grafisch aufbereitet, um diese leichter interpretierbar zu machen. Hierfür kommen unterschiedliche Diagrammformen in Frage. Beispielsweise Liniendiagramme für Größenverläufe über die Zeit und die Darstellung aktueller Werte oder Histogramme für Häufigkeitsverteilungen in einem ausgewählten Zeitabschnitt. Weiterhin können die Informationen über den Einsatz der Flexibilität und die resultierenden Werte im Netz verwendet werden, um eine Bewertung der Netzqualität für den überwachten Zeitraum zu ermitteln.

Zur Darstellung der Ergebnisse aus dem Netzabschnitt werden Dashboards eingesetzt, welche explizit für die Visualisierung großer Informationsmengen in einer gekachelten Anordnung verschiedener Darstellungsformen (z.B. Diagramme, Tabellen, etc.) vorgesehen sind. Dies erfolgt im Projekt unter Verwendung von Plotly Dash. Dieses bietet umfangreiche Möglichkeiten zur Visualisierung von Daten und ist speziell für die Erstellung von Dashboards entwickelt worden. Das Interface wird in einem herkömmlichen Internetbrowser zur Verfügung gestellt, sodass keine technische Barriere für die Nutzung entsteht. [9]

Die Visualisierungsoberfläche ist vergleichbar mit einer Webseite. Über ein Menu lassen sich verschiedene Seiten anwählen, welche beispielsweise Informationen zum Stationsstandort und dem erfassten Netzabschnitt zur Verfügung stellen. Weiterhin lassen sich aktuelle Netzzustandsdaten anzeigen und Liniendiagramme sowie Histogramme der Messwertverläufe darstellen. Somit ist nicht nur ersichtlich, welche Werte aktuell im Netz vorliegen, sondern es wird auch eine Einordnung und Bewertung der Größen im betrachteten Zeitintervall möglich.

Die Kernarchitektur des Monitoringsystems ist bereits umgesetzt und derzeit wird die Kommunikationsanbindung an das Leistungsmanagement implementiert. Aufgrund des speziellen Anwendungsfalls sind detaillierte Abstimmungen und Spezifikationen der verwendeten Datenobjekte erforderlich, auch wenn diese an die IEC 61850 angelehnt sind. Sobald die Erprobung des Leistungsmanagements im Pilotnetz beginnt, sollen die Daten auch an das Monitoring übergeben und von diesem archiviert sowie visualisiert werden. Anhand der aufgezeichneten Zeitreihen können nach Vorliegen ausreichender Datenmengen weitere Auswertungen erfolgen.

3 Projektfortschritt

Dieses Kapitel beinhaltet Informationen zum Bearbeitungsstand des Projektes. Der Fokus liegt hierbei auf dem Pilotnetzabschnitt sowie den projektrelevanten Betriebsmitteln.

3.1 Pilotnetzabschnitt

Die Grundlage des Projektes bildet der Netzabschnitt des Campus der AVU-Netz GmbH. Am Standort „Oststraße“ in Gevelsberg befindet sich die zentrale Betriebsstelle der AVU Netz. Hier ist ein wesentlicher Teil der operativ arbeitenden Mitarbeiter stationiert und es finden sich neben Büro- und Verwaltungsbereichen vor allem Lager- und Werkstattbereiche sowie die Querverbund-Netzleitstelle. Hier ist auch das Fuhrparkmanagement der AVU Netz

untergebracht, das derzeit bereits 17 elektrisch angetriebene Fahrzeuge und 28 Fahrzeuge mit einem Erdgasantrieb beinhaltet. Damit handelt es sich momentan um eine der größten elektrisch betriebenen Fahrzeugflotten im Ennepe-Ruhr-Kreis. Zur Ladung der elektrisch betriebenen Fahrzeuge stehen im Tiefgaragenbereich der Oststraße sieben Ladesäulen mit einer Nennleistung von je 11 kW AC und im Außenbereich des Verwaltungsgebäudes sechs öffentliche Ladepunkte mit einer Nennleistung von je 22 kW AC zur Verfügung. Neben den bereits vorhandenen Ladesäulen wurde im Rahmen des Projektes ein zusätzliches 50 kW DC-Schnellladesystem errichtet, welches im Projekt als Flexibilität genutzt werden soll. Die Dachfläche des Hauptgebäudes wurde saniert und mit einer PV-Anlage (138,6 kWp) ausgestattet, die in die Regelung einbezogen werden soll. Darüber hinaus ist im Außenbereich ein Batteriespeicher (137 kWh) platziert worden, der ebenfalls in das System integriert wurde.

Der Campus wird über eine eigene 10 kV-Ortsnetzstation versorgt. Neben dem eigentlichen Betriebsgebäude werden Wohnhäuser sowie die AVU-Werkstätten niederspannungsseitig aus der Station versorgt. Der ERT wurde neben der bestehenden Station in einer gesonderten Ortsnetzstation aufgestellt. Die Bestandsstation steht als Rückfallebene und Stand-By-Betriebsmittel weiterhin zur Verfügung. In der Niederspannungsverteilung der Station und einem neu gesetzten Kabelverteilerschrank sind Leistungsmessgeräte (PLPlano) vorgesehen.

In Abbildung 4 ist eine Luftbildaufnahme des Campus dargestellt. Hier sind die Leitungen und Hausanschlüsse sowie die zusätzlich in das Netz eingebrachten Betriebsmittel (ERT, Batteriespeicher, Ladesäule, PVA und Messgeräte) eingezeichnet.

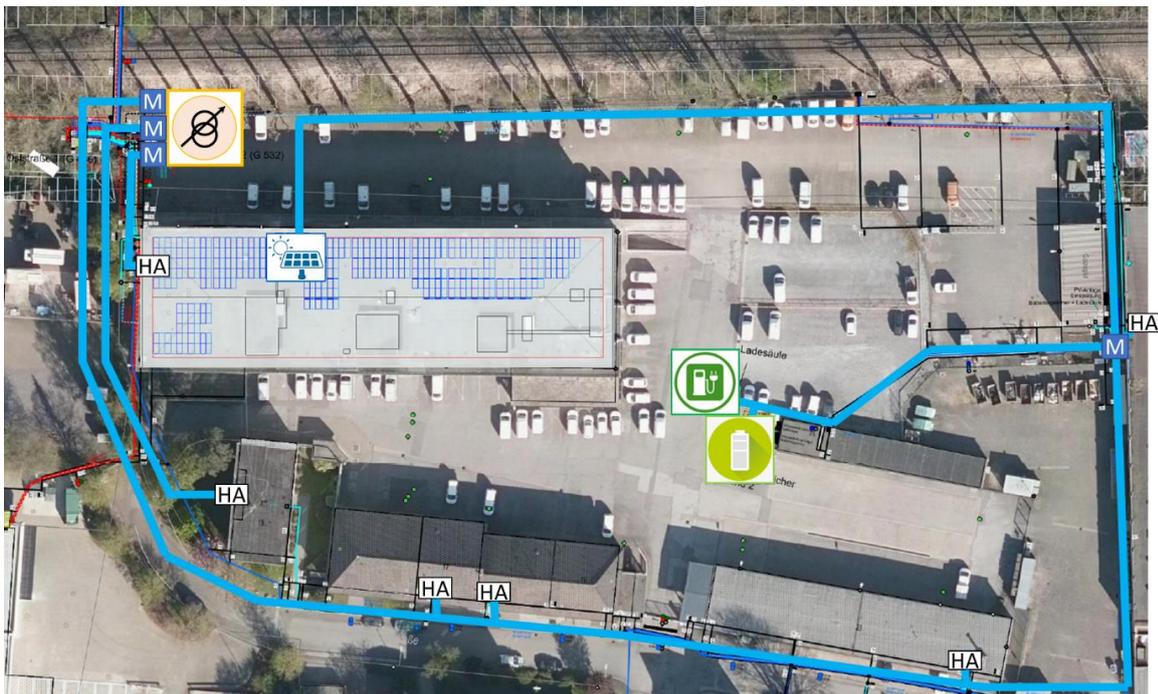


Abbildung 4: Netzabschnitt auf dem Campus der AVU-Netz GmbH

3.2 Netzkomponenten

In diesem Unterkapitel werden die für das ULN-System erforderlichen neuen Komponenten vorgestellt und der Stand ihrer Integration beschrieben.

3.2.1 Elektronisch Regelbarer Transformator (ERT)

Der ERT dient zur Anpassung der Spannung im gesamten Niederspannungsnetzabschnitt. Um dies zu erreichen, wird das Übersetzungsverhältnis durch Anpassung der primärseitigen Windungszahl variiert. Während diese Aufgabe bei konventionellen Transformatoren im freigeschalteten Zustand durch mechanische Stufenschalter gelöst wird, werden im ERT sogenannte Kompaktleistungsmodule (KLM) eingesetzt. Die KLM sind leistungselektronische Stufenschalter, die ein rückwirkungsfreies Umschalten unter Last ermöglichen. So lässt sich die Spannung in 2 %-Schritten um bis zu +/- 4 % der Nennspannung variieren.

Die Ansteuerung der KLM erfolgt durch das Steuer- und Regelmodul (SRM). Zwecks galvanischer Trennung werden hierfür Lichtwellenleiter eingesetzt. Das SRM ist in einem Schaltschrank in der Trafostation untergebracht und überwacht die Spannungs- und Leistungswerte am Transformator-knoten. Diese Werte können für eine eigene Spannungsregelung genutzt werden und dienen darüber hinaus zur Überwachung der Umschaltbedingungen. Das SRM bietet eine Modbus-TCP-Schnittstelle, über die von außen Stellbefehle vorgegeben und Daten abgerufen werden können. Auf diese Weise lässt sich der ERT in das übergeordnete ULN-System integrieren und kann aus der Netzleitstelle überwacht werden.

Abbildung 5 zeigt die Ortsnetzstation während der Einbauphase sowie den ERT und Detailansichten der Niederspannungsverteilung und des SRM-Schaltschranks.



Abbildung 5: Ortsnetzstation mit Elektronisch Regelbarem Transformator

Der ERT wurde leistungsseitig bereits in den Netzabschnitt integriert. Hierfür wurde eine neue Betonstation gesetzt und der nieder- und mittelspannungsseitige Anschluss ist erfolgt. Zudem

wurde die Kommunikationsanbindung an die Netzleitstelle und die Fernumschaltung der Mittelspannungsabgänge geprüft. Weiterhin wurde der ERT für die Einbindung in das Leistungsmanagementsystem vorbereitet und hierfür das SRM installiert und parametrieret.

3.2.2 Photovoltaikanlage

Die PVA wurde auf dem Dach des Betriebsgebäudes installiert. Sie weist eine Gesamtleistung von 138,6 kWp auf, die sich auf 360 Module verteilt. Die Netzanbindung erfolgt über drei Wechselrichter mit einer Leistung von jeweils 33 kVA, die über einen gemeinsamen Controller eine Modbus-TCP-Schnittstelle zur Verfügung stellen.

Die PVA kann im Rahmen des Leistungsmanagements auf zwei Wegen genutzt werden. Auf der einen Seite kann die eingespeiste Leistung abgeregelt bzw. die Abregelung aufgehoben werden und darüber hinaus, unabhängig von der aktuellen Sonneneinstrahlung, Blindleistung zur Spannungsstützung eingespeist werden.

Der energietechnische Anschluss der PVA ist abgeschlossen und die Inbetriebnahme erfolgt im Anschluss an die des Leistungsmanagementsystems. Abbildung 6 zeigt ein animiertes Luftbild sowie Fotos der installierten Module.



Abbildung 6: Photovoltaikanlage, animiertes Übersichtsbild und Fotos der Module

3.2.3 Batteriespeichersystem

Das im Projekt eingesetzte Batteriespeichersystem ist ein INTILION | scalebloc, der für industrielle Anwendungen entwickelt wurde. Das System zeichnet sich durch seine besondere Langlebigkeit von 15 Jahren bzw. 8.000 Ladezyklen aus. Der Speicher besteht aus zwei baugleichen Einheiten mit einer Gesamtleistung von 100 kVA und einer Speicherkapazität von 137 kWh. Der Leistungsfaktor $\cos \varphi$ des Speichers lässt sich frei in einem Bereich von -1 bis +1 wählen. Das integrierte Batteriemanagementsystem bietet eine Modbus-TCP-Schnittstelle, über die eine Anbindung an das ULN-System erfolgen kann. [10]

Der Speicher kann abhängig vom aktuellen Ladezustand zur Bereitstellung positiver und negativer Wirk-Regelleistung genutzt werden und darüber hinaus induktive und kapazitive

Blindleistung zur Verfügung stellen. Auf diese Weise lässt sich lokal eingespeiste Energie zwischenspeichern, Lastspitzen abfangen und eine Blindleistungs-Spannungsstützung durch das Leistungsmanagement umsetzen. Der Batteriespeicher ist für die Integration in das System vollständig vorbereitet. Es wurden sämtliche Tiefbauarbeiten durchgeführt und der elektrische Anschluss ist erfolgt. Weiterhin ist der Speicher in Betrieb genommen worden, sodass eine Einhaltung der zulässigen Zell-Mindesttemperatur auch ohne Betrieb des Leistungsmanagements gewährleistet ist.

3.2.4 Ladesäule für Elektrofahrzeuge

Bei der eingesetzten Ladestation handelt es sich um eine eStation UFC 50 kW der Firma innogy. Die maximale Ladeleistung beträgt bei DC-Ladevorgängen 50 kW, die für ein einzelnes Fahrzeug genutzt werden können oder beim parallelen Laden auf zwei Fahrzeuge aufgeteilt wird. Darüber hinaus sind auch AC-Ladevorgänge mit 22 kW möglich. Das System bietet variable Steckertypen (CCS Typ-2, CHAdeMO, AC Typ-2), um die Kompatibilität zu maximieren.

Das Backend des Systems bietet eine Kommunikationsschnittstelle mit OCPP 1.6, um eine Einbindung in übergeordnete Systeme zu unterstützen. Für die vereinfachte Integration in das

Abbildung 7 zeigt eine Batteriespeichereinheit des in Absatz 3.2.3 beschriebenen Systems auf der linken Seite sowie die Ladesäule auf der rechten Seite.



Abbildung 7: Batteriespeichereinheit (links) und neue Ladestation zur Integration in das Leistungsmanagement (rechts)

ULN-System wird ein OCPP 1.6 zu Modbus-TCP-Protokollwandler eingesetzt. So kann die Ladesäule unmittelbar in die Kommunikationsstruktur aufgenommen werden. Für die

Ladestation erfolgten Montage und Anschluss an das Niederspannungsnetz. Zuvor wurden Zuleitung und Netzanschluss gelegt und das erforderliche Fundament gesetzt. Weiterhin wurde die kommunikationstechnische Anbindung mittels Protokollwandler vorbereitet.

3.2.5 PLPlano Messleisten

Bei den PLPlano-Messleisten der Firma Jean Müller handelt es sich um NH-Sicherungsschaltleisten mit integrierter Leistungsmessung. Sie beinhalten integrierte Stromwandler und eine dreiphasige Spannungsmessung. Die PLPlano-Leisten stellen eine Modbus-Schnittstelle zur Verfügung, deren Adressen mittels DIP-Schalter (Dual in-line package) eingestellt werden können. So können bis zu 16 Messleisten über eine serielle Schnittstelle ausgelesen werden. Es werden diverse elektrische Größen (unter anderem Strom, Spannung, Leistungsfaktor und Scheinleistung) bereitgestellt. [11]

Die PLPlano-Messleisten wurden bereits an den Niederspannungsabgängen der ERT-Station installiert und in Betrieb genommen. Diese sind in Abbildung 8 dargestellt. Mithilfe einer SPS der AVU Netz, welche ohnehin in fernschaltbaren Trafostationen dieses Netzbetreibers installiert werden, können die Daten abgerufen und sowohl der Netzleitstelle als auch dem ULN-System zur Verfügung gestellt werden. Eine vergleichbare Architektur ist auch für die Messungen in einem Kabelverteilerschrank vorgesehen und wird in Kürze umgesetzt.



Abbildung 8: PLPlano-Messleisten in der Trafostation (mit Detailausschnitt)

4 Fazit und Ausblick

Das Projektkonsortium hat ein Konzept zur Erfassung und Visualisierung der Vorgänge in Niederspannungsnetzen sowie zur autarken Regelung einzelner Verteilnetzabschnitte entwickelt. Darüber hinaus ist der vorbereitende Umbau des Pilotnetzes zur Bereitstellung einer geeigneten Infrastruktur nahezu abgeschlossen.

Das ULN-System besteht im Wesentlichen aus einer State Estimation, einem Leistungsmanagement und einem Monitoring. Durch den autarken Regelungsansatz auf Stationsebene und die dezentrale Bereitstellung des Monitoringsystems wird eine

Praxistauglichkeit gewährleistet. Die Systemvorprüfungen sind weitestgehend abgeschlossen und die Erprobungsphase des ULN-Gesamtsystems soll in Q1 2022 beginnen.

Die Projektergebnisse und -erkenntnisse sollen in mehrfacher Hinsicht weiterverarbeitet werden. Die Forschungsergebnisse fließen in die Erstellung mehrerer Dissertationen ein, sollen als Basis für kommerzielle Produkte dienen und stellen die Grundlage für ein anschließend geplantes Forschungsprojekt dar.

5 Referenzen

- [1] Europäische Kommission, *Europäischer Grüner Deal: Erster klimaneutraler Kontinent werden*.
- [2] *Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG*, 2021.
- [3] M. Holt *et al.*, „General load management system for the low-voltage grid: motivation, concept, basics“ in *CIREN 2020 Berlin Workshop (CIREN 2020)*, S. 497–500.
- [4] ef.Ruhr, IAEW der RWTH Aachen und LEV der Bergischen Universität, „Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher“, Dortmund, 9. Juni 2021.
- [5] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Technische Anschlussbedingungen: TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/20110101_TAB_2007_Niederspannung.pdf (Zugriff am: 31. Januar 2022).
- [6] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Technische Anschlussbedingungen: TAB 2019 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.sw-netz.de/wp-content/uploads/TAB_2019.pdf (Zugriff am: 31. Januar 2022).
- [7] *DIN EN 50160:2020-11, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN_50160:2010_+ Cor.:2010_+ A1:2015_+ A2:2019_+ A3:2019*, Berlin.
- [8] Prometheus Authors und The Linux Foundation, *Prometheus: Introduction*. [Online]. Verfügbar unter: <https://prometheus.io/docs/introduction/overview/> (Zugriff am: 31. Januar 2022).
- [9] Plotly, *Dash Python User Guide*. [Online]. Verfügbar unter: <https://dash.plotly.com/> (Zugriff am: 31. Januar 2022).
- [10] INTILION GmbH, *INTILION | scalebloc: Technisches Datenblatt*. [Online]. Verfügbar unter: https://intilion.com/wp-content/uploads/2021/08/Datenblatt_INTILION_scalebloc_M3F_DE.pdf (Zugriff am: 31. Januar 2022).
- [11] Jean Müller GmbH, *PLPlano: Das kleinste, intelligente Energie-Monitoring-Modul für Lastschaltleisten*. [Online]. Verfügbar unter: https://media.jeanmueller.de/download/Kataloge/Elektronik/Produktflyer_PLPlano.pdf (Zugriff am: 31. Januar 2022).