

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

Ausgangslage

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 (LE) noch weiter beschleunigen, woraus sowohl deutlich stärkere 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]

Lösungsansatz

Das Konsortium aus der *ct.e*, der *AVU Netz*, der *ef.Ruhr* und dem *ie³* 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: ULN⁵)*.“ an einem Konzept und dessen Umsetzung für ein Monitoringsystem und der autarken Regelung zur Vermeidung von Netzengpässen in der Niederspannung bei keiner oder minimaler Beeinflussung der Netzkunden.

Zur Umsetzung werden im Pilotnetzabschnitt flexible Verbraucher und Erzeuger kommunikationstechnisch erschlossen und ausgewählte Netzknoten messtechnisch erfasst. Mithilfe einer *State Estimation* (SE) wird aus einer kleinen Zahl gemessener Daten der vollständige Netzzustand abgeleitet und als Eingangsinformation für das 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

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|3671}, 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

⁵ 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*.

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.

Projektstatus

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-LE und einen Elektronisch Regelbaren Transformator (ERT) erweitert.

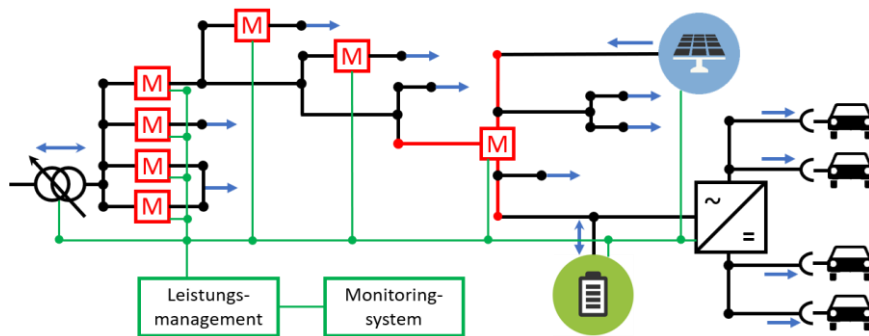


Abbildung 1: Schemadarstellung des Pilotnetzabschnittes

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 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.

Ausblick

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.

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 CIRED 2020 Berlin Workshop (CIRED 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 Sektorkopplung und neuer Verbraucher“, Dortmund, 9. Juni 2021.