

GRID4EU – ERFAHRUNGEN MIT EINEM AUTONOM SCHALTENDEN SYSTEM IN DER MITTELSPANNUNG

Lars JENDERNALIK¹, Thomas WIEDEMANN², Peter NOGLIK³,
Anton SHAPOVALOV⁴

Zusammenfassung

Der immer weiter fortschreitende Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) führt bereits heute zu Engpässen in Verteilnetzen. Neben dem konventionellen Netzausbau suchen Netzbetreiber nach Alternativen, die Flexibilität in den Betrieb einbringen und weitere DEA-Integration unterstützen. Im deutschen Teil des europäischen Demonstrationsprojekt Grid4EU wird ein autonomes System zur Netzüberwachung und Steuerung entwickelt. Durch Stationsautomatisierung und intelligente Algorithmen wird ein Netzengpassmanagement ermöglicht und der Netzbetrieb optimiert.

Das Europäische Projekt GRID4EU

Das im Rahmen des FP7 laufende EU-weite Demonstrationsprojekt Grid4EU (www.grid4eu.eu; gefördert durch die EU unter FP7, Grant agreement Nr. ENER/FP7/268206) ist im November 2011 gestartet und hat als Ziel bis Januar 2016 verschiedene Smart Grid Ansätze zu entwickeln, diese im Feld zu testen und als Alternativen für Reduktion oder Unterstützung des konventionellen Netzausbaus zu evaluieren. Im Fokus des Projekts stehen Themen wie Automatisierung in Mittel- und Niederspannungsnetzen, Integration der DEA, Speichertechnologie, Demand Side Management und kontrollierter Inselnetzbetrieb.

Das Projekt ist ein Verbund von sechs Demonstrationsprojekten in Europa, jeweils unter der Federführung eines überregionalen Verteilnetzbetreibers (ERDF (Frankreich), Enel (Italien), Iberdrola (Spanien), Vattenfall (Schweden), CEZ (Tschechien) und RWE (Deutschland)). Jedes Teilprojekt untersucht eine eigene Lösung, angewendet im regionsspezifischen Netz. Jedoch weisen alle Projekte Synergien auf, die als Basis für eine Skalierbarkeits- und Reproduzierbarkeitsanalyse bei einem potentiellen europaweiten Rollout dienen.

Das deutsche Demonstrationsprojekt

Im deutschen Teilprojekt Grid4EU Demo 1 arbeiten TU Dortmund, RWE Deutschland AG, Westnetz GmbH und ABB AG in enger Kooperation an der Implementierung und Felddemonstration eines autonomen, intelligenten Systems zur Überwachung und Steuerung eines Mittelspannungsnetzes.

Dabei werden ausgewählte Ortsnetzstationen mit Mess- und Fernmeldetechnik ausgestattet. Als steuerndes Element werden an einigen von diesen automatisierten Stationen Leistungsschalter installiert. Somit ist es möglich die Netztopologie aktiv zu konfigurieren und die Lastflussverteilung im Netz zu beeinflussen.

Das System soll als eine kostengünstigere, auf Standardtechnologien basierende, Alternative zu einem klassischen SCADA-System in der Mittelspannung in den folgenden Anwendungsfällen eingesetzt werden:

- Regelung der Ströme und Spannungen bei Grenzwertverletzung
- Verlustreduzierende Nachführung der Netztopologie
- Automatisierte Netzwiederversorgung nach einem Fehler
- Manueller Netzbetrieb und Messwerterfassung

¹ Westnetz GmbH, Florianstraße 15-21, 44139 Dortmund, lars.jendernalik@westnetz.de

² RWE Deutschland AG, Kruppstraße 5, 45128 Essen, thomas.wiedemann@rwe.com

³ ABB AG, Forschungszentrum, Wallstadter Straße 59, 68526 Ladenburg, peter.noglik@de.abb.com

⁴ Technische Universität Dortmund, 44227 Dortmund, anton.shapovalov@tu-dortmund.de

Ziele und Rahmenbedingungen

- Integration einer steigenden Anzahl dezentraler Einspeiser (Wind, Photovoltaik, ...) im Mittelspannungsnetz und in den unterlagerten Niederspannungsnetzen
- Vermeidung von Netzausbau
- Höhere Versorgungszuverlässigkeit, kürzere Wiederversorgungszeiten nach einer Störung
- Erhöhung des Beobachtungs- und Steuerungsgrades des Mittelspannungsnetzes im Hinblick auf Überlast- und Fehlererkennung
- Verringerung von Netzverlusten

Die Installation der erforderlichen „intelligenten“ Technik erfolgt im Gebiet der Westnetz GmbH in der Gemeinde Reken in Nordrhein-Westfalen. Das städtisch-ländlich gemischte Gebiet weist gemäßigte klimatische Bedingungen auf. Das betroffene Netzgebiet umfasst etwa 85 Stationen, von denen 7 schalt- & fernsteuerbar ausgeführt werden. 11 weitere Stationen werden mit Messmodulen ausgestattet. Das Verhältnis von Maximallast zu Einspeisung ist aktuell etwa ausgeglichen, es wird jedoch eine starke Zunahme dezentraler Einspeiser erwartet.

Grundlegendes Konzept

Die Idee ist, wichtige Ortsnetzstationen im Netz mit autonom arbeitenden Schalt- & Messmodulen auszustatten, um Daten des aktuellen Netzzustandes zu sammeln. Die gesammelten Daten werden in einer Zentraleinheit in der Umspannanlage zusammengeführt. Diese Zentraleinheit wirkt wiederum auf die fernsteuerbaren Schalter um die Netztopologie anzupassen und somit auf veränderte Einspeise- oder Lastsituationen bzw. Netzfehler zu reagieren. Alle relevanten Informationen wie z.B. die aktuelle Netztopologie werden dem übergeordneten SCADA-System mitgeteilt. Die Versorgungsqualität steigt und es kann mehr regenerative Energie aufgenommen werden ohne das Netz kostenintensiv ausbauen zu müssen. Wesentliche Entscheidungen und resultierende Schalthandlungen werden dezentral getroffen und helfen Antworten auf die steigende Komplexität im Netzbetrieb zu finden.

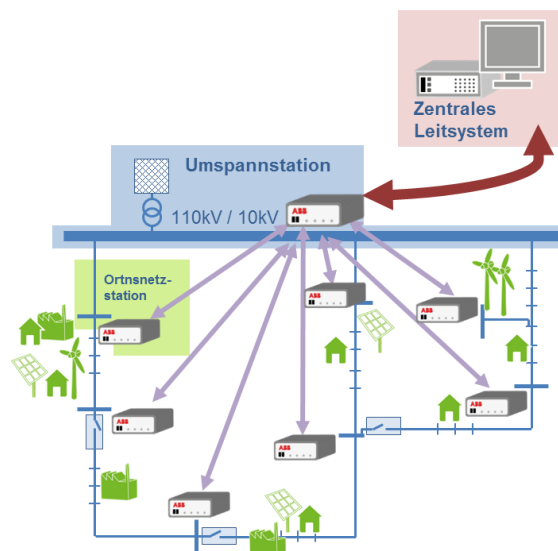


Abbildung 1: Grundlegendes Konzept.

Ergebnisse und Erfahrungen

Dieser Beitrag stellt die wesentlichen Ergebnisse der in 2014 bzw. 2015 durchgeführten Labor- und Feldtests vor. Weiterhin werden Erfahrungen und Problemstellungen beim Aufbau und Betrieb der innovativen Netzstruktur dargestellt. Die Auswirkungen auf die Versorgungsqualität und den Netzbetrieb werden dabei detailliert wiedergegeben. Darüber hinaus wird die Zusammenarbeit mit anderen europäischen DSOen und den verbundenen innovativen Demonstrationsprojekten skizziert.