

HYBRID-VPP4DSO – EINSATZ VON VIRTUELLEN KRAFTWERKEN ZUR AKTIVEN VERTEILNETZUNTERSTÜTZUNG UNTER BERÜCKSICHTIGUNG EINES FLEXIBILITÄTS-EINSATZES AN DEN MÄRKTEN

Johanna SPREITZHOFER¹, Roman SCHWALBE¹, Tara ESTERL¹,
Daniel BURNIER DE CASTRO¹, Gregor TALJAN², Uršula KRISPER³,
Christoph GUTSCHI⁴, Simon STUKELJ⁵, Wolfgang GAWLIK⁵

Inhalt

Durch die zunehmende Verbreitung dargebotsgeführter erneuerbarer Energieträger steigt der Bedarf an Flexibilität im Energiesystem, insbesondere auf lokaler Ebene. Ein Ansatz, um dieser Herausforderung zu begegnen, sind Virtuelle Kraftwerke (Virtual Power Plants – VPPs), bei denen sich eine Vielzahl unterschiedlicher Netzteilnehmer zu einer Einheit zusammenschließen. Sowohl Erzeuger als auch Verbraucher können so ihre verfügbare Flexibilität kombinieren und gemeinsam eine entscheidende Rolle im Stromnetz der Zukunft spielen.

Im Rahmen des eMISSION Projektes Hybrid-VPP4DSO [1] wird ein Konzept entwickelt, das VPPs den kombinierten Einsatz am Markt und in der aktiven Netzunterstützung ermöglicht. Durch Nachfrage- und Erzeugungssteuerung können Kunden so an den verschiedenen Energiemärkten, wie am Regelenergiemarkt oder am Day-Ahead Markt teilnehmen und Erträge erzielen. Außerdem kann ihre Flexibilität den Verteilnetzbetreiber dabei unterstützen, einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Dies ermöglicht auch den Anschluss von mehr erneuerbaren Energieträgern an das Netz, da das VPP deren volatile Erzeugung und damit verbundene Netzprobleme ausgleichen kann.

Methodik

Mittels Stakeholder-Befragungen wird das in den ausgewählten kritischen Netzbereichen vorhandene Flexibilitätspotential ermittelt. Daraus werden Simulationen erstellt, um den möglichen Nutzen eines VPPs zu bestimmen.

Ausgewählte Netze

Für das Projekt wurden in Absprache mit den jeweiligen Netzbetreibern beispielhafte Abschnitte des Mittelspannungsnetzes in der Steiermark und in Slowenien ausgesucht, wobei sowohl städtische, als auch ländliche Gebiete berücksichtigt wurden. In diesen Regionen treten entweder aktuell schon Probleme auf, wie beispielsweise Spannungsüberhöhungen aufgrund fortschreitender Erweiterung der Erzeugungsleistung, oder es werden solche Probleme durch den Ausbau erneuerbarer Energieträger erwartet.

Um ein realistisches VPP zu erstellen, wurden Interviews mit Industriekunden und Kraftwerksbetreibern in Österreich und Slowenien geführt, wobei der Fokus auf den ausgewählten Netzbereichen lag. Dabei wurden das prinzipielle Interesse an der Teilnahme an einem solchen VPP, sowie das vorhandene Potential für Nachfrage- und Erzeugungssteuerung ermittelt. Die resultierende Kundengruppe, die Flexibilität zur Verfügung stellen könnte, ist sehr divergent und reicht von Betreibern von Kleinwasser- und Heizkraftwerken, bis hin zu Stahlproduzenten und Verwaltungen von Einkaufszentren. Für jeden Netzbereich wird aus der Gesamtheit der dort angeschlossenen flexiblen Netzteilnehmer ein Virtuelles Kraftwerk gebildet.

¹ AIT Austrian Institute of Technology, Giefinggasse 2, 1210 Wien, Tel.: +43 664 8157810, Fax: +43 50550-6390, johanna.spreitzhofer.fl@ait.ac.at, www.ait.ac.at

² Energienetze Steiermark, Leonhardgürtel 10, gregor.taljan@e-netze.at

³ Elektro Ljubljana, Slovenska cesta 58, ursula.krisper@elektro-ljubljana.si

⁴ cyberGRID, Inkustraße 16, 3400 Klosterneuburg, cg@cyber-grid.com

⁵ Technische Universität, ESEA, Gußhausstraße 25-29/370-1, 1040 Wien, stukelj@ea.tuwien.ac.at

Simulationen

Basierend auf einer Mischung aus gemessenen und künstlich generierten Lastprofilen werden Simulationsmodelle der gewählten Netzabschnitte für jeweils ein aktuelles Jahr erstellt. Neben diesen Basisszenarien werden auch zwei Zukunftsszenarien für die Jahre 2020 und 2030 entwickelt. Dafür werden die Modelle um zusätzliche Erzeugung und zusätzlichen Verbrauch erweitert. Dabei werden sowohl bereits geplante Anlagen berücksichtigt, als auch Abschätzungen der Netzbetreiber sowie Szenarien über die Entwicklung des Stromverbrauchs.

Ergebnisse

Auf Basis der ermittelten Flexibilitäten in den ausgewählten Netzabschnitten werden alle drei Szenarien (Basis, 2020 und 2030) ausgewertet und die Netzprobleme, die in den einzelnen Abschnitten auftreten, analysiert. Außerdem wird betrachtet, wo diese Probleme auftreten, um diese Information in der Folge für das VPP bereitzustellen. Ein Beispiel für diese Netzprobleme ist in nebenstehender Abbildung im Verlauf der Spannungen an zwei Abzweigen des Steirischen Netzes im Basisszenario zu sehen: Aufgrund der hohen dezentralen Einspeisung durch die große Anzahl an Wasserkraftwerken steigt die Spannung im Sommer in manchen Abzweigen stark an, was durch zukünftigen Betrieb von PV noch verstärkt werden wird.

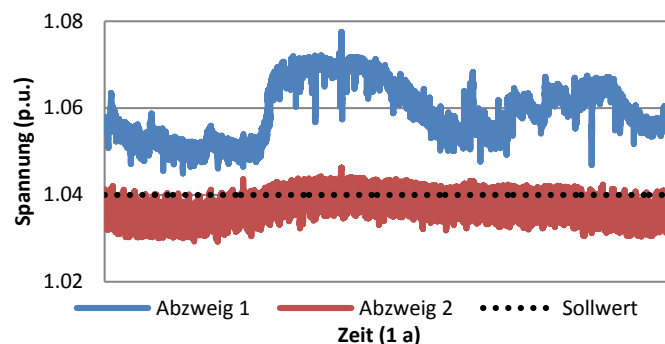


Abbildung 1: Beispiel für Spannungsanhebung durch starke Einspeisung von Wasserkraft im Sommer.

Es werden einzelne typische Beispiele ausgewählt, für die ermittelt wird, ob diese Probleme mit Hilfe des VPPs, in Verbindung mit der für den Betrieb des Netzes zuständigen Netzleitwarte des Netzbetreibers, durch Erhöhung oder Verringerung des Verbrauchs oder der Erzeugung gelöst oder zumindest reduziert werden können. Außerdem wird evaluiert, ob und wieviel Flexibilität zu diesen Zeitpunkten noch für eine Marktteilnahme vorhanden wäre bzw. wie sich ein beispielhafter Abruf der Flexibilität durch den Markt auf das Netz auswirken würde. Im weiteren Projektverlauf soll der Einsatz des VPPs sowohl am Markt als auch für das Netz über ein ganzes Jahr optimiert werden.

Literatur

- [1] Gregor Taljan, Franz Strempl, Christoph Gutschi, Helfried Brunner, „Das hybridVPP-Konzept – Demand Response unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen“, 13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz, 2014.