

SPEICHERSYSTEME FÜR NETZDIENSTLEISTUNGEN IM VERTEILNETZ

Christopher KAHLER^{1*}, Roland ZOLL^{2*}

Inhalt

Die immer stärker aufkommende dezentrale Einspeisung und die zunehmende Anzahl in das Versorgungsnetz zu integrierenden „neuen“ Verbrauchern mit hohen Gleichzeitigkeiten und anderem Verbrauchsverhalten erhöht die Komplexität des Gesamtsystems. Aufgrund von unsymmetrischen Lastverteilungen im Verteilnetz kommt es zu Phasenunsymmetrien, welche die physikalischen Grenzwerte der Betriebsmittel nicht überschreiten dürfen. Kurzfristige Leistungsspitzen treten häufiger auf und werden volatil, was eine zusätzliche Netzbelastung darstellt. Im Testbed der ASCR (Aspern Smart City Research) in der Seestadt Aspern werden diese Herausforderungen unter Realbedingungen untersucht. Eine Lösung der oben genannten Herausforderungen sieht einen Netzausbau vor, der jedoch mit hohen Kosten verbunden ist. Mit dem Forschungsprojekt FACDS (Flexible AC Distribution Systems) wird ein Smart-Grid-Konzept untersucht, das den Einsatz von Netzspeichersystemen im Verteilnetz testet, um für die zuvor genannten und für zahlreiche weitere Netz- aber auch Marktanforderungen gerüstet zu sein sowie um die Versorgungssicherheit und -qualität auch weiterhin sicherstellen zu können.

Methodik

Neben Simulationen, einem Laborbetrieb, Überlegungen hin zu einer möglichen stakeholderübergreifenden Nutzung (Mehrfachnutzung) und einer techno-ökonomischen sowie rechtlichen Analyse, erfolgt eine reale Speicherimplementierung. Dafür erfolgt neben Expertendiskussionen, einer konzeptionellen Entwicklung und offline Simulationen, ein Engineering sowohl auf der Softwareebene als auch im realen Umfeld bei der Speicherimplementierung. Auf der wirtschaftlichen Seite kommen Kalkulationen und Simulationen der betriebswirtschaftlichen Rentabilität zum Einsatz. Realisiert wird es mithilfe von Monte-Carlo-Simulationen, bei der alle variablen Parameterkombinationen je Faktorvariationen simuliert werden.

Die reale Speicherimplementierung erfolgte durch die Einbringung von insgesamt fünf Netzspeichersystemen in den smarten Trafostationen im Testbed der ASCR in der Seestadt Aspern. Ein Netzspeichersystem besteht aus einer Lithium-Eisenphosphat Batterie mit einer Leistung von 100 kW und einer Kapazität von 120 kWh sowie einem Umrichter.

Ergebnisse

Die Netzspeichersysteme stellen für den Verteilnetzbetreiber neue Betriebsmittel dar. Sie sind aktiv und lassen sich flexibel einsetzen bzw. dynamisch regeln. Durch den Feldeinsatz in der Seestadt Aspern können erste Erfahrungswerte gesammelt werden.

Der Feldeinsatz zeigt, dass mit den Speichereinbringungen ein aufwändiger Inbetriebnahmeprozess verbunden ist. Netzspeichersysteme stellen auf der einen Seite Betriebsmittel mit vielen Freiheitsgraden dar, erhöhen jedoch auf der anderen Seite den Komplexitätsgrad. In der Zukunft sind daher Lösungen die „Plug & Automate“ unterstützen, also eine möglichst einfache Integration in die Bestandssysteme, notwendig. Dies wiederum erfordert eine immer vielschichtiger werdende IT-Architektur. Durch den Einsatz von Netzspeichersystemen ergeben sich zahlreiche Nutzungsmöglichkeiten für Netzdienstleistungen im Hinblick auf die Netzstabilität und Netzqualität. Der wesentliche Vorteil von Speichersystemen besteht darin, dass Erzeugung bzw. Einspeicherung

¹ DI Christopher Kahler, Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, +43 (0)50 128-32800, christopher.kahler@wienernetze.at, www.wienernetze.at

² DI Roland Zoll, Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, +43 (0)50128 91209, roland.zoll@wienernetze.at, www.wienernetze.at

und Verbrauch zeitlich entkoppelt werden. Des Weiteren erfolgt eine örtliche Kopplung dezentral erzeugter und gespeicherter Energie, die in weiterer Folge wieder vor Ort verbraucht werden kann.

Mehrfachnutzung

Eine Mehrfachnutzung von Netzspeichersystemen durch mehrere Stakeholder ermöglicht zukünftig neue Geschäftsmodelle und -felder. Neue Marktrollen werden dadurch entstehen. Speicher werden gemeinhin als wesentlicher Schlüssel zur Umsetzung der Energiewende gesehen. Das Ziel der Untersuchungen ist es daher, Strategien für die Mehrfachnutzung durch unterschiedliche Akteure zu entwickeln und so den wirtschaftlichen Betrieb von elektrochemischen Speichern zu optimieren und zu bewerten. Des Weiteren wird untersucht, ob sich durch die Nutzung unterschiedlicher Akteure auch Synergieeffekte durch die unterschiedlichen und sich ergänzenden Last- und Erzeugungsprofile ergeben.

Recht und Regulation

Rechtliche und regulatorische Einflussfaktoren beschränken heute den Einsatz von Netzspeichersystemen durch den Verteilnetzbetreiber. Neue Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden. Zunächst erfolgten Analysen zum derzeitigen Stand und für eine mögliche zukünftige Entwicklung zur rechtlichen Einordnung von Speichersystemen in die Energiewirtschaft. Die Evaluierungen zur rechtlichen Einordnung von Speichersystemen zeigen, dass aufgrund der bisherigen elektrizitätsrechtlichen Einordnung von Speichern in das bestehende Marktsystem auch Batteriespeicher beim Einspeichern des Stroms als Endverbraucher und Entnehmer sowie bei der Ausspeicherung als Erzeuger und Einspeiser zu qualifizieren sind.

Wirtschaftlichkeit von Speichersystemen

Ökonomische Einflussfaktoren wirken sich auf einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb aus. Das im Forschungsprojekt FACDS eingesetzte Batteriespeichersystem unterliegt einer Vielzahl verschiedener Einsatzstrategien. Aufgrund verschiedener Zielfunktionen (z. B. Minimierung der Netzbeanspruchung) variieren die erwirtschafteten Erlöse, die sich in weiterer Folge auf die Wirtschaftlichkeit des Systems auswirken. Im Zuge des Projektes wurde ein betriebswirtschaftliches Modell entwickelt, das sowohl eine statische als auch eine dynamische Bewertung zukünftiger Preisszenarien und Kapitalmarktentwicklungen erlaubt. So kann eine höchstmöglich breitgefächerte und sensibilisierte Aussage über das geplante Investitionsprojekt getroffen werden.