

Netzspeichersysteme für Netzdienstleistungen im Verteilnetz

DI Christopher Kahler, DI Roland Zoll

Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien, christopher.kahler@wienernetze.at,
www.wienernetze.at

Kurzfassung: Die Ziele der Dekarbonisierung, Digitalisierung und Dezentralisierung sind die neuen Herausforderungen in der Energiebranche. Durch internationale und nationale Einflussfaktoren lässt sich eine starke Entwicklung in Richtung Energieautarkie, E-Mobilität und Vernetzung feststellen. Die Energiewende erfordert neben dem Verteilnetzausbau einen möglichen Einsatz von Netzspeichersystemen. Das Forschungsprojekt FACDS (Flexible AC Distribution Systems) untersucht ein Smart-Grid-Konzept, um für zahlreiche zukünftige Netz- aber auch Marktanforderungen gerüstet zu sein. Die Speicherung ist heute ein relevantes, morgen aber ein essentielles Thema!

Das Forschungsprojekt beschäftigt sich mit der Definition netzdienlicher Funktionalitäten von zukünftig dezentralen Speichersystemen in elektrischen Verteilnetzen mit simulations-technischer Validierung auf Systemebene und Komponentenebenen. Hierbei spielen die Laborvalidierung sicherheitsrelevanter Speicheraspekte eines prototypischen Systemaufbaus, funktionale Validierung der Systemdienstleistungen und deren Stabilität und Aufbau bzw. Betrieb von Speichersystemen im Verteilnetz mit einer realen Implementierung im ASCR Testbed in der Seestadt Aspern eine entscheidende Rolle. Mittels rechtlicher und technoökonomischer Analysen anhand eines Kostenvergleichs über den gesamten Lebenszyklus und die Gegenüberstellung der spezifischen Kosten für unterschiedliche Speichereinsatzstrategien, auch unter der Betrachtung der Mehrfachnutzung, werden szenarienbasierte Geschäftsmodelle erarbeitet.

Keywords: Netzspeichersysteme, Netzdienstleistungen, Smart-Grid-Konzept, Mehrfachnutzung



1 Wir forschen für unsere Zukunft – Ausgangssituation und davon abgeleitete Ziele für das Forschungsprojekt FACDS

Die immer stärker aufkommende dezentrale Einspeisung und die zunehmende Anzahl in das Versorgungsnetz zu integrierenden „neuen“ Verbrauchern mit hohen Gleichzeitigkeiten (z. B. E-Mobilität) und anderem Verbrauchsverhalten erhöht die Komplexität des Gesamtsystems. Eine strategische Anpassung der Verteilnetzplanung als auch des Netzbetriebs ist erforderlich. Des Weiteren kommt es aufgrund von unsymmetrischen Lastverteilungen im Verteilnetz zu Phasenunsymmetrien, welche die gesetzlichen Grenzwerte nicht

überschreiten dürfen. Im Testbed der ASCR (Aspern Smart City Research) in der Seestadt Aspern werden diese Herausforderungen unter Realbedingungen untersucht. [1] [2]

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 anstrebt, um für die zuvor genannten und für zahlreiche weitere Netz- aber auch Marktanforderungen gerüstet zu sein. Ein Batteriespeicher wird in Kombination mit einem Umrichter eingesetzt, der dem Netz unterschiedliche Netzdienstleistungen zur Verfügung stellen kann, um auch weiterhin die Versorgungssicherheit und -qualität sicherstellen zu können. Der wesentliche Vorteil von Speichersystemen besteht darin, dass Erzeugung bzw. Einspeicherung 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.

Die Forschungsthemen lassen sich auf Entwicklungsachsen mittels Technology Readiness Level (TRL) darstellen. Von einem Ausgangspunkt HEUTE wird mit FACDS ein Innovationshub erreicht. Neben Simulationen, einem Laborbetrieb, Überlegungen hin zu einer möglichen stakeholderübergreifenden Nutzung (Mehrfachnutzung) und einer techno-ökonomischen sowie rechtlichen Analyse, erfolgt eine reale Speicherimplementierung in den smarten Trafostationen in der Seestadt Aspern.

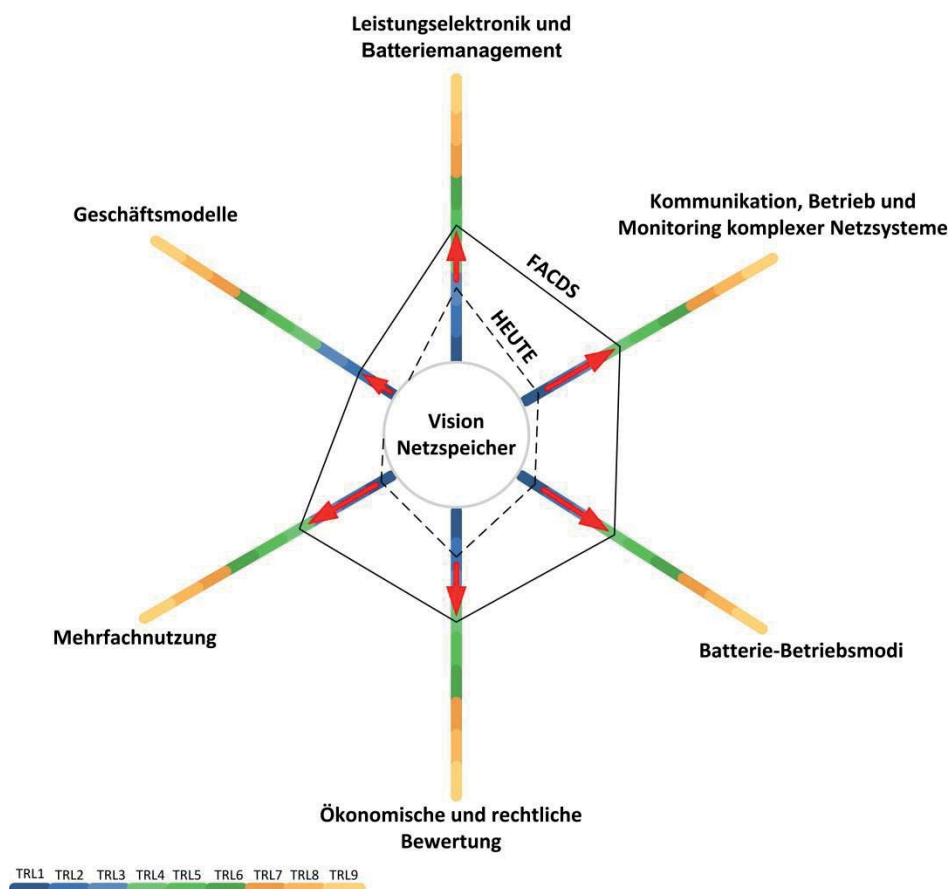


Abbildung 1: Forschungsthemen mit den Technology Readiness Level (TRL) - Von HEUTE über den Innovationshub zum Projektziel

2 Realer Feldeinsatz in der Seestadt Aspern

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.

Die Einbringung von insgesamt fünf Netzspeichersystemen erfolgte 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, der als B6-Brücke 3-phasig (4 Leiter) ausgeführt ist.

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. Zudem erhöhen sich die Security-Anforderungen generell dadurch, dass in Netzebenen die bislang kaum automatisiert waren, entsprechende Kommunikationsverbindungen realisiert werden und damit letztendlich auch potentielle Angriffsvektoren ermöglicht werden. Andererseits ist das System mit weiteren Zugängen zu erweitern wie etwa für einen möglichen Fernzugriff des Herstellers für Update- und Wartungsaktivitäten.

Die Netzspeichersysteme können heute die gewünschten technischen Anforderungen für Verteilnetzbetreiber noch nicht zur Gänze zur Verfügung stellen. Aus Sicht des Forschungsprojektes ist daher ein hohes Maß an manuellem Engineering erforderlich und diese Tätigkeit ist heute ein wesentlicher Teil von Forschungsaktivitäten.

Für strategische Überlegungen eines zukünftigen Netzspeichereinsatzes im Versorgungsgebiet sowie als Input für die volkswirtschaftliche Analyse, wird der Ansatz einer Netzkategorisierung (Entwicklung Photovoltaik & E-Mobilität & Wärmepumpe) verfolgt und führt zu unterschiedlichen Speicherdimensionierungen und Betriebsmodi im Verteilnetz. Folgende Fragen lassen sich ableiten:

- Wo im Netz sind Netzspeichersysteme sinnvoll?
- Welche Speichanzahl wird erwartet?
- Welche Speicherdimensionierung wird benötigt?



Abbildung 2: Batteriesystem (links) und Umrichtersystem (rechts)



Abbildung 3: Batteriesystem in der Trafokoje

Durch den Einsatz von Netzspeichersystemen ergeben sich zahlreiche Nutzungsmöglichkeiten für Netzdienstleistungen im Hinblick auf die Netzstabilität und Netzqualität.

- **Phasensymmetrierung** — Unsymmetrien im Verteilnetz werden durch einen phasenselektiven Betrieb des Umrichters kompensiert. Durch eine gleichmäßige Auslastung der Stromphasen wird eine Mobilisierung der vorhandenen Netzreserven erreicht.
- **Blindleistungsmanagement** — Eine Blindleistungsminimierung sowie eine Blindleistungsbereitstellung kann dadurch erzielt werden.
- **Peak Shaving und Bandregelung** — Das Verteilnetz kann dadurch effizienter betrieben sowie systemtechnische Grenzwerte eingehalten werden. Durch eine geringere Auslastung der Betriebsmittel können positive Auswirkungen auf die Betriebsmittalterung erzielt werden. Netzinvestitionen könnten dadurch effizienter gestaltet bzw. verzögert werden.

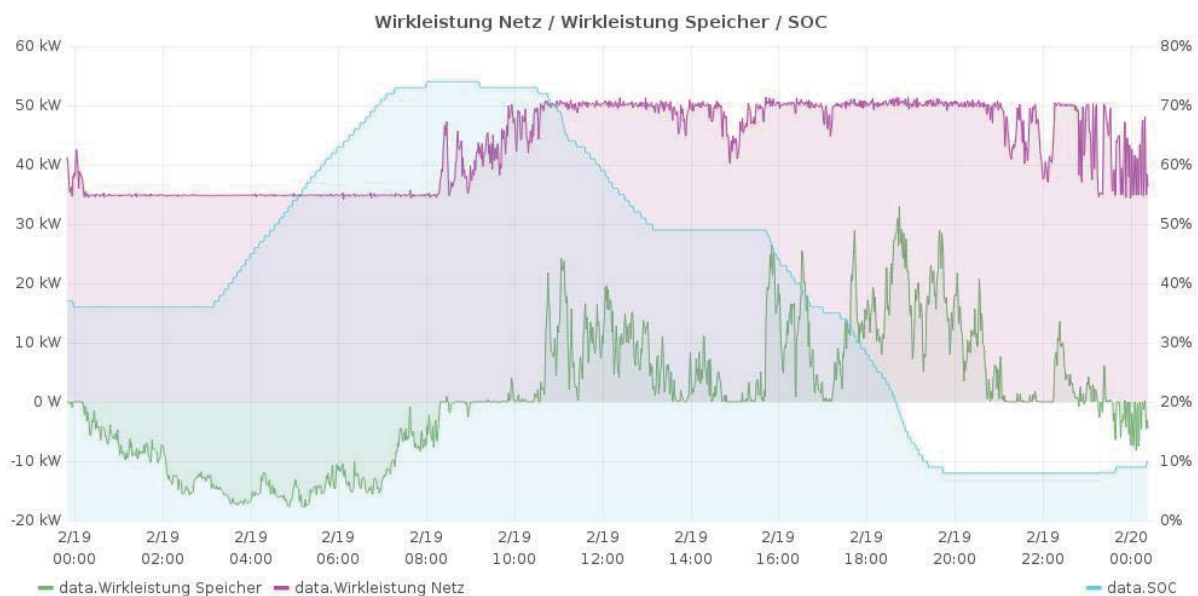


Abbildung 4: Durch die Bandregelung in der Trafostation werden die Leistungsspitzen gekappt und dadurch eine konstante Auslastung der Betriebsmittel erzielt. Die Sollwertvorgabe ist mit 45 kW +5/-10 kW definiert

3 Simulationen zu Analysen hinsichtlich Netzverluste und zur Darstellung des Potentials von freien Speicherkapazitäten für den Markt

Die Speichersimulationen liefern für die ökonomische Betrachtung einer Mehrfachnutzung von Netzspeichersystemen wesentlichen Input: Zeitreihen von Leistungs- oder Energiewerten können für marktseitige Geschäftsmodelle sowie für eine betriebswirtschaftliche Bewertung herangezogen werden. Dieser Input wird durch entwickelte Speichermodelle bzw. Nutzungsmodelle dargestellt. Demnach unterscheiden sich die Modelle in Netzsystemdienstleistung (wie z. B. Phasensymmetrierung und Peak Shaving) und nachfolgende Marktmodelle.

Um zunächst eine erste Einschätzung für die hybride Nutzung zu bekommen, wurden die einzelnen Netz- bzw. Marktdienstleistungen untersucht. Als erster Ansatz wurde die Hypothese aufgestellt, dass alleine die Phasensymmetrierung die Netzverluste insgesamt reduziert. Werden die internen Verluste der Batteriespeichersysteme nicht berücksichtigt, ist ein positiver Aspekt der Symmetrierung auf die Netzverluste zu erkennen.

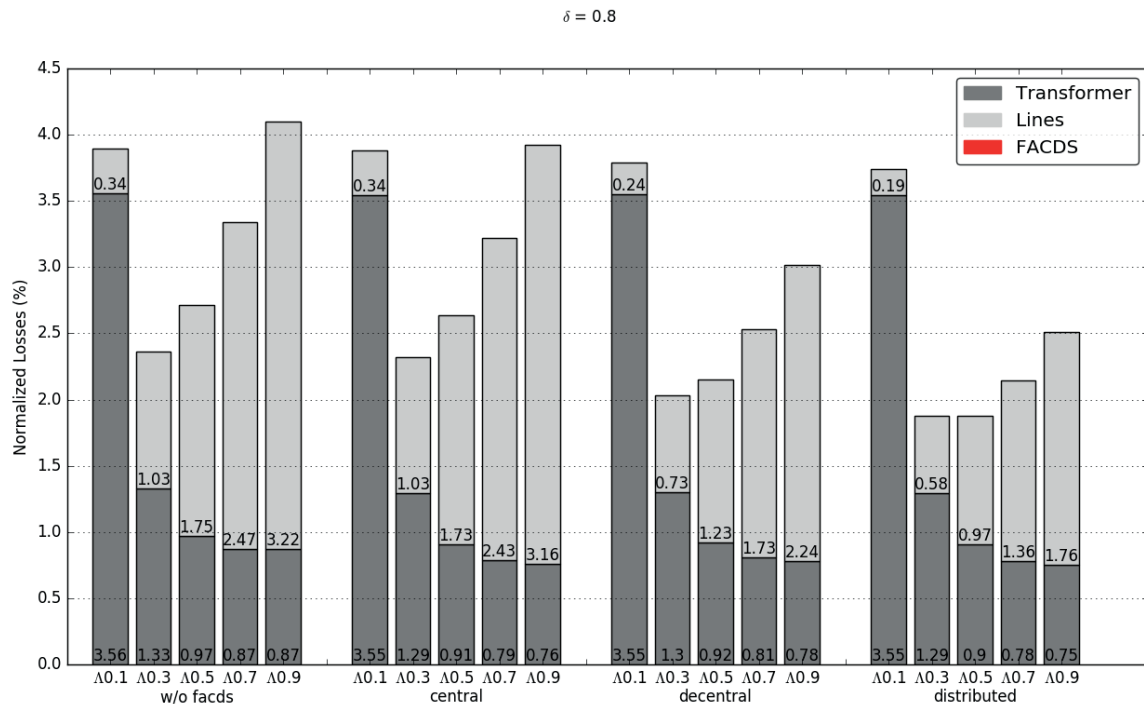


Abbildung 5: Netzverluste in Abhängigkeit des Installationsszenarios und Strangauslastung für eine maximale Leistungspreisung / Unsymmetriegrad von $\delta = 80\%$ (starke Unsymmetrie)

In einem nächsten Schritt wurden die Verluste über den Wirkungsgrad des Umrichters auf die bisherigen Ergebnisse mitberücksichtigt.

Die im Projekt FACDS untersuchten Systemverluste, darunter verstehen sich die Verluste der Batterie und des Umrichters, sind nur minimal abhängig von der Strangauslastung Λ . Dafür kann ein deutlicher Unterschied bei verschiedenen Unsymmetriegraden δ festgestellt werden. Die Analyse zeigt, dass beim Installationsszenario „central (zentrales Netzspeichersystem in Transformatorstation)“ die höchsten Verluste resultieren, gefolgt von „decentral (einzelnes Netzspeichersystem z. B. am Ende eines Stranges)“ und „distributed (verteilte Kleinspeicher an den Netzverknüpfungspunkten der Kunden)“. Die Simulationen zeigen, dass nur mit dem Installationsschema „distributed“ eine Reduktion der Verluste und auch da nur bei einer sehr hohen Strangauslastung und bei einem hohen Unsymmetriegrad möglich ist. [3]

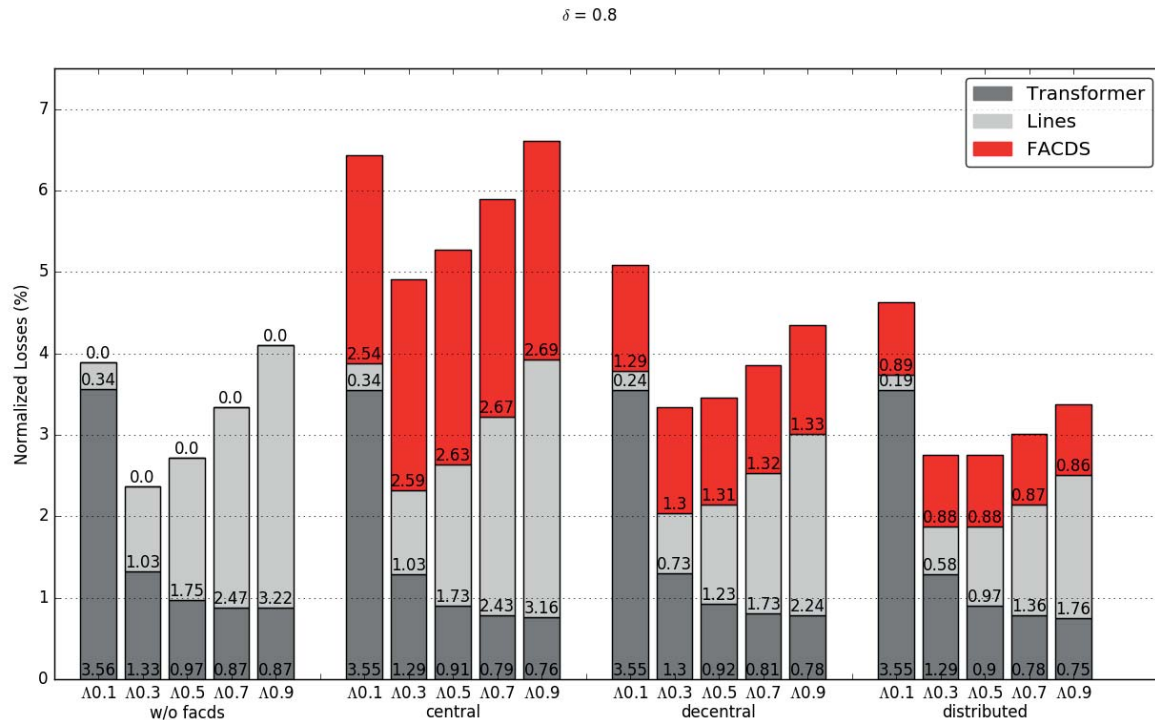


Abbildung 6: Netzverluste inklusive betrachtete Verluste („FACDS“) in Abhängigkeit des Installationsszenarios und Strangauslastung für eine maximale Leistungsspreizung / Unsymmetriegrad von $\delta = 80\%$ (starke Unsymmetrie)

Die Erkenntnis ist, dass die Phasensymmetrierung zum Zwecke der Verlustleistungsminimierung sowie eine ausschließliche Verwendung des Umrichters für die Symmetrierung nicht effektiv ist und zu keinem Mehrwert führt. Demnach sollte die Symmetrierung nicht im Zuge der Zielfunktion Verlustleistungsminimierung eingesetzt werden, sondern nur im Falle von hohen Unsymmetrien, um z. B. die Einhaltung der Betriebsgrenzen einzelner Phasen zu erreichen. Damit wird sichergestellt, dass durch die Unsymmetrien nicht die strukturelle n-1 Sicherheit des urbanen Niederspannungsverteilnetzes verletzt wird.

Die Phasensymmetrierung ist zur primären Nutzung des Netzspeichersystems zu verstehen und alle anderen Betriebsmodi als Add on. Beispielsweise können durch eine höhere Auslastung der Umrichterventile und durch eine Bereitstellung von Energiemengen auf dem Markt Synergien genutzt und diese mit einer Symmetrierung kombiniert werden. Des Weiteren kann bei einer höheren Auslastung der Ventile wiederum ein wesentlich höherer Gesamtwirkungsgrad (bis zu 98 %) erreicht werden.

4 Mehrfachnutzung von Netzspeichersystemen

Speicher werden gemeinhin als wesentlicher Schlüssel zur Umsetzung der Energiewende gesehen. Neben der Sicherung der Versorgung kritischer

(Netz-)Infrastruktur werden elektrochemische Speicher derzeit meist von Akteuren betrieben, die auf Basis einer einzelnen Erlösmechanik einen wirtschaftlichen Nutzen aus dem Speicherbetrieb ziehen wollen. Beispielsweise ermöglichen Eigenheimspeicher die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote von Strom aus z. B. dezentralen Photovoltaikanlagen und damit finanzielle Vorteile. Alle Anwendungen haben derzeit gemein, dass der wirtschaftliche Einsatz von elektrochemischen Speichern für einen einzelnen Zweck aufgrund des

derzeitigen Preisgefüges meist nicht darstellbar ist. Im Forschungsprojekt FACDS soll daher ein möglicher Mehrfachnutzen von Speichern durch den Zugriff mehrerer Akteure bzw. Stakeholder untersucht werden. So kann ein Speicher einerseits von Betreibern dezentraler Anlagen zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden. Andererseits können Energielieferanten Strom zu Zeiten niedriger Großhandelspreise einspeichern und ihre KundInnen später zu Zeiten höherer Preise versorgen. Verteilnetzbetreiber können den Speicher für Netzdienstleistungen nutzen. 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. Dabei ist die Speicher- bzw. Umrichterkapazität zur Netzstützung prioritär zu behandeln, lediglich die verbleibenden Potentiale können für die wirtschaftliche Optimierung angewendet werden. Des Weiteren wird untersucht, ob sich durch die Nutzung unterschiedlicher Akteure auch Synergieeffekte durch die unterschiedlichen und sich ergänzenden Last- und Erzeugungsprofile ergeben.

5 Rechtliche und regulatorische Einflussfaktoren

Zunächst erfolgten Analysen zum derzeitigen Stand und für eine mögliche zukünftige Entwicklung zur rechtlichen Einordnung von Speichersystemen in die Energiewirtschaft. Betrachtet werden dabei Themen hinsichtlich der Berechtigung zur Errichtung und zum Betrieb von Speichersystemen. Die Evaluierungen zur rechtlichen Einordnung von Speichersystemen zeigt, dass aufgrund der bisherigen elektrizitätsrechtlichen Einordnung von Speichern in das bestehende Marktsystem nicht nur Pumpspeicherkraftwerke und Power-to-Gas-Anlagen, sondern auch Batteriespeicher beim Einspeichern des Stroms als Endverbraucher und Entnehmer sowie bei der Ausspeicherung als Erzeuger und Einspeiser zu qualifizieren sind. Sie nehmen damit eine Doppelrolle ein. Bei der Untersuchung der Berechtigung zur Errichtung und zum Betrieb der Speicheranlage ist festzuhalten, dass derzeit, anders als für den Betrieb von Gasspeichern, weder auf unionsrechtlicher noch auf nationaler Ebene Entflechtungsvorgaben für den Betrieb eines Stromspeichersystems bestehen. Es stellt sich daher vor dem Hintergrund der zuvor beschriebenen Einordnung einer Batteriespeicheranlage die Frage, wer eine solche Anlage überhaupt besitzen und betreiben darf bzw. ob dies aufgrund von entflechtungsrechtlichen Vorgaben auch für einen Netzbetreiber möglich ist. Des Weiteren werden eine Untersuchung der allgemeinen berufs- und betriebsanlagenrechtlichen Voraussetzungen, der elektrizitätsrechtlichen Rahmenbedingungen sowie der Bedeutung des EU Winterpaketes und der Ökostromnovelle für Netzspeichersysteme vorgenommen.

6 Ökonomische Einflussfaktoren

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. Gerade Investitionen in das Energiesystem unterliegen aufgrund der hohen Anschaffungskosten meist langen Betrachtungszeiträumen. Zudem lassen sich langfristige Vorhersagen von Energiepreisen oder Kapitalzinssätzen nur schwer und ungenau treffen. Im Zuge dieses Projektes wurde

daher ein betriebswirtschaftliches Modell entwickelt, das sowohl eine statische als auch eine dynamische Bewertung zukünftiger Preisszenarien und Kapitalmarktentwicklungen erlaubt. Realisiert wird das mithilfe von Monte-Carlo-Simulationen, bei der alle variablen Parameterkombinationen je Faktorvariationen simuliert werden. So kann eine höchstmöglich breitgefächerte und sensibilisierte Aussage über das geplante Investitionsprojekt getroffen werden. Die Basis dieses Modells bildet die dynamische Kapitalwertmethode. Sie erlaubt es, dynamische Veränderungen sowohl ausgabeseitig als auch eingabeseitig miteinzubeziehen. Dabei werden die geschätzte Amortisationsdauer, der interne Zinsfuß und die Stromgestehungskosten dargestellt.

Aus wohlfahrtsökonomischer Sicht ergibt sich die Frage, welche Kosten und Nutzen sich für die Volkswirtschaft bzw. Gesellschaft infolge möglicher Maßnahmen zur Integration dezentraler, erneuerbarer Erzeugungsanlagen ergeben. Um eine Aussage zum volkswirtschaftlichen Nutzen des netzdienlichen Einsatzes von Batteriespeichern zu treffen, werden innerhalb von FACDS Verteilungseffekte, Leistungsbilanzeffekte, externe Effekte sowie Wettbewerbseffekte (Technologieführerschaft) diskutiert. Zusätzlich erfolgt die Quantifizierung der regionalökonomischen Bedeutung von zentralen Strategien für den netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichersystemen im Vergleich zum konventionellen Netzausbau.

7 Quellen

- [1] A. Einfalt, et.al.: Untersuchung des Smart Grid Migrationspfades im Living Lab „Aspern Die Seestadt Wiens“. Von Smart Grids zu Smart Markets 2015, Kassel, 25.-26. März 2015.
- [2] A.Schuster, et.al.: Planung der Forschungstasks zur Umsetzung urbaner Smart Grid Use Cases in der Aspern Smart City Research (Wien), Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, 26.-27.01.2016, Berlin
- [3] Benoit Bletterie, Serdar Kadam, Julien Le Baut, Johannes Stöckl, Johannes Kathan, Alfred Einfalt, “A novel concept for combining operation modes of storage systems in distribution networks”, 12th IEEE PES PowerTech Conference Manchester, UK, 18.-22.06.2017