

WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG EINES STATIONÄREN SPEICHERSYSTEMS- TEILNAHME AN DEN REGELENERGIEMÄRKTEN DER APG-REGELZONE

Rusbeh REZANIA¹, Wolfgang PRÜGGLER²

Motivation

Die homogene Integration von Erzeugungsanlagen (vor allem Photovoltaik und Windkraft) in Mittel- und Niederspannungsnetze stellen neue Herausforderungen im technischen und ökonomischen Bereich dar. In diesem Zusammenhang kann die gleichzeitige Einspeisung von hohen Leistungen mit kurzer Dauer hingewiesen werden. Die Netzrestriktionen können in diesem Fall mit einer entsprechenden Netzverstärkung oder/und Integration von Speichertechnologien (in Kombination mit lokaler erneuerbarer Erzeugung) erfüllt werden. Stationäre Speichertechnologien könnten dabei auch mit der Teilnahme an Regelleistungsmärkten – z.B. mittels Aggregation- einen Beitrag für die Stabilität und Versorgungssicherheit des gesamten Stromsystems leisten. Dieser Beitrag beschäftigt sich daher im Rahmen des Projekts Multifunktionales Batteriespeicher-system (MBS) mit dem wirtschaftlichen Potential eines Speichersystems unter Berücksichtigung dessen Teilnahme an den unterschiedlichen Regelleistungsmärkten in der Austrian Power Grid (APG)-Regelzone.

Das Projekt MBS wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „NEUE ENERGIEN 2020“ durchgeführt.

Methode

Das Speichersystem besteht aus einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie mit einer Gesamtkapazität von 100 kWh und einer PV-Anlage. Die installierte Leistung der PV-Anlage ist eine variable Größe. Die ausgewählte methodische Vorgehensweise bezüglich der Teilnahme des Speichersystems an den Regelleistungsmärkten wurde wie folgt festgelegt:

- Analyse der Marktregeln für die Teilnahme in den Regelleistungsmärkten,
- Definition von den wöchentlichen Einsatzplänen basierend auf einer statistischen Analyse des Aufkommens des Regelleistungbedarfes in der APG-Regelzone im Jahr 2010 (wöchentliche Prognose),
- Optimierter Einsatz (Lineare Optimierung) des Speichersystems im Zusammenhang mit einer gleichzeitigen Teilnahme an den Regelleistungsmärkten und am EEX (European Energy Exchange) – Markt (Erweiterung der verwendeten Methode aus [1]),
- Definition von Randbedingungen der Optimierung, die sich aus den Marktregeln (Leistungsreserve für die gesamte Ausschreibungsdauer) und technischer Definition des Speichersystems (Maximale/Minimale Lade- und Entladeleistung, Speicherkapazität, PV-Erzeugung) ergeben.

Ergebnisse

Die Ergebnisse beinhalten die Darstellung der möglichen Deckungsbeiträge des Speichersystems unter verschiedenen Einsatzmöglichkeiten an den Regelleistungsmärkten. Auch ein Vergleich zwischen den jährlichen Deckungsbeiträgen und Annuitäten der Systeminvestitionskosten (vgl. [1] und [2]) ist

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe/ Energy Economics Group, Gusshausstr. 25-29, 1040 Wien, Tel: 0043-1-58801-370375, Fax: 43-1-58801-370397, Email: reaznia@eeg.tuwien.ac.at, Web: www.eeg.tuwien.ac.at

² Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe/ Energy Economics Group, Gusshausstr. 25-29, 1040 Wien, Tel: 0043-1-58801-370369, Fax: 43-1-58801-370397, Email: prueggler@eeg.tuwien.ac.at, Web: www.eeg.tuwien.ac.at

vorgesehen. Die Arbeit wird mit der Interpretation der Ergebnisse und deren Vergleich mit unterschiedlichen Speichereinsatzmöglichkeiten aus verschiedenen Literaturquellen abgeschlossen.

Referenzen

[1] R. Rezania, D. Burnier, A. Abart: Energiespeicher zum regionalen Leistungsausgleich in Verteilnetzen- Netzgeführter versus marktgeführter Betrieb, Paper für Internationale Energiewirtschaftstagung Wien, Februar 2011

[2] M. Glatz, R. Rezania, W. Prügler: "Multifunctional Battery System – Storage of Renewable Electricity Generation", Paper, 34th IAEE International Conference, Stockholm June 2011