

# Wirtschaftliche Bewertung der Teilnahme eines stationären Speichersystems an den Regelenergiemärkten Österreichs

Rusbeh Rezanian · Wolfgang Prügler

## Einleitung

Im Allgemeinen ist die primäre Anwendung von Stromspeichern die, elektrische Energie von Überschusszeiten in Zeiten geringerer Stromaufbringung zu überführen, wobei entsprechende ökonomische Vorteile generiert werden sollen (vgl. auch [7]). In [8] wird dazu in drei Hauptanwendungen von Speichern unterteilt, welche die Reduktion von Spitzenlasten, die Kontinuität der Aufbringung sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Regelenergie) zum Ziel haben. Auch der stetige Zuwachs volatiler erneuerbarer Stromquellen erfordert nach [1] Lösungen, die eine höhere Flexibilität in der Deckung des Verbrauchs durch die Erzeugung – erweitert um Speicherlösungen – bieten.

[12] evaluiert die geeigneten großtechnischen Speichertechnologien, die für die Bereitstellung der Regelenergie in den Regelzonen BPA (Bonneville Power Administration) und CAISO (California Independent System Operator Corporation) infrage kämen. Die Bereitstellung einer Leistung von 10 MW während einer Minute und 15-maliges Laden und Entladen des Speichers innerhalb einer Stunde (131 400 Zyklen im Jahr) wurden hier als technische Rahmenbedingung für die untersuchten Speichertechnologien vorgegeben. [12] kommt zum Ergebnis, dass großtechnische Speichertechnologien wie Schwungräder, Pumpspeicherkraftwerke und Natrium-Schwefel-Akkumulatoren den erwähnten Rahmenbedingungen genügen. Die VRB-Batterien (vanadium redox battery) können die Rahmenbedingungen für einen großtechnischen Speichereinsatz nicht erfüllen, da die hohen Investitionskosten und geringen Zykluszahlen (hohe Zykluskosten) als Hindernis erörtert werden.

Der wirtschaftliche Vergleich zwischen dem großtechnischen Speicher NaS und Pumpspeicherkraftwerken wurde in [7] durchgeführt. Die verwendete Applikation sah hier die Maximierung der Deckungsbeiträge mit der Teilnahme der Speicher an Energie- und Regelenergiemärkten vor. Die Vorhersage der Energiepreise an den Energie- und Regelenergiemärkten (ohne Betrachtung der Marktregeln – Ausschreibungskriterien) stellten neben der technologischen Eigenschaften der Speichertechnologien die Datengrundlage für die Berechnungen dar.

[6] analysierte das wirtschaftliche Potenzial eines kleinen VRB-Speichers (Nettokapazität: 100 kWh) im Zusammenspiel mit der Abdeckung des Verbrauchs eines Haushaltes (3200 kWh/Jahr) und paralleler Teilnahme am Energiemarkt. Die Ergebnisse hier zeigen, dass die Deckungsbeiträge durch den Betrieb des Speichers die Annuität der Investitionskosten und jährlichen Wartungskosten nicht abdecken können.

Ausgehend von den Ergebnissen der angegebenen Literaturstellen, wird das Hauptaugenmerk der Untersuchungen in diesem Beitrag auf die Erbringung von Systemdienstleistungen gelegt, d. h. den Speichereinsatz (kleine Speichereinheiten) für Zwecke der Regelenergiebereitstellung. Dazu wird ein allgemeines Modell entwickelt, welches ausgelegt nach dem Pilotsystem des MBS-Projekts ermittelt,

---

DOI 10.1007/s00287-012-0669-5  
© Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2012

Rusbeh Rezanian · Wolfgang Prügler  
Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme  
und elektrische Antriebe – Energy Economics Group,  
Wien, Österreich  
E-Mail: {rezania, prueggler}@eeg.tuwien.ac.at

## Zusammenfassung

Die dezentrale Integration von Stromerzeugungsanlagen (vor allem Photovoltaik und Windkraft) in Mittel- und Niederspannungsnetze stellen neue Herausforderungen im technischen und ökonomischen Bereich dar. Entstehende Netzrestriktionen können in diesem Fall mit einer entsprechenden Netzverstärkung und/oder Integration von Speichertechnologien (in Kombination mit lokaler erneuerbarer Erzeugung) überwunden werden. Stationäre Speichertechnologien könnten dabei auch mit der Teilnahme an Regelenergiemärkten – z. B. mittels Aggregation – einen Beitrag für die Stabilität und Versorgungssicherheit des gesamten Stromsystems leisten. Dieser Beitrag bewertet daher Vermarktungsstrategien von kombinierten und gepoolten Batterie-/Photovoltaikanlagen sowie deren Erlösmöglichkeiten an den Energie- (EEX) und Regelenergiemärkten der österreichischen APG-Regelzone, welche im Rahmen des Projekts MBS ermittelt wurden.

wie hoch Erlöse unter kombiniertem Einsatz der PV-/Batteriekombinationen am österreichischen Regelenergie- und Spotmarkt ausfallen können.

Ein lineares sequenzielles Optimierungsmodell kombiniert dabei die Lade- und Entladeprofile sowie die aktuellen Marktregeln und bewertet eine Kombination aus Haushalt, PV-Anlage und Speichereinheit (Vanadium-Redox-Speicher mit 10 kW, 100 kWh). Haushaltsprofile wurden dabei bewusst berücksichtigt, um die Bewertung ei-

nes Anlagenpoolings von vielen Kleinanlagen zu ermöglichen.

## Methode und Daten

Abbildung 1 illustriert die Systemkonfiguration der modellierten Anlage. Der Speicher agiert als eigenständige Einheit (keine Versorgung eines direkten Verbrauchers), welche bei Verfügbarkeit auch überschüssigen PV-Strom zwischenspeichern und anschließend am Regelenergie- sowie Spotmarkt vermarkten kann. Dies ermöglicht eine Bewertung des reinen Speichereinsatzes sowohl für Großkraftwerke (10 MW, 100 MWh), als auch für ein Pooling von Kleinspeichern (10 kW, 100 kWh) mit kombinierter PV-Anlage und Haushalt.

Die Modellierung ist – wie bereits erwähnt – für einen kombinierten Einsatz des Speichers am Regelenergie- und Spotmarkt ausgelegt. Der Einsatz am Regelenergiemarkt wird dabei auf den Sekundär- und Tertiärmarkt beschränkt, wobei entsprechende Frequenzabweichungen durch Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch (siehe auch [2]) ausgeglichen werden. Abbildung 2 zeigt in diesem Zusammenhang die Anzahl der täglichen Abrufe von Regelenergieabrufen zwischen 2006 und 2010 für positive Tertiär- und Sekundärregelenergie in der APG-Regelzone. Die Auflösung der Analysedaten (15-min-Werte) ergibt damit 96 mögliche Abrufe pro Tag. Am Tertiärregelenergiemarkt ist im Betrachtungszeitraum eine sinkende Tendenz von täglichen Abrufen zu erkennen, welche mit einer Reduktion der abgerufenen Energie von 63 GWh (2006) auf 9 GWh (2010) verbunden ist. Konträr dazu stieg die Anzahl der Abrufe am Sekundärregelenergiemarkt sowie auch der Energieumsatz von 270 GWh (2006) auf etwa 300 GWh (2010). Wird dieser Um-

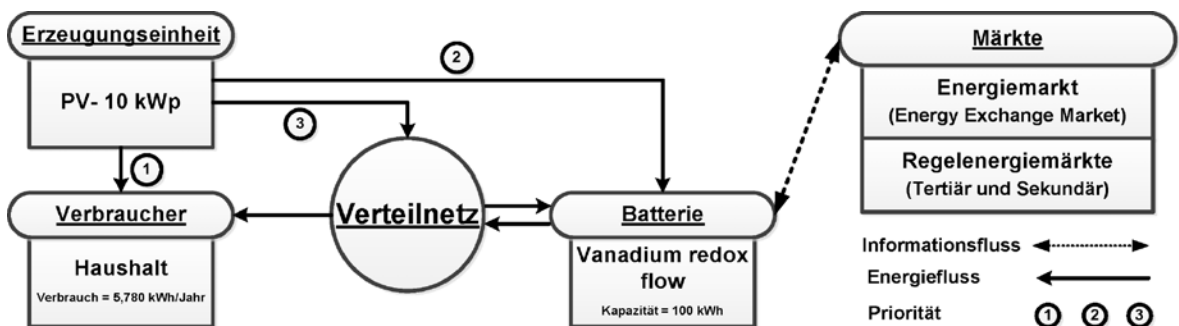
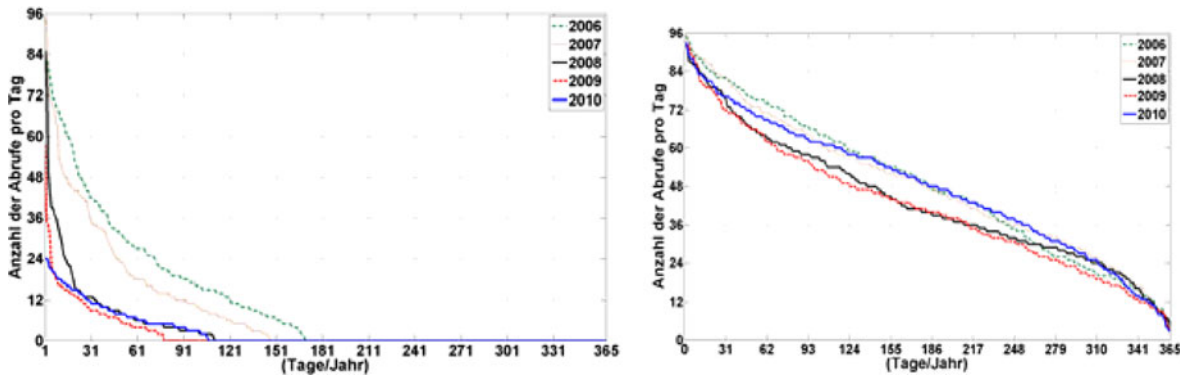


Abb. 1 Systemkonfiguration der Speicherintegration für einen Haushalt mit PV in Anlehnung an vorhandene Betriebsmittel und deren Anbindung in [9]



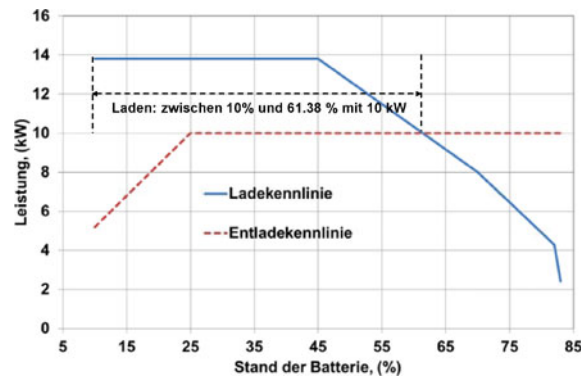
**Abb. 2 Anzahl der täglichen Abrufe von Regelenergieabrufen zwischen 2006 und 2010 für positive Tertiärregelenergie (links) und positive Sekundärregelenergie (rechts) [3]**

stand interpretiert, so könnten folgende Gründe zu einer Substitution von Tertiärregelenergie durch Sekundärregelenergie geführt haben:

- kürzere Intervalle der Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch,
- verbesserte Prognosesysteme und damit Effizienzsteigerung und
- zusätzliche Kapazitäten werden am Sekundärregelenergiemarkt eingesetzt.

Jedenfalls ist davon auszugehen, dass sinkende Energieumsätze am Tertiärregelenergiemarkt zu geringeren Erlösmöglichkeiten für den Speichereinsatz führen werden. Dies wird entsprechend in den Ergebnissen diskutiert. Für die weitere Analyse wird zudem davon ausgegangen, dass der Einsatz der untersuchten Anlagengrößen am Regelenergiemarkt möglich ist, obwohl ein Pooling von Kleinanlagen in den derzeitigen Marktregeln (siehe [www.regelleistung.at](http://www.regelleistung.at)) noch nicht näher spezifiziert wird. Die ermittelten Ergebnisse sind daher als theoretische Werte zu interpretieren.

Abbildung 3 zeigt die Lade- und Entladekennlinie der Vanadium-Redox-Batterie (VRB)-Testanlage, welche im Modell berücksichtigt wurde (10 kW, 100 kWh) [5]. Diese wird dabei zwischen 10 und 83 % des SOC betrieben. Für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt (tertiär und sekundär) muss das Batteriesystem für Zeitblöcke von 4 h konstante Leistung bereitstellen können. Daher kann für die implementierte Entladekennlinie ein Bereich zwischen 25 und 83 % SOC mit konstanter Leistung von 10 kW verwendet werden. Für die Ladung und Erhöhung der Bandbreite des Speicherinhaltes während der Teilnahme an den negativen Regelenergiemärkten



**Abb. 3 Lade- und Entladeprofil der betrachteten Vanadium-Redox-Flow-Batterie als Funktion des Ladezustands [5]**

wurde der SOC-Bereich zwischen 10 und 61,38 % bei 10 kW Leistung implementiert.

Schließlich zeigt Abb. 4 die Einsatzstrategie der Batterie bei kombiniertem Einsatz am Spot- und Regelenergiemarkt (hier beispielhaft für Tertiärregelenergie; gleiche Einsatzstrategie im Sekundärregelenergiemarkt). Die Balken in der Grafik zeigen dabei die täglichen Abrufe für Tertiärregelenergie im Jahr 2010. Positive Regelenergieabrufe zwischen 0:00 und 12:00 sowie 16:00 und 20:00 repräsentieren dabei längerfristige Abweichungen der Erzeugung vom Verbrauch durch nicht prognostizierte Verbrauchssteigerungen. Konträr dazu verursachen Lastabwürfe in den Morgenstunden z. B. zwischen 00:00 und 04:00 den Bedarf an negativer Regelenergie am Tertiärregelenergiemarkt.

Folglich werden vor allem für diese Zeitfenster (höchste Anzahl an Regelenergieabrufen) Regelblöcke definiert, in denen die Batterien Regelleistung

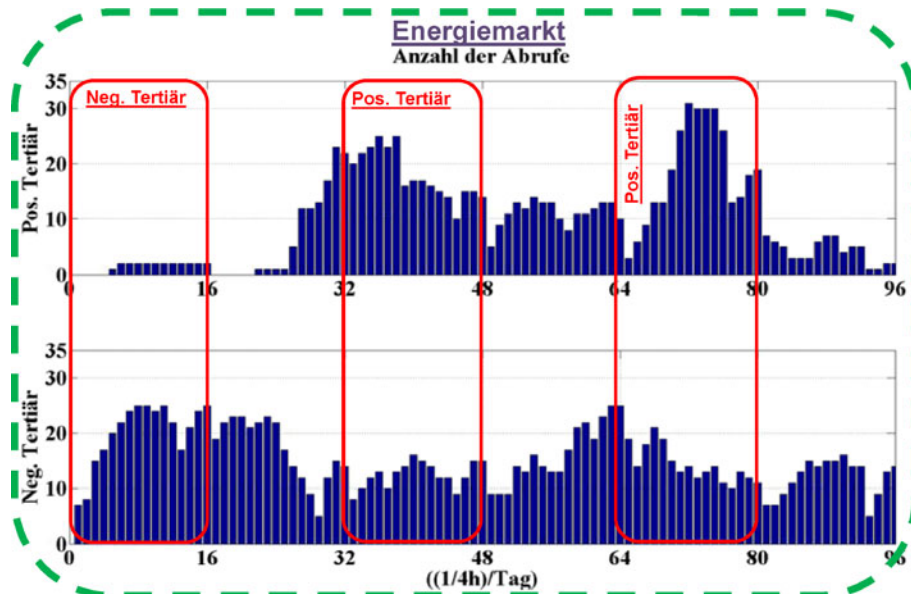


Abb. 4 Einsatzstrategie der Batterie am Regelernergie- und Spotmarkt

vorhalten und am Regelernergiemarkt anbieten (100 % Lieferwahrscheinlichkeit an den Regelernergiemärkten). Wird zu Beginn einer Stunde innerhalb dieser Regelblöcke keine Regelleistung abgerufen, so kann das Optimierungsmodell die vorhandenen Batteriekapazitäten am Spotmarkt anbieten und entsprechende Peak/Off Peak Arbitrage durchführen. Die restlichen Zeitblöcke (04:00 bis 08:00; 20:00 bis 24:00) werden am Spotmarkt derart gehandelt, dass die vorzuhaltenden Speicherkapazitäten für den Beginn der Regelernergieblöcke erreicht werden können.

Das Optimierungsproblem und die entsprechenden Randbedingungen sind dabei wie folgt implementiert worden, wenn angenommen wird, dass

- die Batterie einen Eigenverbrauch von 155 W besitzt [5],
- die Lade- und Entladeeffizienz bei 95 % liegt und
- die Lade- und Entladekennlinie aus Abb. 3 gültig ist.

Somit gilt Gl. (1) mit den Randbedingungen Gl. (2) bis (4).

$$Z_{VRB}(t+1) = Z_{VRB}(t) + \quad (1)$$

$$P_{Lade(t+1)}(Z_{VRB}(t)) \times \eta_{Lade} - 1$$

$$10 \text{ kWh} \leq Z_{VRB} \leq 83 \text{ kWh} \quad (2)$$

$$2,4 \text{ kWh} \leq P_{Laden,t}(Z_{VRB}(t)) \leq 10 \text{ kWh} \quad (3)$$

$$5,2 \text{ kWh} \leq P_{Entladen,t}(Z_{VRB}(t)) \leq 10 \text{ kWh} \quad (4)$$

$$65 \text{ kWh} \leq (Z_{VRB} \text{ Regelmarke positiv}(t)) \leq 83 \text{ kWh} \quad (5)$$

$$(Z_{VRB} \text{ Regelmarke negativ}) \leq 21,38 \text{ kWh} \quad (6)$$

mit

$Z_{VRB}$  Speichereinhalt der Batterie in [kWh]

$P$  Lade-/Entladeleistung in [kW]

$EV$  Eigenverbrauch der Batterie in [kWh]

$\eta$  Wirkungsgrad der Anlage

Gleichung (4) bezeichnet dabei die Randbedingung zur Teilnahme am positiven oder negativen Regelernergiemarkt. Entsprechende Batterieladezustände sind einzuhalten, damit die reservierten Blöcke am Regelernergiemarkt erfüllt werden können.

Entsprechend werden die Deckungsbeiträge des Speichereinsatzes am Regelernergie- und Spotmarkt aus den Differenzen der Kosten der Stromeinkäufe (Bezug) sowie den Erlösen aus den Stromverkäufen (Lieferung) berechnet. Dazu wurden historische Marktdaten vom Spotmarkt der EEX aus dem Jahr 2010 (vgl. [www.eex.com](http://www.eex.com)) sowie der Regelernergie-marktdaten am Tertiärregelernergiemarkt in Österreich (vgl. [4]) verwendet. Für Erlöse am Sekundärregelernergiemarkt wurden Preisdaten aus Deutschland verwendet, da zum österreichischen Sekundärregelmart im Untersuchungszeitraum



Tabelle 1

### Verwendete Leistungs- und Energiepreise auf den Regelenenergiemärkten des Jahres 2012

		Leistungspreis €/MW/h	Energiepreis €/MWh
Tertiär	Positiv	1	98
	Negativ	5	4
Sekundär	Positiv	10,62	129,17
	Negativ	13,46	19,40

noch keine Daten vorhanden waren (vgl. [10]). Es ist jedoch zu erwarten, dass die österreichischen Preise durch die Kopplung der Märkte nahezu gleich ausfallen werden. Tabelle 1 zeigt die im Modell verwendeten Zahlenwerte für die Regelenenergiearten.

Zudem wird die Auswertung einer Vermarktung von vielen kleinen EE-Kraftwerkseinheiten als virtuelles Regelkraftwerk vorgenommen. Untersucht wird vor allem, ob eine gepoolte bzw. regional verteilte Einbindung kleiner dezentraler Speicherkraftwerke einen Zusatzerlös im Vergleich zu einem Großkraftwerk erreichen kann. Es wird dazu angenommen, dass die technischen Mindestanforderungen zur Bereitstellung von Regelenenergie durch ein Pooling von Speicheranlagen erfüllt werden, welches wiederum zu den theoretischen Ergebnissen führt. Das entwickelte Matlab-Modell wurde für die Anforderungen dieses Subtasks adaptiert, um für eine gleichmäßige Verteilung von 1000 Kleinanlagen (10 kW, 100 kWh) auf alle österreichischen Stadt- und Landbezirke (bei 10 Anlagen je Bezirk) den kumulierten Einsatz am Regelenenergiemarkt automatisiert betrachten zu können. Jede Anlage wird dazu mit den regional erhobenen PV-Profilen (vgl. Globalstrahlungswerte unter [www.soda-is.com](http://www.soda-is.com)) und im Projekt erstellten Haushaltsprofilen [9] kombiniert und deren Einsatz am Regelenenergie- sowie am Spotmarkt optimiert. Die je Anlage erreichbaren Erlöse werden schließlich kumuliert und in Bezug zum Erlös einer Einzelanlage (Großanlage mit 10 MW und 100 MWh) gestellt.

### Ergebnisse

Die Berechnungsergebnisse zum Einsatz eines EE-Kraftwerks am Regelenenergie- (Regelenenergieabrufe aus dem Jahr 2010) und Spotmarkt werden in den folgenden Abbildungen getrennt für den Tertiär-

regelmarkt und Sekundärregelmarkt (jeweils kombiniert mit dem Spotmarkt) dargestellt. Die jeweiligen Ergebnisse werden dabei in drei unterschiedliche Erlösallokationsschemata eingeteilt nach:

- Erlöskalkulationsschema 1 (EKS 1): alleiniger Einsatz des Speichers am Regelenenergie- und Spotmarkt,
- Erlöskalkulationsschema 2 (EKS 2): zusätzlich zu EKS 1 werden Erlöse durch Eigenbedarfsdeckung des Haushalts durch die PV-Erzeugung der Batterie gegengerechnet; die PV-Anlage wird dabei als bereits abgeschrieben betrachtet,
- Erlöskalkulationsschema 3 (EKS 3): zusätzlich zu EKS 1 und 2 wird überschüssiger PV-Strom zum Nulltarif verwendet, um den Speicher für die Regelenenergievermarktung zu laden.

Abbildung 5 zeigt die Berechnungsergebnisse zum Batterieeinsatz am Tertiärregelenenergiemarkt in Kombination mit dem Spotmarkt für die zuvor beschriebenen Erlöskalkulationsschemata. Aufgrund der geringeren Anzahl an Abrufen und gehandelter Regelenenergie sind für den alleinigen Einsatz des 10 kW 100 kWh-Speichers Erlöse von etwa 430 €/Jahr im Jahr 2010 zu erwirtschaften. Wird dies für eine Großanlage mit 10 MW und 100 MWh skaliert so wären diese Erlöse mit dem Faktor 1000 zu multiplizieren, welches in etwa 430 000 €/Jahr resultiert. Entsprechend höher fallen die jährlichen Gesamterlöse für die weiteren Erlöskalkulationen aus (EKS 2 rund 930 €/Jahr; EKS 3 rund 1070 €/Jahr). Signifikant höhere Erlöse können am Sekundärenergieregulmarkt kombiniert mit dem EEX-Spotmarkt im Jahr 2010 erreicht werden – wie Abb. 6 zeigt. Gesamterlöse bis zu 2950 €/Jahr sind dabei im Best Case Fall (EKS 3) zu erreichen.

Wird eine Sensitivitätsanalyse der Preisparameter am Sekundärregelenenergiemarkt je Einsatzart durchgeführt, so zeigt Abb. 7 die entsprechenden Auswirkungen auf die erreichbaren Erlöse. Eine Variation des Energiepreises hat dabei signifikant höhere Auswirkungen als jene des Leistungspreises. Dies reflektiert auch das implementierte Verhältnis von Leistung zu Kapazität (1:10 beim VRB-Testsystem) im Bewertungsmodell.

Im Zusammenhang mit der kooperativen Vermarktung der Regelenenergie in einem virtuellen Regelkraftwerk wurde das Erlöspotenzial des

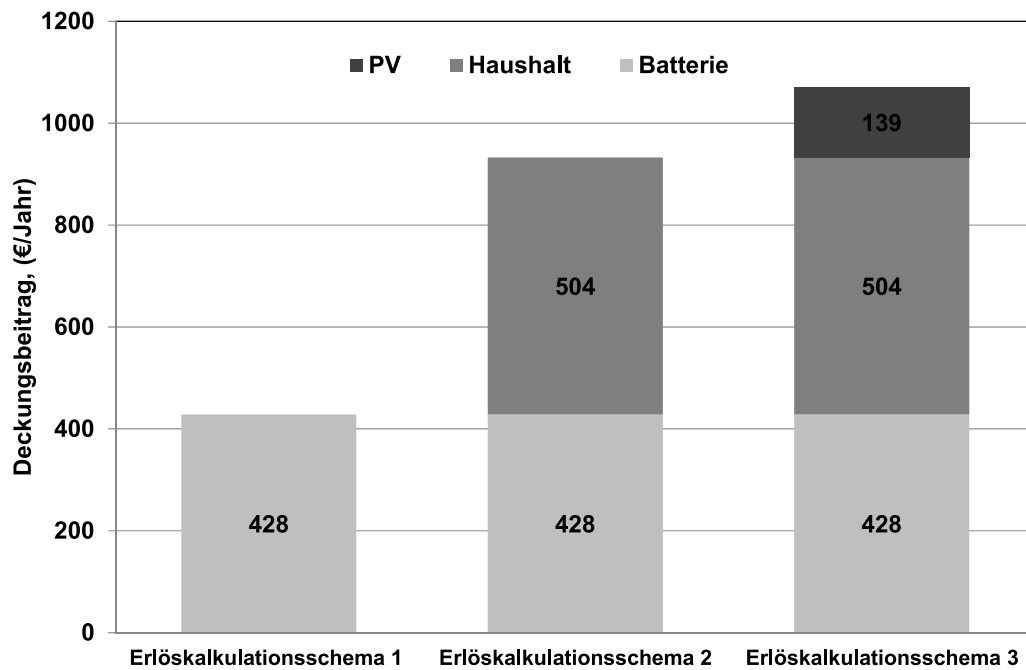


Abb. 5 Erlöse des Batteriesystemeinsatzes am Tertiärregelenergie- und Spotmarkt für drei Erlöskalkulationsschemata

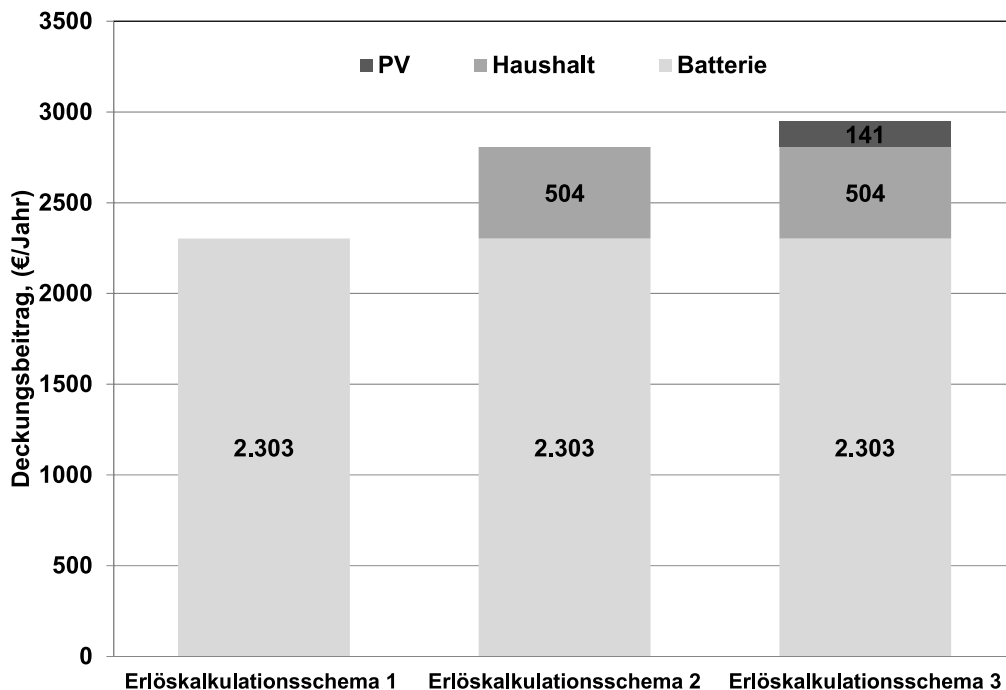


Abb. 6 Erlöse des Batteriesystemeinsatzes am Sekundärregelenergie- und Spotmarkt für drei Erlöskalkulationsschemata

behandelten Batteriesystems für alle Bezirke in Österreich (99 Bezirke und der Standort der Demonstrationsanlage) berechnet. Die Bandbreite der Erlöse ergibt sich aus den unterschiedlichen PV-Erzeugungsprofilen (10 kW<sub>p</sub>) je Bezirk. Die

Erzeugungsprofile ergeben sich aus der Ermittlung der Globalstrahlungswerte, unter anderem unter Berücksichtigung des Anteils der direkten und der diffusen Strahlung, deren Reflexionsanteil und den technischen Eigenschaften der PV-Module



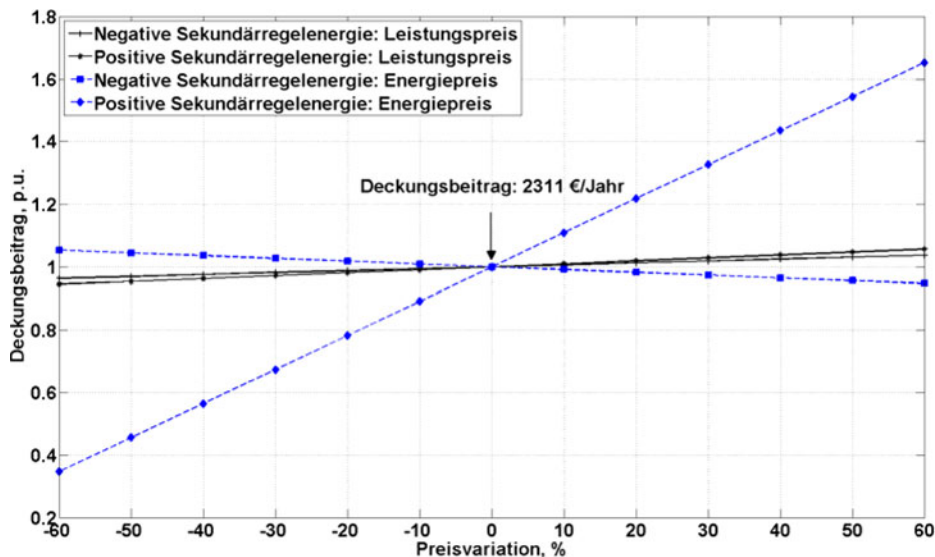


Abb. 7 Sensitivitätsanalyse des VRB-Speichereinsatzes am Regelenenergie- und Spotmarkt

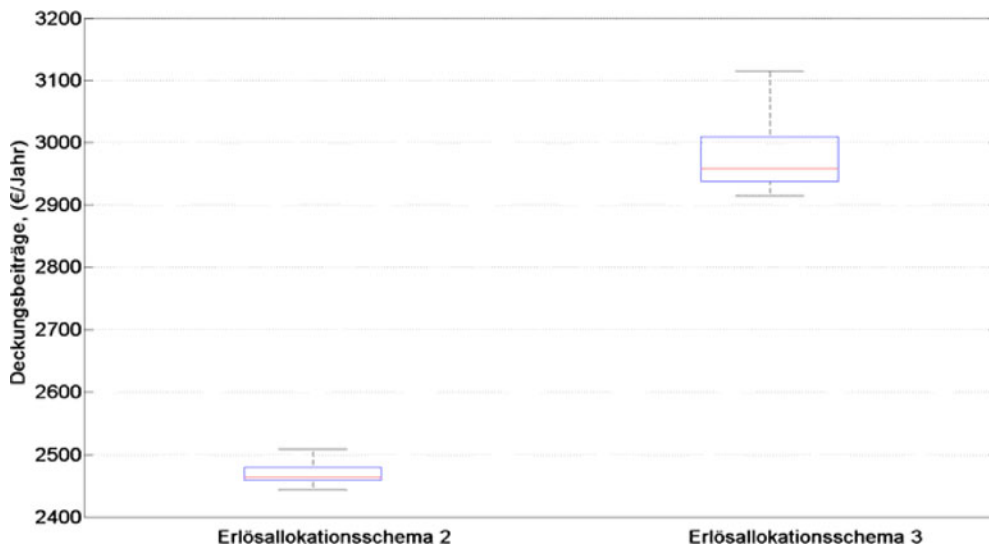


Abb. 8 Erlöse des Batteriesystemeinsatzes am Sekundärregelenergiemarkt für die Erlöskalkulationsschema 2 und 3 für alle österreichischen Bezirke mit unterschiedlichen PV-Profilen

(Wirkungsgrad, Ausrichtung und Neigung der PV-Anlage).

Abbildung 8 stellt die Bandbreite der Erlöse der PV-Anlage (10 kW<sub>p</sub>) in österreichischen Bezirken für Erlöskalkulationsschema 2 und 3 dar. Es ist zu beachten, dass die mittlere Linie des Kastens den Median der jeweiligen Bandbreite darstellt. Die Erlöse liegen beim Erlöskalkulationsschema 2, Sekundärregelenergie, in einer Bandbreite von 2444 bis 2528 €/Jahr mit einem maximalen Unterschied von 84 €/Jahr (siehe Tab. 2). Weitere Bandbreiten liegen beim Erlöskalkulationsschema 3 Sekundär-

regelenergie, bei rund 200 €/Jahr bzw. beim Tertiärregelenergiemarkt bei ca. 150 €/Jahr (siehe Tab. 2 und 3).

Werden Erlöse durch den Eigenstromverbrauch der Haushalte für alle Anlagen des Poolings nicht berücksichtigt, so ergibt sich daraus ein Erlösgewinn von etwa 1 % im Vergleich zu einer einzelnen Großanlage am Teststandort, da die PV-Stromerzeugung regional verteilt ist. Der primäre Vorteil des Anlagenpoolings liegt vor allem in der Eigenbedarfsdeckung der Haushalte, welches die Erlöse im Vergleich zu einer einzelnen Großanlage

## Statistische Kenngrößen der Erlöse des Batteriesystemeinsatzes am Sekundärregelenergiemarkt für alle österreichischen Bezirke

Deckungsbeitrag (€/Jahr)	Erlöskalkulationsschema 2		Erlöskalkulationsschema 3	
	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum
	2528	2444	3115	2915
	2463	2463	2958	2958

Tabelle 2

## Statistische Kenngrößen der Erlöse des Batteriesystemeinsatzes am Tertiärregelenergiemarkt für alle österreichischen Bezirke

Deckungsbeitrag (€/Jahr)	Erlöskalkulationsschema 2		Erlöskalkulationsschema 3	
	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum
	642	568	1229	1037
	585	585	1079	1079

Tabelle 3

um etwa 20,5 % steigern könnte, wenn die Kosten für Kommunikation und Steuerung des Anlagenpools vernachlässigt werden.

### Schlussfolgerungen

Die in diesem Beitrag durchgeführte Modellierung eines Vanadium-Redox-Flow-Batteriespeichers (10 kW, 100 kWh) in Kombination mit einer PV-Anlage (10 kW<sub>Peak</sub>) liefert für unterschiedliche Einsatzstrategien auf den Regelenergiemärkten Österreichs sowie der Vermarktung an der EEX maximale jährliche Erlöse von etwa 3000 €, wenn Best-Case-Bedingungen angenommen werden. Werden diese Erlöse allein in Relation zu den jährlichen Betriebskosten von 3500 € des Vanadium-Redox-Flow-Testsystems (Wartungsvertrag im [9]) gestellt, so ist ein wirtschaftlich sinnvoller Einsatz des stationären Batteriespeichers nicht darstellbar. Allgemein kann der Einsatz des untersuchten Testsystems am österreichischen Regelenergiemarkt weder für Großanlagen noch für Anlagenpools (vgl. [12]) empfohlen werden. Zwar können die Erlöse für Anlagenpooling um etwa 20,5 % im Vergleich zur Großanlage gesteigert werden, wobei Zusatzkosten für Kommunikations- und Steuerungseinrichtungen des Anlagenpoolings noch nicht berücksichtigt wurden. Eine signifikant bessere Erlössituation ist daher kaum zu erwarten. Entspre-

chend erscheinen andere Einsatzstrategien für das Testsystem, z. B. für Backup-Lösungen in Regionen mit geringen Netzverfügbarkeiten, plausibler, wobei die ökonomische Performance jeweils für den Einzelfall zu bewerten ist.

In einer weiteren Arbeit [11] wurde das Modell auf die Li-Ion-Batterien angewendet, um den Restwert der Li-Ion-Batterien (LiFePO<sub>4</sub>) nach deren mobilen Nutzung zu ermitteln. Die Methode sieht vor, die jährlichen Deckungsbeiträge der Li-Ion-Batterien (Second life) mit den Barwerten der billigsten Technologie (Blei-Säure-Batterie) – gleiche Applikation – zu vergleichen. Der Vergleich mündet im Prinzip in der Ermittlung der Mindestlebensdauer der Li-Ion-Batterien während der Nachnutzung im Rahmen der untersuchten Applikation.

### Danksagung

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

### Literatur

1. Beaudin M, Zareipour H, Schellenberglobe A, Rosehart W (2010) Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: an update review. J Energ Sustain Devel, doi:10.1016/j.esd2010.09.007
2. ENTSO-E: Policy 1: P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C], approved by SC on 19 March 2009, <http://www.entsoe.eu/>, letzter Zugriff 30.7.2010



3. Ergebnisse der Ausschreibung für Tertiärregelenergie und Aufwendungen für Sekundärregelenergie (2011) <http://www.apcs.at/service/downloadcenter/index.html>, letzter Zugriff 5.2.2011
4. Fussi A, Schüppel A, Gutsch C, Stigler C (2011) Technisch-wirtschaftliche Analyse von Regelenergiemärkten. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Konferenz IEWT 2011, Wien
5. Gildemeister energy solution: Hersteller von VRB-Systemen, Übermittlung der technischen Daten des VRB Speicher im Rahmen des Projekts Multifunktionale Speichertechnologien, <http://en.cellcube.com/en/index.htm>, letzter Zugriff 10.12.2011
6. Glatz M, Rezaia R, Prügler W (2011) Multifunctional Battery System – Storage of Renewable Electricity Generation. In: 34th IAAE International Conference, Stockholm June 2011
7. Kazempour SJ, Moghaddam MP, Haghifam MR, Yousefi GR (2009) Electric energy storage systems in a market-based economy: comparison of emerging and traditional technologies. *Renew Energy* 34(12):2630–2639, doi:10.1016/j.renene.04.027
8. Linden S (2006) Bulk energy storage potential in the USA, current developments and future prospects. In: ECOS 2004 – 17th International Conference on Efficiency, Costs, Optimization, Simulation, and Environmental Impact of Energy on Process Systems, vol 31. Elsevier, 3446–3457, doi:10.1016/j.energy.2006.03.016
9. Multifunktionales Speichersystem (MBS), Industrielle Forschung im Rahmen der österreichischen Programmlinie Neue Energie 2020, Gefördert von Klima und Energiefonds, <http://www.evn.at/Energie/Energietechnologien/Multifunktionale-Energiespeicher-%281%29.aspx>, letzter Zugriff 29.5.2012
10. Regelleistung, Tendering results for Germany control energy markets, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), letzter Zugriff 15.12.2011
11. Rezaia R, Prügler W (2012) Business models for the integration of electric vehicles into the Austrian energy system. In: 9th international conference on European Energy Market, Florence, May 2012
12. Yang B, Makarov Y, Desteese J, Viswanathan V, Nyeng P, McManus B, Pease J (2008) On the use of energy storage technologies for regulation services in electric power systems with significant penetration of wind energy. In: EEM 2008, 5th International Conference on European Electricity Market