

Ein Regulierungsdesign für den Stromspeichereinsatz beim Verteilnetz

Mathias Gabel und Silke Johanndeiter

Stromspeicher sind Mehrzwecktechnologien, die sowohl auf verschiedenen Märkten Erlöse erzielen als auch im Verteilnetz, bspw. zur Vermeidung von Netzengpässen, eingesetzt werden können. Hierbei schließen sich die unterschiedlichen Einsatzzwecke nicht gegenseitig aus, im Gegenteil: Sie können sich auch ergänzen. Damit diese Potenziale ausgeschöpft und Stromspeicher wirtschaftlich betrieben werden können, bedarf es einer Anpassung des regulatorischen Rahmens, um insbesondere eine kombinierte Nutzung von Stromspeichern zu ermöglichen.

In einer durch fluktuierende Stromeinspeisung geprägten Energiewelt bergen Stromspeicher, die einen zeitlichen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Last ermöglichen, ein hohes Potenzial, diese Schwankungen zu stabilisieren. So ist die Systemintegration der Stromspeicher bereits im Fokus der Politik – aktuell im Rahmen des Winterpakets der EU-Kommission, das insbesondere einen diskriminierungsfreien Marktzugang von Stromspeichern vorsieht. Denn Stromspeicher können sowohl Arbitragegewinne im Spothandel erzielen als auch im Regenergiemarkt oder als Systemdienstleistung vermarktet werden.

Neben diesen marktorientierten Einsatzmöglichkeiten können Stromspeicher auch im Netzbetrieb zur Vermeidung von Netzengpässen, d. h. als Alternative zum Netzausbau verwendet werden. Entscheidend hierbei ist, dass diese verschiedenen Einsatzzwecke nicht vollständig konkurrierend sind. Damit ist die Nutzung von Stromspeichern im Netzbetrieb in Kombination mit einer Vermarktung von Residualkapazitäten technisch möglich und derzeit sogar eine Voraussetzung für ihren wirtschaftlichen Betrieb.

Allerdings sind viele Fragen zu den regulatorischen Rahmenbedingungen des Einsatzes von Stromspeichern im Verteilnetz offen. In der vertikal entflochtenen Energiewirtschaft sind die beschriebenen Nutzungsmöglichkeiten auf verschiedene Akteure entlang der Wertschöpfungskette verteilt, sodass der wirtschaftliche Einsatz von Stromspeichern vor einem grundsätzlichen Koordinationsproblem steht. Zusätzlich werden Stromspeicher durch verschiedene Abgaben und Umlagen belastet und sind nicht in das System der Anreizregulie-

rung eingeordnet. Letzteres hat zur Folge, dass die regulatorische Erlöswirksamkeit der Betriebs- und Investitionskosten von Speichern für die Netzbetreiber unsicher ist.

Im Folgenden soll daher ein regulatorischer Rahmen für einen ökonomisch effizienten Einsatz von Stromspeichern skizziert und in die aktuelle Rechtslage eingeordnet werden. Ziel dabei ist es, ein Modell zu entwickeln, das erlaubt, die volkswirtschaftlichen Vorteile von Stromspeichern zu realisieren und gleichzeitig die Wettbewerbsneutralität zu sichern.

Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern und ihr Koordinationsproblem

Die alternativen Einsatzmöglichkeiten von Speichern sind technisch und ökonomisch betrachtet zumindest teilweise komplementär. So kann ein Stromspeicher, der zur Entlastung von Netzengpässen eingesetzt wird, in den verbleibenden Jahresstunden auf dem Großhandelsmarkt oder dem Regenergiemarkt zusätzliche Deckungsbeiträge erzielen. Diese zusätzlichen Erträge durch die kombinierte Verwendung von Speicherkapazitäten sind nach gängiger Meinung auch Grundvoraussetzung für einen wirtschaftlichen Einsatz von Batteriespeichern [1].

Da der ökonomische Wert von Stromspeichern auf unterschiedlichen Märkten und bei unterschiedlichen Akteuren anfällt, ist eine kombinierte Nutzung von Speichern stets ein technisches und ökonomisches Koordinationsproblem. Verschärft wird dies dadurch, dass wesentliche Nutzungsmöglichkeiten von Speichern nicht nur im wettbewerblichen Bereich, sondern auch

im regulierten Netzbetrieb anfallen. Ein unkoordinierter Speichereinsatz kann je nach (technischer) Verwendungskonkurrenz einerseits dazu führen, dass nicht alle ökonomisch werthaltigen Einsatzpotenziale gehoben werden und somit Speicherkapazitäten ungenutzt bleiben. Andererseits kann die Speichernutzung mit negativen, nicht internalisierten Effekten auf andere Wertschöpfungsstufen verbunden sein, was zu einem ineffizient hohen Speichereinsatz führen kann. Letzteres ist bspw. der Fall, wenn Hausspeicher oder Elektrofahrzeuge bei hoher Gleichzeitigkeit Einspeise- oder Lastspitzen im Netz sogar noch erhöhen [2].

Die Kombinationsmöglichkeiten der Einsatzzwecke sind – lässt man den aktuellen Rechtsrahmen außer Acht – zunächst nur durch die technischen Möglichkeiten definiert. Folglich gilt es, das optimale Einsatzverhältnis aus den verschiedenen Verwendungszwecken von Stromspeichern bei gegebenen Marktpreisen sowie Opportunitätskosten zu finden. Ein integriertes und nicht reguliertes EVU würde aufgrund seines Gewinnmaximierungskalküls den Stromspeicher stets in seiner wirtschaftlichsten Verwendung einsetzen (First-Best-Lösung). Damit wäre auch eine Kombination aus markt- und netzdienlichem Einsatz denkbar.

Da die verschiedenen Nutzen in der vertikal entflochtenen Energiewirtschaft jedoch bei verschiedenen Marktteilnehmern anfallen, ergibt sich das angesprochene Koordinationsproblem. Im Folgenden werden zwei Varianten eines Regulierungsdesigns aufgezeigt, die den Marktteilnehmern ermöglichen, eine insgesamt optimale Einsatzallokation unter Berücksichtigung der Wettbewerbsneutralität zu erreichen. Auf-

grund der asymmetrischen Informationsverteilung sowie den Transaktionskosten ist dies jedoch allenfalls unter höheren Kosten zu realisieren (Second-Best-Lösung).

Ein Regulierungsdesign für eine kombinierte Nutzung von Stromspeichern

Die Ausgestaltungsmöglichkeiten für eine gemischte Nutzung von Stromspeichern betreffen insbesondere die Frage des Speichereigentums und der Nutzungsrechte für den primären Speichereinsatz. Ein Regulierungsdesign für Stromspeicher sollte daher zumindest den folgenden Anforderungen genügen:

■ **Ökonomische Effizienz:** Eine kombinierte Nutzung im regulierten Netzbereich und in den wettbewerblich organisierten Bereichen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette sollte möglich sein, um – im Sinne einer Second-Best-Lösung – mehrere Nutzenpotenziale der Speicher zu erschließen.

■ **Wettbewerbsneutralität:** Die wettbewerbsneutrale Aufstellung der Netzbetreiber und der diskriminierungsfreie Zugang zu Speicherkapazitäten sind aufgrund der europäischen Entflechtungsvorgaben sicherzustellen. Insbesondere sind im Falle des Speicherbetriebs durch den Netzbetreiber wettbewerbsverzerrende Quersubventionierungsmöglichkeiten zu verhindern.

Der Einsatz von Stromspeichern im Netzbetrieb stellt eine Alternative zum Netzausbau dar. Folglich ist die gesicherte Verfügbarkeit der Speicherkapazität zwingend erforderlich. Zudem müssen netzseitige Anforderungen an die Standortwahl von Speichern beachtet werden. Daher muss der primäre Speichereinsatz beim Netzbetreiber angesiedelt sein. Das technische Koordinationsproblem wird also hierarchisch dergestalt gelöst, dass die „Erstnutzungsrechte“ der Speicherkapazitäten beim Netzbetreiber liegen. Dies bedeutet nicht zwangsläufig, dass der Netzbetreiber auch Eigentümer des Speichers sein muss oder diesen selbst betreibt. Zwei Ausprägungsvarianten für ein Regulierungsdesign sind daher vorstellbar: In Variante 1 liegen das Speichereigentum und der Speicherbetrieb beim Netzbetreiber, in Variante 2 bei einem dritten Akteur.

Variante 1: Speicher im Eigentum des Netzbetreibers

Diese Regulierungsvariante sieht vor, dass Speicher im Eigentum des Netzbetreibers als Netzbetriebsmittel eingesetzt werden können und ist durch die folgenden Eckpunkte gekennzeichnet:

■ Der Netzbetreiber optimiert seine Netzbetriebs- und Netzausbauplanung unter der zusätzlichen Option eines Speichereinsatzes.

■ Investitionen und Speicherbetrieb werden vom Netzbetreiber getätigt; Investitions- und Betriebskosten können grundsätzlich im Rahmen der Netzentgeltregulierung behördlich anerkannt werden.

■ „Überschüssige“ bzw. „residuale“ Speicherkapazitäten werden über einen Auktionsmechanismus diskriminierungsfrei an Dritte vergeben. Ausschließlich diese Dritten können die residualen Speicherkapazitäten beliebig auf Großhandels- oder Regelleistungsmärkten bzw. beim Letztverbraucher vermarkten.

■ Die Auktionserlöse werden netzkostenmindernd in der Regulierung berücksichtigt und führen auf diese Weise zu einer Reduktion der Netzentgelte [3].

Der Netzbetreiber trifft also eine Abwägung zwischen den Kosten des Netzausbaus, den Kosten der Speichernutzung unter Berücksichtigung der zusätzlichen Vermarktungserlöse aus den Residualkapazitäten sowie gegebenenfalls den Kosten für die Spitzenkappung nach §11 Abs. 2 EnWG. Hierfür ist es notwendig, Erwartungen über die im Rahmen der Speicherlösung zusätzlich am Markt zu erzielenden Erlöse zu bilden, was über die Auktion geschieht. Die Vergabe der Kapazitätsnutzungsrechte kann dabei sowohl für die gesamte betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer des Speichers als auch für kürzere Zeiträume mit mehreren Auktionen erfolgen. Vor dem Hintergrund der Wettbewerbsneutralität sichert die Drittvermarktung einen diskriminierungsfreien Zugang für alle Marktteilnehmer und verhindert eine Quersubventionierung.

Die aus der Regulierung resultierenden Anreize für den Netzbetreiber müssten für alle Flexibilitätsoptionen (Netzausbau, Speicher und ggf. Spitzenkappung) identisch

und unverzerrt sein. Diese ergeben sich im Rahmen der Anreizregulierung vor allem aus dem Effizienzbenchmark. Um eine effiziente Investitionsentscheidung des Netzbetreibers zu ermöglichen, müssten also die Investitions- und Betriebskosten aller Flexibilitätsoptionen gleichermaßen in den Effizienzbenchmark eingehen. Falls residuale Kapazitäten nur für kürzere Zeiträume vergeben werden, stellt sich die Frage, ob es noch weiterer Anreize bedarf, um eine optimale Zweitvermarktung im Sinne einer möglichst hohen Generierung von netzkostenmindernden Erlösen durch Netzbetreiber sicherzustellen.

Dies könnte bspw. erreicht werden, indem Netzbetreiber nicht alle Umsatzerlöse aus den Ausschreibungen als kostenmindernde Erlöse ansetzen müssten, sondern einen Anteil selbst behalten dürften. Sollte man noch stärkere Anreize setzen wollen, so wäre auch eine partielle Absenkung des Zinssatzes für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung von Stromspeichern bei gleichzeitiger Erhöhung der Umsatzbeteiligung denkbar.

Variante 2: Speicher im Eigentum eines Marktteilnehmers

Alternativ zum Speichereigentum und Speicherbetrieb durch den Netzbetreiber könnte auch ein dritter Marktteilnehmer diese Funktionen übernehmen. Im Gegensatz zu Variante 1 würde der Netzbetreiber Speicherkapazitäten nicht anbieten, sondern nachfragen. Die Variante 2 wäre abweichend zu Variante 1 durch folgende Punkte charakterisiert:

■ Der Netzbetreiber schreibt die von ihm benötigten Speicherkapazitäten inkl. der technischen Voraussetzungen für den in Frage kommenden Standort bzw. Netzananschlusspunkt aus. Beschaffungskosten von Speicherkapazitäten können im Rahmen der Netzentgeltregulierung als Aufwand geltend gemacht werden.

■ Investitionen werden von dritten Marktteilnehmern getätigt. Der Speicherbetrieb erfolgt durch Dritte gemäß den Vorgaben des Netzbetreibers in der Ausschreibung.

■ „Überschüssige“ bzw. „residuale“, vom Netzbetreiber nicht benötigte Speicherkapazitäten werden durch den Marktteilnehmer selbst genutzt oder an Dritte vergeben.

Variantenvergleich

Theoretisch führen beide Regulierungsvarianten zu demselben ökonomischen Ergebnis. Der Netzbetreiber evaluiert die ökonomisch effizienten Kosten der alternativ zur Verfügung stehenden Instrumente zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe. Dadurch ergibt sich die maximale Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers für Speicherkapazitäten. In Variante 1 stellt die Differenz zwischen den Speicherkosten und der Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers die Preisuntergrenze für die Auktion der langfristigen residualen Speicherkapazitäten dar.

In Variante 2 stellt die Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers die Preisobergrenze im Ausschreibungsverfahren dar. In beiden Fällen führt der Auktions-/Ausschreibungsmechanismus nur dann zu einem positiven Zuschlag, wenn die Summe aus der Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers und den erwarteten Markterlösen die Investitions- und Betriebskosten des Speichers übersteigt. Speicherinvestitionen werden also nur dann getätigt, wenn die Summe des ökonomischen Nutzens größer ist als die Speicherkosten.

Ferner werden in beiden Varianten zum einen höchstens die vom Netzbetreiber evaluierten maximalen monetären Speichernutzen auf die Netzentgelte gewälzt; zum anderen kommen die auf dem Markt erzielbaren Zusatzerlöse in vollem Umfang direkt oder indirekt den Netznutzern zugute. Denn in beiden Varianten werden die maximalen Zahlungsbereitschaften der Marktakteure für die residualen Nutzungsrechte abgeschöpft und senken die regulatorische Kostenbasis – in Variante 1 als kostenmindernde Erlöse und in Variante 2 implizit über den Vergabepreis.

Der Unterschied zwischen beiden Varianten besteht darin, dass in Variante 1 der Netzbetreiber das Investitions- und Betriebsrisiko für den Speicher trägt, während in Variante 2 ein Marktakteur diese Risiken übernimmt. Da Speicher als „neue“ Technologie mit einer hohen technologischen Unsicherheit einhergehen, würde dies in Variante 2 vermutlich dazu führen, dass die Zahlungsbereitschaft dritter Marktteilnehmer geringer ist als in Variante 1.

Außerdem ergeben sich einige Vorteile, wenn das Speichereigentum beim Netzbetreiber liegt. So kann dieser Informationsvorteile über Netzengpässe und somit „netzoptimale“ Speicherstandorte sowie alternative Flexibilitätsoptionen nutzen. Auch Skalen- und Verbundvorteile (Speicherpooling), also eine Bündelung von verschiedenen geplanten Speichern beim Netzbetreiber, wären durch eine koordinierte Planung des Netzbetreibers leichter auszuschöpfen.

Rechtliche Umsetzung

Ungeklärt bleibt bisher jedoch die Frage, inwiefern die beiden skizzierten Varianten zum kombinierten Einsatz von Stromspeichern im Rahmen der deutschen Regulierung umgesetzt werden können. Denn in Deutschland ist der Einsatz von Stromspeichern bisher nur punktuell explizit geregelt.

Dies betrifft zum einen die Fragestellung, welche Akteure entlang der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette Stromspeicher zu welchen Zwecken einsetzen dürfen. In diesem Zusammenhang ist auch noch offen, inwiefern der Betrieb eines Stromspeichers im Rahmen der Netzentgeltregulierung refinanziert werden kann. (Vgl. hierzu [4, 5]). Dies ist insbesondere für die vorgeschlagene Variante 1 von Bedeutung. Zum anderen ist auch die Einordnung von Stromspeichern als Erzeugungseinheit oder Letztverbraucher und damit deren Abgaben- und Umlagenbelastung zu klären.

Stromspeicher-konforme Ausgestaltung der Regulierung

Die grundsätzlichen Anforderungen an einen Netzbetreiber ergeben sich aus dem § 11 Abs. 1 des EnWG. Demnach hat ein Netzbetreiber sein Netz bedarfsgerecht zu optimieren. Somit sollte ihm grundsätzlich freigestellt sein, Stromspeicher für den Netzausbau einzusetzen, soweit dies eine bedarfsgerechte Optimierung des Netzes darstellt. Vor dem Hintergrund der Wettbewerbsneutralität gilt dies zunächst unter der Prämisse, dass der Stromspeicher ausschließlich im Netzbereich eingesetzt wird. Eine kombinierte Speichernutzung im Netz und am Markt muss daher zwingend sicherstellen, dass jegliche Marktaktivität nur durch Dritte umgesetzt wird und der Netz-

betreiber den Speicher nur im Sinne eines Netzbetriebsmittels einsetzt. Hierzu sind verbindliche und insbesondere verlässliche Vorgaben, z. B. durch einen BNetzA-Leitfaden, für die Netzbetreiber unabdingbar.

Damit die Investitions- und Betriebskosten – wie innerhalb der Variante 1 beschrieben – im Rahmen der Anreizregulierung anerkennungsfähig sind, wäre die Aufnahme einer eigenständigen Stromspeicherdefinition mit Netzbezug von Vorteil. Denn diese würde klarstellen, dass Speicher als anerkennungsfähige Netzbetriebsmittel anzusehen sind [4]. Zusätzlich müssten Detailfragen, wie bspw. die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer von Stromspeichern, in der StromNEV beantwortet werden.

Einordnung von (Netz-)Stromspeichern

(Netz-)Stromspeicher, die direkt und ausschließlich im Netz installiert sind und deren Ein- und Ausspeisung vollständig in das öffentliche Stromnetz erfolgt, sind gesetzlich bereits von der EEG-Umlage (§ 61k Abs.1 EEG), der KWKG-Umlage (§ 27b KWKG) und zeitlich befristet oder zumindest teilweise von den Netznutzungsentgelten befreit (§118 Abs. 6 S. 1 und 3 EnWG sowie § 19 Abs. 4 StromNEV). Um den wirtschaftlichen Einsatz von (Netz-)Stromspeichern zu ermöglichen, schlagen wir eine zusätzliche Befreiung von der §19 StromNEV-Umlage, der Offshore-Haftungsumlage und der §18 AbLaV-Umlage sowie der Konzessionsabgabe vor. Ferner ist eine eindeutige Befreiung von der Stromsteuer erforderlich.

Die dafür erforderlichen Anpassungen können entweder punktuell über Ausnahmetatbestände bei den relevanten Rechtsvorschriften oder alternativ über eine grundsätzlich neue Einordnung von (Netz-)Stromspeichern vorgenommen werden. Solch eine neue Einordnung könnte über eine Anpassung der Letztverbraucherdefinition in § 3 Nr. 25 EnWG erfolgen, indem (Netz-)Stromspeicher nicht mehr als Letztverbraucher definiert werden. Gleiches gilt auch für das EEG. Damit wären Netzentgelte, Umlagen und Steuern für (Netz-)Stromspeicher hinfällig, da diese stets auf der Letztverbraucherdefinition aufsetzen. Diese Regelungen entsprächen auch den

zukünftig zu erwartenden europäischen Vorgaben [6].

Mit den genannten Anpassungsmöglichkeiten würden nicht nur Netzbetreiber ein neues intelligentes Netzausbauminstrument an die Hand bekommen, sondern es würden auch wichtige Impulse für mehr Flexibilität im deutschen Stromnetz gesetzt. Dabei kann eine volkswirtschaftlich optimale Ausnutzung von Stromspeicherkapazitäten nur gelingen, wenn das volle Potenzial dieser Mehrzwecktechnologie durch die kombinierte Nutzung erzielt wird. Beide vorgeschlagenen Varianten ermöglichen dies und schließen sich dabei nicht gegenseitig aus.

Anmerkungen

[1] European University Institute: Electricity Storage: How to Facilitate its Development and Operation in the EU. Think Report Topic 8. Florenz 2012, S. 25f; The Brattle Group: The Value of Distributed Electricity Storage in Texas. 2014; Rocky Mountain Institute: The Economics of Battery Energy Storage. Boulder 2015; Sioshansi, R., Denholm, P., und Jenkin, T.: Market and Policy Barriers to Development of Energy Storage. Eco-

nomics of Energy & Environmental Policy 2012, 1. Jg., Nr. 2, S. 47-63.

[2] Agora Energiewende: Was wäre, wenn... ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände? Berlin 2015.

[3] Mit einem solchen Modell der gemischten Nutzung von Speicherkapazitäten würde zwar Neuland betreten werden, dennoch gibt es im Rahmen der bestehenden Fallpraxis der Regulierungsbehörden vergleichbare Fälle. So wurde im Zuge des notwendigen Breitbandausbaus in Deutschland bereits die Möglichkeit der gemeinsamen Nutzung und Kostenteilung von Telekommunikationsinfrastruktur und Stromnetzinfrastruktur vorangetrieben. Vgl. Bundesnetzagentur: Leitfaden für Unternehmen in eigener Zuständigkeit zur Berücksichtigung der Mitverlegung von Glasfaserkabeln oder Leerrohren für den Telekommunikationsbreitbandbetrieb im Rahmen notwendiger Stromleitungen. Bonn 2012.

[4] Riewe, J. und Meyer, J. H.: Stromspeicherdefinition im EnWG – Ein Werkzeugkasten aus rechtswissenschaftlicher Sicht. EWERK, 2015, Nr. 3.

[5] Bourwieg, K.: Eine regulatorische Einordnung von Stromspeichern im aktuellen Rechtsrahmen. Berlin 2015. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/ag-2-plattform-strommarkt-sitzung-20150120-praesentation-1.pdf?__blob=publicationFile&v=3; Lowe, P.: Your letter entitled „EURELECTRIC comments on DG ENER-

GY working Paper on the future role and challenges of Energy Storage, in particular regarding unbundling requirements and the role of hydropower" dated March 2013. Brüssel 2013; Deutscher Bundestag: Drucksache 17/10875 – Schriftliche Fragen mit den in der Woche vom 24. September 2012 eingegangenen Antworten der Bundesregierung. Berlin 2012; Weyer, H. und Lietz, F.: Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Stromspeichern – Teil 2. ZNER, 2014, Nr. 4, S. 356-362; Sauer, M.: Energiewirtschaftliche Kostenbelastungen beim Einsatz von Batteriegroßspeichern. In: EWERK, 2015, Nr. 4, S. 176-184; Schintowski, H.-P.: Konfiguration und rechtliche Rahmenbedingungen für den modernen Batteriespeichermarkt. In: EWERK, 2015, Nr. 2, S. 81-98.

[6] Im aktuellen Entwurf einer Strombinnenmarkt-Verordnung betont die EU-Kommission einen diskriminierungsfreien Marktzugang von Speichern. Vgl. EU-Kommission: Regulation (EC) No. 714/2009 (adapted): Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity. Brüssel 2016.

[7] VDE: VDE-Studie: Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene. Energietechnische Gesellschaft, Frankfurt 2015.

*M. Gabel und S. Johanndeiter, Regulierungsmanagement, Netze BW, Stuttgart
m.gabel@netze-bw.de*

Anwendungsfall: Speichereinsatz statt Netzausbaumaßnahmen

Ein zentraler Anwendungsfall für einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb durch kombinierten – also markt- und netzdienlichen – Einsatz liegt bei Flächennetzbetreibern, welche aufgrund des Zubaus von EEG-Anlagen Netzausbaumaßnahmen durchführen müssen. Speziell bei Niederspannungssträngen mit langen Leitungen und mittleren bis hohen PV-Überlastungen ist der Speichereinsatz eine denkbare Alternativ zum Netzausbau (vgl. [7]). Vorteilhaft bei einem durch dezentralen PV-Zubau getriebenen Speichereinsatz ist, dass der Speicher in den Wintermonaten sowie stets nachts für Marktaktivitäten eingesetzt werden könnte. In diesen Zeiträumen wäre also auch eine langfristige Vermarktung des Speichers möglich. Dies führt zu einer deutlich steigenden Wirtschaftlichkeit des Speichers.

ENERGIENEWS ONLINE: www.et-energie-online.de