

TECHNO-ÖKONOMISCHER BENCHMARK VON FLÜSSIGLUFT-ENERGIESPEICHERN UND LITHIUM-IONEN BATTERIEN IN VERBINDUNG MIT PHOTOVOLTAIK AM STANDORT ANDASOL 3

Marc FIEBRANDT¹, Julian RÖDER¹, Hermann-Josef WAGNER¹

Motivation

Der steigende Anteil erneuerbarer Energien führt zu einem erhöhten Bedarf an flexiblen und regelbaren Stromerzeugungstechnologien. Wetterabhängige Erzeugungstechnologien verursachen steilere und fluktuierende Residuallasten, sodass konventionell gefeuerte Kraftwerke an technischen und ökonomischen Grenzen operieren müssen, um die Stabilität des Energiesystems zu gewährleisten. Um den Leistungsbereich von konventionellen Erzeugungsanlagen zu erhöhen und die Einspeisung von erneuerbaren, fluktuierenden Erzeugungsanlagen zu verstetigen, können Energiespeicher (ESS) in den Anlagenbetrieb integriert werden. Dabei stellt die Verwendung eines adiabaten Flüssigluftenergiespeichers (Adiabatic Liquid Air Energy Storage – A-LAES) eine großskalige Einsatzoption dar.

Fragestellung

Die fortlaufende Integration weiterer Kapazitäten von fluktuierenden erneuerbaren Energien in die globalen Energiemärkte erfordert Einsatzoptionen, die nicht nur zentral, sondern auch dezentral die Flexibilität und Stabilität des Energiesystems erhöhen. Die zeitliche Verschiebung von überschüssiger elektrischer Energie am Ort der Erzeugung mittels Energiespeicher ermöglicht aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Kostenreduktion für das Energiesystem durch eine Minderung von energetischen Ausgleichsmaßnahmen im Verbundnetz. Demnach erscheint eine von der Speicherkapazität abhängige verstetigte Fahrweise der Anlagenkombination aus fluktuierend einspeisender erneuerbarer Erzeugung und elektrischem Energiespeicher als zielführend. Dabei erfordert diese Flexibilitätsoption großtechnische Tagesspeicher ohne Standortrestriktionen, um diverse fluktuierende Erzeugungsanlagen durch einen standortnahen Einsatz bedienen zu können. Zwei Technologien, die diese Anforderungen erfüllen sind der neuartige A-LAES sowie die aktuell international im Fokus stehenden Lithium-Ionen Batteriespeicher (BESS). Um deren technische und wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit in Verbindung mit der Photovoltaik (PV) bewerten zu können, wird als vergleichbares System ein am Markt integriertes solarthermisches Kraftwerk (CSP) mit thermischen Speicher (TES) gewählt. Aufgrund der verfügbaren Informationen und Kennzahlen, dient der spanische CSP Standort Andasol 3 als Vergleich. Demnach gilt es zu beantworten, ob die Kombinationen aus PV und A-LAES sowie PV und BESS gegenüber den bereits in Betrieb befindlichen CSP und TES Systemen technologisch und ökonomisch konkurrenzfähig sind.

Methodik

Der kombinierte Betrieb von PV und ESS wird in einer jährlichen, stündlich aufgelösten Betriebssimulation dargestellt. Diesbezüglich wird ein am Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft der Ruhr-Universität Bochum entwickeltes Simulationstool verwendet, das eine Modellierung anhand der vorgegebenen Rahmenbedingungen und Kennzahlen des CSP Andasol 3 zulässt und eine Berechnung der jährlichen Fahrweise der Systeme ermöglicht. Die stündlich aufgelösten PV-Modulleistungen für ein einachsigt nachgeführtes System berechnen sich unter Einfluss der am Standort vorliegenden Einstrahlungs-, Umgebungstemperatur- und Windgeschwindigkeitswerte. In Abhängigkeit der Ausgabeparameter des PV-Modells erfolgt die Simulation des A-LAES sowie des BESS. Die relevanten Parameter sind dabei die durch das PV-System nach (AC, A-LAES) bzw. vor (DC, BESS) dem Inverter stündlich zur Verfügung stehende Leistung sowie die definierte, netzgebundene Nennleistung der Anlagenkombination. Mittels eines leistungsgebundenen Parameters kann Einfluss genommen werden auf die zur Verfügung stehende Überschussleistung des PV-Systems, die nicht in das Stromnetz eingespeist wird. Stattdessen wird diese genutzt, um den ESS zu beladen. Der Parameter definiert demzufolge den Last-

¹ Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universitätsstraße 150, 44801 Bochum, Tel.: +49 (0)234/32-26378, fiebrandt@ee.rub.de, www.ee.rub.de

punkt des PV-Systems, ab dem jede wetter- und strahlungsabhängige Leistungssteigerung dem Speicher zur Verfügung gestellt wird. Ist eine definierte Leistung des PV-Systems unterschritten, so wird die Differenz zur netzgebundenen Nennleistung der Anlagenkombination in Abhängigkeit des Beladungszustands des ESS ausgeglichen. Anhand der Simulation und der durch die im Verbundvorhaben Kryolens generierten Investitionen und Betriebskosten, werden neben den Stromgestehungskosten (LCOE) weitere Kennzahlen zur techno-ökonomischen Bewertung der Anlagenkombinationen generiert.

Ergebnisse und Ausblick

Mittels der Informationen über den CSP und TES Standort Andasol 3, ergeben sich für die Anlagenkombinationen eine netzgebundene Nennleistung von 50 MW sowie eine Speicherkapazität von 7,5 Stunden. Weiterhin verfügt der A-LAES über eine Einspeicherleistung von circa 99 MW (AC), einer Ausspeicherleistung von 50 MW und einem Anlagenwirkungsgrad von ungefähr 50 %. Dabei kann die Einspeicherung auf bis zu vier Verflüssigungsstränge verteilt werden, um das Teillastverhalten zu verbessern. Demgegenüber wird der BESS mit circa 55 MW (DC) gespeist, sodass die Leistung bei Entladung nach Berücksichtigung von Batterie- und Inverterwirkungsgrad ebenfalls 50 MW (AC) beträgt. In Kombination mit den definierten Energiespeichersystemen erfolgt die Auslegung der erforderlichen PV-Peakleistung und den daraus resultierenden Investitionen und Betriebskosten iterativ anhand der erwarteten jährlichen Nettostromerzeugung des CSP und TES Systems von 175.000 MWh/a.

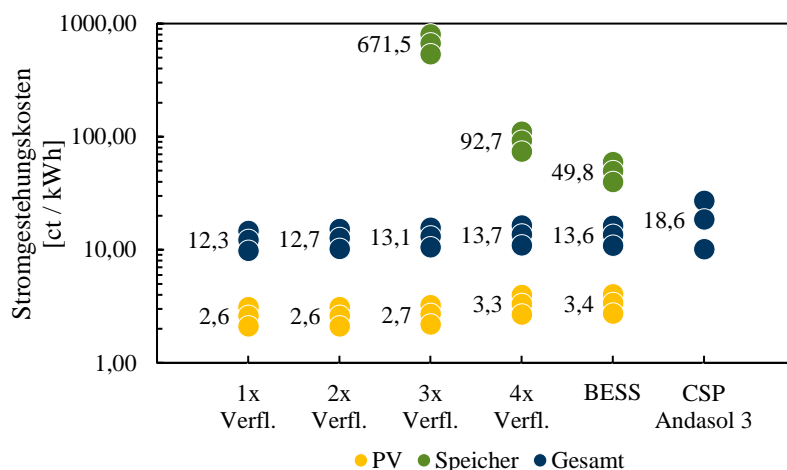


Abbildung 1: Stromgestehungskosten der betrachteten Energieerzeugungsanlagen in Kombination mit Energiespeichern bei einer erwarteten Nettostromerzeugung von 175.000 MWh/a am Standort Andasol 3 in Spanien

LCOE (LCOS) aufgrund der jährlichen ein und ausgespeicherten Energiemengen überlegen. Auch wenn die gesamt betrachteten LCOE beider Anlagenkombinationen identisch sind (vgl. 4x Verfl. und BESS) und sich im unteren Viertel der angenommenen LCOE für CSP und TES befinden, stellt der A-LAES aufgrund des schlechteren Teillastverhaltens nur die Hälfte der Energiemengen durch Speicherzyklen bereit, die BESS und TES realisieren können. Dabei resultieren die identischen gesamt LCOE aus einer größeren Netzeinspeisung durch PV, sodass die höheren LCOS der A-LAES durch das PV-System kompensiert werden und eine geringere zeitliche Energieverschiebung stattfindet.

Für weitere Analysen gilt es die Sinnhaftigkeit der geforderten Anwendungsfälle für die betrachteten Speichersysteme zu prüfen und inwiefern Anlagenvorteile ausgenutzt werden. Demnach ist es undynamischen Speichersystemen tendenziell möglich kostengünstiger größere Energiemengen zeitlich zu verschieben, sofern eine stark fluktuierende Einspeicherleistung aufgrund von Lastglättungen nicht bedient werden muss. Somit sind PV-Speicherkombinationen mit BESS und geringen Kapazitäten für Lastglättungen sowie A-LAES mit größeren Kapazitäten zur zeitlichen Verschiebung denkbar.

Danksagung

Die vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Verbundvorhabens Kryolens ‚Kryogene Luftspeicherung‘ erarbeitet, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Förderkennzeichen 03ET7068F unterstützt wird.

Die anhand der Simulation ermittelten LCOE der Anlagenkombinationen (inkl. eines Unsicherheitsbereichs von $\pm 20\%$ der Investitionen) lassen eine Konkurrenzfähigkeit gegenüber den am Markt in Betrieb befindlichen CSP und TES Systemen schlussfolgern (vgl. Abb. 1). Dabei ist zu berücksichtigen, dass die LCOE der Andasol 3 Anlage nicht exakt bekannt sind und zwischen einem relativ unpräzisen Bereich von 10,12 und 27,10 ct/kWh liegen. Die Kombination aus PV und BESS erscheint dem A-LAES im Hinblick auf die speicherbezogene