

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

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

Kurzfassung: Der Beitrag analysiert die technische und wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit von einachsig nachgeführten Photovoltaiksystemen in Kombination mit Energiespeichern gegenüber dem solarthermischen Kraftwerk Andasol 3 mit thermischem Speicher in Bezug auf die Verstetigung der Netzeinspeisung sowie den Stromgestehungskosten. Es werden mit einem adiabaten Flüssigluftenergiespeicher und einem Lithium-Ionen Batteriespeicher zwei Technologievarianten betrachtet, die sich hinsichtlich des Teillastverhaltens, der Lebensdauer, des Wirkungsgrads und den kapazitätsabhängigen Investitionen stark unterscheiden. Der Benchmark zeigt, dass die analysierten Anlagenkombinationen wirtschaftlich tendenziell konkurrenzfähig sind gegenüber dem solarthermischen Kraftwerk Andasol 3, wobei die Verstetigung der Netzeinspeisung mit der Kombination aus Photovoltaik-System und Flüssigluftenergiespeicher infolge des begrenzten Teillastverhaltens nur eingeschränkt umzusetzen ist. Trotzdem stellt abschließend eine durch ein Photovoltaik-System gespeiste sich ergänzende Kombination aus einem Batteriespeicher mit hoher Leistung und geringer Kapazität zusammen mit einem Flüssigluftenergiespeicher mit moderater Leistung und hoher Kapazität einen vielversprechenden Anwendungsfall dar. Hierbei können die jeweiligen technischen und wirtschaftlichen Vorteile gezielt integriert ausgenutzt werden, sodass sowohl eine verstetigte Netzeinspeisung als auch eine zeitliche Verschiebung des Stroms von mehr als zwölf Stunden darstellbar wären.

Keywords: Photovoltaik, Flüssigluftenergiespeicher, Lithium-Ionen Batteriespeicher, Stromgestehungskosten

1 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.

2 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 (AK) 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 [1] [2] [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 in Bezug auf die Stromgestehungskosten (LCOE) konkurrenzfähig sind.

3 Methodik

Der kombinierte Betrieb von PV-System und ESS wird in einer jährlichen, stündlich aufgelösten Betriebssimulation dargestellt. Diesbezüglich wird ein am Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft der Ruhr-Universität Bochum entwickeltes Simulationstool bestehend aus einem Energieerzeugungs- und einem Speichermodell verwendet, das eine Modellierung der PV und ESS Kombinationen anhand der vorgegebenen Rahmenbedingungen und Kennzahlen des zu vergleichenden CSP Andasol 3 zulässt und eine Berechnung der jährlichen Fahrweise der Kombinationen ermöglicht. Anhand der Ausgabeparameter des Energieerzeugungsmodells des PV-Systems werden die jeweiligen Speichermodelle des A-LAES und des BESS gespeist. Dabei ist das Ziel mit den Anlagenkombinationen eine verstetigte Netzeinspeisung zu realisieren, um Einspeisespitzen durch das PV-System zu vermeiden und überschüssigen Strom zeitlich zu verschieben, wobei sich dies an der durch das CSP vorgegebenen Nettostromerzeugung orientiert. Die Nennleistungen der Anlagenkombinationen ist mit 50 MW ebenfalls von der Auslegung des CSP Andasol 3 abgeleitet, wobei die Netzeinspeisung in Abhängigkeit der gewählten Fahrweise und den PV-Einspeisungsspitzen variieren kann. Aus der Kombination der modellierten energetischen und ökonomischen Werte erfolgt anschließend die Ermittlung der LCOE der betrachteten Anlagenkombinationen aus PV-System und A-LAES bzw. BESS zur Einordnung der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit gegenüber dem CSP Andasol 3.

3.1 Photovoltaiksystem

Das Energieerzeugungsmodell der einachsigen nachgeführten PV-Systeme (PV-Modell) basiert auf den Berechnungsmethoden nach [5] sowie den durch das Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [6] verfügbaren Einstrahlungswerten und meteorologischen Daten der PVGIS-SARAH Datenbank. Dabei sind die Umgebungstemperatur sowie die Windgeschwindigkeit auf einer angenommenen Modulhöhe von zwei Metern in dem Modell

Tabelle 3-1: Modul- und Inverterverluste, Werte und Berechnung nach [4] sowie eigenen Annahmen

Verlusttyp	Verlust	Einheit
Verschmutzung der Module	2,00	%
Abschattung	1,00	%
Produktionsfehler	2,00	%
Verkabelung	2,00	%
Anschlüsse	0,50	%
Lichtinduzierte Degradation	1,50	%
Altersdegradation (Ø 30 Jahre)	7,50	%
Abweichung von Herstellerangabe	1,00	%
Verfügbarkeit	3,00	%
Verlust Modul ($f_{PV,loss}$)	18,88	%
Inverter	3,60	%
Verlust Modul und Inverter	21,83	%

zur Bestimmung der Modulleistung berücksichtigt, um relative Modulwirkungsgrade in Abhängigkeit der Modultemperatur zu berücksichtigen. Weiterhin sind nach [4] und [7] zusätzliche Modul- und Inverterverluste eingebunden (vgl. Tabelle 3-1). Die Altersdegradation beträgt dabei 0,50 % pro Jahr, sodass bei einer erwarteten Modullebensdauer von 30 Jahren ein durchschnittlicher Verlust von 7,50 % angenommen wird. Mittels der durch [5] bestimmten Modulleistung $P_{Modul,DC}$ und den Modulverlusten $f_{PV,loss}$ wird nach Formel 3-1 die stündlich aufgelöste PV-Systemleistung

$$P_{PV,DC} = P_{Modul,DC} * (1 - f_{PV,loss}) \quad (3-1)$$

bei Gleichstrom $P_{PV,DC}$ bestimmt. Bei zusätzlicher Berücksichtigung der Inverterverluste ist ebenfalls die stündlich aufgelöste PV-Systemleistung bei Wechselstrom $P_{PV,AC}$ bekannt. Die jährliche Simulation erfolgt aus einem zehnjährigen Mittel der Jahre 2006 bis 2015, um den Einfluss wetterspezifischer Phänomene einzelner Betrachtungsjahre einzuschränken, wobei ein Neigungswinkel für das einachsige nachgeführte PV-System von 36 Grad verwendet wird.

3.2 Adiabater Flüssigluftenergiespeicher

3.2.1 Funktionsweise und Konfiguration

Der adiabate Flüssigluftenergiespeicher ermöglicht die Speicherung von Energie in Form von verflüssigter Luft und basiert auf den im Verbundvorhaben Kryolens [8] ermittelten Arbeiten nach [9] und [10]. Dieser kann technisch in die Prozessschritte Einspeicherung, Speicherung sowie Ausspeicherung unterteilt werden (vgl. Abbildung 3-1). Der Einspeicherprozess gliedert sich wiederum in die zwischengekühlte Verdichtung und die Luftverflüssigung. Bei der zwischengekühlten Verdichtung wird elektrische Energie bezogen, um Umgebungsluft in einem mehrstufigen Prozess von Umgebungsdruck auf einen überkritischen Druck von 10,12 MPa zu verdichten. Einem adiabaten Ansatz folgend wird die in die Luft eingebrachte Kompressionswärme mehrstufig über Wärmeübertrager an die Wärmeträgermedien Wasser und Therminol übertragen, um diese in thermischen Energiespeichern (Wärmespeicher) bei bis zu 260 °C vorzuhalten. Die kryogene Wärmeabfuhr der Luft im Verflüssigungsprozess erfolgt bei Temperaturen zwischen 30 °C und -151 °C mittels einer Kombination aus Tieftemperaturwärmeübertrager (Cold Box) und Methan- sowie Propan-Flüssigkältespeichern (Kältespeicher). Über eine anschließende Entspannung auf 1,5 MPa und -160 °C kondensiert die Luft aus und wird dem Flüssiglufttank (FLT, Flüssigluftepeicher) zugeführt. Unter Vollast ist diesbezüglich für die Einspeicherung eine elektrische Leistung von circa 99 MW

erforderlich. Bei der Vorhaltung der flüssigen Luft wird ein durch Verdampfung hervorgerufener Massenverlust von 0,15 % pro Tag angenommen. Weiterhin ist bei der Auslegung der Speicherkapazität neben Anfahrverlusten (AfV) und Stillstandszeiten (SSZ) auch ein Sicherheitsfaktor von 1,2 an zusätzlichem Volumen berücksichtigt. Im Ausspeicherprozess wird für die Rückverstromung die flüssige Luft zunächst mit einer Flüssigluftpumpe auf 8 MPa verdichtet. Über die Cold Box wird die Luft mittels Wärmezufuhr aus den Kältespeichern verdampft und auf eine Temperatur von 15 °C angehoben. Über die Wärmespeicher wird die Temperatur der Luft auf 243 °C erhöht und anschließend über eine mehrstufige Expansion entspannt. Mittels des über den Expander angetriebenen Generator erfolgt die Umwandlung in elektrische Energie. Die Ausspeicherleistung (netto) beträgt unter Volllast ca. 50 MW woraus ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 50 % resultiert.

Infolge eines eingeschränkten Teillastverhalten des Verflüssigungsstrangs von 70 % (69 MW) bis 100 % (99 MW) ist eine Flexibilisierung des Einspeicherungsprozesses erforderlich, um die Nutzung des A-LAES bei geringen Stromüberschüssen durch erneuerbare Energien zu ermöglichen. Dies erfolgt durch parallel geschaltete Verflüssigungsstränge mit jeweils verringerter elektrischer Leistung. Dabei sind die elektrische Einspeicherleistung sowie der Massenstrom der verflüssigten Luft gleichmäßig auf bis zu vier parallele Verflüssigungsstränge verteilt, sodass eine minimale Einspeicherleistung ($P_{\text{Ein,min}}$) von circa 17 MW möglich ist. Leistungsabhängige Wirkungsgradveränderungen sind hier berücksichtigt. Auf Seiten der Ausspeicherung gilt für die Expansion ein Teillastbereich zwischen 40,00 % (20 MW) und 100,00 % (50 MW) der elektrischen Ausspeicherleistung (P_{Aus}).

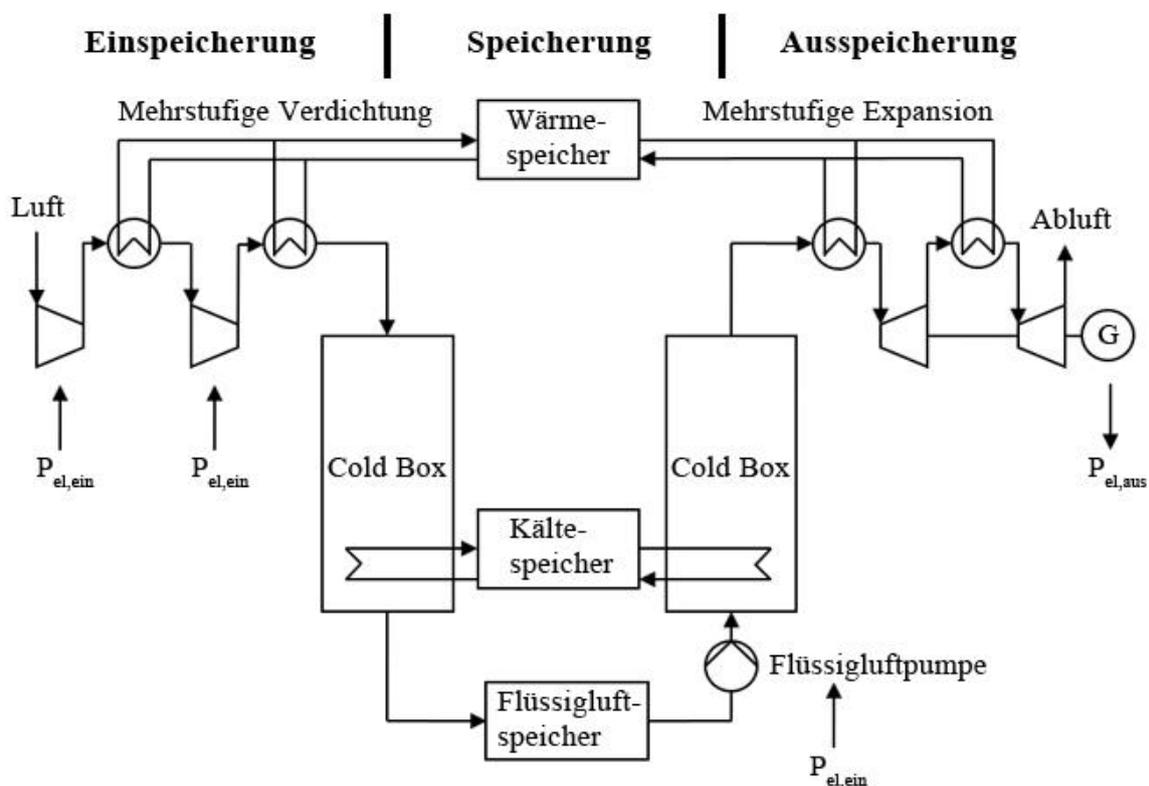


Abbildung 3-1: Schematischer Aufbau des adiabaten Flüssigluftenergiespeichers

3.2.2 Simulationsmodell

In Abhängigkeit der Ausgabeparameter des PV-Modells erfolgt die Simulation des A-LAES (vgl. Tabelle 3-2). Die relevanten Parameter sind dabei die durch das PV-System nach dem Inverter stündlich zur Verfügung stehende Leistung sowie die definierte, netzgebundene Nennleistung der Anlagenkombination aus PV-System und A-LAES von 50 MW. Mittels einer leistungsgebundenen Einspeichergrenze P_{EG} kann gemäß Formel 3-2 Einfluss genommen werden auf die zur Verfügung stehende Überschussleistung des PV-Systems $P_{PV,SP}$, um den Verflüssigungsprozess des A-LAES zu betreiben und den FLT zu befüllen. Die P_{EG} definiert demzufolge den Lastpunkt des PV-Systems, ab dem jede wetter- und strahlungsabhängige Leistungssteigerung dem Speicher zur Verfügung gestellt werden kann. Dabei ist aufgrund des erläuterten Teillastverhaltens für die Inbetriebnahme der Verflüssigung eine minimale Überschussleistung erforderlich, die in Tabelle 3-2 mit $P_{Ein,min}$ berücksichtigt ist. Weiterhin ist insbesondere der Kapazitätsstand des FLT ein weiterer Parameter mit starkem Einfluss auf die Betriebsweise des Speichers. Bei vorhandener Überschussleistung kann eine Inbetriebnahme der Verflüssigung durch einen dem Maximum nahen Kapazitätsstand des FLT verhindert werden, sofern die durch die $P_{Ein,min}$ produzierte und dem Speicher zuzuführende Flüssigluftmenge die maximale Kapazität des FLT überschreitet (vgl. Tabelle 3-2). In dieser Überprüfung sind zusätzlich auftretenden Verluste berücksichtigt. Analog zu der Logik der P_{EG} definiert die Ausspeichergrenze P_{AG} den Lastpunkt des PV-Systems, der bei einer Unterschreitung die Inbetriebnahme der Expander und demnach eine Ausspeicherung des A-LAES ermöglicht. Identisch zur Einspeicherung ist auch bei der Ausspeicherung der Einfluss des Kapazitätsstands des FLT sowie die Verluste und das Teillastverhalten der Expander berücksichtigt, sodass eine Inbetriebnahme nicht möglich sein kann. Detailliertere Fallunterscheidungen mit weiteren Restriktionen, wie bspw. die relevante Beeinflussung durch die minimalen und maximalen Verflüssigungs- und Expanderleistungen sowie die Anzahl der genutzten Verflüssigungsstränge sind nicht nähergehend erläutert, jedoch in den simulierten Ergebnissen enthalten.

PV-Leistung	FLT Kapazität	A-LAES Leistung	Netzeinspeisung
$P_{PV,AC} = 0$	0*	0	0
$P_{PV,AC} = 0$	$\neq 0$	$P_{Aus} \neq 0$	$P_{Aus} \neq 0$
$P_{PV,AC} < P_{EG}$	0	0	$P_{PV,AC} \neq 0$
$P_{PV,AC} > P_{EG} + P_{Ein,min}$	$\neq 1$	$P_{Ein} \neq 0$	$P_{PV,AC} - P_{Ein} \neq 0$
$P_{PV,AC} > P_{EG} + P_{Ein,min}$	1**	0	$P_{PV,AC} \neq 0$
$P_{PV,AC} < P_{AG}$	$\neq 0$	$P_{Aus} \neq 0$	$P_{PV,AC} + P_{Aus} \neq 0$
$P_{PV,AC} > P_{AG}$	$\neq 0$	0	$P_{PV,AC} \neq 0$
$P_{AG} < P_{PV,AC} < P_{EG} + P_{Ein,min}$	$\neq 0$	0	$P_{PV,AC} \neq 0$

* Kapazität FLT ist leer

** Kapazität FLT ist komplett geladen

$$P_{PV,SP} = P_{PV,AC} - P_{EG} \quad (3-2)$$

Bei vorhandener Überschussleistung kann eine Inbetriebnahme der Verflüssigung durch einen dem Maximum nahen Kapazitätsstand des FLT verhindert werden, sofern die durch die $P_{Ein,min}$ produzierte und dem Speicher zuzuführende Flüssigluftmenge die maximale Kapazität des FLT überschreitet (vgl. Tabelle 3-2). In dieser Überprüfung sind zusätzlich auftretenden Verluste berücksichtigt. Analog zu der Logik der P_{EG} definiert die Ausspeichergrenze P_{AG} den Lastpunkt des PV-Systems, der bei einer Unterschreitung die Inbetriebnahme der Expander und demnach eine Ausspeicherung des A-LAES ermöglicht. Identisch zur Einspeicherung ist auch bei der Ausspeicherung der Einfluss des Kapazitätsstands des FLT sowie die Verluste und das Teillastverhalten der Expander berücksichtigt, sodass eine Inbetriebnahme nicht möglich sein kann. Detailliertere Fallunterscheidungen mit weiteren Restriktionen, wie bspw. die relevante Beeinflussung durch die minimalen und maximalen Verflüssigungs- und Expanderleistungen sowie die Anzahl der genutzten Verflüssigungsstränge sind nicht nähergehend erläutert, jedoch in den simulierten Ergebnissen enthalten.

3.3 Lithium-Ionen Batteriespeicher

3.3.1 Konfiguration

Der durch das PV-System bereitgestellte elektrische Gleichstrom kann entweder über einen bidirektionalen Gleichspannungswandler (DC-DC-Wandler) dem BESS zugeführt, oder mittels unidirektionalem DC-AC Inverter direkt in das Netz eingespeist werden (vgl. Abbildung 3-2). Der Wirkungsgrad für den BESS wird mit 95,00 % angenommen. Demzufolge ist für eine maximale AC-Ausspeicherleistung von 50 MW und einem unidirektionalem Inverterwirkungsgrad von 96,37 % eine maximale DC-Einspeicherleistung von 54,61 MW erforderlich.

Die maximale Entladetiefe (DOD) ist mit 90,00 % der Kapazität berücksichtigt, bei einer Selbstentladerate von 1,00 % pro Jahr und einer maximalen kalendarischen Lebensdauer der Zellen (T_{Zelle}) von 15 Jahren. Weiterhin wird von einem kontinuierlichen Kapazitätsverlust der Zellen von 1,33 % pro Jahr ausgegangen, um die fortlaufende Degradation durch die Be- und Entladezyklen zu berücksichtigen ($C_{Degradation}$). Diese ist abgeleitet von einem Zellebensende bei 80,00 % der Nennkapazität und der angegebenen maximalen kalendarischen Zellebensdauer. Um die definierte Speicherkapazität des BESS bis zum Ende der Zellebensdauer ($C_{BESS,def}$) gewährleisten zu können, erfolgt demnach eine Überdimensionierung der Speicherkapazität, um der Degradation entgegenzuwirken [11] [12] [13] [14] [15]. Diese skaliert sich anhand der definierten effektiven DC-Speicherkapazität ($C_{BESS,eff}$), die bereits DC-AC Inverterverluste, SSZ und Selbstentladeraten berücksichtigt. Die

$$C_{BESS,notw} = \frac{C_{BESS,eff}}{\frac{DOD}{100} \cdot \left(1 - \left(\frac{C_{Degradation}}{100}\right)^{T_{Zelle}}\right)}$$

daraus resultierende notwendige Kapazität ($C_{BESS,notw}$) wird mit Formel 3-3 festgelegt. Weiterhin gilt für den BESS eine konstante Regelung beim Ausspeicherverhalten, sodass Leistungsabfälle bei der Entladung der Zellen vermieden und die geforderte Last bei vorhandener Speicherkapazität immer bedient werden kann. Darüber hinaus ist aufgrund der geringen Reaktionszeiten eine Berücksichtigung von AfV nicht erforderlich. Potenzielle Veränderungen des Wirkungsgrads in Teillast sind vernachlässigt.

daraus resultierende notwendige Kapazität ($C_{BESS,notw}$) wird mit Formel 3-3 festgelegt. Weiterhin gilt für den BESS eine konstante Regelung beim Ausspeicherverhalten, sodass Leistungsabfälle bei der Entladung der Zellen vermieden und die geforderte Last bei vorhandener Speicherkapazität immer bedient werden kann. Darüber hinaus ist aufgrund der geringen Reaktionszeiten eine Berücksichtigung von AfV nicht erforderlich. Potenzielle Veränderungen des Wirkungsgrads in Teillast sind vernachlässigt.

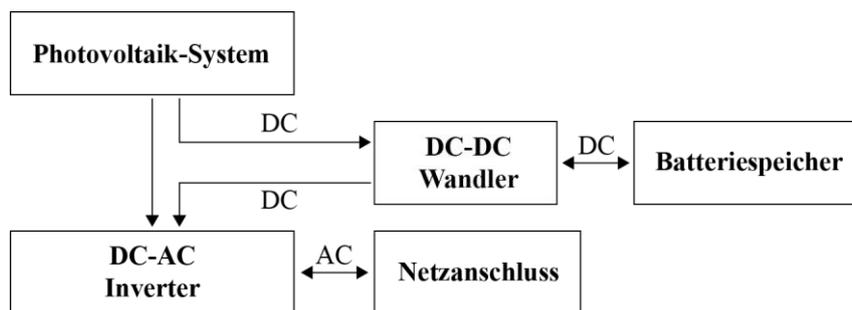


Abbildung 3-2: Schematischer Aufbau der Anlagenkombination und PV-System und Lithium-Ionen Batteriespeicher, in Anlehnung an [16] [17] [18]

3.3.2 Simulationsmodell

Tabelle 3-3: Fahrweisen der Anlagenkombination aus PV-System und BESS

PV-Leistung	BESS Kapazität	BESS Leistung	Netzeinspeisung
$P_{PV,AC} = 0$	0*	0	0
$P_{PV,AC} = 0$	$\neq 0$	$P_{Aus} \neq 0$	$P_{Aus} \neq 0$
$P_{PV,DC} < P_{EG,DC}^{***}$	0	0	$P_{PV,AC} \neq 0$
$P_{PV,DC} > P_{EG,DC}^{***}$	$\neq 1$	$P_{Ein} \neq 0$	$P_{PV,AC} - P_{Ein} \neq 0$
$P_{PV,DC} > P_{EG,DC}^{***}$	1**	0	$P_{PV,AC} \neq 0$
$P_{PV,AC} < P_{AG}$	$\neq 0$	$P_{Aus} \neq 0$	$P_{PV,AC} + P_{Aus} \neq 0$
$P_{PV,AC} > P_{AG}$	$\neq 0$	0	$P_{PV,AC} \neq 0$
$P_{AG} < P_{PV,AC} < P_{EG}$	$\neq 0$	0	$P_{PV,AC} \neq 0$

* Kapazität BESS ist leer

** Kapazität BESS ist komplett geladen

*** P_{EG} mit berücksichtigtem Inverterverlust (vgl. Formel 3-3)

Analog zum A-LAES-Modell erfolgt die Simulation des BESS ebenfalls in Abhängigkeit der Ausgabeparameter des PV-Modells (vgl. Tabelle 3-3). Dabei sind die relevanten Parameter erneut die durch das PV-System stündlich zur Verfügung stehende Leistung sowie die definierte, netzgebundene Nennleistung der Anlagenkombination von 50 MW. Aufgrund des Betriebs des BESS mittels Gleichstrom, ist im Gegensatz zum A-LAES die Leistung des PV-Systems vor

$$P_{PV,Sp} = P_{PV,DC} - \frac{P_{EG}}{\eta_{Inv}} \quad (3-4)$$

dem Inverter relevant und nicht der durch den Inverter verlustbehaftete Wechselstrom. Formel 3-2 zur

Einbindung der leistungsgebundenen P_{EG} und zur Definition der zur Verfügung stehenden Überschussleistung ist auch in Bezug auf das BESS weiterhin gültig, wird jedoch gemäß Formel 3-4 an den Gleichstrom angepasst. Weiterhin ist aufgrund des Teillastverhaltens für die Inbetriebnahme der Einspeicherung keine Berücksichtigung einer $P_{Ein,min}$, eine Veränderung des Wirkungsgrads oder von AfV erforderlich. Die Logik der Ausspeichergrenze P_{AG} ist unverändert gegenüber der des A-LAES in Kapitel 3.3.2. Auch hier ist keine Berücksichtigung von AfV notwendig, sodass eine Inbetriebnahme der Ausspeicherung lediglich durch zu geringe Kapazitätsstände des BESS verhindert werden kann.

3.4 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten (LCOE) stellen eine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis dar. Sie sind ein Indikator für den Strompreis, der für ein Projekt benötigt wird, in dem die Einnahmen über die Lebensdauer des betrachteten Vermögenswertes den Kosten entsprechen würden. Dies beinhaltet eine Verzinsung des investierten Kapitals in Höhe des Diskontierungsfaktors (abhängig vom kalkulatorischen Zinssatz) unter Ausschluss der Auswirkungen bestehender staatlicher Anreize oder finanzieller Unterstützungsmechanismen. Die LCOE stellen daher eine Abstraktion von der Realität dar, um verschiedene Erzeugungsanlagen vergleichbar zu machen und sind nicht für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit einer konkreten Anlage geeignet. [19] [20]

Die LCOE ergeben sich aus der Gegenüberstellung sämtlicher über die Lebensdauer der Anlage anfallenden Kosten und der Summe der erzeugten Energiemenge über die Nutzungsdauer (vgl. Formel 3-5) [19] [21] [20] [22] [23]. Dabei wird in diesem Fall die Nettostromerzeugung, die das jeweilige System in das Stromnetz einspeist, verwendet, da diese implizit den Einnahmen aus dem Verkauf dieser Energie entsprechen.

Demnach wird für das PV-System die Nettostromerzeugung (AC) abzüglich der in den Energiespeicher überführten Energie zur Bestimmung der LCOE verrechnet. Die LCOE der

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (3-5)$$

Anlagenkombination aus Energiespeicher und PV-System ergeben sich infolge aus der Summe der Netzeinspeisungen sowie den Investitionen und den Betriebskosten. Die für die Energiespeicher spezifisch berechneten LCOE werden als LCOS bezeichnet. Der reale kalkulatorische Zinssatz ist anhand des Modells der gewichteten Kapitalkosten (WACC) bestimmt und wird entsprechend in den nachfolgenden Kapiteln als WACC bezeichnet [22].

mit	
LCOE	Stromgestehungskosten [Euro/kWh]
I_0	Investition [Euro]
A_t	Jährliche Gesamtkosten [Euro im Jahr t]
$M_{t,el}$	Produzierte Strommenge im Jahr t [kWh]
i	realer kalkulatorischer Zinssatz [-]
n	wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren
t	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, ... n)

4 Investitionen und Betriebskosten

Die Investitionen für das einachsige nachgeführte PV-System basieren auf den Kostenmodellen nach [24]. Dabei sind die Investitionen für den Inverter bereits enthalten, die so genannten „Owner's Costs“, die bspw. Kosten für Grundstück, Finanzierung, Transport, Einfuhrzölle, steuerliche Anreize, Lizenzen und Genehmigungen umfassen, sind jedoch im Benchmark vernachlässigt. Lohnkostenunterschiede des spanischen Standorts gegenüber dem aus [24] untersuchten amerikanischen Markt sind nach [25] und eigenen Berechnungen berücksichtigt. Die Modulkosten für hocheffiziente multikristalline Module belaufen sich gemäß EU Sportmarkt auf 350 Euro/kW_p [26]. Es ergeben sich spezifische Installationskosten von 864 Euro/kW_p (50 MW_p) bis 777 Euro/kW_p (100 MW_p). Die Betriebskosten sind mit 11,85 Euro/kW_p*a veranschlagt. Zusätzlich sind die Kosten für einen Inverteraustausch nach 15 Jahren Betriebszeit als zusätzliche Einmalzahlung durch die Betriebskosten in den LCOE integriert.

Für den A-LAES ergeben sich die Investitionen aus den Vorarbeiten von [9] und [10]. Diese sind mit Kostenmodellen zur Berücksichtigung einer flexiblen Anzahl an Verflüssigungssträngen und verlustbedingten Kapazitätsanpassungen sowie mit einem Gesamtkostenfaktor nach den Strukturmethoden aus [27] und [28] ergänzt. Analog zum PV-System sind die Owner's Costs nicht enthalten. Demnach ergeben sich für ein A-LAES mit vier Verflüssigungssträngen und berücksichtigten Kapazitätsanpassungen sowie einer elektrischen Ausspeicherleistung von 50 MW spezifische Installationskosten von 4.265 Euro/kWh (1 h, 50 MWh) bis 466 Euro/kWh (24 h, 1.200 MWh). Für die am Standort Andasol 3 geforderte Kapazität von 7,5 h liegen die Kosten bei 829 Euro/kWh (375 MWh). Die jährlichen Betriebskosten entsprechen 1,00 % der Investitionen.

Nach [8] sind die Zellkosten für den Lithium-Ionen BESS mit 203 Euro/kWh angesetzt. Die Kosten für Leistungselektronik und Anlagenperipherie (BOS) skalieren sich nach [8], [17] und [29] in Abhängigkeit der definierten Speicherkapazität ($C_{\text{BESS,def}}$). Die Summe der Komponentenkosten ist mit 12,50 % für die Baukosten beaufschlagt [30], wobei die erläuterten Owner's Costs nicht berücksichtigt sind. Anhand dieser Kostenstruktur ergeben sich unter Verwendung von $C_{\text{BESS,notw}}$ spezifische Installationskosten von 943 Euro/kWh (1 h, 50 MWh) bis 639 Euro/kWh (24 h, 1.200 MWh). Für 7,5 h sind 727 Euro/kWh (375 MWh) anzusetzen. Die jährlichen Betriebskosten berücksichtigen einen kontinuierlichen Austausch von degradierten bzw. defekten Zellen und entsprechen 2,00 % der Investitionen.

5 Ergebnisse

5.1 Kennzahlen für den CSP Standort Andasol 3

Für den spanischen CSP Standort Andasol 3 mit einer elektrischen Leistung (netto) von 50 MW und einer Speicherkapazität von 7,5 h wird eine jährliche Nettostromerzeugung von 175.000 MWh erwartet [1]. Nach der Analyse der durch [3] zur Verfügung stehenden stündlich aufgelösten Lastgangdaten der zusammengefassten Anlagen von Andasol 1, Andasol 2 und Andasol 3 für die Jahre 2015 bis 2017 weist die Anlage Andasol 3 eine jährliche Nettostromerzeugung von 124.770 MWh (2015), 139.626 MWh (2016) und 151.204 MWh (2017) pro Jahr auf. Dabei ist zu beachten, dass nur die kumulierte Nettostromerzeugung aller drei Andasol Anlagen als Datensatz zur Verfügung steht. Da diese jedoch über identische

Nettoleistungen verfügen und am selben Standort erbaut sind, wird die Annahme getroffen, dass die jeweiligen CSP identische Fahrweisen besitzen und die Nettostromerzeugung der jeweiligen Anlagen ein Drittel der kumulierten Gesamterzeugung beträgt. Unter Verwendung der lokalen direkten Strahlung am Standort ist weiterhin eine Ableitung der Speichernutzung sowie die jeweilige Nettostromerzeugung mit und ohne Nutzung des thermischen Speichers von Andasol 3 möglich. Diese Methodik ermöglicht das Generieren von Kennzahlen, anhand derer die Simulationen der Anlagenkombinationen aus PV-System und Energiespeicher in Anlehnung an die Fahrweise des CSP Andasol 3 durchgeführt und vergleichbar sind. Aus Tabelle 5-1 sind die jeweiligen Nettostromerzeugungen, durchschnittlichen Nettoleistungen und Betriebszeiten des CSP, des dazugehörigen TES sowie der Kombination aus beiden Anlagenteilen zu entnehmen. Aufgrund der Abweichungen von den realen (2015 bis 2017) gegenüber der erwarteten Nettostromerzeugung nach [1] sind die Kennzahlen des für die Simulation zu betrachtenden Referenzjahres (Ref.) anhand der realen Werte und den erwarteten 175.000 MWh/a gewichtet skaliert. Anhand dieser Referenzwerte sind für die Anlagenlagenkombinationen aus PV-System und A-LAES bzw. BESS die P_{EG} auf 35 MW und die P_{AG} auf 30 MW festgelegt.

Tabelle 5-1: Technische Kennzahlen zum CSP Standort Andasol 3, eigene Datenaufbereitung, [1] [3]

Kennzahl	Einheit	Ref.	2015	2016	2017
$\emptyset P_{CSP,Netto}$	MW _{el}	35,00	27,97	31,69	32,28
$\emptyset P_{TES,Netto}$	MW _{el}	25,38	23,13	27,36	25,29
$\emptyset P_{System,Netto}$	MW _{el}	32,58	26,60	30,43	30,21
$E_{CSP,Netto}$	MWh/a	130.976	94.217	103.134	113.697
$E_{TES,Netto}$	MWh/a	44.024	30.553	36.492	37.506
$E_{System,Netto}$	MWh/a	175.000	124.770	139.626	151.204
Betrieb CSP	h/a	3.742	3.369	3.254	3.522
Betrieb TES	h/a	1.735	1.321	1.334	1.483
$\emptyset h$ Betrieb TES	h/SV	7,14	5,31	5,4	6,36
SV* TES	Anzahl	243	249	247	233

* Startvorgang des TES

Raumfahrtzentrums liegen die Investitionen bei 272 Mio. Euro [31]. Aufgrund der anzunehmenden Kostenreduktionen für CSP seit der Errichtung von Andasol 3, erscheint ein Investitionsbereich von 200,0 bis 315,0 Mio. Euro realistisch (vgl. Tabelle 5-2).

Tabelle 5-2: Ökonomische Kennzahlen zum Standort Andasol 3, eigene Datenaufbereitung, [1] [2] [19] [22] [31] [32] [33] [34] [35]

Kennzahl	Jahr	Quelle	Einheit	Referenz
Investition Andasol 3	2011	[1]	Mio. Euro	315,0
Investition Andasol 3	-	[31]	Mio. Euro	272,0
Investition CSP (8 h Kap.)	2018	[19]	Mio. Euro	200,0
LCOE Andasol 1	2008	[35]	ct/kWh	27,10
\emptyset LCOE	-	Diverse	ct/kWh	18,61
LCOE CSP (8,0 h Kap.)	2018	[19]	ct/kWh	10,12

Einspeisevergütung kam [37] [38]. Nach [37] ist es mit Andasol 3 dennoch möglich ein Mehrfaches der laufenden Kosten zu erwirtschaften und wirtschaftlich zu betreiben, sodass die LCOE im Jahr 2013 unterhalb der im Jahr 2008 angegebenen 27,10 ct/kWh liegen müssen. Weiterhin ist gemäß [19] bezüglich der LCOE ein starker Rückgang auf 10,12 ct/kWh bei einem angenommenen realen WACC von 4,70 % bei 30 Jahren Betriebszeit für aktuelle Anlagen zu erwarten. Demnach erscheint für 2011 bis heute errichtete Anlagen am Standort Andasol 3 aufgrund der inkonsistenten Datenlage eine Bandbreite der LCOE von 10,12 bis

Gemäß [1] und [2] lagen die Investitionen zwischen 300 bis 315 Mio. Euro bei der Inbetriebnahme im August 2011. Nach einer Analyse von [19] liegen die spezifischen Kosten für ein CSP mit einer Speicherkapazität von 8 h in Spanien, den USA und im Nahen Osten mit Bezugsjahr 2018 bei ungefähr 4.000 Euro/kW, was einer Investition von 200,0 Mio. Euro entspricht. Nach Daten des Deutschen Luft und Raumfahrtzentrums liegen die Investitionen bei 272 Mio. Euro [31]. Aufgrund der anzunehmenden Kostenreduktionen für CSP seit der Errichtung von Andasol 3, erscheint ein Investitionsbereich von 200,0 bis 315,0 Mio. Euro realistisch (vgl. Tabelle 5-2).

Gemäß [35] liegen die LCOE für die baugleiche Anlage Andasol 1 bei 27,10 ct/kWh. Die Vergütung bei Inbetriebnahme von Andasol 3 lag gemäß [36] bei 27,84 ct/kWh. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es im Jahr 2013 aufgrund gesetzgeberischer Eingriffe zu einer Reduzierung der

27,10 ct/kWh realistisch. Der daraus gebildete Mittelwert von 18,61 ct/kWh überschneidet sich mit den in [22], [32] und [34] zu erwartenden LCOE für in Spanien installierte CSP sowie die in [33] (WACC von 7,4 %) dargestellten LCOE für das CSP Andasol 3, wobei der exakte Wert des WACC bei diversen Quellen nicht bekannt ist. Für die Analysen der Anlagenkombinationen aus PV-System und A-LAES bzw. BESS ist ein WACC von 2,94 % (real) angenommen. Zusätzlich sind für Sensitivitätsanalysen Werte von 2,00 %, 6,00 % und 10,00 % berücksichtigt.

5.2 Investitionen und Betriebskosten

Die Investitionen für den A-LAES sowie für das PV-System (inkl. eines Unsicherheitsbereichs von $\pm 20,00$ % der Investitionen) steigen in Relation zu der Anzahl der verwendeten Verflüssigungsstränge von 346,7 Mio. Euro auf bis zu 387,2 Mio. Euro (vgl. Abbildung 5-1). Die konstanten Investitionen für das PV-System bei der Kombination mit einem bzw. zwei Verflüssigungssträngen ist auf die in diesen Varianten nicht vorhandene Einsatzzeit des A-LAES zurückzuführen. Dabei ist aufgrund des geringen Teillastverhaltens sowie der hohen minimalen Einspeicherleistung des A-LAES ein Anfahren nicht möglich, sodass die gesamte Netzeinspeisung durch das PV-System realisiert wird. Mit steigender Flexibilisierung des A-LAES mittels drei bzw. vier Verflüssigungssträngen wird die Einsatzzeit des Speichers erhöht, da durch das Absenken der minimalen Einspeicherleistung eine Speisung durch das PV-System möglich wird. Aufgrund des Wirkungsgrades des A-LAES von circa 50,00 % ist dies mit einer Hochskalierung der PV-Peakleistung verbunden (vgl. Tabelle 5-3), um die jährliche Netzeinspeisung von 175.000 MWh/a gewährleisten zu können. Dabei überschneiden sich die Investitionsbereiche der A-LAES Anlagenkombinationen mit denen des CSP, wobei die Investitionen des CSP mit TES vorwiegend geringer ausfallen.

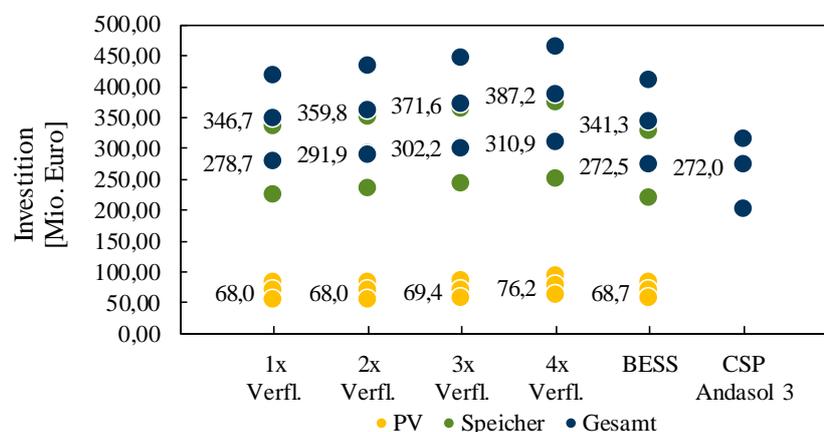


Abbildung 5-1: Investitionen für den Standort Andasol 3 bei 7,5 h Speicherkapazität und einer Netzeinspeisung von 175.000 MWh/a

Weiterhin kreuzen sich ebenfalls die Investitionen der BESS Anlagekombination mit den Bereichen der A-LAES Anlagenkombination und dem CSP mit TES. Dabei ist die BESS Kombination trotz notwendiger Überdimensionierung in Bezug auf die definierte Speicherkapazität von 7,5 h mit 272,5 Mio. Euro günstiger gegenüber den A-LAES Kombinationen mit 278,7 bis 310,9 Mio. Euro. Das Erreichen der durchschnittlichen Investition für ein CSP mit TES von 272,0 Mio. Euro ist für die BESS Anlagenkombination jedoch nur mit einer angenommenen Reduktion der Kosten von 20,00 % möglich (vgl. Abbildung 5-1).

Tabelle 5-3: Betriebskosten zum Standort Andasol 3

Betriebskosten Mio. Euro / a	Verflüssigungsstränge				BESS	CSP [31]
	1x	2x	3x	4x		
PV-System						
+ 20 %	1,21	1,21	1,24	1,39	1,22	
Gesamt	1,01	1,01	1,03	1,16	1,02	
- 20 %	0,81	0,81	0,83	0,93	0,82	
Speicher (inkl. erforderlicher zusätzlicher Kapazitäten)						
+ 20 %	3,34	3,50	3,63	3,73	6,54	
Gesamt	2,79	2,92	3,02	3,11	5,45	
- 20 %	2,23	2,34	2,42	2,49	4,36	
Anlagenkombination (inkl. erforderlicher zusätzlicher Kapazitäten)						
+ 20 %	4,55	4,71	4,87	5,12	7,77	
Gesamt	3,79	3,93	4,05	4,27	6,47	5,69
- 20 %	3,03	3,14	3,24	3,41	5,18	
PV-Peakleistung						
MW _p	84,90	84,90	87,10	97,64	86,09	

Auch die Betriebskosten für den A-LAES sowie für das PV-System (inkl. eines Unsicherheitsbereichs von $\pm 20,00\%$ der Investitionen) steigen in Relation zu den verwendeten Verflüssigungssträngen an. Im Gegensatz zu den Investitionen fallen die Betriebskosten für die A-LAES Anlagenkombinationen ungefähr 1,9 bis 1,4 Mio. Euro pro Jahr geringer aus im Vergleich mit dem CSP inklusive TES [31] (vgl. Tabelle 5-3). Der Vorteil der BESS Kombination gegenüber der A-LAES Kombination in Bezug auf die Investitionen (vgl. Abbildung 5-1) gilt

nicht bei der Betrachtung der Betriebskosten. Aufgrund des kontinuierlichen Zellaustausches liegen diese zwischen 2,7 und 2,2 Mio. Euro pro Jahr über den Betriebskosten der A-LAES Kombination und 0,8 Mio. Euro über denen des CSP mit TES (vgl. Tabelle 5-3).

5.3 Technische und ökonomische Kennzahlen

5.3.1 Netzeinspeisung und Stromgestehungskosten

Eine erste Beurteilung der energetischen Effizienz der Anlagenkombinationen liefert die Betrachtung der jeweiligen Netzeinspeisungen in Abbildung 5-2. Dabei verdeutlicht die separate Darstellung der PV-Systeme und der Anlagenkombinationen den Einfluss des Speicherwirkungsgrades auf die gesamte energetische Effizienz der Kombinationen. Aufgrund des eingeschränkten Teillastverhaltens und dem damit einhergehenden Stillstand des A-LAES bei der Verwendung von einem oder zwei Verflüssigungssträngen wird die gesamte Netzeinspeisung durch das PV-System realisiert. Mit Erhöhung des A-LAES Teillastverhaltens mittels drei und vier Verflüssigungssträngen steigt parallel die Nutzung und damit die Netzeinspeisung des Speichers an. Für die Anlagenkombination mit vier Verflüssigungssträngen ist unter den gegebenen Rahmenbedingungen (vgl. Kapitel 5.1) eine Nettostromerzeugung durch das PV-System von 201.300 MWh/a nötig, um eine Nettoeinspeisung in das Stromnetz von 175.000 MWh/a zu realisieren. Dabei verteilt sich die Einspeisung auf 154.700 MWh/a durch das PV-System und 20.300 MWh/a durch den A-LAES.

Für diese ausgespeicherte Energiemenge werden 46.600 MWh/a für die Einspeicherung durch das PV-System bereitgestellt, wobei ungefähr 50,00 % (20.300 MWh/a) aufgrund des Wirkungsgradverlustes des Speichers entfallen. Im Vergleich dazu erfordert eine annähernd doppelt so hohe Netzeinspeisung durch den BESS (38.700 MWh/a) eine wesentlich geringere Nettostromerzeugung durch das PV-System von 177.500 MWh/a. Dabei ist der BESS dem A-LAES aufgrund des besseren Teillastverhaltens und dem Wirkungsgradvorteil energetisch überlegen (vgl. Kapitel 3.2.1 und 3.3.1), um eine Netzeinspeisung von 175.000 MWh/a unter den gegebenen Bedingungen zu realisieren (vgl. Abbildung 5-2).

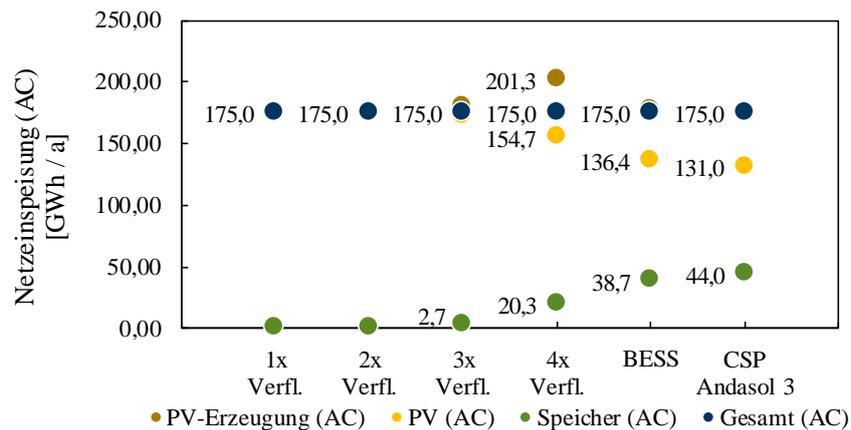


Abbildung 5-2: Verteilung der Netzeinspeisung für den Standort Andasol 3 bei 7,5 h Speicherkapazität und einer Netzeinspeisung von 175.000 MWh/a

Die zuvor definierten Investitionen und Betriebskosten (vgl. Kapitel 4), sowie die in Abbildung 5-2 aufgezeigten Netzeinspeisungen und der angenommene WACC von 2,94 %, führen zu den in Abbildung 5-3 dargestellten LCOE. Diese spiegeln die notwendigen Investitionen des A-LAES wieder, wobei der Betriebskostenvorteil des A-LAES gegenüber dem BESS den energetischen Nachteilen entgegenwirkt und sich die LCOE der Anlagenkombinationen mit 13,7 ct/kWh (PV mit A-LAES) gegenüber 13,6 ct/kWh (PV mit BESS) angleichen.

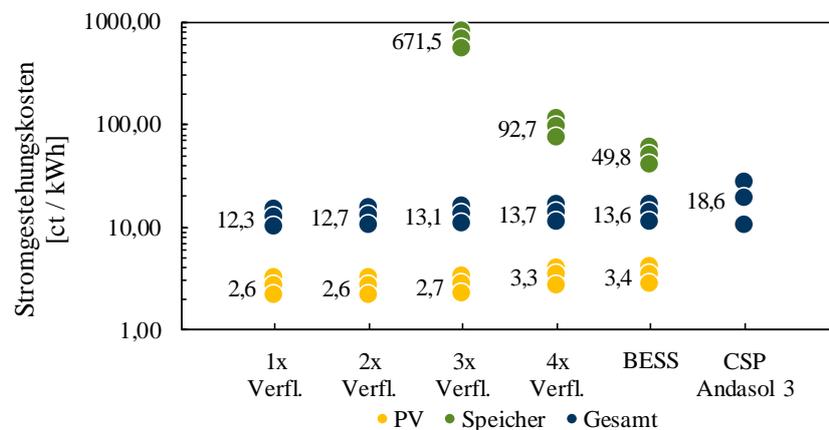


Abbildung 5-3: LCOE für den Standort Andasol 3 bei 7,5 h Speicherkapazität, einer Netzeinspeisung von 175.000 MWh/a sowie einem WACC von 2,94 %

Mit einer gesteigerten Speichernutzung und der damit einhergehenden geringeren direkten Netzeinspeisung durch das PV-System steigen die LCOE beider Anlagenkombinationen aufgrund der fortschreitenden energetischen Verluste an. Diesbezüglich befinden sich die LCOE der Kombinationen aus PV-System und ESS im unteren Viertel des ermittelten LCOE Bereichs des CSP Andasol 3. Dabei ist jedoch davon auszugehen, dass bei einer Erhöhung der A-LAES Netzeinspeisung, um gegenüber dem TES annähernd energetisch konkurrenzfähig zu sein, eine Erhöhung der LCOE infolge des Wirkungsgradverlustes zu erwarten und die Konkurrenzfähigkeit der BESS Anlagenkombination vorteilhafter einzustufen ist. Bei einer reinen Netzeinspeisung durch das PV-System und ohne Berücksichtigung der Investition und Betriebskosten der Speichersysteme, liegen die LCOE gemäß Abbildung 5-3 bei 2,6 ct/kWh.

5.3.2 Sensitivitätsanalysen

Die Sensitivitätsanalyse der jeweiligen Anlagenkombination (vier Verflüssigungsstränge gegenüber BESS) in Abbildung 5-4 zeigt, dass der positive Effekt der geringeren Betriebskosten auf die LCOE des A-LAES gegenüber dem BESS bei steigendem WACC nicht mehr vorhanden ist. Stattdessen führen die größeren Investitionen des A-LAES bei einem steigenden WACC auf bis zu 10,00 % zu signifikanteren Erhöhungen der LCOE, als bei der BESS Anlagenkombination.

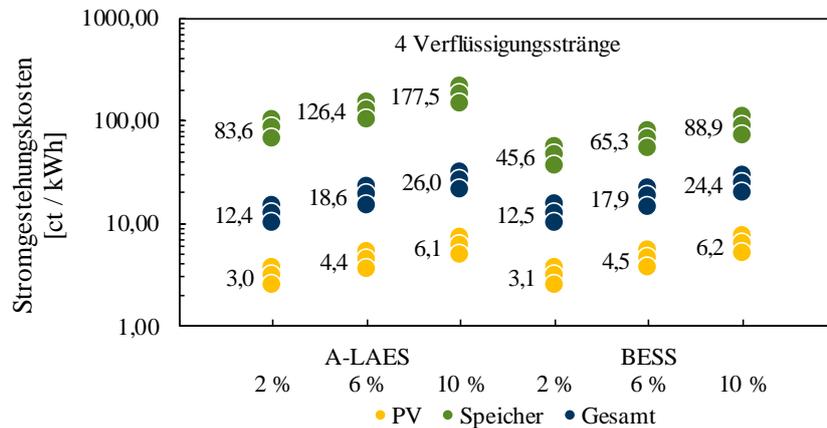


Abbildung 5-4: LCOE Sensitivitätsanalyse für den Standort Andasol 3 bei 7,5 h Speicherkapazität, einer Netzeinspeisung von 175.000 MWh/a sowie einem WACC von 2,00 %, 6,00 % und 10,00 %

Weiterhin verdeutlicht die Sensitivitätsanalyse der PV-Peakleistung in Abbildung 5-5 und Abbildung 5-6 den energetischen Vorteil des BESS gegenüber dem A-LAES bei einer Kapazität von 7,5 h. Dabei steigt nicht nur die Netzeinspeisung der Anlagekombination aufgrund des besseren Wirkungsgrads schneller an, sondern auch die eingespeicherte Energiemenge kann für die Ausspeicherung wesentlich effizienter genutzt werden. Ab einer PV-Peakleistung von 120 MW erhöht sich bei der BESS Kombination die durch das PV-System in das Stromnetz eingespeiste Energiemenge. Parallel nimmt die Steigung der durch den BESS realisierten Netzeinspeisung moderat ab. Demnach erhöht sich die Anzahl der Stunden, in denen der BESS seine maximale Kapazität erreicht hat und die erzeugte Energie oberhalb der P_{EG} zusätzlich in das Netz eingespeist wird und zu Einspeisespitzen führt (vgl. Abbildung 5-7).

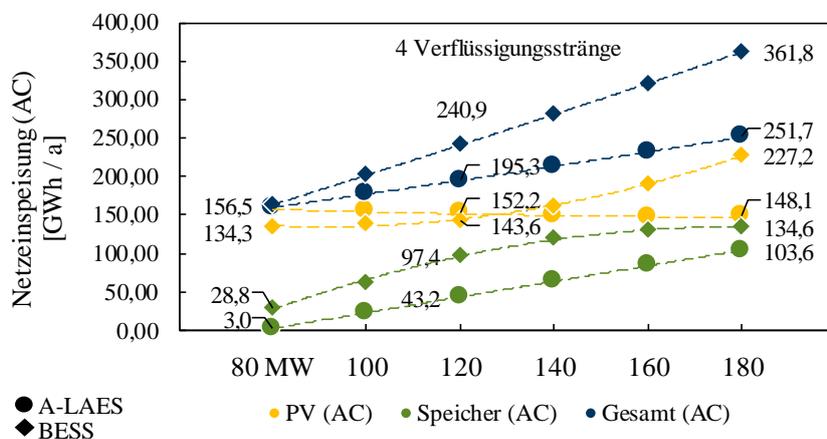


Abbildung 5-5: Netzeinspeisung Sensitivitätsanalyse für den Standort Andasol 7 bei 7,5 h Speicherkapazität sowie einer PV-Peakleistung von 80 MW bis 180 MW

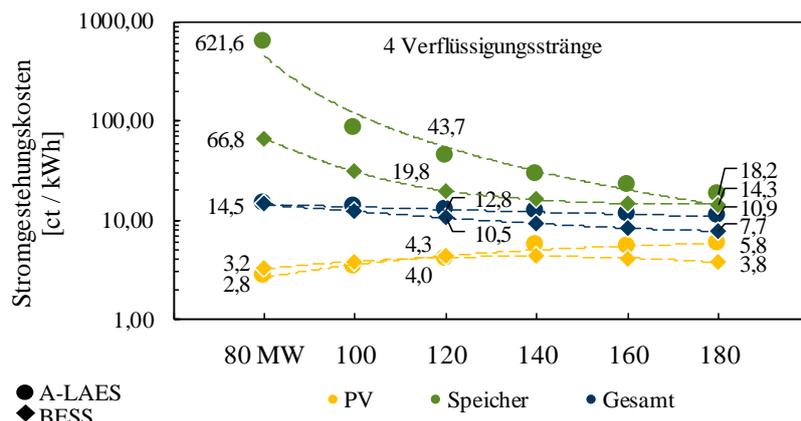


Abbildung 5-6: LCOE Sensitivitätsanalyse für den Standort Andasol 3 bei 7,5 h Speicherkapazität, einem WACC von 2,94 % sowie einer PV-Peakleistung von 80 MW bis 180 MW

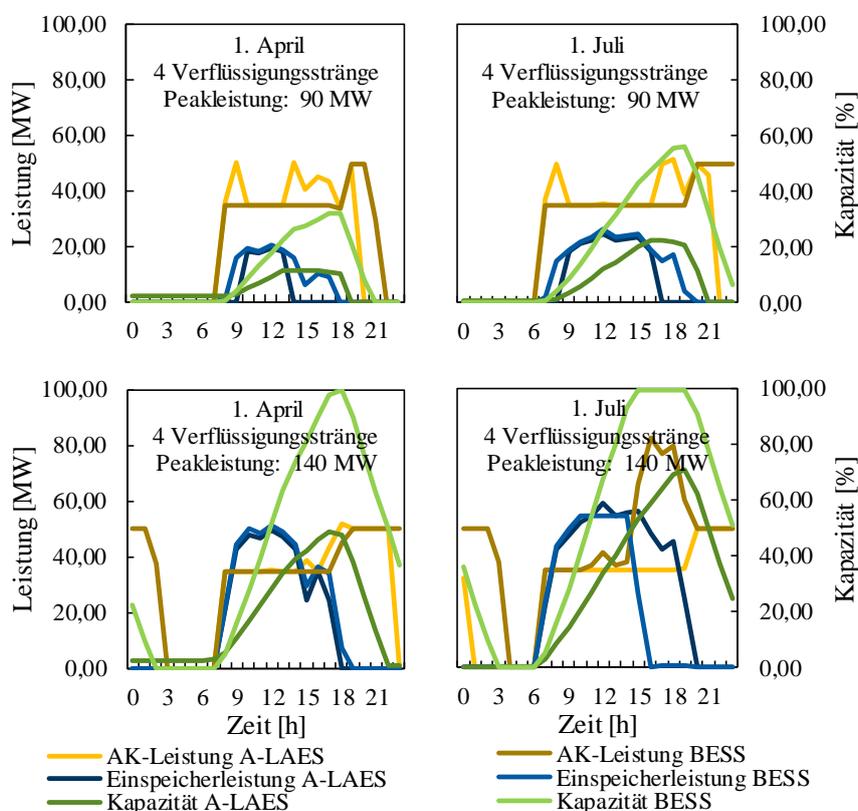


Abbildung 5-7: Einspeicherleistungs- und Kapazitätsverläufe für den Standort Andasol 3 bei 7,5 h Speicherkapazität sowie einer PV-Peakleistung von 90 MW bis 140 MW

Diesbezüglich sinken die spezifischen LCOE für das PV-System ab einer Peakleistung von 120 MW, was sich positiv auf die LCOE der BESS Anlagenkombination auswirkt. Parallel kann es jedoch mit fortschreitendem Tagesverlauf zu einer erhöhten Anzahl an Einspeisespitzen aufgrund des Erreichens von kapazitiven Grenzen kommen, welche die zuvor verstetigte Fahrweise unterbrechen (vgl. Abbildung 5-7). Die A-LAES Kombination weist bei einer PV-Peakleistung von 120 MW bereits eine Differenz von 45.000 MWh/a gegenüber der BESS Kombination auf, die rein durch die unterschiedlichen Speichertechnologien bedingt ist (vgl. Abbildung 5-5). Dabei ist der Wirkungsgrad sowie das Teillastverhalten des A-LAES dafür

verantwortlich, dass ein großer Anteil der erzeugten Energie nicht genutzt werden kann (vgl. Abbildung 5-5). Somit ist für die A-LAES Kombination eine wesentlich größere PV-Peakleistung notwendig, um die Netzeinspeisung der BESS Kombination umsetzen zu können. Parallel sinken demnach ebenfalls die LCOE für den A-LAES sowie die Kombination kontinuierlich, jedoch moderater als bei der BESS Kombination infolge der Wirkungsgradverluste Abbildung 5-6. Daher ist der A-LAES unter den gegebenen Rahmenbedingungen energetisch sowie ökonomisch im Nachteil und kann eine verstetigte Fahrweise aufgrund der erforderlichen minimalen Einspeicherleistungen nicht konsistent umsetzen. Bei steigender PV-Peakleistung reduzieren sich jedoch die Auswirkungen der minimalen Einspeicherleistungen, sodass eine Verstetigung der Netzeinspeisung mit verringerter Anzahl an Einspeisespitzen einsetzt (vgl. Abbildung 5-7). Für beide Speicherkombinationen ist demnach eine wesentlich verstetigte Fahrweise realisierbar, sofern der Zielwert der Netzeinspeisung nicht auf 175.000 MWh/a begrenzt und ein Speicherbetrieb möglich ist (vgl. Abbildung 5-7).

5.3.3 Kennzahlen der Energiespeicher

In Abbildung 5-7 ist nicht nur die wesentlich flexiblere Einspeicherung des BESS und die damit verbundene Verstetigung zu erkennen, sondern ebenfalls der energetische Vorteil aufgrund der höheren Speicherfüllstände gegenüber dem A-LAES. An den Tagen des 1. April sowie des 1. Juli (PV-Peakleistung von 90 MW) ist weiterhin zu erkennen, dass der A-LAES durch das in Kapitel 3.3.1 beschriebene eingeschränkte Teillastverhalte Leistungsbereiche aufweist, in denen ein zusätzliches Anfahren eines weiteren Verflüssigungsstranges aufgrund der erforderlichen Einspeicherleistung nicht möglich ist und dies entsprechend Einspeisespitzen durch nicht abgenommene überschüssige PV-Leistung verursacht. Zwar ist die Anzahl der Startvorgänge für eine Einspeicherung gemäß Abbildung 5-8 identisch mit dem BESS, die Anzahl der Ausspeicherungen verdeutlicht jedoch den energetischen Nachteil aufgrund des tendenziell geringeren Speicherfüllstands des A-LAES.

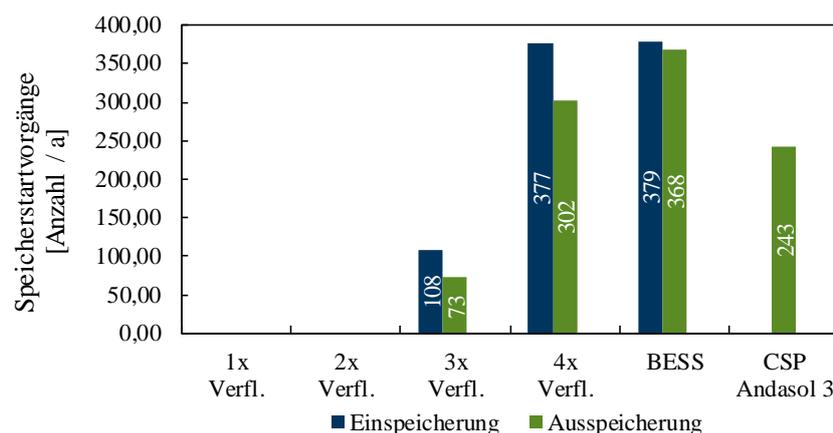


Abbildung 5-8: Anzahl der Speicherstartvorgänge für den Standort Andasol 3 bei 7,5 h Speicherkapazität sowie einer Netzeinspeisung von 175.000 MWh/a

Demnach ist nicht nur die Anzahl der möglichen Ausspeicherungen niedriger, sondern auch die Ausspeicherstunden sind mit 538 h gegenüber 1.097 h signifikant geringer und verdeutlichen das in Abbildung 5-2 aufgezeigte Energiedefizit des A-LAES gegenüber dem BESS (vgl. Abbildung 5-9). Dies führt weiterhin zu den großen Unterschieden bezüglich des durchschnittlichen Einspeicherbetriebs pro Startvorgang von 5,07 h (A-LAES) gegenüber

8,31 h (BESS), an denen der für den A-LAES signifikante Nachteil des eingeschränkten Teillastverhaltens zusammen mit der erforderlichen minimalen Einspeicherleistung erkennbar ist.

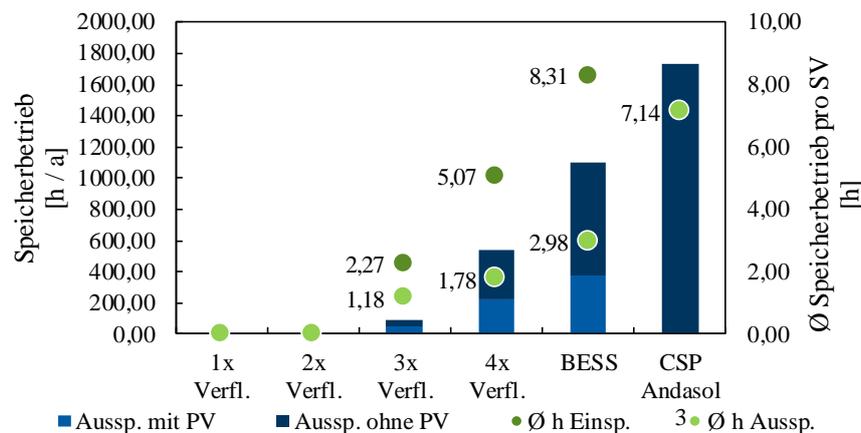


Abbildung 5-9: Anzahl der Speicherbetriebsstunden für den Standort Andasol 3 bei 7,5 h Speicherkapazität sowie einer Netzeinspeisung von 175.000 MWh/a

Da die Nutzung des TES am Tag während des laufenden Betriebs des CSP bei der Analyse der realen stündlich aufgelösten Lastgangdaten (vgl. Kapitel 5.1) nicht berücksichtigt, sondern nur die Ausspeicherung nach Sonnenuntergang ausgewertet werden konnte, fallen die durchschnittlichen Speicherbetriebsstunden des TES signifikant größer aus. Parallel ist die Anzahl der TES Startvorgänge wesentlich geringer als bei den Anlagenkombinationen, sodass sich die Statistiken konsistent zueinander verhalten (vgl. Abbildung 5-8 und Abbildung 5-9). Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei der Speisung des Dampfkraftprozesses des CSP durch den TES thermische Verluste in den Wärmeübertragern die thermische Leistung verringern [39] und nur eine Leistung unterhalb der Nennlast von 50 MW gefahren wird. Demnach erhöht dies die Anzahl der Betriebsstunden gegenüber den bei Sonnenuntergang auf 50 MW betriebenen A-LAES und BESS in der Statistik zusätzlich. Weiterhin liegt die durchschnittliche Leistung des CSP während des Betriebs mit TES bei ungefähr 25 MW (vgl. Tabelle 5-1) und demnach 50,00 % unterhalb der verwendeten Nennleistung des A-LAES und des BESS während der Ausspeicherung (vgl. Tabelle 5-1). Somit erhöht sich die Anzahl der Betriebsstunden des TES in Bezug auf die Ausspeicherung signifikant gegenüber den simulierten Energiespeichern, obwohl die verwendete Energiemenge unverändert bleibt. Die durchschnittlichen Leistungen des A-LAES und des BESS im simulierten Ausspeicherbetrieb fallen mit ungefähr 38 MW (4 Verflüssigungsstränge) und 35 MW dementsprechend wesentlich höher aus. Folglich würde sich die Anzahl der TES Betriebsstunden bei einer Anhebung der durchschnittlichen Ausspeicherleistung den Kennzahlen des BESS annähern (vgl. Abbildung 5-9).

6 Zusammenfassung und Ausblick

Infolge der inkonsistenten Datenlage und der daraus resultierenden großen Bandbreite des LCOE Bereichs am Standort Andasol 3 (vgl. Kapitel 5.1) liegen die LCOE mit 13,7 ct/kWh (A-LAES) und 13,6 ct/kWh (BESS) ungefähr 4,9 ct/kWh unter dem erwarteten Mittelwert von 18,61 ct/kWh (CSP). Dabei ist zu berücksichtigen, dass für die Anlagenkombinationen ein WACC von 2,94 % (real) angenommen ist. Der exakte Wert des WACC für den CSP Standort ist in den verfügbaren Quellen nicht definiert. Gemäß der Studien [19] [20] [32] [40] [41] [42]

liegt der WACC für diverse CSP Projekte zwischen 4,70 % und 10,00 %. Die Sensitivitätsanalysen mit einem WACC von 2,00 %, 6,00 % und 10,00 % für die A-LAES und BESS Kombinationen in Kapitel 5.3.2 zeigen, dass aufgrund des ausgedehnten LCOE Bereichs am Standort Andasol 3 die Kombinationen bei einem WACC von 10,00 % mit 26,0 ct/kWh (A-LAES) und 24,4 ct/kWh (BESS) tendenziell noch konkurrenzfähig sind gegenüber den maximalen LCOE des CSP mit TES von 27,1 ct/kWh (vgl. Abbildung 5-3 und Abbildung 5-4), auch wenn der erwartete Mittelwert von 18,61 ct/kWh als realistischer anzunehmen ist.

Bei der Betrachtung ist jedoch zu berücksichtigen, dass insbesondere die A-LAES Kombinationen aber auch die BESS Kombination eine deutlich geringere Speichernutzung im Hinblick auf die vorgehaltenen Energiemengen aufweisen als der TES des CSP (vgl. Abbildung 5-2). Dies führt zu einer erhöhten Einspeisung durch das PV-System, das wiederum zu einer Reduzierung der LCOE der Anlagenkombinationen führt, da sich durch die begrenzte Nutzung des Speichers die wirkungsgradabhängigen Energieverluste verringern. Aus diesem Grund können die generell höheren Investitionen der Anlagenkombinationen gegenüber dem CSP mit TES kompensiert werden (vgl. Kapitel 5.2), da die Energieerzeugung durch das PV-System um ein Vielfaches günstiger ist als durch ein CSP und dies den höheren LCOS des A-LAES und des BESS entgegenwirkt (vgl. Abbildung 5-6). Dieser Kompensationseffekt gilt ebenfalls für die höheren Betriebskosten des BESS gegenüber dem A-LAES infolge des kontinuierlichen Zellaustauschs, weil die Investitionen für die BESS Anlagenkombination gegenüber der A-LAES Kombination in Abhängigkeit der Speicherkapazität (bis zu 7,5 h) tendenziell geringer ausfallen. Demnach ist davon auszugehen, dass bei einer angepassten Einspeichermethodik mit veränderter PV-Peakleistung sowie angepassten P_{EG} zur Steigerung der durch das PV-System erzeugten Überschussenergie der Anlagenkombinationen mit daraus resultierender wachsender Speichernutzung parallel höhere LCOE infolge der Speicherwirkungsgrade zu erwarten sind, sodass die Konkurrenzfähigkeit gegenüber dem CSP mit TES in angepassten Analysen erneut zu prüfen ist.

Insgesamt ist die gemäß Kapitel 2 zu untersuchende wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit der Anlagenkombinationen aus PV-System und A-LAES bzw. BESS in Bezug auf die LCOE jedoch gegenüber dem CSP Andasol 3 nach Kapitel 5.3.1 gegeben, wobei gemäß Kapitel 3.4 weiterhin zu beachten ist, dass die LCOE nur eine Abstraktion von der Realität darstellen und eine Bestimmung der Wirtschaftlichkeit einer konkreten Anlage nicht ermöglichen. Dabei sind in diesem Benchmark insbesondere die Kapazität des Speichers, die daraus folgenden Investitionen und Betriebskosten sowie die gewählte Betriebsweise und die meteorologischen Standortgegebenheiten entscheidende Faktoren für die Betrachtung der Konkurrenzfähigkeit. Ist eine Anpassung dieser Faktoren möglich, sodass bspw. die Speicherkapazität drastisch verringert oder erhöht wird, entfernen sich die LCOE der beiden Anlagenkombinationen (A-LAES und BESS) voneinander. Dies ist detailliert Abbildung 6-1 für den Standort Andasol 3 zu entnehmen, in der bei einer fixen PV-Peakleistung von 180 MW und einem WACC von 2,94 % die Speicherkapazität zwischen 3,0 h und 24 h variiert. Gleichzeitig sind die P_{EG} auf 50 MW sowie die P_{AG} auf 30 MW (A-LAES, höherer Wert aufgrund des Teillastverhaltens mit mindestens 20 MW nicht möglich) bzw. 50 MW (BESS) infolge der hohen PV-Peakleistung angepasst, um einen von dem CSP mit TES unabhängigen Betriebsfall mit einer Nennleistung der Anlagenkombinationen von 50 MW aufzuzeigen. Demzufolge sind die LCOE der BESS Kombination denen der A-LAES Kombination bei geringeren bis mittleren Speicherkapazitäten

von unter 3,0 h bis 12,0 h überlegen. Anschließend kommt es zu Überschneidungen, wobei die einzeln betrachteten LCOS des BESS sich denen des A-LAES infolge der stärker steigenden Investitionen annähern, aber aufgrund des höheren Wirkungsgrades weiterhin niedriger sind.

Dennoch entfernen sich die LCOE der A-LAES Kombination mit ansteigender Speicherkapazität von den LCOE der BESS Kombination, sodass das hohe Kostenreduktionspotenzial zusammen mit den geringeren Betriebskosten den Anstieg der LCOE der A-LAES Kombination dämpft und gegenüber der BESS Kombination ökonomische Vorteile bei steigenden Speicherkapazitäten größer als 12,0 h bietet. Demgegenüber ist die BESS Kombination infolge der schmalen spezifischen Installationskostenbandbreite (vgl. Kapitel 4) und den daraus resultierenden geringeren Investitionen bei Speicherkapazitäten zwischen unter 3,0 h bis 12,0 h als vorteilhafter zu bewerten (vgl. Abbildung 6-1).

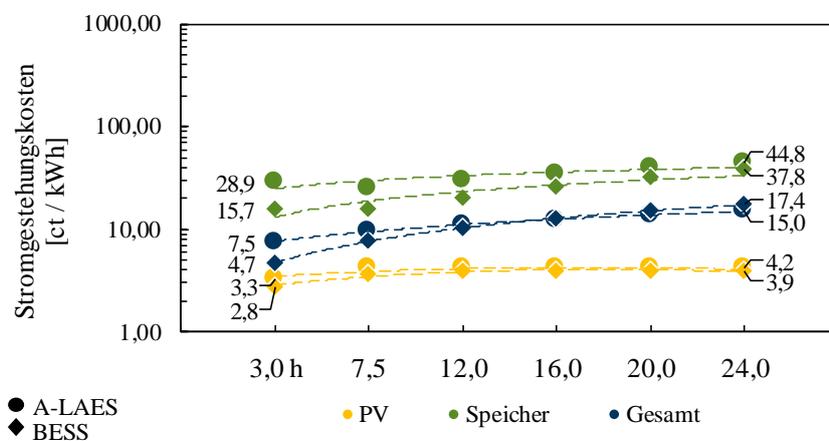


Abbildung 6-1: LCOE Sensitivitätsanalyse für den Standort Andasol 3 bei einer PV-Peakleistung von 180 MW, einer P_{EG} von 50 MW und einer P_{AG} von 30 MW (A-LAES) bzw. 50 MW (BESS), einem WACC von 2,94 % sowie Speicherkapazitäten von 3,0 h bis 24,0 h

Die Ergebnisse und die Sensitivitätsanalysen führen zu der Schlussfolgerung, dass ein Energieerzeugungssystem aus PV-System in Kombination mit sich ergänzenden BESS (leistungsskaliert) und A-LAES (kapazitätsskaliert) zur Verstetigung und zeitlichen Verschiebung großer Energiemengen zielführend erscheint. Dabei könnte ein leistungsskaliertes BESS mit hohen elektrischen Leistungen und geringen Speicherkapazitäten von 1,0 h bis 2,0 h volatile Energieerzeugungsschwankungen infolge des sehr flexiblen Teillastverhaltens kompensieren und die Netzeinspeisung der Anlagenkombination verstetigen. Parallel dient ein kapazitätsskaliertes A-LAES am Standort zur zeitlichen Verschiebung großer Energieerzeugungsmengen in Tageszeiten mit niedriger oder nicht vorhandener Sonneneinstrahlung, bspw. infolge starker Wolkendeckung, vorzugsweise in die Nacht. Dabei wird der A-LAES allerdings nicht zum Ausgleich von Einspeisespitzen genutzt (vgl. Kapitel 5.3 und Abbildung 5-7), da dies bereits durch den BESS erfolgt. Stattdessen sind die PV-Kapazitäten sowie die kombinierten Einspeicherlogiken von A-LAES und BESS so zu wählen, dass der A-LAES nach dem Vorbild des CSP mit TES nur die Energiemengen einspeichert, die für die unmittelbare konstante Umsetzung der Nennleistung der Anlagenkombination nicht relevant, jedoch ausreichend für die Realisierung einer zeitlich verschobenen verstetigten Nachtfahrweise sind. Somit ist es möglich die technischen als auch die ökonomischen Vorteile beider Energiespeicher in den jeweiligen

Anwendungsbereichen synergetisch mit einem PV-System in einem Energieerzeugungsstandort zu kombinieren, um bei konkurrenzfähigen Stromgestehungskosten regelbare erneuerbare Energie bereitzustellen, die tendenziell grundlastfähig ist. Dabei ist dieser Ansatz annähernd vergleichbar mit den aktuell in Planung bzw. teilweise schon in Betrieb befindlichen Hybridsystemen aus CSP mit TES und PV, bei denen die tägliche Netzeinspeisung über großskalige PV-Systeme kostengünstig gedeckt ist und die Netzeinspeisung in der Nacht durch eine zeitliche Verschiebung der Energie mittels CSP und TES realisiert wird [43] [44] [45].

7 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.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

8 Referenzen

- [1] National Renewable Energy Laboratory (NREL), „Concentrating Solar Power Projects,“ 2013. [Online]. Available: <https://solarpaces.nrel.gov/andasol-3>.
- [2] Solar Millenium AG, „The World's Largest Solar Thermal Power Plant Project Development in Andalusia (Spain),“ Solar Millenium AG, Erlangen, 2009.
- [3] RED Eléctrica de España, „ESIOS Electricity - Data - Transparency,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.esios.ree.es>. [Zugriff am 24.01.2018].
- [4] A. P. Dobos, „PVWatts Version 5 Manual,“ National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, 2014.
- [5] T. Huld und A. M. Gracia Amillo, „Estimating PV Module Performance over Large Geographical Regions: The Role of Irradiance, Air Temperature, Wind Speed and Solar Spectrum,“ Energies, Nr. 8, pp. 5159-5181, 2015.
- [6] European Commission Joint Research Centre, „Photovoltaic Geographical Information System,“ 2019. [Online]. Available: <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.html>. [Zugriff am 20.03.2019].
- [7] International Finance Corporation (IFC), „utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants - A Project Developer's Guide,“ International Finance Corporation (IFC), Washington D.C., 2015.
- [8] Projektträger Jülich, „EnArgus: Zentrales Informationssystem Energieforschungsförderung - Verbundvorhaben Kryolens 'Kryogene Luftspeicherung' - Förderkennzeichen: 03ET7068,“ Forschungszentrum Jülich GmbH, 2020. [Online]. Available: <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&s=14&q=03ET7068&v=10&id=426725>. [Zugriff am 30.01.2020].
- [9] L. Hüttermann, „Thermodynamic Analysis of Liquid Air Energy Storage Systems and Associated Heat Storage Devices,“ Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2018.

- [10] P. Maas, „Energetische und ökonomische Analyse von Flüssigluftenergiespeichern,“ Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum, Bochum, 2017.
- [11] D. Haberschusz, J. Figgner, K.-P. Kairies, O. Wessels und D. U. Sauer, „Ergebnisse der Feld-Kapazitätstests und Alterungsuntersuchungen,“ in EnergieAgentur.NRW: Innovative Stromspeicherlösungen für NRW - Jahrestreffen der Arbeitsgruppe Stromspeicher, Düsseldorf, 2019.
- [12] J. Figgner, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe und D. U. Sauer, „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht 2018,“ Aachen, 2018.
- [13] T. Aquino, M. Roling, C. Baker und L. Rowland, „Battery Energy Storage Technology Assessment,“ Platte River Power Authority, Fort Collins, 2017.
- [14] H. C. Hesse, M. Schimpe, D. Kucevic und A. Jossen, „Lithium-Ion Battery Storage for the Grid - A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids,“ Energies, Nr. 10, 2017.
- [15] A. Zeh, M. Müller, M. Naumann, H. C. Hesse, A. Jossen und R. Witzmann, „Fundamentals of Using Battery Energy Storage Systems to Provide Primary Control Reserves in Germany,“ Batteries, Nr. 2, 2016.
- [16] J. Böttcher und P. Nagel, Batteriespeicher - Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen, Berlin: De Gruyter, 2018.
- [17] R. Fu, T. Remo und R. Margolis, „2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics-Plus-Energy Storage System Costs Benchmark,“ National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, 2018.
- [18] Denholm Paul, J. Eichman und R. Margolis, „Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants,“ National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, 2017.
- [19] C. Kost, S. Shammugam, V. Jülich, H.-T. Nguyen und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien,“ Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 2018.
- [20] International Renewable Energy Agency (IRENA), „Renewable Power Generation Costs in 2017,“ IRENA, Abu Dhabi, 2018.
- [21] European Commission Joint Research Centre, „PV Status Report 2018,“ Publication Office of the European Union, Luxemburg, 2018.
- [22] P. Konstantin, Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg, 4 Hrsg., Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [23] C. S. Lai und M. D. McCulloch, „Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage,“ Applied Energy, Nr. 190, pp. 191-203, 2017.
- [24] R. Fu, D. Feldman und R. Margolis, „U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018,“ National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, 2018.

- [25] C. Schröder, „Industrielle Arbeitskosten im internationalen Vergleich,“ Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Köln, 2016.
- [26] M. Schachinger, „Module Price Index - January 2019: The game goes on,“ pv magazine, 2019.
- [27] P. Prinzing, R. Rödl und D. Aichert, „Investitionskosten-Schätzung für Chemieanlagen,“ Chemie Ingenieur Technik, Bd. 57, Nr. 1, pp. 8-14, 1985.
- [28] F. Helfrich und W. Schubert, „Ermittlung von Investitionskosten, Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung,“ Chemie Ingenieur Technik, Bd. 45, Nr. 13, pp. 891-897, 1973.
- [29] International Renewable Energy Agency (IRENA), „Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030,“ IRENA, Abu Dhabi, 2017.
- [30] Puget Sound Energy (PSE), „Integrated Resource Plan - Electronic Energy Storage,“ Puget Sound Energy (PSE), Seattle, 2015.
- [31] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR): Institut für Solarforschung, „greenius - The Green Energy System Analysis Tool,“ Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Köln, 2019.
- [32] R. Kistner, „Update on recent developments in the CSP technology,“ Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Berlin, 2016.
- [33] R. Musi, B. Grange, S. Sgouridis, R. Guedez, P. Armstrong, A. Slocum und N. Calvet, „Techno-economic Analysis of Concentrated Solar Power Plants in Terms of Levelized Cost of Electricity,“ AIP Conference Proceedings, Nr. 1850, 2017.
- [34] International Renewable Energy Agency (IRENA), „The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025,“ IRENA, Abu Dhabi, 2016.
- [35] New Energy Update, „Lower Cost of production is actually a by-product of Andasol 1's energy-storage,“ New Energy Update, 2008.
- [36] Solar Millenium AG, „Die Parabolrinnen-Kraftwerke Andasol 1 bis 3,“ Solar Millenium AG, Erlangen, 2008.
- [37] B. Hess, „Solarthermie-Kraftwerk Andasol 3: Trotz Abschreibung wirtschaftlicher Betrieb,“ Stadtwerke München GmbH, München, 2013.
- [38] H. Martin, J. de la Hoz, G. Velasco, M. Castilla und J. L. G. de Vicuña, „Promotion of concentrating solar thermal power (CSP) in Spain: Performance analysis of the period 1998-2013,“ Renewable and Sustainable Energy Reviews, Nr. 50, pp. 1052-1068, 2015.
- [39] I. Llorente García, J. L. Álvarez und D. Blanco, „Performance model for parabolic trough solar thermal power plants with thermal storage: Comparison to operating plant data,“ Solar Energy, Nr. 85, pp. 2443-2460, 2011.
- [40] M. Bolinger und J. Seel, „Utility-Scale Solar: Empirical Trends in Project Technology, Cost, Performance and PPA Pricing in the United States - 2018 Edition,“ Lawrence Berkeley National Laboratory (LBL), Berkeley, 2018.

- [41] J. Jorgenson, M. Mehos und P. Denholm, „Comparing the net cost of CSP-TES to PV deployed with battery storage,“ AIP Conference Proceedings, Nr. 1734, 2016.
- [42] M. Mehos, C. Turchi, J. Jorgenson, P. Denholm, C. Ho und K. Armijo, „On the Path to SunShot: Advancing Concentrating Solar Power Technology, Performance, and Dispatchability,“ National Renewable Energy Laboratory (NREL), Sandia National Laboratories, Golden, 2016.
- [43] S. Kraemer, „Morocco Breaks New Record with 800 MW Midelt 1 CSP-PV at 7 Cents,“ SolarPACES, Almeria, 2019.
- [44] A. Zurita, C. Mata-Torres, J. M. Cardemil und R. A. Escobar, „Evaluating different operation modes of a hybrid CSP+PV+TES+BESS plant varying the dispatch priority,“ AIP Conference Proceedings, Nr. 2126, 2019.
- [45] New Energy Update, „Hybrid CSP-PV gains create openings for 24-hour solar supply,“ New Energy Update, 2018.