



@ MAN Energy Solutions

BVES FACTSHEET FLÜSSIGLUFT- ENERGIESPEICHER (LAES)

STAND FEBRUAR 2016

1. ALLGEMEINE BESCHREIBUNG

1.1 FORM DER ENERGIEAUFNAHME UND -ABGABE:

Form der Energieaufnahme und -abgabe: Strom zu Strom

1.2 KURZBESCHREIBUNG DES SPEICHERPROZESSES

Ähnlich zum Druckluftspeicher nutzt der Flüssigluftenergiespeicher das Prinzip der Kompression und Expansion von Luft, mit dem Unterschied, dass die Luft hier im flüssigen Zustand gespeichert wird. Beim Beladen wird Luft unter Einsatz von Strom komprimiert und darauf folgend in einem Luftverflüssigungsprozess auf ca. -190°C abgekühlt, dabei verflüssigt und anschließend in einem kryogenen Speichertank bei niedrigem Druck gelagert. Bei der Rückverstromung wird die flüssige Luft mittels einer Pumpe bei geringem Energieeinsatz auf 60-80 bar verdichtet. Die komprimierte Luft wird nun verdampft und anschließend zunächst auf Umgebungstemperatur erwärmt. Die dabei freiwerdende Kälte wird in einem Kältespeicher zwischengespeichert. Daraufhin wird die Luft weiter erwärmt, z.B. unter Zufuhr der zwischengespeicherten Wärme der Kompression während des Beladungsvorgangs oder durch Einkopplung von externer Wärme oder Brennstoffwärme. Eine anschließende Entspannung in einer Expansionsmaschine erzeugt nun Energie in Form von Strom. Die gespeicherte Kälte wird während des Beladevorgangs zur Steigerung der Effizienz der Verflüssigungsstufe wiederverwendet.

1.3 SPEICHERSYSTEM

Das System kann wahlweise „adiabat“, d.h. ohne externe Wärmezufuhr, ausgeführt werden, oder es kann externe Abwärme wie z.B. Abwärme aus Industrieprozessen oder Gasturbinen eingesetzt werden. Unter Integration einer Gasturbine fungiert der Speicher auch als kombiniertes Spitzenlastkraftwerk, da so zusammen mit der Gasturbine eine deutlich höhere Ausspeicher- als Einspeicherleistung zur Verfügung steht. Das kombinierte System kann auch bei leerem Speicher Strom erzeugen und dabei Wirkungsgrade ähnlich einer rekuperierten Gasturbine erreichen.

Da Flüssigluftspeicher weitestgehend aus Standardkomponenten zusammengesetzt werden und keine Geologie involviert ist, verfügen sie im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern mit Kavernen über kurze Planungs- und Bauzeiten (1-3 Jahre). Zusätzlich sind sie mit Bezug auf die Standortwahl unabhängig von topographischen und geologischen Randbedingungen. Durch ihre niedrigen kapazitätsspezifischen Investitionskosten eignen sich Flüssigluftenergiespeicher vor allem zur großtechnischen (>50 MW) Speicherung und Bereitstellung von Energie im Mehrstunden-/Tagesausgleich.

1.4 FOKUS AUF LEISTUNGS- ODER ENERGIEBEREITSTELLUNG

Energiespeicher

1.5 GEEIGNETE ANWENDUNGSGEBIETE

Strom-zu-Strom Energiespeicherung für Tages-/ Wochenausgleich; Bereitstellung von Regelernergie, Integration von Abwärme, Einsatz als Spitzenlastkraftwerk.

1.6 STAND DER ENTWICKLUNG / KOMMERZIELL VERFÜGBAR¹

F&E, im Demonstrationsstadium, TRL 5-7, Bisher einzige existierende Pilotanlage mit 500 kW Speicherleistung und 4 MWh Speicherkapazität. Eine Demonstrationsanlage mit 5 MW/15 MWh befindet sich in der Bauphase.

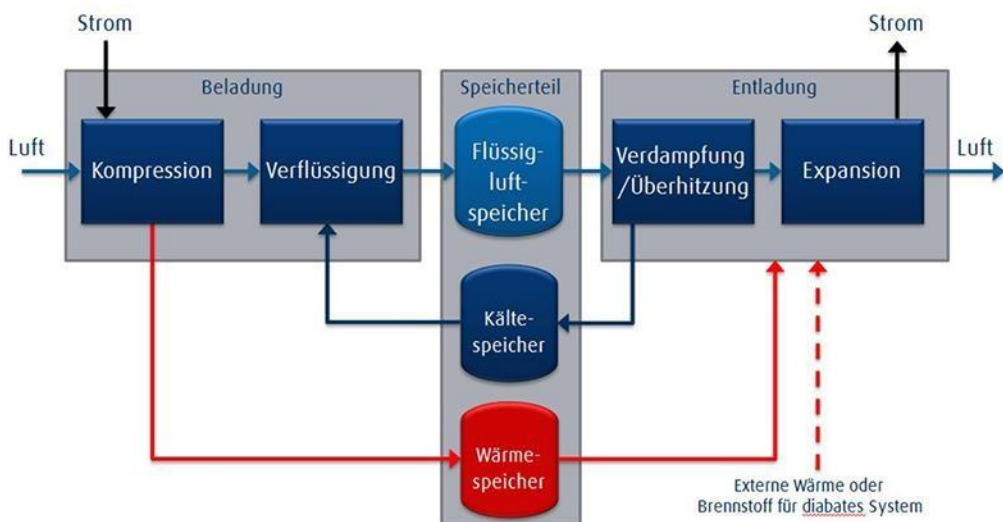


Abbildung 1 Flüssigluft-Energiespeicher (Deutsch / Englisch)

2. RELEVANTE TECHNISCHE SPEZIFIKATIONEN FÜR ADIABATE SPEICHERSYSTEME

Spezifische Energiespeicherdichte	kWh/m ³	kWh/t
	100 – 500	für diese Technologie nicht relevant
Spezifische Leistungsdichte	kW/m ³	kW/t
	für diese Technologie nichtrelevant	für diese Technologie nicht relevant
typische / realisierbare Speichergröße	MWhout	MWout
	50 – 5.000	25 – 600
Systemwirkungsgrad in %	50 – 65	
Speicherdauer	Std. – Tage	

¹ Definition gemäß EU Horizon 2020

http://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/wp/2014_2015/annexes/h2020-wp1415-annex-g-t_rl_en.pdf

Reaktionszeit	Minuten	
Lebensdauer (maximal)	Zyklen	a
	20.000	~30
Verluste pro Zeit (%)	5 – 15 % / Monat	

2.1 ERLÄUTERUNGEN

Der angegebene Systemwirkungsgrad (Strom zu Strom) ist bezogen auf ein adiabates System ohne externe Wärmezufuhr

3. ÖKONOMISCHE SPEZIFIKATIONEN

Investitionskosten pro kW_{el,out}: 1.100 - 3.000 (2030:900 – 1400)

Investitionskosten pro kWh_{el,out}: 50 – 200 (2030:40 – 160)

3.1 ERLÄUTERUNGEN

Die Investitionskosten pro kW beziehen sich auf den leistungsspezifischen Teil des Speichers wie Kompressoren und Turbinen, während sich die Investitionskosten pro kWh auf den kapazitätsspezifischen Teil wie den Flüssigluftspeicher und die Wärme-/Kältespeicher beziehen. Zur Berechnung der Investitionskosten eines Gesamtsystems müssen beide Anteile addiert werden. Für ein System mit 50 MW_{el} Ausspeicherleistung über einen Zeitraum von 8 h (= 400 MWh_{el}) berechnet sich die Investition somit zu

$$50 \text{ MW}_{el} \cdot 2.000 \text{ €/kW} + 400 \text{ MWh}_{el} \cdot 100 \text{ €/kWh} = 140 \text{ Mio €}$$

3.2 BETRIEBS- UND INSTANDHALTUNGSKOSTEN (BEZOGEN AUF INVEST /KW UND KWH):

1-2 % der Gesamtinvestition pro Jahr

Kosten für bereitgestellte Energie in konkreter Anwendung: Aufgrund der Vielseitigkeit der Anwendungsgebiete und Strombezugsmodelle wird hier auf die Darstellung konkreter Beispiele verzichtet. Diese können aber mithilfe der Investitionskosten, des Systemwirkungsgrades und der Randbedingungen des jeweiligen spezifischen Anwendungsfalls berechnet werden.



Abbildung 2 v.l.n.r. Verflüssiger; Kryogener Flüssigkeitstank für 350 MWhel; Heißgas-Expander

3.3 WEITERE INFORMATIONEN UNTER:

- The Linde Group, http://www.the-linde-group.com/de/clean_technology/clean_technology_portfolio/energy_storage/liquid_air_energy_storage/index.html
- Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH, <http://www.eu.mhps.com/de/liquid-air-energy-storage.html>