

GuD-Druckluftspeicherkraftwerke – hocheffiziente Übergangs- und Dauerlösung

Lasse Nielsen und Reinhard Leithner

Abstract

Compressed air energy storage combined cycle – Highly efficient interim and permanent solution

The integration of renewable energy especially photovoltaic and wind into the electric grid and the available industrial electricity storage plants like pumped hydro and CAES Compressed Air Energy Storage plants (Huntorf in Germany and McIntosh in the USA) are in brief discussed. Subsequently the general basics of CAES plants are presented. Based on a catalogue of requirements in a highly efficient transitional and with additional components permanent solution of industrial electricity storage a CAES – Combined Cycle Plant is identified being the optimal solution. In the case of an empty CAES such plants can be operated as highly efficient gas fired Combined Cycle Plants with very low CO₂-emissions compared with coal fired power plants. On the long term such plants can be equipped with electrolyzers producing hydrogen and oxygen out of water with excess electricity. Hydrogen can be stored in special tanks or caverns or mixed into the natural gas grid using the storage caverns of that grid. Hydrogen can also be transformed into methane with CO₂ (from biogas, CCS plants or other sources) before storing it. Thereby a long-term storage up to some days of mean electricity consumption and an electricity production by renewable energy only can be realized. There are 3 types of such CAES-Combined Cycle plants shown in the paper: a) an ISACOAST-CC Isobaric Adiabatic Compressed air Storage – Combined Cycle plant with a high temperature heat storage, b) an ISACOAST-CC plant with a pressurized hot air heat recovery steam generator using the existent steam cycle with steam turbine and generator to transform the compression heat directly back to electricity instead of storing heat and c) a multi stage compressor with intercooling and a hot water storage as usual in district heating grids and a multi stage expander with intermediate heating using the hot water and when required transformed into an Ericsson process using natural gas or hydrogen for additional heating before each expander stage and when useful using an underlaid Steam or Organic Rankine Cycle process after the last expander stage.

Autoren

Dr.-Ing. Lasse Nielsen
TLK-Thermo GmbH
Braunschweig, Deutschland

Prof. Dr. techn. Reinhard Leithner
Institut für Energie- und Systemverfahrenstechnik der Technischen Universität
Braunschweig, Deutschland

Motivation

Deutschland soll in Zukunft nur mit Strom aus regenerativen Energieformen, also von Wasserkraft-, Biomasse-, Geothermie-, Photovoltaikanlagen (im mediterranen Raum sind auch solarthermische Anlagen mit Wärmespeichern für die Nacht eine Option) und Windrädern, versorgt werden. In einem gewissen Umfang sind Wasserkraft-, Biomasse- und Geothermieanlagen ähnlich regelbar wie konventionelle Kraftwerke. Ihr Anteil an der Stromproduktion ist aber derzeit gering und kann nur sehr begrenzt weiter ausgebaut werden. Photovoltaikanlagen und Windräder können heute bereits kurzzeitig den Strombedarf decken und müssen manchmal abgeregelt werden. Aber wenn die Sonne nicht oder wenig scheint – also auf alle Fälle nachts, bei bedecktem Himmel und im Winter – und kein Wind oder nur wenig Wind weht, muss die Residuallast vor allem von Kern- und Kohlekraftwerken erzeugt werden.

Eine Möglichkeit, die Residuallast mit regenerativen Energien zu decken, bieten sehr lange Leitungen – über Wettergebiete und Zeitzonen hinweg, wobei die Verluste bei Hochspannungsgleichstrom ca. 3 % je 1.000 km betragen, etwa die Hälfte der Verluste bei Hochspannungswechselstromübertragung, plus der Anfangs- und Endumwandlungsverluste. Das ist heute zwar technisch möglich, aber aus vielen Gründen, auch politischen, wohl nur in der Zukunft wahrscheinlich.

Stromspeicher

Die zweite Möglichkeit, die Residuallast mit regenerativen Energien zu decken, sind Stromspeicher. Wichtig sind bei Stromspeichern folgende, charakteristische Eigenschaften: Speicherkapazität (gespeicherte Energie), Lade- und Abgabeleistung, Speicherwirkungsgrad, Investitionskosten und Lebensdauer (Anzahl der Ladezyklen), Selbstentladung. Da es viele verschiedene Speichermöglichkeiten gibt wie eher direkte (elektrisch, elektromagnetisch, elektrochemisch) und indirekte mit Umwandlung in ganz andere Energieformen wie potentielle Energie (Höhe im Schwerkraftfeld, z.B. Pumpspeicherwerke),

Druck (Druckluftspeicher), Rotationsenergie (Schwungräder), chemische Energie (Power to Gas), Wärme etc. mit entsprechenden Umwandlungsverlusten, kann für bestimmte Ziele ein möglichst geeigneter Speicher ausgewählt werden.

Von großer Bedeutung für die Stromkosten ist auch die Lade- und Entladezyklen-Zahl pro Jahr. Bei der Deckung der Residuallast durch Stromspeicher sind zwei Zyklen besonders auffällig: Tag und Nacht (Kurzzeitspeicher) und Sommer und Winter (Langzeitspeicher).

Solarstrom wird mehr im Sommer, Windstrom mehr im Herbst, Frühling und Winter produziert, sodass eine geeignete Kombination die benötigte Speicherkapazität minimiert. In [Popp 2010] ist dafür das Verhältnis 20 % Solar- und 80 % Windenergie als mittlerer, optimaler Wert angegeben. Bei Kurzzeitspeichern überwiegt die Bedeutung des Wirkungsgrades, der die Betriebskosten bestimmt, die Bedeutung der Investitionskosten, die sich auf entsprechend viele Zyklen pro Jahr verteilen. Bei Langzeitspeichern ist es umgekehrt; die Investitionskosten haben die größere Bedeutung für die Stromkosten, denn sie können nur auf wenige oder gar nur einen Zyklus pro Jahr aufgeteilt werden, während die Betriebskosten nur einmal oder wenige Male anfallen. Es wäre daher sinnvoll einen effizienten Kurzzeitspeicher, der auch nicht gar so billig sein muss, mit einem sehr billigen Langzeitspeicher zu kombinieren, der nicht so effizient zu sein braucht. Am günstigsten sind natürlich die Nutzung des vorhandenen Erdgasnetzes und die Zumischung von Wasserstoff, der in Elektrolyseuren mit Überschussstrom erzeugt wurde, zur späteren Nutzung. Ferner könnte dieser Wasserstoff zur „Veredelung von Biogas“, d.h. Umwandlung des darin enthaltenen CO₂ in Methan verwendet werden, oder mit bei anderen Prozessen abgetrenntem CO₂ in einem Sabatier-Prozess in Methan umgewandelt werden, und in beiden Fällen könnten auch das Erdgasnetz und seine vorhandenen Speicher genutzt werden.

Großtechnisch realisiert sind heute weltweit Pumpspeicher(kraft)werke und zwei Druckluftspeicheranlagen, nämlich in Huntorf in Deutschland und in McIntosh in den USA. Die Anlage in Huntorf wird mit

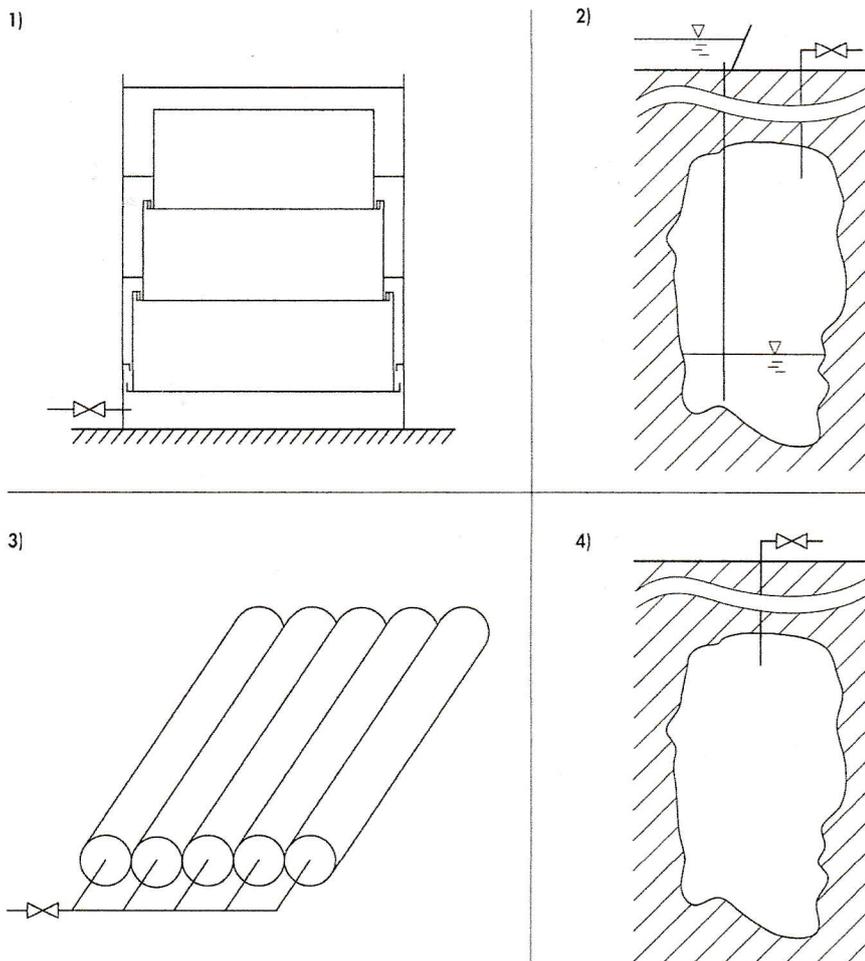


Bild 1. Isobare Speichervolumina [1: Gasometer, 2: Salzkaverne mit Solependelbecken] und isochore Speichervolumina [3: Pipelineröhren, 4: Salzkaverne] [Leithner et al. 2014].

60 MW während 8 h geladen und kann dann 2 h lang 321 MW abgeben, verbraucht dabei aber größere Mengen Erdgas und der Speicherwirkungsgrad wird mit 42% angegeben. In McIntosh wird 42 h lang mit 50 MW Druckluft in den Speicher gedrückt und es kann dann 26 h lang 110 MW ins Netz eingespeist werden. Auch die Anlage in McIntosh benötigt Erdgas, aber relativ gesehen weniger als Huntorf, weil die Druckluft in McIntosh mit den Abgasen der Gasturbine vorgewärmt wird. Für die Anlage in McIntosh wird ein Wirkungsgrad von 54% angegeben. In beiden Anlagen wird die Kompressionswärme nicht gespeichert oder verwendet, sondern an die Atmosphäre abgegeben.

Druckluftspeicheranlagen – Allgemeine Grundlagen

Druck hat nicht nur die Dimension Kraft pro Flächeneinheit sondern auch Energie pro Volumeneinheit, sodass ein Volumenstrom mal einer Druckdifferenz auch gleich ist der Leistung eines inkompressiblen Fluidstroms. Mit sehr guter Näherung ist das anwendbar auf einen Wasserstrom, weil das Wasser nahezu inkompressibel ist. Bei kompressiblen Strömungen ist der Zu-

sammenhang etwas komplizierter und man verwendet für die Berechnung der Leistung das Produkt aus Massenstrom und Enthalpiedifferenz [Leithner et al. 2014].

Eine Kompression kann isobar, isochor, isotherm oder isentrop bzw. polytrop durchgeführt werden.

Stationär bezüglich des Drucks kann nur eine isobare Kompression betrieben werden und das setzt ein variables Speichervolumen voraus wie es ein Gasometer oder eine Salzkaverne mit Solependelbecken (siehe Bild 1) oder am Meeres- oder Seeboden verankerte aufblasbare Säcke oder Behälter bieten. Wenn die Temperatur des Druckluftspeichers eine vorgegebene Temperatur nicht überschreiten darf, muss die Kompressionswärme abgeführt und zwischengespeichert werden, wenn man sie bei der Expansion wieder einsetzen will.

Bei einem isochoren Speichervolumen wie z.B. Pipelineröhren oder Salzkavernen (siehe Bild 1) steigen der Druck und die Temperatur beim Einspeichern an.

Falls die Wärme zwischen Kompression und Expansion gar nicht übertragen wird oder bei der Übertragung und Rückübertragung keine Wärmeverluste auftreten,

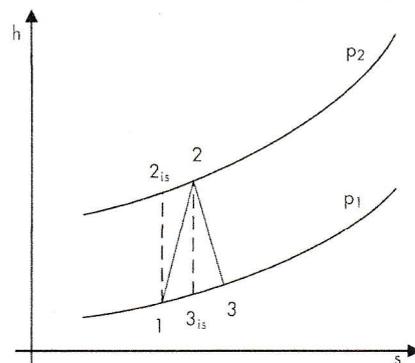


Bild 2. Polytrope und isentrope Kompressionen und Expansionen [Leithner et al. 2014].

also die Wärme zu 100% erhalten bleibt, ist der Carnot'sche Wirkungsgrad nicht anwendbar und können theoretisch 100% Wirkungsgrad erreicht werden. Das gilt für eine isotherme (mit Wärmeübertragung an einen Zwischenspeicher) und für eine isentrope (siehe Bild 2) Kompression und Expansion gleichermaßen. Dabei kann auch die Umgebung als Wärmespeicher dienen. Natürlich weist die reale Wärmeübertragung immer Verluste auf, schon allein durch die notwendige Temperaturdifferenz für die Wärmeübertragung. Praktisch ist nur eine polytrope Kompression und Expansion durchführbar (siehe Bild 2). Dabei ist ein Wärmespeicher nicht unbedingt nötig. Aber die Speicherung z.B. der Druckluft bei niedrigeren Temperaturen hat die Vorteile, dass der Druckbehälter nicht den hohen Temperaturen ausgesetzt ist und in dem gleichen Volumen wegen der höheren Dichte mehr Masse und daher auch mehr Energie (es gelten die Beziehungen für kompressible Medien) gespeichert werden kann. Der Wirkungsgrad eines solchen Speichervorgangs ist abhängig vom Isentropenexponenten und vom Kompressionsverhältnis (siehe [Leithner et al. 2014]).

Die isotherme Kompression führt zusammen mit einer isobaren Wärmezufuhr gefolgt von einer isothermen Expansion mit Wärmezufuhr zum Ericsson Prozess, der den gleichen Wirkungsgrad wie ein vergleichbarer Carnot-Prozess erreicht. Die polytrope Kompression mit anschließender isobarer Wärmezufuhr gefolgt von einer polytropen Expansion führt zum Joule-Prozess.

GuD-Druckluftspeicherkraftwerke – hocheffiziente Übergangs- und Dauerlösung

Gesucht wird eine großtechnische Anlage (Leistung: mehrere 100 MW, Speicherkapazität: mehrere GWh, die sowohl als Kurzzeitspeicher mit hohem Speicherwirkungsgrad betrieben werden kann, als auch bei leerem Speicher als konventionelles Kraftwerk mit geringen CO₂-Emissionen. Ferner soll diese Anlage nach einigen Jahren

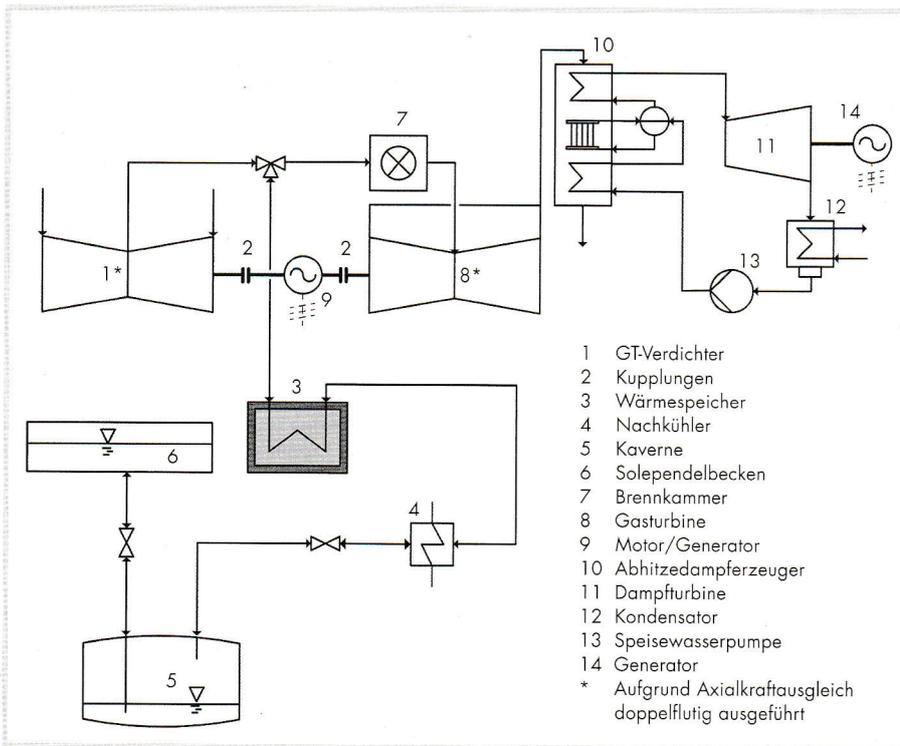


Bild 3. Isobares GuD Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher, ISACOAST-CC (Isobaric Adiabatic COmpressed Air Energy Storage – Combined Cycle) Prinzipskizze [Leithner 2006], [Nielsen 2013].

ohne großen Aufwand auf einen Betrieb nur mit regenerativen Energien, also ohne CO₂-Emissionen, umgestellt werden können.

Folgende Überlegungen führen dazu, ein GuD-Kraftwerk zu einem Speicherkraftwerk auszubauen, d.h. einer Speicheranlage plus Kraftwerk, das auch selbständig Strom erzeugen kann, wenn der Speicher leer ist und das langfristig nur mit regenerativen Energien betrieben werden kann:

- GuD-Kraftwerke mit Erdgas erreichen über 60% Wirkungsgrad im reinen Strombetrieb.
- Erdgas verursacht wegen der geringeren, brennstoffspezifischen CO₂-Emissionen und des höheren Wirkungsgrades der GuD-Anlagen weniger als die Hälfte der spezifischen CO₂-Emissionen von kohlegefeuerten Anlagen.
- Um ein GuD-Kraftwerk als solches und auch als Speicherkraftwerk nutzen zu können, ist „nur“ Folgendes nötig:
- Ein Druckluftspeicherraum, z.B. Druckbehälter oder eine Salzkaverne
- Die Kompressionswärme muss abgeführt oder besser gespeichert oder genutzt werden
- Kompressor und Turbine müssen getrennt laufen können. Beim Einspeichern muss der Motor-Generator an den Kompressor angekoppelt werden und diesen antreiben können und beim Auspeichern muss der Motor-Generator an die Turbine angekoppelt und von dieser angetrieben werden können oder man verwendet einen Motor für den Kompressor und einen Generator für die Turbine. Für den „normalen“ GuD-Betrieb

müssen Kompressor, Turbine, Motor-Generator mechanisch oder Motor und Generator elektrisch gekoppelt werden (kostet ca. 2% Wirkungsgrad bei großen Anlagen).

- Die Anlage soll auf Betrieb mit Erdgas-Wasserstoff-Gemisch oder im Extremfall auch auf reinen Wasserstoff-Betrieb ohne großen Aufwand umgestellt bzw. umgebaut werden können. Dies ermöglicht den Einsatz von Wasserstoff aus Elektrolyseuren, die zusammen mit einem Wasserstoffspeicher nachgerüstet werden können, falls nicht aus Überschussstrom erzeugtes Erdgas aus dem Erdgasnetz bezogen werden kann.

In der Folge werden 3 Varianten eines solchen GuD-Kraftwerkes mit Druckluftspeicher vorgestellt:

Isobares GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher

Ein isobares GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher [Nielsen 2013 und Qi 2013] hat einen Speicherwirkungsgrad, der vergleichbar ist dem eines Pumpspeicherkraftwerks, d.h. bis zu 80%. Das Funktionsprinzip ist in Bild 3 dargestellt.

Funktionsprinzip

Da Kompressor und Gasturbine zeitversetzt betrieben werden, wurden zwei Kompressoren einer GT 26 von Alstom mit einem Motor auf einer Welle angeordnet, um einen Ausgleich der Axialkräfte zu erhalten, ebenso wurden 2 GT 26 Gasturbinen auf einer Welle mit einem Generator angeordnet. Auch eine Einwellen-Anordnung, bei der der Generator auch als Motor verwendet wird, ist mit entsprechenden Kupplungen denkbar. Die Abgase der Gasturbinen werden in einem Abhitzedampferzeuger verwendet, um Dampf für eine Dampfturbine zu erzeugen. Im Einspeicherbetrieb wird der Motor (ca. 825 MW), der die Kompressoren antreibt, aus dem Netz gespeist, und die Druckluft wird über die Wärmespeicher in die Kavernen gedrückt und verdrängt die Sole in das oberirdische Solependelbecken, wodurch ein nahezu isobarer Speicherprozess mit, im Vergleich zum Auslegungspunkt, nur leicht erhöhtem Kompressoraustrittsdruck realisiert werden kann. Voraussetzung hierfür sind Salzkavernen in entsprechender Tiefe. Im Ausspeicherbetrieb liefert die Anlage etwas mehr als 1.600 MW. Natürlich kann die Anlage ohne Druckluft- und Wärmespeicher im reinen Kombibetrieb gefahren werden und liefert dabei 850 MW. Die Kopplung von Gasturbinen und Kompressoren erfolgt elektrisch, was einen wesent-

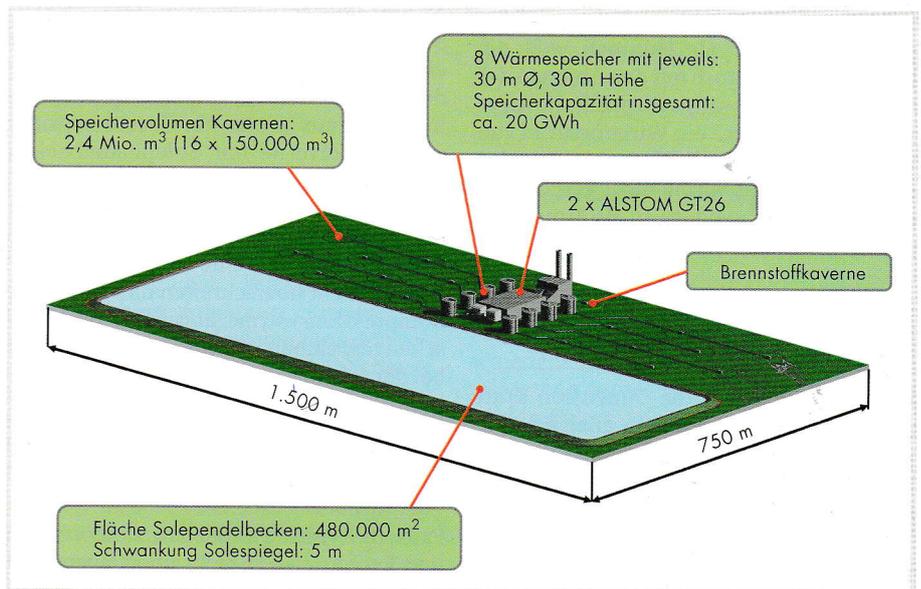


Bild 4. Beispielhafter Aufstellungsplan im Gelände [Nielsen, Leithner 2012].

lich verbesserten Teillastwirkungsgrad und eine leichtere Anpassung an verschiedene Brennstoffe erwarten lässt, da die Kompressoren unabhängig von den Gasturbinen betrieben werden können.

Dimensionierung des Druckluftspeichers

Bei einer Speicherdauer von 24 h können 38,5 GWh gespeichert werden. Dafür muß ein Solependelbecken mit einer Fläche von ca. 1,5 km auf ca. 350 m vorgesehen werden, wenn der Solespiegel nicht mehr als ca. 5 m schwanken soll um zu hohe Kompressoraustrittsdrücke zu vermeiden.

Dabei werden 16 Kavernen von gleicher Größe wie die beiden in Huntorf verwendet. Um die Luft in die Salzkavernen einzuleiten muss sie auf 50 °C abgekühlt werden (siehe Bild 4).

Auswahl und Dimensionierung der Wärmespeicher

Es wurden drei Typen von Wärmespeichern untersucht. Wärmespeicher in Spiralform mit Rippenrohren, durch die die Druckluft strömt und Sand als Speichermedium mit lagenweiser Isolierung, um Exergieverluste durch Temperaturengleich zu minimieren. In der Mitte ist der Speicher heiß und am Rand kalt, um den Wärmeabfluss nach außen zu vermindern. Die Hohlräume des Sandes werden ggfs. zur Verbesserung der Wärmeleitung und Erhöhung der Speicherkapazität mit Thermoöl (20 bis ca. 250 °C) und Salzschnmelze (ca. 250 bis 650 °C) aufgefüllt (siehe Bild 5). Zwei weitere Formen der Speicherung sind eine 6-Tank Wärmespeichervariante (jeweils ein kalter und ein heißer Tank mit Wasser (20 °C bis 90 °C), Thermoöl (ca. 90 bzw. ca. 250 °C) und Salzschnmelze (ca. 250 bzw. ca. 650 °C) und eine 3-Tank-Thermocline Schichtenspeichervariante ebenfalls mit Wasser (20 bis 90 °C), Thermoöl (ca. 90 bzw. ca. 250 °C) und Salzschnmelze (ca. 250 bzw. ca. 650 °C) allerdings mit jeweils nur einem Tank, der unten das kalte und oben das heiße Medium enthält (siehe Bild 6). In beiden Fällen wird die Wärme beim Einspeichern über einen Wärmeübertrager von der heißeren Druckluft an die kälteren umgepumpten Medien übertragen, die dadurch aufgeheizt werden, bzw. umgekehrt beim Ausspeichern. Dabei wird die kältere Druckluft durch die umgepumpten Medien aufgeheizt. Ähnliche Wärmespeicher sind für solarthermische Kraftwerke im Einsatz bzw. werden dafür geplant.

Wenn das Thermoöl schon bei 20 °C flüssig genug ist, können statt 6 auch nur 4 bzw. statt 3 auch nur 2 Tanks verwendet werden.

Teilisobares GuD Druckluftspeicherkraftwerk mit Topping-Cycle und 2 Wärmespeichern

Es wäre auch möglich, die GuD-Anlage auf dem Auslegungsdruckniveau zu betreiben,

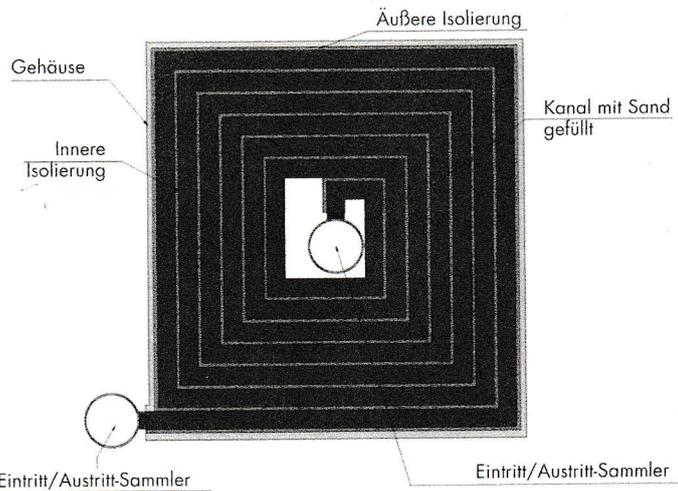


Bild 5. Spiralförmiger Schichtwärmespeicher [Qi 2013].

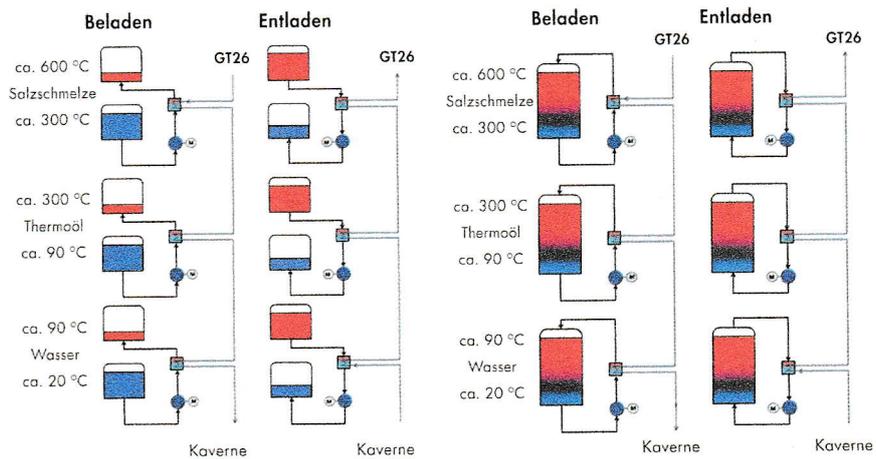


Bild 6. 6-Tank und 3-Tank Thermocline Wärmespeicher bzw. 4-Tank und 2-Tank Thermocline Wärmespeicher ohne Wasser (vorausgesetzt das Thermoöl ist bei 20 °C ausreichend dünnflüssig, sodass es umgepumpt werden kann [Nielsen et al. 2011]).

den Druckluftspeicher aber auf einem höheren Druckniveau (siehe Bild 7) mit einem Solependelbecken und einer Salzkaverne in tiefer liegenden Salzstöcken oder einer konventionellen Kaverne ohne Solependelbecken. Für diesen Fall wäre es zweckmäßig die Druckdifferenz zwischen Speicher und unterlagerter, isobarer GuD Anlage noch für eine zusätzliche Turbine zu nutzen. Einen zusätzlichen Kompressor bräuchte man dazu ohnehin und ein zusätzlicher Wärmespeicher würde den Wirkungsgrad verbessern.

Versorgung von Deutschland mit Strom nur aus regenerativen Energien mit solchen Anlagen – Gedankenexperiment

Grundlage für die Auslegung der benötigten Speichergröße bei einer Stromversorgung nur mit regenerativen Energien ist die Dissertation von Matthias Popp [Popp 2010] am Institut für Wärme- und Brennstofftechnik der TU-Braunschweig. Bei einer Stromversorgung rein aus erneuerbaren Energien wird für Deutschland bei einem Verhältnis von 20% Solar- und 80% Windenergie und 30% Erzeugungs-

reserve (30% mehr Leistung als im Schnitt benötigt wird) ein minimaler Speicherbedarf von ca. 6 Tagen mittlerer Leistung benötigt. Vorhanden sind derzeit Speicher für ca. 1/2h der mittleren Leistung. Vorausgesetzt es wird im Notfall Erdgas eingesetzt, erscheinen eine Reduktion der Speicherkapazität auf 2,5 Tage mittlerer Leistung vertretbar, was von 107 der beschriebenen Anlagen geboten werden könnte, die im reinen Kombibetrieb ohne Speicher 91.000 MW liefern und damit die Spitzenlast in Deutschland abdecken können, sodass keine anderen Kraftwerke mehr nötig wären.

Natürlich können auch kleinere Anlagen auf der Basis kleinerer Gasturbinen gebaut werden.

GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit direkter Umwandlung der Kompressionswärme (ohne Wärmespeicher)

Wärmespeicher können vermieden werden, wenn stattdessen ein druckaufgeladener Druckluftabhitzedampferzeuger zur

sofortigen Nutzung der Kompressionswärme in dem vorhandenen Wasserdampfkreislauf verwendet wird. Die Aufheizung der kalten Druckluft kann in diesem Fall entweder durch zusätzliches Erdgas oder in einem Druckluftheritzer z.B. in einer Wirbelschicht erfolgen, die mit Biomasse oder fossilen Brennstoffen befeuert wird (siehe Bild 8).

Druckluftspeicherkraftwerk mit Niedertemperatur – Wärmespeicher ohne Dampfkreislauf

Die dritte Möglichkeit wurde in [Oldhafer et al. 2014] vorgestellt. Dabei wird, wie in Bild 9 dargestellt, nach jeder Kompressorstufe zwischengekühlt und als Wärmetransport- und Speichermedium kann Wasser unter atmosphärischem Druck benutzt werden, weil die Temperatur unter 100°C bleibt. Es wird ein Speicherbehälter vorgeschlagen wie er schon in Fernwärmenetzen benutzt wird. Auch Kompressoren mit derartigen Zwischenkühlungen sind auf dem Markt erhältlich. Beim Ausspeichern wird nach jeder Turbinenstufe mit dem heißen Wasser wieder aufgeheizt.

Würde die Aufheizung mit dem Heißwasser noch ergänzt um eine weitere Aufheizung mittels fossilen oder regenerativen Brennstoffs, z.B. Wasserstoff oder Erdgas, ließe sich ein Ericsson-Prozess realisieren, der mit einem Wasserdampfprozess oder einem Organic Rankine Cycle je nach Temperaturniveau kombiniert werden könnte. Dieser Ericsson Prozess könnte auch bei leeren Speichern betrieben werden. Bis 500°C oder eventuell auch bis 700°C werden solche Expander gebaut.

Zusammenfassung

Es wird kurz die Integration erneuerbarer Energien, insbesondere der Photovoltaik und der Windkraftanlagen, ins elektrische Netz angerissen und es werden kurz die heute verfügbaren großtechnischen Stromspeicheranlagen – Pumpspeicher- und Druckluftspeicheranlagen – erwähnt. Anschließend werden die allgemeinen Grundlagen der Druckluftspeicherung erläutert. Basierend auf einem Anforderungskatalog für eine hocheffiziente Übergangs- und – mit wenig Ergänzungen – Dauerlösung für die Stromspeicherung wird ein GuD-Druckluftspeicherkraftwerk als Lösung für die Kurzzeitspeicherung von Strom identifiziert. Im Falle eines leeren Druckluftspeichers kann die Anlage hocheffizient mit Erdgas und daher und wegen des hohen Wirkungsgrads sehr niedrigen CO₂-Emissionen verglichen mit Kohlekraftwerken betrieben werden. Langfristig können solche Anlagen mit Elektrolyseuren ausgestattet werden, wodurch entweder mit einem eigenen Wasserstoffspeicher oder unter Mitbenutzung des Erdgasnetzes eine Langzeit-

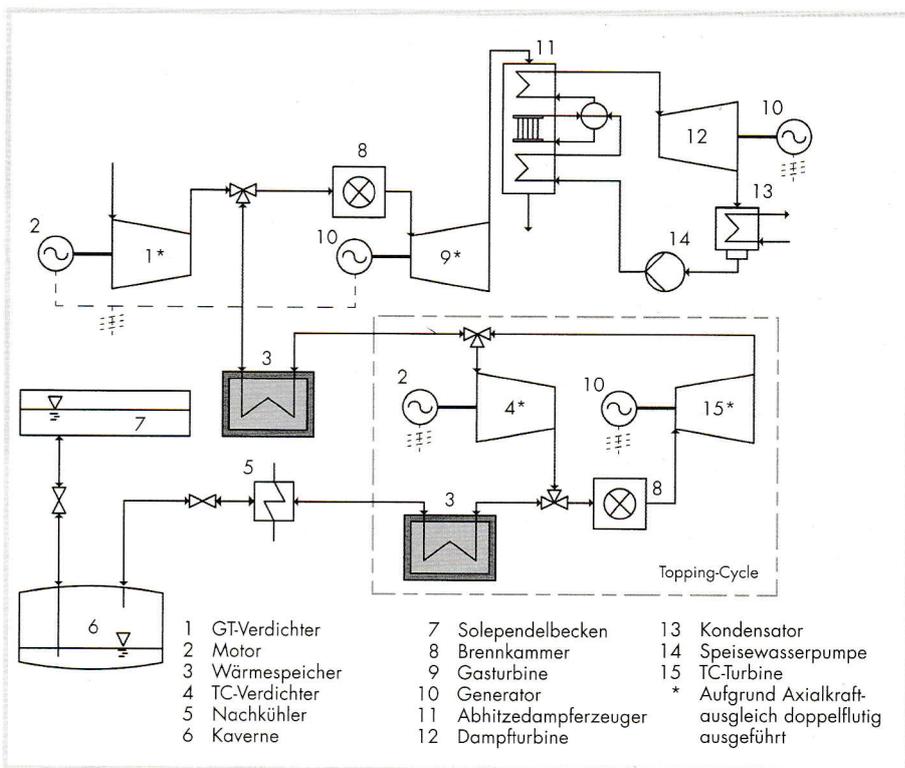


Bild 7. Teilisobares GuD Druckluftspeicherkraftwerk mit Topping-Cycle und 2 Wärmespeichern [Leithner 2007], [Nielsen 2013].

speicherung von Strom und ein Betrieb nur mit regenerativen Energien realisiert werden kann. Es werden 3 Typen solcher Druckluftspeicherkombikraftwerke vorgestellt: a) GuD Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher, b) ohne Wärmespeicher und direkter Umwandlung der Kompressionswärme über einen druckaufgeladenen Abhitzedampferzeuger für die heiße Druckluft mit der vorhandenen Dampf-

turbine und dem vorhandenen Generator in Strom und c) mit vielstufiger Kompression mit Zwischenkühlung und mit einem Heißwasserspeicher und vielstufiger Expansion mit Zwischenaufheizung mit dem Heißwasser und ggfs. zusätzlich mit Erdgas oder Wasserstoff (Ericsson Prozess) mit einem unterlagerten Wasserdampf- oder Organic Rankine Cycle.

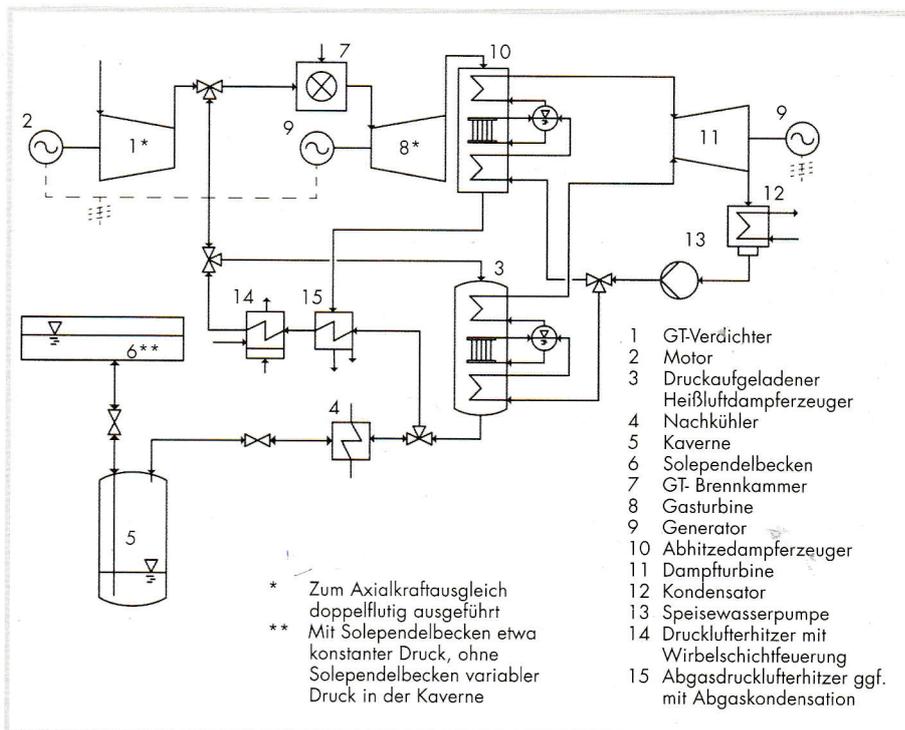


Bild 8. Isobares GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit direkter Umwandlung der Kompressionswärme [Leithner 2011].

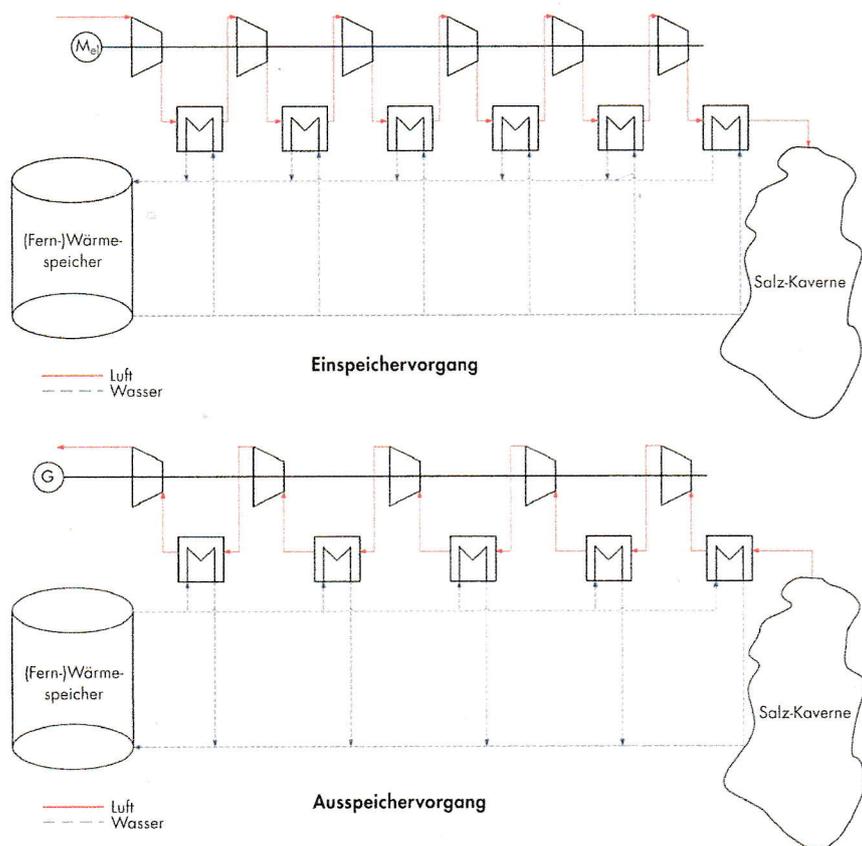


Bild 9. Druckluftspeicherkraftwerk mit Niedertemperaturwärmespeicher ohne Dampfkreislauf [Oldhafer et al. 2014].

Literatur

[Leithner 2006] Leithner, Reinhard: *Druckluftspeicherkraftwerk*, Deutsche Patentanmeldung DE 10 2006 031 424.
 [Leithner 2007] Leithner, Reinhard: *Teilisobares Druckluftspeicherkombikraftwerk mit Wärmespeicher*, Deutsche Patentanmeldung DE 10 2007 042 837.

[Leithner 2011] Leithner, Reinhard: *Druckluftspeicherkraftwerk mit direkter Nutzung der Kompressionswärme*, Deutsche Patentanmeldung DE 10 2011 117 271.
 [Leithner et al. 2014] Leithner, R., und Nielsen, L.: Chapter 13: *An introduction to the compressed air energy storage* und Leithner R, Nielsen L., Qi D., Brinkmeier N. und Hauschke A.: Chapter 14: *Simulation of an isobaric*

adiabatic compressed air energy storage combined cycle in: Rafid Al-Khoury, Jochen Bundschuh: *Computational Models for CO₂ Geosequestration & Compressed Air Energy Storage*, 2014 by CRC Press, ISBN 9781138015203.

[Nielsen et al. 2011] Nielsen, L., Leithner, R., Qi, D., Grote, W., Katsian, D., und Mönningmann, M.: *Isobares GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher*, Energiespeichertagung IRES Berlin 2011.
 [Nielsen, Leithner 2012] Nielsen, L., und Leithner, R.: *Strom speichern in Salzkavernen*, IQ-Journal des Braunschweiger VDI-Bezirksvereins 2/2012.
 [Nielsen 2013] Nielsen, L.: *GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher*, Dissertation an der TU-Braunschweig, Schriftenreihe des EFZN Energie-Forschungszentrums Niedersachsen in Goslar, Band 14, Cuvillier Verlag Göttingen 2013, ISBN 978-3-95404-488-7.
 [Oldhafer et al. 2014] Oldhafer, N., Düren, M., Stenger, S., und Leithner, R.: *Druckluftspeicher-Kraftwerk als Kurzzeitspeicher-, Langzeitspeicher- und Schattenkraftwerk*, Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden 2014.
 [Popp 2010] Popp, M.: *Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien*, Dissertation an der TU-Braunschweig, Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2010, ISBN 978-3-642-01926-5, e-ISBN 978-3-642-01927-2.
 [Qi 2013] Qi, D.: *Optimierung von Hochtemperaturwärmespeichern für Druckluftspeicher-Kraftwerke*, Dissertation an der TU-Braunschweig, Shaker Verlag Aachen 2013, Energietechnik, ISBN 978-3-8440-2096-0.

VGB-Standard

Konservierung von Dampf- und Gasturbosätzen
 (2. Auflage)

Ausgabe/edition 2017 – VGB-S-036-00-2017-04-DE

DIN A4, 42 Pages, Price for VGB members* € 190.–, for non members € 280.–, + VAT, shipping and handling
 DIN A4, 42 Seiten, Preis für VGB-Mitglieder* € 190.–, für Nichtmitglieder € 280.–, + Versandkosten und MwSt.

In dem vorliegenden VGB-Standard wird auf alle Aspekte der Konservierung eingegangen. Dieser Standard gibt den Betreibern, Herstellern und Planern eine Basis, wie und in welchem Umfang die Dampfturbinen, Gasturbinen und Generatoren zu behandeln sind.

Die Aspekte zu Dampfturbine und Generator sind der VGB-R 116 „Konservierung von Kraftwerksanlagen“ (Neuaufgabe VGB-S-116-00-2016-04-DE „Konservierung von Kraftwerksanlagen“) entnommen, ein Kapitel zur Gasturbine ist ergänzt und beides gemeinsam im vorliegenden überarbeiteten VGB-Standard VGB-S-036-00-2017-04“ veröffentlicht.

* Access for eBooks (PDF files) is included in the membership fees for Ordinary Members of VGB PowerTech e.V.

VGB PowerTech Service GmbH
 Verlag technisch-wissenschaftlicher Schriften

Deilbachtal 173 | 45257 Essen | P.O. Box 10 39 32 | Germany
 Fon: +49 201 8128-200 | Fax: +49 201 8128-302 | E-Mail: mark@vgb.org | www.vgb.org/shop

