

# Stand der Technik und innovative Verfahrenskonzepte zur Umwandlung und Speicherung elektrischer Energie

Nina Hack, Simon Unz, Christoph Pieper und Michael Beckmann

1.	Problemstellung.....	822
2.	Notwendigkeit der Zwischenspeicherung von Strom .....	822
2.1.	Notwendigkeit der Speicherung aus Sicht der Residuallast .....	822
2.2.	Speicherung von Netzüberlastspitzen zur Sicherung und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung .....	823
2.3.	Notwendigkeit der Speicher aus Sicht des Stromexports aus Deutschland .....	825
2.4.	Notwendigkeit von Speichern aus Sicht der Prognoseunsicherheit von Wind- und Solarstrom .....	826
3.	Anforderungen an Speichertechnologien.....	830
4.	Betrachtungen zu verschiedenen Energienutzungsgraden .....	830
5.	Systematisierung von Speichern .....	834
6.	Überblick über verschiedene Speichertechnologien .....	837
7.	Technologien mit Langzeit-Speicherpotential .....	842
7.1.	Power-to-Gas .....	842
7.2.	Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) .....	845
7.3.	Thermopotentialspeicher .....	847
7.4.	Thermische Speicher .....	848
8.	Szenario .....	851
9.	Zusammenfassung .....	852
10.	Abkürzungen .....	853
11.	Literaturverzeichnis.....	853

## 1. Problemstellung

Zur Vermeidung von Stromausfällen, z.B. durch Netzüberlastung, muss das Angebot an Strom der Nachfrage zum aktuellen Zeitpunkt angepasst werden. Dies wird zum einen durch die Verteilung über das Stromnetz und zum anderen mit Regelenergie (z.B. kurzzeitige Leistungssteigerung in den bestehenden fossilen Kraftwerken oder schnellstartfähige Gasturbinenkraftwerke) und mit den vorhandenen Pumpspeicherkraftwerken und einem Druckluftspeicherkraftwerk in Deutschland erreicht. Durch den stetigen Zubau der Erneuerbaren Energien (EE) reichen diese Möglichkeiten zukünftig nicht (mehr) aus, um die Differenzen von Angebot und Nachfrage auszugleichen, so dass weitere Stromspeicher benötigt werden. Die Fluktuation der Stromerzeugung nimmt deutlich zu. Dies ist vor allem bei Solar- und Windkraftanlagen aufgrund der meteorologischen Einflüsse der Fall. Mit steigendem EE-Anteil wird dadurch die Notwendigkeit an Speichern für elektrische Überschussenergie umso dringender. Die BMU-Leitstudie 2011 [1] kommt zu dem Ergebnis, dass ab 2030, wenn der Anteil an EE am Bruttostromverbrauch über fünfzig Prozent beträgt, verstärkt Langzeitspeicher wie z.B. Power to Gas benötigt werden. Bis 2050 wird der Bedarf an Langzeitspeichern mit wachsendem EE-Anteil noch erheblich zunehmen. Zahlen über benötigte Speicherkapazitäten, Lade- und Entladeleistungen werden in der Studie nicht genannt [1].

Im Folgenden wird aus verschiedenen Blickrichtungen die Notwendigkeit aktuell und zukünftig eingesetzter Speichertechnologien untersucht und eingeordnet. Nach einer Übersicht zu wichtigen Kenngrößen verschiedener Speichertechnologien werden exemplarisch folgende Langzeitspeicherkonzepte genauer betrachtet: Power to Gas, Druckluftspeicherkraftwerke (engl. compressed air energy storage = CAES) und Thermopotentialspeicher. Im Beitrag werden mit Hilfe eines beispielhaften Szenarios die benötigten Speicherdimensionen für ausgewählte Technologien unter Berücksichtigung der gesamten Speichersystemkette ermittelt.

## 2. Notwendigkeit der Zwischenspeicherung von Strom

### 2.1. Notwendigkeit der Speicherung aus Sicht der Residuallast

Im Jahr 2010 kam es in 44 h zu einer **negativen Residuallast**, d.h. in dieser kumulierten Zeit überstieg das Angebot an fluktuierender elektrischer Energie die Stromnachfrage. Die kumulierte Arbeit aus negativer Residuallast betrug 2010 (0,26 TWh [2]). Gemessen am Bruttostromverbrauch 2010 (602,6 TWh [3]) entspricht dies 0,04 %. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Überschussleistung in diesen 44 h von 5.909 MW. Bezogen auf das gesamte Jahr 2010 (8.760 h) trat der Fall von negativer Residuallast in 0,5 % der Jahrestunden auf. Zur Aufnahme der durchschnittlichen Überschussleistung würden rund 100 CAES Kraftwerke wie in Huntorf (Deutschland) benötigt.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Der Berechnung liegt eine Ladeleistung des Druckluftspeicherkraftwerkes Huntorf von 60 MW zu Grunde [45]. Details zu Druckluftspeicherkraftwerken siehe Kapitel 7.2.

Ausblick 2050: Laut DENA-Endbericht *Integration EE* wird im Jahr 2050 die Stromerzeugung aus EE und KWK in 43 % der Jahresstunden mit einer prognostizierten maximalen Überschussleistung von bis zu 70 GW und im Mittel mit rund 18 GW die Nachfrage übersteigen [4]. Dadurch gibt es 2050 einen Überschuss an elektrischer Arbeit, bedingt durch EE, in Höhe von 21 TWh [4]. Zur Veranschaulichung würden für die Aufnahme der mittleren Überschussleistung 2050 bereits 300 Speicherkraftwerke und für die Abdeckung bis zur maximalen Überschussleistung sogar 1.167 Speicherkraftwerke des Typs Huntorf benötigt.

Zur Veranschaulichung der Residuallast und deren mögliche Entwicklung ist in nachfolgender Abbildung 1 die Residuallast für 2010 in Orange und prognostiziert für 2020 in Grün dargestellt. Es ist zu erkennen, dass bereits bis 2020 die Schwankungen der Residuallast an Häufigkeit und Ausmaß zunehmen und dass die Residuallast, bedingt durch den laufenden Ausbau EE, häufiger negative Werte annimmt.

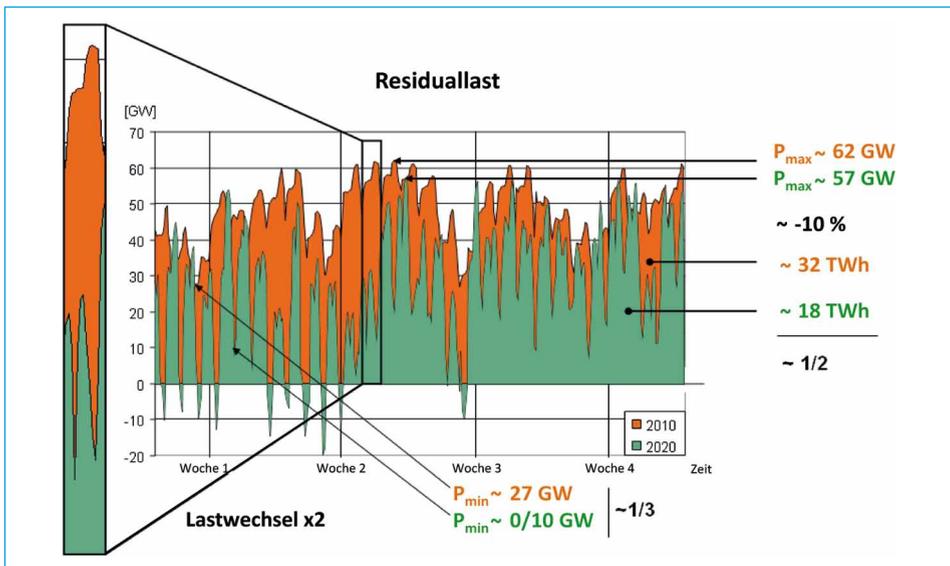


Abb. 1: Residuallast für 2010 und Prognose für 2020

Quelle: Jeschke, R.; Henning, B.; Schreier, W.: Hitachi Power Europe GmbH, Bern, Schweiz 2011

## 2.2. Speicherung von Netzüberlastspitzen zur Sicherung und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung

In § 11 EEG und § 13 EnWG<sup>2</sup> ist festgelegt, dass Netzbetreiber zur Wahrung der Sicherung oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems berechtigt und

<sup>2</sup> EEG: „Erneuerbare Energien Gesetz“ Kurzform für: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien;

EnWG: „Energiewirtschaftsgesetz“ Kurzform für: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung

Online verfügbar unter: [www.gesetze-im-internet.de](http://www.gesetze-im-internet.de).

verpflichtet sind, die Einspeisung von Anlagen anzupassen. Dies ist notwendig, wenn Überlastsituationen in Netzen drohen. Solche Engpässe entstehen, wenn Strom vom Entstehungs- zum Verbrauchsort transportiert werden muss und dafür die Leitungskapazitäten nicht ausreichen. Besteht an einer Stelle im Netz ein Engpass, werden in diesem Gebiet Kraftwerke gedrosselt und gleichzeitig wird die Leistung von Anlagen im Raum des Verbrauchsortes erhöht (*Redispatch-Management*). Die bisherigen Übertragungskapazitäten der Netze reichen (bereits heute) nicht immer aus, um den Transport zu bewerkstelligen. Die Engpässe traten bisher hauptsächlich zwischen Nordostdeutschland und Westdeutschland auf. Laut Bundesnetzagentur steigerte sich die Anzahl der notwendigen Maßnahmen im Winter 2011/12 um den Faktor 5 gegenüber dem Winter zuvor (siehe Tabelle 1). Dies wird hauptsächlich auf den Zubau von Windenergieanlagen v.a. in den Bundesländern Brandenburg und Schleswig-Holstein zurückgeführt [6].

Bundesland	Übertragungsnetz	Okt. 2010	Okt. 2011
		bis März 2011	bis März 2012
Brandenburg	50Hertz	25	92
Mecklenburg-Vorpommern		0	14
Sachsen-Anhalt		0	2
Thüringen		0	6
Sachsen		0	1
Niedersachsen	TenneT TSO	4	12
Schleswig-Holstein		9	70
bundesweit		39	197

Tab. 1:

Entwicklung der Netzeingriffe in den Übertragungsnetzen der Netzbetreiber 50Hertz und TenneT TSO für die Winterhalbjahre 2011 und 2012

Quelle: nach: Bundesnetzagentur: Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12.,03 05 2012. Online Verfügbar: [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/berichte-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/berichte-node.html); Zugriff am 12 06 2013

Im gesamten Jahr 2011 ergab sich daraus eine elektrische Ausfallarbeit<sup>3</sup> aus Windkraft zwischen 295 GWh bis 529 GWh<sup>4</sup> [7]. Bezogen auf den Bruttostromverbrauch in Deutschland 2011 in Höhe von 602,6 TWh ergibt sich ein Anteil von rund 0,05-0,09 % der durch Wind hätte bereitgestellt werden können. Wäre diese Menge an Strom eingespeist und dadurch Energieträger mit höheren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen verdrängt worden, hätten im Durchschnitt rund (167-300) • 10<sup>6</sup> t CO<sub>2</sub><sup>5</sup> eingespart werden können.

Wie aus Tabelle 2 ersichtlich, ist es das Ziel der Bundesregierung, bis zum Jahr 2050 den Anteil an EE am Bruttostromverbrauch auf mindestens achtzig Prozent zu steigern. Daraus wird deutlich, dass trotz einer angestrebten Effizienzsteigerung und der damit

<sup>3</sup> Ausfallarbeit: Elektrische Arbeit, die von Windkraftanlagen aufgrund von Netzüberlastsituationen nicht eingespeist werden konnte.

<sup>4</sup> Untere Grenze: jährliche Durchschnittsleistung der abgeschalteten Anlage multipliziert mit Abschaltedauer.  
Obere Grenze: installierte Leistung der abgeschalteten Anlage multipliziert mit Abschaltedauer.

<sup>5</sup> Zur Berechnung wird der spezifische CO<sub>2</sub>-Ausstoß je kWh Strom im deutschen Strommix 2011 in Höhe von 566 t/GWh zu Grunde gelegt [61].

verbundenen Senkung des Bruttostromverbrauchs ein enormer Zubau an Stromerzeugungsanlagen aus EE notwendig ist. Für die Windkraft wird das Ausbaupotential unter den EE als am größten eingeschätzt, da hierfür zum einen noch topologisch günstige Orte vorhanden und zum anderen die Stromgestehungskosten aus Windenergie (v.a. onshore) im Vergleich zu Photovoltaikanlagen relativ gering sind [9]. Durch den zu erwartenden starken Zuwachs an Windkraftanlagen wird zukünftig die daraus entstehende Ausfallarbeit deutlich steigen. Daher sind sowohl der Netzausbau als auch Speicher dringend notwendig. Netzausbau und Speicherung können der Entwicklung der Redispatch-Maßnahmen entgegen wirken, so dass nicht alle von EE verdrängten fossilen Kraftwerke weiterhin als Reserve bereitgehalten werden müssen und der abrufbare Strom aus EE nicht verworfen werden muss.

Tab. 2: Ziele der Bundesregierung bezüglich der *Energiewende*

	2011	2020	2030	2040	2050
<b>Treibhausgasemissionen</b>					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-26,4%	-40%	-55%	-70%	-80 bis -95%
<b>Effizienz</b>					
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-6,0%	-20%			-50%
Energieproduktivität (Endenergieverbrauch)	2,0 % pro Jahr (2008-2011)	2,1 % pro Jahr (2008-2050)			
Brutto-Stromverbrauch (gegenüber 2008)	-2,1%	-10%			-25%
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	15,4% (2010)	25%			-
<b>Erneuerbare Energien</b>					
Anteil am Bruttostrombedarf	20,3%	≥ 35 %	≥ 50 %	≥ 65 %	≥ 80 %
Anteil am Bruttoendenergiebedarf	12,1%	18%	30%	45%	60%

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: *Energie in Deutschland - Trends und Hintergründe zur Energieversorgung*. Bontfatus GmbH, Paderborn, 2013

### 2.3. Notwendigkeit der Speicher aus Sicht des Stromexports aus Deutschland

Deutschland exportierte 2012 66,6 TWh Strom, die mit 3,7 Milliarden Euro vergütet wurden, und importierte 43,8 TWh Strom für 2,3 Milliarden Euro. Daraus ergibt sich ein Überschuss von 22,8 TWh bzw. 1,4 Milliarden Euro [10]. Gemäß einer Studie des Öko-Instituts wurde bis 2011 Strom überwiegend im Sommer nach Deutschland importiert, obwohl in Deutschland wie in den Nachbarländern der Strombedarf im Sommer niedriger ist. Im Winter, wo auch in Deutschland die Nachfrage höher ist, wird Strom aus Deutschland sogar exportiert, da die Nachfrage in den Nachbarländern aus eigener

Stromproduktion nicht gedeckt werden kann und gleichzeitig Deutschland genügend Kapazitäten aufweist. Durch den Ausbau der EE verändert sich die Situation wie folgt: Im Juli, August und September 2012 exportierte Deutschland Strom, da viel Solarstrom anfiel und gleichzeitig fossile Kraftwerke nicht heruntergefahren wurden. Dies beruhte auf ökonomischen Optimierungsvorgängen im europäischen Stromhandel [11]. Daher kann aus den Import- und Exportzahlen allein keine Aussage zur benötigten Menge von Speichern getroffen werden.

## 2.4. Notwendigkeit von Speichern aus Sicht der Prognoseunsicherheit von Wind- und Solarstrom

In der Literatur wird die Solarstromproduktion als planbar deklariert [12]. Dabei wird auf die Darstellung der tatsächlichen und geplanten Produktion der Strombörse EEX verwiesen, wie sie beispielhaft in Abbildung 2 dargestellt ist. [12]

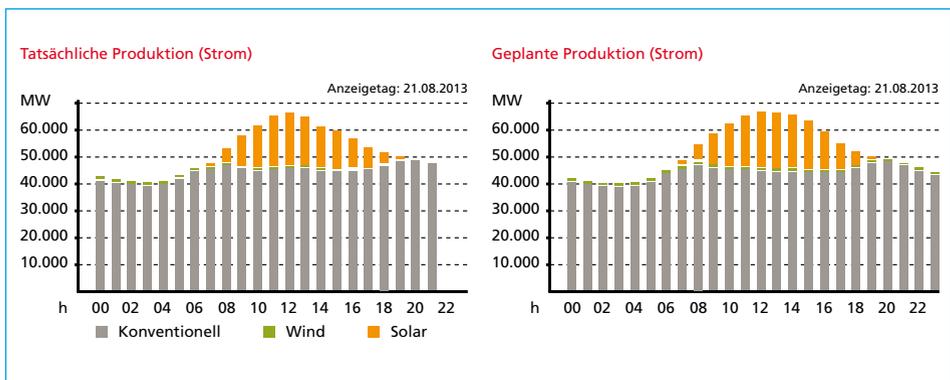


Abb. 2: Tatsächliche und geplante Stromproduktion an der EEX am 21.08.2013

Quelle analog zu: Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. 02.2012. Online: Available: [www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Fakten%20zur%20PV%20120202.pdf](http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Fakten%20zur%20PV%20120202.pdf); Zugriff am 15.07.2013

Die an der Strombörse veröffentlichten Daten enthalten jedoch nur die Energiemenge (Strom), die auch an der EEX gehandelt wird von Anlagen mit einer installierten Anlagenleistung von über 100 MW. Es stellt sich die Frage, wie groß die Differenzen zwischen Prognose- und Istwerten insgesamt sind und inwieweit dadurch Speicherkraftwerke notwendig werden.

Im Folgenden wird daher auf Werte zurückgegriffen, die von den einzelnen Netzbetreibern in Deutschland zur Verfügung gestellt werden. Darin stellt die tatsächliche Produktion eine Hochrechnung dar. Die prognostizierten Werte werden am Vortag ermittelt und in den zur Verfügung gestellten Daten für den Folgetag nicht nochmals aktualisiert.

In diesem Abschnitt wird nur auf Wind und Solarenergie eingegangen, da diese beiden EE zusammen bereits 54,4 % der Stromerzeugung aus EE im Jahr 2012 ausmachten.

Die Anteile von 30 % aus Biomasse und 15,6 % aus Wasserkraft weisen eine deutlich geringere Fluktuation auf [13]. Abbildung 3 zeigt die Wind- und Solarstromproduktion<sup>6</sup> für das Jahr 2012 (summiert für die vier Netzbetreiber Amprion, 50 Hertz, TenneT und Transnet BW). Daraus ist die hohe Fluktuation der Leistung ersichtlich. Beispielhaft ist in Abbildung 4 deren Verlauf für September 2012 vergrößert dargestellt.

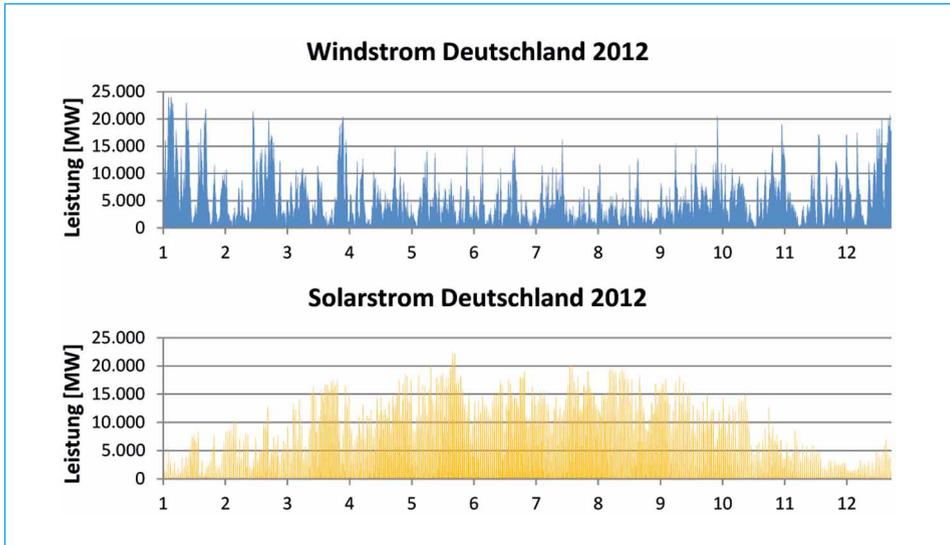


Abb. 3: Wind- und Solarstromproduktion für das Jahr 2012 in Deutschland

Daten nach:

50Hertz Transmission GmbH: Kennzahlen - Windenergie und Photovoltaik. Online: Available: <http://www.50hertz.com/de/Netzkennzahlen.htm>; Zugriff am 16.07.2013

Amprion GmbH: Netzkennzahlen – Windenergieeinspeisung und Photovoltaikeinspeisung. Online: Available: <http://www.amprion.net/netzkennzahlen>; Zugriff am 16.07.2013

TenneT, TSO GmbH: Netzkennzahlen – Windenergieeinspeisung und Solarenergieeinspeisung. Online: Available: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen>; Zugriff am 16.07.2013

TransnetBW GmbH: Kennzahlen - Erneuerbare Energien. Online: Available: <http://www.transnetbw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/>; Zugriff am 16.07.2013

Aus Abbildung 4 für September 2012 ist zu sehen, dass Solarstrom täglich stets mittags das Maximum erreicht und so mittlerweile die Nachfragespitzen um die Mittagszeit v.a. im Sommer auffängt (engl. Peak shaving), was auch in Abbildung 2 gut zu erkennen ist. Bei guter Prognose wird so der konventionelle Kraftwerkspark durch Solarstrom zu Spitzenlastzeiten entlastet. Strom aus Windenergieanlagen weist deutlich größere Unregelmäßigkeiten auf, die bisher komplett durch fossile Kraftwerke kompensiert werden müssen. Besonders kritisch für die Versorgungssicherheit ist jedoch der Winter,

<sup>6</sup> Ermittelt aus den Istwerthochrechnungen im Viertelstundentakt, die auf den Homepages der einzelnen Netzbetreiber zur Verfügung stehen.

wenn der Bedarf groß und das Aufkommen an Wind- und Solarstrom niedrig ist, wie beispielsweise im Februar 2012. Um auch zu solchen Zeiten die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist bis auf etwa 1 bis 2 MW die gesamte benötigte Leistung durch nicht fluktuierende Kraftwerke sicher zu stellen. Mit Hilfe von Speichertechnologien kann zukünftig die installierte Leistung des fossilen Kraftwerksparks reduziert werden ohne die Versorgungssicherheit zu beeinträchtigen.

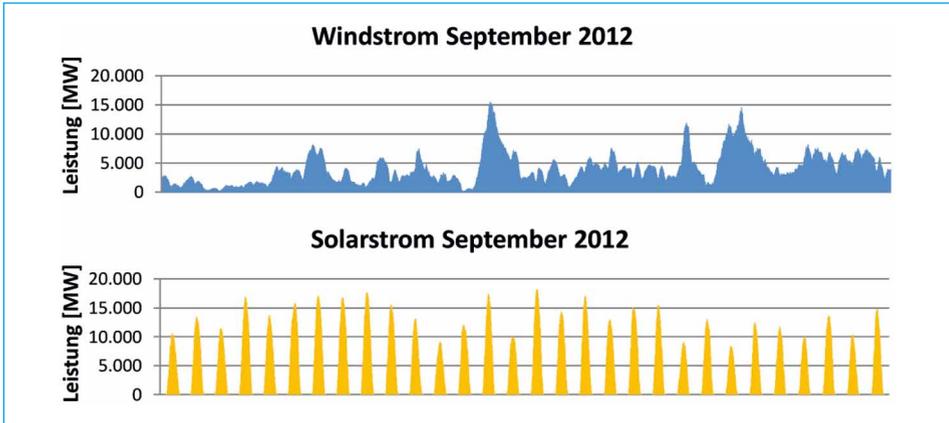


Abb. 4: Wind- und Solarstromproduktion im September 2012 in Deutschland

Daten nach:

50Hertz Transmission GmbH: Kennzahlen - Windenergie und Photovoltaik. Online: Available: <http://www.50hertz.com/de/Netzkennzahlen.htm>; Zugriff am 16.07.2013

Amprion GmbH: Netzkennzahlen – Windenergieeinspeisung und Photovoltaikeinspeisung. Online: Available: <http://www.amprion.net/netzkennzahlen>; Zugriff am 16.07.2013

TenneT, TSO GmbH: Netzkennzahlen – Windenergieeinspeisung und Solarenergieeinspeisung. Online: Available: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen>; Zugriff am 16.07.2013

TransnetBW GmbH: Kennzahlen - Erneuerbare Energien. Online: Available: <http://www.transnetbw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/>; Zugriff am 16.07.2013

Abbildung 5 zeigt beispielhaft den Verlauf von Prognose und Istwerten für die Solarstromerzeugung im September 2012 im Netz von Amprion:

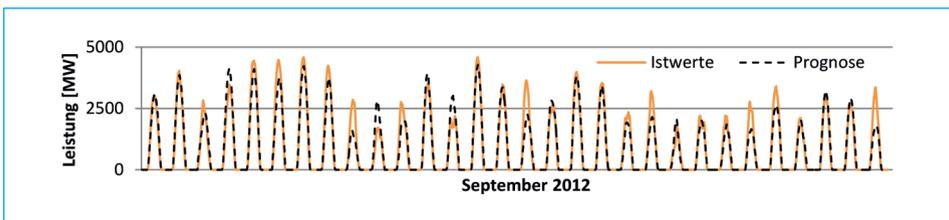


Abb. 5: Solarstromprognose und Istwerte im September 2012 im Netz von Amprion

Daten nach: 50Hertz Transmission GmbH: Kennzahlen - Windenergie und Photovoltaik. Online: Available: <http://www.50hertz.com/de/Netzkennzahlen.htm>; Zugriff am 16.07.2013

Die Prognoseabweichung als relativer Fehler zwischen Prognose- und Istwert berechnet sich nach Gleichung 1:

$$f = \frac{\text{Prognosewert} - \text{Istwert (Hochrechnung)}}{\text{Istwert (Hochrechnung)}} \quad (1)$$

Für die Fehlerabschätzung werden nur Messwerte berücksichtigt, die in einem Fehlerbereich von -0,95 bis +0,95 liegen. Dies sind rund 92 % aller Messwerte für Solar und 88 % für Wind. Die Werte, die außerhalb dieses Bereichs liegen, werden als Ausreißer nicht weiter betrachtet. Fehler, die einen Wert von 0 haben, werden ebenfalls nicht berücksichtigt, da diese für Photovoltaik nur nachts auftreten und somit nicht in die Fehlerberechnung von Prognosewerten für Photovoltaik einfließen sollten. Die Fehlerwerte werden in Fehlerklassen, beginnend von -0,95 jeweils in 0,1-Schritten unterteilt und die Anzahl der auftretenden Fehler in der Fehlerklasse summiert, so dass sich die Fehlerhäufigkeitsverteilung ergibt (Abbildung 6).

Die Ermittlung der Prognosefehler ergibt deutliche Abweichungen zur Realität. Mögliche Verfälschungsursachen sind: Gemeldete Werte von PV-Anlagen beruhen teilweise auf Hochrechnungen und die veröffentlichten Werte werden nach 08:00 Uhr des Vortages nicht mehr an laufende Prognoseänderungen angepasst.

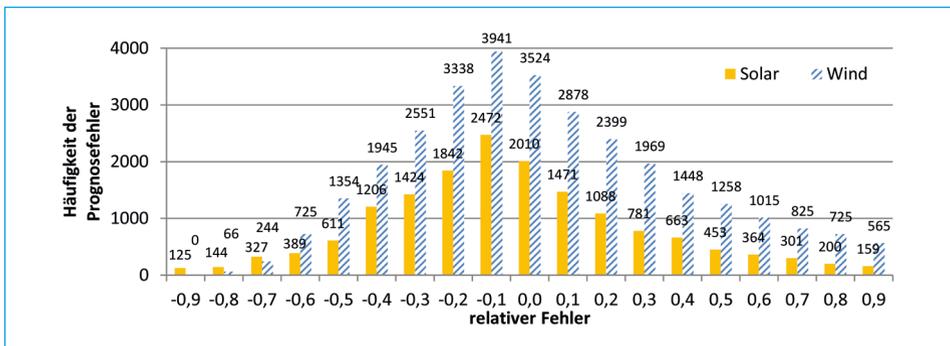


Abb. 6: Fehlerverteilung für Solar- und Windstrom 2012 im Netz von Amprion

Quelle: Amprion GmbH: Netzkennzahlen – Windenergieeinspeisung und Photovoltaikeinspeisung. Online: Available: <http://www.amprion.net/netzkennzahlen>; Zugriff am 16.07.2013

Bisher konnten die Fluktuationen mit Pumpspeicherkraftwerken<sup>7</sup>, Redispatch-Maßnahmen, europaweitem Handel sowie notfalls durch Abschalten von Windkraftwerken ausgeglichen werden. Um die Fluktuationen von Wind und Solar zukünftig ausgleichen zu können, sind neben der Vorhersagegenauigkeit die Lastgradienten wichtig. Die größte Laständerung von Windstrom betrug 2012 im Netz von 50 Hertz 67 MW/min

<sup>7</sup> Installierte Leistung deutscher Pumpspeicherkraftwerke 2011: 8.876 MW [27].

(lineare Ermittlung aus Angabe der größten Viertelstundensprünge nach [18]). Diese Laständerung ist von Reserve- und/oder Speicherkraftwerken beim Lade- und Entladevorgang bereit zu stellen.

### 3. Anforderungen an Speichertechnologien

Die Anforderungen an Speichertechnologien werden hier in technische, sicherheitsrelevante, ökonomische, ökologische und soziologische Kriterien untergliedert. Eine Übersicht gibt nachfolgende Abbildung:

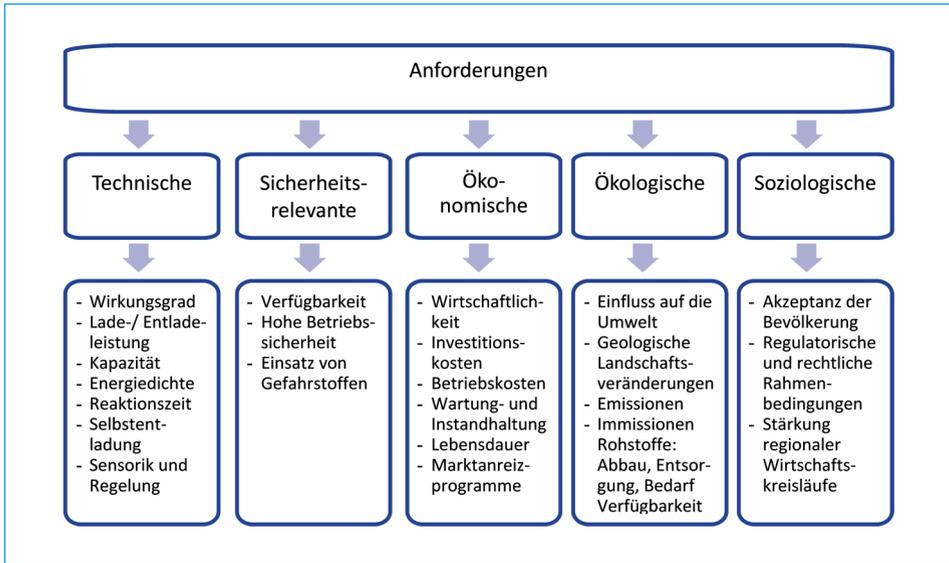


Abb. 7: Anforderungen an Speichertechnologien

### 4. Betrachtungen zu verschiedenen Energienutzungsgraden

In Deutschland werden derzeit jährlich rund 3.750 TWh Primärenergie benötigt, wovon etwa 2.500 TWh als Endenergie genutzt werden. Daraus ergibt sich ein Nutzungsgrad von rund 67 % (Endenergiebedarf/Primärenergiebedarf 2012). Der Bruttostromverbrauch lag bei rund 600 TWh 2012 [3]. Soll diese Energie für den außerordentlichen Fall des Komplettausfalls der Versorgung durch EE für eine Woche vorgehalten werden, so würde durchschnittlich eine Kapazität von 11,5 TWh benötigt, was der Größenordnung von 20.000 CAES-Kraftwerken der Klasse *Huntorf* entspräche. Hiermit wird verdeutlicht, dass eine Vollversorgung mit EE eine enorme Herausforderung darstellt und sicherlich nicht durch Einzelmaßnahmen wie z.B. Druckluftspeicherkraftwerke, Smart Grids oder Batteriespeicher realisierbar ist. Vor diesem Hintergrund bedarf es einer grundsätzlichen Herangehensweise, Speichertechnologien zu betrachten. In den folgenden Abschnitten werden verschiedene Wege der Speichermöglichkeiten systematisch aufgliedert und eingeordnet.

Prinzipiell ist stets das gesamte Versorgungssystem aus Erzeuger, Speicher, Netz und Verbraucher zu betrachten. Abbildung 8 verdeutlicht die Relationen verschiedener Versorgungspfade. Fall A) sagt aus, dass bei einer *Direkteinspeisung* von EE-Strom unter der Annahme, dass regenerative Energie als hundert Prozent Primärenergie betrachtet wird, nur der Übertragungsverlust zu dem Gesamtwirkungsgrad von 94 % führt. Der Fall B) beschreibt die Umwandlungskette von elektrischem Strom aus EE (*Direkteinspeisung*), dessen Langzeitspeicherung und Rückverstromung mit den Schritten: Elektrolyse zu H<sub>2</sub>, Methanisierung zu CH<sub>4</sub><sup>8</sup> und Rückverstromung mittels Gas- und Dampfkraftwerk. Es ergibt sich ein Nutzungsgrad von etwa 36 %. Verglichen mit dem heutigen fossilen Kraftwerkspark, der einen mittleren elektrischen Wirkungsgrad von 39,5 %<sup>9</sup> aufweist (Fall C)), besteht kein sehr großer Unterschied zu der CO<sub>2</sub>-neutralen Variante B).

- Primärenergie  $E_{\text{prim,ges}} = 13.500 \text{ PJ/a} = 3.750 \text{ TWh/a} = 430 \text{ GW}$
- Endenergie  $E_{\text{end,ges}} = 9.000 \text{ PJ/a} = 2.500 \text{ TWh/a} = 290 \text{ GW}$
- Nutzungsgrad (Endenergie / Primärenergie)  $\rightarrow E_{\text{end,ges}} / E_{\text{prim,ges}} = 0,67$

Zu verschiedenen Verhältnissen  $E_{\text{end}} / E_{\text{prim}}$  bei elektrischer Energie:

A) „**Direkteinspeisung**“:  $(E_{\text{end,el}})_{\text{dir}} = 0,94 \cdot E_{\text{prim,el}} \rightarrow (E_{\text{end,el}} / E_{\text{prim,el}})_{\text{dir}} = 0,94$

B) Elektrische Energie aus **Langzeitspeicherung** (Versorgungssicherheit 2-3 Monate):  
 $(E_{\text{end,el}})_{\text{sp}} = \eta_{\text{prim,el} \rightarrow \text{chem}} \cdot \eta_{\text{chem} \rightarrow \text{el}} \cdot E_{\text{prim,el}} =$   
 $(E_{\text{end,el}})_{\text{sp}} = 0,6 \cdot 0,6 \cdot E_{\text{prim,el}} = 0,36 \cdot E_{\text{prim,el}} \rightarrow (E_{\text{end,el}} / E_{\text{prim,el}})_{\text{sp}} = 0,36$

C) Elektrische Energie aus **fossiler Energie** (Erdgeschicht- oder Langzeitspeicher):  
 $(E_{\text{end,el}})_{\text{fos}} = \eta_{\text{prim,fos} \rightarrow \text{el}} \cdot E_{\text{prim,fos}} = 0,395 \cdot E_{\text{prim,fos}} \rightarrow (E_{\text{end,el}} / E_{\text{prim,fos}})_{\text{fos}} = 0,395$

Abb. 8: Vergleich verschiedener Nutzungsgrade des gesamten Versorgungssystems

### Vergleich von Systemwirkungsgraden für die Stromerzeugung

Von der Primärenergilagerstätte bis zur Endenergienutzung des Verbrauchers werden verschiedene Schritte im Gesamtsystem durchlaufen, die alle jeweils einen Verlust auf dem Weg zur Endenergienutzung darstellen. Um diese zusammenfassend zu beziffern, wurden in der Energieeinsparverordnung (EnEV) [19] Primärenergiefaktoren definiert, die für unterschiedliche Endenergien den Primärenergieaufwand berücksichtigen.

<sup>8</sup> Für die Elektrolyse und die Methanisierung wurden hier folgende Literaturwerte zu Grunde gelegt: 75 % Strom zu H<sub>2</sub> und 80 % H<sub>2</sub> zu CH<sub>4</sub> (ergibt multipliziert 60 %) [62].

<sup>9</sup> Ermittelt nach Daten des BMU von 2010: Stromerzeugungsmenge ab Kraftwerk bezogen auf die eingesetzte Brennstoffenergie nach [21].

$$\text{Primärenergiefaktor} = \frac{\text{Primärenergie}}{\text{Endenergie}} \quad (2)$$

Demnach ist der Primärenergiefaktor für den allgemeinen Strommix in Deutschland mit 2,5 bezogen auf die am Kraftwerk eingespeiste elektrische Arbeit angegeben [20]. Daraus ergibt sich der Wirkungsgrad für die Umwandlung des Primärenergieträgers zur erzeugten elektrischen Energie in Höhe von etwa 40 % (=1/2,5). Für die nachfolgende Betrachtung wird der aus den Daten des BMU ermittelte Wirkungsgrad für 2010, der die Stromerzeugung ab Kraftwerk auf die eingesetzte Brennstoffenergie bezieht, in Höhe von 39,5 %, verwendet. [21]

Der Wirkungsgradverlust durch Abbau und Transport von Primärenergierohstoffen bis zum Kraftwerk wird aus folgenden Daten ermittelt [22].

Tab. 3: Wirkungsgrad für Abbau und Transport von Primärenergierohstoffen zu Kraftwerken in Deutschland

	von	bis
Braun-/Steinkohle	96,5%	99,7%
Gas	92,8%	98,0%
Öl	87,4%	90,1%
Uran		94,3%

Quelle: IINAS GmbH - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -Strategien: Excel-Datei mit ausgewählten Ergebnisdaten für Energiesysteme aus GEMIS 4.81. 2013, Available: <http://www.iinas.org/gemis-download-de.html>. Zugriff am 23.07.2013

Gewichtet man die Wirkungsgrade aus obiger Tabelle mit den Anteilen im deutschen Strommix (Daten von 2010) ergibt sich ein Mittelwert von ca. 96,3 %.

Wirkungsgradverluste bei der Stromübertragung:

- Ohmscher Widerstand: Erwärmung der Leitung (größter Anteil)
- Transformatoren
- Blindleistungskompensation

In der Literatur sind unterschiedliche Werte zu den Wirkungsgradverlusten durch die Stromübertragung zu finden. Laut der Internationalen Elektrotechnischen Kommission aus der Schweiz liegt der gesamte Übertragungsverlust vom Kraftwerk bis zum Verbraucher zwischen 8 % und 15 %.

Dies setzt sich zusammen aus dem Übertragungsverlust vom Kraftwerk zur Transformatorstation mit etwa 3 % bis 5 % und der Übertragung von der Transformatorstation zu den Verbrauchern mit nochmal dem gleichen oder sogar höherem Übertragungsverlust [23].

Aus Daten des Statistischen Bundesamtes gehen hingegen Netzverluste in Höhe von etwa sechs Prozent hervor. Jedoch ist nicht ersichtlich, ob dies tatsächlich sämtliche Verluste vom Kraftwerk bis zum Verbraucher beinhaltet [24]. Für die Ermittlung des Gesamtwirkungsgrades wird hier der Wert des Statistischen Bundesamtes in Höhe von sechs Prozent verwendet.

### **Berechnung des Systemwirkungsgrades für die fossile Stromerzeugung von der Lagerstätte der Rohstoffe bis zum Strom am Endverbraucher:**

Durch Nutzung von Daten für das Jahr 2010 ergibt sich für Deutschland ein Systemwirkungsgrad von der Lagerstätte des Rohstoffs bis zum Verbraucher in Höhe von etwa 35,8 %.

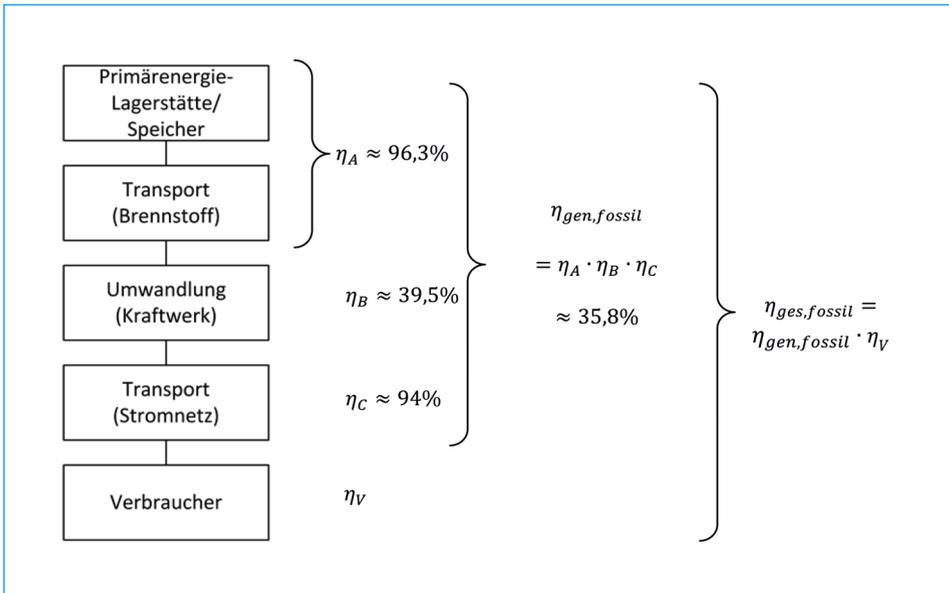


Abb. 9: Systemwirkungsgrad für fossile Stromerzeugung für Deutschland 2010

Quellen:

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Zahlen und Fakten - Energiedaten. 06.02.2013. Online: Available: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>; Zugriff am 10.06.2013

IINAS GmbH - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -Strategien: Excel-Datei mit ausgewählten Ergebnisdaten für Energiesysteme aus GEMIS 4.81. 2013. Online: Available: <http://www.iinas.org/gemis-download-de.html>. Zugriff am 23.07.2013

Statistisches Bundesamt: D-STATIS; Erzeugung. 2013. Online: Available: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/BilanzElektrizitaetsversorgung.html>; Zugriff am 25.07.2013

### Berechnung des Systemwirkungsgrades für eine regenerative Stromerzeugung:

Im Gegensatz zu dem System *fossile Stromerzeugung*, wird bei dem System *regenerative Stromerzeugung* zusätzlich eine Speichersystemkette notwendig. Da nur ein Teil des regenerativ erzeugten Stroms zwischengespeichert werden muss, wird ein Speicheranteil eingeführt:

Der Speicheranteil stellt den Anteil der Gesamtenergie dar, die gespeichert werden muss, und wird als  $v_s$  bezeichnet (Gleichung 3):

$$v_s = \frac{\text{Energie, die gespeichert werden muss}}{\text{Gesamtenergie}} \quad (3)$$

In der Berechnung für das System EE in Abbildung 10 wird nicht der Energieaufwand für die Errichtung von erneuerbaren Energie- und Speicheranlagen berücksichtigt. Da die Primärenergie für Wind- und Solarstrom frei verfügbar und nicht endlich (im

Gegensatz zu fossilen Rohstoffen) ist und der Umwandlungsverlust keine direkten höheren Treibhausgas-Emissionen verursacht, wird der Nutzungsgrad von EE hier mit hundert Prozent angesetzt. Zur Ermittlung des Speicheranteils wird der DENA-Endbericht *Integration EE* [4] herangezogen. In dieser Studie wird für 2050 eine elektrische Überschussenergie von EE in Höhe von 66 TWh bei einem EE-Anteil an der Bruttostromerzeugung von etwa 85 % prognostiziert. Der Stromverbrauch soll 2050 demnach 505,5 TWh betragen, so dass sich ein zu speichernder Anteil etwa 13 % ergibt. Geht man von einem Szenario mit 100 % EE in der Stromerzeugung aus, wird sich der Speicheranteil sicherlich deutlich erhöhen, so dass in folgender Berechnung ein konservativer Schätzwert von vierzig Prozent angenommen wird. Unter Berücksichtigung eines Speichersystemwirkungsgrades  $\eta_s$  von etwa dreißig Prozent und den Übertragungsverlusten ergibt sich daraus ein Systemwirkungsgrad für die regenerative Stromerzeugung in Höhe von etwa 67,7 %.

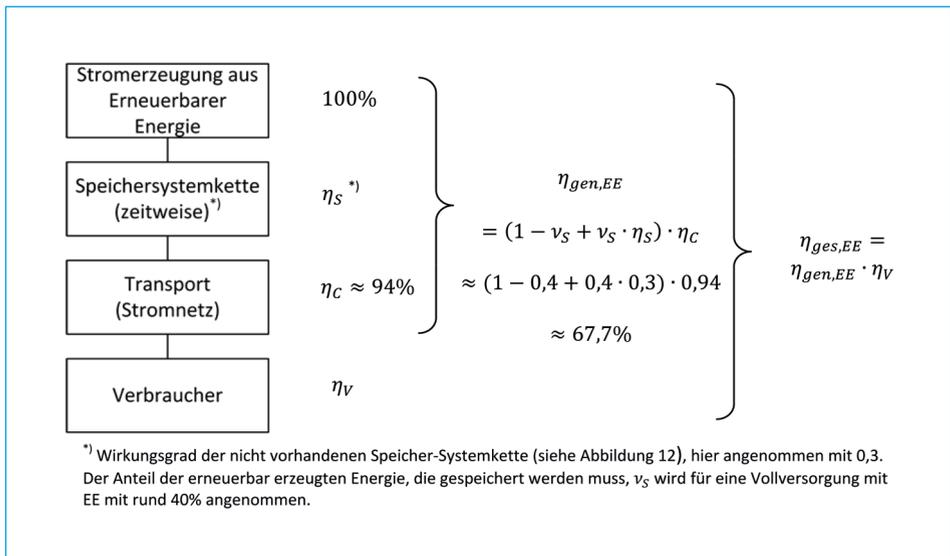


Abb. 10: Systemwirkungsgrad für regenerative Stromerzeugung für Deutschland

Quelle: Statistisches Bundesamt: D-STATIS; Erzeugung, 2013. Online: Available: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/BilanzElektrizitaetsversorgung.html>; Zugriff am 25.07.2013

## 5. Systematisierung von Speichern

Alle Speichertechnologien können als eine Prozesskette gemäß Abbildung 11 betrachtet werden. Ausgehend von der zu speichernden Energie ist eine erste Stufe notwendig, um diese in die im jeweiligen Speicher vorliegende Energieform umzuwandeln. Dies wird im Ladevorgang eines Speichers zusammengeführt. Bei Bedarf wird die gespeicherte Energie mit der zweiten Umwandlungsstufe zurück in nutzbare Energie gewandelt. Dies entspricht dem Entladen des Speichers.



Abb. 11: Speicherkette – allgemein

Für die Speichersystemkette werden die Einzelwirkungsgrade wie folgt definiert:

- Wirkungsgrad des Ladevorgangs:

$$\eta_1 = \frac{E_1}{E_0} \quad (4)$$

- Wirkungsgrad des Speichers, der von der Speicherdauer  $t_s$  und des Verlustenergiestromes  $\dot{E}_{V2}(t)$  abhängt:

$$\eta_2(t_s) = \frac{E_2(t_s)}{E_1} = 1 - \frac{\int_0^{t_s} \dot{E}_{V2}(t) dt}{E_1} \quad (5)$$

- Wirkungsgrad des Entladevorgangs:

$$\eta_3 = \frac{E_3}{E_2} \quad (6)$$

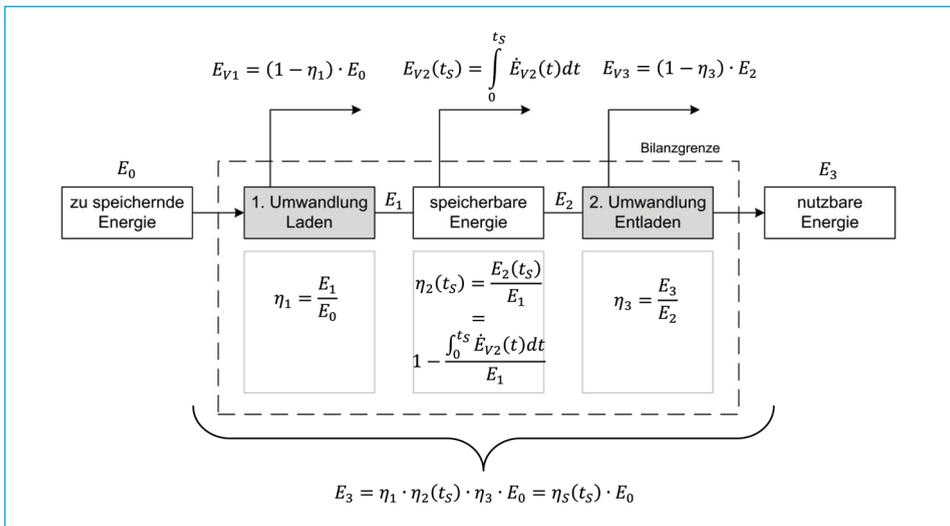


Abb. 12: Systemkette Speicher mit Wirkungsgraden und Verlusten

In der vorangegangenen Abbildung sind die verschiedenen Energien  $E_i$  (Einheit: Joule) der Gesamtkette des Systems Speicher mit den Verlustenergien  $E_{v_i}$  und den Wirkungsgraden dargestellt.

Ist, wie in den meisten Fällen, der Verlust des Speichers  $E_{v_2}$  als Selbstentladungsrate in %, bezogen auf die zu Beginn gespeicherte Energie  $E_1$  angegeben, so berechnet sich der Verlust  $E_{v_2}$  nach:

$$E_{v_2}(t_s) = \int_0^{t_s} r \cdot E_1 dt \quad (7)$$

Bei vielen Speichern hängt die Selbstentladungsrate  $r$  vom Beladungsgrad bzw. der Speicherdauer ab, so dass bei der Berechnung mit einer konstanten Selbstentladungsrate Fehler auftreten. Für eine erste Näherung können diese vernachlässigt werden.

Bei der Speicherung von Strom kann dieser in verschiedene Energieformen zurückgewandelt werden (Abbildung 13). Um den Überschussstrom zu nutzen, ist nicht zwingend eine Rückwandlung in Strom notwendig, so dass drei Hauptwege der allgemeinen Prozesskette möglich sind: Speicherung und Rückwandlung in Strom, Kälte-/Wärmespeicher und Nutzung dieser Energieform, Speicherung in chemischer Energie und deren anschließende stoffliche oder energetisch Nutzung. Dies hat Auswirkungen auf den Systemwirkungsgrad.

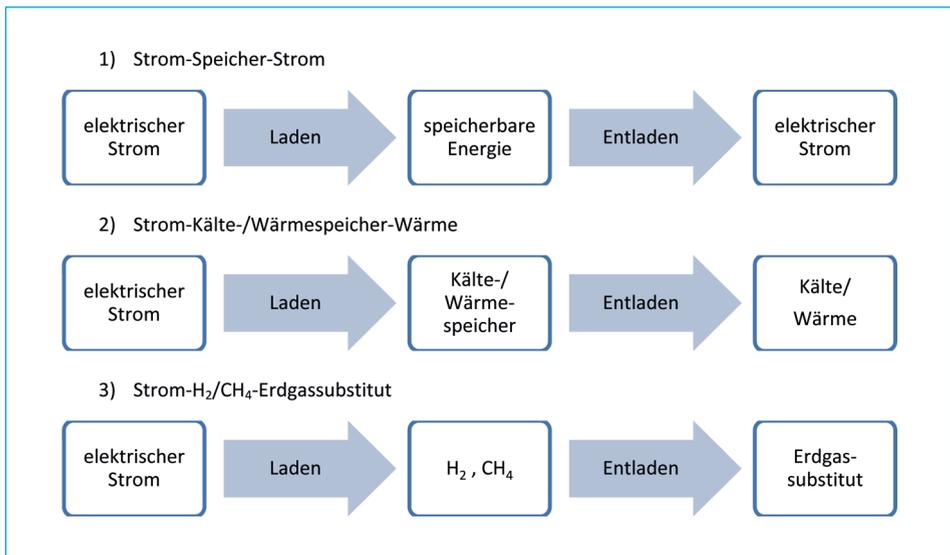


Abb. 13: Prozessketten mit unterschiedlicher Energieform für die Endnutzung

Tabelle 4 und Tabelle 6 geben beispielhaft einen Überblick über die verschiedenen Arten der ersten und zweiten Umwandlungsstufe innerhalb der Speicher-Prozesskette.

Umwandlungsart	Beispiele für Umwandlungsapparate
• Mechanisch	Pumpe, Verdichter, Schwungmasse
• Elektrochemisch	Elektrolyse von H <sub>2</sub> , Laden von Akkumulatoren oder Flussbatterien, Reduktionen
• Leitwiderstand	Elektrische Heizwendel

Tab. 4:

Erste Umwandlungsstufe für Speicherladevorgang

Die Energiespeicher können anhand der gespeicherten Energieform eingeteilt werden. Eine Übersicht der möglichen Energieformen und Beispiele dazu liefert Tabelle 5:

Tab. 5: Energieformen von Speichern

Energieform	Beispiele für Speicher
• Mechanische (potenzielle, kinetische) Energie	Pumpspeicherkraftwerk, Schwungmassenspeicher, Druckluftspeicher
• Chemische Energie	Galvanische Zelle (Akkumulatoren, Batterien), Superkondensatoren (Pseudokapazität); Brennstoffe (H <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> ), Synthese; Chemical Looping
• Thermische Energie	Hoch-/Niedertemperaturspeicher (latent, sensibel)
• Elektrische Energie	Kondensator, Superkondensatoren (Doppelschichtkapazität)

Tab. 6: Zweite Umwandlungsstufe für Speicherentladung

Umwandlungsart	Beispiele
• Thermodynamisch	Turbine (Dampf, Gas, Wasser), Motor (Otto, Diesel)
• Elektrochemisch	Brennstoffzelle, Entladen von Akkumulatoren oder Flussbatterien, Oxidationen
• Kombinationen	Thermodynamische oder Elektrochemische Prozesse mit Wärmenutzung
• Mechanisch	Wasserturbine

## 6. Überblick über verschiedene Speichertechnologien

Wie in Abbildung 14 dargestellt, eignen sich für Ladezeiten im Minuten- bis Stundenbereich vor allem Akkumulatoren, Kondensatoren und Schwungräder. Da für die Integration EE vorrangig Langzeitspeicher benötigt werden, werden im Kapitel 7 die Technologien Power to Gas (PtG) mit der optionalen Kopplung zu Oxyfuelkraftwerken, Druckluftspeicherkraftwerke und Thermopotentialspeicher vorgestellt. Pumpspeicherkraftwerke (PS-KW) werden aufgrund des fast gänzlich ausgeschöpften topologischen Potentials in Deutschland nicht weiter betrachtet. Im Folgenden wird eine Übersicht über die Kenndaten Systemwirkungsgrad, Energiedichte, spezifische Energie, Reaktionszeit und Selbstentladungsrate von Speichertechnologien aus verschiedenen Literaturquellen aufgeführt. Die Wirkungsgrade in der Systemkette Strom-Speicher-Strom sind je nach Technologie stark unterschiedlich (vgl. Abbildung 15). Dabei ist folgender Trend zu erkennen: Je länger der Lade-, Speicher- und Entladezeitraum ist, für den eine Technologie besonders geeignet ist, desto schlechter ist der Wirkungsgrad der eingesetzten Technologie.

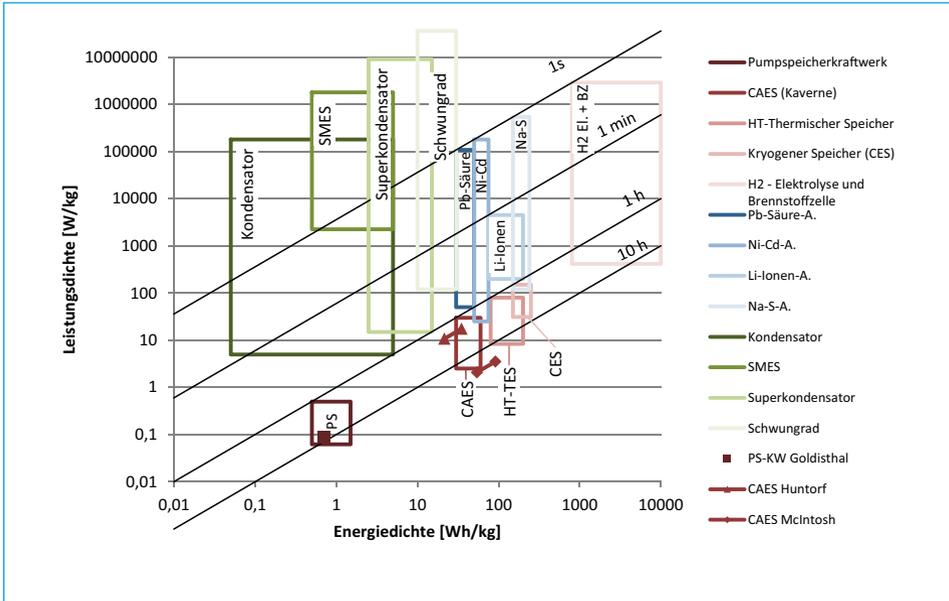


Abb. 14: Diagramm nach Ragone für Speichertechnologien mit Daten nach Evans et al.

Quellen:

[25] Ragone, D.: Review of Battery Systems for Electrically Powered Vehicles. SAE Technical Paper 680453, 1968  
 [26] Evans, A.; Strezov, V.; Evans, T. J.: Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012

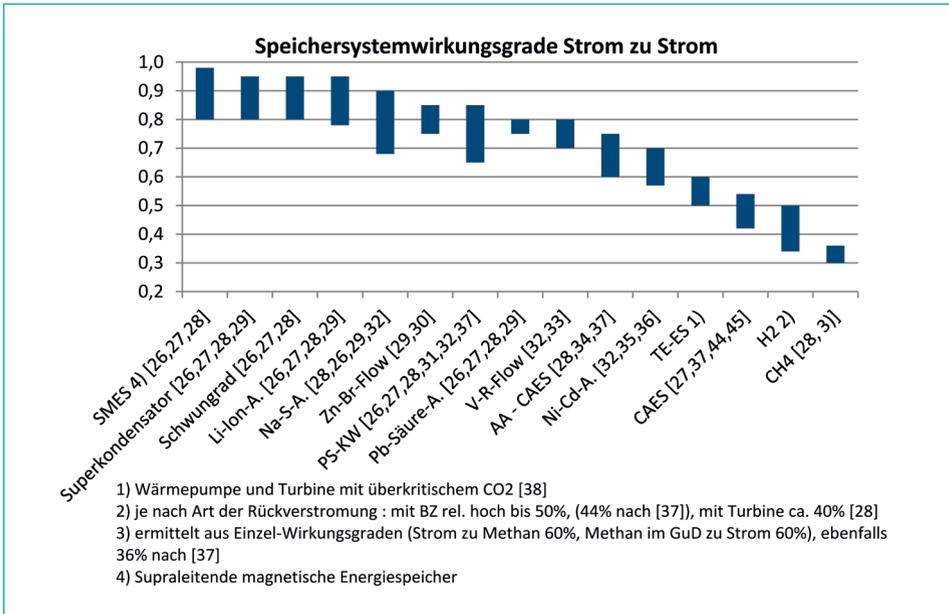


Abb. 15: Speichersystemwirkungsgrade von Strom zu Strom ausgewählter Technologien

Quellen zu Abbildung 15:

- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, 28.02.2013. Online: Available: [http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland/?tx\\_ttnews\[backPid\]=253](http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland/?tx_ttnews[backPid]=253). Zugriff am 12.06.2013
- [26] Evans, A.; Strezov, V.; Evans, T. J.: Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012
- [27] Mahnke, E.; Mühlenhoff, J.: [www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de). Stand Dezember 2011. Online: Available: [http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57\\_Renews\\_Spezial\\_Strom\\_speichern\\_mar12\\_online\\_01.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57_Renews_Spezial_Strom_speichern_mar12_online_01.pdf); Zugriff am 16.04.2013
- [28] Fuchs, G.; Lunz, B.; Leuthold, M.; Sauer, U.: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. 09.2012. Online: Available: [http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf); Zugriff am 01.07.2013
- [29] Rabiee, A.; Khorramdel, H.; Aghaei, J.: A review of energy storage systems in microgrids with wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Nr. 18, pp. 316-326, 2013
- [30] Lai, Q.; Zhang, H.; Li, X.; Zhang, L.; Cheng, Y.: A novel single flow zincbromine battery with improved energy density. *Journal of Power Sources*, Nr. 235, pp. 1-4, 2013
- [31] Voith GmbH: Pumpspeicherkraftwerke. Online: Available: <http://www.voith.com/de/maerkte-branchen/branchen/wasserkraft/pumpspeicherkraftwerke-541.html>; Zugriff am 13.08.2013
- [32] Steward, D.; Saur, G.; Penev, M.; Ramsden, T.: Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage. 11.2009. Online: Available: <http://www.nrel.gov/docs/>; Zugriff am 21.06.2013
- [33] Cellstrom GmbH, GILDEMEISTER energy solutions: CellCube – Das Batteriesystem der Zukunft. Online: Available: [http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/\\$file/py1de13\\_cellcube.pdf](http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/$file/py1de13_cellcube.pdf); Zugriff am 13.08.2013
- [34] Gatzen, C.: The economics of power storage / theory and empirical analysis for Central Europe. Dissertation Univ. Köln, München: Oldenbourg Industrieverlag, 2008
- [35] Poullikkas, A.: A comparative overview of largescale battery systems for electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Nr. 27, pp. 778-788, 2013
- [36] Römpf, H.; Chemie-Lexikon, online Ausgabe, Georg Thieme Verlag, 2012
- [37] Sachverständigenrat für Umweltfragen: Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung - Sondergutachten. 2011. Online: Available: [http://www.umwelttrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02\\_Sondergutachten/2011\\_07\\_SG\\_Wege\\_zur\\_100\\_Prozent\\_erneuerbaren\\_Stromversorgung.pdf;jsessionid=104BD730DE097A4B2A136397071B80C1.1\\_cid335?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umwelttrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf;jsessionid=104BD730DE097A4B2A136397071B80C1.1_cid335?__blob=publicationFile); Zugriff am 14.08.2013
- [38] Morandin, M.; Maréchal, F.; Mercangoz, M.; Buchter, F.: Conceptual design of a thermo-electrical energy storage system based on heat integration of thermodynamic cycles e Part A: Methodology and base case. *Energy*, Nr. 45, pp. 375-385, 2012
- [44] AUDI AG: Pressemitteilung: Weltpremiere: Audi eröffnet Power-to-Gas-Anlage. 25.06.2013. Online: Available: [https://www.audi-mediaservices.com/publish/ms/content/de/public/pressemitteilungen/2013/06/25/weltpremiere\\_\\_audi.html](https://www.audi-mediaservices.com/publish/ms/content/de/public/pressemitteilungen/2013/06/25/weltpremiere__audi.html); Zugriff am 16.08.2013
- [45] Neupert, U.; Euting, T.; Kretschmer, T.; Notthoff, C.; Ruhlig, K.; Weimert, B.: Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. 2009. Online: Available: <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-897426.pdf>; Zugriff am 28.05.2013

In Abbildung 16 sind die Energiedichte und die (masse-)spezifische Energie aufgetragen. Daraus wird ersichtlich, dass die Energiedichte und auch die spezifische Energie bei Wasserstoff und Methan um mehrere Zehnerpotenzen höher sind als bei anderen Speichertechnologien, was bei der Diskussion um mögliche Langzeitspeicher für die Integration EE zu berücksichtigen ist.

Für Thermopotentialpeicher sind keine Werte zur Reaktionszeit verfügbar, da sie sich noch in der Konzeptphase befinden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Reaktionszeit ähnlich hoch wie bei CAES liegt (Vergleiche Technologiebeschreibung in Kap. 7.3).

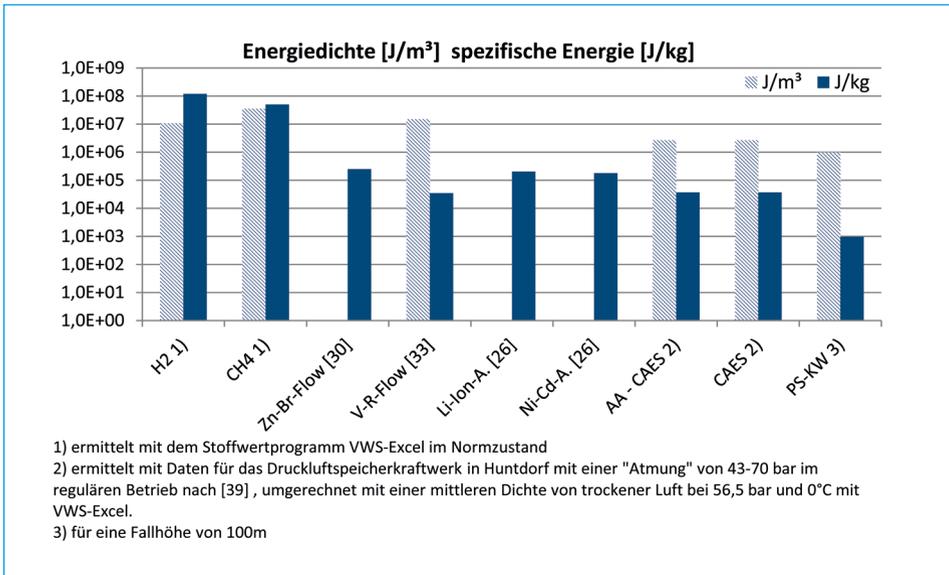


Abb. 16: Vergleich verschiedener Technologien bezüglich ihrer Energiedichte ( $J/m^3$ ) und ihrer spezifischen gespeicherten Energie ( $J/kg$ )

Quellen:

[26] Evans, A.; Strezov, V.; Evans, T. J.: Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012

[30] Lai, Q.; Zhang, H.; Li, X.; Zhang, L.; Cheng, Y.: A novel single flow zincbromine battery with improved energy density. *Journal of Power Sources*, Nr. 235, pp. 1-4, 2013

[33] Cellstrom GmbH, GILDEMEISTER energy solutions: CellCube – Das Batteriesystem der Zukunft. Online: Available: [http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/\\$file/py1de13\\_cellcube.pdf](http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/$file/py1de13_cellcube.pdf); Zugriff am 13.08.2013

[39] Crotagino, F.; Mehmeyer, K. U.; Scharf, R.: Hundtorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation. Meeting Orlando, USA, 2001

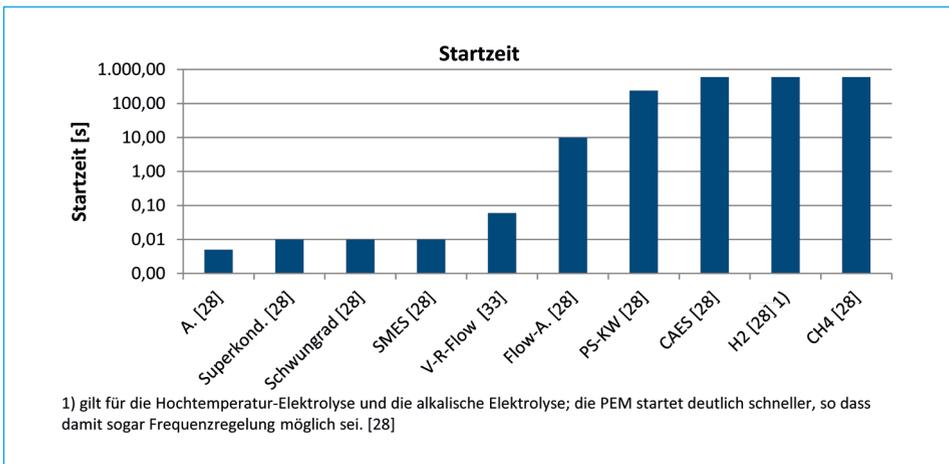


Abb. 17: Start- bzw. Reaktionszeit verschiedener Speichertechnologien

Quellen zu Abbildung 17:

[28] Fuchs, G.; Lunz, B.; Leuthold, M.; Sauer, U.: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. 09.2012. Online: Available: [http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf); Zugriff am 01.07.2013

[33] Cellstrom GmbH, GILDEMEISTER energy solutions: CellCube – Das Batteriesystem der Zukunft. Online: Available: [http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/\\$file/py1de13\\_cellcube.pdf](http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/$file/py1de13_cellcube.pdf); Zugriff am 13.08.2013

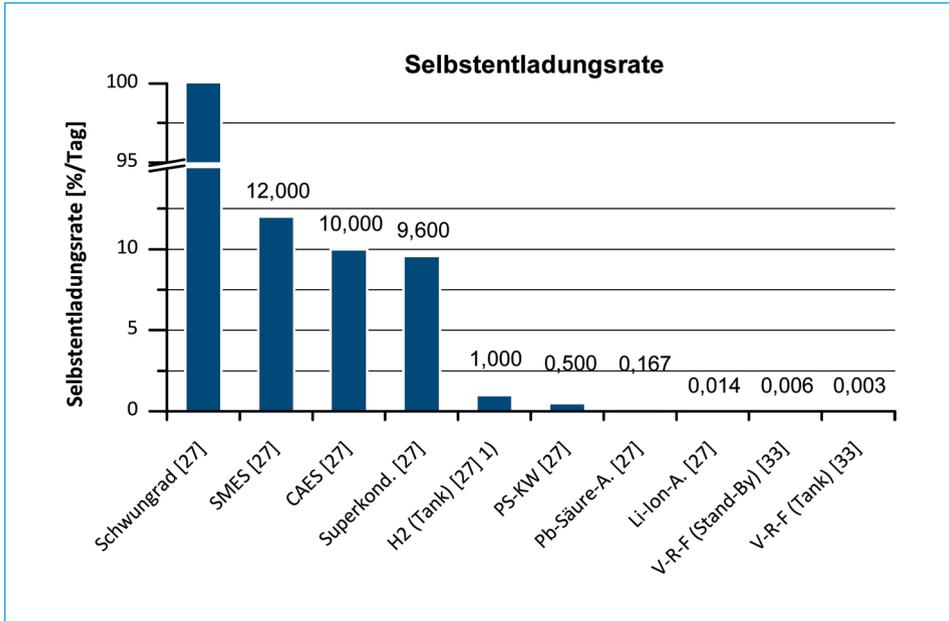


Abb. 18: Selbstentladungsrate verschiedener Speichertechnologien

Quellen:

[27] Mahnke, E.; Mühlhoff, J.: [www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de). Stand Dezember 2011. Online: Available: [http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57\\_Renews\\_Spezial\\_Strom\\_speichern\\_mar12\\_online\\_01.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57_Renews_Spezial_Strom_speichern_mar12_online_01.pdf); Zugriff am 16.04.2013

[33] Cellstrom GmbH, GILDEMEISTER energy solutions: CellCube – Das Batteriesystem der Zukunft. Online: Available: [http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/\\$file/py1de13\\_cellcube.pdf](http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/$file/py1de13_cellcube.pdf); Zugriff am 13.08.2013

Die Werte für Selbstentladungsraten werden in der Literatur für unterschiedliche Zeiträume angegeben z.B. %/Tag, %/Monat oder %/Jahr. Diese wurden für obiges Diagramm auf die gleiche Einheit in %/Tag angepasst. Die Selbstentladungsrate ändert sich meistens mit der Speicherdauer und dem Ladungsgrad. Daher stellt die obige Abbildung nur Richtwerte dar. Die Hauptaussage, die im Vergleich mit den vorangegangenen Abbildungen getroffen werden kann, ist, dass tendenziell die Speichertechnologien, die einen hohen Wirkungsgrad aufweisen auch eine sehr hohe Selbstentladungsrate haben. Dadurch wird deutlich, dass Speichertechnologien, die dafür geeignet sind, langfristig Energie zu speichern, also eine hohe Kapazität und eine niedrige Selbstentladung aufweisen, einen geringeren Wirkungsgrad haben.

## 7. Technologien mit Langzeit-Speicherpotential

### 7.1. Power-to-Gas

Power-to-Gas (PtG) umfasst die Teilprozesse Elektrolyse von Wasser, Methanisierung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Überschussstrom kann zur Elektrolyse von Wasser verwendet werden, um Wasserstoff zu erzeugen. Mit Hilfe des Sabatier-Prozesses kann Wasserstoff in Methan konvertiert werden, welches einen etwa dreimal so hohen Heizwert, bezogen auf das Normvolumen besitzt, wie Wasserstoff. Das so genannte Synthetische Erdgas (SNG=Synthetic Natural Gas) kann in das Erdgasnetz eingespeist werden. Der Ladevorgang der Power-to-Gas Speichertechnologie ist in Abbildung 19 dargestellt. Die Speicherkapazität des deutschen Erdgasnetzes mit angeschlossenen Kavernen liegt bei rund zwanzig Prozent des Erdgasjahresverbrauchs [40]. Deshalb ist diese Speichertechnologie eine der vielversprechendsten für die Langzeitspeicherung. Bisher befindet sie sich noch in Entwicklung. Die größte Anlage weltweit wurde 2013 in Werlte (Deutschland) eingeweiht. Sie hat eine elektrische Anschlussleistung von 6 MW und erzeugt Wasserstoff und Methan. Entwickelt und gebaut wurde diese Anlage von der ETOGAS GmbH, die bereits unter dem Namen Solarfuel eine 25 kW Anlage mit sechzig Prozent Wirkungsgrad von Strom zu Methan erstellt hatte [41]. Eine weitere Pilotanlage wurde am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg in Stuttgart, mit einer Anschlussleistung von 250 kW gebaut. Der Wirkungsgrad dieser Anlage wurde nicht publiziert. Für den Teilschritt der Elektrolyse liegt der Wirkungsgrad bei rund 75 % laut Angaben einer 500 kW Anlage von Enertrag in Prenzlau (Deutschland).

Vorteile der Elektrolyse, Wasserstoffherzeugung und Einspeisung ins Erdgasnetz nach [40]:

- + Technik vorhanden
- + Verteilungsnetz und Speicher aus Erdgasversorgung vorhanden
- + Hohe Energiedichten ( $272\text{kWh/m}^3$  bei  $\text{H}_2$ ,  $1300\text{kWh/m}^3$  Methan)
- + Speicherkapazität von wenigen Stunden bis etwa einem Monat

Bisher offene Fragestellungen:

- Kosten (Elektrolyse, Methanisierung)
- Grenzmenge an  $\text{H}_2$  im Erdgasnetz im Falle einer Direkteinspeisung ohne Methanisierung (bisher werden 5 vol-% diskutiert)
- Ungeklärtes Standzeitverhalten von Elektrolyseuren auf häufige Lastwechsel
- Auswirkung von  $\text{H}_2$  im Netz auf Verteilungskette und Endanwendungen

Der Entladevorgang (Gas-to-Power) erfolgt konventionell z.B. mittels eines Gas- und Dampfkraftwerkes (Wirkungsgrad etwa sechzig Prozent von Methan zu Strom) zurück zu Strom. In Abbildung 20 sind weitere Möglichkeiten für Gas-to-Power dargestellt, die für die Gesamtenergienutzung bedeutend sind.

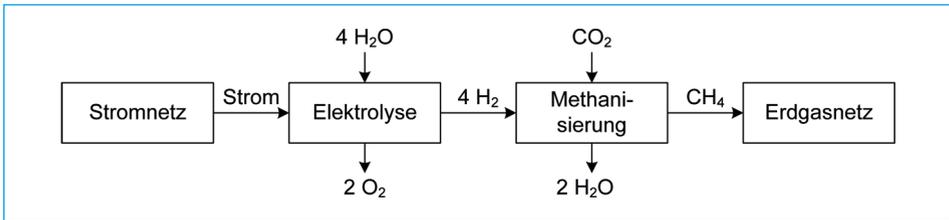


Abb. 19: Power-to-Gas Ladeprozess

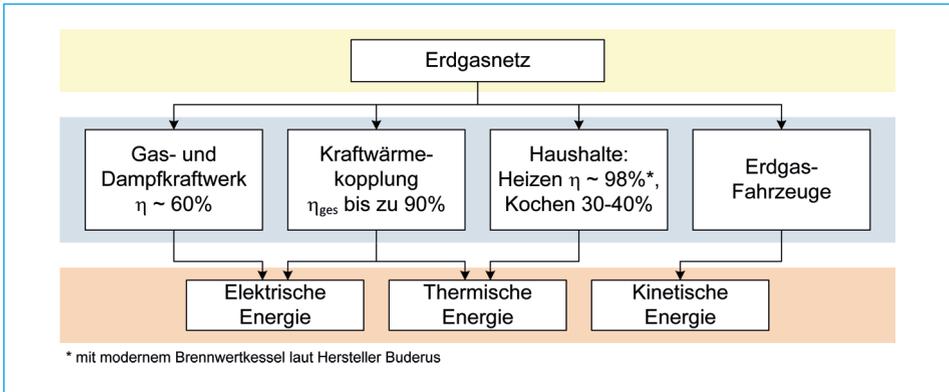
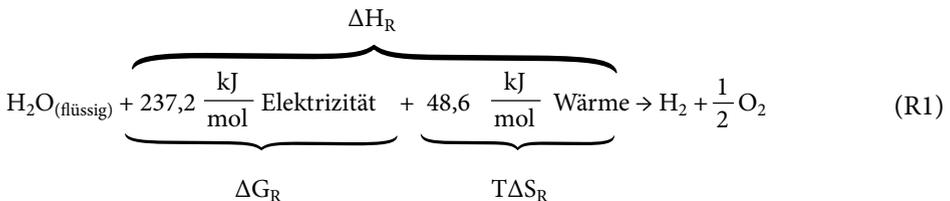


Abb. 20: Gas-to-Power Entladeprozess

### Elektrolyse-Grundlagen:

Bei der elektrolytischen Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff wird basierend auf Reaktion 1 (Werte bei Standardbedingungen: 25 °C und 1013 hPa) Wasser zersetzt. Diese Spaltung ist grundlegend ein endothermer Prozess. Die Reaktionsenthalpie besteht zum Teil aus freier Enthalpie, die als *Arbeit* zugeführt werden muss und zum anderen aus einem Entropieanteil der Reaktion, der durch Wärme bereitgestellt werden kann.



In der praktischen Umsetzung der verschiedenen Verfahren wird nach der Art des Elektrolyten unterschieden, der die Ionenleitung bestimmt. Bei alkalischen Elektrolysen (AEL) werden Laugen, bei Membranelektrolyseuren (PEMEL) saure Feststoff- und bei Wasserdampfelektrolysen keramische Feststoffelektrolyten (SOEC) verwendet.

In Abbildung 21 sind für die verschiedenen Verfahren, die zugehörigen Anoden- und Kathodenreaktionen, sowie die Ladungsträger und typischen Temperaturbereiche dargestellt.

	$\vartheta$ (°C)	Kathode	Anode	Ladungs-träger
40-90	40-90	$2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$	$2\text{OH}^- \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$	$\text{OH}^-$
PEMEL	20-100	$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$	$\text{H}_2\text{O} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$	$\text{H}^+$
SOEC	600-1000	$\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + \text{O}^{2-}$	$\text{O}^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}\text{O}_2 + 2\text{e}^-$	$\text{O}^{2-}$

Abb. 21: Übersicht Elektrolyseverfahren

Quelle: Beckmann, M.; Pieper, C.; Scholz, R.; Muster, M.: Perspektiven für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien – Teil II: Speicherbedarf, Regionale Demonstrationseinheit und Ausblick, "Wasser und Abfall, Nr. Heft 9, 2012, pp. 20-27

### Methanisierung und Umsetzungskonzept:

Für die Methanisierung von Wasserstoff mittels Sabatier-Prozess wird CO oder CO<sub>2</sub> benötigt. Ein neuer Ansatz für den Einsatz dieses Prozesses ist die Kombination aus Elektrolyse und Methanisierung mit einem Oxyfuelkraftwerk. Dabei wird CO<sub>2</sub>, das für die Methanisierung benötigt wird, vom Kraftwerk zur Verfügung gestellt und der bei der Elektrolyse entstehende Sauerstoff vom Oxyfuelkraftwerk genutzt (vgl. Abbildung 22) [43].

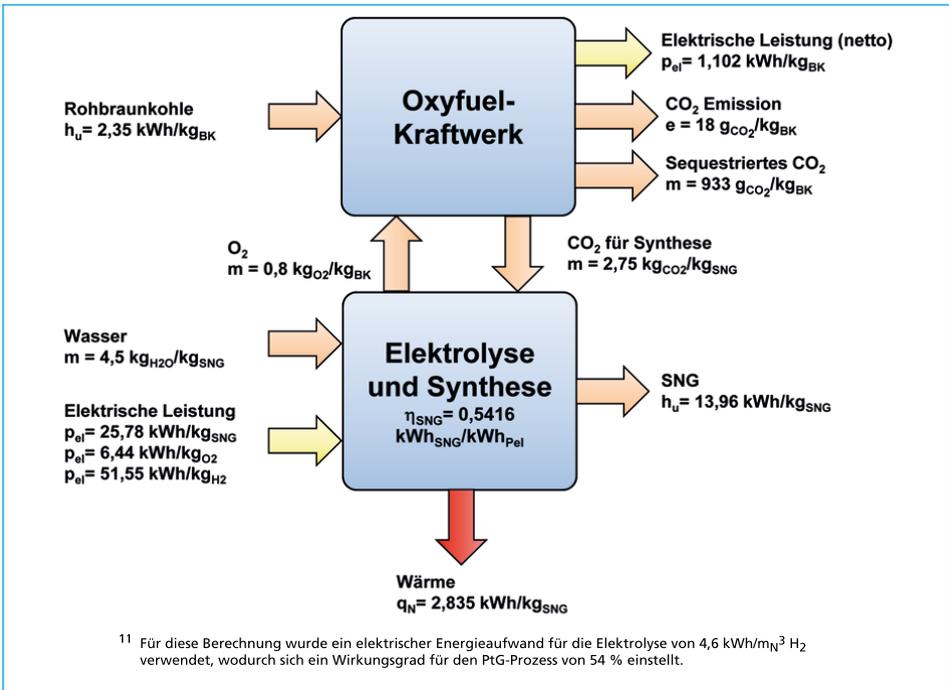


Abb. 22: Kombiniertes Prozess aus Elektrolyse, Methanisierung und Oxyfuelkraftwerk

Quellen: Beckmann, M.; Pieper, C.; Scholz, R.; Muster, M.: Perspektiven für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien – Teil II: Speicherbedarf, Regionale Demonstrationseinheit und Ausblick, "Wasser und Abfall, Nr. Heft 9, 2012, pp. 20-27

Neben einem Oxyfuelkraftwerk sind auch andere CO<sub>2</sub>-Quellen denkbar, wie z.B. Biogas. Dieses Konzept wird in einer Pilotanlage umgesetzt [44].

## 7.2. Druckluftspeicherkraftwerke (CAES)

Bisher wurden weltweit zwei Druckluftspeicherkraftwerke realisiert: Die erste Anlage ist seit 1978 in Huntorf (Deutschland) in Betrieb, die zweite seit 1991 in McIntosh (USA). Die technischen Daten dieser beiden Anlagen sind in folgender Tabelle zusammengefasst. Der erhebliche Wirkungsgradunterschied der beiden Anlagen rührt daher, dass in Mc Intosh zusätzlich eine Rekuperation der Turbinenabluft erfolgt, wie in Abbildung 23 und Abbildung 24 zu sehen ist.

Tab. 7: Technische Daten der existierenden CAES Anlagen

Anlage	Huntorf, Germany		McIntosh, USA	
	Baujahr	1978	1991	
Speichervolumen	300.000	m <sup>3</sup>	540.000	m <sup>3</sup>
Ladeleistung	60	MW	60	MW
Ladedauer	8	h	45	h
Entladeleistung	290	MW	110	MW
Entladedauer	2	h	26	h
Wirkungsgrad	42	%	54	%

Quellen:

Neupert, U.; Euting, T.; Kretschmer, T.; Notthoff, C.; Ruhlig, K.; Weimert, B.: Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. 2009; Available: <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-897426.pdf>; Zugriff am 28 05 2013

PowerSouth Energy Cooperative: PowerSouth Energy Cooperative. 2010, Online: Available: [http://powersouth.com/mcintosh\\_power\\_plant/mcintosh\\_power\\_plant/compressed\\_air\\_energy](http://powersouth.com/mcintosh_power_plant/mcintosh_power_plant/compressed_air_energy); Zugriff am 20 06 2013

Sandia Corporation: DOE International Energy Storage Database. 2012, Online: Available: <http://www.energystorage-exchange.org/projects/136>; Zugriff am 20 06 2013

Beide Anlagen arbeiten als diabate Druckluftspeicherkraftwerke. Das heißt, die Wärme, die nach den Verdichterstufen abgeführt werden muss, wird in die Umwelt dissipiert. Beim Entladevorgang wird die verdichtete Luft zunächst aufgeheizt, was bei diesen Anlagen durch einen Erdgasbrenner erfolgt, und anschließend in einer Gasturbine entspannt. Daher arbeitet diese diabate Technologie nur in Kombination mit der Verbrennung eines zusätzlichen Brennstoffes.

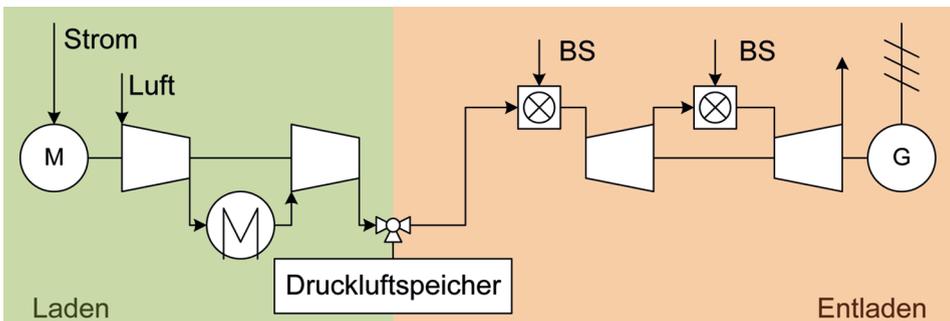


Abb. 23: Schema CAES diabat ohne Rekuperation (Funktionsprinzip in Huntorf)

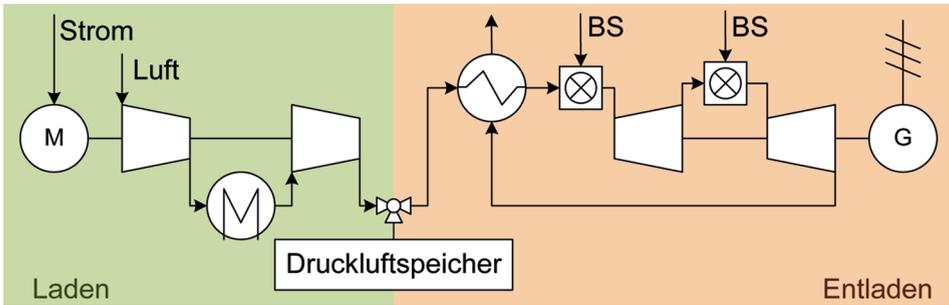


Abb. 24: Schema CAES diabat mit Rekuperation (Funktionsprinzip in McIntosh)

Derzeit laufen Forschungen bezüglich eines adiabaten CAES-Systems, bei dem die Wärme während der Verdichtung gespeichert und beim Entladevorgang der Luft wieder zugeführt wird (vgl. Abbildung 25). Das adiabate System erreicht theoretisch Wirkungsgrade bis zu siebenzig Prozent ohne den zusätzlichen Einsatz von Erdgas. Die größte Herausforderung zur Realisierung von adiabaten CAES-Anlagen ist der Hochtemperaturwärmespeicher, welcher bei Druckschwankungen zwischen 50 bis 100 bar be- und entladen und zyklisch schwankenden Temperaturen ausgesetzt wird. Um 1 GWh (250 MW für 4 h) zu speichern, sind in einem Forschungskonzept drei Wärmespeicher vorgesehen mit den Abmaßen: Außendurchmesser 30 m (inkl. Isolierung), Höhe ~ 50 m [48].

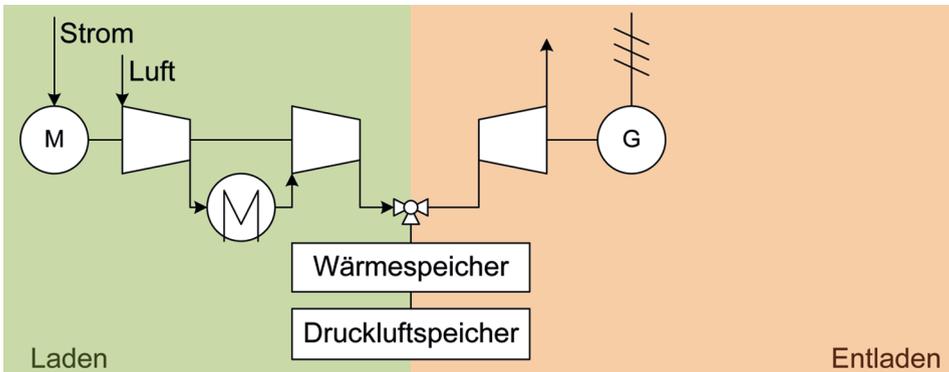


Abb. 25: Schema CAES adiabatisch (in Entwicklung)

Vorteilhaft an Druckluftspeichern ist die Möglichkeit hohe Ladeleistungen und hohe Ladekapazitäten zu realisieren [26]. In Norddeutschland gibt es potentielle Speicherorte in Salzkavernen, die sich in der Nähe von vielen on- und offshore Windenergieanlagen befinden [48]. Eine Herausforderung bei der Nutzung von Kavernen als Druckluftspeicher stellt die hohe Korrosionsrate infolge von Luftfeuchtigkeit und Salz dar.

### 7.3. Thermopotentialspeicher

Thermopotentialspeicher [49] findet man in der Literatur auch als *Pumped thermal electricity storages (PTES)* [50]. Bei dieser Technologie funktioniert der **Ladevorgang** (Abbildung 26) wie eine Wärmepumpe. Darin wird Gas verdichtet ( $V_c$  = Verdichter für Ladevorgang/Charging) und anschließend in einem Hochdruck-Wärmespeicher gekühlt, welcher die thermische Energie speichert. Das kalte Gas expandiert in einer Turbine ( $T_c$  = Turbine für Ladevorgang/Charging) auf eine Temperatur unterhalb der Anfangstemperatur. Daraufhin kühlt es einen zweiten Regenerator, einen thermischen Speicher mit niedrigerem Druck und niedrigerer Temperatur. Am Ende des Ladevorganges ist der thermische Speicher für Hochdruck komplett bis zu der maximalen Prozesstemperatur aufgeheizt und der thermische Speicher für Niederdruck ist vollständig auf die minimale Prozesstemperatur gekühlt.

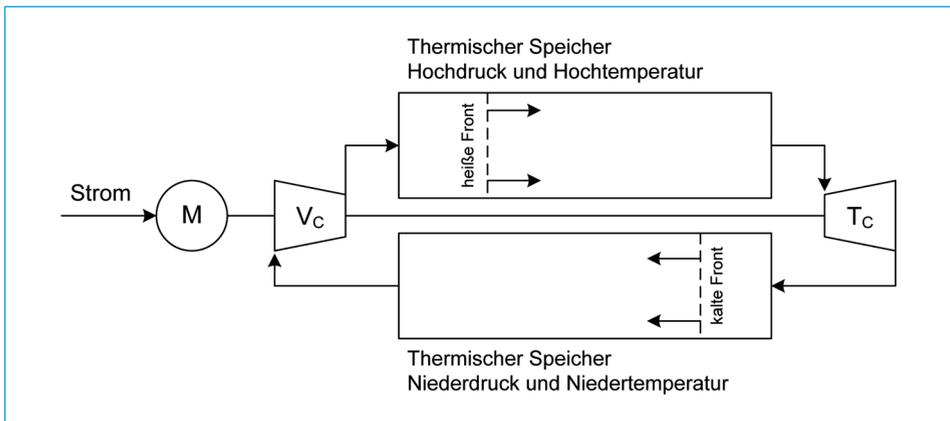


Abb. 26: Schema Ladevorgang für einen Thermopotentialspeicher

Quellen:

Desruets, T.; Ruer, J.; Fourmigué, J.: A thermal energy storage process for large scale electric applications. Applied Thermal Engineering, Nr. 30, 2010, pp. 425-432

White, A.: Thermodynamic analysis of pumped thermal electricity storage. Applied Thermal Engineering, Nr. 53, 2013

TenneT, TSO GmbH: Netzkennzahlen – Windenergieeinspeisung und Solarenergieeinspeisung. Online: Available: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen>; Zugriff am 16.07.2013

Der Entladevorgang (Abbildung 27) beinhaltet eine separate Verdichter-Turbinen-Kombination, die wie ein gewöhnlicher geschlossener Joule- (bzw. Brayton-) Prozess arbeitet.

Vorteile:

- + Unabhängig von geologischen Einschränkungen (im Gegensatz zu Druckluft- oder Pumpspeicherkraftwerken) [51]
- + Relativ hohes Wirkungsgradpotential (~67 % [51], 65-75 % [53])

Nachteile:

- Hoher apparatetechnischer Aufwand (Zwei Verdichter-/Turbineneinheiten) [51]
- Hochtemperaturspeicher auf erhöhtem Druck
- Notwendigkeit von zwei zusätzlichen Wärmeübertragern zur Kompensation der Prozessverluste (in den beiden Abbildungen nicht dargestellt)

Zur Umsetzung von Strom-Wärmespeicher-Strom-Konzepten auf Grundlage der Thermopotenzialspeicher bedarf es weiterer Forschung.

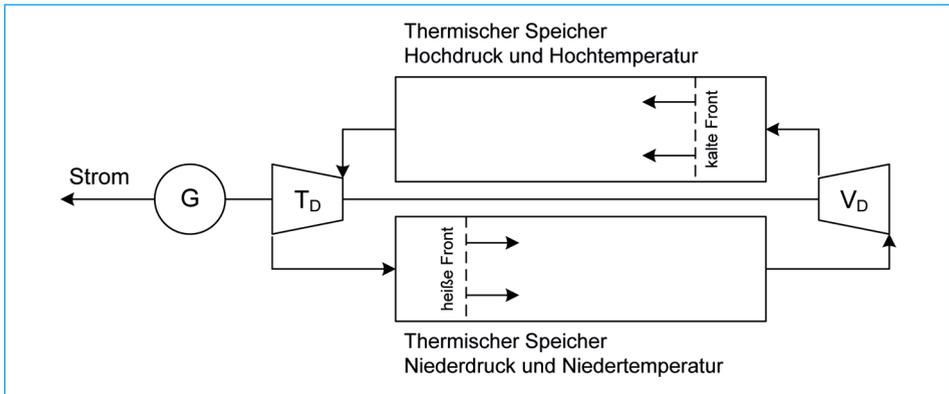


Abb. 27: Schema Entladevorgang eines Thermopotenzialspeichers

Quellen:

Desrues, T.; Ruer, J.; Fourmigué, J.: A thermal energy storage process for large scale electric applications. Applied Thermal Engineering, Nr. 30, 2010, pp. 425-432

White, A.: Thermodynamic analysis of pumped thermal electricity storage. Applied Thermal Engineering, Nr. 53, 2013

Morandin, M.; Maréchal, F.; Mercangoz, M.; Buchter, F.: Conceptual design of a thermo-electrical energy storage system based on heat integration of thermodynamic cycles e Part A: Methodology and base case. Energy, Nr. 45, pp. 375-385, 2012

## 7.4. Thermische Speicher

Für die Umsetzung von Speicher Konzepten wie z.B. Thermopotenzialspeicherkraftwerken oder adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken werden thermische Speicher für hohe Temperaturen benötigt. In diesem Kapitel wird daher ein Überblick über vorhandene Technologien gegeben. Bei thermischen Speichern kann anhand des Prinzips des Speicherprozesses zwischen sensiblen, latenten und chemischen Speichern unterschieden werden. Je nach Wärmeein- und austragsart wird weiter zwischen direkten und indirekten Speichern unterschieden [54]. Bei direkten Speichern ist im Gegensatz zu indirekten Speichern das Wärmeträgermedium mit dem Speichermedium identisch. Anstelle eines Wärmeträgermediums kann auch eine elektrische Heizung eingesetzt werden.

### Thermische Speicher für sensible (fühlbare) Wärme:

Sensible Wärmespeicher sind dadurch gekennzeichnet, dass die Wärmez- bzw. abfuhr im Lade- bzw. Entladevorgang stets mit einer Temperaturänderung des Mediums verbunden ist. Bei Feststoffen als Speichermedium sind keine direkten Wärmespeicher

möglich, sie benötigen zusätzlich ein Wärmeträgermedium, das flüssig oder gasförmig ist. Oft ist daher nicht die Einsatztemperatur des Speichermediums die begrenzende Größe, sondern die des Wärmeträgermediums oder Anlagenteile wie z.B. Dichtungen, die mit diesem in Kontakt kommen.

Um die Zeit der Stromerzeugung zu verlängern, ist bei solarthermischen Kraftwerken die Entwicklung von thermischen Speichern am weitesten fortgeschritten. Hierfür kommt z.B. flüssiges Salz als sensibler thermischer Speicher bereits zum Einsatz [55]. Bei Andasol I werden 25.000 Tonnen Flüssigsalzmischung aus  $\text{NaNO}_3$ - $\text{KNO}_3$  eingesetzt, wofür zwei Behälter mit jeweils 36 m Durchmesser und 14 m Höhe benötigt werden. Mit vollem Speicher kann dort die Leistung von 50 MW<sub>e</sub> für weitere 7,5 h bereitgestellt werden [56]. Kritisch bei diesem direkten Wärmespeicher ist, dass das verwendete Salz seinen Schmelzpunkt bei etwa 220°C hat, so dass diese Temperatur in Leitungen oder Armaturen nicht unterschritten werden darf.

Andere Konzepte gehen daher in Richtung indirekte Wärmespeicher. Diese Behälter können mit Salz oder Beton gefüllt sein, die mit berippten Rohren (für einen besseren Wärmeübergang) beheizt bzw. gekühlt werden. Dies hat zwar den Nachteil höherer Investitionskosten, garantiert jedoch einen geringeren Energieaufwand im Betrieb und eine höhere Anlagensicherheit [55]. Zudem können in einem indirekten Wärmespeicher auch Phasenwechselmaterialien mit höherer Speicherdichte eingesetzt werden. Für Temperaturen bis 400 °C eignet sich z.B. ein Betonspeicher von Ed. Züblin AG und ITT mit 400kWh Kapazität und einer Speicherdichte von 20 bis 50 kWh/m<sup>3</sup> [57].

### Latentwärmespeicher:

Latente Wärme ist die Enthalpieänderung, die ein Stoff beim Wechsel des Aggregatzustandes erfährt, wobei sich die Temperatur bei reinen Stoffen nicht und bei Stoffgemischen in einem Temperaturbereich ändert. Vorteil der Phasenwechselmaterialien (engl.: PCM = Phase Change Materials) ist die hohe spezifische latente Wärme, die in der Größenordnung Faktor 100 größer ist, als die Wärmekapazität. Bei den meisten Phasenwechselmaterialien ist jedoch die Wärmeleitfähigkeit geringer, so dass diese Größe den begrenzenden Faktor darstellt [58].

### Thermochemische Energiespeicher:

Bei thermochemischen Energiespeichern wird Wärme durch endotherme Reaktionen gebunden (Laden) und durch exotherme Reaktionen wieder freigesetzt (Entladen). Im Vergleich zu sensiblen und latenten thermischen Speichern haben thermochemische Energiespeicher sehr viel größere Speicherdichten, so dass sie sich besonders für große Kapazitäten eignen. Die Reversibilität und die Zyklenstabilität stehen im Vordergrund der Forschungsarbeiten zu thermochemischen Speichern [59].

### Medienübersicht für thermische Speicher:

In Abbildung 28 sind die Einsatztemperaturen und die Energiedichte (speicherbare Energie je Volumen) verschiedener Speichermedien dargestellt, wobei für die sensiblen Wärmespeicher die Energiedichte mit einer Temperaturänderung von 100 K berechnet wurde. Die Schüttdichten bzw. Leerraumanteile wurden nicht berücksichtigt.

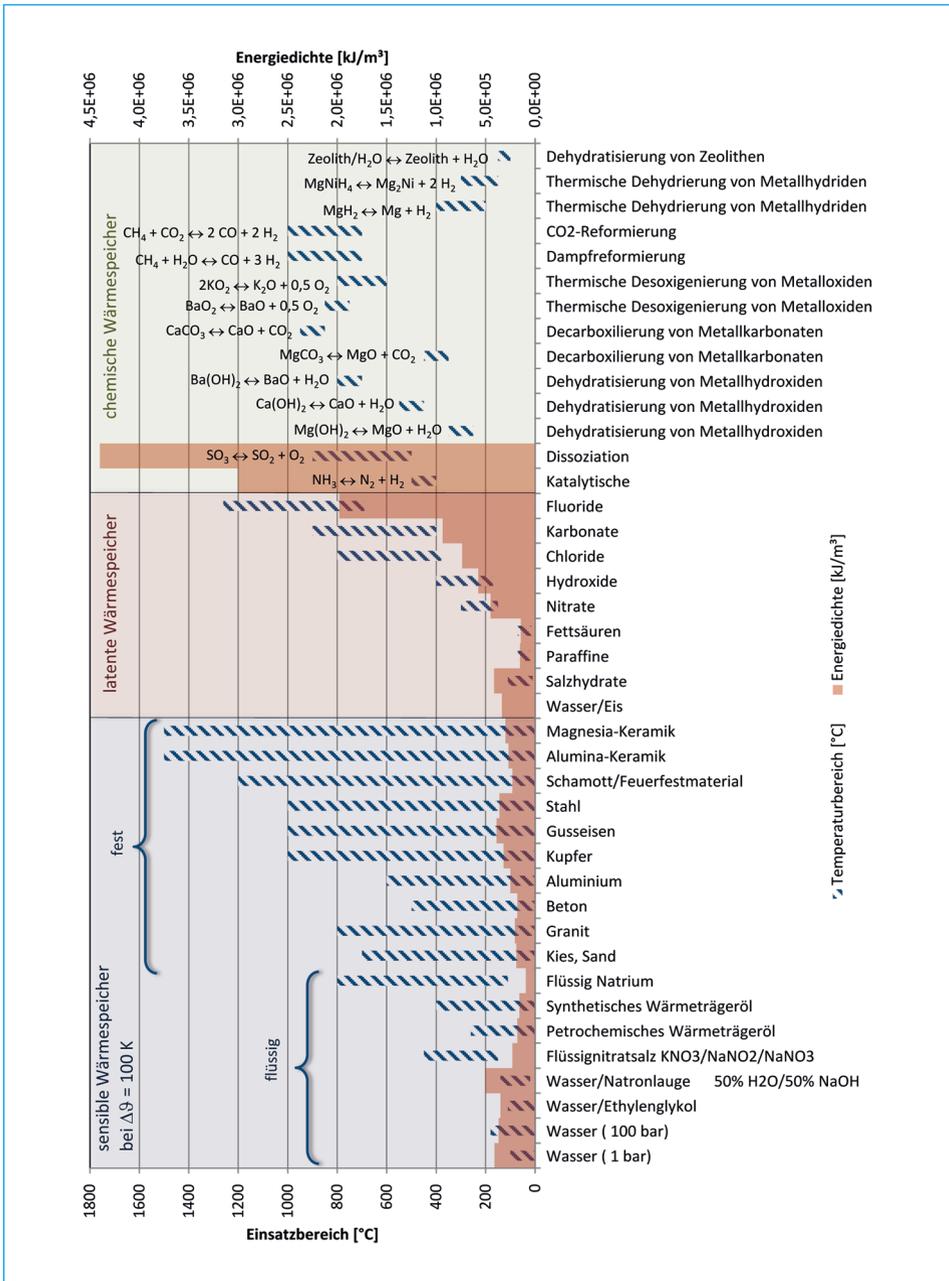


Abb. 28: Einsatzbereich und Energiedichte von Wärmespeichermedien mit Daten für chemische Wärmespeicher

Quellen:

Rbhan, E. (Hrsg.): Energiehandbuch – Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie. Berlin: Springer-Verlag, 2002

Tian, Y.; Zhao, C.: A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. Applied Energy, Nr. 104, pp. 538-553, 2013

## 8. Szenario

Mit Hilfe von Speichern soll die Versorgungssicherheit ohne das Vorhalten fossiler Reserveleistung sichergestellt werden. Randbedingungen sind die Entladeleistung, die Entladezeit und die Speicherdauer. Besteht außerdem das Ziel, das Netz bei hohem Aufkommen von Wind- und Solarstrom zu entlasten, stellen die Ladeleistung von Speichern und die Dauer des Ladens die entscheidenden Randbedingungen dar. Um einen Eindruck der Größenordnung für verschiedene Speichertechnologien zu erhalten wird ein Beispielszenario vorgestellt, bei dem folgende Daten angenommen werden:

Tab. 8: Szenario-Vorgaben

<b>Entladeleistung</b>	1.000	MW
<b>Entladezeit</b>	2	Tage
<b>Entladedarbeit</b>	48.000	MWh
	172.800.000	MJ
<b>Speicherzeit</b>	7	Tage

Die zu speichernde Energie entspricht somit etwa 1,5 % des durchschnittlichen Bruttostromverbrauchs Deutschlands in 2 Tagen. Gemäß Abbildung 12 wurden für diese Vorgaben die einzelnen Energieströme mit folgenden Randbedingungen überschlägig berechnet:

Tab. 9: Rahmenbedingungen für Szenarioberechnung

		<b>Pump- speicher- kraftwerk</b>	<b>Vanadium -Redox-Flow</b> [Cellstrom GmbH]	<b>H<sub>2</sub></b> ( 80 bar)	<b>CH<sub>4</sub></b> ( 80 bar)
Entladungsrate	1/d	$5,00 \cdot 10^{-4}$	$6,25 \cdot 10^{-5}$	0	0
Wirkungsgrad Prozesskette		80,0%	75,0%	45,0%	36,0%
Wirkungsgrad Entladen		89,4%	86,6%	60,0%	60,0%
Wirkungsgrad Laden		89,4%	86,6%	75,0%	60,0%
Speicherdichte	J/m <sup>3</sup>	$0,981 \cdot 10^{-6}$	$15,1 \cdot 10^{-6}$	$863 \cdot 10^{-6}$	$2870 \cdot 10^{-6}$
spezifische Energie	J/kg	$9,81 \cdot 10^{+2}$	$3,50 \cdot 10^{+4}$	$121 \cdot 10^{+6}$	$50,3 \cdot 10^{+6}$

Quelle: Cellstrom GmbH, *GILDEMEISTER energy solutions: CellCube - Das Batteriesystem der Zukunft*. Online: Available: [http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/\\$file/py1de13\\_cellcube.pdf](http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/$file/py1de13_cellcube.pdf); Zugriff am 13.08.2013

		<b>Pump- speicher- kraftwerk (100m)</b>	<b>Vanadium- Redox-Flow (Gilde- meister)</b>	<b>H<sub>2</sub></b> (80 bar)	<b>CH<sub>4</sub></b> (80 bar)
E0	MJ	$2,17 \cdot 10^{+8}$	$2,31 \cdot 10^{+8}$	$3,84 \cdot 10^{+8}$	$4,80 \cdot 10^{+8}$
E1	MJ	$1,94 \cdot 10^{+8}$	$2,00 \cdot 10^{+8}$	$2,88 \cdot 10^{+8}$	$2,88 \cdot 10^{+8}$
E2	MJ	$1,93 \cdot 10^{+8}$	$2,00 \cdot 10^{+8}$	$2,88 \cdot 10^{+8}$	$2,88 \cdot 10^{+8}$
E3	MJ	$1,73 \cdot 10^{+8}$	$1,73 \cdot 10^{+8}$	$1,73 \cdot 10^{+8}$	$1,73 \cdot 10^{+8}$
V	m <sup>3</sup>	$198 \cdot 10^{+6}$	$13,2 \cdot 10^{+6}$	$0,33 \cdot 10^{+6}$	$0,10 \cdot 10^{+6}$
m	kg	$1,98 \cdot 10^{+11}$	$5,71 \cdot 10^{+9}$	$2,38 \cdot 10^{+6}$	$5,73 \cdot 10^{+6}$
Flächen- verbrauch*		276,9	18,5	0,47	0,14

Tab. 10:

Ergebnisse Szenarioberechnung

\* Als Anzahl von Fußballfeldern, wenn die Speicherhöhe jeweils 100 m beträgt

Das Szenario ist so gewählt, dass der Speicher fossile Reserveleistung von 1GW Leistung kompensieren könnte. Die CAES-Technologie wurde für dieses Szenario nicht betrachtet, da es sich um eine Kombination aus Speicher und fossilem Kraftwerk handelt.

## 9. Zusammenfassung

Für die Integration EE in das bestehende Stromnetz werden verstärkt Speichertechnologien benötigt, die lang andauernde Fluktuationen der Strombereitstellung ausgleichen können. Da die Standorte für Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland bereits ausgeschöpft sind, müssen andere Technologien umgesetzt werden. Sehr vielversprechend ist die Umwandlung von Strom in Methan (mittels Elektrolyse und Methanisierung). Weiterer Forschung bedarf es u.a. bei der Effizienzsteigerung z.B. durch die Kombination mit Industrie- und Kraftwerksprozessen zur Bereitstellung des CO<sub>2</sub>. Die Druckluftspeicherkraftwerke sind in der diabaten Funktionsweise Stand der Technik, jedoch sind diese aufgrund des Verbrauchs fossiler Energie zukünftig nicht erstrebenswert. Hinsichtlich adiabater Druckluftspeicher bedarf es weiterer Forschung insbesondere auch in Richtung Wirtschaftlichkeit der aufwändigeren Anlagentechnik. Großes Entwicklungspotential weisen Konzepte mit Wärme als gespeicherter Energieform und der anschließenden Rückverstromung auf. Verschiedene Konzepte müssen hierfür analysiert und verglichen werden. Durch den Vergleich grundlegender Kennwerte von Speichertechnologien wird festgestellt, dass verschiedenste Technologien jeweils ein Anwendungsgebiet optimal bedienen, in einem anderen jedoch weniger geeignet sein können. Dadurch schließen sich die Technologien nicht gegenseitig aus, sondern ergänzen sich in Bezug auf verschiedene Anwendungsfälle.

Bereits auf dem Weg zu einer Vollversorgung sind Speicher notwendig, da sonst fast der komplette fossile Kraftwerkspark als Leistungsreserve erhalten bleiben muss. Bisher wird jedoch nur die zur Verfügung gestellte elektrische Energie vergütet und nicht das Bereithalten von Reserve- oder Speicherkraftwerken. Das führt aus wirtschaftlicher Sicht zur Abschaltung fossiler Kraftwerke und hemmt gleichzeitig die Errichtung von Speicherkraftwerken. Daher ist eine Regulierung notwendig, mit der dafür gesorgt wird, dass tatsächlich genügend Reserveleistung (in Form von Reserve- oder/und Speicherkraftwerken) bereitgestellt wird. Die Bundesnetzagentur fordert daher ein *Marktdesign, das Investitionen in gesicherte Leistung attraktiv macht* [60]. Dies kann z.B. durch einen Kapazitätsmarkt, bei dem die Vorhaltung von Leistung vergütet wird, realisiert werden [1]. Die Reservekraftwerksverordnung (verabschiedet am 12.06.2013) stellt einen ersten Schritt zur Gewährleistung von ausreichenden Reservekraftwerkskapazitäten dar.

Aus diesem Artikel wird deutlich, dass eine Speicherung von überschüssigem Strom aus EE zu hundert Prozent nicht in naher Zukunft möglich sein wird. Eine Kombination aus verschiedenen Einzelmaßnahmen ist notwendig, um erfolgreich auf EE umzusteigen: Zum einen ist der Netzausbau notwendig um dezentral bereitgestellten Strom aus fluktuierenden Quellen an Verbraucher in ganz Deutschland/Europa zu übertragen. Zum anderen ist eine Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke hilfreich um die Leistung je nach Nachfrage besser regeln zu können.

Des Weiteren kann die Nachfrage zum Teil durch eine intelligente Steuerung – Stichwort *Demand Side Management* – flexibilisiert werden. Stromspeicher bieten die Möglichkeit Überschussstrom zu speichern und zeitlich verzögert wieder in das Netz einzuspeisen. Je höher der Anteil an EE im Strommix ist, desto extremer fallen die Angebotsüberschüsse und -defizite aus. Durch den Einsatz von Speichern können im Idealfall diese Spitzen weitestgehend geglättet werden.

### 10. Abkürzungen

A	Akkumulator
AA-CAES	adiabates Druckluftspeicherkraftwerk
CAES	Druckluftspeicherkraftwerk (compressed air energy storage)
Li-Ion-A.	Lithium-Ionen-Akkumulator
M	Motor
Na-S-A.	Natrium-Schwefel-Akkumulator
Ni-Cd-A.	Nickel-Cadmium-Akkumulator
Oxyfuel	Oxidation des Brennstoffes mit Sauerstoff und rezirkuliertem Abgas
Pb-Säure-A.	Blei-Säure-Akkumulator
PS-KW	Pumpspeicherkraftwerk
SMES	Supraleitender Magnetischer Energiespeicher
Vc, TC	Verdichter, Turbine für Ladevorgang (charging)
VD, TD	Verdichter, Turbine für Entladevorgang (discharging)
V-R-Flow	Vanadium-Redox Flow
Zn-Br-Flow	Zink-Brom Flow

### 11. Literaturverzeichnis

- [1] Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; de Tena, D. L.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; von Oehsen, A.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M.; Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energie in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU-Leitstudie 2011 – Schlussbericht, 2012
- [2] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen: BMWi, 08.03.2013. Online: Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/eignung-von-speichertechnologien-zum-erhalt-der-systemsicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>; Zugriff am 30.05.2013
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, 28.02.2013. Online: Available: [http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland/?tx\\_ttnews\[backPid\]=253](http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland/?tx_ttnews[backPid]=253). Zugriff am 12.06.2013

- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): Endbericht: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt, 15.08.2012. Online: Available: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht\\_Integration\\_EE.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht_Integration_EE.pdf); Zugriff am 30.05.2013
- [5] Jeschke, R.; Henning, B.; Schreier, W.: Hitachi Power Europe GmbH, Bern, Schweiz 2011
- [6] Bundesnetzagentur: Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12. 03.05.2012. Online: Available: [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/berichte-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/berichte-node.html); Zugriff am 12.06.2013
- [7] Ecofys Germany GmbH: Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und d§ 13 Abs. 2 EnWG – Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2010 und 2011. 08.2012. Online: Available: <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-2012-abschaetzung-einspeisemanagement.pdf>; Zugriff am 13.06.2013
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energie in Deutschland – Trends und Hintergründe zur Energieversorgung. Bontfatts GmbH, Paderborn, 2013
- [9] Kost, C.; Schlegl, T.; Thomsen, J.; Nold, S.; Mayer, J.: Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. 30.05.2012. Online: Available: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>. [Zugriff am 31.07.2013].
- [10] Statistisches Bundesamt: Pressemitteilung: Deutschland exportiert auch 2012 mehr Strom als es importierte. 02.04.2013. Online: Available: [https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2013/04/PD13\\_125\\_51pdf.pdf;jsessionid=9B3CFF67114B044F35F705FC7D72E45A.cae4?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/PresseService/Presse/Pressemitteilungen/2013/04/PD13_125_51pdf.pdf;jsessionid=9B3CFF67114B044F35F705FC7D72E45A.cae4?__blob=publicationFile); Zugriff am 10.06.2013
- [11] Öko-Institut e.V.: Auswirkungen des deutschen Kernenergie-Ausstiegs auf den Stromaustausch mit den Nachbarländern. 31.01.2013. Online: Available: [http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user\\_upload/themen/atomkraft/Greenpeace-Studie\\_Atomstromimporte\\_Jan13\\_deutsch.pdf](http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/atomkraft/Greenpeace-Studie_Atomstromimporte_Jan13_deutsch.pdf); Zugriff am 10.06.2013
- [12] Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. 02.2012. Online: Available: [www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Fakten%20zur%20PV%20120202.pdf](http://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Fakten%20zur%20PV%20120202.pdf); Zugriff am 15.07.2013
- [13] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 – Grafiken und Tabellen. 02.2013. Online: Available: [http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-im-jahr-2011/?tx\\_ttnews\[backPid\]=632](http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/mediathek/downloads/detailansicht/artikel/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-im-jahr-2011/?tx_ttnews[backPid]=632); Zugriff am 16.04.2013
- [14] 50Hertz Transmission GmbH: Kennzahlen - Windenergie und Photovoltaik. Online: Available: <http://www.50hertz.com/de/Netzkennzahlen.htm>; Zugriff am 16.07.2013
- [15] Amprion GmbH: Netzkennzahlen – Windenergieeinspeisung und Photovoltaikeinspeisung. Online: Available: <http://www.amprion.net/netzkennzahlen>; Zugriff am 16.07.2013
- [16] TenneT, TSO GmbH: Netzkennzahlen – Windenergieeinspeisung und Solarenergieeinspeisung. Online: Available: <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen>; Zugriff am 16.07.2013
- [17] TransnetBW GmbH: Kennzahlen - Erneuerbare Energien. Online: Available: <http://www.transnetbw.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/>; Zugriff am 16.07.2013
- [18] 50 Hertz: Eckzahlen zur Windenergie 2012. Online: Available: [http://www.50hertz.com/cps/rde/xcchg/trm\\_de/hs.xml/151.htm?rdeLocaleAttr=de&&rdeCOQ=SID-CD7CE2AC-4BC666A6](http://www.50hertz.com/cps/rde/xcchg/trm_de/hs.xml/151.htm?rdeLocaleAttr=de&&rdeCOQ=SID-CD7CE2AC-4BC666A6); Zugriff am 29.07.2013
- [19] Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV). 2007. Online: Available: [www.gesetze-im-internet.de](http://www.gesetze-im-internet.de)

- [20] DIN V 18599-1 Ber 1:2013-05
- [21] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Zahlen und Fakten - Energiedaten. 06.02.2013. Online: Available: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>; Zugriff am 10.06.2013
- [22] IINAS GmbH – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -Strategien: Excel-Da-tei mit ausgewählten Ergebnisdaten für Energiesysteme aus GEMIS 4.81. 2013. Online: Available: <http://www.iinas.org/gemis-download-de.html>. Zugriff am 23.07.2013
- [23] International Electrotechnical Commission: Efficient electrical energy transmission and distri-bution. 2007. Online: Available: [www.iec.ch](http://www.iec.ch); Zugriff am 25.07.2013
- [24] Statistisches Bundesamt: D-STATIS; Erzeugung. 2013. Online: Available: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/BilanzElektrizitaets-versorgung.html>; Zugriff am 25.07.2013
- [25] Ragone, D.: Review of Battery Systems for Electrically Powered Vehicles. SAE Technical Paper 680453, 1968
- [26] Evans, A.; Strezov, V.; Evans, T. J.: Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012
- [27] Mahnke, E.; Mühlhoff, J.: [www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de). Stand Dezember 2011. Online: Available: [http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57\\_Renews\\_Spezial\\_Stromspeichern\\_mar12\\_online\\_01.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/57_Renews_Spezial_Stromspeichern_mar12_online_01.pdf); Zugriff am 16.04.2013
- [28] Fuchs, G.; Lunz, B.; Leuthold, M.; Sauer, U.: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. 09.2012. Online: Available: [http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf); Zugriff am 01.07.2013
- [29] Rabiee, A.; Khorramdel, H.; Aghaei, J.: A review of energy storage systems in microgrids with wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Nr. 18, pp. 316-326, 2013
- [30] Lai, Q.; Zhang, H.; Li, X.; Zhang, L.; Cheng, Y.: A novel single flow zincbromine battery with improved energy density. *Journal of Power Sources*, Nr. 235, pp. 1-4, 2013
- [31] Voith GmbH: Pumpspeicherkraftwerke. Online: Available: <http://www.voith.com/de/maerkte-branchen/branchen/wasserkraft/pumpspeicherkraftwerke-541.html>; Zugriff am 13.08.2013
- [32] Steward, D.; Saur, G.; Penev, M.; Ramsden, T.: Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage. 11.2009. Online: Available: <http://www.nrel.gov/docs/>; Zugriff am 21.06.2013
- [33] Cellstrom GmbH, GILDEMEISTER energy solutions: CellCube – Das Batteriesystem der Zu-kunft. Online: Available: [http://www.dmg.com/query/internet/v3/igp.pdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/\\$file/py1de13\\_cellcube.pdf](http://www.dmg.com/query/internet/v3/igp.pdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/$file/py1de13_cellcube.pdf); Zugriff am 13.08.2013
- [34] Gatzen, C.: The economics of power storage / theory and empirical analysis for Central Europe. Dissertation Univ. Köln, München: Oldenbourg Industrieverlag, 2008
- [35] Poullikkas, A.: A comparative overview of largescale battery systems for electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Nr. 27, pp. 778-788, 2013
- [36] Römpf, H.; Chemie-Lexikon, online Ausgabe, Georg Thieme Verlag, 2012
- [37] Sachverständigenrat für Umweltfragen: Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung - Sondergutachten. 2011. Online: Available: [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02\\_Sondergutachten/2011\\_07\\_SG\\_Wege\\_zur\\_100\\_Prozent\\_erneuerbaren\\_Stromversorgung.pdf?jsessionid=104BD730DE097A4B2A136397071B80C1.1\\_cid335?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?jsessionid=104BD730DE097A4B2A136397071B80C1.1_cid335?__blob=publicationFile); Zugriff am 14.08.2013
- [38] Morandin, M.; Maréchal, F.; Mercangoz, M.; Buchter, F.: Conceptual design of a thermo-electrical energy storage system based on heat integration of thermodynamic cycles e Part A: Methodology and base case. *Energy*, Nr. 45, pp. 375-385, 2012

- [39] Crotofino, F.; Mehmeyer, K. U.; Scharf, R.: Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation. Meeting Orlando, USA, 2001
- [40] Linke, G.: Zukünftige Strukturen der Energiespeicherung – die Rolle von Erdgas. In: s Erneuerbare Energien – Strategien und Forschung, Energierecht und -wirtschaft, Netze und Speicher, Bd. 5. Neuruppin: TK Verlag Thomé-Kozmiensky, 2011, pp. 237-243
- [41] 100 Prozent erneuerbar stiftung: 100% Erneuerbar. 2010. Online: Available: <http://blog.100-prozent-erneuerbar.de/wordpress/2011/03/23/windgas-%E2%80%93-oder-wie-man-mit-fluktuierendem-okostrom-eine-sichere-energieversorgung-ermoglicht-2/>; Zugriff am 21.06.2013
- [42] Smolinka, T.; Rau, S.; Hebling, C.: Polymer Electrolyte Membrane (PEM) Water Electrolysis. Hydrogen and fuel cells – fundamentals, technologies and applications, 2010
- [43] Beckmann, M.; Pieper, C.; Scholz, R.; Muster, M.: Perspektiven für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien – Teil II: Speicherbedarf, Regionale Demonstrationseinheit und Ausblick,“ Wasser und Abfall, Nr. Heft 9, 2012, pp. 20-27
- [44] AUDI AG: Pressemitteilung: Weltpremiere: Audi eröffnet Power-to-Gas-Anlage. 25.06.2013. Online: Available: [https://www.audi-mediaservices.com/publish/ms/content/de/public/pressemitteilungen/2013/06/25/weltpremiere\\_\\_audi.html](https://www.audi-mediaservices.com/publish/ms/content/de/public/pressemitteilungen/2013/06/25/weltpremiere__audi.html); Zugriff am 16.08.2013
- [45] Neupert, U.; Euting, T.; Kretschmer, T.; Notthoff, C.; Ruhlig, K.; Weimert, B.: Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. 2009. Online: Available: <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-897426.pdf>; Zugriff am 28.05.2013
- [46] PowerSouth Energy Cooperative: PowerSouth Energy Cooperative. 2010. Online: Available: [http://powersouth.com/mcintosh\\_power\\_plant/mcintosh\\_power\\_plant/compressed\\_air\\_energy](http://powersouth.com/mcintosh_power_plant/mcintosh_power_plant/compressed_air_energy); Zugriff am 20.06.2013
- [47] Sandia Corporation: DOE International Energy Storage Database. 2012. Online: Available: <http://www.energystorageexchange.org/projects/136>; Zugriff am 20.06.2013
- [48] Zunft, S.; e. al.: Adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. In: Beckmann, M.; Hurtado, A.; (Hrsg.): Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 3. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2011
- [49] Schulze, C.: Thermopotentialspeicher – Energiespeicher der Zukunft. Neuruppin: Beckmann, M.; Hurtado, A. (Hrsg.), 2011
- [50] White, A.; Geoff, P.; Karkides, C. N.: Thermodynamic analysis of pumped thermal electricity storage. Applied Thermal Engineering, 2013, pp. 291-298,
- [51] Desrues, T.; Ruer, J.; Fourmigué, J.: A thermal energy storage process for large scale electric applications. Applied Thermal Engineering, Nr. 30, 2010, pp. 425-432
- [52] White, A.: Thermodynamic analysis of pumped thermal electricity storage. Applied Thermal Engineering, Nr. 53, 2013
- [53] Schulz, C.; Jahns, F.; Spieker, S.: Thermopotentialspeicher - Energiespeicher der Zukunft. In: s Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung – Band 3. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky. 2011, pp. 553-564
- [54] Rbhan, E. (Hrsg.): Energiehandbuch – Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie. Berlin: Springer-Verlag, 2002
- [55] Hueck, U.: Großtechnische Nutzung der Sonnenenergie. In: Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung, Band. 4. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2012, pp. 719-728
- [56] Schumacher, W.; Schwarzer, K.; Stukenbrock, P.; Rodriguez, N.: Entwicklung und Anwendungsgebiete solarthermischer Kraftwerke. In: s Erneuerbare Energien – Eratzbrennstoffe, Biomasse und Biogas, Solar- und Windenergie, Band 2. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2009, pp. 401-434

- [57] Brendel, T.; Drück, H.; Heidemann, W.; Kerskes, H.; Müller-Steinhagen, H.; Pitz-Paal, R.; Sattler, C.; Tamme, R.: Thermische Solartechnik für die Bereitstellung von Kälte, Wärme und Strom. In: s Erneuerbare Energien - Strategien und Forschung, Energierecht und –Wirtschaft, Band 3. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2010, pp. 239-253
- [58] Tian, Y.; Zhao, C.: A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications. *Applied Energy*, Nr. 104, pp. 538-553, 2013
- [59] Schaube, F.: Untersuchungen zur Nutzung des CaO/Ca(OH)<sub>2</sub>-Reaktionssystems für die thermochemische Wärmespeicherung (Dissertation), Stuttgart: Verlag Dr. Hut, 2013
- [60] Präsident der Bundesnetzagentur, Homann, J.: Impulsvortrag zur Podiumsdiskussion: Die Rechnung bitte! – BDEW Leitveranstaltung: Smart Renewables 2013, Berlin, 27.02.2013. Online: Available: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Reden/2013/Homann130227BDEWSmartRenewables.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Reden/2013/Homann130227BDEWSmartRenewables.pdf?__blob=publicationFile&v=2); Zugriff am 12.06.2013
- [61] Umweltbundesamt: Entwicklung der energiebedingten Emissionen von 1990 bis 2011. 12.2012. Online: Available: <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/publikationen.htm>.; Zugriff am 12.06.2013
- [62] Murphy, J. D.; Browne, J.; Allen, E.; Gallagher, C.: The resource of biomethane, produced via biological, thermal and electrical routes, as a transport biofuel. *Renewable Energy*, Nr. 55, pp. 474-479, 2013



# Die Flamme immer im Blick

## Der innovative LAMTEC Flammenwächter F300K in Kompaktbauweise



- ▲ SIL3 nach DIN EN 61508
- ▲ Selbstlernfunktion und interne Justierhilfe
- ▲ grafische Menüführung, PC-Diagnosetool
- ▲ zwei Bedienebenen: Standard und Experte
- ▲ digitale Bewertung der Flammenfrequenz in zwei Frequenzbändern mit je sieben Frequenzbereichen 5...210 Hz
- ▲ 3 vorwählbare Betriebsarten
- ▲ mehr Infos und Spezifikationen unter [www.lamtec.de/produkte](http://www.lamtec.de/produkte)

### LAMTEC

Meß- und Regeltechnik für  
Feuerungen GmbH & Co. KG

Wiesenstraße 6  
D-69190 Walldorf

Tel.: +49 6227 6052-0  
Fax: +49 6227 6052-57

[info@lamtec.de](mailto:info@lamtec.de)



[www.lamtec.de](http://www.lamtec.de)