

Hochschule Magdeburg-Stendal
Fachbereich Ingenieurwissenschaften und Industriedesign (IWID)
Institut für Elektrotechnik

Masterarbeit

zur Erlangung des Grades eines "Master of Engineering"
im Studiengang Regenerative und Rationelle
Gebäudeenergiesysteme

**Thema: "Energiespeicher als Unterstützung zur Energieversorgung
im elektrischen Verteilungs- und Übertragungsnetz"**

Eingereicht von: **Sven Denecke**

Angefertigt für: Hochschule Magdeburg-Stendal

Matrikel: E 2009

Ausgabetermin: 14. Juli 2014

Abgabetermin: 01. Dezember 2014

1. Betreuer: Herr Prof. Dr.-Ing. Jan Mugele

2. Betreuer: Herr Prof. Dr.-Ing. Hans-Ulrich Bake

.....
1. Prüfer

.....
2. Prüfer

Abstract

Denecke, Sven

Hochschule Magdeburg – Stendal

Fachbereich Ingenieurwissenschaften und Industriedesign

Masterarbeit-Nr.: 20092472

81 Seiten.; 23 Abbildungen.; 35 Tabellen.; 4 Anlagen auf beigefügter CD

Bei der Untersuchung von Elektroenergiespeicher als Unterstützung im Bereich des Verteilungs- und Übertragungsnetzes (Bereich der 110 kV) sollen die zur Verfügung stehenden Speichertechniken und ihre Reaktion auf Netzschwankungen sowie ihre Dynamik bei Angebots- und Nachfrageschwankungen betrachtet werden. Die Fragestellung soll dahingehend untersucht werden, welche Speicherlösungen derzeit am Markt positioniert sind und wie deren Netzintegration in das Verteilungs- und Übertragungsnetz realisiert wurde.

Electrical energy storages support the distribution and transmission network in the sector of 110 kV. The available storage technology will be investigated in this thesis. The reaction on main power fluctuations and the dynamic of supply and demand fluctuations will be focused. Furthermore the storages, which are actually on the market and the realization of their integration the distribution and transmission network even will be investigated.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	I
Abbildungsverzeichnisse	I
Tabellenverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnisse	IV
1. Einführung	1
1.1 Einleitung	1
1.2 Thesis der Arbeit	3
2. Energiespeicher	4
2.1 Druckluftspeicher	8
2.2 Pumpspeicherkraftwerke.....	12
2.3 Battery Energy Storage.....	16
2.3.1 Batterie-Systeme	16
2.3.2 Redox-Flow	25
2.4 Energiespeicher Erdgasnetz	30
2.4.1 Wasserstoffherzeugung	31
2.4.2 Wasserstoffspeicher	32
2.4.3 Methanisierung	32
2.4.4 Energieerzeugung.....	34
2.5 Übersicht von Kurzzeitspeicher	35
2.5.1 Supraleitende Magnetische Energiespeicher	35
2.5.2 Doppelschichtkondensatoren	38
2.5.3 Schwungradspeicher.....	40
2.6 Sonstige Speicher	42
2.6.1 Brennstoffzellen	42
2.6.2 Nickel-Eisen und Nickel-Metallhydrid-Batterien.....	42
2.6.3 Natrium-Nickelchlorid-Batterie	43
2.6.4 Wärmespeicher	43
2.6.5 Ringwallspeicher.....	44
3. Dynamik und Netzintegration von Energiespeichern	45
3.1 Anforderungen durch die Netzbetreiber	46
3.1.1 Anforderungen an Energiespeicher	46
3.1.2 Anforderungen an Erzeuger durch den Netzbetreiber.....	52
3.1.3 Anforderungen an ein Inselnetz	56
3.1.4 Zusammenfassung der Anforderungen	58

3.2 Dynamik der betrachteten Energiespeicher	59
3.2.1 Einteilung der Speichertechnologien	60
3.2.2 Systemdienstleitung der Energiespeicher	61
3.2.3 Platzbedarf und Ausbaufähigkeit	62
3.2.4 Einsatz von Speichern in Abhängigkeit von der Energiedichte	63
3.3 Netzintegrationen von Energiespeichern	64
4. Zusammenfassung.....	67
5. Fazit und Ausblick	71
Quellenverzeichnis	73
Selbstständigkeitserklärung	81
Anhang	

Abbildungsverzeichnisse

Abbildung 1: Übersicht über stationäre Energiespeichersysteme	5
Abbildung 2: Size and time scales of storage options	6
Abbildung 3: Peak Shaving und Load Leveling.....	7
Abbildung 4: Funktionsprinzip einer CAES-Anlage.....	8
Abbildung 5: Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerks	12
Abbildung 6: Typischer Aufbau einer Na-S-Batterie	20
Abbildung 7: Ladung- und Entladung einer Li-Mangan Batterie	21
Abbildung 8: Funktionsprinzip von Redox-Flow Batterien.....	25
Abbildung 9: Funktionsweise des Regenesys-Systems	28
Abbildung 10: Erdgasnetz von Deutschland	30
Abbildung 11: Darstellung der Umwandlungsmöglichkeiten von Wasserstoff.....	33
Abbildung 12: Anbindung SMES-Speicher	36
Abbildung 13: Aufbau eines DSK-Speichers.....	38
Abbildung 14: Anbindung eines Schwungrades	40
Abbildung 15: Ringwallspeicher für das Flachland	44
Abbildung 16: Benutzungsgrad und Windgeschwindigkeiten.....	48
Abbildung 17: Extremwerte untersuchter Szenarien ohne Speichereinsatz.....	49
Abbildung 18: Verweilzeit von Solarenergie und Windenergie	50
Abbildung 19: Spannungsebenen in der Bundesrepublik Deutschland	64
Abbildung 20: Netzstrukturen mit volatilen Erzeugern und Energiespeichern.....	66
Abbildung 21: Einbindung des WP Rakkasho in das Energieverteilungsnetz.....	66
Abbildung 22: Effizienz der Energiespeicher	67
Abbildung 23: Energiedichten der Energiespeicher	68

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Einteilung des Leistungsbereiches nach Spannungsebene	5
Tabelle 2: Übersicht der Parameter von CAES – Anlagen	10
Tabelle 3: Übersicht der Parameter von AA-CAES – Anlagen	10
Tabelle 4: Übersicht der verschiedenen CAES Anlagen	11
Tabelle 5: Übersicht der Parameter von Pumpspeicher – Anlagen	14
Tabelle 6: Übersicht der verschiedenen Pumpspeicher - Anlagen	15
Tabelle 7: Übersicht der Parameter von Lead Acid – Anlagen.....	18
Tabelle 8: Übersicht der verschiedenen Lead Acid - Anlagen.....	18
Tabelle 9: Übersicht der Parameter von Ni-Cd – Anlagen	19
Tabelle 10: Übersicht der verschiedenen Ni-Cd - Anlagen	19
Tabelle 11: Übersicht der Parameter von Na-S – Anlagen	21
Tabelle 12: Übersicht der verschiedenen Na-S - Anlagen	21
Tabelle 13: Übersicht der Parameter von Li-Ionen – Anlagen.....	23
Tabelle 14: Übersicht der verschiedenen Li-Ionen - Anlagen	23
Tabelle 15: Übersicht der Parameter von Zink-Brom – Anlagen.....	24
Tabelle 16: Übersicht der verschiedenen Zink-Brom - Anlagen.....	24
Tabelle 17: Übersicht der Parameter von Vanadium-Redox-Flow – Anlagen.....	27
Tabelle 18: Übersicht der verschiedenen Vanadium-Redox-Flow - Anlagen	27
Tabelle 19: Übersicht der Parameter von Polysulfid-Brom – Anlagen	29
Tabelle 20: Übersicht der verschiedenen Polysulfid-Brom - Anlagen	29
Tabelle 21: Übersicht der verschiedenen Wasserstoffherzeuger - Anlagen in Deutschland	31
Tabelle 22: Übersicht der Parameter von SMES – Anlagen	36
Tabelle 23: Übersicht der verschiedenen SMES - Anlagen	36
Tabelle 24: Übersicht der Parameter von DSK – Anlagen	39
Tabelle 25: Übersicht der verschiedenen DSK - Anlagen	39
Tabelle 26: Übersicht der Parameter von Schwungradspeicher – Anlagen	41
Tabelle 27: Übersicht der verschiedenen Schwungradspeicher - Anlagen	41
Tabelle 28: Übersicht der Parameter von Na-NiCl ₂	43
Tabelle 29: Zusammenstellung der Szenarien.....	47

Tabelle 31: Zusammenfassung der untersuchten Energiespeicher	59
Tabelle 31: Leistungsgrößen der betrachteten Energiespeicher	60
Tabelle 32: Systemdienstleistungen der Speichertechnologien	61
Tabelle 33: Ausbaufähigkeit und Platzbedarf von ausgewählten Energiespeichern	62
Tabelle 34: Übersicht der Speicher zum Parameter Energiedichte	63
Tabelle 35: Vergleich der Investitionskosten derzeitiger leistungsstarker Energiespeicher	69

Abkürzungsverzeichnisse

AA-CAES	Adiabatic - Compressed Air Energy Storage
BESS	Batterie Energy Storage System
BHKW	Blockheiz-Kraftwerk
BMFT	Bundesministerium für Forschung und Technologie
CAES	Compressed Air Energy Storage
DC 2007	Distribution Code, August 2007
DSK	Doppelschichtkondensatoren
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien Gesetz
ESS	Energy Storage System
ETSO	European Transmission System Operators
FESS	Flywheel Energy Storage System
GuD-Kraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk
H ₂	Wasserstoff
HS	Hochspannung (110 – 200 kV)
KACST	King Abdulaziz City for Science and Technology
Lead Acid	Blei-Säure-Batterien
Li-Ionen	Lithium-Ionen-Batterie
MR	Minutenreserve
MS	Mittelspannung (6 – 60 kV)
Na-S	Natrium-Schwefel Batterie
NaNiCl ₂	Natrium-Nickelchlorid-Batterie, auch ZEBRA-Batterie
Ni-Cd	Nickel-Cadmium-Batterie
NS	Niederspannung (0,4 - 1 kV)
P ₂ G	Power to Gas
PV	Photovoltaik
SEI	Somitono Electric Industries Ltd.
SMES	Super Magnetic Energy Storage
TC 2007	Transmission Code, August 2007
TEPCO	Tokyo Electric Power Company
UCTE	Union for the Cooperation of Transmission of Electricity, seit 1999 ETSO
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VRB	Vanadium-Redox-Batteries
WEA	Windenergieanlage
WKA	Windkraftanlage

1. Einführung

1.1 Einleitung

Energiespeicher sind in der Niederspannungsebene, speziell in Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern, in Gebrauch. Sie werden dort vorrangig zur Speicherung von Photovoltaikstrom eingesetzt. Energiespeicher können allerdings auch als Leistungsspeicher in anderen Spannungsebenen eingesetzt werden. Im Verteilungs- und Übertragungsnetz sind derzeit viele volatile regenerative Erzeuger angeschlossen, die mit den konventionellen Kraftwerken konkurrieren. Durch die politische Vorgabe zur Erfüllung des Kyoto-Protokolls, die CO₂-Emissionen bis 2050 um 80 % des Bezugsjahres 1990 zu verringern /2:i/ ist die Umstrukturierung und Ausbau der Erzeugerlandschaft angeregt wurden. Des Weiteren wurde nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima der Atomausstieg bis 2022 beschlossen. Der Wegfall der Atomkraftwerke soll bis 2030 vermehrt durch den Ausbau von regenerativen volatilen Erzeugern sowie Kohlekraftwerken bewältigt werden. Eine Erhöhung der regenerativen Erzeuger auf 50 % ist vorgesehen.

Ebenso soll ein Netzausbau des Verteilungs- und Übertragungsnetzes erfolgen, um elektrische Energie, die im Norden Deutschlands von Offshore-Windkraftanlagen erzeugt wurde, in den Süden Deutschlands und Europas zu transportieren. Um die dafür notwendige Erzeugerleistung bereitzustellen soll die Leistung der Offshorekapazitäten bis 2030 auf 2500 MW anwachsen /2:12/.

Bisher wurde nur ein Viertel des Netzausbaus fertiggestellt und langjährige Genehmigungsverfahren verhindern einen notwendigen schnellen Ausbau /48/. Energiespeicher können in diesem Szenario im elektrischen Verteilungs- und Übertragungsnetz für einen Ausgleich und eine Verringerung des Ausbausvolumens der Stromnetze sorgen. Derzeitige Speicherkapazitäten sind allerdings fast ausschließlich auf Pumpspeicherkraftwerke begrenzt. Schreitet der Ausbau regenerativer Erzeuger weiterhin so schnell voran ist eine nicht nutzbare Überproduktion nicht mehr auszuschließen /5:69/.

Dass ein Netzausbau oder der Ausbau von Speicherkapazitäten unabdingbar ist, zeigt dabei nicht nur der großräumige Stromausfall von 2006, an denen die Mayer-Werft beteiligt war. Aufgrund von Fehlern im Netzmanagement kam es bei gleichzeitig hohem Windaufkommen sowie Solarstrahlung zu einer hohen Erzeugerleistung im Norden Deutschlands /27:112/. Durch Abschalten einer wichtigen Verbindung für das Verbringen eines fertiggestellten Schiffes der Mayer-Werft in die Nordsee, kam es zu einer Überlastung weiterer vorhandener Transportleitungen Richtung Süden und Westen. Das Abschalten der Leitungen durch die Sicherungsmechanismen war die Folge. Dadurch kam es zu einem Stromausfall im Westen und im Süden Deutschlands, wobei im Norden weiterhin große Mengen regenerativer Energie erzeugt wurden, die nicht nutzbar waren.

Energiespeicher hätten diesen Vorfall verhindern können und den nach dem Zerfallen des Netzes nicht mehr abtransportierten Strom aufnehmen und zeitlich verschoben wieder abgeben können.

1.2 Thesis der Arbeit

Wie am Vorfall der Mayer-Werft von 2006 geschildert, können Energiespeicher dazu beitragen Subnetze zu versorgen, wenn diese vom Kraftwerk abgeschnitten sind. Sie können auch Energie- und Leistungsreserven bereitstellen um einen Zerfall in Subnetze zu vermeiden, sowie beim Wiederaufbau des Stromnetzes unterstützen. Ihre vorrangige Bedeutung sollte aber darin liegen Angebotsschwankungen auszugleichen und Netzschwankungen zu stabilisieren. Wie Eingangs schon erwähnt, werden Energiespeicher schon in der Niederspannungsebene eingesetzt. Ausgangspunkt dieser Arbeit soll die Untersuchung von Energiespeichern im Verteilungs- und Übertragungsnetz darstellen. Es soll dabei die Dynamik, also die Fähigkeit eines Speichers Systemdienstleistungen anzubieten, sowie die Versorgungssicherheit und Speichergröße untersucht werden. Bei der Speichergröße soll der Frage nach der notwendigen Größe, also Kapazität oder Energiedichte, nachgegangen werden.

Es gibt sehr viele Studien der Bundesregierung zum Thema Energiespeicher. Alle Untersuchungen haben sich bisher jedoch mit den Potentialen der Energiespeicher beschäftigt, weniger mit den tatsächlich vorhandenen Energiespeichertechnologien und auf welche Weise diese derzeit eingesetzt werden.

Die Zielstellung dieser Arbeit soll daher die Untersuchung und Betrachtung der Dynamik von Energiespeichern und die notwendige Kapazität von Energiespeichern sein. Dabei soll aufgezeigt werden, welche Speichertechnologien sich am Markt zu welchem Preis positionieren konnten. Ebenso soll untersucht werden, welche Anforderungen an Energiespeicher seitens der Versorgungsunternehmen gestellt werden und welche Technologien diese Anforderungen erfüllen. Dafür soll ein Großteil der Speichertechnologien abgebildet werden, die im Jahr 2014 im Einsatz sind. Im Abschnitt Netzintegration soll dargestellt werden, wie Energiespeicher in bestehenden Anlagen im Netz integriert sind, an welchem Netzpunkt dies geschehen ist und welche Möglichkeiten dies bietet. Dazu werden im Kapitel zwei die technologischen Grundlagen kurz erläutert und mit Verweisen auf weiterführende Literatur dargestellt. Im Kapitel drei werden dann die Anforderungen an Energiespeicher betrachtet und zusammengefasst. Im vierten Kapitel werden alle Ergebnisse dargestellt.

2. Energiespeicher

Es gibt verschiedene Energiespeicher die zurzeit entwickelt und in Benutzung oder Betrieb und im Verteilungs- und Übertragungsnetz integriert sind. Speichertechnologien die in Versorgungsnetzen angetroffen werden können oder an denen geforscht wird sich nachfolgend dargestellt.

- | | |
|----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Mechanische Speicher | <ul style="list-style-type: none">➤ Pumpspeicherkraftwerke➤ Druckluftspeicheranlagen➤ Schwungradspeicher➤ Dampfspeicher |
| Chemische Speicher | <ul style="list-style-type: none">➤ Ergasnetz➤ Festkörperspeicher➤ Redox-Flow-Speicher➤ Blei-Säure-Batterien➤ Natrium-Schwefel-Batterie➤ Li-Ionen-Batterie |
| Elektrische Speicher | <ul style="list-style-type: none">➤ Supraleitenden Magnetische Energiespeicher➤ Doppelschichtkondensatoren |

Die abgebildeten Batterietechnologien sind sogenannte Sekundärbatterien, auch als Akkumulator bezeichnet. Man unterscheidet Batterien in Primärbatterien und Sekundärbatterien. Primärbatterien können im Gegensatz zu Akkumulatoren nicht wieder aufgeladen werden. Es gibt noch weitere Speichersysteme diese haben sich allerdings nicht -oder besser noch nicht- im Bereich der Energieversorgung durchgesetzt, sondern werden oftmals im Bereich der Fahrzeugtechnik eingesetzt.

Welche Technologien in Erwägung gezogen wurden, ist an der Speichergröße der Anlagen, deren Leistung P , festgemacht. Es wird folgende Einteilung aus /6:16/ übernommen:

Tabelle 1: Einteilung des Leistungsbereiches nach Spannungsebene

Spannungsebene	Leistungsbereich
Niederspannung bis Mittelspannung	~ 200 kW bis 30 MW
Mittelspannung bis Hochspannung	~ 10 MW bis 70 MW
Hochspannung	> 30 MW

Es werden in erster Linie Technologien vorgestellt, die im Leistungsbereich von 10 MW eingesetzt werden. Es können im späteren Verlauf auch Technologien aufgezeigt werden, die zwar im Allgemeinen in den beschriebenen Leistungsbereichen der Mittelspannung angesiedelt sind, dort allerdings Projekte oder auch Anlagen im Bau und Betrieb sind, die für den Hochspannungsbereich verwendet werden.

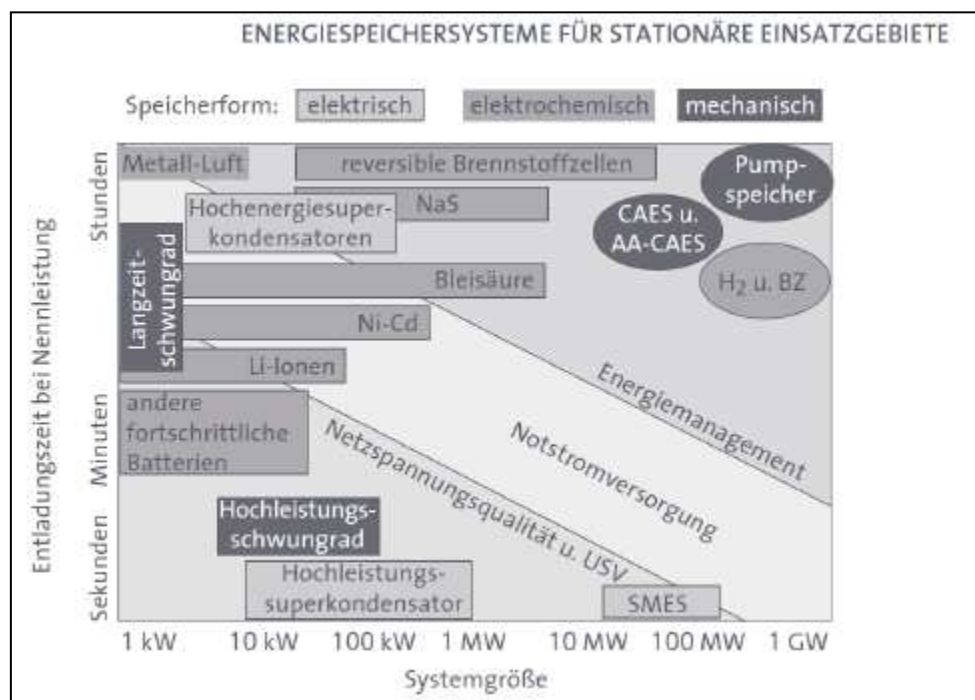


Abbildung 1: Übersicht über stationäre Energiespeichersysteme

Abbildung 1 zeigt Technologien die prinzipiell für den stationären Einsatz vorgesehen sind. Geeignet sind allerdings nicht alle Technologien, wenn von einer Leistungsgrenze ausgegangen wird, die sich oberhalb der 10 MW erstreckt. Die Abbildung 1 zeigt den Stand der Technologien im Jahr 2008. Seitdem haben vor allem die Batteriespeicher einen großen Leistungssprung vollzogen.

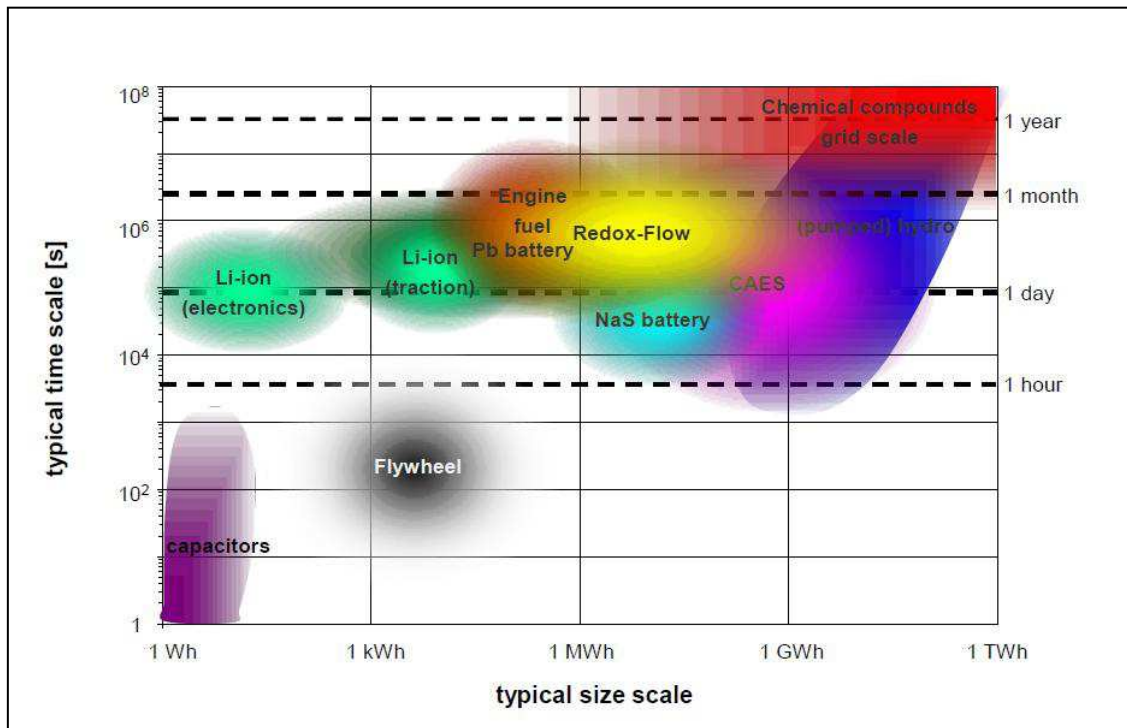


Abbildung 2: Size and time scales of storage options

In Abbildung 2 sind die relevanten Technologien aufgeführt, die im Bereich des Energienetzes eingesetzt werden. Diese Speichertechnologien stellen die am Markt positionierten Speicherlösungen im Bereich der Mittel- und Hochspannung dar.

Die in Abbildung 2 aufgeführten Speicher werden für unterschiedliche Zwecke eingesetzt. Als Unterstützung können Energiespeicher zur Stabilisierung von Netzspannung und Netzfrequenz eingesetzt werden, häufig auch mit den Begriffen Load Leveling und Peak Shaving bezeichnet. Energiespeicher mit großen Leistungskapazitäten können für den Load Leveling Betrieb eingesetzt werden.

Beim Load Leveling werden erzeugte, meist volatile Energien, eingespeichert um sie dann, zeitlich verschoben, wieder an das Netz abzugeben. Der Load Leveling-Speicher kann also für den Ausgleich zwischen Schwachlast und Hochlastzeiten sorgen. Beim Peak Shaving hingegen wird ein Energiespeicher eingesetzt, um Spitzen in der Energieversorgung auszugleichen. Load Leveling und Peak Shaving werden in der Literatur oftmals zusammen verwendet, da ohne das Load Leveling Energiespeicher nicht in der Lage wären auch den Peak Shaving Betrieb zu gewährleisten.

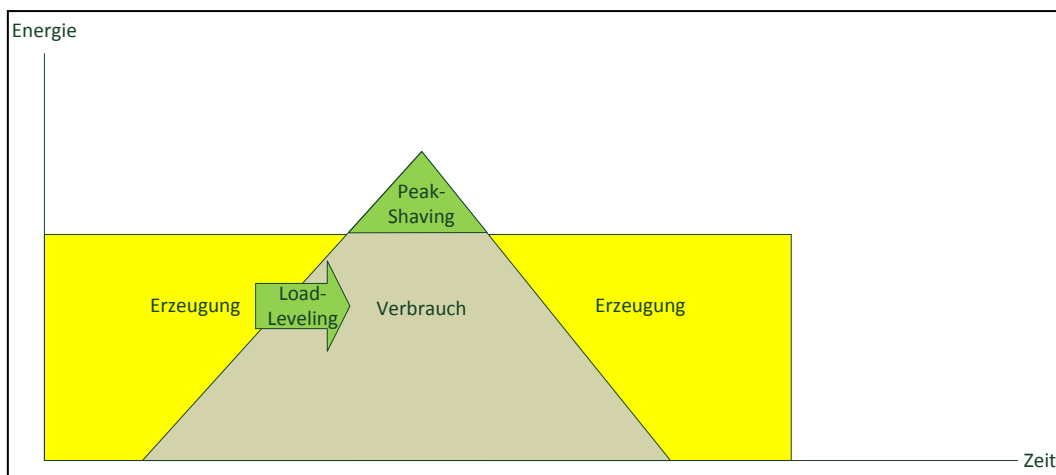


Abbildung 3: Peak Shaving und Load Leveling

Die Unterstützung von Energieversorgern ist nicht nur auf die Aufgabe des Speicherns volatiler Energien beschränkt, sondern sie werden auch für Aufgaben der Versorgungssicherheit herangezogen. Der Einsatz und die Verwendung von Speichern ist ebenso von den gewachsenen Energieversorgungsstrukturen abhängig. Die USA legt beispielsweise großen Wert auf Energiespeicher um die Versorgungsqualität zu verbessern, während in Japan und Europa vor allem an Speichertechnologien gearbeitet wird, die volatile Energieträger über eine große Zeitspanne verfügbar machen /8:68/. Da Japan wenig Landfläche besitzt, wird die Erzeugung von elektrischer Energie von diesem Faktor begrenzt. Ein großflächiger Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen ist daher nicht möglich. In Europa ist der Faktor Landfläche nicht ganz so stark begrenzend, oft ist es eine politische Vorgabe die hier den Ausbau beschränkt /1:8/. Zudem muss etwa für fluktuierende Energien, wie Wind, immer Regelenergie vorgehalten werden. Dies lässt sich am einfachsten mit Energiespeichern bereitstellen, die in der Regel auch weniger Platz als Kraftwerke benötigen /2:4/.

2.1 Druckluftspeicher

Compressed Air Energy Storage, oder auch Druckluft-Energie-Speicher ist ein Energiespeicher bei dem externe Energie verwendet wird um Luft komprimiert in Salzkavernen zu speichern.

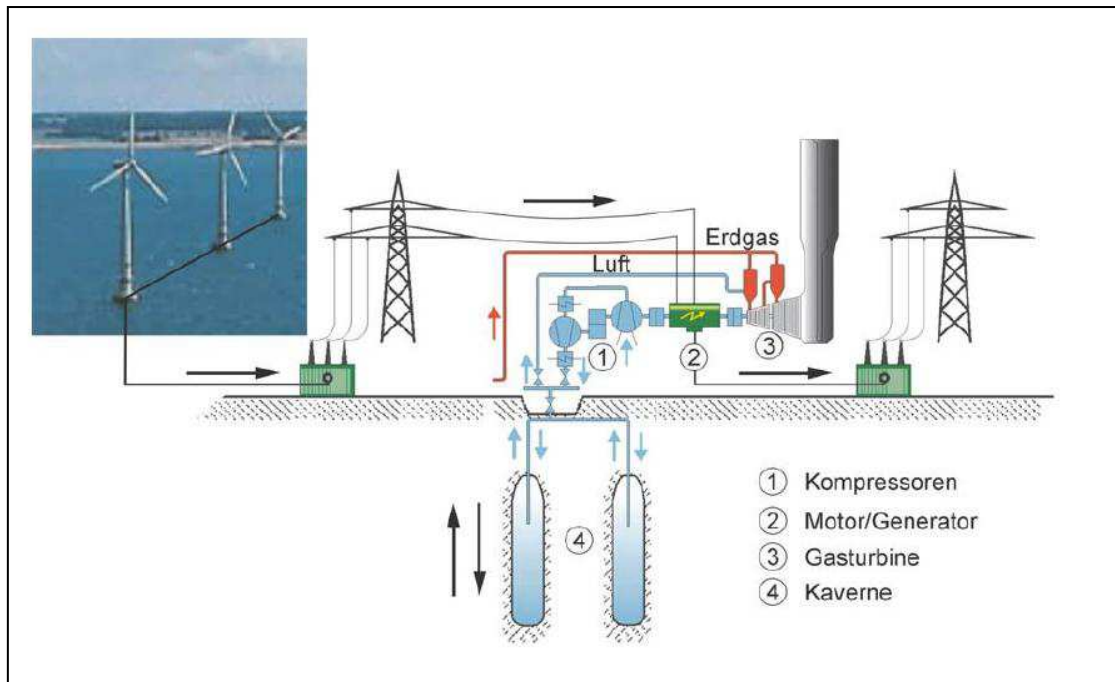


Abbildung 4: Funktionsprinzip einer CAES-Anlage

Dabei wird während des Ladevorgangs elektrische Energie zunächst zum Komprimieren von atmosphärischer Luft verwendet, die in unterirdischen Kavernen bei einem Druck von 50 bis 70 bar gespeichert wird. Beim Entladevorgang erfolgt das Verbrennen und somit die Energierückgewinnung mit einem Luft-Gas-Gemisch. Dabei wird die komprimierte Luft zusammen mit einem Brennstoff, meistens Erdgas, der Brennkammer einer Gasturbine zugeführt. Die in der Brennkammer entstehenden heißen Gase expandieren in der Gasturbine. Damit wird über die Gasturbine ein nachgeschalteter Generator angetrieben, der elektrische Energie erzeugt. Der zusätzliche Brennstoff wird benötigt, um bei der Luftentnahme aus den Kavernen ein Vereisen der Turbinen zu vermeiden [8:15]. Die Kompressionswärme wird der Umwelt zugeführt, da den unterirdischen Speichern die hohen Temperaturen nicht standhalten würden.

Bei dem Adiabatic Compressed Air Energy Storage, kurz AA-CAES, wird die Kompressionswärme in Wärmespeichern eingespeichert, um beim Entnahmeprozess Energie zu sparen. Dies wirkt sich positiv auf die Wirkungsgrade der AA-CAES-Anlagen aus.

Druckluft als Medium eignet sich aus Sicht des Netzes gut für die Energiespeicherung. Druckluftanlagen können in zwei Betriebsarten unterteilt werden, die Einfluss auf das Verhalten und die Dynamik der CAES-Anlagen am Netz haben. Dabei handelt es sich um den Festdruckbetrieb und den Gleitdruckbetrieb. Der Gleitdruckbetrieb von Gasturbinen zeichnet sich dadurch aus, dass der Druck keine Regelgröße darstellt; die Drehzahländerung wird direkt an die Kesselfeuerung abgegeben. Dies hat zum Einen die Folge dass die Regelung zwar Träger ist, die Drehzahl und damit die Frequenz sich allerdings variabel an die Belastung anpassen kann. Ein Speicherkraftwerk mit dieser Betriebsweise kann daher sehr gut als Spitzenlastkraftwerk verwendet werden /3:23/. Beim Festdruckbetrieb wird der Sollwert des Druckes festgehalten, was eine schnelle Regelmöglichkeit bedeutet. Durch eine Veränderung des Sollwertes ist eine zügige Anpassung der Drehzahl und damit Frequenz möglich. Der Nachteil des Festdruckbetriebes ist die Änderung der Zustandsgrößen, die abhängig vom Drucksollwert beziehungsweise vom Heißdampf sind. Diese werden sprunghaft geändert und führen damit zu hohen Wärmespannungen innerhalb der Bauteile /19:66/.

Das CAES-Speicherkraftwerk in Huntorf ist für den Gleitdruckbetrieb ausgelegt und weist eine Spitzenleistung von 290 MW auf. Das Speicherkraftwerk wird in Niedersachsen betrieben und kann seine Spitzenleistung über zwei Stunden abgeben /3:30/.

Ein weiteres Beispiel für eine CAES-Anlage ist in den USA zu finden. Die Anlage in McIntosh kann über 26 Stunden eine Leistung von 110 MW abrufen und ist damit die derzeit größte CAES-Anlage /3:31/.

Im Rahmen der EU existieren im Bereich der AA-CAES-Technik einige Projekte um diese Anlagen mit den Offshore-Anlagen im Bereich der Energieerzeugung durch Wind zu kombinieren. Dies würde sich daher gut für die nördlichen Regionen Deutschlands eignen, da im norddeutschen Raum viele Salzkavernen vorhanden sind, die mit den an den Küsten vorhandenen Winden gut zu kombinieren sind. Dass zurzeit nicht mehr CAES-Speicher gebaut werden, liegt im Wesentlichen an den gut ausgebauten Kraftwerksstrukturen. In Deutschland sind aufgrund dieser Strukturen und der daraus resultierenden Versorgungsdichte, sowie dem Europäischen Übertragungsnetz ETSO, welches ebenfalls Ausgleichscharakter hat, derzeit genügend Kraftwerke vorhanden um die Versorgung zu sichern. Die CAES-Speicheranlagen können in erster Linie nur im Norden gebaut werden, begründet durch die vorhandenen Salzkavernen, welche wiederum den Bau von Gaskraftwerken bedingen. Dadurch wird die Erzeugerlandschaft vermehrt im Norden angesiedelt, wodurch weiterer Netzausbau erfolgen muss, um die Energie in den Süden zu transportieren /8:52/.

Tabelle 2: Übersicht der Parameter von CAES – Anlagen

Kosten	500 \$/kW
Wirkungsgrad	42-55%
Energiedichte	2000 Wh/m ³

Tabelle 3: Übersicht der Parameter von AA-CAES – Anlagen

Kosten	< 1300 €/kW
Wirkungsgrad	70 %
Energiedichte	k.A.

Tabelle 4: Übersicht der verschiedenen CAES Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
e.on Kraftwerke GmbH	Huntorf	Deutschland	590 MW	260 MWh
PowerSouth energy	McIntosh	USA	110 MW	2860 MWh

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 1 /ESS 2

Zu erwähnen sind neben den beiden Anlagen aus Tabelle 4 noch die beiden CAES-Anlagen Markham, Texas (USA) und Norton, Ohio (USA). Während die CAES-Anlage Markham noch in der Planung ist und eine Leistung von 300 MW bieten soll, wurde die Speicheranlage in Norton begonnen, jedoch abgebrochen als es zu Dichtigkeitsproblemen mit dem als Kaverne verwendeten stillgelegten Bergwerk kam. Diese Anlage sollte mit 2500 MW das bis dahin größte gebaute CAES-Speicherkraftwerk werden.

2.2 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke sind in der Regel, wie in Abbildung 5 gezeigt, aufgebaut. Zumeist werden Pumpspeicherkraftwerke an Flüssen oder Seen errichtet. Auf diese Weise kann eines der beiden Becken von natürlichen Gegebenheiten genutzt werden, wodurch Kosten gespart werden können.

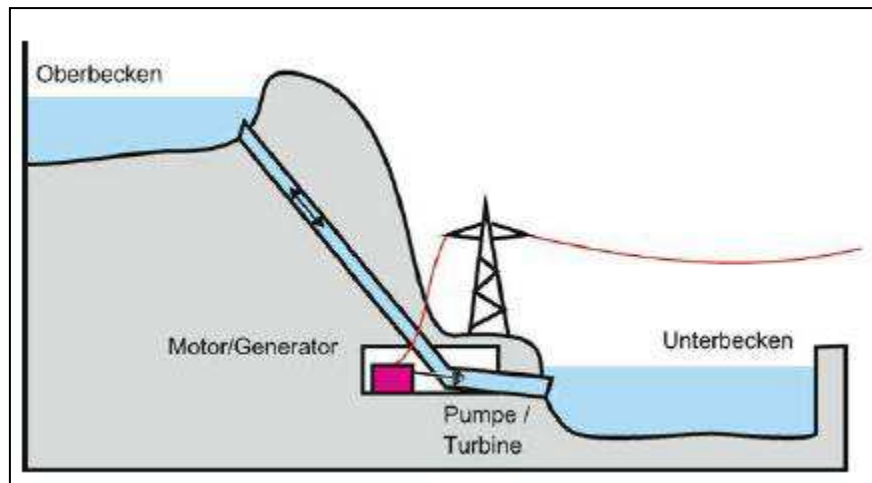


Abbildung 5: Aufbau eines Pumpspeicherkraftwerks

Pumpspeicherkraftwerke haben in der Regel zwei Becken, ein Ober- und ein Unterbecken. Kraftwerke, die an in einen Flusslauf integriert werden und ein künstliches Gefälle hergestellt wird, nennt man Laufwasserkraftwerke /3:120/. Bei Pumpspeicherkraftwerken wird die Energie, beziehungsweise der Strom, über die Energie des Wassers gewonnen, welches die Turbine durchströmt. Dieses Wasser erhält seine kinetische Energie durch die Fallhöhe, die zwischen dem Ober- und Unterbecken besteht. Um den Speicher zu füllen, der mit dem Oberbecken identisch ist, wird in Schwachlastzeiten Wasser vom Unterbecken in das Oberbecken gepumpt. Bei Mangel an elektrischer Energie wird das Wasser durch die Rohre vom Oberbecken zum Unterbecken geleitet und treibt dabei die Turbinen an. Diese treiben wiederum Generatoren an, die dann elektrische Energie in das Netz einspeisen.

Pumpspeicher werden nach ihrem maximal zur Verfügung stehenden Speicherkapazität bzw. ihrer Lage und weiteren Verwendung klassifiziert:

- Tagesspeicher
- Wochenspeicher
- Monatsspeicher
- Jahresspeicher

Monats- und Jahresspeicher sind oftmals Kraftwerke, die als Naherholungsgebiet benutzt werden. Die meisten Pumpspeicherkraftwerke sind allerdings als Tagesspeicher ausgeführt. Sie können dann in der Regel acht Stunden lang elektrische Energie bereitstellen /27/. Im Jahr 2009 betrug die installierte Leistung der deutschen Pumpspeicherkraftwerke etwa 5700 MW, was einen Anteil von 5 % an der Gesamtleistung entspricht.

Im Weiteren werden Pumpspeicherkraftwerke auch nach ihrer Bauweise unterschieden, der Pumpturbine und der Tandembauweise. Bei der Pumpturbinen-Bauform ist die, zur Stromerzeugung notwendige Synchronmaschine vom Rest der Anlage entkoppelt. Diese Lösung ist meist sehr kostengünstig, jedoch sind die strömungstechnischen Eigenschaften schlecht. Bei der Tandembauweise liegen sowohl die Pumpe als auch die Synchronmaschine und die Turbine auf einer Welle. Dies ist meist sehr aufwendig, allerdings zum Erreichen eines hohen Wirkungsgrades notwendig /3:120/.

Das größte in Deutschland befindliche Pumpspeicherkraftwerk wurde in Thüringen errichtet, das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal. Bei diesem Pumpspeicherkraftwerk gibt es gegenüber anderen Pumpspeichern eine Besonderheit, die dieses Kraftwerk befähigt, während der Netzeinspeisung eine Leistungsregelung vorzunehmen. Dies wird dadurch erreicht, dass zwei der vier Turbinen, die in die 300 MW Leistungsklasse fallen, mit Asynchronmaschinen gekoppelt sind. Diese beiden Asynchronmaschinen sind als Drehstromasynchron-Schleifringläufer ausgeführt. Es ermöglicht eine doppelte Einspeisung, die einmal auf Seiten der Statorwicklung und einmal über die Rotorwicklung erfolgen kann. Die beiden Wicklungen sind über Stromrichter variabel in Frequenz und Spannung steuerbar, was vor allem für den Netzerfall von entscheidender Bedeutung sein kann /3:122/.

Weitere Pumpspeicherkraftwerke sind in den Mittelgebirgen und der Alpenregion zu finden. Die in der Alpenregion befindlichen Länder, wie die Schweiz und Österreich, können einen Großteil ihrer Energieversorgung durch Pumpspeicherkraftwerke decken.

Diese als Ausgleichs- und Regelkraftwerke errichteten Pumpspeicherkraftwerke, beispielhaft sei in Österreich das PSW Limberg II mit einer Leistung von 833 MW nach einem Neubau gehört zu den Größten Europas. In der Schweiz wird durch die Vergrößerung des Oberbeckens von neun Millionen Kubikmeter auf 25 Millionen Kubikmeter des PSW Linthal eine Leistungssteigerung auf ca. 1000 MW durchgeführt /3:121/.

Die größten Speicherkraftwerke der Welt sind in Brasilien und in China zu finden. Das brasilianische Pumpspeicherkraftwerk Itaipu ist derzeit noch das größte Pumpspeicherkraftwerk der Welt und hat eine Spitzenleistung von 12 GW. Das brasilianische Speicherkraftwerk wird aber demnächst vom Three Gorges Projekt in China abgelöst, das nach dem Endausbau zwischen 18 – 20 GW Leistung zur Verfügung stellt /3:117/.

Ein Nachteil von Pumpspeicherkraftwerken ist der große Flächenverbrauch und der ebenso große Einschnitt in die Natur. Dadurch sind Pumpspeicherkraftwerke, zumindest in Deutschland ausgereizt, neue Anlage wird es nur noch wenige geben /27/. Pumpspeicherkraftwerke sind zurzeit, neben den CAES-Speicheranlagen, die Speicher mit der größten Kapazität bei einer sehr hohen Spitzenleistung. Durch den Ausbau und Einsatz neuer Turbinentechnologien können sie viele Aufgaben in den Systemdienstleistungen der Energieversorger übernehmen.

Tabelle 5: Übersicht der Parameter von Pumpspeicher – Anlagen

Kosten	600 \$/kW
Wirkungsgrad	80 %
Speicherkapazität	1000 Wh/m ³

Tabelle 6: Übersicht der verschiedenen Pumpspeicher - Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
Vattenfall AG	Goldisthal	Deutschland	1060 MW	8480 GWh
Hydro Power AG	Limberg II	Österreich	480 MW	-
CTGCP	Three Gorges	China	18,4 GW	-
Itapui Binacional	Itapui	Brasilien	14 GW	-

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 10 /ESS 11/ESS 9/ESS 8

Der Tabelle 6 kann entnommen werden, dass die Länder, in denen Pumpspeicherkraftwerke erbaut worden, über die notwendigen Gegebenheiten für natürliche Pumpspeicherkraftwerke verfügen. Das Three Gorges Project in China stellt eine Ausnahme dar, denn dort wurden viele Menschen umgesiedelt und der Speichersee künstlich aufgestaut.

2.3 Battery Energy Storage

In diesem Abschnitt sollen vor allem chemische Energiespeicher betrachtet werden, die als Energiespeicher in Versorgungsnetzen eingesetzt werden. Da unter dem englischen Begriff BESS alle chemischen Speicher als auch die Redox-Flow-Speicher zählen, werden diese zusammengefasst.

2.3.1 Batterie-Systeme

a) Blei-Säure-Batterien

Bei den Blei-Säure-Akkumulatoren oder engl. Lead Acid handelt es sich um Sekundärbatterien. Als Ladungsträger werden bei diesem Batteriesystem Bleielektronen genutzt, die sich als Bleisulfat im entladenen Zustand an die Elektroden ablagern. Beim Ladevorgang werden negativ geladene Sulfatmoleküle an den Elektrolyten abgegeben. Als Elektrolyt fungiert wässrige Schwefelsäure, die beide Elektroden umgibt. An der Kathode entsteht zusätzlich zu dem Bleioxid Wasser. Ist der Elektrolyt gesättigt kann die Spannungsversorgung unterbrochen werden, da die Batterie geladen ist. Durch ein Batteriemangement kann nun bei Bedarf die gespeicherte Energie wieder entnommen werden.

Beim Entladen der Zellen bilden beide Elektroden wieder eine Bleisulfatschicht aus. Die erzeugte Leerlaufspannung durch diese chemische Reaktion beträgt in der Regel 2 V pro Zelle. Anhand der Säuredichte kann man den Ladezustand ablesen, da sich diese bei der Entladung verringert /9:473/.

Die aus der chemischen Reaktion und dem physikalischen Vorgang bestehenden Zusammenhänge können zu den bekannten Problemen führen. So kommt es bei einer Tiefenentladung zu Materialablagerungen an den Elektroden, sodass diese mechanisch überansprucht werden können. Auch eine Zellspannung von 2,4 Volt muss verhindert werden, da an der Kathode das aufgrund des Ladevorganges entstandene Wasser, bei der Elektrolyse Knallgas erzeugen kann. Zusammenfassend sind die Blei-Akkumulatoren also nicht tiefenentladbar oder überladbar und sind stark von der Umgebungstemperatur abhängig.

Bei zunehmendem Alter bilden sich zudem Bleisulfitkristalle aus, die eine leitfähige Schicht bilden und so die beiden Elektroden kurzschließen. Dies führt zu einer Lebenszeit von 3 bis 20 Jahren, je nachdem unter welchen Gegebenheiten die Blei-Batterien eingesetzt werden /9:473/. Die Blei-Technologie hat, bei allen Nachteilen, den Vorteil, dass die Anlagen geprüft sind, ihre Schwachstellen bekannt und dadurch preiswert hergestellt werden können.

In den letzten Jahren wurde die Technik überarbeitet und unter dem Begriff New Lead Acid auf dem Markt positioniert. Dabei wurden oftmals die Elektroden durch ein anderes Material ersetzt, bei dem Firefly-Ansatz durch Kohlenstoff-Schaumstoff-Elektroden /10/. So konnten einige Eigenschaften der Blei-Säure-Batterie verbessert werden, unter anderem die Langlebigkeit und die Schnellladefähigkeit, sowie eine längere Fahrweise im Teillastbetrieb. Dies entspricht den Eigenschaften einer NiMH-Batterie. Ein anderer Ansatz, die Axion Power e3 Supercell, ist der Einsatz von Aktivkohle als Negativelektrode. Dadurch wird eine Tiefenentladbarkeit erreicht, die auch mehrmals durchgeführt werden kann. Vorwiegend wird die Technologie, bei der auch ein höherer Wirkungsgrad zu verzeichnen ist, in den USA verkauft /11/. Eine Form der New Lead Acid-Technologie, die unter dem Namen Xtreme Power auf dem Markt ist, wird in Europa durch die, in Berlin ansässige Firma Younicos, verkauft. Die Firma Younicos hält ebenso die Patente für die Xtreme Power-Technologie /12/. Eine in Japan, durch Furukawa Battery, lizenzierte Technologie namens CSIRO, verwendet einen Doppelschichtkondensator um die Langlebigkeit zu erhöhen. Dabei wird der Doppelschichtkondensator als Puffer verwendet, wodurch die Lade-/Entladezeit um den Faktor vier abnimmt. Als Einsatzzweck für diese Technologie, die zurzeit in der Erprobung ist, wird die Fahrzeugtechnik angesehen /10/.

Es sollen beide Technologien zusammengefasst und in der Tabelle 8 aufgeführt werden. Für eine Unterscheidung der Anlagen sei auf den Anhang I verwiesen. Blei-Batterien werden in Alaska ebenfalls in Verbindung mit Schwungradspeichern genutzt, die dortige Anlage ist unter dem Abschnitt Schwungradspeicher aufgeführt.

Tabelle 7: Übersicht der Parameter von Lead Acid – Anlagen

Kosten	250 \$/kW
Wirkungsgrad	85-95 %
Energiedichte	30-40 Wh/kg

Tabelle 8: Übersicht der verschiedenen Lead Acid - Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
Stadtwerke Herne	Herne	Deutschland	1,2 MW	1,2 MWh
AES	Northern	Chile	60 MW	k.A.

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 21 /ESS 47

b) Nickel-Cadmium-Batterien

Der Aufbau von Nickel-Cadmium-Batterien, kurz Ni-Cd, ist ähnlich der Blei-Säure-Batterien. Als positive Elektrode kommen Faserelektroden zum Einsatz in denen Nickelhydroxid eingepresst ist. Die Anode besteht ebenfalls aus Faserelektroden, wobei allerdings feinverteiltes Cadmium eingesetzt wird. Als Elektrolyt wird verdünnte Kalilauge verwendet /3:156/.

Der große Nachteil von Ni-Cd-Batterien stellt ihr sehr stark ausgeprägter Memoryeffekt dar. Dieser ist umso stärker, je öfter nur immer eine gleichbleibende Teilentladung von statten geht. Der Memoryeffekt kann oftmals dadurch behoben werden, dass eine vollständige Entladung erfolgt, um dann langsam die Batterie wieder aufzuladen /3:156/.

Der Vorteil von Ni-Cd-Batterien liegt wiederum in ihrer sehr robusten Wirkungsweise. Sie ist für tiefe Temperaturen unempfindlich und weist einen geringen Wartungsaufwand, bei gleichzeitig hoher Lebensdauer und Zyklenzahl auf. Eine der größten Anlagen von Ni-Cd-Batterien ist in Alaska zu finden. Dort wurde sie mit einem Schwungrad kombiniert um den oft einsetzenden Stromausfällen entgegenzuwirken. Das Schwungrad dient dabei als USV; die Energieversorgung kann schnell auf den Speicher umgeschaltet werden.

Während das Schwungrad im Einsatz ist, kann die Ni-Cd-Batterie hinzu geschaltet werden und dann über einen längeren Zeitraum die Energieversorgung sicherstellen.

Tabelle 9: Übersicht der Parameter von Ni-Cd – Anlagen

Kosten	600 \$/kW
Wirkungsgrad	50 – 70 %
Energiedichte	40 – 60 Wh/kg

Tabelle 10: Übersicht der verschiedenen Ni-Cd - Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
GVEA	Fairbanks/Alaska	USA	27 MW	14,7 MWh

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 29

c) Natrium-Schwefel-Batterien

Die Natrium Schwefel-Batterien, kurz Na-S, nutzen Natrium als Anode und Schwefel als Kathode. Im Inneren befindet sich die negative Elektrode, die bei Betriebstemperaturen von 290 °C bis 390 °C, von flüssigem Natrium umgeben ist [3:163]. Daher wird die Na-S Zelle auch zu den Hochtemperatur-Batteriesystemen gezählt. An der Unterseite befindet sich ein Feststoffelektrolyt aus dotiertem Aluminiumoxid, der natriumionenleitend ist. Im äußeren Verbund der Zelle befindet sich flüssiger Schwefel. Der flüssige Schwefel ist dabei, aufgrund der guten Leitfähigkeit, in Graphitfilz gebunden. “Die Filzstruktur hat dabei den Zweck, neben dem Elektronentransport, auch die Aufgabe die bei der Entladung entstehenden Natriumpolysulfide von der äußeren Festelektrolytoberfläche ‚abzusaugen‘ und neuen Schwefelelektroden zur Reaktion zu bringen“ [3:164]. Bei der Batterieentladung gibt das Natrium ein Elektron ab. Dieses wandert durch die Keramikmembran zur positivgeladenen Elektrode. Das Natriumion reagiert dort mit dem vorhergelösten Elektron und dem Schwefel zu Schwefelpolysulfit.

Aufgrund der hohen Temperatur, bei der diese Batterie betrieben werden muss, besteht das Gehäuse meist aus beschichtetem Stahl um mechanische Stabilität zu gewährleisten. Die Batterie ist zudem ummantelt um Wärmeverlusten vorzubeugen.

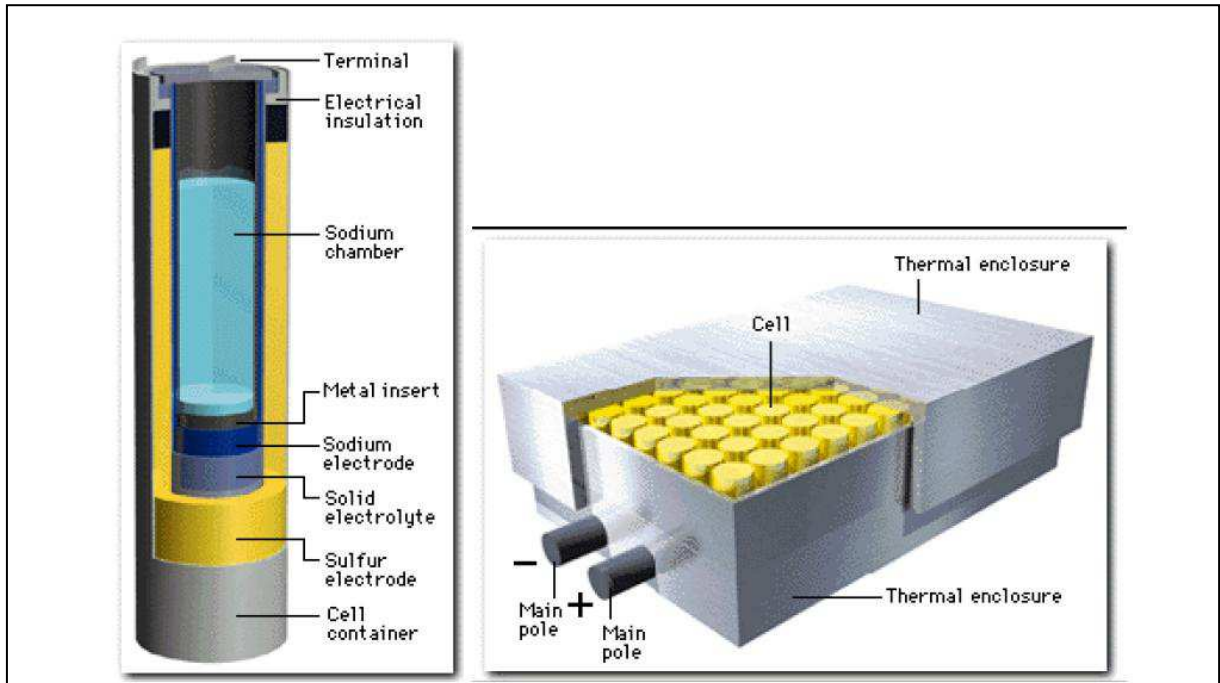


Abbildung 6: Typischer Aufbau einer Na-S-Batterie

Abbildung 6 zeigt den typischen Aufbau einer Na-S-Batterie. Diese Batterie hat den Vorteil, dass sie keine Selbstentladung und eine hohe Energie- und Leistungsdichte besitzt. Die Nachteile dieser Speicherlösung sind die für die Auf- bzw. Entladung begrenzte thermische Zyklenzahl auf 30 [3:163]. Dies bedeutet, dass Na-S Batterien beständig ihre Betriebstemperatur halten müssen. Die begrenzte Zyklenzahl sagt aus, dass eine Na-S Batterie nicht öfter als 30-Mal, bezogen auf ihre Betriebstemperatur, ausgeschaltet werden darf. Der Wirkungsgrad von Natrium-Schwefel-Speichern liegt für die Gesamtanlage bei 75 % [8:31]. Die Lebensdauer von Natrium-Schwefel-Speichern beträgt mindestens 10 Jahre.

Na-S Batterien haben den großen Vorteil, dass sie wohl in Zukunft sehr wirtschaftlich werden, da sie ein enormes Potential zur Serienfertigung besitzen [8:7].

Tabelle 11: Übersicht der Parameter von Na-S – Anlagen

Kosten	810 \$/kW
Wirkungsgrad	75 %
Energiedichte	120 Wh/kg

Tabelle 12: Übersicht der verschiedenen Na-S - Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
NGK Corp.	Rakassho	Japan	34 MW	204 MWh
TEPCO	Tsunashima	Japan	6 MW	48 MWh

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 31 /ESS 36

d) Lithium-Batterien

Bei der Lithium-Ionen-Batterie wird die Eigenschaft der Li-Ionen sich in Schichtstrukturen der negativen Elektrode abzulagern ausgenutzt. Die Anode besteht dabei meist aus Graphit und die Kathode wird aus bestimmten Oxiden wie Kohlenoxid oder Manganoxid hergestellt. Als Elektrolyt werden vorrangig in organischen Lösungsmitteln gelöste Li-Salze verwendet, beispielsweise Li-Hexafluorphosphat.

Bei der Ladung des Lithium-Batteriesystems werden durch die Spannungen an den Elektroden Li-Ionen aus der negativen Elektrode herausgelöst und dann über den Elektrolyten zur positiven Elektrode verschoben. Kann an der Elektrode kein Elektron mehr aufgenommen werden ist die Batterie geladen. Bei der Entladung lösen sich die Li-Ionen aus der positiven Elektrode und setzen sich wieder an der aus Graphit bestehende negative Elektrode ab /3:160/.

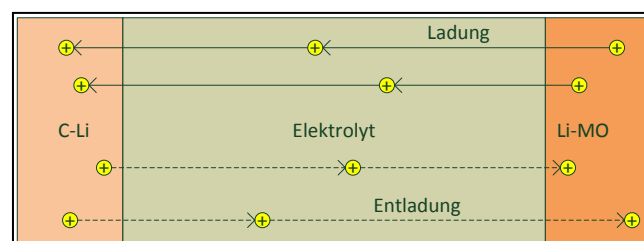


Abbildung 7: Ladung- und Entladung einer Li-Mangan Batterie

Die Nachteile der Lithium-Ionen-Batterie lassen sich auf zwei Eigenschaften zurückführen. So muss das Li-System vollkommen wasserfrei sein, da sich sonst Floursäure ausbildet. Dies macht eine Ladeüberwachung und eine elektronische Überwachung beim Betrieb erforderlich /3:160/.

Zusätzlich muss die negative Elektrode mit einer Schutzschicht umgeben sein, die sie vor dem chemischen Angriff des Elektrolyten schützt. Die Schutzschicht muss für Li-Ionen durchlässig sein. Dieser Schutz ist notwendig damit das organisch flüssige Elektrolyt die negative Elektrode nicht zersetzt und auf diese Weise die Zyklenzahl des Batteriesystems verringert. Ebenfalls soll diese Maßnahme das Dendritenwachstum verhindern /3:161/. Der Vorteil von Li-Ionen-Batteriesystemen ist die hohe Energie- und Leistungsdichte. Ebenso sind hohe Zellspannungen dieser Batterietechnologie möglich. Die Firma Yunicos betreibt und forscht an Lithium-Batterien die als Kathode Mangan verwenden /43/. Dadurch ist ähnlich wie beim Li-Polymer-Batteriesystem keine Schutzschicht für die negative Elektrode notwendig, was den Aufbau stark vereinfacht. Die beiden anderen Batterie-Technologien, die auf der Li-Ionen-Batterie aufsetzen sind die Li-Polymer und die Lithiumtitanat-Batterie /3:160/.

Der Aufbau der Lithium-Polymer-Batterie entspricht der Li-Ionen-Zelle, einziger Unterschied ist der Elektrolyt der auf Polymerbasis ausgeführt ist und gleichzeitig als Separator zwischen den Elektroden dient. Dadurch ist die, bei der Lithium-Ionen-Batterie notwendige Schutzschicht um die negative Elektrode, überflüssig. Der Vorteil liegt in der Herstellung dieses Batterietyps in Folienbauweise. Dadurch sind noch höhere Energiedichten als bei Li-Ionen-Batterie möglich. Dafür ist allerdings auch das Ladeverhalten bei tiefen Temperaturen deutlich schlechter als bei Li-Ionen-Systemen /3:160/.

Bei der Lithiumtitanat-Batterie, die unter dem Markennamen Nano Safe Batteries vertrieben wird, handelt es sich um eine Weiterentwicklung der Li-Ionen-Batterie. Die Graphit-Elektrode wurde dabei durch eine nanostrukturierte Lithiumtitanat-Elektrode ersetzt. Dadurch ist es möglich, dass aufgrund der Nanostrukturen höhere Kapazitäten erreicht werden.

Die Nanostruktur verhindert die Ausbildung einer Li-Ionen undurchlässigen Schicht, so dass die Oberfläche vergrößert werden konnte. Im Weiteren erhöht sich die Lebensdauer und Leistungsfähigkeit bei niedrigen Temperaturen, bisher ein Problem der Li-Ionen-Batterie. Diese zeigen bei Temperaturen von -30 °C praktisch keine Ladefähigkeit. Aufgrund der Verwendung von Titanoxid ist dieser Batterietyp bisher sehr teuer /3:161/.

Tabelle 13: Übersicht der Parameter von Li-Ionen – Anlagen

Kosten	1500 \$/kW
Wirkungsgrad	85 %
Energiedichte	120- 200 Wh/kg

Tabelle 14: Übersicht der verschiedenen Li-Ionen - Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
AES	Atacuma	Chile	24 MW	8 MWh
WEMAG	Schwerin	Deutschland	5 MW	5 MWh

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 40 /ESS 65

e) Zink-Brom Batterie

Die Zink-Brom-Batterie wird auch als Hybrid-Batterie bezeichnet. Dies ist auf den Aufbau und die Funktionsweise zurückzuführen, die sich als Kombination zwischen Redox-Flow und Blei-Säure-Batterie einordnen lässt.

Die Zink-Brom Batterie ist bipolar ausgeführt. Jede Elektrode besitzt eine Anode und eine Kathode. Die Elektroden sind dabei mit elektronenleitendem Material beschichtet, an der Kathode mit Graphit und an der Anode mit Zink /3:166/. Die Elektroden sind durch eine Membran aus Bromionen getrennt. Die Elektroden sind dabei mit einem flüssigen Elektrolyten umgeben, so dass sich zwei Elektrolytkreisläufe ergeben, die mit Pumpen umgewälzt werden.

Da Brom für die Umwelt gefährlich ist, wird für den Fall des Austritts ein Komplexbildner verwendet um mit dem flüssigen Brom eine ölähnliche und ungefährliche Flüssigkeit zu bilden. Entwickelt wurde dieser Speicher ursprünglich für die Automobilindustrie, was diese Maßnahme erklärt.

Der größte Nachteil der Zink-Brom-Batterie liegt in der Bildung von Dendriten. Als Dendrit wird ein Kristall bezeichnet, der sich durch Ablagerung an einer Elektrode bildet. Beim Entladen entstehen durch das Abscheiden aufgrund von Inhomogenität unterschiedliche Zinkdicken. Dabei kann sich das Zink an einer Elektrode so stark ablagern, dass dieses die Membran durchdringt und zerstört. Neben der Beschädigung der Membran wird ebenfalls der Elektrolytfluss behindert was zur Verringerung der Kapazität führt.

Die Kapazität dieser Batterie wird durch die maximal abscheidbare Menge an Zink bestimmt. Zur Vermeidung von Dendriten ist daher ein vollständiges Entladen und langsames Aufladen nach ca. 40 Arbeitszyklen notwendig [3:167/].

Tabelle 15: Übersicht der Parameter von Zink-Brom – Anlagen

Kosten	640 \$/kW
Wirkungsgrad	70 – 80 %
Energiedichte	75 – 85 Wh/kg

Tabelle 16: Übersicht der verschiedenen Zink-Brom - Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
California Energy	Kalifornien	USA	1,5 MW	2 MWh

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 34

2.3.2 Redox-Flow

Die Redox-Flow-Speicher, dessen Kürzel für Reduktion und Oxidation steht, besitzen keine aktiven Massen, wie bei klassischen Batteriesystemen üblich, sondern geeignete Katalysatoren /3:169/. Das energiespeichernde Fluid wird extern in Tanks gespeichert und durchströmt mit Hilfe von Pumpen die Zellen. Dadurch ist die Kapazität dieses Systems nicht von der Elektrodengröße abhängig, wodurch ein modularer Aufbau möglich wird. Es ergeben sich dafür andere beeinflussende Größen die die Kapazität verringern. Dazu zählen die Leistung, der Innenwiderstand und die maximale Stromstärke.

Die beiden Fluidkreisläufe werden durch eine Wasserstoffionen leitende Membran voneinander getrennt. Das Fluid besteht normalerweise aus einer Metallsalzlösung /3:169/.

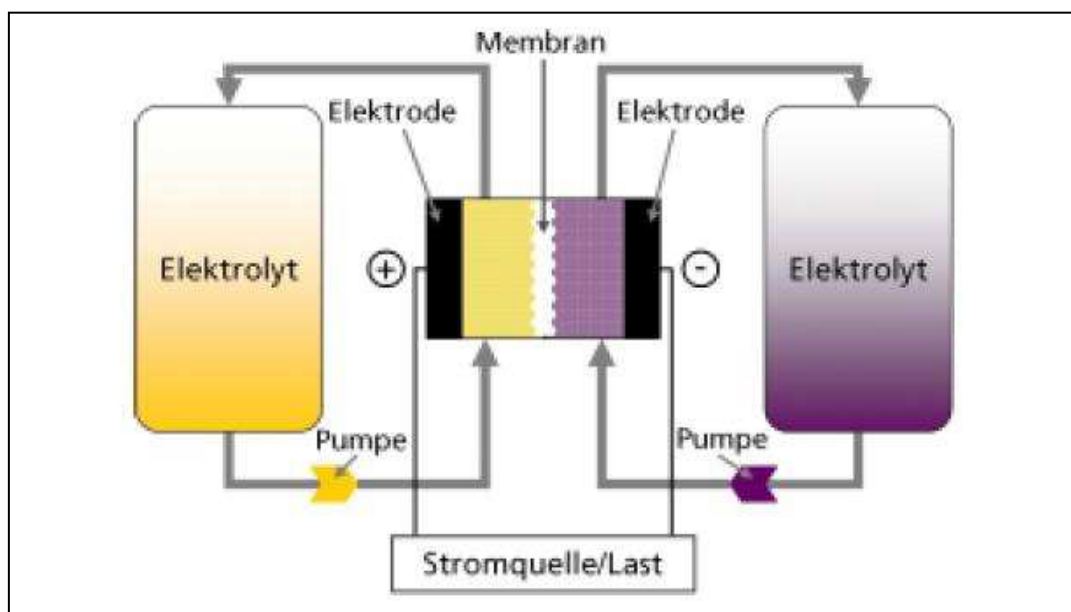


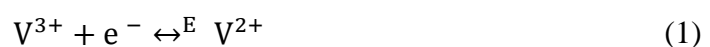
Abbildung 8: Funktionsprinzip von Redox-Flow Batterien

Diese Systeme, dargestellt in Abbildung 8, nutzen das Fluid als Energieträger, welches das Elektrolyt darstellt. Bei Zugabe von Energie wird ein Elektron bereitgestellt, das sich an den Elektrolyten bindet und im Fall von Vanadium ein höherwertiges Elektron erzeugt. Mit Hilfe von Pumpen wird das Elektrolyt in den Speicher befördert.

Sind alle Elektronen mit niedriger Wertigkeit verbraucht, kann keine Energie mehr aufgenommen werden und der Speicher ist geladen. Redox-Flow-Batterien haben den Vorteil das der Energiewandler und das Speichermedium voneinander getrennt genutzt werden können, sie sind damit unabhängig voneinander skalierbar /13:2/. Ein weiterer Vorteil der Redox-Flow Technologie ist ihre Unempfindlichkeit gegen Tiefenentladung und bei Stillstand der Pumpen ist auch keine Selbstentladung zu erwarten. Beispiele für den Einsatz dieser Speichertechnologien finden sich überwiegend in Japan und den USA. Da dort ein Markt für Spannungsqualität und Spitzenlastausgleich vorherrscht, werden sie vor allem für diese Zwecke eingesetzt /13:2/.

a) Vanadium-Redox-Flow

Die bekannteste Form und wohl auch die verbreitetste stellt die Vanadium-Redox-Flow-Batterie dar. Dies ist vor allem durch die verschiedenen Wertigkeiten von Vanadium und deren Häufigkeit als Vorkommen zu erklären. Auf Basis der 4-Wertigkeit (2+, 3+, 4+, 5+) des Elementes Vanadium beruht im Grunde auch die Funktionsweise dieser Redox-Flow-Speicherlösung. Einen besonderen Status hat dabei die Membran, die die beiden unterschiedlichen Fluide voneinander trennt. Sie muss immer in der Lage sein diese Trennung aufrecht zu erhalten, da sonst eine Vermischung stattfinden und eine vollständige Selbstentladung erfolgen würde. Dieser Prozess, auch als Crossover bezeichnet, wäre dann irreversibel und eine Wiederaufladung könnte nicht erfolgen /3:169/. Die Reaktion verläuft beim Entladevorgang ^E an der positiven Elektrode wie folgt:



An der negativen Elektrode wird:



Bei der Ladung wird dieser Prozess dann umgekehrt. Die vollständige Gesamtreaktion, die eine Zellspannung von 1,4 V bei 25 °C erzeugt, lässt sich wie folgt beschreiben:



Die Vorteile der Redox-Flow-Speicher liegen vor allem in ihrem unkomplizierten Aufbau, ihrem Wirkungsgrad von 70 bis 80 % und in der geringen Selbstentladung bei nicht betriebenen Pumpen. Nachteilig für Redox-Flow, insbesondere für Vanadium-Redox-Flow, sind die relativ geringen Energie- und Leistungsdichten sowie der Einsatz von Hilfsenergie für die Umwälzpumpen und die daraus resultierenden Kosten /14/.

Bei einer weiteren Abwandlung des Redox-Paares zu Vanadium-Brom, tritt auch die Problematik des Crossover nicht mehr auf /13:2/.

Tabelle 17: Übersicht der Parameter von Vanadium-Redox-Flow – Anlagen

Kosten	1830 \$/kW
Wirkungsgrad	75 %
Energiedichte	20 Wh/kg

Die Hauptverwendung von Redox-Flow-Speichern stellt derzeit die Anwendung als Pufferspeicher für Windkraftanlagen dar. Für den Einsatz im Verteilungsnetz sind sie aufgrund ihrer schnellen Ansprech- und Zugriffszeiten geeignet. In den USA werden Redox-Flow-Speicher zur Aufrechterhaltung der Spannungsqualität genutzt.

Tabelle 18: Übersicht der verschiedenen Vanadium-Redox-Flow - Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
SEI und VRB Power	Sorne Hill	Großbritannien	1,5 MW	12 MWh
Hokkaidô Bürgerwindkraft AG	Sapporo	Japan	4 MW	6 MWh

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 37 /ESS 38

Die unter dem Namen Cellstrom bekannte Firma aus Österreich, Teil der Firma Gildemeister, bietet modulare Konzepte mit bis zu 2 MW Speicherleistung und einer Energiedichte von 16 MWh an /22/. Dies zeigt die Kapazitäten von acht Stunden, gemessen an der Spitzenleistung, möglich sind.

b) Polysulfid-Brom- Redox-Flow

Diese Speicherlösung wird von der Firma RegenesysTM vertrieben und betreut. Daher werden diese Speicher auch als RegenesysTM-Speicher bezeichnet. Prinzipiell sind diese Speicher für den Einsatz im MW-Bereich geeignet. Der Aufbau und die Funktionsweise des RegenesysTM – Speichers ist ähnlich dem Vanadium-Redox-Flow, allerdings sind die Elektroden, wie schon beim Zink-Brom-Hybridspeicher, bipolar ausgeführt. Als Elektrolyte werden Natrium-Bromid und Natriumpolysulfid in konzentrierter Form eingesetzt /3:170/.

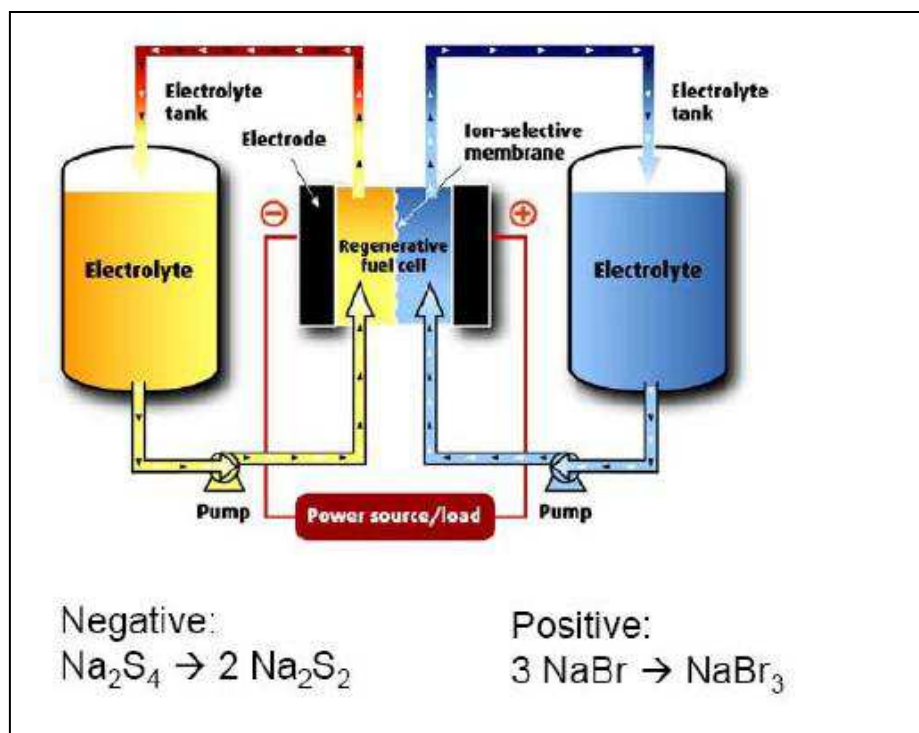


Abbildung 9: Funktionsweise des Regenesys-Systems

Für den Separator, eine natriumionenleitende Polymermembran, ist eine wesentlich stärkere Bedeutung in Hinsicht auf die Trennung der Elektrolyt-Kreisläufe gegeben. Bei der Vermischung kommt es zu einer sehr schnellen Selbstentladung und damit zum Kapazitätsverlust /15/.

Die Vor- und Nachteile der Redox-Flow-Lösung von RegenesysTM sind in etwa die gleichen wie die der Vanadium-Redox-Flow- Batterie, da diese sich nur im Elektrolyt unterscheiden /3:170/.

Tabelle 19: Übersicht der Parameter von Polysulfid-Brom – Anlagen

Kosten	1100 \$/kW
Wirkungsgrad	72 - 85 %
Energiedichte	20 Wh/kg

Tabelle 20: Übersicht der verschiedenen Polysulfid-Brom - Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
PacifiCorp	Moab	USA	250 kW	2 MWh

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 44

Im Rahmen einer Versuchsreihe wurde in Wales, Großbritannien, eine 1 MW-Anlage erfolgreich getestet aber nicht in Betrieb genommen. Die meisten Anlagen im Bereich größer 10 MW wurden aufgrund von technischen Problemen nicht fertiggestellt, dazu zählen eine 12 MW Anlage in England und eine 15 MW Anlage in den USA /16:8/. Die meisten Speicheranlagen der RegenesysTM – Technologie werden vorrangig im Bereich kleinerer Leistung, von etwa 200 bis 500 kW, eingesetzt. Die fehlende Weiterentwicklung könnte durch die recht häufigen Wechsel innerhalb der Rechteinhaber begründet sein. So wurde das RegenesysTM-Projekt 2003 von RWE Innogy erworben und im September 2004 an VRB Power Systems verkauft /17/. Seit 2009 hält die Prudent Energy VRB Systems die Rechte an der Polysulfid-Bromid-Speichertechnologie /18/. Es zeigt sich, dass diese Speichertechnologie nicht lange bei einem Unternehmen verweilte. Dadurch waren Weiterentwicklung und weitere Forschungen an dieser Technologie deutlich erschwert.

2.4 Energiespeicher Erdgasnetz

Der Energiespeicher Erdgasnetz stellt ein sehr großes Speicherpotential bei gleichzeitig sehr mobil einsetzbarer Erzeugerleistung dar. In Zusammenhang mit der Methanisierung von Wasserstoff, der aus volatilen Energien erzeugt werden kann, würde sich eine mittelfristige Lösung abzeichnen um Erzeugerleistung für den Atomausstieg bereitzustellen. Der methanisierte Wasserstoff kann dem vorhandenen Erdgasnetz beigefügt werden. Kleinere GuD-Kraftwerke, die an das gutausgebaute Netz angeschlossen sind, können die dezentrale Versorgung übernehmen wo ein Ausbau vom elektrischen Energienetz zu teuer und aufwendig wäre. In Verbindung mit einem Biomassekraftwerk kann das, aus dem Sabatier-Prozess, abgespaltete CO₂ wiederum dem Methanisierungsprozess von Wasserstoff beigefügt werden, so dass aus Wasserstoff hergestelltes Methan annähernd klimaneutral wäre. Nachfolgend soll der Weg zur Erzeugung von Wasserstoff durch volatile Energieträger, bis hin zur Verwendung des Methans durch GuD-Kraftwerke zur Erzeugung von elektrischem Strom dargestellt werden.

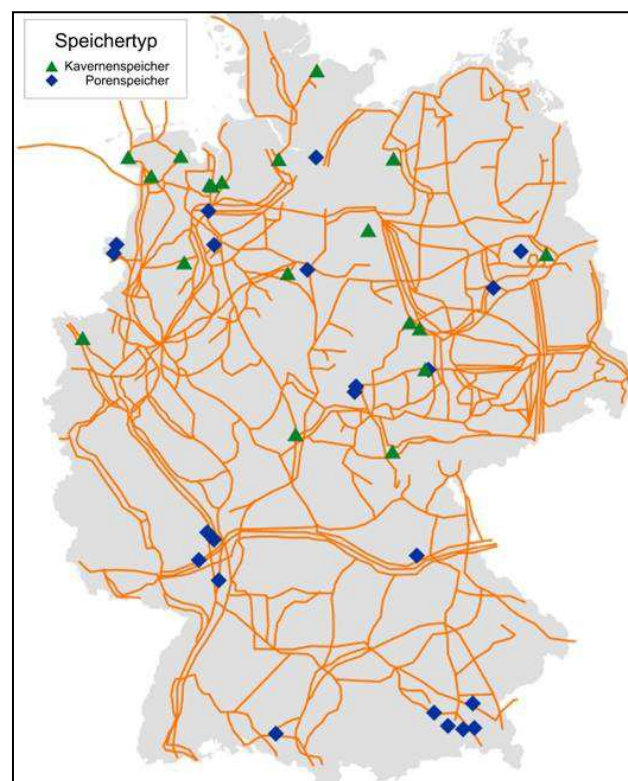
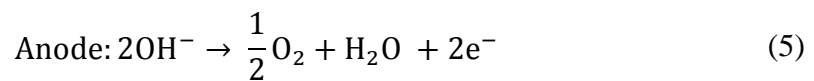
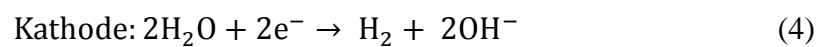


Abbildung 10: Erdgasnetz von Deutschland

2.4.1 Wasserstoffherzeugung

Die Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas oder andere fossile Energieträger ist nicht sinnvoll, da es bei diesen Energieträgern hohen Prozesstemperaturen bedarf, die wiederum mit großen Kohlendioxidemissionen verbunden sind. Eine vorhandene und in der Praxis umgesetzte Erzeugung von Wasserstoff basiert auf der alkalischen Elektrolyse. Dabei werden zwei Elektroden in einen wässrigen alkalischen Elektrolyt getaucht. Es finden dann die folgenden chemischen Reaktionen statt, wenn an den Elektroden eine Spannung angeschlossen wird.



Bei der alkalischen Elektrolyse können Wirkungsgrade bis zu 85 % erreicht werden, was abhängig von der Menge und Wahl des Elektrolyten und der Elektrodenmetalle ist /19:110/. Als Energie die zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden kann und dem Prozess über die Elektroden zugeführt wird, sind Sonnen- und Windenergie geeignet /19:110/. Wasserstoffelektrolyseuren werden von vielen Herstellern angeboten, so dass eine großflächige Verbreitung derzeit möglich ist. Die Erzeugung von Wasserstoff ist auch keine reine Forschungsanstrengung mehr, Pilotanlagen wie die von e.ON in Falkenhagen oder der WIV betriebenen Anlagen zeigen die Aktivität der Energieversorger, Tabelle 21 /20/.

Diese beiden Anlagen gehören zum Hysoler-Projekt, das seit 1986 aktiv ist. Gegründet und betreut wurde es durch die BMFT und der saudi-arabischen KACST, die Möglichkeiten zur Erzeugung von Wasserstoff demonstrieren wollten /19:110/.

Tabelle 21: Übersicht der verschiedenen Wasserstoffherzeuger - Anlagen in Deutschland

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Energieinhalt
e.on	Falkenhagen	Deutschland	2 MW	360 m³/h
WIV	Barth	Deutschland	-	120 m³/h
Enertrag	Prenzlau	Deutschland	-	10 m³/h

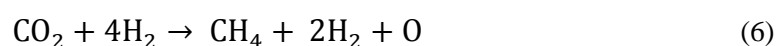
2.4.2 Wasserstoffspeicher

Wasserstoff kann in Akkumulatoren gespeichert werden, was auf Basis des elektrochemisch erzeugten Wasserstoffes geschieht /19:138/. Allerdings hat Wasserstoff auch einige Nachteile bei der Speicherung. Wasserstoff hat ein diffundierfreudiges Verhalten, so dass es einem großen Aufwand bedarf diffusionsfeste Behältnisse zu schaffen /3:139/. Dies könnte durch die Verflüssigung vermieden werden, allerdings sind dafür Temperaturen von -253 °C notwendig, dies ist ähnlich zu SMES-Speicher sehr energieintensiv.

Bei der Betrachtung des Transportes bei diesen Temperaturen mit Schiffen und dem dazugehörigen Wirkungsgrad, der durch die Rückverstromung weiter verringert wird, kommt so ein Gesamtwirkungsgrad von unter 50 % zu Stande. Zudem müsste in den Transport und den Ausbau solch einer Infrastruktur ein zweistelliger Milliardenbetrag investiert werden /5:356/. Deshalb ist es ökologisch und ökonomisch sinnvoller die Elektrizität an ausgesuchten Standorten zu erzeugen und dann über Hochspannungs- oder Höchstspannungsnetze zu verteilen /5:350/.

2.4.3 Methanisierung

Bevor der Sabatier-Prozess zur Methanisierung dargestellt wird, soll eine andere regenerative Energieerzeugung vorgestellt werden, die für den Wandlungsprozess große Wichtigkeit aufweist. Es handelt sich dabei um Biogasanlagen. Bei diesen wird mithilfe von Bakterien aus Biomasse Biogas hergestellt. Da die Erdgasreserven begrenzt sind, wurden für das Biogas, neben der direkten Zuführung an BHKWs als Brennstoff, Verfahren entwickelt um dieses in Methan zu wandeln und so dem Erdgasnetz zuführen zu können. Dabei wird CO_2 abgespalten, dem nun eine wichtige Rolle zu kommt. Beim Sabatier-Prozess kann, unter Zunahme des regenerativ erzeugten Wasserstoffes und dem abgespaltenen CO_2 , Methan hergestellt werden.



Das durch den Sabatier-Prozess erzeugte Methan kann dann analog zu Erdgas verwendet und über Turbinen oder BHKW's wieder in elektrische Energie umgewandelt werden.

Die Rückverstromung besitzt einen Wirkungsgrad von 60 % /5:356/. Bisherige Überlegungen gingen davon aus, das überschüssige Kohlenstoffdioxid, das bei der Bereinigung von Abgasen herausgetrennt wird, am Meeresboden zu speichern. Nutzt man den Sabatier-Prozess würden beide, zur Verfügung stehende Energieerzeuger von Wasserstoff und regenerativen Energien kombiniert werden, um Methan zu erzeugen. Die Erzeuger sind die Biogasanlage und die Wasserstofferzeugung. Auch würden sich beide Systeme nicht ausschließen, da vor allem in ländlich geprägten Gebieten fluktuierende Energieerzeuger eingesetzt werden, ebenso wie Biomasseanlage, an denen die Methanisierung angeschlossen ist. Diese Kombination hätte noch einen weiteren Vorteil, da die Abwärme von BHKWs der Biomasse-Anlage zugeführt für weitere Energiespeicher genutzt werden könnte, wie beispielsweise Na-S-Batterien, Abbildung 11.

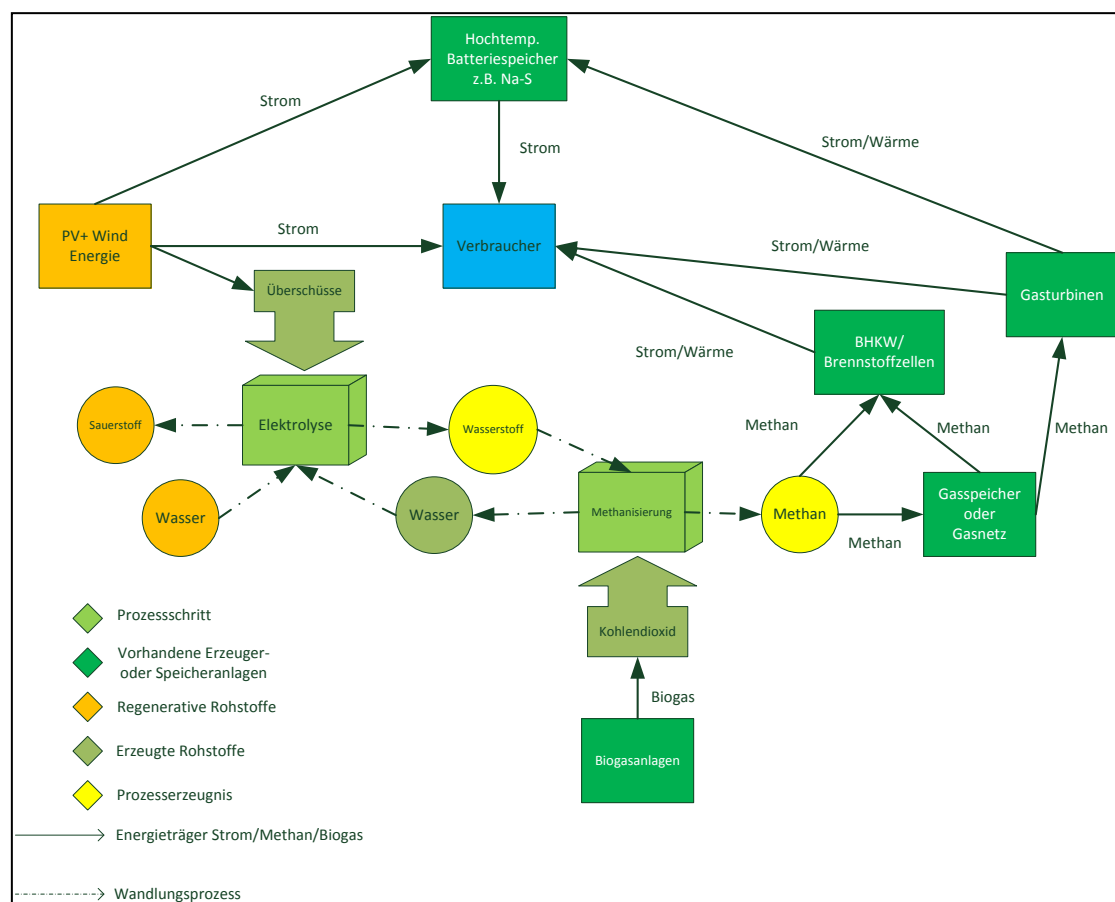


Abbildung 11: Darstellung der Umwandlungsmöglichkeiten von Wasserstoff

2.4.4 Energieerzeugung

Der Zusammenschluss von Erzeugern würde sich, wie festgestellt, nicht ausschließen, sowohl die Erzeuger wie Wind und größere PV-Anlagen, als auch die Biomasseanlagen sind vorwiegend in ländlich geprägten Gebieten zu finden. Die BHKWs, die meist bei den Biomasseanlagen installiert sind, können auf diese Weise die Erzeugung von Grundlaststrom übernehmen und hätten zwei Rohstoffe zur Verfügung um ihren Betrieb aufrecht zu erhalten. Ein weiterer Vorteil wäre die Möglichkeit das aus Wasserstoff hergestellte Methan ebenfalls in das Erdgasnetz einzuspeisen, so dass es die Aufgabe von Transport und Langzeitspeicherung übernehmen kann.

Das zurzeit bestehende Erdgasnetz, Abbildung 10, kann in Verbindung mit unterirdischen Erdgaslagerstätten über 20 Milliarden m³ Erdgas speichern. Bei einem Heizwert von rund 10 kWh/m³ ergibt sich eine Kapazität von 200 TWh, die mit dem dargestellten Rückverstromungsgrad von 60 % eine elektrische Energie von 120 TWh erzeugen. Dadurch wäre das Erdgasnetz in der Lage als Langzeitspeicher vorgehalten zu werden, da eine Energieversorgung von zwei Monaten möglich wäre /44/. Zudem gibt es noch große Potentiale, wodurch sich die Speicherkapazitäten signifikant erhöhen lassen /5:357/. Es besteht weiterhin die Möglichkeit bei Bedarf neue Energieerzeuger zu errichten. Diese könnten als BHKW, Gas- oder GuD-Kraftwerke ausgeführt werden die den Vorteil besitzen ein gutes Regelverhalten zu zeigen. Gas- und GuD-Kraftwerke haben relativ geringe Zeitkonstanten, von ca. zwei Sekunden, wodurch diese Kraftwerke dann Sekundärregelungen im Netz durchführen können /21:56/.

Die aufgezeigte Speichermöglichkeit hätte den Vorteil, dass sie auf vorhandene Systeme und Komponenten zurückgreift, die derzeit zur Verfügung stehen. Als Speicher würde in diesem Szenario sowohl ein CO₂- und Wasserstoff-Speicher fungieren, als auch das Erdgasnetz. Die Erzeugung von Wasserstoff würde aus dem Überangebot der Wind- und PV-Energie synchron geschehen. Damit wäre die überschüssige Energie in Wasserstoff umgewandelt, welcher wiederum kurzzeitig gespeichert werden könnte; jedoch nur solange bis der Methanisierungsprozess abgeschlossen ist. Danach würde das Erdgasnetz als Energiespeicher dienen.

2.5 Übersicht von Kurzzeitspeicher

In diesem Abschnitt sollen Speichertechnologien betrachtet werden, die derzeit in Versorgungsnetzen als Kurzzeitspeicher etabliert sind, für einen großflächigen Einsatz aber zu teuer oder aufwendig sind. Ausnahme stellen dabei das Schwungrad und die Kombination von Doppelschichtkondensatoren und Batterien dar.

2.5.1 Supraleitende Magnetische Energiespeicher

Die SMES-Speichertechnologie gehört zu den derzeit sehr aufwendigen und daher teuren Speichertechnologien. Der Superconducting Magnetic Energy Storage, kurz SMES, besteht in der Regel aus einem Stromrichter zur Anbindung an das Drehstromnetz und der widerstandslosen supraleitenden Luftspule [3:218]. Zur Spule ist ein supraleitender Schalter parallel verschaltet, Abbildung 12. Beim Ladevorgang ist dieser Schalter geöffnet. Der Schalter wird erst geschlossen wenn der zulässige Maximalstrom erreicht ist. Die Spule wird von der Spannungsquelle getrennt und geht in den Speicherbetrieb über [3:218]. Ist dies geschehen kommutiert der Strom auf den Parallelzweig mit geschlossenem Schalter und fließt mit konstanter Größe weiter. Der Energieinhalt dieses Speichers lässt sich mit

$$W_m = L * \frac{i^2 * (t_1)}{2} \quad (7)$$

beschreiben. Beim Entladevorgang wird der Parallel zur Spule liegende Schalter geöffnet und der Strom nimmt bei konstanter Spannung linear ab, ebenso wie die Leistung. Der Stromrichter übernimmt dabei die Funktion eines Wechselrichters und liefert die gespeicherte Energie an das Netz [3:219]. Durch die supraleitenden Eigenschaften bestimmter Materialien, die für die Spule und den Schalter genutzt werden, hat bei idealen Verhältnissen, der SMES Speicher eine beliebig lange Speicherzeit. Dynamisch sind vor allem die sehr geringen Zugriffszeiten im Bereich von einer bis 20 Sekunden und die gleichmäßige Energieabgabe von Vorteil.

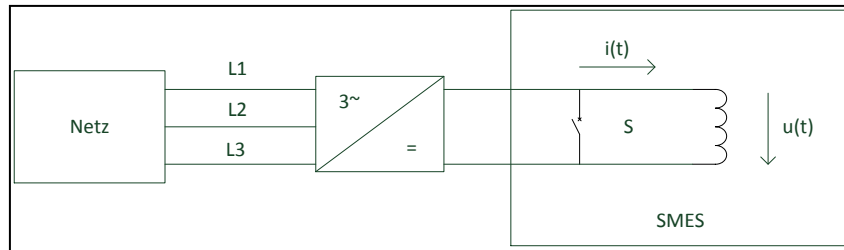


Abbildung 12: Anbindung SMES-Speicher

Der SMES-Speicher wird im Bereich der Spannungs- und Netzstabilisierung eingesetzt. Die meisten Speicher der SMES-Technologie werden vor allem in Japan und Korea erforscht, getestet und betrieben. Kleine Demonstrationsanlagen sind auch in Frankreich oder den USA zu Forschungszwecken errichtet wurden. Die in der Tabelle 23 gezeigten Beispielanlagen sind als HTSL ausgeführt, die Forschung und Entwicklung sowie Kommerzialisierung dieser Technologie ist schon weit fortgeschritten.

Tabelle 22: Übersicht der Parameter von SMES – Anlagen

Kosten	400 \$/kW
Wirkungsgrad	90 – 95 %
Energiedichte	2 Wh/kg

Tabelle 23: Übersicht der verschiedenen SMES - Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
TEPCO	Mie	Japan	10 MW	5,6 kWh
TEPCO	Ibaraki	Japan	10 MW	5,6 kWh

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 67 /ESS 68

Der begrenzte Einsatzbereich und die geringe Verbreitung der SMES-Speichertechnologie sind auf die Verwendung von Supraleitern und der notwendigen Kühlung zurück zu führen. Supraleiter werden nach der Temperatur ab der sie supraleitende Eigenschaften zeigen, unterteilt sowie nach ihrem Verhalten im Magnetfeld. Die Tieftemperatur-Supraleiter gehören aufgrund ihres Verhaltens im Magnetfeld dem Supraleiter 1. Art und Supraleiter 2. Art an. Das Besondere daran ist, dass diese Supraleiter meist erst ab einer Temperatur von 4 K supraleitend werden und meist aus metallischen Verbindungen bestehen. Dafür muss Helium als Kühlmittel eingesetzt werden, was in der Praxis einen hohen Energieaufwand erfordert. Um dies zu beziffern, sind etwa 300 bis 500 W Energie notwendig um 1 W Verlustleistung abzuführen. Dies macht die TTSL für die technische Anwendung eher uninteressant, da SMES Speicher sehr kosten- und wartungsintensiv werden.

Eher für die technische Anwendung interessant sind die Hochtemperatur-Supraleiter, auch HTSL genannt, da diese mithilfe von flüssigem Stickstoff gekühlt werden können. Hochtemperatur-Supraleiter werden bei 77 K supraleitend, da sie dann keinen nennenswerten ohmschen Widerstand besitzen. Die Materialien, die als HTSL verwendet werden, weisen ein Keramik-ähnliches Verhalten auf und bereiten daher noch Probleme in der Fertigung für Schalter und Spulen /3:221/.

Resultierend aus den Problemen der Kühlung und Fertigung sind die Supraleiter nicht ideal, so dass sich als schwerwiegender Nachteil eine hohe Selbstentladung ergibt, die bei 10-12% pro Tag liegt. Dadurch sind sie nur als Kurzzeitspeicher für die Systemdienstleistung Spannungsstabilisierung und zum Ausgleich kurzzeitiger Netzschwankungen attraktiv /2:120/.

2.5.2 Doppelschichtkondensatoren

Die Doppelschichtkondensatoren, abgekürzt DSK oder engl. DLC für Double Layer Capacitor, werden unter den Handelsnamen SuperCaps, BoostCaps oder UltraCaps vertrieben [3:197]. Sie zeichnen sich vor allem durch ihre Eigenschaft aus extrem hohe Kapazitätswerte zu erreichen aus, die für herkömmliche Elektrolytkondensatoren nicht möglich sind. Diese hohen Kapazitätswerte sind durch das Auftreten von chemischen Doppelschichten zwischen festen und flüssigen Medien, Elektrode und Elektrolyt der sogenannten Helmholtz-Schicht zu begründen.

Dabei lagern sich an den Grenzflächen im Abstand weniger Nanometer Ladungen entgegengesetzter Polarität an. Auf diese Weise bildet sich ein Kondensator aus, der kein Dielektrikum besitzt. Um große Elektrodenoberflächen zu erhalten werden diese bei den Doppelschichtkondensatoren aus Graphit hergestellt. Um DSKs auch als Wickelkondensatoren herstellen zu können, ist zur Trennung der Doppelschichten ein Separator erforderlich. Als Elektrolyt dienen meist Salze, seltener Kalilauge oder Schwefelsäure. Der Vorteil von Salzen, meist quaternäre Salze, ist eine Dissoziationsspannung über 2,5 V, mit Kalilauge oder Schwefelsäure hingegen können rund 1,2 V erzielt werden. Die Dissoziationsspannung ist für DSKs sehr wichtig, da ein übersteigen der Spannung den Elektrolyten zersetzt. Mit quaternärem Salz als Elektrolyt sind bei gleicher Anzahl an Kondensatoren höhere Spannungen und damit auch eine Anwendung in Hochspannungsnetzen möglich.

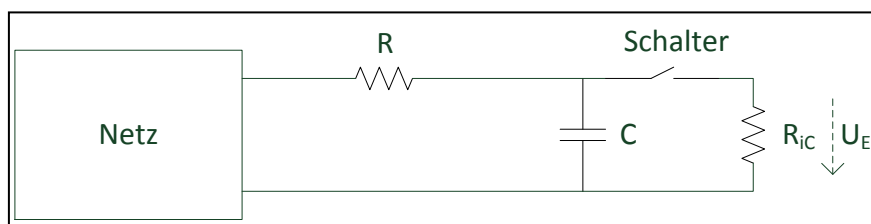


Abbildung 13: Aufbau eines DSK-Speichers

Die Lade- und Entladevorgänge sind ähnlich wie bei den normalen Kondensatoren. Bei geschlossenem Schalter Abbildung 13 wird der Kondensator aufgeladen. Nach einigen Zeitkonstanten ist der Kondensator geladen, der Schalter wird geöffnet.

An der Spannung und an der bis dahin gespeicherten Energie ändert sich nun nichts mehr, mit Ausnahme der bei einem realen Kondensator üblichen Selbstentladung /3:201/. Beim Entladevorgang wird der Schalter geöffnet und der Kondensator entlädt sich mit seiner Entladezeitkonstanten τ_e exponentiell. Für die Verluste eines DSK sind der Ladewiderstand R und Entladewiderstand R_{IC} verantwortlich, Abbildung 13. Beim Entladen der gespeicherten Energie wird diese am Entladewiderstand in Wärme umgewandelt. Die Verluste durch den Ladewiderstand, bei konstanter Spannung, sind stets gleich der gespeicherten Energie. Beeinflusst wird, bei Erhöhung oder Verringerung des Ladewiderstandes, lediglich das Maximum des Ladestromes und damit der Ladevorgang /3:201/.

Der Einsatz von Supercaps ist gegenüber SMES auf einem guten Weg als Speicher in die Energieversorgung integriert zu werden. Zurzeit werden Supercaps in erster Linie für den Bereich der Mobilität in Elektro- und Hybridfahrzeugen eingesetzt /3:219/. Auch als Bestandteil der New Lead Acid Technologie finden SuperCaps Anwendung. Die in Tabelle 25 aufgeführten Beispiele werden im Bahnbetrieb eingesetzt. Es handelt sich dabei um eine Technologie die von Siemens entwickelt wurde und unter dem Namen Sitras Static Energy Storage vertrieben wird.

Tabelle 24: Übersicht der Parameter von DSK – Anlagen

Kosten	300 \$/kW
Wirkungsgrad	90 – 95 %
Energiedichte	0,5 – 10 Wh/kg

Tabelle 25: Übersicht der verschiedenen DSK - Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
SMUD	Sacramento	USA	1 MW	0,5 MWh

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 79

Doppelschichtkondensatoren sind derzeit noch sehr teuer und lohnen sich meist nur für kleine Leistungen oder als Unterstützung von Batteriespeichern.

Alleinige Anwendungen für das Verteilungs- und Übertragungsnetz sind aufgrund der fehlenden Speicherdichte und Spannungsfestigkeit kaum zu finden.

Eine Versuchsgruppe des MIT arbeitet zurzeit daran die geringe Speicherdichte der Doppelschichtkondensatoren zu erhöhen /3:199/. Bei Erfolg könnten diese Speicher wie auch schon im Nahverkehr zur Spannungsstabilisierung eingesetzt werden /3:206/.

2.5.3 Schwungradspeicher

Die Basis von Schwungradspeichern stellen rotierende Massen dar. Diese werden mithilfe von elektrischen Antrieben auf eine bestimmte Rotationsgeschwindigkeit gebracht. Gegenüber von elektrischen oder chem. Speichern bei denen dann die Energiezufuhr gestoppt wird, wird das Schwungrad auf dieser Umlaufgeschwindigkeit gehalten. Wird die auf diese Weise gespeicherte Energie benötigt, wird die antreibende Maschine vom Motor in den Generatorbetrieb umgeschaltet und kann auf diese Weise für einige Sekunden bis Minuten Energie an das vorgeschaltete Netz liefern. Die gespeicherte Energie in einem Schwungrad liegt in Form von kinetischer Energie vor, die Verlustquellen bei diesem Energiespeicher sind vor allem die Lager. Bei Einsatz von Supraleitenden Materialien zur Vermeidung von Reibung, sind Wirkungsgrade bis zu 95 % möglich.

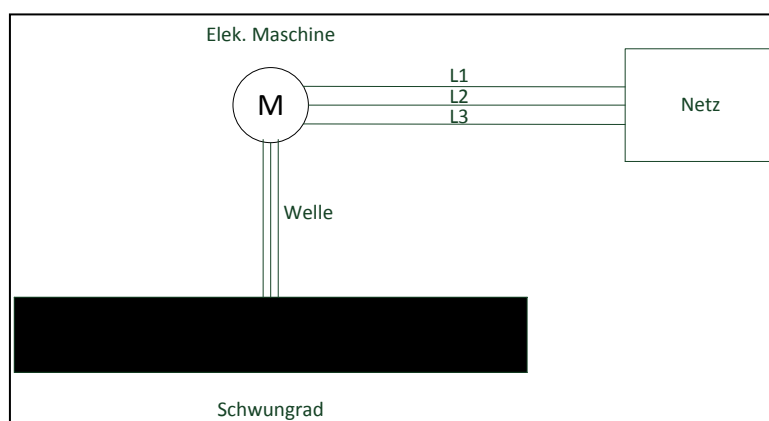


Abbildung 14: Anbindung eines Schwungrades

Schwungradspeicher werden zurzeit aus Faserverbundstoffen hergestellt, so dass höhere Umlaufgeschwindigkeiten, bis zu 100.000 m/s /42:13/, erreicht werden können.

Dies ist möglich da die Energiedichte direkt proportional zur auftretenden Normalspannung in tangentialer Umfangsrichtung und indirekt zur Dichte des verwendeten Materials ist /3:137/. Faserverbundstoffe weisen diese Eigenschaften auf und sie haben extrem hohe zulässige Zugspannungen bei niedrigen Dichten.

Dadurch sind aufgrund des Materials dünn gewickelte Ringe möglich, was die Bauform und Baugröße stark verringert. Auch die zum Betrieb notwendigen Schutzabsperungen sowie der Berstschutz müssen nicht mehr so massiv ausfallen wie bei einem äquivalenten Schwungrad aus Metall.

Die Schwungradspeicher dienen in der Energieversorgung zur Stabilisierung der Netzqualität, also dem Ausgleich von Spannungshuben und –senken, sowie im begrenzten Rahmen und meist nur für einige Minuten der Abdeckung von der Spitzenlast /3:139/. Sie weisen eine Leistungsabgabecharakteristik auf, die ähnlich dem eines SMES-Speicher ist /42:14/. Im Bereich der Verkehrsspeicher sind Schwungradspeicher ein sehr gutes Mittel um im Bahnbetrieb die erheblichen Anfahrströme abzufangen /3:139/. Ein bestehendes Speichersystem das in die Energieversorgung integriert ist, wird in Stephanstown/New York eingesetzt. Das Schwungrad kann eine Spitzenleistung von 20 MW abrufen /2:143/.

Tabelle 26: Übersicht der Parameter von Schwungradspeicher – Anlagen

Kosten	350 \$/kW
Wirkungsgrad	80 – 95 %
Energiedichte	20 Wh/kg

Tabelle 27: Übersicht der verschiedenen Schwungradspeicher - Anlagen

Betreiber	Ort	Land	Leistung	Speicherkapazität
Beacon Power	Stephenstown	USA	20 MW	-
Okinawa Electric Power Corporation	Okinawa	Japan	20 MW	56 kWh

Quelle: Siehe Anhang 1: ESS 30 /ESS 39

2.6 Sonstige Speicher

Die nachfolgenden Speicher sind vorwiegend in der Fahrzeugtechnik oder im üblichen Hausgebrauch anzutreffen. Sie besitzen oft große Nachteile für eine Energieversorgung, wodurch sie derzeit keine Verwendung haben.

Dazu zählen

- Nickel-Eisen-Batterie
- Nickel-Metallhydrid-Batterie
- Natrium Nickelchlorid-Batterie
- Wärmespeicher
- Brennstoffzellen

Desweiteren gibt es einige interessante Ideen bekannte Speicherkonzepte in alternativer Umgebung einzusetzen. Dazu gehört beispielsweise der Ringwallspeicher. Für die aufgeführten Technologien soll kurz erläutert werden warum diese nicht für die Energieversorgung geeignet sind.

2.6.1 Brennstoffzellen

Brennstoffzellen sind durch ihre eher geringen Rückverstromungswirkungsgrade von ca. 40 % noch nicht für effiziente Speicherung bzw. Umwandlung in elektrische Energie nach der Speicherung geeignet. Weitere Entwicklungen können langfristig die Brennstoffzelle für einen BHKW-ähnlichen Betrieb als Leistungsausführung interessant machen, da sie ein sehr gutes Teillastverhalten zeigen. Derzeitige Brennstoffzellen-Lösungen funktionieren hauptsächlich in der Fahrzeugindustrie.

2.6.2 Nickel-Eisen und Nickel-Metallhydrid-Batterien

Die beiden Nickel-Batterien haben sehr große Nachteile gegenüber den bisher aufgeführten Batteriespeichern. Dabei stellen die hohe Selbstentladung und die notwendige Kühlung beim Laden der Batterien die größten Nachteile dar. Allerdings können durch weitere Forschungen diese beiden Batterien für einen Einsatz im Energieversorgungsnetz verwendbar gemacht. Von Vorteil sind die Umweltfreundlichkeit und die hohe Energie- und Leistungsdichte.

2.6.3 Natrium-Nickelchlorid-Batterie

Bei diesen Batterien handelt es sich um die sog. ZEBRA – Batterien. ZEBRA steht für Zero Emission Battery Research Activity. Der Aufbau dieses Typs ist ähnlich dem der Na-S-Zelle. Der äußere Bereich der Zelle besteht aus Natrium, das im äußeren Bereich, die entsprechend dotierten Feststoffelektrolyten (Al_2O_3) benetzt. Der innere Kern besteht aus NiCl_2 , das ebenfalls in fester Form vorliegt und die positive Elektrode bildet. Für den Elektronentransport zwischen beiden ist ein weiterer flüssiger Elektrolyt notwendig um den Innenwiderstand zu verringern und den Stromtransport zu erhöhen /3:165/. Dazu wird NaAlCl_4 verwendet, das bei der Betriebstemperatur von ca. $300\text{ }^\circ\text{C}$ flüssig ist. Der Hauptvorteil dieser Speichertechnik liegt gegenüber der Na-S-Batterie in der unbegrenzten thermischen Zyklenzahl /3:166/.

Tabelle 28: Übersicht der Parameter von Na- NiCl_2

Kosten	500 \$/kWh
Wirkungsgrad	75 – 80%
Energiedichte	90 Wh/kg

Die ZEBRA-Batterie wird vorzugsweise in U-Booten und Fahrzeugen eingesetzt /35/. Durch die Eigenschaft der unendlichen thermischen Zyklen, kann diese Technologie gut mit Start-Stop-Betrieb umgehen. Auch die Betriebstemperaturen stellen bei diesen Anwendungen kein Problem dar. Der Nachteil, aufgrund dessen diese Art von Batterie nicht für leistungsstarke Energiespeicher verwendet werden kann, stellt der wachsende Innenwiderstand bei der Entladung dar. Durch die sinkende Zellspannung sind nur geringe Kapazitäten der Batterie nutzbar.

2.6.4 Wärmespeicher

Bei Wärmespeichern gibt es eine Einrichtung, die Plataforma Solar de Almeria, bei der durch Solarstrahlung ein Feststoff-Wärmespeicher aufgeheizt werden soll. Dies geschieht mithilfe von Solarthermie-Anlagen, die ihre gesammelte Wärme über ein Medium an den Feststoffkörper, der aus Beton besteht, abgeben. Die thermisch gespeicherte Energie soll dann dazu genutzt werden bis zu 50 MW elektrische Energie zu erzeugen.

Diese Anlage wird derzeit als Forschungs- und Demonstrationsanlage verwendet, für die Kommerzialisierung ist noch weiterer Forschungsaufwand notwendig.

2.6.5 Ringwallspeicher

Bei dem Ringwallspeicher handelt es sich um ein Speicherkonzept das in die bestehende Natur eingearbeitet werden kann. Dieser Speicher nutzt das Konzept eines Pumpspeicherkraftwerkes, Ober- und Unterbecken sind dabei wie in Abbildung 15 angeordnet. Dadurch könnte das Prinzip der Pumpspeicherkraftwerke auch dort nutzbar gemacht werden wo kein Gebirge oder natürliche Erhebungen vorhanden sind.

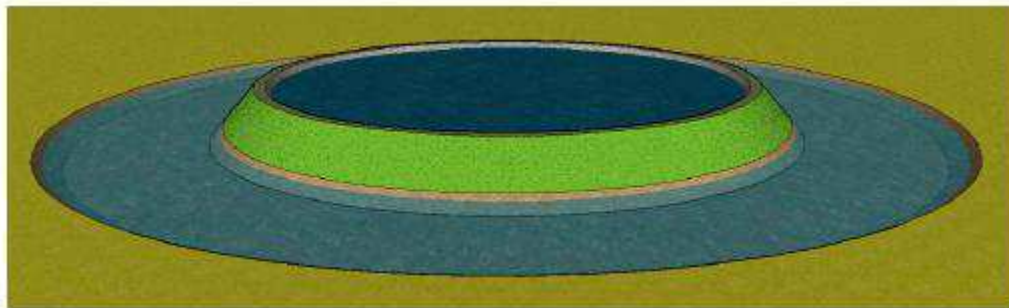


Abbildung 15: Ringwallspeicher für das Flachland

Es würden sich für diese Art Speicher besonders gut Tagebau-Gruben eignen. Der Tagebau wäre dann zur Energieversorgung als auch als Wassersport- und Freizeitanlage nutzbar /1:47/.

3. Dynamik und Netzintegration von Energiespeichern

Im nachfolgenden Abschnitt sollen die Dynamik und die Netzintegration der bekannten Energiespeichertechnologien behandelt werden. Als Dynamik wird die Fähigkeit des Energiespeichers verstanden, die regelungstechnischen Aufgaben wie Systemdienstleistungen bereitzustellen und dem Netzverbund die Möglichkeit eines stabilen Betriebs ohne Erweiterung von Kraftwerken zu ermöglichen.

Energiespeicher sind, was ihre Anforderungen zur Netzunterstützung anbelangt, komplex. Sie stellen auf der einen Seite einen Verbraucher dar, wenn sie im Einspeicherbetrieb genutzt werden und sind ebenso Erzeuger, wenn es um den Ausgleich von Lastspitzen geht. Zu den normalen Anforderungen an Speicher wie eine große Speicherdichte, ein hoher Wirkungsgrad und eine möglichst große Kapazität, kommen zudem noch Anforderungen, die die Regelwerke der Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber an die Erzeuger und Verbraucher in der Stromverteilung stellen.

Für den Einsatz von Energiespeichern müssen zuerst die Anforderungen bekannt sein die durch das Regelwerk Transmission Code und Distribution Code vorgegeben sind. In diesen Regelwerken wird die dynamische Anforderung an Erzeuger und Verbraucher im Übertragungs- und Verteilungsnetz festgelegt. Der Distribution Code orientiert sich dabei sehr am Transmission Code so dass im Folgenden vorrangig dieser betrachtet wird. Zugrunde gelegt wird dabei die Ausgabe vom August 2007, eine Überarbeitung ist bisher noch nicht erfolgt. Es werden weitere energiespeichertypische Anforderungen zusammen getragen die sich in den letzten Jahren ergeben und noch keinen Eintrag in die genannten Regelwerke gefunden haben.

3.1 Anforderungen durch die Netzbetreiber

3.1.1 Anforderungen an Energiespeicher

Nachfolgend werden einige Anforderungen genannt, die als spezifische Eigenschaften an Energiespeicher allgemein gestellt werden. Die Anforderungen wurden dahingehend erweitert, dass sie explizit auf Bedingungen eingehen, die für Energiespeicher im Stromnetz gefordert werden.

Energiespeicher sollen:

- einen Beitrag zur optimalen Energieumwandlung und Energienutzung leisten.
- eine Steigerung der Effizienz von Kraftwerkssystemen bedingen.
- der Bevorratung dienen.
- dem Ausgleich von Lastschwankungen dienen.
- die Versorgungssicherheit und die Qualität der Energiebereitstellung erhöhen.
- die Deckung von Lastspitzen übernehmen.
- die fluktuierenden Energieerzeuger grundlastfähig und berechenbarer machen.
- den Energiebedarf verringern.
- einen Beitrag zum Klimaschutz und der Nachhaltigkeit liefern.

Neben diesen eher allgemeinen Anforderungen, die aus /23/ und /8/ zu entnehmen sind, gibt es noch einige weitere Aspekte, die für die VNB und ÜNB von Bedeutung sind. Zum Einen ist ein Speicher nur dann ökonomisch sinnvoll wenn sein Wirkungsgrad über 40% liegt. Darunter müsste mehr als 2,5-mal so viel Energie eingesetzt werden um den Speicher zu füllen, womit eine direkte Zuführung der Energie über Hochspannungsleitungen sinnvoller und ökonomischer wäre /1:61/.

Ein weiteres Kriterium für einen Energiespeicher ist seine Größe bzw. wie lange kann dieser der Bevorratung von Energie dienen. Da die Energieversorgung in den kommenden Jahren zunehmend durch fluktuierende Energieerzeuger ersetzt wird, ist eine zentrale Frage wie groß ein Energiespeicher sein muss, um die oben gestellten Aufgaben übernehmen zu können.

In /1/ wurde die zentrale Frage nach der Speichergröße bei 100 % regenerativen volatilen Erzeugern untersucht. Dabei wurde von dem grundlegenden Szenario ausgegangen, dass diese Erzeugung und Deckung der elektrischen Energie zu 100% durch volatile Energieformen geschieht. Dieser Ansatz soll übernommen werden, da es den größtmöglichen Anteil regenerativer Energien darstellt, den das Versorgungsnetz aufnehmen und transportieren muss. Daraus leitet sich die Größe der Energiespeicher ab, da der Anteil den das Energienetz nicht aufnimmt, eingespeichert und auf diese Weise Überschüsse vermieden werden können. Der notwendige Speicherbedarf wurde anhand der Szenarien in Tabelle 29 /1:70/ untersucht.

Tabelle 29: Zusammenstellung der Szenarien

Szenario	Beschreibung
a	Windenergie, 20% Benutzungsgrad, ohne Erzeugerreserve
b	Windenergie, 50% Benutzungsgrad, ohne Erzeugerreserve
c	Windenergie, 50% Benutzungsgrad, 30% Erzeugerreserve
d	Globalstrahlungsproportionale Solarenergie ohne Erzeugerreserve
e	Windenergie, 20% Benutzungsgrad, optimal kombiniert mit d)
f	Windenergie, 50% Benutzungsgrad, optimal kombiniert mit d)

Bei dem Szenario b) handelt es sich um die zukünftige Situation, wenn der Ausbau der Windkraft voranschreitet. Die Szenarien e) und f) sollen zeigen welches Potential für die Energieerzeugung eine optimal kombinierte Erzeugerlandschaft aus Photovoltaik und Windkraftanlagen und welche Auswirkungen dies auf die Größe des Speichers hat. Bei der Photovoltaik, Szenario d), wurde der Wirkungsgrad mit 15 % angenommen und das der produzierte Solarstrom proportional der Globalstrahlung ist /1:30/. Der Ausbau von Photovoltaik wurde auf den urbanen Raum eingegrenzt /1:27/. Im Szenario c) wurde untersucht, welche Situation sich ergibt wenn die Windenergie mit einem Benutzungsgrad von 50 % genutzt wird, dabei aber konventionelle Erzeuger bereitstehen die im Falle von beispielsweise Windstille die Energieversorgung übernehmen. Daraus würde sich eine Verringerung des Speicherbedarfes ergeben. Bei Szenario a) wurde der derzeitige Stand der Windkraftanlagen bei 100 % regenerativer Erzeugung betrachtet.

Ein weiterer Aspekt, der beleuchtet werden muss, ist der dargestellte Benutzungsgrad von Windenergieanlagen. Es wird davon ausgegangen, dass die Windenergieanlagen auf eine Auslegungswindgeschwindigkeit eingestellt werden, die für das jeweilige Windgebiet typisch ist.

Tabelle 2.3. Nennleistungsauslegungswindgeschwindigkeiten in m/s ausgewählter Gebiete zur Erreichung eines vorgegebenen Benutzungsgrades der Windenergieanlagen bezüglich der Windgeschwindigkeitszeitreihen aus dem Anemos Windatlas für Europa

X	Y	Gebiet	20%	30%	40%	50%
22	26	Schleswig-Holstein	16,49	13,85	11,89	10,26
22	24	Niedersachsen	13,68	11,47	9,88	8,55
22	22	Nordhessen	13,11	10,91	9,31	8,00
22	20	Großraum um den Odenwald	11,20	9,28	7,87	6,72
22	18	südliches Baden Württemberg	11,75	9,66	8,16	6,93

Abbildung 16: Benutzungsgrad und Windgeschwindigkeiten

So sind an den deutschen Küsten Windgeschwindigkeiten von 10,5 bis 16 m/s üblich, während jedoch im Süddeutschen Raum eine niedrigere Windgeschwindigkeit von 7 bis 13 m/s zu Grunde gelegt wurde /1:18/. Dies hat insofern Bedeutung, dass die Windkraftanlage an den Küsten bei der gleichen Einstellung ihrer Auslegungsgeschwindigkeiten gegenüber den Windkraftanlagen im Süden einen wesentlich größeren Benutzungsgrad besitzt. Der Benutzungsgrad setzt sich dabei zusammen aus

$$\text{Benutzungsgrad} = \frac{\text{Volllaststundenzahl}}{\text{Betriebsstundenzahl}} \quad (8)$$

Ein Benutzungsgrad von 20 % bedeutet, dass die WEA rund 1800 Stunden lang unter Volllast in das Netz einspeist. Des Weiteren wurde die Einspeisung der genannten Parameter in Zusammenhang mit dem ETSO-Verbund untersucht /1:95/. Es wurde dabei vor Allem darauf eingegangen, dass die Windflauten im Norden durch die Photovoltaik oder Einspeisung durch konventionelle europäische Kraftwerke ausgeglichen werden können. Die daraus resultierende Kernaussage stellt klar, dass selbst bei Einspeisung in das Verbundnetz der ETSO ein starkes nicht nutzbares Energiedargebot erzeugt wird /1:75/, Abbildung 17.

Szenario	a	b	c	d	e	f	
Benutzungsgrad	20%	50%	50%	-	20%	50%	
Windenergieanteil	100%	100%	100%	0%	65%	71%	
Solarenergieanteil	0%	0%	0%	100%	35%	29%	
Erzeugungsreserve	0%	0%	30%	0%	0%	0%	
Monats-Mittelwerte	Extremwerte aus den Diagrammen von Abb. 3.2 a bis f						
	volatile Erzeugung						
	Minimal	30%	50%	65%	25%	70%	80%
	Maximal	230%	150%	200%	200%	150%	120%
	nicht nutzbares Leistungsangebot						
	Maximal	110%	40%	90%	140%	45%	30%
	Export						
	Minimal	5%	10%	15%	0%	5%	5%
	Maximal	40%	25%	30%	5%	25%	15%
	Ausgleichsbedarf durch Fremdstrom						
Minimal	0%	0%	0%	30%	5%	5%	
Maximal	60%	45%	35%	85%	40%	30%	
Drei-Stunden-Mittelwerte	verbrauchsanteilgewichtete länderspezifische Extremwerte						
	volatile Erzeugung						
	Maximal	510%	209%	271%	676%	437%	304%
	nicht nutzbares Leistungsangebot						
	Maximal	410%	130%	191%	583%	333%	213%
	Export						
	Maximal	345%	130%	179%	177%	226%	115%
	Ausgleichsbedarf durch Fremdstrom						
Maximal	138%	129%	119%	147%	138%	135%	
Ausgleichsbedarf durch Fremdstrom ohne kontinentalen Ausgleich							
Maximal	146%	143%	142%	148%	143%	139%	
Drei-Stunden-Mittelwerte	zu einem Zeitpunkt gesamteuropäisch auftretende Extremwerte						
	volatile Erzeugung						
	Maximal	422%	200%	260%	596%	312%	236%
	nicht nutzbares Leistungsangebot						
	Maximal	313%	114%	171%	512%	208%	152%
	Export						
Maximal	80%	45%	56%	41%	61%	32%	
Ausgleichsbedarf durch Fremdstrom							
Maximal	116%	105%	97%	139%	123%	114%	

Abbildung 17: Extremwerte untersuchter Szenarien ohne Speichereinsatz

Es ist also nicht möglich die volatilen Energien ohne Speicher so zu betreiben, so dass keine Überschüsse erzielt werden, auch wenn das elektrische Energienetz in Europa ausgebaut wird.

Den größten Nutzen reiner regenerativer Energieversorgung ohne Energiespeicher lässt sich noch am besten durch den Einsatz von Biomasse gewährleisten /1:79/.

Die Biomasse könnte dabei zum Betrieb von Spitzenlastkraftwerken eingesetzt werden. Allerdings ist dies durch den enormen Bedarf an Ackerflächen nicht möglich. Ein über den Bedarf hinaus großer Ausbau an Windenergieanlagen wird vorausgesetzt.

Daraus abgeleitet wurden dieselben Szenarien, Tabelle 29, in Verbindung mit einem Speicher genutzt, unter der Vorgabe dass der Eigenbedarf eines Landes gedeckt sein muss. Dies führt zu dem Ergebnis Abbildung 18 /1:109/. Herauszuheben ist dabei, dass erzeugte Energien aus Photovoltaik und Windenergie mit geringen Benutzungsgraden einen bedeutenderen Nutzen durch Speicher haben. Windenergieanlagen mit hohen Benutzungsgraden wiederum reduzieren den Speicherbedarf /1:98/. In Abbildung 18 /1:109/ wird die Verweilzeit bei 100 % erzeugter volatiler regenerativer Energien dargestellt. Der Energiemix stellt sich dabei aus 80 % Wind- und 20 % Solarenergie zusammen. Bei den dargestellten 50 % Benutzungsgrad reduziert sich die Speichergröße wieder /1:89/. Durch die hohe Erzeugerleistung kann der Strom größtenteils dann für den Verbraucher bereitgestellt werden, wenn für diesen Bedarf besteht.

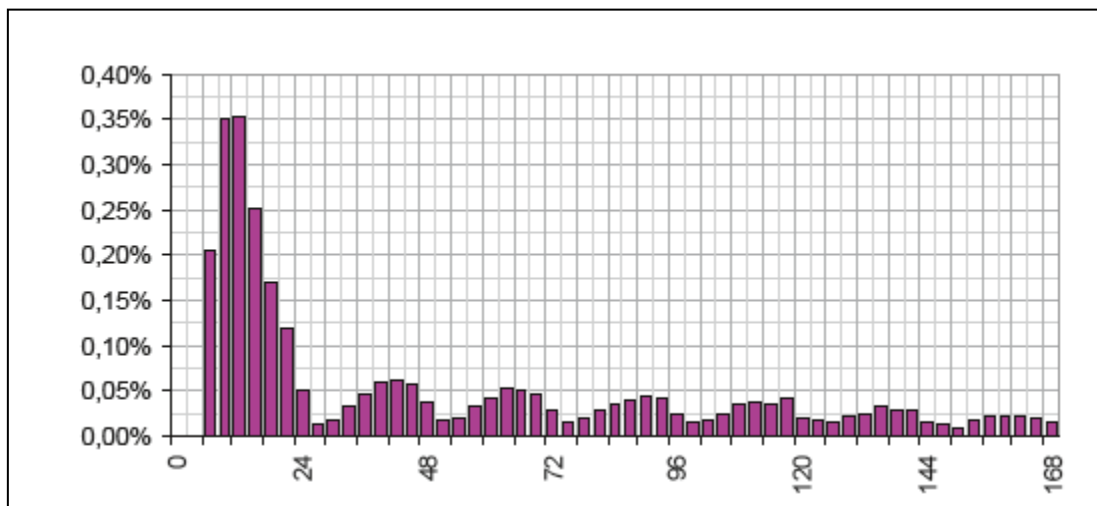


Abbildung 18: Verweilzeit von Solarenergie und Windenergie

Aus Abbildung 18 ist ersichtlich, dass die Verweilzeiten von fluktuierenden Energien in einem Speicher überwiegend nicht länger als 24 Stunden bestehen.

Wird der untersuchte Speicherinhalt zwischen 24 Stunden und 48 Stunden verglichen, ergibt sich für den 48-Stunden Parameter lediglich eine Erhöhung der Speichergröße um 13 %. Daraus ergibt sich die Annahme, dass ein Speicher eine ausreichende Kapazität bietet, wenn die volatilen regenerativen Energien in einem Zeitraum von 24 Stunden bis vier Tagen gespeichert werden können. Darüber hinaus beträgt die Kapazitätserhöhung lediglich 5 % für den fünften Tag und ist an den darauffolgenden Tagen deutlich geringer. Des Weiteren bedeutet dies, dass ein Speicher nicht in einer festen Größe angegeben werden kann, sondern bezogen auf seiner Speicherleistung beurteilt werden muss. Die Kapazität, die hier untersucht wurde, stellt allerdings nicht die derzeitige Verweilzeit in einem Speicher dar. Die Anteile regenerativer Energien entsprechen etwa dem Zehntel der in /1/ simulierten regenerativen Erzeugeranteile dar.

Es stellt sich die Frage nach der Anwendbarkeit der dargestellten Erkenntnisse. Mit dem Ergebnis, die Speicherkapazität nicht auf einen bestimmten Wert zu begrenzen, sondern in Abhängigkeit von der Verweilzeit zu betrachten, stimmt der Verfasser dieser Arbeit überein. Der Anteil der regenerativen Energie in dem Gesamtstrommix ist der einzige Parameter, der sich in der Anwendung der Erkenntnisse ändert. Es wird daher abgeschätzt, dass sich die Verweilzeit und damit die Speichergröße für derzeitige Speicher um den Faktor des regenerativen Stroms im Versorgungsnetz verringert. Die resultierende Speichergröße würde demnach Energie für drei bis zehn Stunden bereitstellen müssen, da der regenerative Anteil am elektrischen Energiemix etwa 11 % ausmacht /23/. Bei dem Ausbau der volatilen Erzeuger müssten dann die Speicher mehr Kapazitäten zur Verfügung stellen, was modular aufgebaute Speicher benötigt.

Eine weitere Aussage bezüglich der Verweildauer des Speicherinhalts lässt sich in Verbindung mit den spezifischen Anforderungen an Erzeuger und Verbraucher der Netzbetreiber im Verteilungs- und Übertragungsnetz konkretisieren.

3.1.2 Anforderungen an Erzeuger durch den Netzbetreiber

Nachfolgend soll auf die Anforderungen durch den Netzbetreiber eingegangen werden. Energiespeicher arbeiten in zwei Betriebsweisen. Sie speichern überschüssige Energie und geben diese wieder ab. Was die Energiespeicher aus Sicht des Netzes sowohl zum Verbraucher als auch zum Erzeuger macht. Daher gelten für Energiespeicher beide Anforderungen. So wird an jeden Erzeuger, von Seiten des Netzbetreibers, die Anforderung an eine gute Netzdynamik gestellt. Darunter wird die Stützung der Netzqualität, verbessern und Halten der Netzqualität sowie das Dämpfen von, durch Schalthandlungen hervorgerufenen, Leistungspendelungen verstanden. Diese Netzdynamik wird auch mit den beiden Begriffen transiente Stabilität und statische Stabilität beschrieben.

Bei der klassischen statischen Stabilität in einem Energienetz sind vor allem die elektromechanischen Schwingungen zwischen den einzelnen Maschinen interessant. So ist die Dämpfung der Schwingungen ein gutes Maß um die Stabilität/Instabilität eines Netzes oder Netzteiles zu bewerten. Sind Generatorschwingungen bei kleinen Störungen gut zu dämpfen, so kann man von einer guten Stabilität ausgehen, wenn das Erregersystem eine ausreichend hohe Deckenspannung aufweist /21:251/. Dies bedeutet, dass ein Netz oder ein Teil eines Netzes zur Stabilität dessen beiträgt, wenn es eine gute Dämpfung aufweist und so das System stabilisiert, was für Energiespeicher anzustreben ist.

In der EN 61000 sind diese Forderungen zusammengefasst. Es müssen Störungen im Betrieb vermieden werden die folgende Grundlage haben /24:4/:

- Unterbrechung
- Spannungsabsenkung/Anhebung (Effektivwert)
- Oberschwingungen
- Zwischenharmonische
- Einkerbungen (periodische Spannungsstörungen)
- Spannungsschwankungen (Flicker)
- Über/Unterspannung (Nennspannung)

Im Allgemeinen kann von einer Eignung aller bisher vorgestellten Speichertechnologien im Bereich der transienten Stabilität und der statischen Stabilität sowie den Forderungen nach EN61000 ausgegangen werden. Die dortigen Anforderungen sind durch Managementsysteme, wie sie auch bei Windkraftanlagen Verwendung finden, beherrschbar. Sie stellen also eher die Anforderung an Managementsysteme als an die Speichertechnologie.

Weitere Anforderungen stellen die schon erwähnten Systemdienstleistungen dar, die durch den ÜNB eingefordert werden. Die Systemdienstleistungen sind im Transmission Code 2007 /25/ beschrieben und gelten für das Übertragungsnetz. Dem TC 2007 vorgeordnet ist das ETSO-Handbook, das seine Gültigkeit für das europäische Verbundnetz darstellt. Basierend auf dem TC 2007 ist das Regelwerk Distribution Code 2007 /26/ verfasst, das seine Gültigkeit für das Verteilungsnetz besitzt. Der DC 2007 orientiert sich dabei stark am TC, so dass dieser eine übergeordnete Wichtigkeit besitzt. Zusätzlich zu den Anforderungen durch den TC wird im DC gefordert, dass der VNB Netzengpässe zu vermeiden hat und der Anschlusswert für den Phasenverschiebungswinkel einzuhalten ist. Diese Anforderungen können als Anforderungen des Energiespeichers als Verbraucher gewertet werden.

Zu den Systemdienstleistungen zählen

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau
- Primärregelung
- Sekundärregelung
- Minutenreserve

Eine weitere wichtige Anforderung ist durch den Netzaufbau gegeben. Das Netz besteht aus passiven und aktiven Elementen, in aller Regel aus passiven Netzzweigen. Wichtigstes dynamisches Element ist das Kraftwerk, welches ein aktives Netzelement ist, da es das Netz regeln kann /21:3/. Zu den dynamischen und damit aktiven Netzelementen zählen auch jene, die eine geregelte Blindleistungseinspeisung durchführen können /21:10/.

So ist eine Windkraftanlage, die über einen Knotenpunkt mit dem, über ein Synchrongenerator, Netz verbunden ist, als aktives Netzelement zu betrachten.

Da der Energiespeicher im weitesten Sinne auch als Erzeuger, also Kraftwerk fungiert ist die Aufgabe die er erfüllen muss, die der Blindleistungserzeugung. Die Forderung nach Blindleistung gehört zu den Anforderungen zur Anpassung und Aufrechterhaltung der Netzsicherheit /25:11/. Blindleistungserzeugung ist wichtig, da dadurch die Systemdienstleistung Spannungshaltung gestützt wird. Die Netzspannung ist proportional der Blindleistungseinspeisung. Durch die Erhöhung der Blindleistungseinspeisung erhöht sich ebenso die Netzspannung /27:99/. Allgemein sind alle Anlagen, die über einen Synchrongenerator verfügen, gut zur Blindleistungsregelung geeignet. Die Regelung erfolgt dabei über den Erregerstrom. Blindleistung muss dabei immer, auch im Teillastbetrieb, bereit gestellt werden können /25:31/.

Blindleistung regelt den Einsatz von netzseitigen Energiespeichern im Übertragungs- und Verteilungsnetz. Da Blindleistung die Transportleitungen und Kabel zusätzlich belastet reduziert die Blindleistung die verfügbare Leistungskapazität und erzeugt einen Spannungsabfall. Die Bereitstellung und der Verbrauch sollten daher auf regionaler Ebene erfolgen /27:100/. Dies ist für die Integration von Energiespeichern im Abschnitt 3.3 von Bedeutung.

Energiespeicher können sowohl Last generieren als auch Energie bereitstellen /27:95/. Dies ist wichtig, da diese Eigenschaften kann die Systemdienstleistung Frequenzstabilisierung durch Energiespeicher übernommen werden. Ist die Last größer als die Erzeugung sinkt die Netzfrequenz, welchen einen Grenzwert wiederum nicht unterschreiten darf. Wird nun Last generiert, steigt die Netzfrequenz wieder und der Energiespeicher kann zur Frequenzhaltung beitragen.

Die letzten Systemdienstleistungen die beherrscht werden sollten, sind die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung, auch als Minutenreserve bekannt. Die Primärregelung besagt, dass zur Netzstabilisierung die Kraftwerke eine 20% Leistung zurückhalten müssen, um diese dann bei Schwankungen innerhalb von 30 Sekunden einzusetzen.

Die Reserve muss nach Störungseintritt bis zu 15 Minuten uneingeschränkt zur Verfügung stehen. Sie ist vor allem für die Abweichung zwischen Soll- und Netzfrequenz vorgesehen. Die Primärregelungsenergie wird von allen Netzbetreibern des UCTE-Verbundnetzes gemeinsam bereitgestellt und beträgt derzeit in Summe 3000 MW /28:18/. Um als Erzeuger zur Primärregelung herangezogen zu werden, ist eine Erzeugerleistung größer 100 MW notwendig /25:27/.

Die Sekundärregelung hat die Aufgabe Lastabweichungen zu kompensieren und ihr Einsatzbereich kann bis zu 60 Minuten betragen. Die Bereitstellung erfolgt zumeist in der Praxis schon innerhalb von fünf Minuten, beispielsweise durch Gaskraftwerke /2:23/. Die zweitrangige Aufgabe der Sekundärregelung stellt die Ablösung der Primärregelung dar. Bei der Tertiärregelung, oder auch Minutenreserve, kommen dann zur Netzstabilisierung Kraftwerke oder zukünftige Speicher zum Einsatz, die eine Startzeit größer als 15 Minuten haben. Energiespeicher können hier zur Regelreserve hinzugezogen werden /2:23/. Die vorrangige Aufgabe ist das Ablösen der Sekundärregelreserve durch technisch nicht allzu anspruchsvolle Reservekraftwerke /28:21/. Die Erzeuger der Minutenreserve müssen auch längerfristig am Netz verbleiben können um beispielsweise den Ausfall eines Kraftwerkes zu kompensieren.

Von der TAB /45/ und der Mittelspannungsrichtlinie des BDEW zum Anschluss von reg. Erzeugern /45/ ist die Forderung nach dem „Fault Ride Through“ bekannt. Beim „Fault Ride Through“ wird gefordert, dass die Windkraftanlage ohne Trennung vom Netz einen Netzfehler durchfahren kann. Da, wie später noch im Kapitel Netzintegration gezeigt, Energiespeicher am ehesten in der Nähe der volatilen Energieerzeuger positioniert werden, ist die Anforderung auf Energiespeicher zu übertragen.

Die letzte Anforderung ist an die Wirkleistungsabgabe gebunden. Eine Erzeugereinheit muss mit reduzierter Leistungsabgabe betrieben werden können und darf nicht bei bestimmten Frequenzen verringert werden; auch dann nicht wenn der Erzeuger schon mit Nennlast betrieben wird. Es muss eine genügend große Leistungsreserve zur Verfügung stehen. Die Leistungsänderung der Wirkleistung muss mindestens 1 %/min. betragen, der Leistungsbereich ist dabei im Bereich der Mindest- und Dauerleistung zu gewährleisten /25:25/.

3.1.3 Anforderungen an ein Inselnetz

Zerfällt das Versorgungsnetz in mehrere Subnetze, beispielsweise nach einem Netzausfall, ist eine erneute Zusammenführung notwendig. Dabei kommt es häufig zu Problemen, die diese Zusammenführung erschweren. Daher wurden vom Netzbetreiber Verfahrensweisen festgelegt um Subnetze schnell und sicher wieder in das Verbundnetz zu integrieren. Da Energiespeicher als Netzunterstützung untersucht werden sollen, sind die jeweiligen Technologien dahingehend zu betrachten. Die Schwarzstartfähigkeit, aus als Netzwiederaufbau bezeichnet, ist keine Mindestanforderung an Netzteilnehmer, es sei denn der ÜNB benötigt Erzeugereinheiten als Schwarzstarterzeuger /25:42/.

Regenerative volatile Erzeuger können prinzipiell als schwarzstartfähig betrachtet werden, wenn genügend Hilfsenergie verfügbar ist /29:21/. Lässt sich diese Hilfsenergie mit Energiespeichern bereitstellen, so sind regenerative Erzeugereinheiten immer für den Netzwiederaufbau heranzuziehen. Speicher deren Kapazität groß genug oder frei skalierbar ist, können ebenso als schwarzstartfähig betrachtet werden.

Eine Eigenschaft, die das Zusammenführen von Subnetzen erschwert, sind die synchronisierenden Kräfte /9:60/. In einem Inselnetz laufen alle Generatoren mit der entsprechenden Drehzahl, die wiederum der Netzfrequenz entspricht. Bei einer plötzlichen Laständerung oder Zusammenschließen mit nicht in Phase liegenden Netzen ergibt sich eine Neuverteilung der Generatorströme. Dabei belasten die Ströme mit voreilem Phasenwinkel die Generatoren stärker. Generatoren mit nacheilem Phasenwinkel werden entlastet und liefern weniger Strom. Da die Generatoren, die den voreilem Strom erzeugen, die Mehrleistung nicht aufrechterhalten können, wenn die Frequenz konstant bleibt, verringert sich der Phasenwinkel wieder von allein. Die Rückkehr in die richtige Phasenlage geschieht dabei allerdings unter Schwingungen, so dass ein Pendeln der Generatoren eintritt. Dies hat auch mechanische Auswirkungen und sollte daher unbedingt vermieden werden /21:60/. Energiespeicher können eingesetzt werden um die Subnetze stabil zu halten und den Ausfall von Erzeugern zu kompensieren. Werden dann Subnetze miteinander gekoppelt, geschieht dies reibungsloser, da sich die synchronisierenden Kräfte nicht aufbauen können.

Im TC 2007 lässt sich eine Aussage zu der Dauer der Aufrechterhaltung des Inselnetzes finden. Dort wird gefordert, dass ein Inselbetrieb über mehrere Stunden aufrechterhalten werden muss /25:41/. Im Offshore-Bereich ist von zwei Stunden die Rede, die die Erzeugereinheit mindestens mit dem Eigenbedarf belastet werden sollte. Dies wiederum deckt sich mit den Erkenntnissen aus /1/, und der resultierenden Speichergröße. Die Mindestkapazität muss demnach im Offshore-Bereich für mindestens zwei Stunden reichen, für den Onshore-Bereich kann diese Vorgabe übernommen werden, die Mindestkapazität von zwei Stunden muss dann allerdings mehr als den Eigenbedarf decken können.

Sollte eine Inselbildung vorherrschen, also die Abschaltung aufgrund von Über- oder Unterfrequenz sowie Über- oder Unterspannung erfolgt sein, so ist vorgeschrieben, dass der Anstieg der Wirkleistung auf den Gradienten von maximal 10 %/min zu begrenzen ist /25:38/. Nichtgetrennte Anlagen, die also noch am Netz Energie bereitstellen, müssen ihre Wirkleistungsabgabe mit mindestens 20 %/Sek. auf ihren ursprünglichen Wert steigern können /25:38/. Im Idealfall ist also eine gleichmäßige Wirkleistungssteigerung bei gleichzeitiger Versorgung der Subnetze erwünscht. Am Netz verbliebene Anlagen sollen möglichst schnell ihre Wirkleistungsabgabe wiederherstellen um die Versorgungs- und Subnetze zu stützen.

3.1.4 Zusammenfassung der Anforderungen

Als Grundlage zur Untersuchung der Anforderungen wurde Anhang I genutzt. Die dort aufgeführten in Planung befindlichen oder ausgeführten Anlagen bieten anhand der jeweils dort verbauten Leistungsgröße die Basis zur Bewertung der jeweiligen Speichertechnologie. Ist beispielsweise die Speichertechnologie Lead Acid in der Leistungsgröße 100 MW zu finden, so ist zu untersuchen ob dieser Speicher in der Lage ist die Anforderungen durch die Primärregelung zu erfüllen.

Zusammenfassend lassen sich die Anforderungen an Energiespeicher also in:

- Bereitstellen von Blindleistung.
- Bereitstellen von Wirkleistung mit einer Erzeugerreserve.
- Aufrechterhalten eines Inselnetzes.
- Schwarzstartfähigkeit.
- das Durchfahren eines Netzfehler.
- Primärregelungsfähig.
- Sekundärregelungsfähig.
- Minutenreserve bereitstellen.
- Frequenzhaltung beherrschen.
- Spannungshaltung beherrschen.
- Mindestspeicherkapazitäten für zwei Stunden besitzen.
- Transiente Stabilität beherrschen.
- Statische Stabilität beherrschen.

3.2 Dynamik der betrachteten Energiespeicher

In dem vorherigen Abschnitt wurden die Anforderungen an einen Energiespeicher im elektrischen Übertragungs- und Verteilungsnetz dargestellt und beschrieben. Nachfolgend soll daher die Dynamik der Energiespeicher untersucht werden, ob die Anforderungen erfüllt werden können. Die dargestellten Speichertechnologien, Tabelle 30, sind als Anwendungsspeicher, in Leistungsbereichen, die dem Verteilungs- und Übertragungsnetz zugeordnet werden können, im Einsatz.

Tabelle 30: Zusammenfassung der untersuchten Energiespeicher

Kürzel	Speichertechnologie
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
CAES	Druckluftspeicher
P2G	Gaskraftwerke am Erdgasnetz
Schwungrad	Schwungradspeicher
Lead Acid	Blei-Säure-Batteriespeicher
Li-Ionen	Lithium-Batteriespeicher
Zn-Br	Zink-Brom-Batteriespeicher
Ni-Cd	Nickel-Cadmium-Batteriespeicher
Na-S	Natrium-Schwefel-Batteriespeicher
Redox-Flow	Redox-Flow-Batteriespeicher
DSK	Doppelschichtkondensatoren
SMES	Supraleitende magnetische Speicher

Im folgenden Abschnitt sollen die spezifischen Eigenschaften der Energiespeicher untersucht und in Tabelle 31 bis Tabelle 34 dargestellt werden. Recherchiert und bewertet wurden die Energiespeicher nach den folgenden vier Anforderungen:

- Einteilung nach der Leistungsgröße
- Bereitstellen von Systemdienstleistungen
- Platzbedarf und Ausbaufähigkeit
- Bereitstellen von Energie

3.2.1 Einteilung der Speichertechnologien

Die nachfolgende Tabelle 31 zeigt die derzeitigen Leistungsgrößen der betrachteten Energiespeicher. Die Zuordnung und Einteilung wurde auf der Basis von Tabelle 1 durchgeführt. Das Verteilungsnetz wurde bei einer Leistung von 90 MW begrenzt, da ab dieser Leistungsgröße die Anforderungen des TC 2007 zum Tragen kommen.

Tabelle 31: Leistungsgrößen der betrachteten Energiespeicher

Speichertechnik	< 90 MW	> 90 MW
PSW	-	+
CAES	-	+
P2G	-	-
Schwungrad	+	-
Lead Acid	+	+
Li-Ionen	+	-
Zn-Br	+	-
Ni-Cd	+	-
Na-S	+	-
Redox-Flow	+	-
DSK	-	-
SMES	+	-

(+ Ja, -Nein)

Aus Tabelle 31 geht hervor, dass die dargestellten Batteriespeicher in den Leistungsgrößen bis 90 MW eingesetzt werden. Ebenso werden die Schwungradspeicher und SMES-Speicheranlagen mit Leistungsgrößen von 10 MW bzw. 20 MW eingesetzt. Pumpspeicherkraftwerke und CAES-Anlagen sind vorwiegend in sehr großen Leistungsgrößen, ab 290 MW, zu finden. Etwas überraschend stellt sich die Lead-Acid-Speichertechnologie dar. Mit dem Projekt Tres Amigas in den USA ist eine 100 MW Anlage im Bau die im Übertragungsnetz genutzt werden soll. Von den betrachteten Batteriespeichern stellt die Lead-Acid-Technologie das größte Potential für große Leistungsspeicher dar.

3.2.2 Systemdienstleistung der Energiespeicher

Aus den Leistungsgrößen und dem damit verbundenen Einsatzorten und Einsatzzweck lassen sich die Systemdienstleistungen, die eine Speichertechnologie beherrscht ableiten /33:59/.

Tabelle 32: Systemdienstleistungen der Speichertechnologien

Speicher-technik	Primär-regelung	Sekundär-regelung	Tertiär-regelung	Frequenz-haltung	Spannungs-haltung	Schwarzstart-fähigkeit
PSW	--	++	++	++	++	++
CAES	--	--	++	++	++	++
P2G	--	+-	+-	--	--	--
Schwungrad	++	+-	--	++	++	--
Lead Acid	+-	+-	+-	+-	--	+-
Li-Ionen	--	+-	+-	++	++	--
Zn-Br	--	+-	+-	+-	--	--
Ni-Cd	--	++	++	+-	--	--
Na-S	++	+-	+-	+-	--	--
Redox-Flow	+-	+-	+-	+-	--	--
DSK	+-	--	--	+-	+-	--
SMES	++	--	--	++	++	--

erstes Zeichen = Befähigung (Ja +/nein -), zweites Zeichen = Einsatz (Ja +/nein -)

Die Beurteilung zur Befähigung von Primär-, Sekundär oder Tertiärregelung erfolgte mit Hilfe der Parameter Zugriffszeit, Tiefenentladbarkeit und Energiedichte. Die Primärregelenergie muss in einem Zeitraum von 30 Sekunden bereitgestellt werden, ist dies durch die Technologie möglich, so wird sie als Primärregelenergiefähig eingestuft. Ob der Speicher zur Sekundärregelung eingesetzt werden kann, wurde mit den Parametern Tiefenentladbarkeit und Energiedichte beurteilt. Da die Sekundärregelung innerhalb von 15 Minuten bereitgestellt werden muss, sollte der Speicher in der Lage sein ohne Aufladung, mindestens eine Stunde lang mehrmalige seine Leistung abgeben zu können. Da die Minutenreserve im Bereich mehrerer Stunden greift, muss der Energiespeicher in der Lage sein, seine Leistung über einen Zeitraum von mindestens zwei Stunden abzugeben. Dieselbe Ausspeicherzeit gilt, nach den untersuchten Anforderungen, ebenso für den Inselbetrieb. Die Kapazität der Speicher wurde anhand der errichteten Anlagen recherchiert und für die Beurteilung verwendet.

Batteriespeicher sind im Allgemeinen in der Lage durch kurze Zugriffszeiten ihre Energie im Zeitbereich von 1 bis 20 Millisekunden bereitzustellen /27:68/. Dadurch eignen sich Batteriespeicher nicht nur für die Langzeitspeicherung, sondern auch für die Systemdienstleistungen und für den Ausgleich von Netzschwankungen. Ebenso eignen sich Redox-Flow-Systeme zum Peak-Shaving-Einsatz /30:21/. Die Pumpspeicherkraftwerke stellen ihre Regelleistung im Bedarfsfall in einem Zeitraum von etwa einer Minute zur Verfügung. Bei angepasster Fahrweise der Pumpen und Turbinen ist auch die Bereitstellung in unter 30 Sekunden möglich /46/.

3.2.3 Platzbedarf und Ausbaufähigkeit

Die Einsatzfähigkeit hängt nicht nur von den reinen dynamischen Kenngrößen ab, sondern auch von den Parametern Platzbedarf und Ausbaufähigkeit. Speicher sollten vor allem Modular ausgeführt sein, um bei einem Repowering und somit dem Ersatz durch leistungsstärkere Modelle, auch zukünftig gerüstet zu sein. In der nachstehenden Tabelle werden diese Kriterien für die Speicherauswahl bewertet.

Tabelle 33: Ausbaufähigkeit und Platzbedarf von ausgewählten Energiespeichern

Speichertyp	Ausbaufähigkeit	Platzbedarf	Lebensdauer
PSW	+	++++	> 20 Jahre
CAES	+	+++	> 20 Jahre
P2G	++	++	> 10 Jahre
Schwungrad	++	++	> 20 Jahre
Lead Acid	+++	+	> 7 Jahre
Li-Ionen	++	+	> 10 Jahre
Zn-Br	+++	+	< 10 Jahre
Ni-Cd	++	+	>10 Jahre
Na-S	+++	++	>10 Jahre
Redox-Flow	+++	++	> 10 Jahre
DSK	++	++	> 10 Jahre
SMES	+	++	< 20 Jahre

++++ = sehr gute Erweiterbarkeit/sehr hoher Platzbedarf, +++ = gute Erweiterbarkeit/hoher Platzbedarf, ++ = geringer Platzbedarf/geringe Erweiterbarkeit, + = sehr geringer Platzbedarf/sehr geringe Erweiterbarkeit

Die Bewertung der Speicher in diesem Punkt wurde über den verschiedenen Parameter beurteilt, wozu die geografischen Ausdehnungen eines Speichers gehören. Die Erweiterbarkeit wurde in der Weise betrachtet, ob derselbe Speicher noch einmal in derselben Größe errichtet werden kann, ohne erneut Genehmigungsverfahren ausgesetzt zu werden, was nicht auf Pumpspeicherkraftwerke zutrifft. Batteriespeicher allgemein können im gleichen Gebäudekomplex, sofern er dafür vorgesehen ist, errichtet werden. Im Weiteren wurde die Erweiterbarkeit von gesetzlichen Verankerungen eingeschränkt, so ist Nickel-Cadmium im Batterieeinsatz, außer für Kleinstbatterien, in Europa verboten /31/.

3.2.4 Einsatz von Speichern in Abhängigkeit von der Energiedichte

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Eigenschaften der Speicher bezüglich der Punkte Peak Shaving und Inselbetrieb. Dazu wurde wieder die Kapazität der Energiespeicher zur Bewertung genutzt.

Tabelle 34: Übersicht der Speicher zum Parameter Energiedichte

Speichertyp	Inselbetrieb < 4h	Load-Leveling < 24h	Wochenlastglättung > 24 h
PSW	+	+	+
CAES	+	+	+
P2G	-	+	+
Schwungrad	-	-	-
Lead Acid	+	+	-
Li-Ionen	+	+	-
Zn-Br	+	+	-
Ni-Cd	+	+	-
Na-S	+	+	-
Redox-Flow	+	+	+
DSK	-	-	-
SMES	-	-	-

+ = Ja, - = nein

Der Inselbetrieb wurde dahingehend betrachtet ob mit dieser Speichertechnologie eine Versorgung eines dezentralen Netzbereiches von etwa zwei Stunden möglich wäre. Die Beurteilung wurde ebenfalls auf Grundlage der errichteten Anlagen und ihrer Kapazität getroffen.

3.3 Netzintegrationen von Energiespeichern

In Europa werden verschiedene Spannungsebenen eingesetzt, die zur Übertragung, zur Verteilung sowie zum Verbrauch unterteilt sind. Somit stellt sich die Frage nach der richtigen Positionierung und Integration eines Energiespeichers in eines dieser Netze. Das Übertragungsnetz ist in die Spannungsebenen 220 kV und 380 kV unterteilt, wobei das 380 kV-Netz zum Transport und Ausgleich von elektrischer Energie in Europa vorgehalten wird. Für dieses Netz ist die UCTE zuständig, welche die am 380 kV-Verbundnetz beteiligten Kraftwerke überwacht und koordiniert und so eine ausreichende Energiemenge und Netzqualität sicherstellt. Im Verbundnetz wird durch das Netzmanagement eine stetige Versorgung gewährleistet. Bei Störungen werden durch das Zuschalten anderer europäischer Kraftwerke Energiereserven bereitgestellt. Als Energiespeicher werden im Verbund- bzw. Übertragungsnetz Pumpspeicherkraftwerke und das Druckluftspeicherkraftwerk eingesetzt. Die darunter liegende Spannungsebene, 110 kV ist ein regionales Verteil- und Transportnetz, in dem elektrische Energie über kurze Entfernung transportiert wird. In dieser Spannungsebene ist ein Energiespeicher aus mehreren Gründen notwendig. Zum einen haben Energiespeicher eine abfedernde Wirkung gegenüber volatilen regenerativen Energien, die derzeit vorrangig über Umspannwerke an das 110 kV-Netz angeschlossen werden /4:368/.

Bezeichnung	Kurzform	U_n	U_m	Bemerkungen
Höchstspannung	HS	380 kV	420 kV	400-kV-Ebene
Hochspannung		110 kV	123 kV	
Mittelspannung	MS	20 kV	24 kV	Verteilungs- spannungen
		10 kV	12 kV	
Niederspannung	NS	230 V / 400 V	—	0,4-kV-Ebene

Abbildung 19: Spannungsebenen in der Bundesrepublik Deutschland

Zum Anderen kann die in Abschnitt 3.1 angesprochene Blindleistung in der Mittelspannungsebene und der 110 kV-Spannungsebene unproblematisch transportiert werden, sie belastet nicht die Leitungen durch die kurzen Leitungswege.

Derzeitige Windkraftanlagen verfügen über einen Synchrongenerator, was sie zu einem Blindleistungserzeuger macht. Für Energiespeicher bietet es sich daher an, mit dem Knotenpunkt Umspannwerk oder mit den volatilen regenerativen Energieerzeugern verbunden zu werden.

Die Einbindung der Speicher ist örtlich gesehen am Umspannwerk, das an die 110-kV Trasse angeschlossen ist, zu versehen, oder in der Nähe der Windparks. Beide Varianten haben ihre Vorteile. Während bei der Integration des Speichers am UW eine möglichst große Leistung an einem Knotenpunkt aufgenommen werden kann, ist zu dem der Ausbau von volatilen Energieerzeugern regional besser möglich. Nachteilig wären wohl der dauerhaft mögliche Ausbau der Speicherkapazitäten und das komplexe Betriebsmanagement. Bei der Lösung, den Speicher in den Windpark zu integrieren, wäre vor allem ein relativ einfaches Betriebsmanagement anzuführen, als auch die schnelle Optimierung der Erzeugerkapazitäten auf den Speicher, so dass ein effektiver Kraftwerksverbund möglich wäre.

Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen können mithilfe des Energiespeichers am Netzverknüpfungspunkt Umspannwerk ein virtuelles Kraftwerk bilden, was die Zukunft der Energieversorgung darstellt. Energiespeicher an diesen Punkten können zudem als Absicherung der Knotenpunkte dienen und auf diese Weise als dezentraler Erzeuger bereitstehen wenn es zum Zerfall in Subnetze kommt, siehe Abbildung 20.

Zudem bieten Energiespeicher neben dem Netzausbau eine kostengünstige Alternative, da die bestehenden Netzstrukturen mit der Hochspannungsebene als zentrales Verteilungsnetz bestehen bleiben könnten. An diesem Netz sind die klassischen Erzeuger wie Atomkraftwerke, Kohlekraftwerke und Gaskraftwerke angeschlossen.

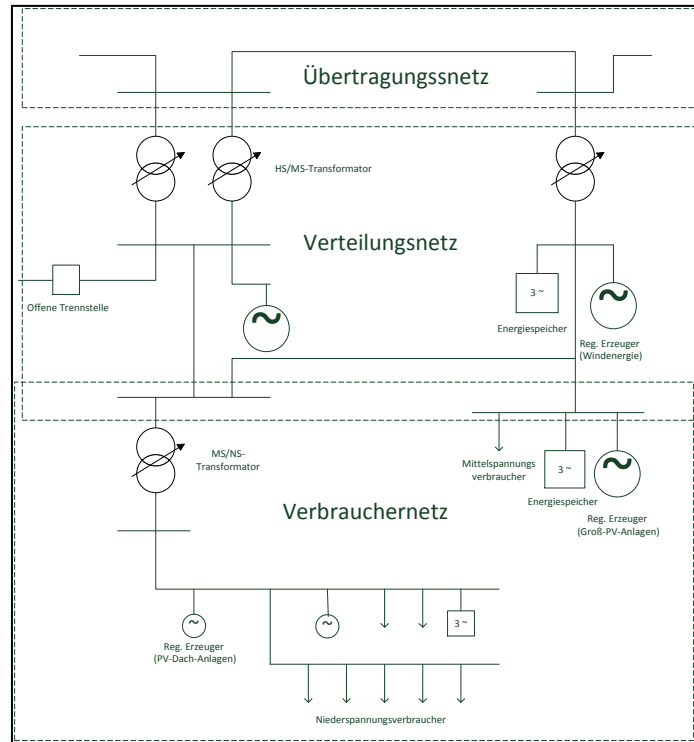


Abbildung 20: Netzstrukturen mit volatilen Erzeugern und Energiespeichern

Am Beispiel des Windparks Rakkasho in Japan ist die Netzintegration aufgezeigt. Dort wurden die hier beschriebenen Strukturen in die Praxis umgesetzt. Über Niederspannungstransformatoren sind die Energiespeicher vom Typ Na-S an einen Stern-Dreieck-Transformator angeschlossen, der dann wiederum die Integration in das japanische Verteilungsnetz übernimmt, Abbildung 21.

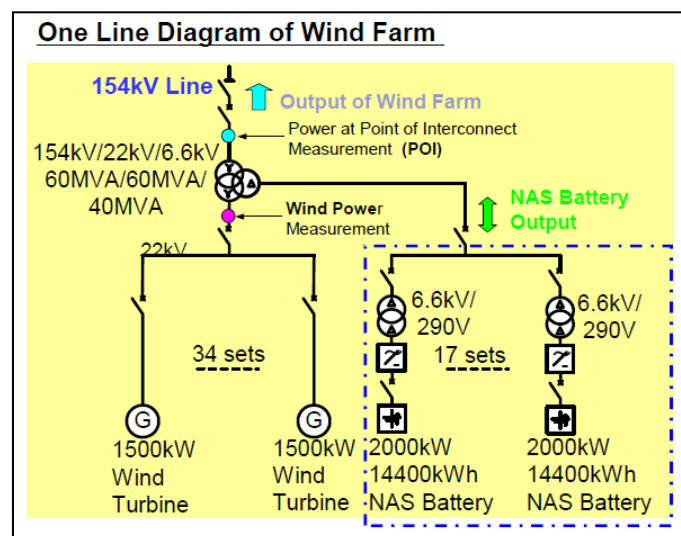


Abbildung 21: Einbindung des WP Rakkasho in das Energieverteilungsnetz

4. Zusammenfassung

Die untersuchten Speichertechnologien sollen auf Basis der Parameter Wirkungsgrad, Energiedichte pro Zelle und ihren jeweiligen Kosten zusammengefasst werden.

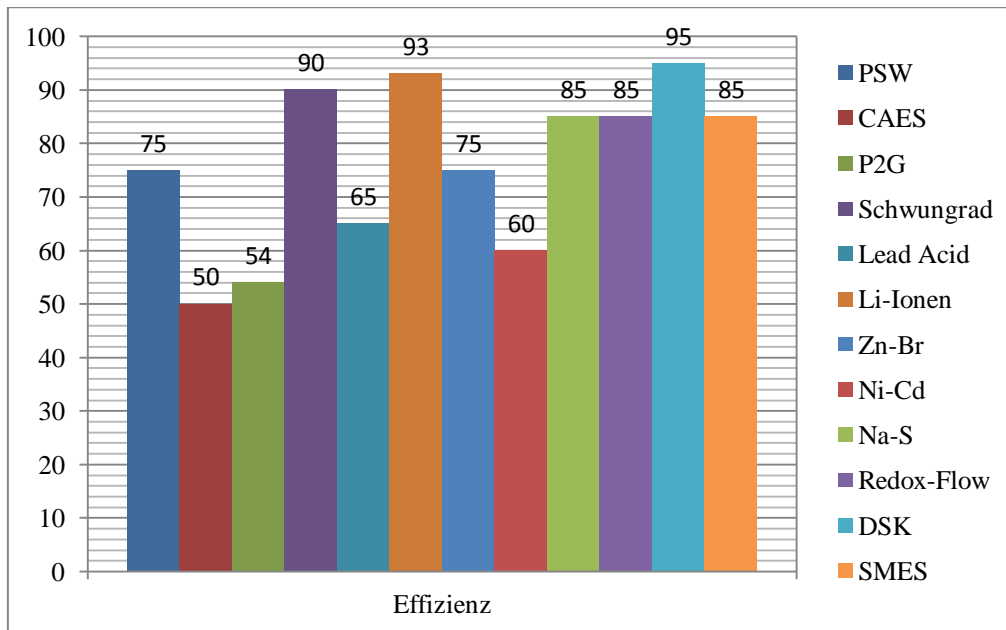


Abbildung 22: Effizienz der Energiespeicher

Abbildung 22 zeigt die Effizienz der betrachteten Energiespeicher. Gegenüber den Wirkungsgraden wurden Hilfsenergien, wie sie durch Pumpen oder notwendige Kühlung benötigt werden, berücksichtigt. Die meisten Speichertechnologien die auch vermehrt eingesetzt wird, beispielsweise die Natrium-Schwefel-Batterie, weist auch eine hohe Effizienz auf. Die Effizienz der dargestellten Lead-Acid-Technologie beschränkt sich dabei auf Blei-Säure-Speicher die bis zur Jahrtausendwende verbaut wurde. Die neuere New Lead Acid Speicher weisen eine Effizienz von 90 % auf. Am Beispiel der Effizienz von CAES ist ersichtlich, warum die derzeitigen Forschungsanstrengungen in die Weiterentwicklung der AA-CAES vorangetrieben werden. Mit einem Wärmespeicher lassen sich die Wirkungsgrade und Effizienz auf 75 % steigern. Es ist erkennbar, dass die Effizienz eine große Rolle in der Verbreitung der Speichertechnologien spielt.

In der nachfolgenden Abbildung 23 werden die bezogenen Energiedichten der betrachteten Speicher dargestellt.

Während die Systemdienstleistungsspeicher Schwungrad und SMES relativ geringe Energiedichten aufweisen, sind die beiden Speichertechnologien Na-S und Li-Ionen die Technologien mit der höchsten Energiedichte, ausgenommen Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicheranlagen.

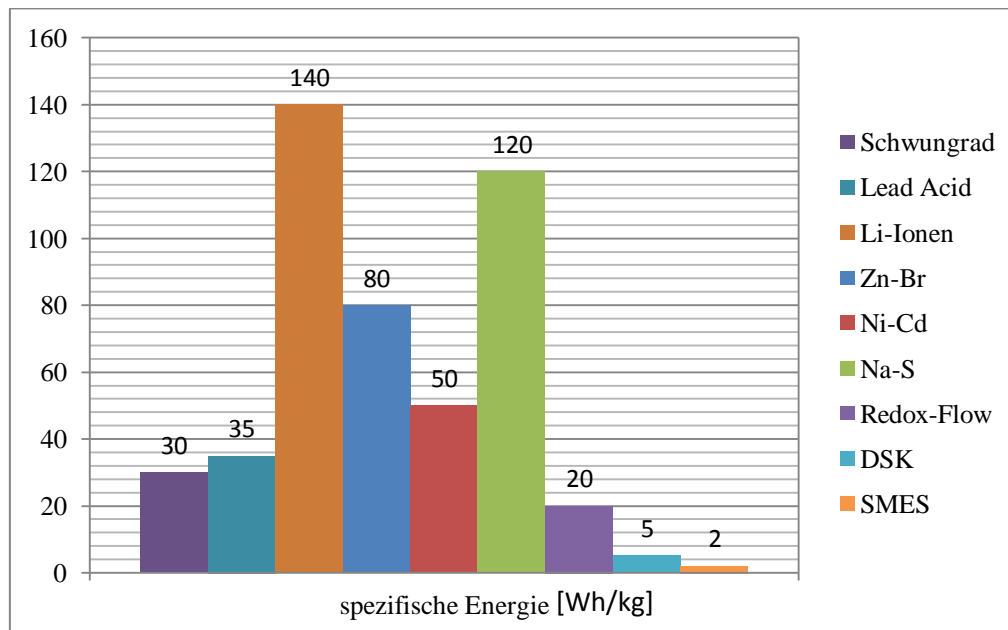


Abbildung 23: Energiedichten der Energiespeicher

Die statischen Energiespeicher Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher sind wegen ihrer großen spezifischen Energie nicht mit in der obigen Aufstellung abgebildet. Die Energiedichte dieser beiden Speicher beträgt, für Pumpspeicherkraftwerke etwa 1000 Wh/m^3 und für CAES-Anlagen zwischen 1000 bis 2000 Wh/m^3 [33:31]. Es ist ersichtlich, dass die Lithium-Speicher für Anwendungen mit großen Leistungen prädestiniert sind. Sie könnten in Zukunft neben den Na-S-Speicher im Markt etablieren wenn sie in der Herstellung noch etwas günstiger werden.

Während der Recherche wurde zudem, basierend auf den spezifischen Investitionskosten, eine Kostengrenze von $500 \text{ \$/kWh}$ sichtbar, die anscheinend die kommerzielle Verfügbarkeit beschreiben, Tabelle 35. Dies ist gleichzeitig einer der Hauptgründe warum SMES und DSK-Speicher so selten und eher in Forschungseinrichtung oder als Hybridspeicher anzutreffen sind.

Tabelle 35: Vergleich der Investitionskosten derzeitiger leistungsstarker Energiespeicher

Speichertechnologie	Kosten	
	[\$/kW]	[\$/kWh]
PSW	600	20
CAES	450	30
P2G	300 - 1100	-
Schwungrad	350	300
Lead Acid	250	130
Li-Ionen	1500	620
Zn-Br	640	400
Ni-Cd	600	250
Na-S	810	250
Redox-Flow	1830	300
DSK	300	15000
SMES	400	25000

Die Frage nach den Kosten oder was ein Energiespeicher kosten darf, lässt sich pauschal nicht beantworten. Die Kosten für einen Energiespeicher unterteilen sich nach ihrem Aufgabengebiet. Vereinfacht kann die Aussage getroffen werden, je länger die Speicherzeit ist, desto höher werden die Kosten. So werden für Stundenspeicherung ungefähr 3 ct/kWh fällig und für Speicher, die auf Wochenlast ausgelegt, sind 10 ct/kWh /27:58/.

Prinzipiell erfüllen alle untersuchten Speichertechnologien spezielle Zwecke. So sind die Speichertechnologien CAES, AA-CAES und PSW sehr gute Langzeitspeicher. Das Pumpspeicherkraftwerk ist sogar die wohl beste Allzweck-Technologie, wenn es um Systemdienstleistungen und Langzeitspeicherfähigkeit geht, hat aber den Nachteil große Flächen zu benötigen. Im Falle des Pumpspeicherkraftwerks sind sogar langwierige und komplexe Genehmigungsverfahren zu erwarten. Zudem wird die Ausbaufähigkeit dieser Speicher in Deutschland als annähernd erreicht angesehen. CAES-Speicher sind sehr an Salzkavernen oder wie in den USA Bergwerke als Speicher gebunden. Dies erklärt die geringe Verwendung dieses Speichertyps. Die Adiabatisch-CAES-Speicher werden derzeit erforscht, wobei es weniger um den Prozess geht, sondern vielmehr um Bauteile, beispielsweise Größe und Typ des Wärmespeichers sowie günstige und langlebige Materialien /47:7/.

Das größte Problem der AA-CAES stellt derzeit allerdings die Wirtschaftlichkeit dar, die aufgrund des Strompreisniveaus auch für alle anderen nicht subventionierten Speicher gilt /47:16/. Andere Speichertechnologien, wie Schwungradspeicher, sind nicht als Ausgleichs- oder Langzeitspeicher geeignet, sind für die Systemdienstleistungen allerdings sehr wertvoll. Sie können aufgrund ihrer Dynamik sehr schnell Aufgaben im Bereich der Spannungs- und Frequenzhaltung übernehmen. Schwungradspeicher zeichnen sich zudem durch ihren hohen Wirkungsgrad aus, der sonst nur noch von den elektrischen Speichern SMES und DSK erreicht wird. Diese beiden Technologien werden derzeit noch erforscht und sind prinzipiell ebenso wie das Schwungrad für Systemdienstleistungen sehr gut geeignet.

Die im englischen als BESS bezeichneten Speicher, Batteriespeicheranlagen, sind eher als Ausgleichsspeicher zu sehen, die oftmals im Peak Shaving oder Load Leveling arbeiten. Allerdings zeigen bestimmte Projekte wie das Tres Amigas in den USA, dass die Lead-Acid-Technologie einen neuen Aufwind erlebt und dazu geeignet ist, auch in großen Zellenverbunden Leistungen von 100 MW zu erreichen. Diese Kombinationsspeicher, die Na-S- und Lithium-Batterien können eine gleichstarke Alternative für die Redox-Flow Speicher werden. Auf dem Markt sind genügend Energiespeicher vorhanden, die sich für die Unterstützung im Verteilungs- und Übertragungsnetz eignen würden.

Wie im Abschnitt 3.3 aufgezeigt, eignen sich die derzeitigen Energiespeicher für die Integration in das Verteilungs- und Übertragungsnetz im Netzverknüpfungspunkt Umspannwerk. Auf diese Weise ist der größte derzeitige Na-S-Speicher in das japanische Verteilungsnetz integriert.

5. Fazit und Ausblick

Basierend auf den Tabellen 31 bis 34 und die Anforderungen durch den Netzbetreiber ergeben sich nach Meinung des Verfassers zwei Speicherlösungen, die sich kurz- und mittelfristig als Alternative zur Netzunterstützung eignen würden. Dabei sind vor allem die spezifischen Investitionskosten und die technische Umsetzung der Speicher von Bedeutung. Diese Speicher wären, für den kurzfristigen Einsatz die Redox-Flow-Speicher und für den mittel- bis langfristigen Einsatz, das bestehende Erdgasnetz in Verbindung mit der Methanisierung von Wasserstoff.

Redox-Flow-Speicher eignen sich aufgrund ihrer vielfältigen Einsatzmöglichkeiten für den Einsatz in Verteilungsnetzen. Sie können sowohl als Ausgleichsspeicher im Load-Leveling-Betrieb, als auch zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie Primärregelung und zur Spannungshaltung eingesetzt werden. Bei entsprechenden Scale-Ups sind sie auch als Schwarzstart-Dienstleister einsatzfähig.

Im Abschnitt 2.4 wurden schon die Möglichkeiten der Methanisierung aufgezeigt, die mit Biogasanlagen und Wasserstoff möglich wären. Sollten in näherer Zukunft die Kurzspeichermöglichkeiten und Produktionskapazitäten von Wasserstoff noch ansteigen, wäre das Gasspeichernetz in Verbindung mit volatilen regenerativen Erzeugern sogar eine langfristige Alternative für die Energieerzeugung. Das Erdgasnetz, ist vor allem als Ausgleichsspeicher und Langzeitspeicher geeignet. Durch das hervorragend verzweigte und ausgebaute Erdgasnetz ist es möglich an Netzpunkten GuD- Kleinkraftwerke zu errichten, die es ermöglichen sollten, Instabilitäten und Leistungsschwankungen im Netz auszugleichen. Diese Kraftwerke könnten dann als rotierende Reserve für die Sekundärregelung und Minutenreserve herangezogen werden.

Was nicht abgesprochen werden kann ist der Bedarf an Forschung in allen Bereichen. Da, wie schon festgestellt, einige Speichertechnologien sehr begrenztes Ausbaupotential haben, ist vor allem der Forschungsansatz in Batterie- und Hybridspeichern zu suchen. Auch alternative Lösungen wie z.B. Ringwallspeicher sollten in Betracht gezogen werden, siehe /1/.

Diese Arbeit sollte sich mit den Eigenschaften der Energiespeicher beschäftigen und deren Möglichkeiten am Markt zeigen, welche Speicher vorhanden sind und für die Energiewende zur Verfügung stehen. Es kann daher festgehalten werden, dass viele Energiespeicher kommerziell verfügbar sind, in welchen Größenordnungen zeigt Anhang I. Es wird auch gezeigt, dass diese Speichertechnologien inzwischen als erprobt gelten. Nach Meinung des Verfassers stehen genügend Speichertechnologien zu Verfügung um zunächst kurz- und mittelfristig die Energiewende zu bewältigen.

Quellenverzeichnis

a) Quellen

- /1/ Speicherbedarf bei einer Stromversorgung ; Popp, Matthias ; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010
- /2/ Energiespeicher - Technische Grundlagen und energiewirtschaftliche Potential ; Neupert, Ulrik ; Fraunhofer IRB-Verlag Euskirchen, 2009
- /3/ Energiespeicher - Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen ; Rummich, Erich ; expert verlag Renningen, 2009
- /4/ Energietechnik - Systeme zur Energieumwandlung ; Zahoransky, Richard A. ; vieweg+Teubner Wiesbaden, 2009
- /5/ Regenerative Energiesysteme - Technologie-Berechnung-Simulation ; Quaschnig, Volker ; 7. Auflage; Carl Hanser Verlag München, 2013
- /6/ Leopoldina - Symposium "Energiespeicher – Der fehlende Baustein der Energiewende?", Febuar 2014 ; Internet:
http://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Politikberatung/pdf/Britta_Buchholz_-_Multitalent_Energiespeicher.pdf, [Zugriff: 07.05.2014]
- /7/ Energiespeicher - Vorlesung SoS 2012 ; Mugele,Jan ; Magdeburg, 2012
- /8/ Deutscher Bundestag, Studie - Technikabschätzung (TA) - "Energiespeicher - Stand und Perspektiven", Drucksache 16/10176, 28.08.2008 ; Internet:
<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/101/1610176.pdf>, [Zugriff: 12.05.2014]
- /9/ Elektrische Energieversorgung 2 - Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung ; Crastan, Valentin ; 3. Auflage; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012
- /10/ New Lead Acid - Erklärung der New Lead Acid Technologie ; Internet:
http://batteryuniversity.com/learn/article/new_lead_acid_systems, [Zugriff: 25.06.2014]

- /11/ FCBAT Ulm - ESS 2012 - Electrochemische Speicher für Regenerative Energien und Netzlastmanagement, Jürgen Garcke, Mai 2012 ; Internet:
http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2012/Garcke_Elektrochemische_Speicher.pdf, [Zugriff: 19.05.2014]
- /12/ PowerCell (New Lead Acid) - 15.04.2014, Younicos kauft Extreme.Power ein BESS-Start-Up Unternehmen ; Internet:
<http://energystorageontario.com/2014/04/15/bankrupt-grid-battery-alert-xtreme-power-bought-by-germanys-yunicos/>, [Zugriff: 03.06.2014]
- /13/ energy20.net - "Lastausgleich durch Redox-Flow-Batterien", 2009 ; Internet: www.energy20.net/pi/index.php?forward=downloadPdf.php, [Zugriff: 12.05.2014]
- /14/ Fraunhofer Umsicht - GENI e.V. - Energiespeicher-Status-Workshop "Elektrische Energiespeicher - Redox-Flow-Technologie", Beitrag Dr. Christian Doetsch, November 2010 ; Internet:
http://www.geni.ag/dload/2010-08-11_beitrag_doetsch.pdf, [Zugriff: 12.05.2014]
- /15/ Redox Flow - ; Internet:
https://enargus.fit.fraunhofer.de/pub/bscw.cgi/d4558972-2/*/*/*Redox-Flow-Batterie.html?op=WebFolder.getweb&, [Zugriff: 02.07.2014]
- /16/ Universität des Saarland - magazin forschung - "Batterien als Speicher für regenerative Energien", Rolf Hempelmann, Mai 2014 ; Internet: http://www.uni-saarland.de/fileadmin/user_upload/Campus/Forschung/forschungsmagazin/2014/Saarland_Forschungsmagazin1.pdf, [Zugriff: 02.07.2014]
- /17/ Übernahme Regenesys durch VRB - ; Internet:
<http://www.finanznachrichten.de/nachrichten-2004-09/3888044-vrb-power-uebernimmt-regenesys-stromspeichertechnologie-und-gibt-dollar-2-8-mio-finanzierung-ueber-rwe-npower-plc-bekannt-006.htm>, [Zugriff: 04.06.2014]
- /18/ Prudent Energy (VRB SYSTEMs) - Webseite PrudentEnergy, Inhaber der Redox-Flow-Technologien ; Internet:
http://en.openei.org/wiki/Prudent_Energy_Inc., [Zugriff: 04.06.2014]
- /19/ Erneuerbare Energien - Erzeugung, Speicherung, Einsatzmöglichkeiten ; Mataré, Herbert F. ; VDI-Verlag Düsseldorf, 1993

- /20/ Hypos Eastgermany - "Aktive Unternehmungen der Energieversorgung zur Erzeugung von Wasserstoff" ; Internet: <http://www.hypos-eastgermany.de/>, [Zugriff: 20.05.2014]
- /21/ Elektrische Energieversorgung 3 - Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung ; Crastan, Valentin ; 3. Auflage; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012
- /22/ CellStrom/Gildemeister - Redox-Flow-Speicher ; Internet: <http://energy.gildemeister.com/de/speichern>, [Zugriff: 18.06.2014]
- /23/ Deutsche Netzagentur - dena - Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in der deutschen Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick auf 2025, Berlin, November 2010 ; Internet: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF, [Zugriff: 16.06.2014]
- /24/ Aktive Filter mit Energiespeicher zur Anwendung mit Windenergieanlagen ; Carstens, Jan Hanno ; 1. Auflage ; Verlag Dr. Köster Berlin, 2002
- /25/ BDEW - TransmissionCode, August 2007 ; Internet: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode2007.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode2007.pdf), [Zugriff: 16.06.2014]
- /26/ BDEW - DistributionCode, August 2007 ; Internet: https://www.swhd.de/heidelbergGips/Heidelberg/EnWGTool/Stromnetz/Netzanschluss/Technische_Mindestanforderungen/DistributionCode2007.pdf, [Zugriff: 18.06.2014]
- /27/ DENA - PSW - Integration EE, Februar 2010 ; Internet: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Pumpspeicherstudie/Endbericht_PSW_-_Integration_EE_dena.pdf, [Zugriff: 16.06.2014]
- /28/ Verbesserte Systemintegration von Windenergieanlagen mittels Druckluftspeichern ; Siemes, Phillip; Klinkenberg Verlag Aachen, 2008
- /29/ DENA - Zusammenfassung Netzstudie II, November 2010 ; Internet: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Ergebniszusammenfassung_dena-Netzstudie.pdf, [Zugriff: 16.06.2014]
- /30/ DTI - "Review of Electrical Energy Storage Technologies and Systems and of their Potential of the UK", 2004 ; Internet: <http://www.ensg.gov.uk/assets/dgdti00055.pdf>, [Zugriff: 12.05.2014]

- /31/ Verbot von Cadmium in Batterien - ; Internet:
<http://www.europarl.europa.eu/news/de/news-room/content/20131004IPR21519/html/Parlament-stimmt-f%C3%BCr-Verbot-von-Cadmium-in-Batterien-f%C3%BCr-Elektrowerkzeuge>, [Zugriff: 21.07.2014]
- /32/ Elektrische Energieversorgung 1 ; Crastan, Valentin ; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2000
- /33/ ISEA - RWTH Aachen - Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität, Dirk Uwe Sauer, September 2012 ; Internet:
http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf, [Zugriff: 21.07.2014]
- /34/ NGK - Präsentation "NAS Battery Energy Storage System", Oktober 2013 ; Internet:
http://www.eei.org/meetings/Meeting_Documents/Abe.pdf, [Zugriff: 12.05.2014]
- /35/ Rolls-Royce - Einsatz von ZEBRA-Speicher bei der Marine, 2014 ; Internet: http://www.rolls-royce.com/marine/products/submarine_equipment/ZEBRA/, [Zugriff: 29.07.2014]
- /36/ Elektrische Energieversorgung ; Heuck,Klaus ; 9. Auflage; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013
- /37/ Leopoldina - Symposium "Energiespeicher – Der fehlende Baustein der Energiewende?", Februar 2014 ; Internet:
http://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Politikberatung/pdf/Ferdi_Sch%C3%BCth_-_Materialforschung_f%C3%BCr_zuk%C3%BCnftige_Speicher.pdf, [Zugriff: 07.05.2014]
- /38/ Energie - Zukunft wird erneuerbar ; Schabbach, Thomas ; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012
- /39/ Fraunhofer ICT - "Entwicklungen auf dem Gebiet der Redox-Flow-Batterie", 2013 ; Internet:
http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2013/ES_S2013_DLR_Entwicklungen_auf_dem_Gebiet_der_Redox-Flow-Batterie_Pinkwart_Fraunhofer_ICT.pdf, [Zugriff: 12.05.2014]
- /40/ ISI Fraunhofer - Zukunftsmarkt - Elektrische Energiespeicher, Dezember 2007 ; Internet: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/n/de/publikationen/Zukunftsmarkt_Stromspeicherung.pdf, [Zugriff: 04.06.2014]

- /41/ energystorage.org - Abbildung Natrium-Schwefel ; Internet:
<http://energystorage.org/energy-storage/technologies/sodium-sulfur-nas-batteries>, [Zugriff: 02.07.2014]
- /42/ ISEA - RWTH Aachen - "Optionen zur Speicherung elektrischer Energie", Dirk Uwe Sauer, Oktober 2006 ; Internet:
http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Sauer_Optionen_Speicher_regenerativ_okt06.pdf, [Zugriff: 21.07.2014]
- /43/ Younicos - Speicherhersteller aus Deutschland ; Internet:
<http://www.yunicos.com/de/home/>, [Zugriff: 10.06.2014]
- /44/ Leopoldina - Symposium "Energiespeicher – Der fehlende Baustein der Energiewende?", Februar 2014 ; Internet:
http://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Politikberatung/pdf/Kai_Sundmacher_-_Power-to-Gas.pdf, [Zugriff: 07.05.2014]
- /45/ BDEW - TAB- und Mittelspannungsrichtlinie des BDEW zum Anschluss von reg. Erzeugern, 2012 ; Internet:
http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_NetzCodes-und-Richtlinien, [Zugriff: 12.08.2014]
- /46/ BMWi-Auftragsstudie 08/28 - Abschlussbericht "Stand und Entwicklungspotential der Speichertechniken für Elektroenergie", Juni 2009 ; Internet:
http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&ved=0CDUQFjAD&url=http%3A%2F%2Fmoodle.zhaw.ch%2Fpluginfile.php%2F497677%2Fmod_folder%2Fcontent%2F0%2FSpeichertechnik%2520Elektroenergie%2520Studie%2520Frauenhofer%252002009.pdf%3Fforcedownload%3D1&ei=M9jMU4v-N6H17AaWhoC4BQ&usq=AFQjCNGegZc9X0Y8zDnxT2GUSxzWalDuDA&bvm=bv.71198958,d.bGE, [Zugriff: 21.07.2014]
- /47/ Leopoldina - Symposium "Energiespeicher – Der fehlende Baustein der Energiewende?", Februar 2014 ; Internet:
http://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Politikberatung/pdf/Peter_Moser_-_Druckluftspeicher.pdf, [Zugriff: 07.05.2014]
- /48/ Bundesnetzagentur - Baufortschritt des Netzausbaus Juli 2014 ; Internet:
http://www.netzausbau.de/cln_1422/DE/Vorhaben/EnLAG-Vorhaben/EnLAGVorhaben-node.html;jsessionid=FC716167BABFC3AB956EBE5BEFFCFA05, [Zugriff: 18.07.2014]

b) Abbildungen

- Abbildung 1 Deutscher Bundestag, Studie - Technikabschätzung (TA) - "Energiespeicher - Stand und Perspektiven", Drucksache 16/10176, 28.08.2008 ; Internet: <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/101/1610176.pdf>, [Zugriff: 12.05.2014], S.49
- Abbildung 2 Leopoldina - Symposium "Energiespeicher – Der fehlende Baustein der Energiewende?", Februar 2014 ; Internet: http://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Politikberatung/pdf/Ferdi_Sch%C3%BCth_-_Materialforschung_f%C3%BCr_zuk%C3%BCnftige_Speicher.pdf, [Zugriff: 07.05.2014]
- Abbildung 4 ISI Fraunhofer - Zukunftsmarkt - Elektrische Energiespeicher, Dezember 2007 ; Internet: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/n/de/publikationen/Zukunftsmarkt_Stromspeicherung.pdf, [Zugriff: 04.06.2014], S.17
- Abbildung 5 Energie - Zukunft wird erneuerbar ; Schabbach,Thomas ; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012, S.107
- Abbildung 6 energystorage.org - Abbildung Natrium Sulfid ; Internet: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/sodium-sulfur-batteries>, [Zugriff: 02.07.2014]
- Abbildung 8 Fraunhofer ICT - "Entwicklungen auf dem Gebiet der Redox-Flow-Batterie", 2013 ; Internet: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2013/ESS2013_DLR_Entwicklungen_auf_dem_Gebiet_der_Redox-Flow-Batterie_Pinkwart_Fraunhofer_ICT.pdf, [Zugriff: 12.05.2014], S.4
- Abbildung 9 ISI Fraunhofer - Zukunftsmarkt - Elektrische Energiespeicher, Dezember 2007 ; Internet: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/n/de/publikationen/Zukunftsmarkt_Stromspeicherung.pdf, [Zugriff: 04.06.2014], S.21
- Abbildung 10 gas24.de - Abbildung Erdgasnetz in Deutschland ; Internet: http://www.gas24.de/karte/img/DE_bab.gif, [Zugriff: 28.07.2014]
- Abbildung 15 Speicherbedarf bei einer Stromversorgung ; Popp,Matthias ; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010, S.47
- Abbildung 16 Speicherbedarf bei einer Stromversorgung ; Popp,Matthias ; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010, S.18

- Abbildung 17 Speicherbedarf bei einer Stromversorgung ; Popp,Matthias ; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010, S.109
- Abbildung 18 Speicherbedarf bei einer Stromversorgung ; Popp,Matthias ; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010, S.75
- Abbildung 19 Elektrische Energieversorgung ; Heuck,Klaus ; 9. Auflage; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013, S.82
- Abbildung 21 NGK - Präsentation "NAS Battery Energy Storage System", Oktober 2013 ; Internet:
http://www.eei.org/meetings/Meeting_Documents/Abe.pdf, [Zugriff: 12.05.2014]

c) Tabellen

- Tabelle 1 Leopoldina - Symposium "Energiespeicher – Der fehlende Baustein der Energiewende?", Februar 2014 ; Internet:
http://www.leopoldina.org/fileadmin/redaktion/Politikberatung/pdf/Britta_Buchholz_-_Multitalent_Energiespeicher.pdf, [Zugriff: 07.05.2014], S.16
- Tabelle 29 Speicherbedarf bei einer Stromversorgung ; Popp,Matthias ; Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010, S.70

Eigenständigkeitserklärung

Name, Vorname Denecke, Sven

geb. am 18.07.1986 Matrikel-Nr.: 20092472

Hiermit versichere ich an Eides statt, dass ich die vorliegende Masterarbeit mit dem Titel

Energiespeicher als Unterstützung zur Energieversorgung
im elektrischen Verteilungs- und Übertragungsnetz

im Studiengang: Regenerative und rationelle Gebäudeenergiesysteme

selbstständig und ohne unzulässige fremde Hilfe angefertigt habe. Inhalte und Passagen die ich aus fremden Literarischen Werken oder Darstellungen wissenschaftlicher oder technischer Art direkt oder indirekt übernommen habe, einschließlich der in elektronischen Medien veröffentlichten Quellen, habe unter Hinweis auf die jeweilige Quelle gekennzeichnet. Diese Versicherung bezieht sich sowohl auf Textinhalte als auch alle enthaltenden Abbildungen, Skizzen und Tabellen. Die Arbeit wurde bisher noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Mir ist bekannt, dass im Falle einer Täuschung die Arbeit mit nichtbestanden bewertet wird.

Magdeburg, den 24.08.2014

.....

Unterschrift des Verfassers