

Abschlussbericht
Metastudie »Energiespeicher«

Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Energie (BMWi)

An Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
z.Hd. Hans-Georg Richter
Referat I C 4
Villemombler Straße 76
53123 Bonn

vorgelegt von **Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und
Energietechnik UMSICHT**
Osterfelder Straße 3
46047 Oberhausen
Prof. Dr.-Ing. Christian Doetsch (Projektleitung)
+49 208 8598 1195
christian.doetsch@umsicht.fraunhofer.de

Dr.-Ing. Anna Grevé (Projektkoordination)
+49 208 8598 1271
anna.greve@umsicht.fraunhofer.de

und **Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystem-
technik IWES**
Königstor 59
34119 Kassel
Dr.-Ing. Kurt Rohrig
+49 561 7294 328
kurt.rohrig@iwes.fraunhofer.de

31. Oktober 2014

Mitwirkende

Fraunhofer IWES

Patrick Hochloff
Jan von Appen
Tobias Trost
Norman Gerhardt
Matthias Puchta
Mareike Jentsch
Michael Schreiber
Dr.-Ing. Kurt Rohrig

Fraunhofer UMSICHT

Benedikt Meyer
Mareike Wendorff
Ashkan Hashemi
Dr.-Ing. Annedore Kanngießer
Dr.-Ing. Anna Grevé
Prof. Dr.-Ing. Christian Doetsch

INHALT

Abkürzungen	5
1 Aufgabenstellung.....	9
2 Methodisches Vorgehen	9
2.1 Allgemein.....	9
2.2 Methodik	10
2.2.1 Schritt 1 nach Cooper »Formulierung der Fragestellung«	10
2.2.2 Schritt 2 nach Cooper »Systematische Literaturrecherche«	12
2.2.3 Schritt 3 nach Cooper »Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen«	12
2.2.4 Schritt 4 nach Cooper »Qualitätsbewertung der herangezogenen Studien«	12
2.2.5 Schritt 5 nach Cooper »Befundintegration und Heterogenitätsanalyse«	13
2.2.6 Schritt 6 nach Cooper »Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die Fragestellung«	14
2.2.7 Schritt 7 nach Cooper »Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse«	14
2.3 Literatursteckbriefe	14
2.4 Literatúrauswertung.....	16
3 Ergebnisse.....	18
3.1 AP 1 »Speicherbedarf«	19
3.1.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n:	19
3.1.2 Literaturrecherche	19
3.1.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung	19
3.1.4 Clusterung.....	20
3.1.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage.....	22
3.1.6 Zusammenfassung	41
3.1.7 Fazit.....	43
3.2 AP 2.1 »Technisches Ausbaupotential«.....	45
3.2.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	45
3.2.2 Literaturrecherche	45
3.2.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung	46
3.2.4 Clusterung.....	46
3.2.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage.....	47
3.2.6 Zusammenfassung	65
3.2.7 Fazit.....	66
3.3 AP 2.2 »Realisierbares/erwartbares technologiespez. Ausbaupotenzial «	68
3.3.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	68
3.3.2 Literaturrecherche	68
3.3.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung	69
3.3.4 Clusterung.....	69
3.3.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage.....	73
3.3.6 Zusammenfassung	77
3.3.7 Fazit.....	78
3.4 AP 3 »Investitionskosten«	80
3.4.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	80
3.4.2 Literaturrecherche	80
3.4.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung	82
3.4.4 Clusterung.....	82
3.4.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage.....	83
3.4.6 Zusammenfassung	136

3.4.7	Fazit.....	139
3.5	AP 4.1 »Erlöspotenziale von Stromspeichern«	141
3.5.1	Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	141
3.5.2	Literaturrecherche	141
3.5.3	Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung ...	142
3.5.4	Clusterung.....	143
3.5.5	Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage....	146
3.5.6	Zusammenfassung	160
3.5.7	Fazit.....	164
3.6	AP 4.2 »Einfluss von Stromspeichern auf den Markt«.....	166
3.6.1	Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	166
3.6.2	Literaturrecherche	166
3.6.3	Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung ...	166
3.6.4	Clusterung.....	167
3.6.5	Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage....	167
3.6.6	Zusammenfassung	172
3.6.7	Fazit.....	173
3.7	AP 5.1 »Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern«.....	175
3.7.1	Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	175
3.7.2	Literaturrecherche	175
3.7.3	Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung ...	175
3.7.4	Clusterung.....	176
3.7.5	Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage....	178
3.7.6	Zusammenfassung	188
3.7.7	Fazit.....	192
3.8	AP 5.2 »Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen«	193
3.8.1	Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	193
3.8.2	Literaturrecherche	193
3.8.3	Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung ...	193
3.8.4	Clusterung.....	194
3.8.5	Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage....	195
3.8.6	Zusammenfassung	204
3.8.7	Fazit.....	205
3.9	AP 6 »Einsatz Power-to-Gas«	207
3.9.1	Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	207
3.9.2	Literaturrecherche	207
3.9.3	Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung ...	208
3.9.4	Clusterung.....	208
3.9.5	Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage....	211
3.9.6	Zusammenfassung	228
3.9.7	Fazit.....	229
3.10	AP 7 » Speicher im Strommarkt«.....	231
3.10.1	Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n	231
3.10.2	Literaturrecherche	231
3.10.3	Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung ...	231

3.10.4	Clusterung.....	231
3.10.5	Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage....	232
3.10.6	Zusammenfassung	239
3.10.7	Fazit.....	240
4	Methodisches Fazit.....	241
5	Glossar	243
6	Literaturstellen (nach AP sortiert)	248

Abkürzungen

ACAES	Adiabatic Compressed Air Energy Storage (Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk)
AGFW	AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
AUT	Österreich
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BimschG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWL	Betriebswirtschaftslehre
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicher)
CCS	Carbon Capture and Storage
CH	Schweiz
CNG1, CNG	Compressed Natural Gas
CO ₂	Kohlendioxid
D, DE	Deutschland
DA	Day-Ahead-Spotmarkt
DCAES	Diabatic Compressed Air Energy Storage (Diabates Druckluftspeicherkraftwerk)
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DLF	Druckluft
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
DSM	Demand Side Management
E	Energie
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX SPOT	European Power Exchange
Eu	Europa
EWärmeG	Erneuerbare-Wärme-Gesetz
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
GuD	Gas-und-Dampf Kombikraftwerk
h	Stunden
H ₂	Wasserstoff
H ₂ &CH ₄	Power-to-Gas-Speicher mit Rückverstromung (unterschiedliche Pfade) auf Basis von Wasserstoff bzw. Methan
H-Gas	High-Gas
HGÜ	Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsleitungen
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
ID	Intraday-Spotmarkt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LA	(Lead-Acid) Blei-Säure-Batterie
L-Gas	Low-Gas
Li-Ion	Lithium-Ionen-Batterie
LPG	Liquefied Petroleum Gas
mob. Batt.	mobile Batteriespeicher
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
NaS	Natrium-Schwefel-Batterie
NL	Niederlande
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
P	Leistung

P2G, PtG	Power-to-Gas
P2H, PtH	Power-to-Heat
PEM	Proton Exchange Membrane (Protonenaustauschmembran)
PFV	Planfeststellungsverfahren
PHES, PSKW, PSW	Pumped Hydro Energy Storage (Pumpspeicherkraftwerk)
PHEV	Plug-in-Hybrid-Vehicle (Plug-In-Hybrid-Elektrofahrzeug)
PKW	Personenkraftwagen
Pm	Leistung mit natürlichen Zufluss
Po	Leistung ohne natürlichen Zufluss
PRL	Primärregelleistung
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
PV-EV	Photovoltaik-Eigenverbrauchanteil
RFB	Redox-Flow-Batterie
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
ROV	Raumordnungsverfahren
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
t	Zeit
THG	Treibhausgas
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VLS	Volllaststunden
VNB	Verteilnetzbetreiber
VNS	Verteilnetzstudien

VWL

Volkswirtschaftslehre

Ws

Wobbe-Index

1 Aufgabenstellung

Aufgabe der Metastudie ist es, eine Auswertung sämtlicher relevanter wissenschaftlicher Studien zum Thema Stromspeicher sowie Power-to-Gas (PtG) vorzunehmen. Die Ergebnisse und Annahmen der Studien sollen im Hinblick auf die künftige Entwicklung dieser Speicher unter besonderer Berücksichtigung des kurz-, mittel- und langfristigen Speicherbedarfs im Stromsystem sowie der Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu den unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen bewertet werden, die mit Energiespeichern im Wettbewerb stehen. Etwaiger sich aus den Studien ergebender regulatorischer Handlungsbedarf ist darzustellen und zu bewerten.

2 Methodisches Vorgehen

2.1 Allgemein

Der Vorteil von Metastudien¹ (im Sinne von »meta-analysis« und »systematic review«) ist zum einen, dass mit begrenztem Ressourcenaufwand viele detaillierte Studien und damit auch primäre und sekundäre Quellen erschlossen werden können und eine wertende Übersicht über den (veröffentlichten) Stand der Forschung erreicht wird. Jedoch birgt der Ansatz auch Gefahren, die durch Schlagwörter wie »garbage-in-garbage-out«, »apples-to-oranges«, »file drawer« charakterisiert werden. Diesen Problemen muss durch methodische Maßnahmen Rechnung getragen werden.

Der grundsätzliche Aufbau richtet sich sinngemäß nach Cooper [Cooper 2010], der sieben Schritte formuliert (vgl. Abbildung 2-1). Diese sieben Schritte werden in Kapitel 2.2 näher erläutert.

Schritt 1	Formulierung der Fragestellung
Schritt 2	Systematische Literaturrecherche
Schritt 3	Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen
Schritt 4	Qualitätsbewertung der herangezogenen Studien
Schritt 5	Befundintegration und Heterogenitätsanalyse
Schritt 6	Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die Fragestellung
Schritt 7	Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse

Abbildung 2-1: Sieben Schritte einer Metastudie. Eigene Übersetzung basierend auf [Cooper 2010]

Zudem ist für die Erarbeitung dieser Metastudie das Wissen und die eigene Erfahrung um Modelle, Methodiken und Einflussparameter entscheidend um die

¹ Im ingenieurwissenschaftlichen Kontext sind Metastudien nicht so eindeutig definiert wie bspw. im medizinischen Kontext (»Cochrane«). Im Folgenden wird der Begriff Metastudie im Sinne einer Kombination von Meta-Analyse und Systemischer Zusammenfassung verstanden.

heterogenen Studien zum Speicherbedarf bewerten zu können. Das Konsortium von UMSICHT und IWES kann dies dabei in der gesamten Bandbreite von Strommarktsimulation, Technologieentwicklung, Erneuerbaren Energien, Übertragungs-, Verteilnetze und Smart-Grid und Energiesystemtechnik gewährleisten.

Für die Bearbeitung der Metastudie in Hinblick auf die in Kapitel 1 formulierte Aufgabenstellung, werden die in Tabelle 2-1 aufgelisteten Arbeitspakete (AP) definiert.

Tabelle 2-1: Übersicht Arbeitspakete

AP	AP-Name
1	Speicherbedarf
2.1	Technisches Ausbaupotenzial
2.2	Realisierbares / erwartbares technologiespezifisches Ausbaupotenzial
3	Investitionskosten
4.1	Erlöspotenziale von Stromspeichern
4.2	Einfluss von Stromspeichern auf den Markt
5.1	Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern
5.2	Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen
6	Einsatz Power-to-Gas
7	Speicher im Strommarkt

2.2 Methodik

2.2.1 Schritt 1 nach Cooper »Formulierung der Fragestellung«

Im ersten Schritt (»Formulierung der Fragestellung«) werden für jedes Arbeitspaket eine oder mehrere untersuchungsleitende Fragestellungen formuliert, die das Unterziel der Metastudie in diesem Arbeitspaket beschreiben. Ziel der Fragestellungen ist eine Konkretisierung und Spezifizierung der Aufgabenstellung bzw. des Ziels und zugleich die Schaffung einer Grundlage, um die zu recherchierende Literatur screenen und bewerten zu können.

Die in dieser Metastudie aufgestellten untersuchungsleitenden Fragestellungen werden in Tabelle 2-2 zusammengefasst:

Tabelle 2-2: Übersicht arbeitspaketspezifische Fragestellungen

AP	Fragestellung
1	- Wie hoch ist der kurz-, mittel- und langfristige Energieausgleichsbedarf im deutschen Marktgebiet in Abhängigkeit vom Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Rahmenbedingungen und mit welchen Technologien wird dieser Bedarf gedeckt? - Unter welchen Randbedingungen (z.B. EE-Ausbau, Netzausbau) entstehen Überschüsse der EE-Stromerzeugung in Deutschland und in welcher Menge fallen sie an? - Entsteht ein Speicherbedarf auf Verteilnetzebene?
2.1	- Wie hoch ist das örtlich ausgewiesene (wirtschaftliche) Potenzial in Leistung und Energie für großskalige Speichertechniken, die entweder auf eine Kaverne bzw. ein Aquifer (Druckluft, Wasserstoff) oder auf Höhenunterschiede (Pumpspeicher) angewiesen sind? - Welche Restriktionen werden für das Potenzial von PtG-Techniken benannt und wie hoch sind ggf. die ausgewiesenen Potenziale?
2.2	Wie groß ist das kurz-, mittel- und langfristig realisierbare / erwartbare Speicherezubaupotenzial aus Sicht der Marktakteure?
3	- Wie groß ist der Investitionsbedarf für Speicher in Deutschland? - Wie sehen die heutigen Investitionskosten technologie- und anwendungsspezifisch für Speicher- und Konversionskapazitäten sowie weiterer Flexibilitätsoptionen aus? - Wie sehen die prognostizierten Preissenkungspotenziale aus? - Welche Prognosen zum künftigen Investitionsbedarf für neue Speicher in Deutschland existieren?
4.1	Welche Deckungsbeiträge können durch Speicher aktuell bzw. zukünftig in den verschiedenen Speicheranwendungen/Märkten erzielt werden?
4.2	Welche Rückkopplungen auf den Markt entstehen durch den Zubau und Betrieb von Speichern?
5.1	Welche Kombinationen aus Speicheranwendung und Speichertechnologie sind wirtschaftlich?
5.2	Wie verhält sich die Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen?
6	- Welche Menge an PtG-Erzeugung wird erwartet und wie stellt sich die Nachfrage nach erneuerbaren chemischen Energieträgern (Wasserstoff/Methan über Elektrolyse) in den verschiedenen Nutzungspfaden dar? - Wie stellt sich speziell die Elektrolyse zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff gegenüber der konventionellen Erdgasreformierung auf der Zeitachse wirtschaftlich dar? - Welches Erlöspotenzial wird für das Speichergas in den verschiedenen Nutzungspfaden dargestellt?
7	- Welche Anpassungsvorschläge im Marktdesign gibt es, um Speichern faire Wettbewerbskondition im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen? - Welche bestehenden Hemmnisse sollten abgebaut werden, um das Erlöspotenzial von Speichern zu erschließen?

Die einzelnen arbeitspaketspezifischen Fragestellungen werden im Folgenden zu Beginn der jeweiligen Arbeitspaketbeschreibung nochmals aufgenommen. Das Ergebnis des ersten Schrittes ist eine Beschreibung der Aufgabenstellung durch mehrere detaillierte Teilfragestellungen, die sowohl dazu dienen, auf den richtigen Schwerpunkt zu fokussieren als auch eher randständige Themen auszu-schließen.

2.2.2 Schritt 2 nach Cooper »Systematische Literaturrecherche«

Die systematische Literaturrecherche des zweiten Schritts erfolgte anhand der untersuchungsleitenden Fragen jeweils speziell für jedes Arbeitspaket. Ziel hierbei ist es, eine möglichst umfassende und vollständige Literatursammlung zu bekommen, die Relevanz bezüglich des Themas/der Fragestellung aufweist. Offensichtlich nicht relevante Literatur – bspw. zum Energieausgleichsbedarf in Australien – wird im Vorhinein ausgeschlossen. Es erfolgt aber in diesem Schritt keine qualitative Bewertung, die erst im Schritt 4 erfolgen wird, sondern ausschließlich eine erste Prüfung, ob die Literatur zu der Fragestellung etwas aussagen kann.

Die Recherche selber erfolgt auf mehreren Wegen. Zum einen wird das vorhandene Wissen der Bearbeiter erschlossen und sämtliche bekannte, relevante Literatur zusammengestellt; aufgrund von Vorerfahrungen und Vorarbeiten zählt hierzu auch ein Großteil sog. »grauer« Literatur, d.h. nur partiell veröffentlichter Berichte, Unterlagen von Industrieunternehmen, Konferenzen etc. Parallel dazu erfolgt eine Recherche über das Internet und in speziellen Literaturdatenbanken (SciFinder, Google scholar, Opac der Deutschen Nationalbibliothek, etc.). Ergänzt wird diese Sammlung durch die Liste des BMWi/AG Energiespeicher (Hr. Dr. Thamm). In einem Vertiefungsschritt wird die gesamte bisher ermittelte Literatur hinsichtlich Querverweisen und Quellen gescreent, die eine Relevanz bzgl. der Fragestellungen aufweisen; diese zusätzlichen Literaturstellen werden ebenso der Literaturliste hinzugefügt. Da bezüglich fast aller Fragestellungen das Zielland Deutschland ist, werden vorrangig deutsche und europäische Quellen erschlossen; Ausnahmen sind jedoch ausdrücklich im Bereich der Kosten und Technologien zu machen, da diese von internationalen Playern dominiert werden, die zu einem großen Teil in Nordamerika und Südostasien beheimatet sind. Das Ergebnis des zweiten Schritts ist eine umfassende Literaturliste, die grundsätzlich geeignet ist bzw. sein kann, die o.g. untersuchungsleitenden Fragen zu beantworten.

2.2.3 Schritt 3 nach Cooper »Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen«

Im dritten Schritt wird die gesamte erfasste Literatur inhaltlich aufbereitet in Form von Literatur-Steckbriefen (Details hierzu siehe Kapitel 2.3). Im Steckbrief wird die Quelle bibliographisch erfasst (CITAVI Datenbank), verschlagwortet und mit einer Kurzfassung versehen. Zugleich erfolgt eine Einordnung, zu welchem der Arbeitspakete diese Literatur passt; dies muss mindestens eine, können aber auch mehrere sein.

2.2.4 Schritt 4 nach Cooper »Qualitätsbewertung der herangezogenen Studien«

Die Qualitätsbewertung in Schritt 4 dient der Vermeidung des Problems »garbage-in-garbage-out« und erfolgt ebenfalls in den Literatur-Steckbriefen (vgl. Kapitel 2.3). Hierbei werden die Eignung bezüglich der Fragestellung, die Transparenz der zugrundeliegenden Annahmen und die klare Beschreibung des

Szenarios herangezogen. Hierbei sind jeweils minimale Eignungen definiert (Threshold); diese können jedoch nicht für alle Arbeitspakete auf dem gleichen Qualitätsniveau festgelegt werden – auch wenn dies wünschenswert wäre. Der Grund hierfür ist, dass es zu einigen Fragen eine große Zahl sehr hochwertiger, transparenter und umfassender Studien gibt (bspw. Energieausgleichsbedarf), zu anderen Fragestellungen (bspw. erwartbares Ausbaupotenzial) vergleichsweise wenige, eher rudimentäre Studien existieren, so dass, bei gleicher qualitativer Anforderungen, zu einigen Fragestellungen sonst keine Literatur auszuwerten wäre. Hier müssen die Anforderungen an die Literatur limitiert werden, dies wird in jedem Einzelfall jedoch klar dokumentiert. So kann auch hier ein Ergebnis in der Metastudie erzielt werden, dieses ist jedoch mit einer größeren Unsicherheit behaftet. Das Ergebnis der Schritte 3 und 4 ist eine vollständige und bewertete Liste aller relevanten Literatur, die in CITAVI gepflegt, durch Steckbriefe beschrieben, charakterisiert, Themen zugeordnet und bezüglich der Eignung für die o.g. Fragestellungen bewertet ist.

2.2.5 Schritt 5 nach Cooper »Befundintegration und Heterogenitätsanalyse«

Im fünften Schritt werden die Annahmen geclustert, d.h. jeweils gleiche bzw. ähnliche oder vergleichbare Annahmen werden zu einem »Pfad« zusammengefasst. Annahmen, die keine oder nur sehr eingeschränkte Vergleichbarkeit ermöglichen würden, werden getrennten Pfaden zugeordnet. Ziel hierbei ist es, innerhalb eines zu definierenden »Pfades« zu einer Befundintegration zu gelangen bzw. die Unterschiede in den Annahmen in der Heterogenitätsanalyse transparent darzustellen. Die Befundintegration ist hierbei der entscheidende Baustein, da in den meisten Fällen nur ähnliche, nicht jedoch gleiche Annahmen zugrunde gelegt wurden. Zur Vermeidung des »apples-to-oranges«-Problems müssen die Ergebnisse aufbereitet werden, bspw. in einem einfachen Falle dadurch, dass der Energieausgleichsbedarf nicht über die Jahreszahlen sondern über den Anteil der erneuerbaren Energien aufgetragen wird. Dadurch können unterschiedliche Ausbauszenarien zurück auf einen »Pfad« geführt werden. Es muss jedoch beachtet werden, dass jede dieser »Umrechnungen« gewisse Ungenauigkeiten ergibt, in diesem Beispiel würde vernachlässigt, dass vermutlich der konventionelle Kraftwerkspark für die Reststromabdeckung in den verschiedenen Szenarien unterschiedlich sein wird. Diese Abweichungen sollten im Regelfall geringfügig sein und sind praktisch unvermeidlich, um mehrere Studienergebnisse in einem Pfad integrieren zu können. Wenn im Einzelfall größere Anpassungen bei den Annahmen nötig werden und damit die Vergleichbarkeit leidet, wird dies entweder explizit erwähnt oder aber die Studie einem anderen Pfad zugeordnet. Studien, die sich keinem Pfad zuordnen lassen, werden entweder – bei hoher Eignung bzw. wichtigem Szenario – einzeln diskutiert, oder aber mit einem kurzen Kommentar aus der Befundintegration mangels Integrierbarkeit ausgeschlossen. Zudem wird darauf geachtet, ob Studien gleiche Basisuntersuchungen haben bzw. auf gleichen Basisstudien beruhen, da ansonsten eine Häufung und evtl. damit höhere Gewichtung der Ergebnisse einhergehen würde (Vermeidung des »file drawer« Problems). Das Ergebnis des fünften Schritts, ist eine Pfaddefinition mit mehreren Pfaden, sowie eine Zuordnung der einzelnen Studien zu diesen Pfaden – sofern möglich – sowie die Integration der Ergebnisse in die jeweiligen Pfade zwecks Vergleichbarkeit.

2.2.6 Schritt 6 nach Cooper »Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die Fragestellung«

Im sechsten Schritt werden die Ergebnisse pfadspezifisch und bezogen auf die jeweilige im ersten Schritt definierte Fragestellung interpretiert. Ziel ist das Herausarbeiten von allgemein für den jeweiligen Pfad gültigen Erkenntnissen sowie eine Aussage über die Generalisierbarkeit bzw. Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Pfade. Der Vergleich verschiedener Studien mit unterschiedlichen methodischen Ansätzen innerhalb eines Pfades erlaubt zudem eine Identifizierung von möglichen Forschungslücken sowie Widersprüchen.

2.2.7 Schritt 7 nach Cooper »Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse«

Abschließend werden die Einzelergebnisse in Schritt sieben (»Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse«) zusammenfassend beschrieben bzw. dargestellt und eine abschließende Gesamtbewertung bzw. Fazit gezogen.

2.3 Literatursteckbriefe

Wie im vorangegangenen Kapitel erläutert, werden die bibliographisch erfassten Literaturstellen in Schritt 3 der Methodik nach Cooper inhaltlich aufbereitet. Dazu wird für jede Literaturstelle ein Steckbrief erstellt, auf dessen Basis die Eignung einer Quelle für die Gesamtstudie bzw. für einzelne Arbeitspakete bewertet werden kann. Abbildung 2-2 zeigt den Blankosteckbrief.

Kurzbezeichnung	
Institution/Verfasser	
Auftraggeber	
Jahr der Veröffentlichung	
Vollständige Literaturangabe	
Typ der Quelle ¹	☐ Primärquelle ☐ Sekundärquelle ☐ Tertiärquelle
Typ der Literatur ²	☐ Primärliteratur ☐ Sekundärliteratur ☐ Graue Literatur
Kurzzinhalte	a. Ziel/Motivation der Studie? b. Hauptaussagen in Bezug auf AP-spezifische Fragestellungen (AP-spezifische Fragestellungen als Überschrift nutzen)
Qualität der Quelle ³ (allgemein)	a. Fokus auf Deutschland ⁴ : ☐ Ja ☐ Teilweise (explizit) ☐ Teilweise (implizit) ☐ Nein b. Transparenz Methodik ⁵ : ☐ Umfassend ☐ Gut ☐ Grob ☐ Nicht vorhanden c. Transparenz Annahmen ⁶ : ☐ Gut ☐ Grob ☐ Nicht vorhanden
Pfad der Quelle ⁷	☐ Pfad 1 ☐ Pfad 2 ☐ Pfad 3 ☐ Pfad 4
Relevante Annahmen / betrachtete Szenarien	
Ergebnisse	

Abbildung 2-2: Steckbrief

Zur besseren Übersicht sind die einzelnen Einträge und die jeweiligen Erklärungen bzw. Begründungen zur Qualitätsbewertung (Schritt 4 nach Cooper) in Tabelle 2-3 dargestellt.

Tabelle 2-3: Beschreibung Steckbrief

Angabe	Beschreibung	Begründung
Kurzbezeichnung	frei wählbar; Kurztitel der Studie/Name des Dokuments	
Institution/Verfasser	bei mehreren Institutionen/Verfassern alle angeben	
Auftraggeber	bspw. Ministerium/Firma etc.	Ggf. Rückschlüsse auf Motivation möglich
Jahr d. Veröffentlichung	Jahreszahl	Aktualität
Vollständige Literaturangabe	Titel, Zeitschrift, etc.	
Typ der Quelle	Einteilung der Quelle nach Ursprung	Rückschluss auf Originalität der Quelle und damit ggf. auf Qualität möglich
Typ der Literatur	Einteilung der Quellen nach Art der Veröffentlichung (vgl. Abbildung 2-3)	
Kurzzusammenfassung	Kurzzusammenfassung des Inhalts; Zu welchem Zweck wurde die Studie erstellt? Was sind die Kernaussagen? a. Ziel/Motivation der Studie? b. Hauptaussagen in Bezug auf AP-spezifische Fragestellung (Zuvor definierte Leitfragen in Steckbrief, bspw. als Überschrift, übernehmen)	
Qualität der Quelle	Qualität der Quelle ist in diesem Zusammenhang allgemein als Eignung in Bezug auf die übergeordneten sowie AP-spezifischen Fragestellungen zu verstehen a. Fokus auf Deutschland Ja: Systemgrenze der Studie ist Deutschland Teilweise (explizit): Deutschland liegt im Betrachtungsrahmen (bspw. Westeuropa) und lässt sich als Einzelwert betrachten Teilweise (implizit): Deutschland liegt im Betrachtungsrahmen, lässt sich jedoch nicht als Einzelwert betrachten Nein: Deutschland ist nicht betrachtet	Der Betrachtungsraum der Metastudie ist Deutschland (inkl. Koppelstellen) Ausschluss der Quelle, wenn Antwort »Teilweise (implizit)« oder »Nein«
	b. Transparenz der Methodik Umfassend: mathematisch nachvollziehbare Beschreibung Gut: Funktionsweise der Methodik ist nachvollziehbar/ausführlich beschrieben Grob: Grundmethodik ist erkennbar Nicht vorhanden: keine Methodik beschrieben oder erkennbar	Relevant für die Vergleichbarkeit verschiedener Studien (Befundintegration); bspw. gleiche Methodik andere Annahmen. Ausschluss der Quelle, wenn Antwort »Nicht vorhanden« -> Beurteilung der Vergleichbarkeit zur Befundintegration (Schritt 4) nicht möglich
	c. Transparenz der Annahmen Gut: kleinere Lücken Grob: größere Lücken Nicht vorhanden: Annahmen nicht beschrieben/erkennbar	Relevant für die Vergleichbarkeit verschiedener Studien (Befundintegration); bspw. gleiche Methodik andere Annahmen. Ausschluss der Quelle, wenn Antwort »Grob« oder »Nicht vorhanden« -> Beurteilung der Vergleichbarkeit zur Befundintegration (Schritt 4) nicht möglich
Pfad der Quelle	Definition der Pfade erfolgt nach Auswertung mehrerer Quellen (Befundintegration; bspw. 100% EE in 2030). Die Pfade 1-4 entsprechen den sich aus den Studien ergebenden Hauptpfaden.	
Relevante Annahmen/ Betrachtete Szenarien	Je nachdem für welches AP die Quelle verwendet wird, sind entsprechende relevante Fragen zu beantworten. Nicht alle Fragen sind für jedes AP relevant; ebenso können weitere Fragen wenn sinnvoll ergänzt werden.	
Ergebnisse	Dokumentation der wesentlichen Ergebnisse, v.a. Grafiken und Tabellen.	

2.4 Literatúrauswertung

Entsprechend der Steckbriefe werden die Studien wie folgt nach unterschiedlichen Literaturtypen klassifiziert (siehe Abbildung 2-3). Die Klassifizierung soll dabei unterstützen, die Relevanz einer Studie zu beurteilen bzw. die systematische Literaturrecherche (Schritt 2 nach Cooper) zielgerichtet zu betreiben. Dabei gibt es zwei Unterscheidungskriterien:

- Art der Veröffentlichung (Orientierung an [Karmasin 1999] und [Scholz 2001])
 - Primärliteratur: verfügt über eindeutige Nummerierung nach ISBN, ISSN, DOI o.Ä. Damit ist die öffentliche Verfügbarkeit bspw. per Bezug über Bibliotheken sichergestellt.
 - Sekundärliteratur: ist teilweise öffentlich verfügbar, aber der Bezug über Bibliotheken ist nicht sichergestellt.
 - Graue Literatur: Bezug ist ausschließlich über herausgebende Institution möglich, nicht über Bibliotheken.
- Inhaltliche Tiefe bzw. Umfang der Literatur
 - A: vollständige Abhandlung einer zugrunde liegenden Fragestellung, ausführliche Darstellung der behandelten Thematik in schriftlicher Form unter Einbeziehung von Graphiken, Tabellen und Schaubildern.
 - B: Partielle, verkürzte oder zusammenfassende Darstellung einer zugrunde liegenden Fragestellung, unvollständige Erläuterungen in begrenztem Umfang.
 - C: Knapp bemessene Darstellung eines Sachverhaltes im Sinne populärwissenschaftlicher Literatur, keine oder nur dürftige schriftliche Erläuterung.

Dabei können die in einer Zeile eingeordneten Begriffe als zusammengehörig betrachtet werden.

		...nach inhaltlicher Tiefe bzw. Umfang der Literatur		
		A	B	C
...nach Art der Veröffentlichung	Primärliteratur	Monographie	Beitrag in Sammelbänden	Abstract
		Artikel im Fachjournal* (≥ 7 S.)	Artikel im Fachjournal* (< 7 S.)	
		Dissertation		
		Normen	Erläuterungen	
		Gesetze	Verordnungen, Gesetzeskommentare	Auszüge, Zusammenfassungen von Gesetzen
		Patente		
	Sekundärliteratur		Konferenzbeitrag-Langfassung	Konferenzbeitrag-Kurzfassung, -Präsentation
			Zeitschriftenartikel** (≥ 7 S.)	Zeitschriftenartikel** (< 7 S.)
		Forschungsstudie	Zwischenbericht	Projekthomepage
				Zeitungsartikel**
	Graue Literatur	Diplomarbeiten		
		Vorlesungs-Skripte		
			Firmenschriften	
				Firmenbroschüren
				Pressemitteilungen

Abbildung 2-3: Klassifizierung Literaturtypen

3 Ergebnisse

Kapitel 3 beinhaltet die Ergebnisse für alle definierten Arbeitspakete (vgl. Kapitel 2.1). Innerhalb von jedem Arbeitspaket werden die in Kapitel 2.2 erläuterten methodischen Schritte nach Cooper angewandt und dokumentiert. Tabelle 3-1 zeigt die Zuordnung der Kapitelnummern zu den entsprechenden Schritten nach Cooper.

Tabelle 3-1: Zuordnung der Schritte nach Cooper

Schritt nach Cooper		Kapitel
1	Formulierung der Fragestellung	3.x.1
2	Systematische Literaturrecherche	3.x.2
3	Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen	3.x.3
4	Qualitätsbewertung der herangezogenen Studien	3.x.3
5	Befundintegration und Heterogenitätsanalyse	3.x.4
6	Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die Fragestellung	3.x.5
7	Aufbereitung und Präsentation der Ergebnisse	3.x.6 und 3.x.7

3.1 AP 1 »Speicherbedarf«

3.1.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n:

Im ersten Arbeitspaket wird der Frage nachgegangen, inwieweit Speicherbedarf im Stromversorgungssystem durch die Erhöhung der volatilen Erzeugung aus Wind- und Solarenergie entsteht. Eine These ist, dass Erzeugungskapazitäten benötigt werden, die sowohl stillzulegende konventionelle Kraftwerke ersetzen als auch mit hoher Flexibilität volatile Wind- und Solarenergie zur Lastdeckung ergänzen. Eine zweite These ist, dass signifikante Überschüsse aus der Stromerzeugung mit Wind- und Solarenergie anfallen, die gespeichert anstatt abgeregelt werden sollen, um sie in das System zu integrieren. Diese zwei Argumentationslinien werden in der folgenden Auswertung verfolgt.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten steht der Bau neuer Speicher in Konkurrenz zu alternativen Techniken, die eine Flexibilisierung des Angebots oder der Nachfrage zur Integration hoher Wind- und Solarenergieanteile bewirken. Die Nutzung von Speichern, Maßnahmen zur Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage sowie die Transportmöglichkeiten im Übertragungsnetz werden in Studien zur möglichen Entwicklung des zukünftigen Stromversorgungssystems behandelt. Vor diesem Hintergrund wird der Speicherbedarf im Folgenden hinsichtlich folgender Leitfragen untersucht:

-  Wie hoch ist der kurz-, mittel- und langfristige Energieausgleichsbedarf im deutschen Marktgebiet in Abhängigkeit vom Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Rahmenbedingungen und mit welchen Technologien wird dieser Bedarf gedeckt?
- Unter welchen Randbedingungen (z.B. EE-Ausbau, Netzausbau) entstehen Überschüsse der EE-Stromerzeugung in Deutschland und in welcher Menge fallen sie an?
- Entsteht ein Speicherbedarf auf Verteilnetzebene?

3.1.2 Literaturrecherche

Für die Frage nach Energieausgleichsbedarf und Überschüssen wurden Studien zum zukünftigen Stromversorgungssystem gesucht. Der Fokus lag auf Berichten von Forschungsprojekten und Aufträgen von Ministerien und Unternehmen. Dazu wurden Veröffentlichungen wissenschaftlicher Institute, Lehrstühle, und Energieberatungsunternehmen gesucht.

3.1.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung

Es wurden 68 Studien gesammelt und analysiert. Davon fanden 24 Studien Eingang in die Auswertung hinsichtlich dem Energieausgleichsbedarf bzw. Kapazitätsbedarf in Deutschland. 16 Studien wurden hinsichtlich der Frage nach den Überschüssen aus erneuerbaren Energien ausgewertet. 15 Studien wurden mit Bezug auf Verteilnetze ausgewertet.

Acht Studien wären bezüglich der Vorgehensweise und den Ergebnissen interessant konnten jedoch nicht ausgewertet werden, da die Ergebnisse nur auf europäischer Ebene aggregiert vorzufinden waren. 15 Studien wurden nicht ausge-

wertet, da ihre Ergebnisse mit Folgestudien, die wiederum ausgewertet wurden, überarbeitet wurden oder von der Auswertung ausgeschlossen wurden.

3.1.4 Clusterung

Eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse aus den Studien soll im Folgenden hergestellt werden. Die Studien werden mit sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen erarbeitet, die im Grunde Annahmen zum übergeordneten politischen Rahmen stellen. Dieser übergeordnete Rahmen bildet die deutsche und europapolitische Strategie mit der die Entwicklung des Stromversorgungssystems in Zukunft gesehen wird und teilweise auch kritisch hinterfragt wird, wie z.B. in [dena und IAEW 2012].

Ein Cluster (Pfad 1) bildet sich um Studien, die von einem optimalen Ausbau von Kraftwerken, erneuerbaren Energien, Stromnetzen und Speichern mit einer europaweit weitestgehend uneingeschränkten Verteilung der Kapazitäten ausgehen. Dabei ist das Ziel ein kostenminimaler Ausbau der Netz- und Erzeugungsinfrastruktur und damit eine optimale Nutzung der Ressourcen. Dazu wird Europa zumeist in Regionen abgebildet, die über unterschiedliche Erzeugungs- und Speicherpotenziale mit entsprechend anzusetzenden Kosten verfügen.

Ein weiteres Cluster (Pfad 2) bildet sich um Studien, die eine europaweit kosteneffiziente Nutzung von Kraftwerken und Übertragungsnetzen abbilden. Die Kraftwerkskapazitäten sind dabei meist blockscharf abgebildet und in einem Marktgebiet oder netzknotenscharf im Übertragungsnetze allokiert. Neue Kraftwerkskapazitäten werden entweder exogen im Kraftwerksmodell definiert oder sind Ergebnis eines Modell-endogenen Zubaus. Beim Modell-endogenen Zubau wird im Unterschied zu den Studien in Pfad 1 vorausgesetzt, dass ausreichend Kapazitäten mit Standort in Deutschland zur Deckung der Spitzenlast verfügbar sein müssen. Hinsichtlich möglicher Überschüsse werden die Studien in Pfad 2 nochmals unterschieden. Pfad 2a umfasst Studien, die ein rechtzeitig und ausreichend ausgebautes Stromnetz gemäß Planung annehmen oder keine Engpässe im deutschen Marktgebiet abbilden (Kupferplatte innerhalb Deutschlands). Studien, die Szenarien mit einem Netzausbau mit deutlichen Verzögerungen abbilden, werden in Pfad 2b aufgezählt. Der ausreichende Netzausbau wird insbesondere in jüngeren Studien durch die rechtzeitige Umsetzung der Maßnahmen nach dem Netzentwicklungsplan (NEP) und des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) beschrieben. Der verzögerte Netzausbau wird in manchen Studien mit der Umsetzung der Maßnahmen nach EnLAG bis 2020 beschrieben, aber keine Umsetzung von Maßnahmen über EnLAG hinaus. Andere Studien, die allein die Umsetzung von EnLAG berücksichtigen, können somit mit verzögertem Netzausbau verglichen werden.

Das letzte Cluster (Pfad 3) an Studien beschäftigt sich vorwiegend mit der Frage, ob eine Energieversorgung auf Basis hoher Anteile erneuerbarer Energien in Deutschland gelöst werden kann. Eine Abbildung der Stromnetze sowie des Verbrauchs und der Stromerzeugung im europäischen Ausland findet nicht statt. Importe und Exporte werden eingeschränkt oder nur im Austausch mit gezielt abgebildeten (Speicher-)Kapazitäten im Ausland zugelassen. Der Stromverbrauch und die sonstige Stromerzeugung im Ausland bleiben dabei unberücksichtigt.

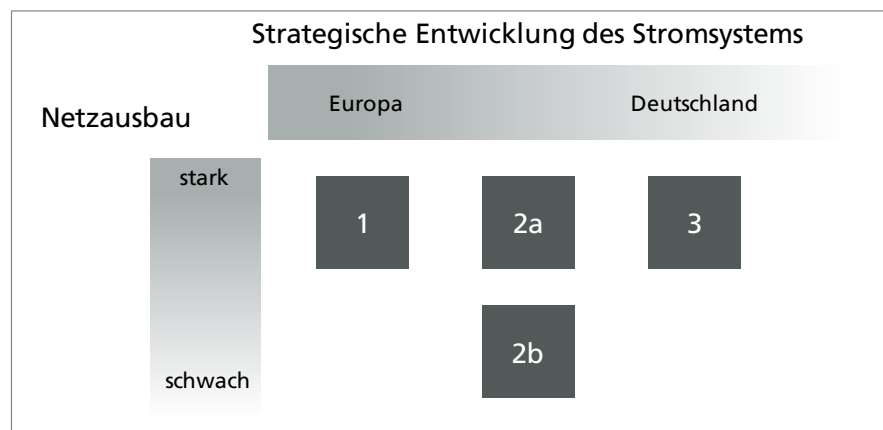


Abbildung 3-1: Clusterdefinition für Studien zum zukünftigen Stromversorgungssystem

Der Zeithorizont der Studien erstreckt sich bis 2050. Ein Schwerpunkt bildet sich um Studien, die Szenarien rund um das Jahr 2020 (2020 - 2023) abdecken. Eine weitere Konzentration bildet sich um das Jahr 2030 (2030 - 2033), das in den Studien mit einem sehr hohen Anteil an erneuerbaren Energien in der Stromversorgung betrachtet wird. Das Jahr 2050 steht im Zentrum der Analysen von Stromversorgungssystemen mit (nahezu) vollständiger Versorgung aus erneuerbaren Energien mit einem Anteil zwischen 80 % und 100 %.

Tabelle 3-2: Zuordnung der Studien zu den oben genannten Clustern

	2020er-Studien	2030er-Studien	2050er-Studien
1	[Fraunhofer ISI 2011]	[Fraunhofer ISI 2011]	[Schabram et al. 2013], [SRU 2011], [Fraunhofer ISI 2011], [dena und IAEW 2012], [Bussar et al. 2014], [Droste-Franke 2012], [Czisch 2005], [EWI und energynautics 2011], [Fraunhofer IWES, et al. 2014], [Pleßmann, et al. 2014]
2a	[CONSENTEC und Fraunhofer IWES 2013], [BET 2011], [EWI et al. 2011], [EWI 2012], [EWI 2013], [IER et al. 2010], [Prognos 2011], [50Hertz Transmission GmbH et al. 2013], [Prognos et al. 2010], [DLR und IfnE 2009], [DLR, et al. 2012], [CONSENTEC und IAEW 2011], [EWI und energynautics 2011], [dena und IAEW 2012], [Agora 2014], [Fraunhofer IWES, IAEW, SUER 2014], [EWI und EEFA 2008], [IAEW 2013], [Frontier economics und swissQuant 2013]	[CONSENTEC und Fraunhofer IWES 2013], [BET 2011], [EWI et al. 2011], [EWI 2012], [IER 2010], [IER et al. 2010], [Prognos 2011], [50Hertz Transmission GmbH et al. 2013], [Prognos et al. 2010], [DLR, et al. 2012], [CONSENTEC und IAEW 2011], [EWI und energynautics 2011], [dena und IAEW 2012], [Agora 2014], [Fraunhofer IWES, et al. 2014], [EWI und EEFA 2008], [IAEW 2013], [Frontier economics und swissQuant 2013]	[Prognos AG et al. 2010], [DLR, et al. 2012], [Jentsch et al. 2014], [EWI und energynautics 2011], [ZSW 2014], [Frontier Economics und swissQuant 2013]
2b	[CONSENTEC und IWES 2013], [EWI 2013], [CONSENTEC und r2b energy consulting 2010], [EWI und energynautics 2011]	[CONSENTEC und IWES 2013], [EWI und energynautics 2011], [Fraunhofer IWES, et al. 2014]	[EWI und energynautics 2011]
3	[ETG 2012], [Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IOSB/AST 2013], [TAB 2012], [Genoese und Genoese 2014], [Planet GbR, et al. 2014]	[Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IOSB/AST 2013], [TAB 2012], [Genoese und Genoese 2014], [Planet GbR, et al. 2014]	[ETG 2012], [UBA 2010], [SRU 2011], [Fraunhofer UMSICHT und Fraunhofer IOSB/AST 2013], [Fraunhofer ISE 2012]

Die Verweise auf die betrachteten Studien, die mit Simulationsrechnungen Szenarien der zukünftigen Stromversorgung untersuchen, sind in den entsprechend definierten Clustern eingetragen (vgl. Tabelle 3-2). Viele Studien untersuchen Szenarien aus mehreren Clustern, z.B. zum direkten Vergleich eines gut ausgebauten Stromnetzes mit Verzögerungen im Netzausbau. Manche Studien bewegen sich mit ihrer Szenariendefinition in einem Grenzgebiet, das keine eindeutige Zuordnung zulässt. Sie wurden trotzdem einer möglichst naheliegenden Definition zugeordnet, da auch ihre Ergebnisse in den folgenden Auswertungen berücksichtigt werden sollen. Die meisten Studien konnten nicht hinsichtlich aller untersuchten Größen und der angestrebten Vertiefung berücksichtigt werden, da entsprechende Angaben aufgrund anderer Zielrichtung nicht enthalten waren. Eine Vergleichbarkeit wurde weitestgehend hergestellt, mit Angaben, die in möglichst vielen Studien enthalten sind und der Zielstellung des Arbeitspakets entsprechen. Des Weiteren wurden aus den Studien nur Szenarien ausgewertet, die im Einklang des aktuellen regulatorischen Rahmens von einem Ausstieg aus der Atomenergie ausgehen. Laufzeitverlängerungen wurden nicht berücksichtigt. Von einem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien wird in allen Studien ausgegangen, die im Rahmen der Literaturrecherche gefunden wurden. Es wurden 26 Studien mit Bezug auf das Stromversorgungssystem ausgewertet, die relevante Informationen enthielten. Insbesondere 2050er-Studien aus Pfad 1, die eine kostenoptimale Versorgungsinfrastruktur in Europa ohne Anforderungen an Mindestkapazitäten in den einzelnen Hoheitsgebieten berechnen, enthalten oft Ergebnisse, die für eine Auswertung nicht mehr ausreichend lesbar dargestellt sind.

3.1.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage

Energieausgleichsbedarf

Eine erste Annäherung an die Frage der benötigten Kapazität in Ergänzung zur Wind- und Solarenergie ist eine vergleichende Darstellung der insgesamt im jeweiligen Szenario enthaltenen Erzeugungskapazität. Die in den Studien berechnete bzw. vorausgesetzte Erzeugungskapazität, die in Ergänzung zur Wind- und Solarenergie benötigt wird, ist in Abbildung 3-2, Abbildung 3-3, Abbildung 3-4 und Abbildung 3-5 dargestellt. Sie beinhaltet neben der konventionellen Erzeugungskapazität auch die installierten Leistungen zur Stromerzeugung aus Biomasse, Wasserkraft, Geothermie und sonstigen erneuerbaren Energien.

Der Vergleich zeigt, dass der Kapazitätsbedarf in den Jahren 2020 und 2030 in der überwiegenden Zahl der Studien im Bereich zwischen 90 GW und 120 GW liegt. Für die Jahre 2020 und 2030 ist bei den Angaben der Erzeugungskapazität kein systematischer Unterschied zwischen den Pfaden 1 bis 3 zu erkennen. Im Jahr 2050 nimmt die Bandbreite der benötigten Erzeugungskapazität zu und erstreckt sich zwischen 30 und 120 GW. In den Studien des Stromsystems im Jahr 2050 gibt eine Gruppe von Studien aus Pfad 1 mit 30 GW bis 50 GW einen deutlich geringeren Kapazitätsbedarf an als die übrigen Studien mit einem Kapazitätsbedarf zwischen 60 GW und 120 GW.

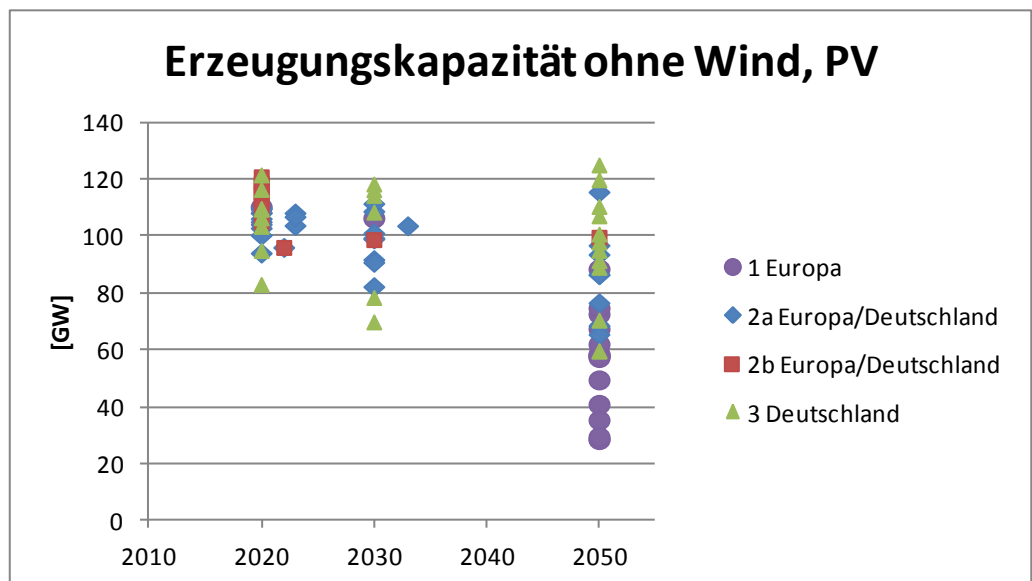


Abbildung 3-2: Erzeugungskapazität in Deutschland ohne Wind- und Solarenergie

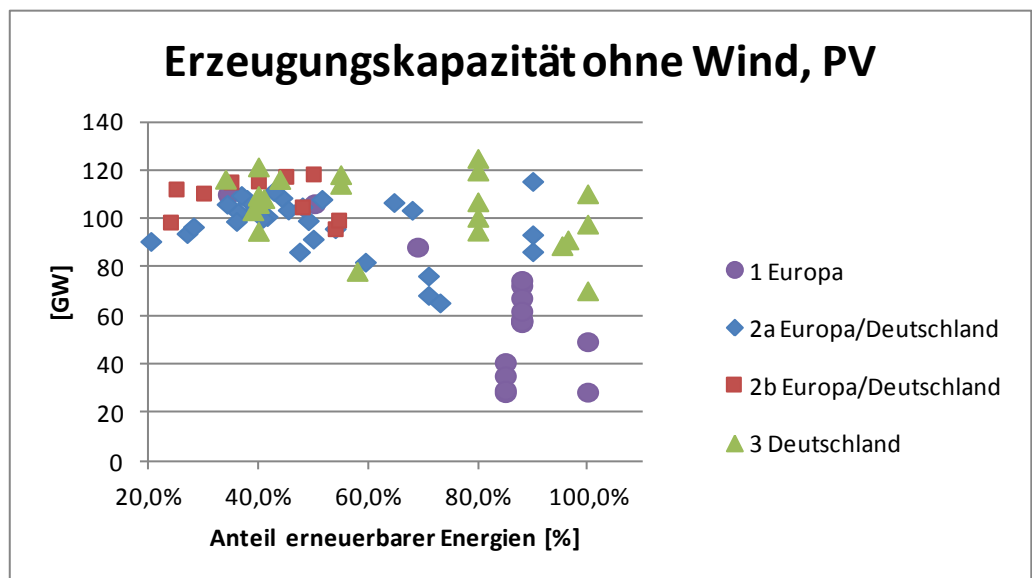


Abbildung 3-3: Erzeugungskapazitäten in Deutschland ohne Wind- und Solarenergie in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien

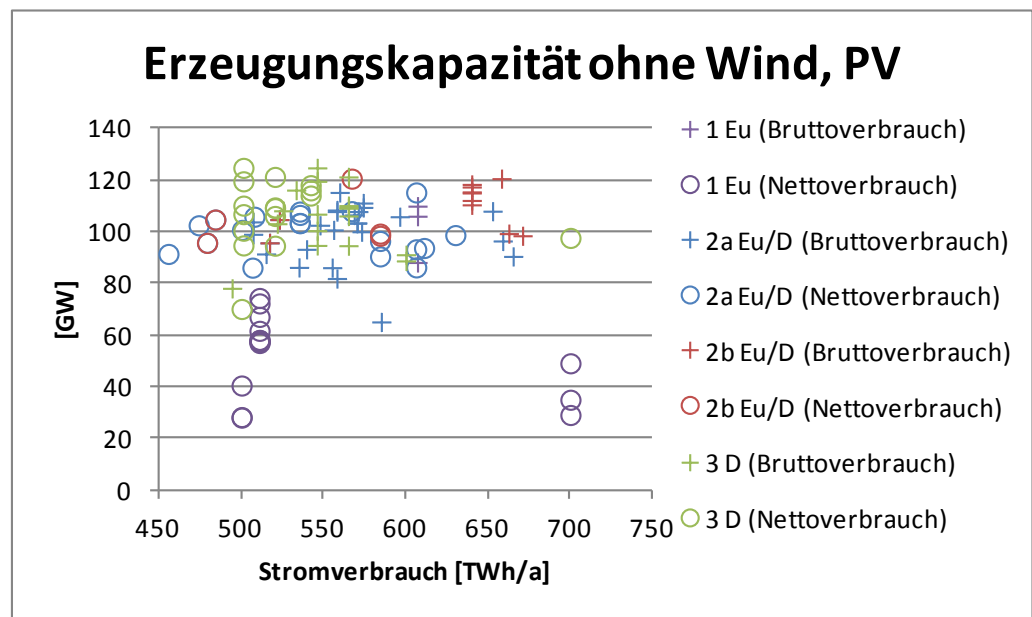


Abbildung 3-4: Erzeugungskapazitäten in Deutschland ohne Wind- und Solar-energie in Abhängigkeit des Stromverbrauchs

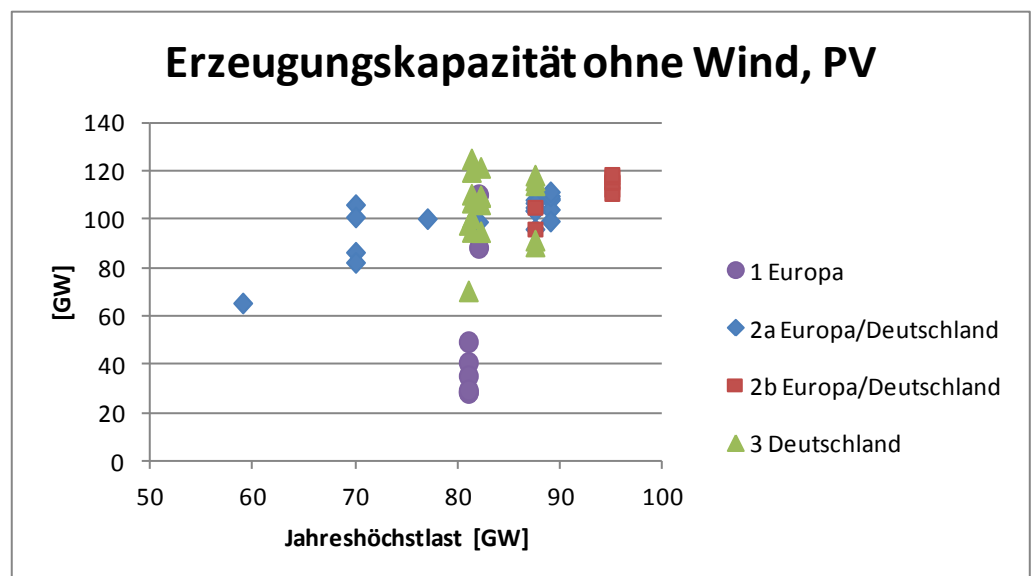


Abbildung 3-5: Erzeugungskapazitäten in Deutschland ohne Wind- und Solar-energie in Abhängigkeit der Jahreshöchstlast

Es wurde angenommen, dass die Bandbreite der angegebenen, benötigten Kraftwerkskapazitäten auf verschiedene Ursachen bzw. Abhängigkeiten zurückgeführt werden kann. Die Analyse der Studien zeigte jedoch eine hohe Anzahl von unterschiedlich gesetzten und dokumentierten Parametern sowie unterschiedlichen Methoden. Die Erläuterung der Ergebnisse mit Bezug auf die Annahmen verschiedener Studien ist daher zu komplex. Als Beispiel werden in Abbildung 3-3 bis Abbildung 3-5 die benötigte Kraftwerkskapazität in Abhängigkeit von cha-

Charakteristischen Systemgrößen, soweit sie angegeben werden, gezeigt. Es wurde die Abhängigkeit von

- Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch,
- Stromverbrauch (brutto und netto) und
- Jahreshöchstlast

dargestellt. Es wird offensichtlich, dass die Erzeugungskapazität aus verschiedenen Studien sich nicht eindeutig in Abhängigkeit zu einzelnen Systemgrößen setzen lässt. Einzelne Ergebnisse lassen auf eine Abhängigkeit schließen, werden aber nicht durch die Annahmen und Ergebnisse weiterer Studien unterstützt.

Die Abhängigkeit der benötigten Kraftwerkskapazität von verschiedenen Annahmen und Systemgrößen wird jedoch aus einzelnen Studien ersichtlich. In diesen Studien werden einzelne Parameter bzw. Annahmen für untersuchte Szenarien variiert. Häufig werden zur Untersuchung der jeweiligen Fragestellung mehrere Annahmen eines Szenarios gleichzeitig variiert. Damit sind diese Ergebnisse relevant in Bezug auf die hier gestellte Fragestellung nach dem Kapazitätsbedarf, lassen jedoch nicht auf eine eindeutige Abhängigkeit schließen. In denjenigen Studien, in denen einzelne Annahmen der Szenarien unter sonst gleichen Rahmenbedingungen variiert und somit isoliert untersucht werden, sind Abhängigkeiten der benötigten Kraftwerkskapazität erkennbar. Der Vergleich mit anderen Studien zeigt aber auch, dass andere Einflüsse das Ergebnis deutlich mitbestimmen. So variieren die Angaben zum benötigten Kraftwerkskapazität durch verschiedene, isoliert untersuchte Annahmen. Es wurden z. B. gezielt der Einfluss von

- Stromverbrauch [SRU 2011], [Consentec und IAEW 2011], [Genoese und Genoese 2014], [EWI 2012]
- Anteil der erneuerbaren Energien [Consentec und r2b energy consulting 2010], [50Hertz Transmission GmbH et al. 2013]
- Höhe der Must-Run-Kapazität [TAB 2012]
- optionalen Speicher- und Kraftwerkskapazitäten [Genoese und Genoese 2014], [UBA 2010], [ETG-Task Force Energiespeicherung 2012], [IER Universität Stuttgart 2010], [Jentsch et al. 2014]
- Bilanzierungsraum (z.B. Deutschland, Deutschland plus Nachbarländer, Europa plus Nordamerika) [SRU 2011]

untersucht. Diese Studien zeigen, dass der Kapazitätsbedarf stark von der Festlegung der jeweiligen Annahmen abhängig ist, aber die Betrachtung mehrerer Studien zeigt, dass viele Abhängigkeiten existieren. Im Folgenden werden daher die benötigten Kapazitäten bzw. der Zubaubedarf der einzelnen Studien und den jeweiligen Szenarien dargestellt. Die Ergebnisse werden vergleichbar dargestellt. Eine Interpretation der Bandbreite der Ergebnisse ist jedoch nur unter den Szenarien der gleichen Studien zulässig.

Für den Zeithorizont bis 2020 und bis 2030 wird im nächsten Schritt der geplante und erforderliche Neubau an Erzeugungskapazitäten analysiert. Der erforderliche Neubau ist das Ergebnis eines modellendogenen Kraftwerkszubaues oder wurde exogen der weiteren Analyse in der Studie vorgegeben. Die exogen definierten Kraftwerke wurden entweder als in Planung befindliche Kraftwerke gekennzeichnet oder sind frei definiert, z. B. im Rahmen verschiedener Zubauvarianten. Beim exogenen Zubau wird in der Regel auf die sogenannte Sterbelinie der Kraftwerke verwiesen, die die Fortentwicklung des momentanen Kraftwerksbestands unter Berücksichtigung der zukünftigen Stilllegungen bei Erreichen der technischen Lebensdauer beschreibt. Dem modellendogenen Zubau steht zusätzlich eine modellendogene Stilllegung von Kraftwerken aus wirtschaftlichen Gründen gegenüber. Der ausgewiesene Brutto-Zubau verschiedener Kraftwerkstypen in den Studien für 2020 ist in Abbildung 3-6 dargestellt. Die Kraftwerke, die als bereits im Bau befindlich oder als sicher ans Netz gehend deklariert wurden, sind in der Darstellung zusammengefasst. In Abbildung 3-7 wurde der ausgewiesene Zubau nur für Erdgaskraftwerke und Speicher dargestellt. Der modellendogene Zubau ist in dieser Darstellung hervorgehoben.

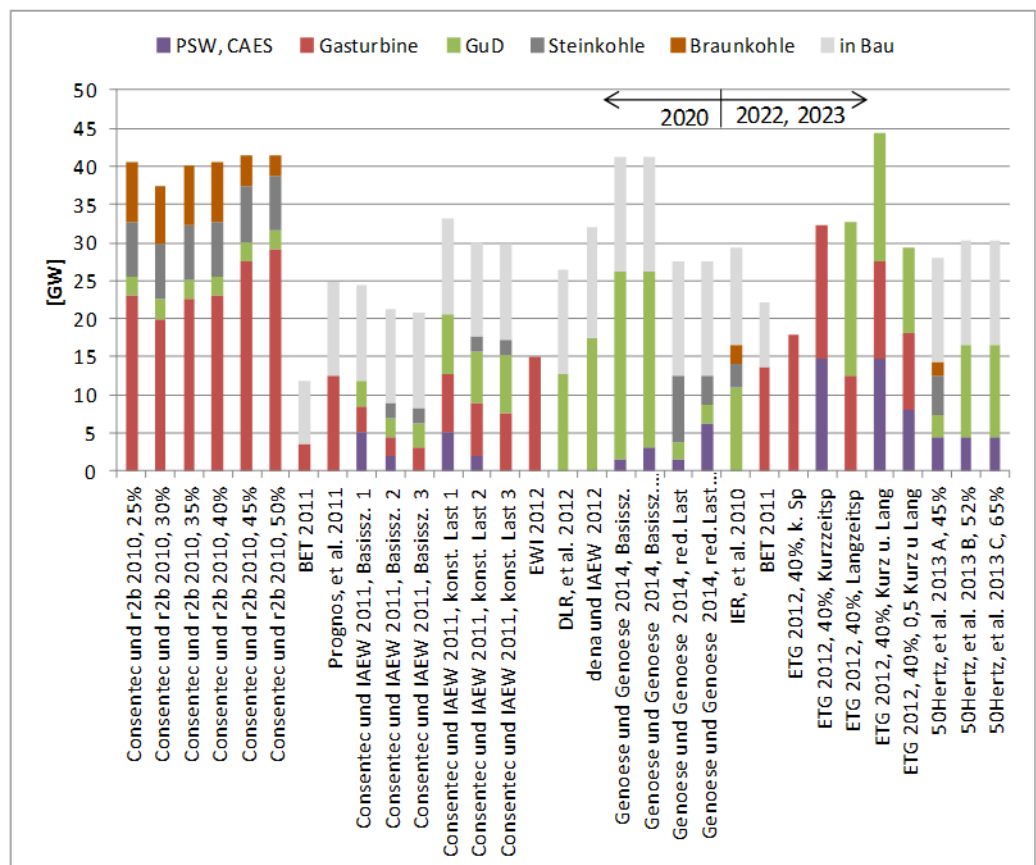


Abbildung 3-6: Zubau in den 2020er-Studien

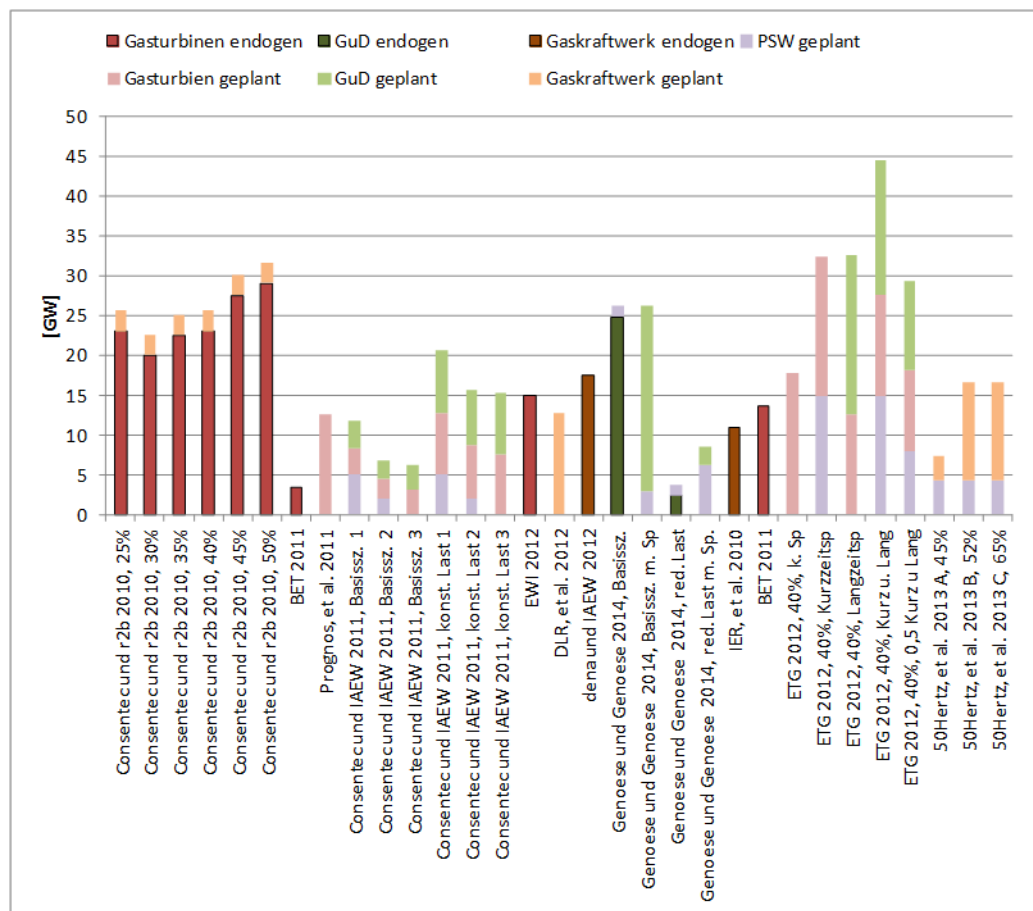


Abbildung 3-7: Endogener und exogener Zubau von Speicher und Erdgaskraftwerke in den 2020er-Studien

Der erforderliche Zubau bis 2020 liegt in einem Bereich zwischen 3 GW und rund 30 GW. Die Szenarien einzelner Studien zeigen, dass der erforderliche Zubau sowohl in endogenen als auch exogenen Zubauansätzen abhängig vom Stromverbrauch ist [Consentec und IAEW 2011], [Genoese und Genoese 2014]. Des Weiteren wird gezeigt, dass der modellendogene Zubau von Gasturbinen vom weiteren Zubau erneuerbarer Energien abhängt [Consentec und r2b energy consulting 2010]. In [Consentec und IAEW 2011] und [ETG-Task Force Energiespeicherung 2012] wird der Speicherausbau variiert und dann weiterhin analysiert. Ebenso wird in den Studien [Agora 2014] und [Fraunhofer IWES et al. 2014b] vorgegangen. Der Bedarf an Speicherkapazitäten erfolgt somit im Zusammenhang weiterführender Ergebnisse. Ein Vergleich der volkswirtschaftlichen Kosten wird mit den Ergebnissen aus [ETG-Task Force Energiespeicherung 2012], [Agora 2014] und [Fraunhofer IWES et al. 2014b] möglich. Die Änderung der Stromgestehungskosten in [ETG-Task Force Energiespeicherung 2012] und die vollständigen Einsparungen aus [Agora 2014] wurden in spezifische Einsparungen umgerechnet um eine Vergleichbarkeit (Abbildung 3-8) herzustellen. Alle Szenarien der 2020er-Studien zeigen ein negatives Ergebnis, das heißt, zusätzliche Kosten im Gesamtsystem. Eine Bandbreite in Abhängigkeit der Speicherkostenentwicklung wird in den Ergebnissen von [Agora 2014] dargestellt. Die Ergebnisse der [Agora 2014] beinhalten auch eine Einsparung von Investitionskosten im konventionellen Kraftwerkspark. In den anderen Studien sind solche Kosteneinsparungen nicht berücksichtigt. In [Fraunhofer IWES et al. 2014b] basieren die Ergebnisse auf der Berechnung mit einem Pumpspeicher mit einer Turbinen-

leistung von 300 MW ohne Substitutionen im Kraftwerkspark. In der [ETG-Task Force Energiespeicherung 2012] wird wie auch in [Consentec und IAEW 2011] davon ausgegangen, dass Spitzenlastkraftwerke nicht unmittelbar durch Speicher ersetzt werden können. Das wird damit begründet, dass Speicher nur einen begrenzten Beitrag in Extremsituationen [Consentec und IAEW 2011] bzw. keinen Beitrag zur gesicherten Leistung [ETG-Task Force Energiespeicherung 2012] leisten. Ob Speicher einen Beitrag zur gesicherten Leistung erbringen oder nicht wird unterschiedlich bewertet. Zum Beispiel werden in [ewi und energynautics 2011] Pumpspeicher mit einem Kapazitätskredit von 80 % ihrer Leistung berücksichtigt.

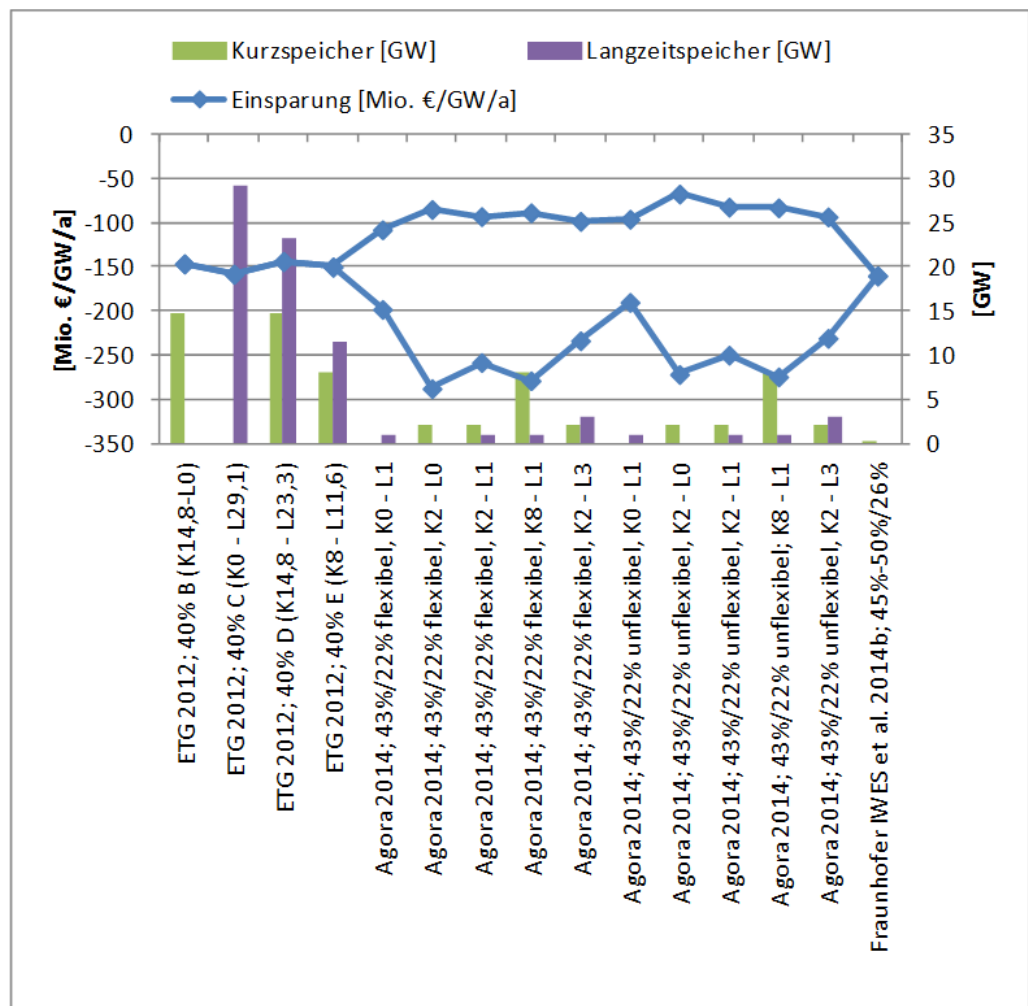


Abbildung 3-8: Spezifische Einsparungen durch Speicherezubau in den 2020er-Studien

In Abbildung 3-9 und Abbildung 3-10 ist der erforderliche Zubau bis 2030 dargestellt. Dieser liegt in einem Bereich zwischen 13 GW und 50 GW. Die geringen 13 GW Zubau werden in [Genoese und Genoese 2014] durch die Annahme eines auf 494 TWh reduzierten Stromverbrauchs erzielt. Hingegen liegt der endogen ermittelte Zubau von ca. 42 GW bei einem Stromverbrauch von 525 TWh in [Genoese und Genoese 2014] im Bereich der sonstigen endogen ermittelten Ergebnisse für Speicher und Erdgaskraftwerken zwischen 33 GW und 45 GW. Der exogen bestimmte Zubau liegt bei vergleichbarem Stromverbrauch (z.B. Basis-szenario [Consentec und IAEW 2011] mit 533 TWh) deutlich unter dem endogen

ermittelten Zubau. In den Studien [Agora 2014] und [Fraunhofer IWES et al. 2014b] werden die volkswirtschaftlichen Effekte durch den Zubau von Kurzfrist- und Langfristspeicher untersucht (vgl. Abbildung 3-11). In einem einzigen Szenario erstreckt sich die mögliche Bandbreite der Ergebnisse in den Bereich von volkswirtschaftlichen Einsparungen. Es werden zwar in den jeweiligen Szenarien deutliche Einsparungen im Netz bzw. bei der vermiedenen Abschaltung von EEG-Anlagen erzielt, es überwiegen jedoch die Kosten für die Technologien.

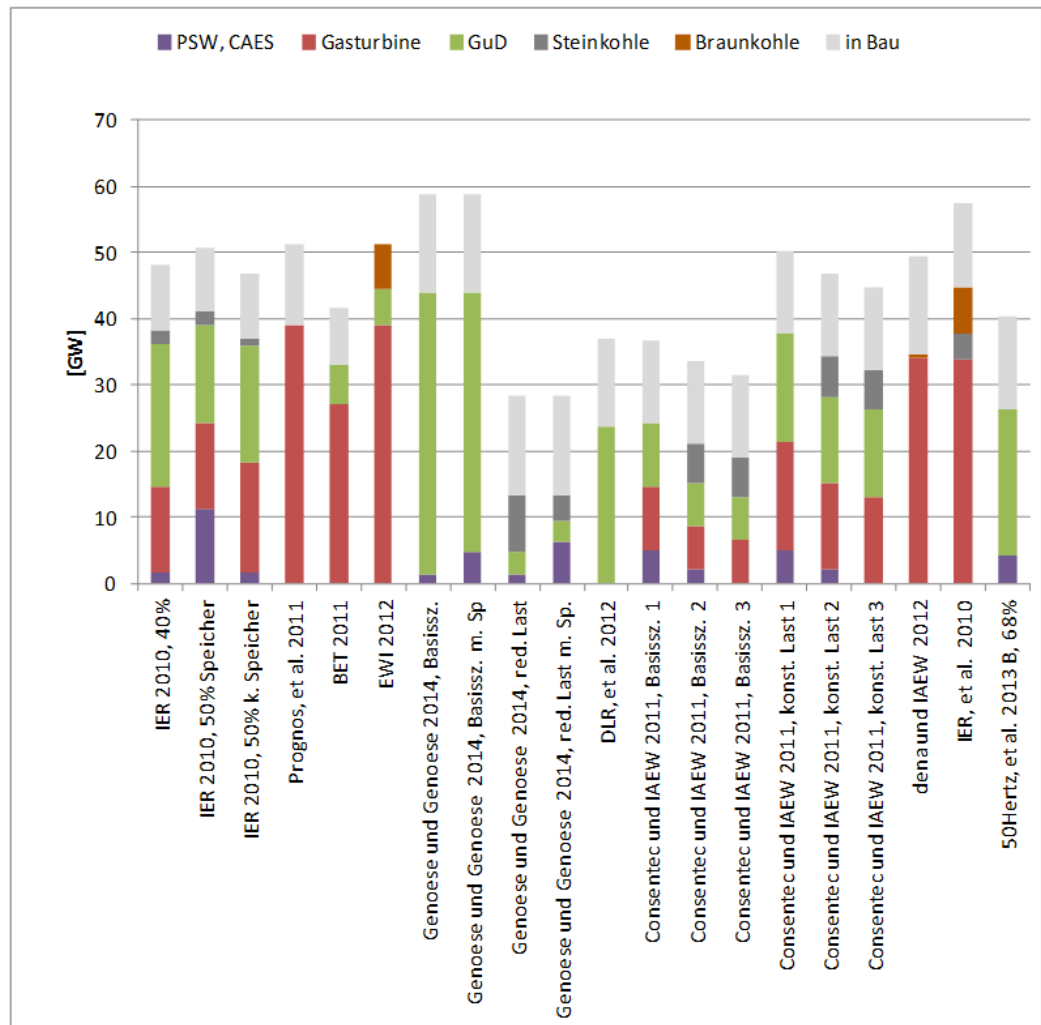


Abbildung 3-9: Zubau in den 2030er-Studien

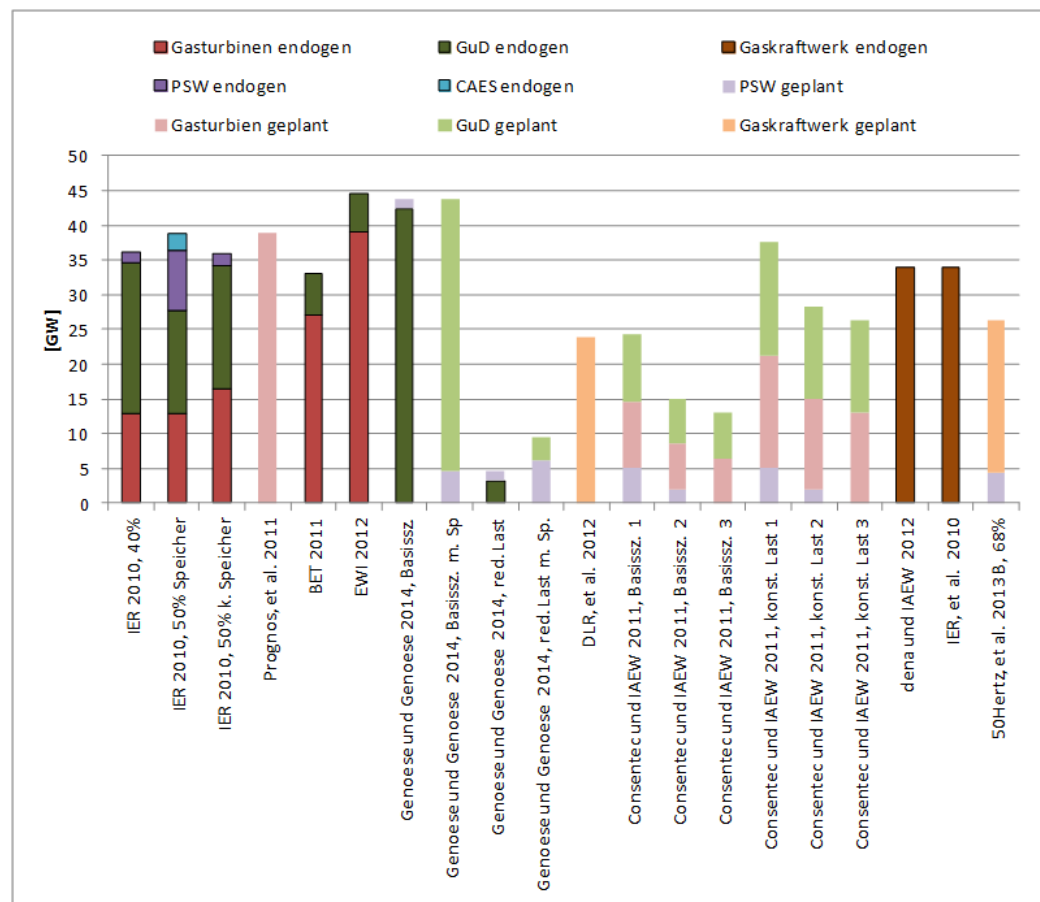


Abbildung 3-10: Endogener und exogener Zubau von Speicher und Erdgaskraftwerke in den 2030er-Studien

In den 2050er-Studien wird nicht mehr ein Zubau zum bestehenden Kraftwerkspark ausgewiesen, sondern ein gesamter Bestand an Kraftwerks- und Speicherleistung. In Abbildung 3-12 sind die Erzeugungskapazitäten der ausgewerteten Studien und Szenarien ohne Wind- und Solarenergie dargestellt. Zudem sind die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und soweit angegeben der Nettoimport für ein bilanziertes Jahr dargestellt. In den meisten Szenarien wird ein Großteil der Erzeugungskapazität durch Gaskraftwerke erbracht, sowohl für fossile als auch biogene und synthetische Energieträger. Ein Speicherbestand mit einem Speicherhorizont von wenigen Stunden (Pumpspeicher, CAES) wird in den meisten Studien mit einer Leistung von 7 bis 10 GW angegeben. Höhere Speicherkapazitäten mit bis zu 40 GW werden endogen in einzelnen Szenarien in [SRU 2011], [Fraunhofer ISE 2012] und [Fraunhofer IWES et al. 2014b] berechnet. Hohe Speicherleistung tritt auf, wenn Deutschland in sich ausbalanciert werden soll [SRU 2011], [Fraunhofer ISE 2012], in einem Szenario mit reduziertem Stromverbrauch von 500 TWh und einem Bilanzierungsraum der Europa und Nordafrika einschließt [SRU 2011] und bei begrenzter bzw. keiner Ausnutzung von Demand-Side-Management (DSM) [Fraunhofer IWES et al. 2014b].

Die gesamte benötigte Erzeugungskapazität liegt in den meisten Szenarien zwischen 65 GW und 100 GW. Einen deutlich geringeren Kapazitätsbedarf zeigen diejenigen Szenarien in [SRU 2011], die Pfad 1 zugeordnet werden können. Die Szenarien für 2050 in [Fraunhofer IWES et al. 2014b] können ebenfalls Pfad 1 zugeordnet werden und zeigen einen Kapazitätsbedarf von knapp 60 GW bzw.

höher wenn die Ausnutzung von DSM eingeschränkt ist. Deutlich höhere Erzeugungskapazitäten werden in [Fraunhofer ISE 2012] berechnet oder als Variante in [ETG-Taskforce Energiespeicherung 2012] und [Agora 2014] exogen definiert. Die Bandbreite der möglichen Einsparungen (vgl. Abbildung 3-13) liegt in den Szenarien von [Agora 2014] überwiegend im positiven Bereich, vor allem bei kleineren Leistungen der Kurzzeitspeicher und größeren Leistungen der Langzeitspeicher.

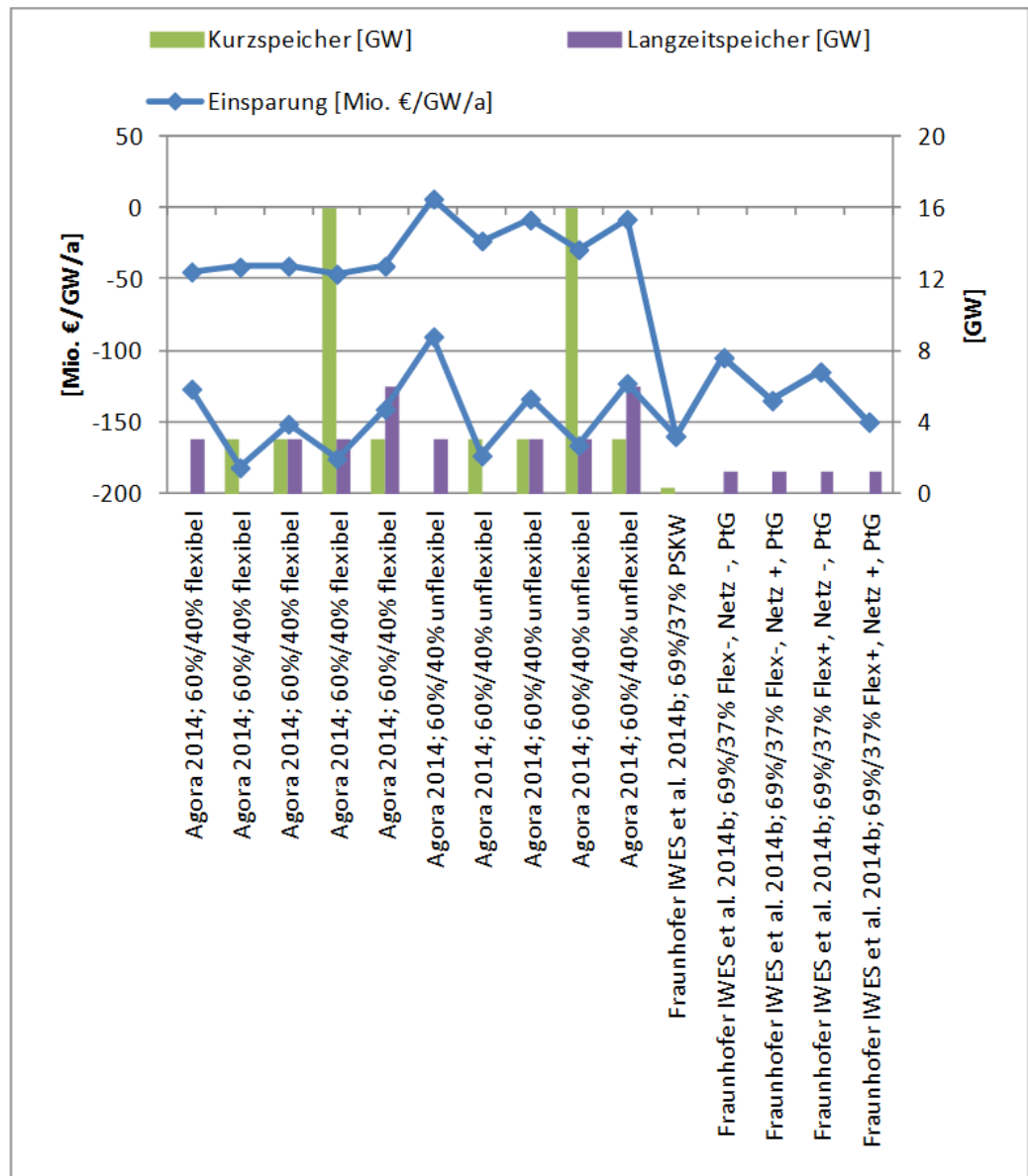


Abbildung 3-11: Spezifische Einsparungen durch Speicherzubau in den 2030er-Studien

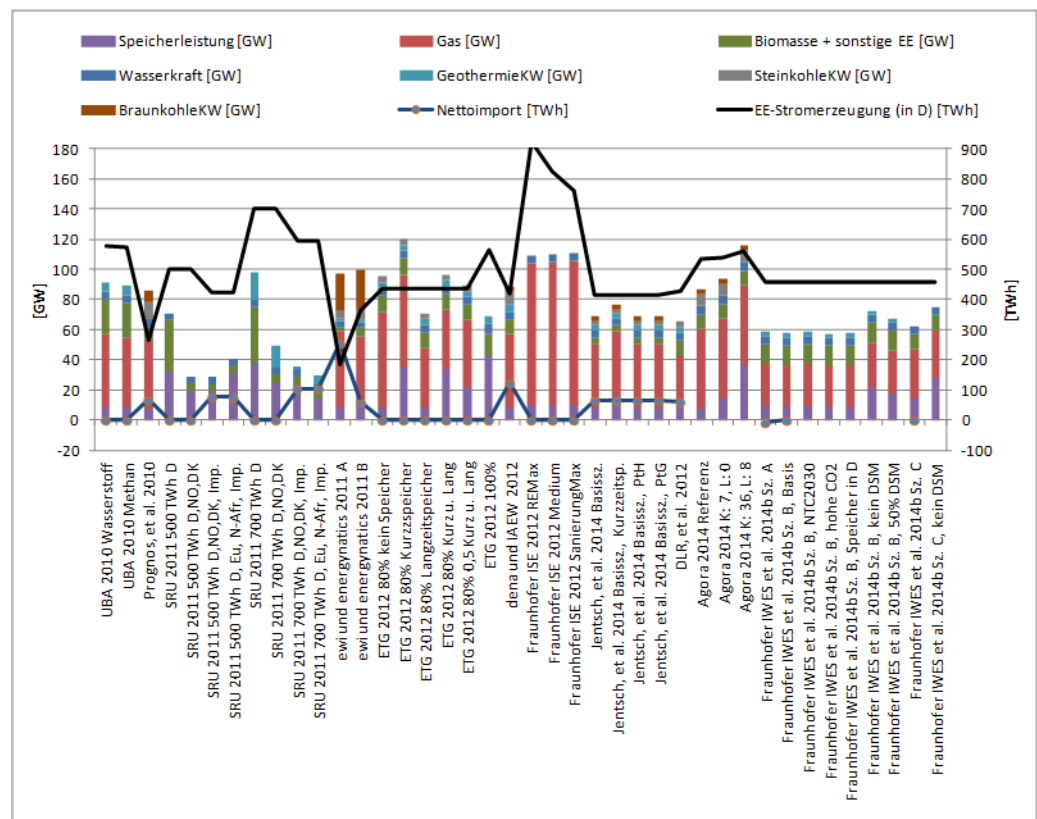


Abbildung 3-12: Kraftwerks- und Speicherkapazitäten (Säulen) ohne Wind- und Solarenergie sowie Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (in Deutschland) und Nettoimport (Linien) für ein bilanziertes Jahr in den 2050er-Studien

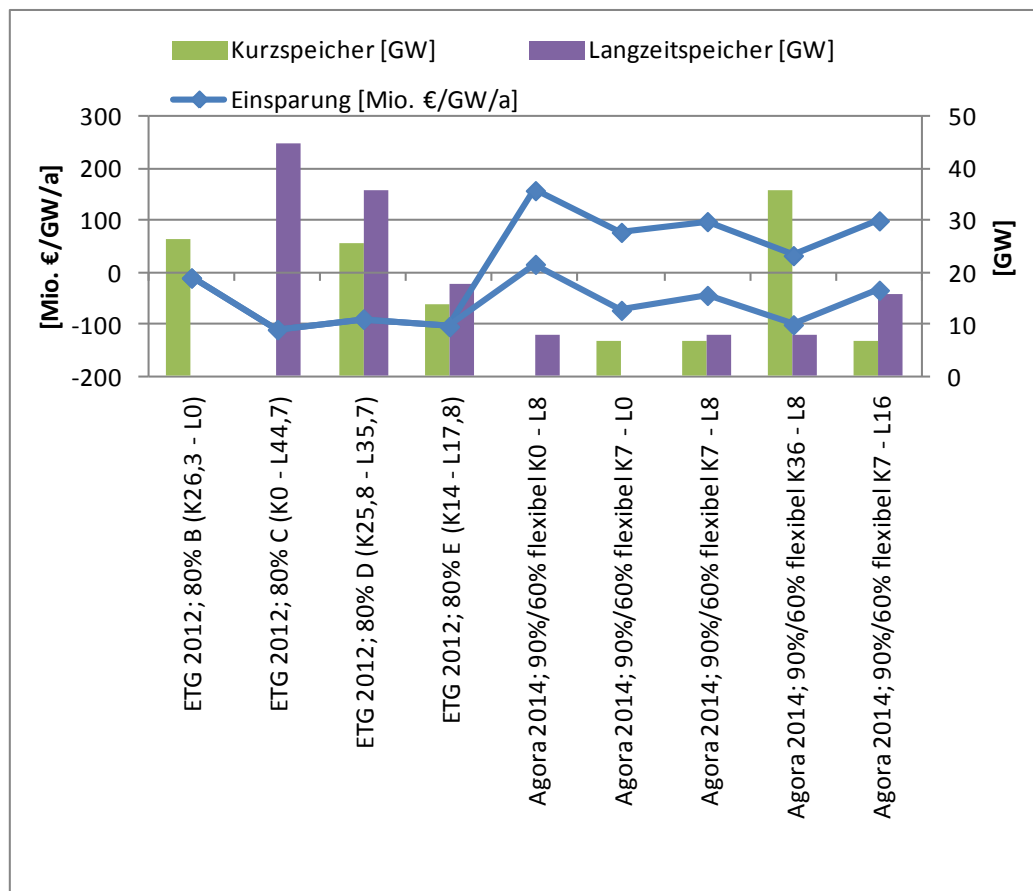


Abbildung 3-13: Spezifische Einsparungen durch Speicherzubau in den 2050er-Studien

Überschussstrom

In zahlreichen Studien zum zukünftigen Stromversorgungssystem wird eine überschüssige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgewiesen, die nicht integriert werden kann, entweder weil sie im Bilanzierungsraum keine Abnahme findet oder mangels Übertragungskapazität nicht zu einem Abnehmer weitergeleitet werden kann. Seltener werden auch Abregelungen aus wirtschaftlichen Gründen ausgewiesen.

Die Überschüsse und Abregelungen, die in den Studien ausgewiesen wurden, sind in Abbildung 3-14 und Abbildung 3-15 in Abhängigkeit des betrachteten Szenariojahres und in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch dargestellt. Für das Jahr 2020 liegen die meisten Ergebnisse zum Überschuss zwischen 0 TWh und 15 TWh. Im Jahr 2030 liegen die Überschüsse zwischen 0 TWh und 50 TWh. Hierin sind die Überschüsse, die Szenarien in Pfad 2b zugeordnet werden, offensichtlich größer als Überschüsse in den anderen Szenarien. Im Jahr 2050 liegen die ausgewiesenen Überschüsse zwischen 0 TWh und 70 TWh. In der Darstellung der Überschüsse in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien sind zwei Trends zu beobachten. Zunächst lässt sich feststellen, dass die Mehrheit der Studien zunehmende Überschüsse ab einem Anteil von 40 % bis zu einem Anteil von 70 % ausweisen. Des Weiteren lässt sich ablesen, dass die Überschüsse aus den Szenarien des Pfad 2b bei vergleichbarem Anteil erneuerbarer Energien tendenziell höher ausfallen.

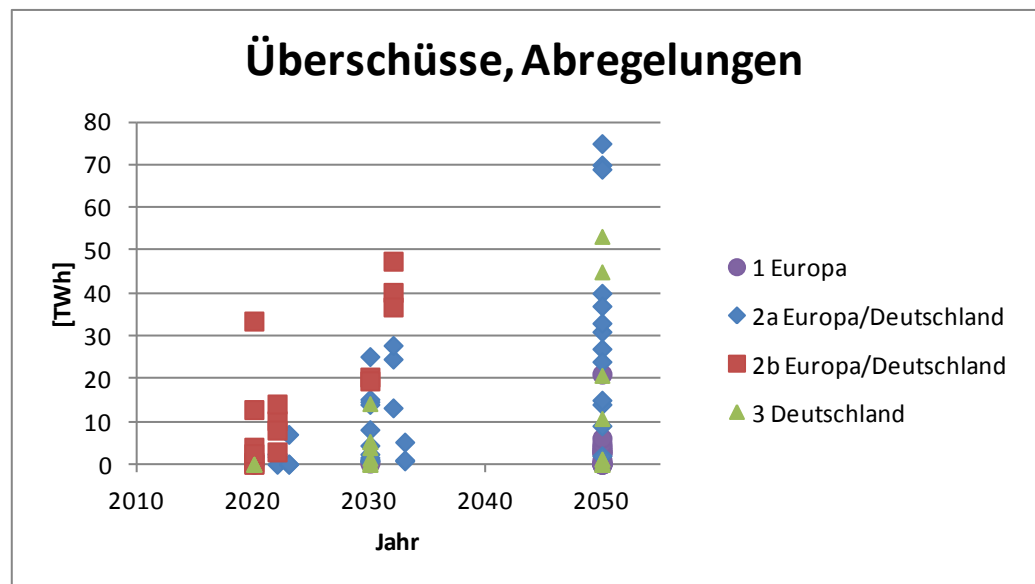


Abbildung 3-14: Überschüsse bzw. Abregelung in den betrachteten Szenariojahren

Die ausgewiesenen Überschüsse der 2020er-Szenarien mit ausreichendem Netzausbau (Pfad 2a) sind weitestgehend homogen auf sehr niedrigem Niveau unter 1 TWh. Auf etwas höhere Überschüsse kommen [TAB 2012] mit 1,6 TWh bei einer Must-Run-Kapazität von 17,5 GW, [Consentec und Fraunhofer IWES 2013] mit 1,8 TWh bis 2,5 TWh bei einem hohen Anteil Wind- und Solarenergie von ca. 46 % und [50Hertz Transmission GmbH et al. 2013] mit 7 TWh in einem Szenario (Netzentwicklungsplan C) mit einem Anteil erneuerbarer Energien von ca. 65%.

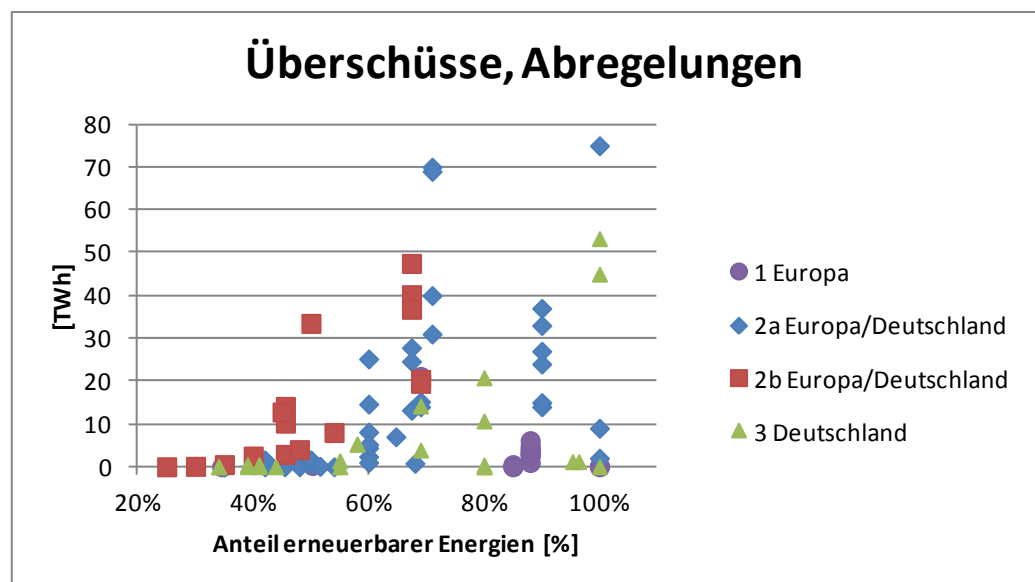


Abbildung 3-15: Überschüsse bzw. Abregelung in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien

Die Überschüsse der 2020er-Szenarien mit auf EnLAG begrenzten Netzausbau (Pfad 2b) werden in Abbildung 3-16 im Einzelnen dargestellt. Bei einem Anteil erneuerbarer Energien größer als 40 % liegen die Überschüsse in der überwiegenden Anzahl an Szenarien zwischen 2,5 TWh und 15 TWh. In [CONSENTEC

und Fraunhofer IWES 2013] wird zudem die Standort-Abhängigkeit gezielt untersucht, die infolge eines verzögerten Netzausbaus zu einem Anstieg der Überschüsse über 10 TWh führen kann.

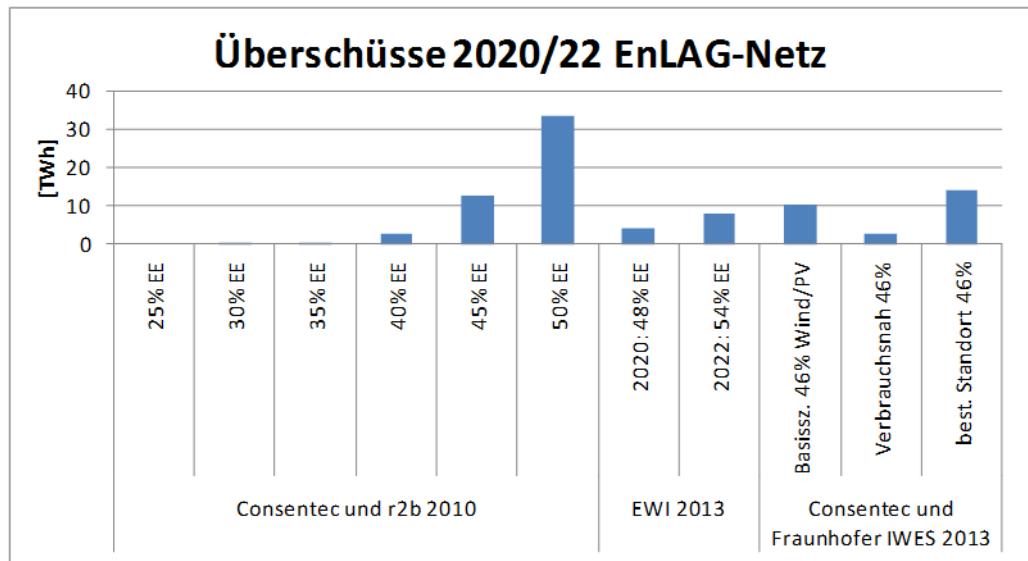


Abbildung 3-16: Überschüsse bzw. Abregelung in den 2020er-Studien des Pfad 2b (Netzausbau nach EnLAG ohne NEP-Maßnahmen)

Weitere Verzögerungen bis 2030 (Umsetzung der NEP-Maßnahmen mit Ziel 2020) führen nach [Consentec und Fraunhofer IWES 2013] zu einem Anstieg der Überschüsse auf 37 TWh bis 48 TWh. Eine deutlich Reduktion der Überschüsse von 25 TWh bis 28 TWh kommt [Consentec und Fraunhofer IWES 2013] bei Berechnung des Szenarios entsprechend dem genehmigten Szenarienrahmen des Netzentwicklungsplans 2013 und den Netzausbaumaßnahmen entsprechend dem Bundesbedarfsplan aus dem Netzentwicklungsplan 2012. Eine weitere Reduktion der Überschüsse auf ca. 13 TWh ergibt sich in [Consentec und Fraunhofer IWES 2013] durch den massiven Zubau von 40 GW (120 GWh) Batterie-Speichern bei PV-Anlagen, die jedoch entsprechend Angebot und Nachfrage im gesamten System und nicht zur Optimierung des Eigenverbrauchs betrieben werden.

In [Fraunhofer IWES et al. 2014b] werden für ein verzögertes Netzausbauszenario im Jahr 2030 Redispatchmengen in Höhe von 19,5 TWh bis 20,4 TWh ausgewiesen, in Abhängigkeit der flexiblen Nutzung von KWK- und Biogasanlagen sowie Stromverbrauchern (DSM). Die Umsetzung aller bis 2030 geplanten Maßnahmen nach NEP und TYNDP führt nach [Fraunhofer IWES et al. 2014b] zu einer Reduktion der Redispatchmengen auf 14 TWh bis 15,2 TWh.

Für einen ausreichenden Netzausbau bis 2030 sind die ausgewiesenen Überschüsse im Einzelnen in Abbildung 3-17 dargestellt. In [Consentec und IAEW 2011] wurde der Einfluss unterschiedlich hoher Speicher- und DSM-Leistungen auf den Überschuss untersucht, der sich jedoch insgesamt auf einem sehr niedrigen Niveau bewegt, ähnlich wie im Netzentwicklungsplan 2013 [50Hertz Transmission GmbH et al. 2013]. In [TAB 2012] wird zudem gezeigt, wie die Überschüsse von ca. 25 TWh auf ca. 2 TWh sinken durch die Reduktion der Must-Run-Kapazität konventioneller Kraftwerke von 17,5 GW auf 0 GW.

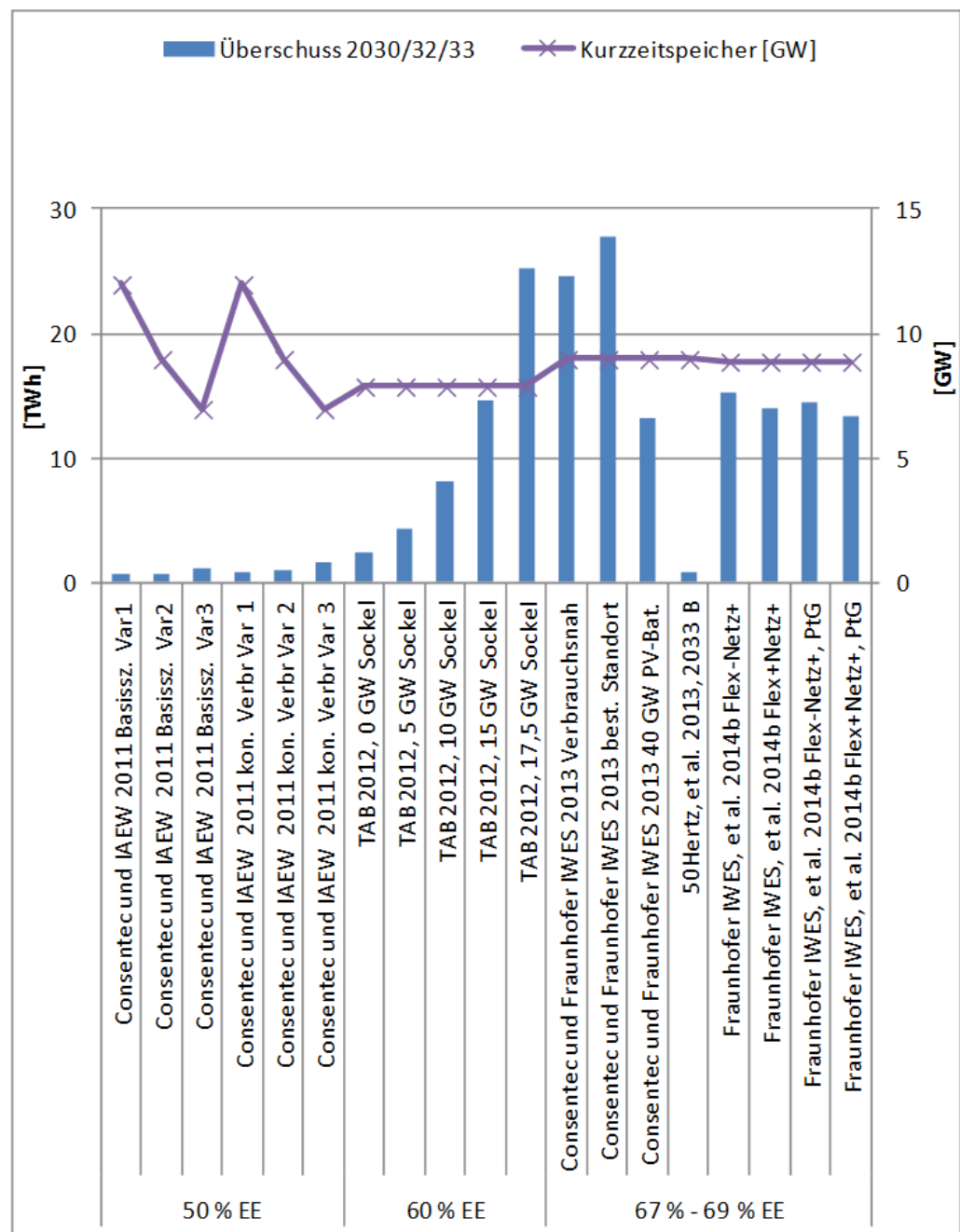


Abbildung 3-17: Überschüsse bzw. Abregelung und geplante PSW in den 2030er-Studien, Pfad 2a (ausreichend Netzausbau)

Die ausgewiesenen Überschüsse in den 2050er-Studien sind in Abbildung 3-18, Abbildung 3-19 und Abbildung 3-20 dargestellt. Abbildung 3-18 und Abbildung 3-19 zeigen die Überschüsse aus den Studien, die einen Import/Export mit Nachbarländern zulassen, (Pfad 1 und 2), sowie die jeweilige Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie (vgl. Abbildung 3-18) bzw. die verfügbare Leistung an Kurzfristspeicher, Langfristspeicher und PtH (vgl. Abbildung 3-19). In [Jentsch et al. 2014] und [dena und IAEW 2012] werden Überschüsse zwischen 21 TWh und 70 TWh deklariert. Wie auch in anderen Studien teilweise vorgeschlagen wird um der Abregelung zu entgehen, berechnet [Jentsch et al. 2014] eine signifikante Reduktion der Überschüsse auf 40 TWh und 31 TWh durch die Verwertung zur Wärmeerzeugung bzw. in einer Elektrolyse. In [Agora 2014] wird der Einfluss

unterschiedlicher Kombinationen aus Kurzfrist- und Langfristspeicher auf die Überschüsse untersucht. Die 37 TWh Überschuss im Referenzszenario werden durch 8 GW Langfristspeicher auf ca. 27 TWh gedrückt und durch 7 GW Kurzfristspeicher auf ca. 33 TWh. Mit einer Kombination von Kurz- und Langfristspeicher werden die Überschüsse mit 7 GW Kurzfristspeicher und 8 GW Langfristspeicher auf ca. 24 TWh reduziert. Mit der Erhöhung der Kurzfristspeicherleistung auf 36 GW reduziert sich der Überschuss auf ca. 14 TWh und mit einer Erhöhung der Langfristspeicherleistung auf 16 GW auf ca. 15,5 TWh. In den Szenarien aus [SRU 2011] und aus [Fraunhofer IWES et al. 2014b], die dem Pfad 1 zugeordnet werden können, werden sehr geringe Überschüsse berechnet. In [SRU 2011] sind die Überschüsse kleiner als 1 TWh und in [Fraunhofer IWES et al. 2014b] liegt der höchste Überschuss im Szenario C bei 6,1 TWh, wenn kein DSM zugelassen wird.

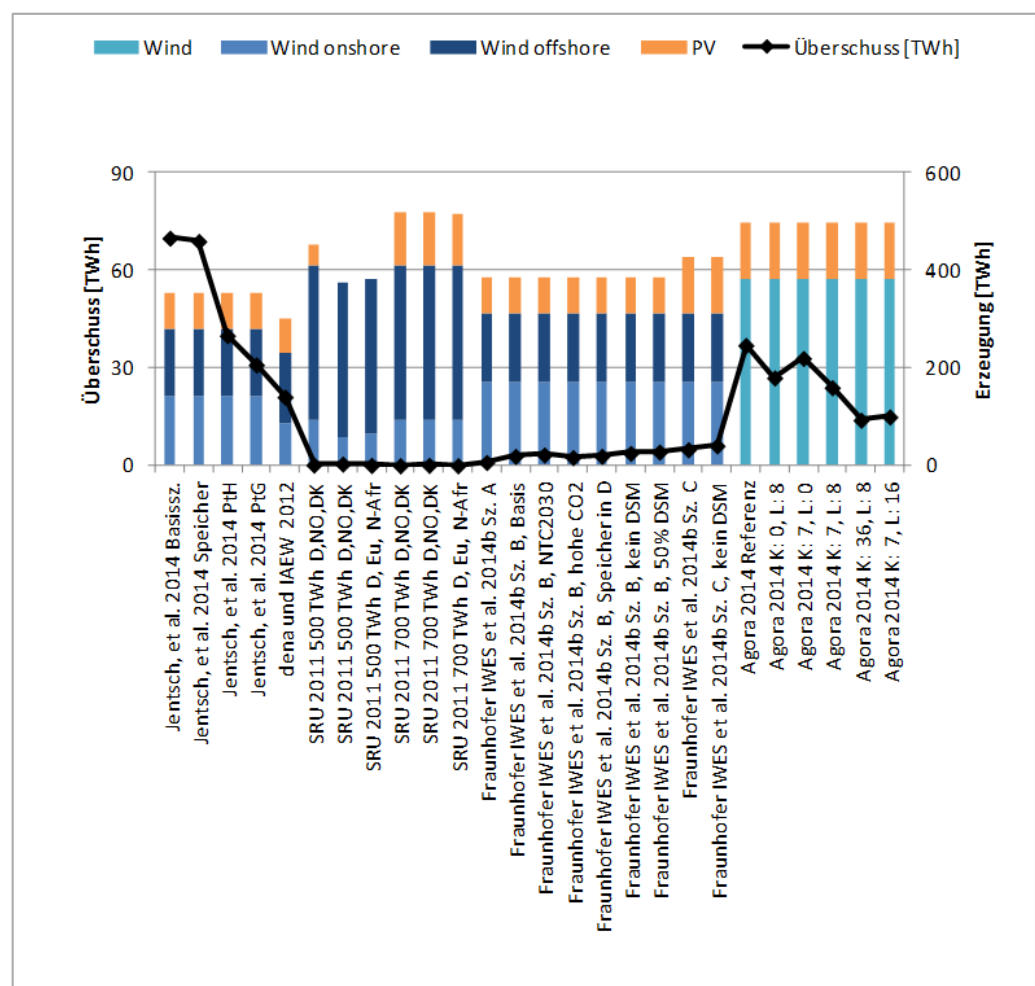


Abbildung 3-18: Überschüsse und Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie in den 2050er-Studien, Pfad 1 und 2

Abbildung 3-20 stellt die Überschüsse dar, die in den 2050er-Studien mit einer Bilanzierung Deutschlands auftreten. Die Studie [ETG-Task Force Energiespeicherung 2012] zeigt, wie im Szenario mit 80% Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien systematisch Überschüsse durch Elektrolyseure in Kombination mit neuen Pumpspeicherwerken oder anderen Kurzzeitspeichern genutzt werden können. Die überschüssige Energie, die hierfür zur Verfügung steht, liegt in den ausgewerteten Studien je nach Szenario zwischen ca. 20 TWh und ca. 110 TWh. Einen deutlich höheren Stromverbrauch durch PtG bis zu 300 TWh wird in der Studie [Fraunhofer ISE 2012] berechnet, die neben der Stromnachfrage auch die Wärmenachfrage berücksichtigt.

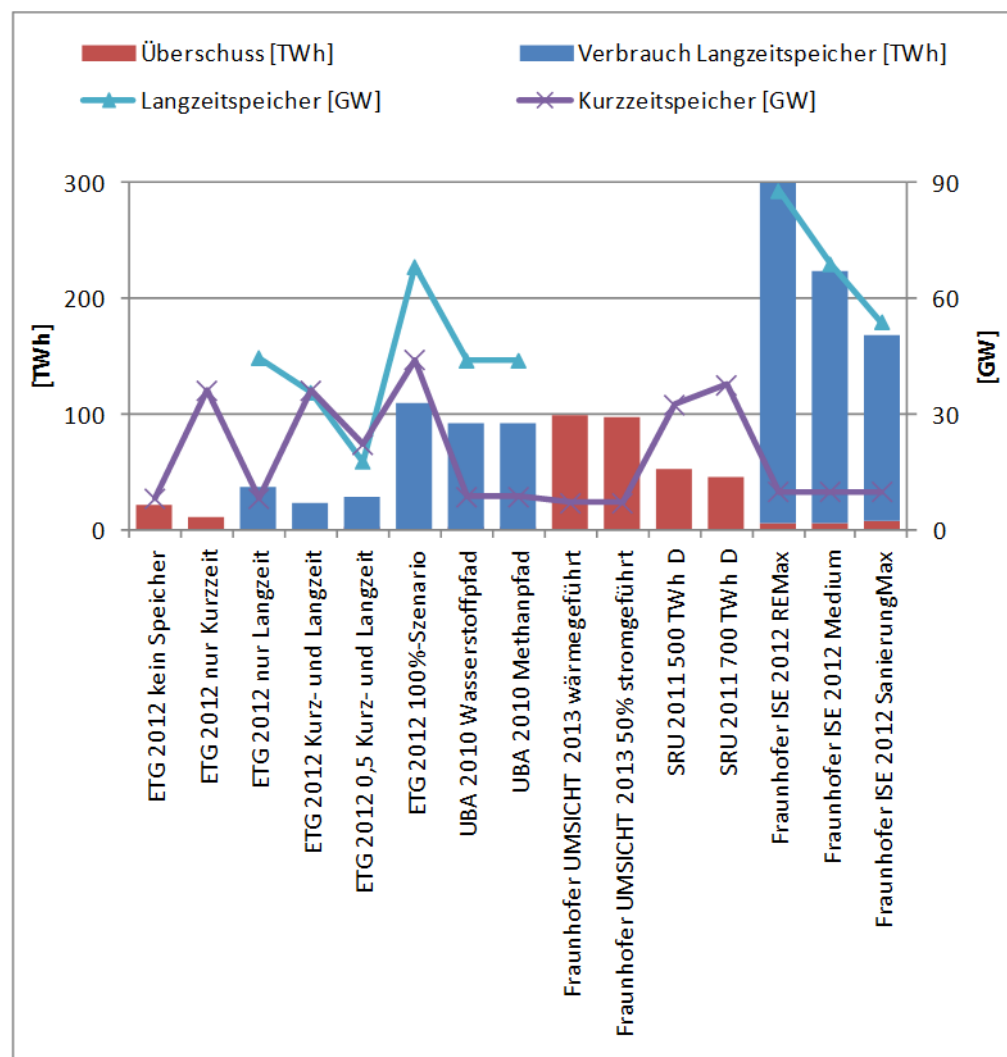


Abbildung 3-19: Überschüsse, Elektrolyse-Stromverbrauch und Elektrolyseur-Leistung in den 2050er-Studien, Pfad 3

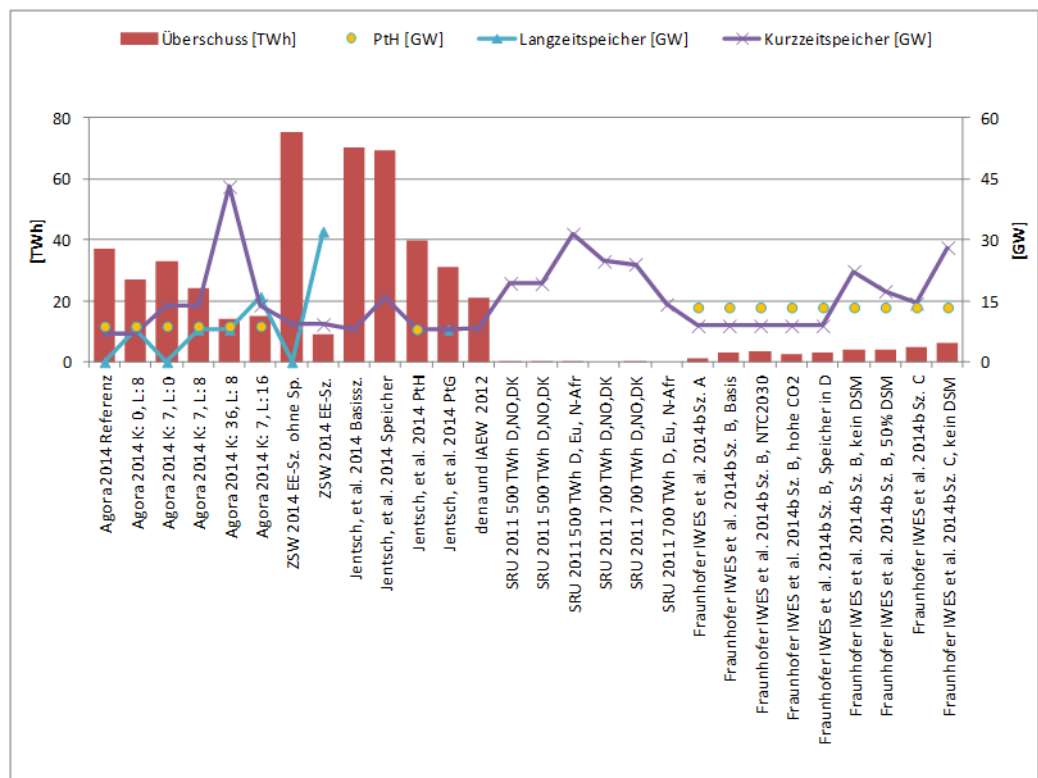


Abbildung 3-20: Überschüsse, Elektrolyse-Stromverbrauch und Elektrolyseur-Leistung in den 2050er-Studien, Pfad 1 und 2

Speicher im Verteilnetz

Die Literaturanalyse zum Speichereinsatz in Verteilnetzen zeigt, dass in den untersuchten Studien nicht der Ausgleichsenergie- und der Speicherbedarf bestimmt werden, sondern die Auslegung der Speicher auf verschiedene, spezielle Anwendungen und Betriebsführungen abgestimmt bzw. abgeschätzt wird. Generelle Rückschlüsse zu Speicherdimensionierung und -bedarf im Verteilnetz lassen sich auf Basis der analysierten nicht ziehen, da diese von Fallstudie zu Fallstudie anders gewählt wurden. In einigen Studien steht eine Analyse der Netzausbaukosten unter der Berücksichtigung von Speichern im Vordergrund. Andere Studien fokussieren sich hingegen die Demonstration möglicher Speicherbetriebsführungsstrategien zur Netzintegration dezentraler Erzeuger in den laufenden Netzbetrieb oder unter der Berücksichtigung ökonomischer Faktoren.

Für drei Speicherbetriebsführungen lassen sich dennoch wiederkehrende Merkmale in den verschiedenen Studien identifizieren:

1. Spannungsstützender Speichereinsatz:

- Position des Speichers: die Systeme werden für diese Betriebsführung häufig in räumlicher Nähe zum dezentralen Erzeuger oder nahe dem Leitungsende installiert.
- Annahmen zur Speicherdurchdringung:
 - i. Niederspannung: in den Studien wird tendenziell eine vereinfachte Annahme zur Speicherdurchdringung angenommen.

Bspw. werden 50 % oder 100 % der Haushalte mit PV-Anlagen oder der Netzknoten mit Speichersystemen ausgestattet.

- ii. Mittelspannung: falls die Mittelspannung berücksichtigt wird, verhält sich die Speicherdurchdringung eins zu eins zur PV- oder Windpark-Durchdringung.
- Dimensionierung:
 - i. Dimensionierung zur Leistungsbegrenzung: die Speicherleistung wird so dimensioniert, dass eine fixe Abregelung auf X-% der installierten Leistung der dezentralen Erzeugungseinheit möglich ist. Die Speicherkapazität wird entsprechend angepasst, um die Energie oberhalb der Leistungsschwelle zwischen zu speichern [Armstorfer et al. 2013].
 - ii. Dimensionierung zur Unterstützung von Netzanschlussbedingungen: die Speicherleistung wird so ausgelegt, dass die Netzanschlussbedingungen eingehalten werden können. Dies hat tendenziell eine höhere Dimensionierung der Leistung im Verhältnis zur Kapazität zur Folge hat [Tröster et al. 2013].

2. Betriebsmittelentlastender Speichereinsatz:

- Position des Speichers: diese Betriebsführung zielt auf eine Entlastung der Transformatoren ab. Dementsprechend werden die Speichersysteme transformatornah installiert.
- Annahmen zur Speicherdurchdringung: in der analysierten Literatur liegt der Fokus vor allem auf einer Anwendung dieser Betriebsführung in der Niederspannungsebene. Entsprechend der Positionierung wird maximal ein Speichersystem pro Ortsnetz gewählt.
- Dimensionierung: tendenziell ist hier das Verhältnis von Speicherleistung zu Speicherkapazität deutlich über eins.

3. Markt- oder eigenverbrauchsorientierter Speichereinsatz (bspw. in [(Barth 2013), [Appen et al. 2014], [Büdenbender et al. 2010], [Fraunhofer UMSICHT et al. 2011] und [Hollinger et al. 2013]):

- Position des Speichers: hier werden die Speichersysteme direkt an die dezentrale Erzeugungsanlage gekoppelt.
- Annahmen zur Speicherdurchdringung:
 - i. Niederspannung: ähnlich wie bei der Spannungshaltung wird hier typischerweise auf eine anteilige Speicherausstattung von PV-Aufdachanlagen in Haushalten abgestellt.
 - ii. Mittelspannung: in der analysierten Literatur wurde zu einem geringen Anteil auch ein kombinierter Betrieb von PV- und Windparks mit Speichersystemen festgestellt.

- Dimensionierung:
 - i. PV-Anlagen: die Eigenverbrauchsmaximierung legt hier die entsprechende Leistungs- und Kapazitätsdimensionierung fest. Im Zuge der Netzintegrationsstudien werden hier häufig folgende Auslegungsverhältnisse zugrunde gelegt: PV- Leistung zu Speicherleistung: 2-1 zu 1, PV-Leistung zu Speicherkapazität: 1 zu 0.3-1.
 - ii. Windkraft-Anlagen: hier wurden die Speicherleistungen meist deutlich unter der installierten WKA-Leistung angesetzt. Für die Speicherkapazitäten kann auf Basis der analysierten Studien keine verallgemeinerungsfähige Tendenz abgeleitet werden.

Besonders [Hollinger et al. 2013] und [Appen et al. 2014] unterstreichen die Notwendigkeit der Netzdienlichkeit bei der Nutzung von Speichersystemen zur Netzintegration von PV-Anlagen. Diese kann entweder durch eine gezielte Speicherung der Einspeisespitzen, was eine Prognose der Erzeugung und ggf. der Last bedingt, oder durch die Integration einer Spannungsregelung in die Speicherbetriebsführung erreicht werden.

Des Weiteren finden sich zum Thema Betriebsführung von Speichersystemen international zahlreiche Veröffentlichungen, was die Bedeutung des Themas zusätzlich unterstreicht.

Eine ökonomische Analyse zu Speichern als Netzausbaualternative im Verteilnetz folgt in AP 5.2 (vgl. Kapitel 3.8). Generell zeigen die im Zuge dieses Kapitel analysierten Veröffentlichungen, dass Speicher Teil eines Lösungsportfolios zur Verringerung der Netzausbaukosten sein können, allerdings auch im Wettbewerb mit anderen Technologien, wie z. B. regelbaren Ortsnetztransformatoren, stehen. Grundsätzlich ist dabei zu beachten, dass der marktorientierte Einsatz erhöht sogar den Netzausbaubedarf (siehe z. B. [dena et al. 2012], [p3 energy 2013], [Energynautics et al. 2014]).

Zahlreiche weitere Publikationen finden sich auf dem Gebiet der Nutzung von Wärmerzeugungs- und -speichertechnologien. Tendenziell werden hier allerdings Netzintegrationseffekte in den Hintergrund gestellt, obwohl die Technologien größtenteils im Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen werden. Es werden größtenteils Lastverschiebe- und Flexibilisierungspotenziale aufgezeigt, die keinen direkten Verteilnetzbezug haben (siehe bspw. [Mueller et al. 2014], [Ecofys Germany GmbH und Prognos AG 2011], [Spitalny et al. 2013], [ETG-Task Force Demand Side Management 2012]).

3.1.6 Zusammenfassung

Aus den Studien zum zukünftigen Stromversorgungssystem wurde mit großer Mehrheit ein Bedarf an zusätzlicher elektrischer Kapazität zur Lastdeckung festgestellt. Es handelt sich dabei zum großen Teil um Spitzenlastkraftwerke wie Gasturbinen, GuD-Kraftwerke und Pumpspeicherwerke, die teilweise schon bis 2020 und darüber hinaus bis 2030 am Strommarkt verfügbar sein sollten. Die gesamte Höhe und die Verteilung des Bedarfs auf die Kraftwerkstechniken unterscheiden sich deutlich in den verschiedenen Studien.

Das ist unserer Einschätzung nach auf die vielen unterschiedlichen Bedingungen und Annahmen für die Szenarien zurückzuführen, die bei der Simulation des zukünftigen Stromversorgungssystems berücksichtigt werden. Unterschiedliche Modelle und Szenarien mit vielen möglichen Varianten führen zu einem entsprechend heterogenem Ergebnis. DSM und flexible Biogas- und KWK-Anlagen werden erst in jüngeren Studien konsequenter berücksichtigt. Des Weiteren hat die Berücksichtigung bzw. Voraussetzung von must-run-Kapazitäten einen deutlichen Einfluss auf das Ergebnis.

Die Ergebnisse der Studien und Szenarien wurden bezüglich eines rechtzeitigen oder verzögerten Netzausbaus und bezüglich eines weitgehend innerdeutschen oder europäischen Energieausgleichs mit den entsprechenden Kuppelkapazitäten eingeordnet. Mit Blick auf Europa ist häufig die teilweise auch umstrittene Nebenbedingung anzutreffen, dass die Spitzenlast in Deutschland durch ausreichend Kraftwerkskapazität mit Standort in Deutschland gedeckt werden soll. Der Bedarf an Spitzenlastkapazitäten wird zur Deckung der Last im deutschen Strommarkt bzw. zur deutschen Spitzenlast benötigt und unterscheidet sich damit in den Szenarien um 2020 und 2030 nicht wesentlich in Abhängigkeit vom Netzausbau oder dem betrachteten Bilanzierungsraum um Deutschland herum. In den Studien um 2050 wird auf die Bedingung, die deutsche Spitzenlast mit Kraftwerken in Deutschland zu decken, größtenteils verzichtet wenn das Stromversorgungssystem in Europa betrachtet wird. In dem Fall wird in Ergänzung zu Wind- und Solarenergie eine deutlich reduzierte Kraftwerkskapazität mit Standort in Deutschland benötigt.

Der zukünftige Bedarf an neuer Erzeugungskapazität wurde entweder modellendogen oder durch einen exogen definierten Ersatz von stillgelegten Kraftwerken bestimmt. Damit lässt sich noch nicht notwendigerweise feststellen, ob zusätzliche Kraftwerks- oder Speicherkapazität auch volkswirtschaftlich vorteilhaft ist, ausgenommen unter der Randbedingung, dass eine gewisse Kapazität in einem bestimmten Netz- bzw. Marktgebiet vorhanden sein muss. Einige Studien beschäftigen sich jedoch gezielt mit dieser Frage. Dabei werden wie in [ETG-Task Force Energiespeicherung 2012] exogen Speicherkapazitäten in verschiedener Höhe definiert und rechnerisch einem volkswirtschaftlichen Kostenvergleich unterzogen. Dieser Ansatz findet sich z. B. auch in [Agora 2014] und für die Szenarien 2020 und 2030 in [Fraunhofer IWES et al. 2014b].

Bei der Betrachtung der Überschüsse aus erneuerbaren Energien tritt ein deutlicher Unterschied zwischen den Szenarien mit vollständigem und mit verzögertem Netzausbau auf. Durch Verzögerungen im Netzausbau gegenüber der Planung im Netzbedarfsplan der Übertragungsnetzbetreiber erhöhen sich die nicht nutzbaren Strommengen, die ansonsten eingespeist werden könnten. Überschüsse im einstelligen TWh-Bereich werden in den 2020er-Studien selbst bei vollständiger Umsetzung der EnLAG-Maßnahmen berechnet. Berechnungen des Stromversorgungssystems unter Berücksichtigung des Netzausbaus finden jedoch meist ohne endogene Berechnung des Kapazitätsbedarfs statt. Inwieweit durch Speicher sowohl dem Spitzenkraftwerksbedarf als auch der Verwertung von Überschüssen entgegengetreten werden kann ist damit eine mögliche Interpretation der Ergebnisse. Es wurde jedoch im Rahmen der 2050er-Studien festgestellt, dass Speicher mit einer Speicherdauer von mehreren Stunden nicht in dem Umfang Überschüsse aufnehmen können wie alternativ zuschaltbare Lasten, z. B. PtH oder PtG.

Allein das Auftreten von Überschüssen ist jedoch noch keine ausreichende Begründung für die Investition in Stromspeicher, wie z. B. die Studie Agora 2014 zeigt. Darin führen Speicher nicht zu gesamtwirtschaftlichen Einsparungen, obwohl im Szenario für 2033 "unflexibel" deutliche Kosten für Abregelungen entstehen. Volkswirtschaftliche Einsparungen werden nur dann erzielt, wenn sich die Investitionskosten für Langzeitspeicher sehr günstig entwickeln und andere, günstigere Optionen wie Netzausbau und flexible Stromerzeugung mit KWK und Biomasse in dem Szenario "unflexibel" nicht ausgeschöpft werden.

Analysen zu Speichereinsatz in Verteilnetzen zeigen, dass die entsprechende Literatur sehr selten auf Ausgleichsenergie und Speicherbedarf abstellt, sondern tendenziell anhand von konkreten Fallstudien bestimmte Betriebsführungen für Speichersysteme analysiert und bewertet. Neben der Speicherbetriebsführung werden auch fallstudienspezifische Speicherdimensionierungen analysiert. Die Betriebsführung ist jedoch eng mit der Wirtschaftlichkeit der Systeme verknüpft. Entsprechend werden in AP 5 (vgl. Kapitel 3.8) fortfolgende Analysen durchgeführt, die die Literatur mit Fokus auf ökonomischem Speichereinsatz auswerten. Dabei wird unter anderem auch der Speichereinsatz als wirtschaftliche Alternative zum konventionellen Netzausbau erörtert.

3.1.7 Fazit

Energieausgleichsbedarf

Der Vergleich und die Auswertung der betrachteten Studien zum Speicherbedarf zeigen eine sehr große Varianz sowohl bezüglich des prognostizierten Bedarfs an Kraftwerkskapazitäten als auch der zugrundeliegenden Annahmen. Dies betrifft beispielsweise unterschiedliche Szenarien der der EE-Erzeugung und des Stromverbrauchs, aber insbesondere auch unterschiedliche Modellansätze und Betrachtungsräume. Die Vielzahl der Abweichungen der zugrundeliegenden Parameter in einer überschaubaren Anzahl von Studien erlaubt nur eine bedingte Befundintegration, so dass bislang folgende Aussagen abgeleitet werden können:

- Eine Mehrheit der Studien stellt einen zusätzlichen Kapazitätsbedarf, insbesondere im Bereich der Spitzenlastkraftwerke, fest. Dieser liegt zwischen 3-30 GW bis 2020/2022 bzw. 13-50 GW bis 2030. Bedingt wird dieser Bedarf durch das Stilllegen von Kraftwerken bei Erreichen der technischen Lebensdauer oder aus wirtschaftlichen Gründen. Der ermittelte Kapazitätsbedarf wird meistens durch Gaskraftwerke (Gasturbinen und GuD) bedient. Dabei werden mögliche Alternativen wie die Flexibilität von Lasten (z.B. Elektromobilität, Wärmepumpen), Biomasse- und KWK-Anlagen sowie Speichern, die derzeit durch das KfW-Programm Einzug in das System erhalten, in vielen Studien nicht betrachtet.
- Der Zubau von Kapazitäten ist sowohl in endogen als auch in exogenen Ansätzen ermittelt worden. Ein systematischer Einfluss von EE-Ausbau, Stromverbrauch, Jahreshöchstlast, Bilanzierungsrahmen (Deutschland bzw. Europa) und Must-run-Kapazität wurde im Rahmen einzelner Studien ermittelt. Eine Vergleichbarkeit über Studiengrenzen hinweg ist auf Grund der oben genannten Einschränkungen nicht gegeben.

Überschüsse

Bezüglich der Heterogenität der Ergebnisse und Annahmen gelten für die prognostizierten Überschüsse ähnliche Einschränkungen wie für den Energieausgleichsbedarf. Im Bereich der Überschüsse existieren zudem kaum Studien, die das Stromversorgungssystem unter Berücksichtigung des Netzausbaus und gleichzeitiger endogener Berechnung des Kapazitätsbedarfs betrachten sowie zum Substitution von Spitzenlastkraftwerken durch Speicher bei verzögertem Netzausbau.

- Insgesamt ist in allen Studien eine deutliche Abhängigkeit der anfallenden Stromüberschüsse von Verzögerungen des Netzausbaus sowie dem EE-Anteil ableitbar. Die Verzögerungen des Netzausbaus können gemäß verschiedener Studien und Szenarien bereits zwischen 2020 und 2022 zu Überschüssen zwischen 2,5 und 15 TWh führen. Für den weiteren EE-Ausbau bis 2030 und 2050 liegen die prognostizierten Überschüsse auch ohne Verzögerungen im Netzausbau zwischen annähernd 0 und 30 TWh (2030) bzw. 70 TWh (2050). In den Szenarien für 2050 entsteht u.a. eine deutliche Abhängigkeit der prognostizierten Überschüsse von den angenommenen Verbräuchen von Elektrolyseuren zur Herstellung von Wasserstoff.

Speicher im Verteilnetz

Zum Energieausgleichsbedarf auf Verteilnetzebene gibt es sehr wenig Literatur. Zumeist erfolgt lediglich eine Analyse verschiedener Anwendungen und Betriebsweisen von Speichern, so dass keine generelle Aussage zum Speicherbedarf auf den verschiedenen Spannungsebenen des Verteilnetzes abgeleitet werden kann.

- Es handelt sich um technische Untersuchungen von Speichern in Verteilnetzen mit wiederkehrenden Anwendungsszenarien (bspw. Spannungsstützung oder Engpassmanagement), die eine ökonomische Bewertung, falls überhaupt vorhanden, nur partiell und fallstudienpezifisch vollziehen, jedoch ohne einen quantifizierbaren Bedarf.

3.2 AP 2.1 »Technisches Ausbaupotential«

Ziel des Kapitels ist die Ermittlung des **regionalen technischen Ausbaupotenzials** einzelner Speichertechnologien in Deutschland.

3.2.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Wie hoch ist das örtlich ausgewiesene (wirtschaftliche) Potenzial in Leistung und Energie für großskalige Speichertechniken, die entweder auf eine Kaverne bzw. ein Aquifer (Druckluft, Wasserstoff) oder auf Höhenunterschiede (Pumpspeicher) angewiesen sind?
- Welche Restriktionen werden für das Potenzial von PtG-Techniken benannt und wie hoch sind ggf. die ausgewiesenen Potenziale?

Ziel des Arbeitspaketes ist es, aus aktuellen Studien und Veröffentlichungen das regional- und technologiespezifische Speicherpotenzial zu quantifizieren. Dabei stehen Technologien im Vordergrund, welche aufgrund der geologischen Restriktionen absolut oder regional spezifisch ein beschränktes technisches Potenzial aufweisen. Beim technischen Ausbaupotenzial ist insbesondere bei folgenden Technologien auf standortspezifische Potenzialgrenzen zu achten:

- Konventionelle Pumpspeicher
- Neue Pumpspeicher, Bergbau-Untertage (und -Übertage), Pumpspeicher an Talsperren
- Kavernenpotenziale für Druckluft und Wasserstoff,
- Wasserstofftoleranz im Erdgasnetz für Power-to-Gas mittels Wasserstoffeinspeisung
- CO₂-Quellen für Power-to-Gas mittels Methanisierung

Ergebnisse des Arbeitspaketes sind:

- Quantifizierung des Anlagenbestandes von Großspeichern
- Quantifizierung der Ausbaupotenziale der einzelnen Technologien und Identifizierung von Restriktionen
- Räumlich aufgelöste Angaben der möglichen Speicherstandorte differenziert nach Speichertechnologie und Einordnung des Standortes aus Sicht des Übertragungsnetzes

3.2.2 Literaturrecherche

Für die Quantifizierung und Regionalisierung wurde eine Recherche zum Kraftwerksbestand und aktueller konkreter Pumpspeicherprojekte bzw. Projektvorschläge durchgeführt. Dies bezieht sich insbesondere auf Angaben öffentlicher Institutionen wie der Bundesnetzagentur oder unveröffentlichtes Branchenwissen. Des Weiteren bestehen bundesländerspezifische Potenzialstudien. Im Bereich der Kavernenspeicher für Druckluft und Wasserstoff wurden entsprechende Potenzialstudien bewertet. Die Auswahl der Studien ergab sich aus Diskussionen mit Landesministerien und Literatur aus früheren einschlägigen Forschungsprojekten. Im Fall von PtG wurden wissenschaftliche Veröffentlichungen bzw. Literatur aus früheren einschlägigen Forschungsprojekten zu Wasserstofftoleranz, Lage und Eignung der Gastransportnetze für Wasserstoff und CO₂-Quellen für eine Methanisierung recherchiert. Für die Diskussion der regional bezogenen Großspeicherpotenziale auch auf mögliche Vorteile für das Übertragungsnetz

und die Systemintegration, wurde keine umfassende Literaturanalyse durchgeführt, sondern auf die Expertise des IAEW in verschiedenen Veröffentlichungen zurück gegriffen.

Grundsätzlich ist das Ziel des Arbeitspaketes keine umfassende Analyse der verfügbaren Literatur, sondern eine möglichst allumfassende Einordnung der technischen Potenziale unter Auswertung einer aufgrund der Vielzahl an Teilthemen begrenzter Zahl von Veröffentlichungen oder nicht öffentlicher Quellen. Die Literatur ist damit sehr heterogen und betrifft die gesamte Bandbreite von Primärliteratur, Sekundärliteratur und Grauer Literatur wie Branchenangaben oder private unveröffentlichte Studien mit unterschiedlicher inhaltlicher Tiefe.

3.2.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung

Da das Arbeitspaket themenbezogen schrittweise bearbeitet und aufgrund der aktuellen Entwicklung zu Speicherprojekten oder Neuveröffentlichungen von Potenzialstudien aktualisiert werden musste, ist die Zahl der Quellen auch schrittweise gewachsen. Ausschlusskriterien wurden nicht angewandt. Da es sich um eine technische Fragestellung handelt, stand nicht die genutzte Methodik im Fokus, sondern die Vollständigkeit oder der Detailgrad der benötigten Information. Es wurde geprüft, inwiefern die Quelle eine zusätzliche Information zur Beantwortung der Fragestellung liefert oder der Mehrwert gering ist. Wenn eine Primärquelle zu einem Ergebnis zugänglich war, wurde die Sekundärquelle nicht weiter verwendet. Von ca. 40 gesichteten Quellen wurden 31 verwendet.

3.2.4 Clusterung

Die Clusterung der Studie ergibt sich thematisch nach den jeweiligen Technologien, welche für die Beantwortung der Leitfragen notwendig sind. Dabei werden konventionelle Pumpspeicher mit den relevantesten neuen Pumpspeichertechnologien (Talsperren, unterirdische Bergwerke) aufgrund der technologischen Vergleichbarkeit zusammen analysiert. Eine Vielzahl weiterer Varianten mit geringer Relevanz wird nicht näher betrachtet (Tagebau, Ringwallspeicher, Haldenstandorte, Meerwasser-Pumpspeicher). Bei PtG ist zwischen Speicher mit Rückverstromung am gleichen Standort (Kavernen) und dem Erdgasnetz zu trennen. Aufgrund der vergleichbaren technischen Potenzial-Restriktionen werden Druckluft- und Wasserstoff-Kavernen zusammen betrachtet. Bei der Netzeinspeisung von PtG ist zwischen Wasserstoff und Methanisierung zu trennen. Da beide Verfahren unterschiedliche technische Potenzial-Restriktionen aufweisen, werden sie separat analysiert. Die Standortbewertung aus Stromnetz-sicht gibt einen Rahmen über alle großtechnischen Speicherpotenziale, welche aufgrund der Potenzial-Restriktionen ortsabhängig sind und deswegen spezifische Vor- oder Nachteile für das Stromversorgungssystem aufweisen. Die Quellen werden nach den folgenden Pfaden ausgewertet:

1. Konventionelle Pumpspeicher und neue Pumpspeichertechnologien
2. Untergrundspeicherpotenzial für Druckluft, Wasserstoff und Erdgas
3. Wasserstofftoleranz im Erdgasnetz
4. CO₂-Bezugsquellen für Power-to-Gas

3.2.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage

Pfad 1 »Konventionelle Pumpspeicher und neue Pumpspeichertechnologien«

Für die Quantifizierung und Regionalisierung wurde eine Recherche des Anlagenbestandes und aktueller konkreter Projekte bzw. Projektvorschläge durchgeführt. Die Datenbasis zum Anlagenbestand basiert auf der BNetzA-Kraftwerksliste [Bundesnetzagentur 2014]. Diese Kraftwerksliste beinhaltet jedoch nur Angaben zur Turbinenleistung (netto). Die Daten zur Pumpleistung, Speicherkapazität und Wirkungsgrad sind dagegen nicht einheitlich öffentlich zugänglich. Hier wurde sich in der Basisversion auf die VDE-Energiespeicherstudie bezogen, zzgl. Berechnungen zur potentiellen Energie aus den Angaben zu Oberbecken und Fallhöhe [ETG Task Force Energiespeicher 2008]. Die Aktualisierung der Daten zum Bestand und die Recherche zu konkreten Projekten welche derzeit in Planung sind, wurde mittels der Angaben der Internetseiten der jeweiligen Kraftwerksbetreiber und Angaben der Mitglieder der AG-Speicher des BMWi sowie Landesministerien (Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein, Thüringen, Baden-Württemberg und Bayern) und Anlagenplaner (HOCHTIEF) vervollständigt. Aufgrund der Unterschiede der Angaben zwischen Brutto- und Nettoleistung, Variabilität der Fallhöhen, der unterschiedlichen Kapazität von Ober- und Unterbecken, dem Einfluss von natürlichem Zufluss und der Wechselwirkung zwischen Speicherkapazität und Wirkungsgrad sind Zahlenangaben in verschiedenen Veröffentlichungen mit Abweichungen behaftet. Des Weiteren bestehen bundesländerspezifische Potenzialstudien.

Aus der Recherche zu Großspeichern wird folgendes deutlich:

- Es gibt eine Vielzahl an konkreten Standorten und geologischen Potenzialen, welche aus genehmigungsrechtlicher Sicht als konfliktarm erscheinen oder welche bereits im Raumordnungsverfahren (ROV) oder Planfeststellungsverfahren (PFV) sind oder wo diese bereits positiv entschieden wurden.
- Es bestehen derzeit nur Projekte im Bau (Stand April 2014) welche noch in einem energiewirtschaftlich günstigeren Umfeld für Speicher entschieden wurden. Dazu zählen:
 - Erweiterung 11. Maschine PSW Vianden und Erhöhung Arbeitsvermögen (Luxemburg) – 195 MW_{el} Erzeugungsleistung
 - Erweiterung Reißbeck II (Österreich) – ca. 120 MW_{el} Erzeugungsleistung
 - Erweiterung Linthal 2015 (Schweiz) – 1000 MW_{el} Erzeugungsleistung
 - Nant de Drance (Schweiz) – 900 MW_{el} Erzeugungsleistung
 - Erweiterung Veytaux FMHL+ (Schweiz) – 240 MW_{el} Erzeugungsleistung
- Weitere Baubeginne werden aufgeschoben. Dazu zählt neben vielen Pumpspeicherprojekten auch das Forschungsprojekt adiabater Druckluftspeicher ADELE (Deutschland) – 90 MW_{el} Erzeugungsleistung [Moser 2014]

In Deutschland besteht derzeit eine gesamte installierte Pumpspeicherleistung von 6,36 GW Turbinenleistung und 6,13 GW Pumpleistung (ohne den Druckluftspeicher Huntorf) sowie eine nutzbare Speicherkapazität von 39 GWh (bezogen auf die Turbinenleistung). Dennoch ist der Kraftwerksbestand hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Einbindung der Anrainerstaaten in Abhängigkeit vom Netzabschluss an das Übertragungsnetz zu untergliedern.

- Am deutschen Spotmarkt der Strombörse nehmen neben den deutschen Pumpspeichern auch Vianden in Luxemburg (aufgrund der direkten Netzanbindung) und alle Pumpspeicher in Österreich (aufgrund des gemeinsamen Marktgebietes) teil. Dies ist in Summe inkl. der sich im Bau befindlichen Kraftwerke eine Turbinenleistung von 11,68 GW.
- Der Pumpspeicher Langenprozelten ist von der DB Energie langfristig vertraglich gebunden und wird für die Optimierung der Bahnstromversorgung eingesetzt [Fraunhofer IWES et al. 2011]. Der Pumpspeicher Geesthacht in Schleswig-Holstein weist aufgrund der Wassernutzungsrechte der Elbe hohe Grenzkosten auf (muss »Wassercent« zahlen). Dies führt dazu, dass dieser Speicher derzeit fast ausschließlich am Regelleistungsmarkt eingesetzt wird. Dadurch reduziert sich die am Spotmarkt eingesetzte Turbinenleistung auf 11,40 GW.
- Am deutschen Regelleistungsmarkt nehmen neben den deutschen Pumpspeichern und Vianden auch die Pumpspeicher in Voralberg und Tirol (Österreich) aufgrund der direkten Netzanbindung teil. Hieraus ergibt sich eine Leistung von 9,20 GW für Turbinen und 8,42 GW für Pumpen, bzw. ohne Langenprozelten und Geesthacht von 8,91 GW für Turbinen und 8,17 GW für Pumpen.
- Dabei ist zu berücksichtigen, dass Pumpen im Normalfall technisch nur in der Lage sind Minutenreserve zu leisten (direkt gekoppelte Synchronmaschinen). Eine Ausnahme bilden zwei der vier Maschinensätze des PSW Goldisthal welche mit doppelt gespeisten Asynchronmaschinen betrieben werden und auch mit den Pumpen Sekundärregelung bereitstellen können. Im verlusthafteren hydraulischen Kurzschluss sind dagegen viele Pumpspeicher in der Lage auch Primärregelung bereit zu stellen. Hiermit sind dann aber höhere Kosten verbunden.

Im Abbildung 3-21 ist die regionale Verteilung der Großspeicher der deutschen Regelzone hinsichtlich Turbinenleistung (Größe) und Speicherkapazität / Turbinenleistung (Farbe) inkl. Druckluft dargestellt. Im Bestand bereits berücksichtigte Anlage ist die noch im Bau/Inbetriebnahme befindlich die 11. Maschine des PSW Vianden. Die ermittelten Daten zu den bestehenden Großspeichern sind in Tabelle 3-3 dargestellt. Im Vergleich dazu sind konkrete Planungsprojekte mit ihren Standorten dargestellt (siehe auch Tabelle 3-4).

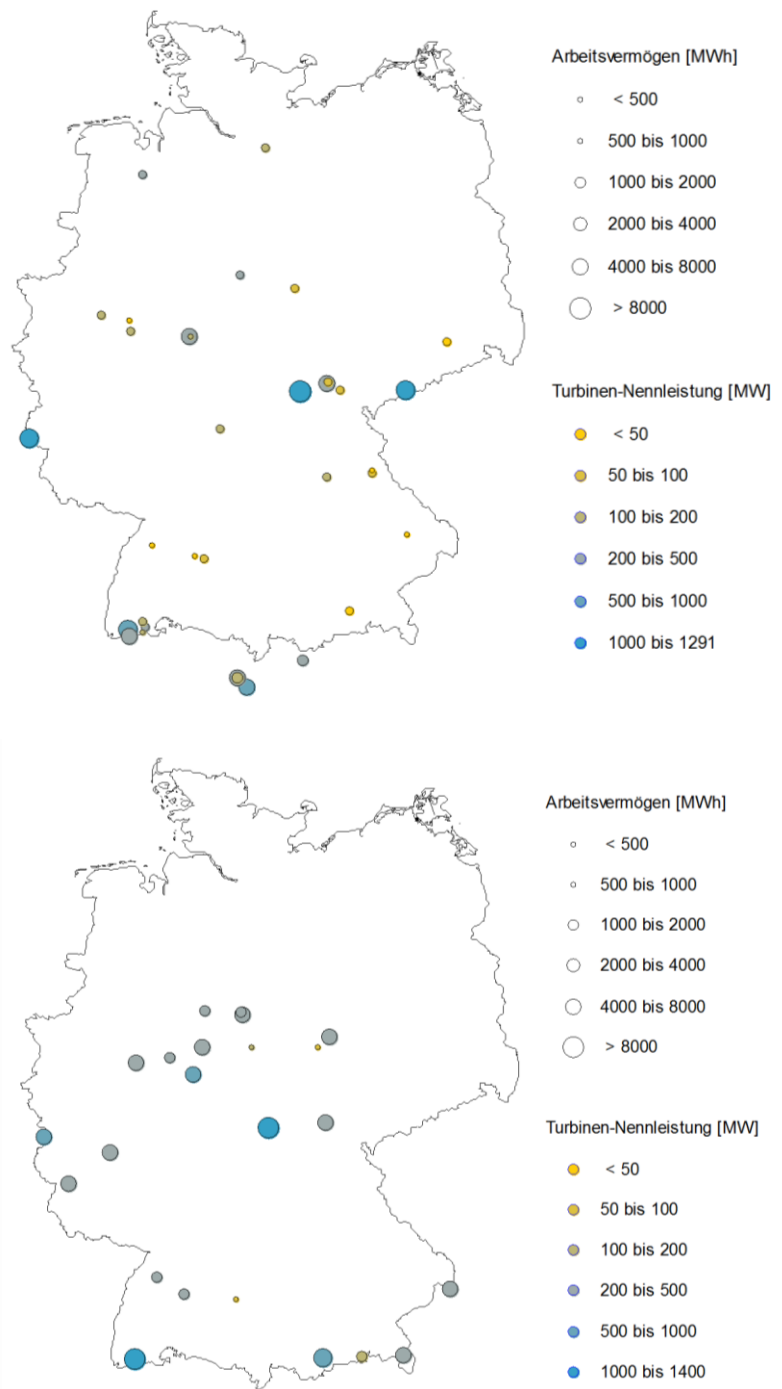


Abbildung 3-21: Regionale Verteilung von Großspeichern (PSW, CAES) der deutschen Regelzone. Oben) Speicherbestand (inkl. im Bau befindliche); Unten) konkrete Planungsprojekte ohne Bestand – eigene Darstellung Fraunhofer IWES.

Tabelle 3-3: Bestehende und im Bau befindliche Projekte

Speicher- technologie	Land	Bundesland/ Land	Kraftwerksname	Zufluss	P Turbine (netto) [MW]	P Pumpe (netto) [MW]	Nutzbare Kapazität [MWh]	t Erzeu- gung [h]	Status
CAES	DE	Niedersachsen	Huntorf		321	68	642	2,0	In Betrieb
PSW	DE	Thüringen	Bleiloch	Pm	80	30	753	9,4	In Betrieb
PSW	DE	Niedersachsen	Erzhausen	Po	220	230	940	4,3	In Betrieb
PSW	DE	Schleswig- Holstein	Geesthacht	Po	119	96	593	5,0	In Betrieb
PSW	DE	Baden- Württemberg	Pumpspeicherkraftwerk Glems	Po	90	68	560	6,2	In Betrieb
PSW	DE	Thüringen	Goldisthal	Pm	1052	1140	8480	8,1	In Betrieb
PSW	DE	Bayern	Happurg	Po	160	126	870	5,4	Sanierung
PSW	DE	Baden- Württemberg	Häusern	Pm	100	100	514	5,1	In Betrieb
PSW	DE	Thüringen	Hohenwarte 1	Pm	60	34	795	13,3	In Betrieb
PSW	DE	Thüringen	Hohenwarte 2	Po	318	324	2087	6,6	In Betrieb
PSW	DE	Bayern	Kraftwerksgruppe Pfreimd - Reisach	Po	99	84	630	6,4	In Betrieb
PSW	DE	Bayern	Kraftwerksgruppe Pfreimd - Tanzmühle	Po	28	25	404	14,4	In Betrieb
PSW	DE	Baden- Württemberg	Kirchentellinsfurt/Einsiedel	Po	1	1	6	4,4	Außer Betrieb
PSW	DE	Nordrhein- Westfalen	Koepchenwerk	Po	153	154	590	3,9	In Betrieb
PSW	DE	Bayern	PSW Langenprozelten	Po	164	154	950	5,8	In Betrieb
PSW	DE	Bayern	Leitzach 1	Pm	49	45	550	11,2	In Betrieb
PSW	DE	Bayern	Leitzach 2	Pm	50	38	550	11,0	In Betrieb
PSW	DE	Sachsen	Markersbach	Po	1045	1140	4018	3,8	In Betrieb
PSW	DE	Bayern	Maxhofen- Oberberg	Pm	10	11	121	11,7	Außer Betrieb
PSW	DE	Sachsen	Niederwartha	Po	40	40	591	14,8	In Betrieb
PSW	DE	Nordrhein- Westfalen	Pumpspeicherwerk Rönkhausen	Po	138	140	690	5,0	In Betrieb
PSW	DE	Baden- Württemberg	Säckingen	Pm	360	301	2064	5,7	In Betrieb
PSW	DE	Baden- Württemberg	Rudolf-Fettweis-Werk bzw. Schwarzenbachwerk/Forbach	Pm	43	18	265	6,2	In Betrieb
PSW	DE	Nordrhein- Westfalen	Speicherkraftwerk Sorpe	Pm	7	6	44	6,1	In Betrieb
PSW	DE	Hessen	Waldeck 1/Bringhausen	Po	143	96	478	3,3	In Betrieb
PSW	DE	Hessen	Waldeck 2	Po	480	476	3428	7,1	In Betrieb
PSW	DE	Baden- Württemberg	Waldshut-Tiengen	Pm	150	80	476	3,2	In Betrieb
PSW	DE	Baden- Württemberg	Wehr	Po	910	990	6142	6,7	In Betrieb
PSW	DE	Sachsen-Anhalt	Wendefurth	Po	80	72	523	6,6	Sanierung
PSW	DE	Baden- Württemberg	Witznau	Pm	220	128	779	3,5	In Betrieb
PSW	LU	Luxemburg	PSW Vianden	Po	1291	1039	5000	3,9	In Bau
PSW	AUT	Tirol	KW Kühtai	Pm	289	250	0	0,0	In Betrieb
PSW	AUT	Voralberg	Kopswerk II	Pm	525	450	0	0,0	In Betrieb
PSW	AUT	Voralberg	Lünerseewerk	Pm	238	224	0	0,0	In Betrieb
PSW	AUT	Voralberg	Rodundwerk I	Pm	198	41	0	0,0	In Betrieb
PSW	AUT	Voralberg	Rodundwerk II	Pm	295	276	0	0,0	In Betrieb
PSW	AUT		restl. Bestandsanlagen		1930				In Betrieb
PSW	AUT	Kärnten	Reißeck II - nach Erweiterung		430	430			Im Bau
PSW	CH		restl. Bestandsanlagen		920				In Betrieb
PSW	CH		Linthal 2015 - nach Erweiterung		1480	1000			In Bau
PSW	CH		Nant de Drance		900	900			In Bau
PSW	CH		Veytaux - nach Erweiterung FMHL+		480				In Bau

Tabelle 3-4: Geplante Projekte und Machbarkeitsstudien

Speicher- technologie	Land	Bundesland/ Land	Kraftwerksname	Zufluss	P Turbine (netto) [MW]	P Pumpe (netto) [MW]	Nutzbare Kapazität [MWh]	t Erzeu- gung [h]	Status
AA-CAES	DE	Sachsen-Anhalt	ADELE		90	90	360	4,0	geplant
PSW	DE	Baden- Württemberg	Atdorf	Po	1400	1400	13000	9,3	PFV läuft
PSW	DE	Bayern	Poschberg (Bad Reichenhall, Saalachsee)		450	0	3200	7,1	ROV in Vorbereitung
PSW	DE	Baden- Württemberg	Blautal	Po	60	45	370	6,2	geplant
PSW	DE	Bayern	Einöden	Po	150	150	1200	8,0	ROV in Vorbereitung
PSW	DE	Nordrhein- Westfalen	Hoher Eimberg-Itter		324		1959	0,0	geplant
PSW	DE	Nordrhein- Westfalen	Sorpeberg-Glinge		338		2030	0,0	geplant
PSW	DE	Thüringen	Hainleite	Po	240 - 500		1440 - 3000	0,0	ROV in Vorbereitung
PSW	DE	Rheinland-Pfalz	Heimbach	Po	300	300	2400	8,0	ROV in Vorbereitung
PSW	DE	Niedersachsen	Leinetal	Po	200	200	1200	6,0	ROV abgeschlossen
PSW	DE	Thüringen	Leutenberg/Probstzella		380			0,0	geplant
PSW	DE	Nordrhein- Westfalen	Lippe	Po	320		1800	5,6	ROV in Vorbereitung
PSW	DE	Baden- Württemberg	Neckar-Alb / Schamental- Himberg	Po	300	300	1800	6,0	geplant
PSW	DE	Nordrhein- Westfalen	Nethe/Höxter	Po	390	390	2340	6,0	ROV abgeschlossen
PSW	DE	Bayern	Riedl/Jochenstein	Po	300	300	3583	11,9	PFV läuft
PSW	DE	Bayern	Jochberg		700		4200	6,0	ROV in Vorbereitung
PSW	DE	Baden- Württemberg	Schwarzenbachwerk/For- bach - Nach Erweiterung	Pm	243	218		0,0	PFV in Vorbereitung
PSW	DE	Rheinland-Pfalz	Schweich/Rio	Po	300	300	2878	9,6	PFV in Vorbereitung
PSW	DE	Nordrhein- Westfalen	Rur (Simmerath/Rursee)	Po	640	640	3840	6,0	ROV läuft
PSW	DE	Niedersachsen	Erzhausen - Nach Erweiterung	Po	340			0,0	geplant
PSW	DE	Thüringen	Talsperre Schmalwasser	Pm	1000	1000	8000	8,0	ROV läuft
PSW	DE	Sachsen	Markersbach - Erweiterung Becken	Po	1045,2	1140	4518	4,3	geplant
PSW	DE	Hessen	Waldeck II - Nach Erweiterung	Po	800	796	3775,134	4,7	PFV abgeschlossen
PSW (unterirdisch)	DE	Niedersachsen	Wiemannsbucht		100	100	400	4,0	Machbarkeits- studie
PSW (unterirdisch)	DE	Saarland	RAG Saar		350			0,0	Machbarkeits- studie
PSW (unterirdisch)	DE	Nordrhein- Westfalen	RAG Ruhr		350			0,0	Machbarkeits- studie
PSW (Potenzial)	DE	Thüringen	Pumpspeicherkataster Thüringen		4600			0,0	Machbarkeits- studie
PSW (Potenzial)	DE	Baden- Württemberg	Potenzialstudie EnBW		17040			0,0	Machbarkeits- studie
PSW (Potenzial)	DE	Bayern	Potentialstudie Bayern		1100			0,0	Machbarkeits- studie
PSW (Potenzial)	DE	Nordrhein- Westfalen	Talsperren NRW		1388			0,0	Machbarkeits- studie
PSW (Potenzial)	DE	Niedersachsen	Entwicklungskonzept Energiespeicher Niedersachsen		3600			0,0	Machbarkeits- studie

Als theoretische Machbarkeitsstudie für Pumpspeicher wurden bundesländerspezifische Potenzialstudien ausgewertet. Für Thüringen wird hier ein Potenzial für 13 Standorte von in Summe 5,1 GW ermittelt. Davon bestehen aber bereits mit den Standorten Schmalwasser (Talsperre) und Leutenberg konkrete Projekte [Hydroprojekt und Fraunhofer AST 2012]. Für Bayern wird ein Potenzial von 11 GW an 16 Standorten ermittelt. Davon sind zwei Standorte an bestehenden

Seen und Talsperren. Weitere konkrete Planungsprojekte in Bayern sind zusätzlich zu zählen [Lahmeyer Hydroprojekt 2014]. Für Baden-Württemberg wurden 13 Standorte mit einer Leistung von 19 GW identifiziert [Hydroprojekt 2012a]. Für Nordrhein-Westfalen wurde die Nutzung von Talsperren (als Unterbecken) verbunden mit dem Neubau eines Oberbeckens untersucht. Für fünf Standorte (und an einem Standort mit zwei Varianten) wurde dabei ein maximales Potenzial von ca. 1,4 GW ermittelt. Zwar können Talsperren genehmigungsrechtliche Vorteile bieten, wirtschaftliche Vorteile können jedoch nur bei großen Anlagenleistungen erschlossen werden. Viele Standorte erscheinen dagegen aufgrund der begrenzten Anlagenleistung unwirtschaftlich [Hydroprojekt 2012b]. Für Niedersachsen wurden in [Fichtner 2014] für die zehn wirtschaftlichsten Standorte 3,8 GW für eine Kapazität von 19,2 GW ermittelt. Die ermittelten Potenziale sind in Tabelle 3-4 aufgelistet und im Vergleich zum Anlagenbestand in Abbildung 3-22 dargestellt.

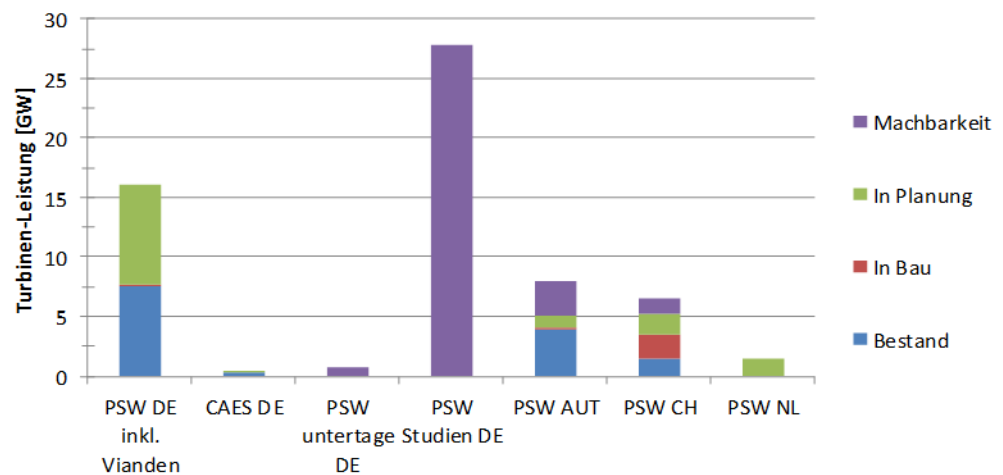


Abbildung 3-22: Großspeicher in Deutschland und Anrainerstaaten

Im Bereich der unterirdischen Pumpspeicher sind derzeit vier konkrete Standorte bekannt, welche sich – aufgrund der höheren Komplexität und im Vergleich zur konventionellen Technik höheren Kosten – derzeit eher im Stadium einer Machbarkeitsstudie befinden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Standort Wohlverwahrt der Barbara Erzbergbau GmbH aufgrund der noch nicht ausreichend vorhandenen Hohlräume (die erst im Zuge des Erzabbaus erschlossen werden) theoretisch nur sehr langfristig erschlossen werden könnte. Grundsätzlich stehen in den Bergbauregionen Erzgebirge, Siegerland (mit dem Lahn-Dill-Gebiet) und Harz stillgelegte Bergwerke mit guter Eignung zur Verfügung (siehe Abbildung 3-23). In einer exemplarischen Hochrechnung des Potenzials auf 104 gut und bedingt geeigneten Gruben ergeben sich überschlägig eine Leistung von 10 GW und eine Speicherkapazität von 40 GWh [EFZN 2011]. Mögliche Standorte sind auch in Abbildung 3-25 dargestellt.

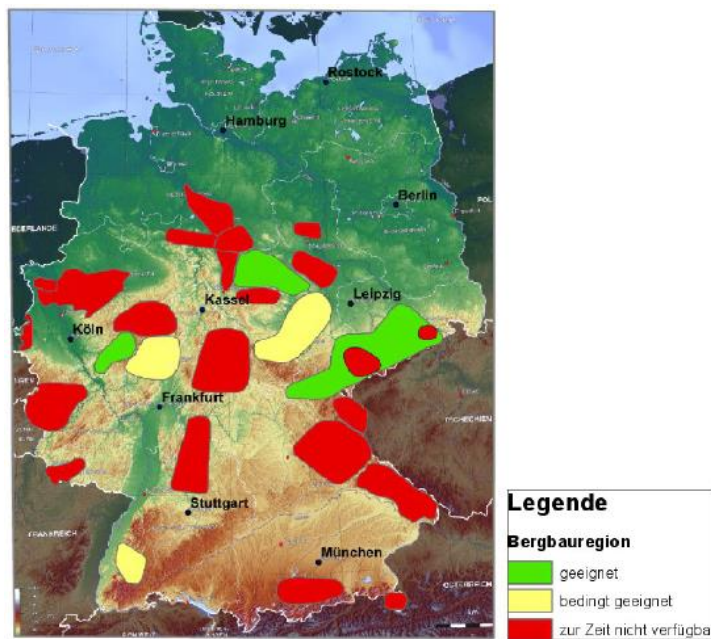


Abbildung 3-23: Bergbauregionen in Deutschland und ihre Eignung für die Errichtung von Pumpspeicherwerken unter Tage [EFZN 2011]

Weitere Möglichkeiten bestehen in der Nutzung von Tagebaurestlöchern. Hier ist in der Literatur eine Untersuchung für die Lausitz zu finden [Schulz 2009]. Jedoch finden sich hierzu keine konkreten Projekte in der Wirtschaft. Weitere Technologien die in Bezug auf Pumpspeicher diskutiert und untersucht werden, sind Ringwallspeicher, Haldenstandorte und Meerwasser-Pumpspeicher [Zentrum für Energieforschung Stuttgart 2012].

Pfad 2 »Untergrundspeicherpotenzial für Druckluft, Wasserstoff und Erdgas«

In Deutschland besteht ein hohes Potenzial an Kavernen- und Porenspeichern. Ein Teil dieses Potenzials wird derzeit bereits für die saisonale Erdgasspeicherung genutzt. Ein weitaus geringerer Anteil der Kavernenspeicher wird für flüssige fossile Brennstoffe verwendet. Unsicherheit besteht gegenüber der Nutzung von Porenspeichern bei Wasserstoff [DVGW et al. 2013]. Salzkavernenspeicher sind dagegen gut für Druckluft und Wasserstoff zu nutzen. Dabei bestehen Kavernenspeicher ausschließlich in Nord- und Ostdeutschland, was diese Technologien insbesondere aus Sicht des Übertragungsnetzes interessant macht. Grundsätzlich besteht eine Nutzungskonkurrenz an geologischen Formationen für Erdgas, Wasserstoff, Druckluft und ggf. auch der Endlagerung von CO₂. Dabei weist Erdgas die höchste Energiedichte mit 1100 kWh/m³ (Heizwert, 120 bar), gegenüber Wasserstoff mit 280 kWh/m³ (Heizwert, 120 bar) oder Druckluft mit 2,9 kWh/m³ (20 bar Druckspiel) auf. Andererseits weist die Druckluftspeicherung höhere Restriktionen auf, da sich aufgrund des erforderlichen Minimaldrucks (welcher mit der Tiefe bzw. Teufe ansteigt) bei feststehendem Betriebsdruck eine Beschränkung der Teufenlage ergibt. Je geringer der Betriebsdruck ist, desto höher muss die Kaverne im Salzgestein angeordnet werden. Geeignete Teufenbereiche finden sich häufig im mittleren Bereich einer Salzstruktur da die Struktur in Richtung Salzrand in größere Teufen abtaucht. [Fichtner 2014]

Mit den bestehenden und sich um Bau befindlichen Erdgasspeichern besteht ein Volumen von 11,6 Mrd. m³ V_n (Normkubikmeter - Druck 1,01325 bar, trockenes Gas, Temperatur 0 °C) bei Porenspeichern und 19,3 Mrd. m³ V_n bei Kavernenspeichern. Daraus ergibt sich eine Energiespeicherkapazität von Erdgas in Höhe von 325 TWh. Der Erdgasverbrauch im Jahr 2012 betrug dagegen ca. 900 TWh. Dieses Potenzial ermöglicht eine große saisonale Flexibilität, insbesondere bei einem langfristigen im Zuge der Energiewende rückläufigen Erdgasverbrauch. Für Porenspeicher können ehemalige Erdgas- und Erdöllagerstädten genutzt werden oder Aquifere. Der Kissengasanteil ergibt sich hier aus einem Mindestdruck von ca. 50 % des Maximaldrucks und ist im Arbeitsgasvolumen bereits berücksichtigt.

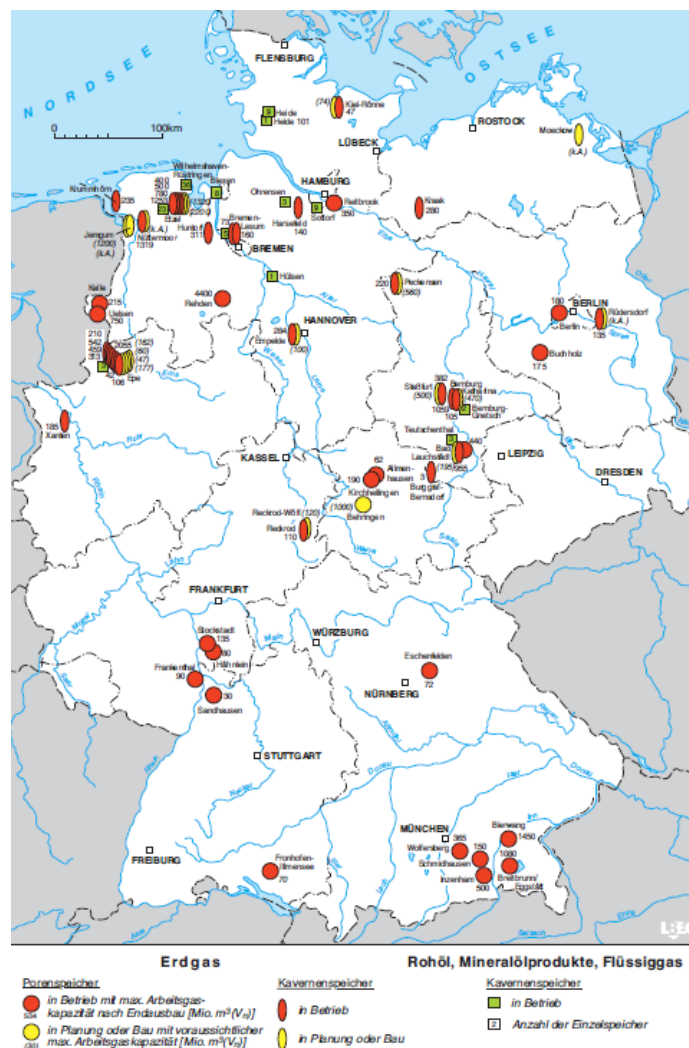


Abbildung 3-24: Übersichtskarte der bestehenden und geplanten Untertagespeicher [Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen 2012]

Von [Zentrum für Energieforschung Stuttgart 2012] wird das technische Salzka-vernepotenzial abzüglich der bestehenden Erdgaskavernen berechnet. Dabei werden Restriktionen der Salzstockausmaße berücksichtigt (Mindest- und Maximaltiefe, Minstdurchmesser, Abstand zwischen Kavernen). Mittels Abzüge der

Landnutzung und rechtlichen Rahmenbedingungen (Genehmigung Naturschutzgebiete) werden für Deutschland 16000 Kavernen on-shore und 2800 Kavernen off-shore à 500 Tsd. $\text{m}^3 V_{\text{geo}}$ errechnet.

Tabelle 3-5: Summe der bestehenden und geplanten Untertagespeicher

		Erdgas		Öl, Flüssiggas
		Porenspeicher	Kavernenspeicher	
Arbeitsgasvolumen in Betrieb	Mrd. $\text{m}^3 (V_n)$	10,6	12,1	
Arbeitsgasvolumen in Planung oder Bau	Mrd. $\text{m}^3 (V_n)$	1,0	7,2	
Rohöl	Mio. t			24,5

Für Druckluft ergibt sich bei einer Speicherdichte von $2,9 \text{ kWh/m}^3$ unter 20 bar Druckunterschied ein Speicherkapazitätspotenzial von 27 TWh [Zentrum für Energieforschung Stuttgart 2012]. Im Vergleich dazu wird aber von [SRU 2011] ein Druckluftpotenzial von 3,5 TWh angegeben. Unsicherheiten bestehen dabei inwiefern hier die eingeschränkten Potenziale für Druckluft gegenüber Wasserstoff oder Erdgas und wie der Kissengasanteil oder der Wirkungsgrad berücksichtigt wurden. Für Wasserstoff wird in [Zentrum für Energieforschung Stuttgart 2012] für das gleiche Kavernenpotenzial aufgrund des Heizwertes und eines höheren Druckunterschieds von 120 bar eine Speicherkapazität von 1.763 TWh errechnet.

In Schleswig-Holstein wurde von [Thomsen und Liebsch-Dörschner 2007] das technische Potenzial von 1500 Kavernen ermittelt. In Niedersachsen wurde von [Fichtner 2014] ein Potenzial von 2320 Kavernen für Wasserstoff (386 TWh) und als Teilmenge davon 568 Kavernen für Druckluft (0,53 bis 0,37 TWh) ermittelt bei maximaler Entfernung von 50 km zur Küste (Soleleitung) und weiteren technischen Einschränkungen. In [Umweltbundesamt 2010] wird dabei von ähnlichen Größenordnungen in Niedersachsen, aber geringeren Potenzialen in Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern ausgegangen. [Umweltbundesamt 2010] weist aber auch auf die ökologischen Probleme einer Abführung der Sole aus der Kavernenausschulung in Gewässer hin und den notwendigen Abstand zu Siedlungs- und Verkehrsinfrastrukturen. Es werden hier nur noch 400 weitere Salzkavernen à 500 Tsd. $\text{m}^3 V_{\text{geo}}$ als vertretbar angesehen. Der Kissengasanteil ergibt sich hier aus einem Mindestdruck von 1/3 des Maximaldrucks. Bei einer Druckdifferenz von 120 bar (180 bis 60) ergibt sich ein Speichervolumen von 21,6 Mrd. $\text{m}^3 V_n$ zusätzlich zu den bestehenden Kavernenspeichern. Dies entspricht 64,8 TWh Wasserstoff und würde für Druckluft ein Potenzial von 671 GWh bedeuten.

Tabelle 3-6: Vergleich der Potenzialanalyse für Druckluft und Wasserstoffkavernen

Energiedichte	in Abhängigkeit von Druckspiel, erforderlicher Minimaldruck (max. Tiefe) und Kissenanteil			
	Erdgas 1100 kWh/m ³		Wasserstoff 280 kWh/m ³	Druckluft 2,9 kWh/m ³
Potenzial abzügl. bestehender Kavernen	Deutschland maximal		Deutschland ökologisch	Niedersachsen
Druckluft	27 TWh	3,5 TWh	671 GWh	0,53 – 0,37 TWh
Wasserstoff	1763 TWh		64,8 TWh	386 TWh

Die Zahlen machen deutlich, dass der Wettbewerb zwischen den konkurrierenden Nutzungen der Salzkavernen und die ökologischen Hemmnisse berücksichtigt werden müssen. Dennoch besteht selbst bei der niedrigen Energiedichte für Druckluft ein Vielfaches (17fach bis 700fach) der bestehenden Kapazität deutscher Pumpspeicherwerke.

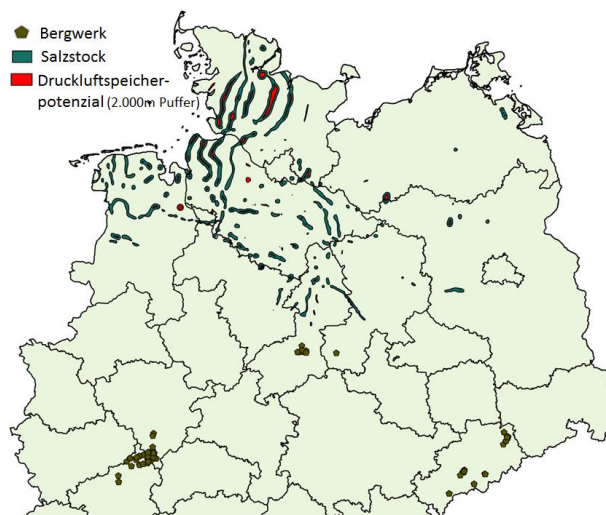


Abbildung 3-25: Eigene Darstellung geologischer Formationen für Salzkavernen und Bergwerke für Untertage-PSW (auf Basis von [BGR 2011] und [EFZN 2011])

Pfad 3 »Wasserstofftoleranz im Erdgasnetz«

Über Jahrzehnte und bis in die 1980er Jahre wurde im deutschen Gasnetz Stadt- bzw. Kokereigas gespeichert und transportiert, das einen Wasserstoffanteil von über 50 Vol.-% aufweisen konnte [DVGW et al. 2013]. Anschließend folgte eine Umstellung auf weitestgehend reines Methangas, sodass sowohl die Endgeräte in Industrie und Haushalten, als auch die Gasinfrastruktur insgesamt, den neuen Anforderungen entsprechend angepasst und konzipiert wurden. Dies hat heute zur Folge, dass bei einer geplanten Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz zu prüfen ist, inwieweit die einzelnen Elemente der Gasinfrastruktur (Rohrleitungen, Speicher etc.) als auch die jeweiligen Endgeräte bestimmte Wasserstoffanteile vertragen. Zu diesem Thema liefen und laufen unterschiedliche Forschungs-

vorhaben auf deutscher und europäischer Ebene (siehe hierzu bspw. [DVGW et al. 2013], [Altfeld und Pinchbeck 2013], [Kippers et al. 2011] und [N.V. Nederlandse Gasunie et al. 2009]).

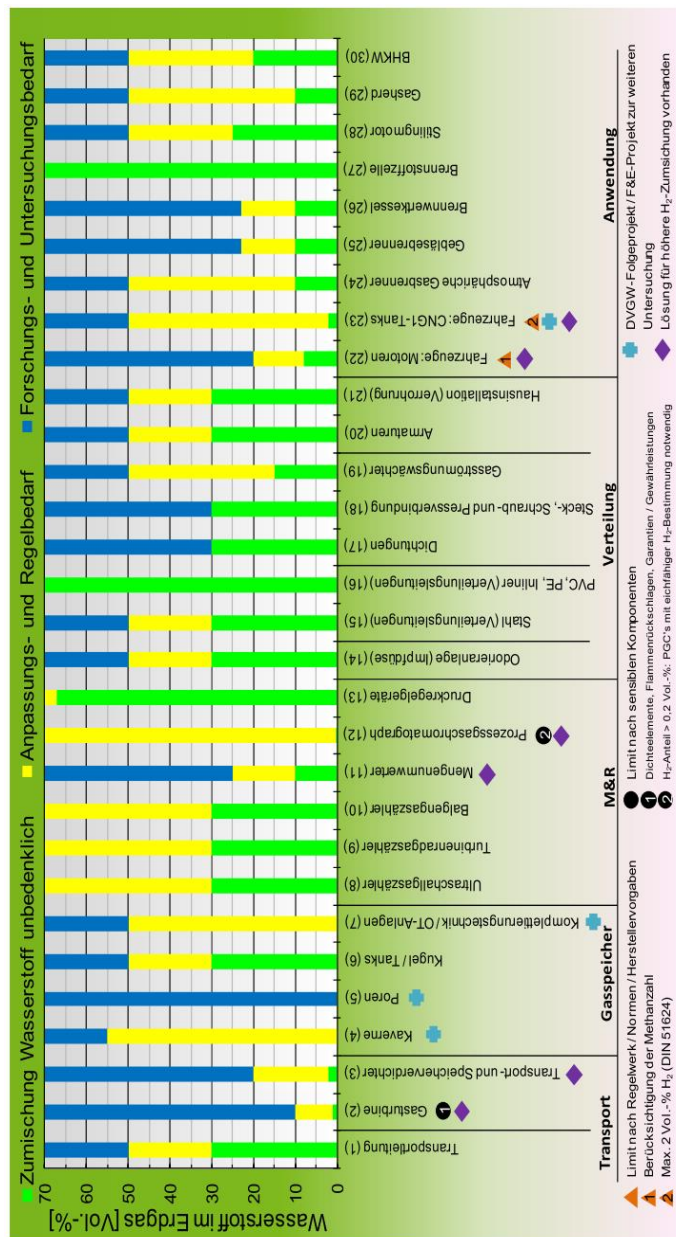


Abbildung 3-26: H₂-Toleranzen einzelner Komponenten der Erdgasinfrastruktur [DVGW et al. 2013]

Abbildung 3-26 gibt einen Überblick über die Wasserstoffverträglichkeiten der wesentlichen Komponenten der Gasinfrastruktur, die im Rahmen des Forschungsprojektes [DVGW et al. 2013] identifiziert wurden. Hierbei wurde die Wasserstoffverträglichkeit in drei Klassen untergliedert: 1. Zumischung von Wasserstoff unbedenklich, 2. Technischer Anpassungs- und Regelbedarf sowie 3. Forschungs- und Untersuchungsbedarf.

Als kritisch identifizierte bzw. weitergehend zu untersuchende Komponenten der Gasinfrastruktur sind nach [DVGW et al. 2013] und [Altfeld und Pinchbeck 2013] insbesondere Folgende zu nennen:

- H₂-Speicherung in Porenspeichern
- Stahltanks von Erdgasfahrzeugen
- Gasturbinen
- Gasmotoren
- Gaschromatographen

Durch die Einspeisung von Wasserstoff ändert sich die Gasbeschaffenheit bzw. ändern sich die wesentlichen Gaskennzahlen, die in Deutschland durch [DVGW 2013] festgelegt sind.

Abbildung 3-27 zeigt die Veränderungen der wesentlichen Kennzahlen (Wobbe-Index, Brennwert, relative Dichte d) bei unterschiedlichen Wasserstoffkonzentrationen. Für L-Gas scheint, bei Berücksichtigung der Begrenzungen der relativen Dichte, eine Zumischung von Wasserstoff nach den bisherigen Regelwerken bis etwa 15 Vol.-% möglich. Gleiches gilt für Nordsee H-Gas, nur das derzeitige russische H-Gas kann ausschließlich bis 3 Vol.-% mit Wasserstoff angereichert werden [DVGW 2013].

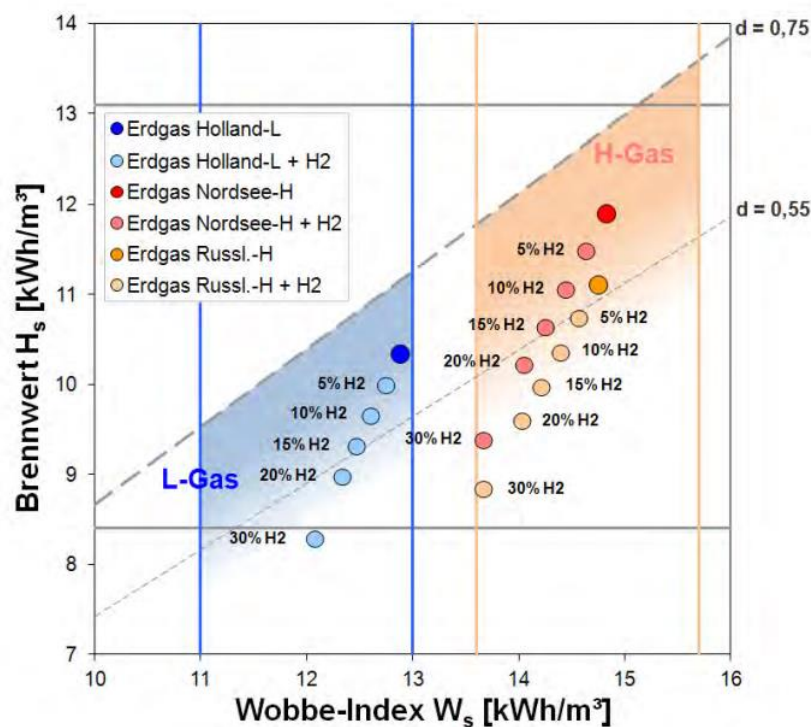


Abbildung 3-27: Gaskennwerte bei H₂-Beimischung [DVGW 2013]

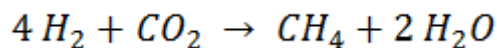
Es bleibt somit festzuhalten, dass eine Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz prinzipiell möglich ist, jedoch bedarf es weiterer Untersuchungen, um die Auswirkungen auf sensible Komponenten der betroffenen Infrastruktur zu analysieren. [DVGW et al. 2013] kommt abschließend zu dem Ergebnis, dass heute ein 1%-iger Volumenanteil Wasserstoff bei Berücksichtigung lokal weiter einschränkender Ausnahmen (z.B. Porenspeicher und Maschineneinheiten) tolerierbar ist. Zukünftig kann sich der H₂-Anteil jedoch fließend erhöhen. Im Rahmen des europäischen Projekts [N.V. Nederlandse Gasunie et al. 2009] wird ein Wasserstoffanteil von bis zu 20 % bei Endgeräten im Haushalt als möglich erachtet, bedarf

aber ebenfalls weiterer Untersuchungen (*»for properly adjusted appliances and favourable conditions of natural gas quality, conventional domestic appliances can accommodate up to 20 % of hydrogen«*).

In [Moser et al. 2012] wurde darüber hinaus gezeigt, dass eine rein statische Analyse der Wasserstofftoleranzen der einzelnen Komponenten der Erdgasinfrastruktur nicht ausreichend ist, um eine abschließende Bewertung vorzunehmen. Auf Basis von zeitlich und räumlich aufgelösten Simulationen der Gasflüsse im Erdgasnetz in Deutschland wurde für verschiedene zukünftige Szenarien untersucht, inwieweit eine Verteilung der eingespeisten Wasserstoffmengen erfolgt. Hierbei wurde an den Einspeisepunkten eine maximale Wasserstoffkonzentration von 2 Vol.-% unterstellt. In Abhängigkeit der gewählten Einspeisepunkte zeigte sich mitunter eine große räumliche Verteilung des Erdgases mit Wasserstoffanteilen (zuweilen bis in die Nachbarländer), wobei erwartungsgemäß die H₂-Konzentration mit zunehmender Entfernung abnahm. Somit erscheint es erforderlich, die Wechselwirkungen zwischen einzelnen Einspeisepunkten mit zu berücksichtigen, um die zusätzlichen H₂-Transportkapazitäten nicht zu überschätzen. Die Leistungsdimensionierung der Elektrolyse sowie die lokalen Gasflüsse haben zusätzlich einen großen Einfluss auf den Anlageneinsatz, der ggf. durch die festgesetzte maximale Wasserstoffkonzentration maßgeblich beeinflusst wird. So müssen unter Umständen zusätzliche H₂-Zwischenspeicher errichtet werden, da die saisonal schwankenden Durchflüsse des Gasnetzes nicht ausreichen, um die produzierten Wasserstoffmengen zeitnah zu transportieren.

Pfad 4 »CO₂-Bezugsquellen für Power-to-Gas«

Neben Wasserstoff wird ebenfalls Kohlendioxid benötigt, damit die Methanisierungsreaktion ablaufen kann:



Hierfür steht theoretisch eine Vielzahl an CO₂-Bezugsquellen zur Auswahl, jedoch sollten gewisse Mindestanforderungen (notwendige Reinheit, Volumenströme oder regionale Verfügbarkeit) gewährleistet sein. Eine Übersicht über prinzipiell in Deutschland existierende CO₂-Emissionsquellen und deren Größenordnung im Jahr 2012 gibt [Umweltbundesamt 2013].

[Trost et al. 2012] unterteilt die wesentlichen, für die Methanisierung in Frage kommenden CO₂-Bezugsquellen für Power-to-Gas in folgende Kategorien:

- biogene CO₂-Quellen aus Vergärungs- und Vergasungsprozessen
- stofflich-industrielle Prozesse
- CO₂ aus fossilen Verbrennungsprozessen (insb. der Energiewirtschaft)
- CO₂-Abscheidung direkt aus der Atmosphäre

Bei den biogenen CO₂-Quellen sind neben Bioethanol- und Kläranlagen insbesondere Biogasanlagen (mit Vor-Ort-Verstromung als auch Biogasanlagen mit Einspeisung ins Erdgasnetz) auf Grund des zur Verfügung stehenden Gesamtpo-

tenzials, der räumlichen Verteilung sowie der hohen CO₂-Konzentrationen von besonderer Bedeutung (siehe hierzu [Trost et al. 2012] und [Öko-Institut 2014]).²

Bei einer Vielzahl industrieller Prozesse fällt ebenfalls CO₂, mitunter in hoher Konzentration (insb. bei Prozessen der chemischen Industrie), an. Eine Übersicht über die heutigen stofflich-industriellen CO₂-Prozessemissionen sowie eine Abschätzung bis ins Jahr 2050 zeigt Abbildung 3-28.³ In [Trost et al. 2012] werden ebenfalls die wesentlichen Industrieprozesse (Stahl-, Zement- und chemische Industrie) analysiert, bei denen signifikante CO₂-Mengen anfallen. Insbesondere in Nordrhein-Westfalen, im südlichen Sachsen-Anhalt und Südhessen ist eine Vielzahl von Unternehmen ansässig, deren CO₂-Potenzial prinzipiell genutzt werden könnte.

Das bei fossilen Verbrennungsprozessen (insb. in der Energiewirtschaft) aus dem Rauchgas abtrennbare CO₂ bietet heute ebenfalls ein großes Potenzial, verliert im Rahmen des voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien und des anthropogenen Klimawandels jedoch zunehmend an Bedeutung. Die Kosten der CO₂-Abscheidung aus fossilen Kraftwerken liegen heute bei etwa 40 bis 50 Euro pro Tonne [Ausfelder und Bazzanella 2008]. Eine in diesem Zusammenhang interessante Möglichkeit ist die Idee eines geschlossenen CO₂-Kreislaufs (siehe hierzu [Trost et al. 2012]).

Die CO₂-Absorption aus der Atmosphäre bietet die Option, weitestgehend ortsunabhängig CO₂ aus der Luft zu nutzen. Dies ermöglicht es ebenfalls CO₂-Emissionen von mobilen Verursachern (z. B. Kraftfahrzeug- und Luftverkehr) zu nutzen, bei denen eine direkte Abscheidung nicht oder nur sehr schwer zu realisieren ist [Trost et al. 2012]. Jedoch verringert sich, aufgrund des notwendigen Energieaufwands für die CO₂-Absorption aus der Luft, der Power-to-Gas Gesamtwirkungsgrad um etwa 15 % [Sternner 2009].

² [Öko-Institut 2014] weist darauf hin, dass die zukünftigen CO₂-Potenziale aus biogenen Quellen aufgrund der kontroversen Diskussion (Landnutzungsänderungen, »Vermaisung« etc.) mit Unsicherheiten behaftet sind.

³ Der zukünftigen Prognose der prozessbedingten CO₂-Emissionen liegen in diesem Szenario sehr ambitionierte Klimaschutzziele zu Grunde, sodass die Emissionen bis ins Jahr 2050 um mehr als 90 % sinken.

	2000	2010	2020	2030	2040	2050
	kt t CO ₂					
Zementklinkerproduktion (2A)	15.102	12.188	12.609	9.380	4.283	0
Kalksteinproduktion (2A)	5.862	5.019	5.542	4.434	2.217	0
Glasproduktion (2A)	731	762	839	859	876	902
Keramikproduktion (2A)	531	309	309	309	309	309
Sodaasche (2A)	301	323	323	323	323	323
Ammoniakproduktion (2B)	7.539	7.437	7.437	5.950	2.975	0
Karbidproduktion (2B)	18	17	17	17	17	17
Katalysatorenabbbrand (2B)	2.894	2.992	2.052	1.211	285	0
Umwandlungsverluste (2B)	3.760	3.776	2.590	1.528	359	0
Methanolherstellung (2B)	1.264	718	718	574	287	0
Rußproduktion (2B)	678	1.341	1.341	1.073	536	0
Eisen- und Stahl-Produktion (2C)	20.263	18.208	17.822	10.796	4.354	131
Herstellung von Ferrolegierungen (2C)	9	6	6	6	6	6
(Primär-) Aluminium-Produktion (2C)	880	551	752	655	578	519
Summe	59.832	53.645	52.357	37.114	17.405	2.206
ggü. 2010	11,5%	-	-2,4%	-30,8%	-67,6%	-95,9%

Abbildung 3-28: Industrielle CO₂-Prozessemissionen im Zeitraum 2000 bis 2050 [Öko-Institut 2014].

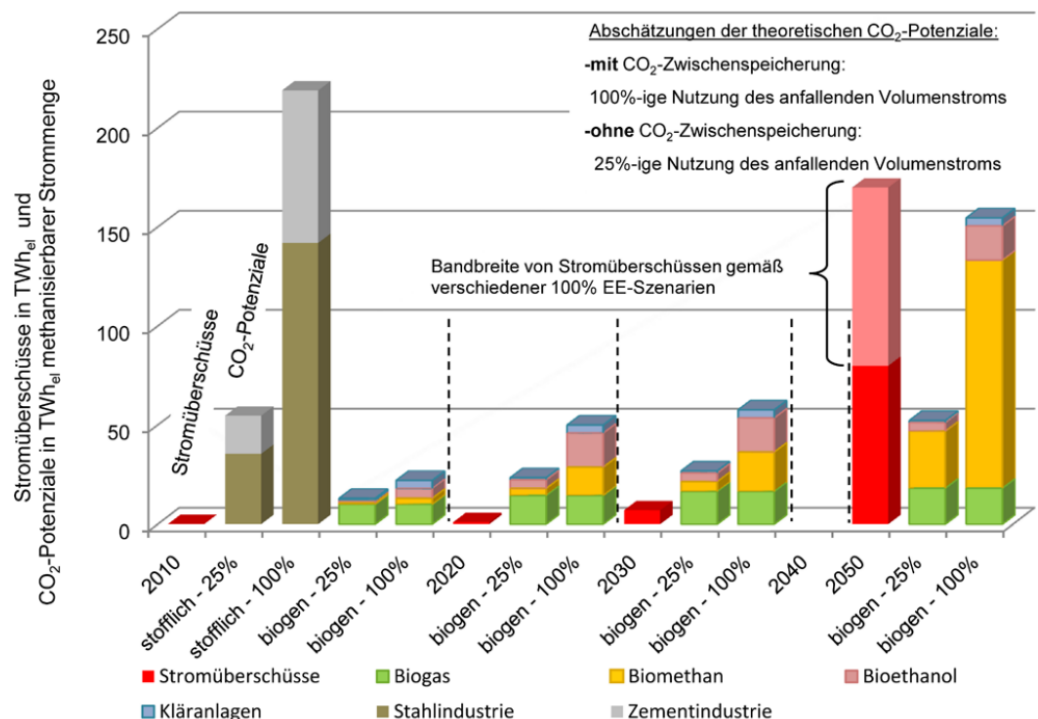


Abbildung 3-29: Vergleichende Darstellung möglicher CO₂-Quellen für Power-to-Gas [Trost et al. 2012]

Abbildung 3-29 zeigt eine zusammenfassende Übersicht der CO₂-Potenziale der einzelnen Bezugsquellen für Power-to-Gas, inklusive einer Abschätzung der CO₂-Mengenentwicklung aus biogenen Bezugsquellen bis zum Jahr 2050.

Insgesamt wird deutlich, dass heute bereits ein nennenswertes CO₂-Potenzial für Power-to-Gas besteht.

Insbesondere biogene und stofflich-industrielle Bezugsquellen besitzen heute und zukünftig gut erschließbare Potenziale. Je nach Entwicklung der Bioenergetischen Nutzung und der Produktionsprozesse in der Industrie ergibt sich überschlägig ein Potenzial für 100 TWh Stromnutzung ohne CO₂-Zwischenspeicherung bis zu 360 TWh mit CO₂-Speicherung. Laut [Trost et al. 2012] ist die CO₂-Abscheidung aus der Luft erst dann anzustreben, wenn kostengünstigere Bezugsquellen ausgeschöpft sind oder räumlich nicht zur Verfügung stehen.

Ergänzung zu den Pfaden

Im Fall der Großspeicher, welche an regionale Restriktionen gebunden sind, ist es insbesondere wichtig die Potenziale zuzuordnen, welche aus Netzsicht Vorteile für die Systemintegration besitzen. Aus Sicht des Übertragungsnetzes sind hierbei derzeit insbesondere die bestehenden Netzengpässe für den Stromtransport von Nord oder Ost nach Süd von Bedeutung. In der Literatur finden sich keine systematischen Untersuchungen zu den zukünftigen Belastungen je Netzknoten des Übertragungsnetzes in Abhängigkeit des EE-Ausbaus und des Netzausbaus. Eine grundsätzliche Einordnungen können jedoch zwei Strommarkt- und Stromnetz-Simulationsrechnungen des IAEW an der RWTH-Aachen zum Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes 2012 für das Szenariojahr 2022 und die Ergebnisse der Roadmap Speicher [Fraunhofer IWES et al. 2014b] liefern.

Dabei ist in [Breuer 2011] ersichtlich, dass zusätzliche abschaltbare Stromverbraucher gleichverteilt angeschlossen an allen Netzknoten aufgrund von Netzengpässen in Nord- und Ostdeutschland netzentlastend wirken und in Süddeutschland netzbelastend wirken. Auf der anderen Seite kann ein zusätzlicher Erzeuger in Süd- und Westdeutschland dazu beitragen im Falle einer Abregelung von Kraftwerken in Nord- und Ostdeutschland fehlende Erzeugung auszugleichen und zur gesicherten Leistung beizutragen. (siehe Abbildung 3-30).

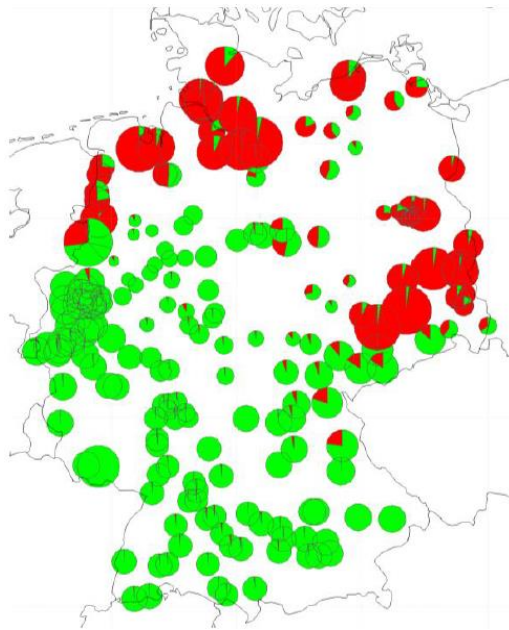


Abbildung 3-30: Jahresbilanz - Zuschalten (rot) und Abschalten (grün) von zusätzlichen Stromverbrauchern je Netzknoten gemäß Szenariorahmen NEP 2022, verzögerter Netzausbau [Breuer 2011]

In [Drees 2012] wurde exemplarisch der Einfluss von innerdeutschen Netzengpässen auf drei Speichertypen (diabate Druckluftspeicher, Power-to-Gas in Norddeutschland und Pumpspeicher in Süddeutschland) bewertet. Dabei kommt der Einfluss einer begrenzten Speicherkapazität in Hinblick auf die geografische Lage des Speichers zum Tragen. (siehe Abbildung 3-31)

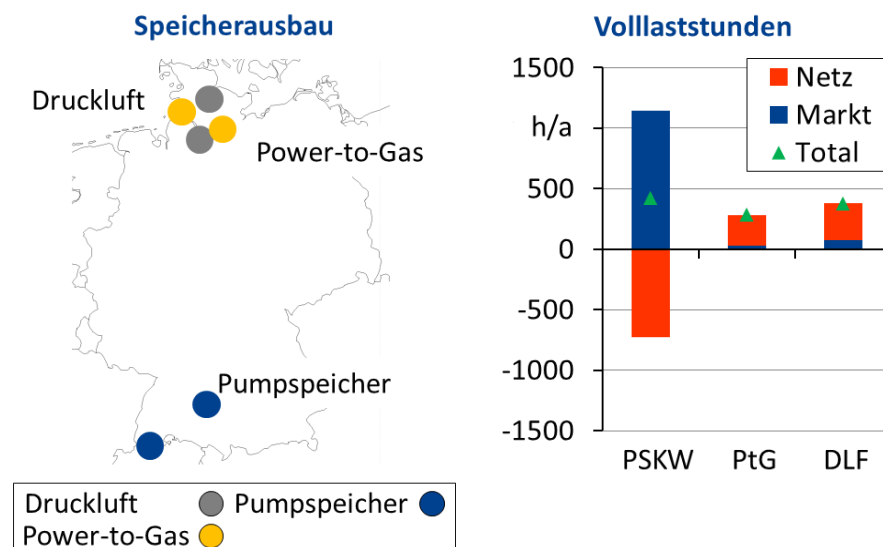


Abbildung 3-31: Einfluss von innerdeutschen Netzengpässe auf die Auslastung von exemplarischen Speichern gemäß Szenariorahmen NEP 2022, verzögerter Netzausbau [Drees 2012]

Die Speicher werden im ersten Simulationsschritt optimiert am Strommarkt (»innerdeutsche Kupferplatte“) eingesetzt (Abbildung 3-31 rechts, blauer Balken). Im Fall von Netzengpässen wird im zweiten Simulationsschritt mittels einer Redispatch-Simulation ein kostenoptimierter Kraftwerkseinsatz der die Engpässe aufhebt ermittelt (Abbildung 3-31 rechts, grünes Dreieck). Der roten Balken gibt dabei die Differenz zwischen den theoretischen Vollaststunden der Speicher bei optimiertem Einsatz am Strommarkt und der tatsächlichen Vollaststunden nach dem Redispatch an. In der Bilanz über ein Jahr wird dabei deutlich, dass Speicher (PSKW) in Süddeutschland auf deutlich geringere Anlageneinsätze kommen würden als im reinen Strommarkt, während in Norddeutschland Speicher zusätzlich vom Netzbetreiber angefordert würden und ihre Auslastung erhöhen.

Für einen effizienten Speichereinsatz im Rahmen des Redispatch im Falle von schwachen Netzen und zur Netzentlastung ist also ein geeigneter Speicherstandort entscheidend. Im Rahmen von Roadmap Speicher [Fraunhofer IWES 2014b] wurde hingegen untersucht wie sich die Umsetzung von ausgewählten Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) anlehnend an die Ausbaupläne des NEPs auswirken würde. Hieraus zeigt sich, dass durch den Ausbau der Nord-Süd-Verbindungen mittels drei HGÜ-Leitungen in Deutschland bei einem EE-Anteil von 45 bis 50 % nur geringe Redispatch-Eingriffe erforderlich sind. Grundsätzlich gilt es in diesem Szenario keine systematischen, sondern zumeist lokale Engpässe im Übertragungsnetz zu beheben. Ein rein netzbedingter Ausbau von Speichern erscheint demnach bei 45 bis 50 % EE-Anteil in Deutschland unter der Voraussetzung, dass die geplanten HGÜ-Leitungen umgesetzt werden, nicht effizient, da der Speichereinsatz auf wenige Stunden im Jahr beschränkt wäre und keine eindeutige Allokation aus Netzsicht möglich erscheint. Bei einem nationalen EE-Anteil von 69 % zeigt sich vor allem die Konzentrierung der Einspeisung auf den Nordwesten Deutschlands. Hier könnten insbesondere zusätzliche Verbraucher an den Netzanschlusspunkten der Offshore-Parks effizient Redispatch vermeiden. Da PtG-Anlagen die höchsten räumlichen (Standort) und zeitlichen (Einspeisedauer) Freiheitsgrade aufweisen, ergibt sich hier auch der höchste Nutzen für das Stromversorgungssystem. Abweichende Standorte in Nord- oder Ostdeutschland erscheinen in diesem Szenario weniger effizient sonst abzuregelnden EE-Strom aufzunehmen.

Neben dem Bezug und der Rückspeisung von Wirkleistung ist hierbei die Bereitstellung von Blindleistung zur Einhaltung der Grenzen lokaler Spannungsbänder und zur Erhöhung der Übertragungskapazität des Netzes an geeigneten Standorten wichtig. Hier besteht dabei ein grundsätzlicher Unterschied zwischen direkt gekoppelten Synchronmaschinen und teureren doppelt gespeisten Asynchronmaschinen. Während letztere mittels der anteiligen Wechselrichterleistung und dem Schlupf effizient und flexibel Blindleistung bereitstellen können, sind bei einer Synchronmaschine Motor und Generator fest gekoppelt und Blindleistung könnte normalerweise wie auch bei konventionellen Kraftwerken nur im Betriebsfall bereitgestellt werden. Gemäß Herstellerangaben [Schechner, Alexander (Voith Hydro) 2014] haben aber große Pumpspeicherwerke in der Regel einen sogenannten Phasenschieberbetrieb. Dabei wird innerhalb von Sekunden Luft in die Maschine geblasen, das Wasser wird entfernt und der Maschinensatz kann somit frei drehen und über Minuten, Stunden oder Tage praktisch verlustfrei am Netz arbeiten. Damit können Pumpspeicher anders als konventionelle Kraftwerke Blindleistung bereitstellen ohne sich drehend am Netz befinden zu müssen (keine Must-Run-Charakteristik). Der Unterschied zwischen beiden Maschinensätzen kommt dagegen am Regelleistungsmarkt zu tragen. Hier können Synchronpum-

pen technisch nur Minutenreserve bereitstellen, während Asynchronmaschinen auch Sekundärregelleistung bereitstellen können. Die Bereitstellung von Regelleistung ist aber als weitgehend standort-unabhängig zu bewerten.

Neben zusätzlichen Speichern oder den bestehenden Speichern in Ost- oder Norddeutschland können ebenfalls die bestehenden hydraulischen Pumpspeicherkraftwerke in Süddeutschland einen hohen Nutzen im Netzbetrieb aufweisen. Beispielsweise im Rahmen des kurativen Redispatches (z.B. Ausfall einer Leitung zwischen Ost- und Süddeutschland und einer damit einhergehenden Verletzung des n-1-Kriteriums) können Pumpspeicher in Süddeutschland eine wichtige Rolle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit spielen. Alternativ erscheint es notwendig konventionelle Kraftwerke in Mindestlastzustand drehend am Netz vorzuhalten (Must-Run-Charakteristik), um schnell auf Leitungsausfälle reagieren zu können. Dabei sind im vermaschten Netz für den Ausfall einer Leitung die Beschaffung eines vielfachen der Leistung in Süddeutschland notwendig, um das n-1-Kriterium wieder einhalten zu können. [FGH et al. 2012]

3.2.6 Zusammenfassung

Für die etablierte Pumpspeichertechnologie gibt es eine Vielzahl an konkreten Standorten und geologischen Potenzialen, welche aus genehmigungsrechtlicher Sicht als konfliktarm erscheinen oder welche bereits im Raumordnungsverfahren und/oder Genehmigungsverfahren sind oder wo diese bereits positiv entschieden wurden. Wichtig ist es dabei auch auf den Bestand inkl. Bau von Speichern hinzuweisen. Es bestehen derzeit nur Projekte im Bau, welche noch in einem energiewirtschaftlich günstigeren Umfeld für Speicher entschieden wurden. So waren bis zum Jahr 2008 aufgrund der Preisspreizung zwischen Ölpreis und Gaspreis, des geringen Ausbaus der PV und der hohen Stromnachfrage im europäischen Verbund noch hohe Peakpreise an der Strombörse und ein hoher Preisspread zwischen Peak- und Offpeak-Zeiten festzustellen. In Anbetracht dieser Entwicklung wurden Projekte wie die Erweiterung Vianden (Lux), Reißbeck II (Öst.) und 3 Projekte in der Schweiz (Linthal, Nant de Drance, Veytaux) entschieden. In Deutschland bestehen derzeit eine gesamte installierte Pumpspeicherturbinenleistung von 6,4 GW sowie eine nutzbare Speicherkapazität von 39 GWh (bezogen auf die Turbinenleistung). Unter Berücksichtigung der Einbindung Österreichs und Vianden (Luxemburg) in den deutschen Strommarkt, und unter Berücksichtigung weiterer Restriktionen beläuft sich der verfügbare Bestand und Bau von Pumpspeichern auf 11,4 GW für den deutschen Strommarkt und 8,9 GW für den deutschen Regelleistungsmarkt. Die Summe an konkreten Pumpspeicherprojekten und Machbarkeitsstudien inkl. der möglichen Nutzung von Talsperren oder unterirdischen Bergwerken beläuft sich auf das 5,8-fache des derzeitigen Anlagenbestandes in Deutschland. Sie umfasst auch mögliche Standorte, welche sich aus derzeitiger Netzengpasssicht entlastend auf das Netz auswirken könnten.

Des Weiteren besteht in Deutschland ein hohes Potenzial an Kavernen- und Porenspeichern. Ein Teil dieses Potenzials wird derzeit bereits für die saisonale Erdgasspeicherung genutzt (Salzkavernen und Porenspeicher). Hiervon sind Salzkavernen für Druckluft und Wasserstoff nutzbar, welche in Norddeutschland geografisch zur Integration EE gut gelegen sind. Aus der Literatur ergeben sich Bandbreiten von 65 TWh bis 1763 TWh Wasserstoff und 27 TWh bis 671 TWh Druckluft. Die Bandbreite der Potenziale verdeutlicht, dass zum einen der Wettbewerb zwischen der konkurrierenden Nutzungen der Salzkavernen mit anderen

Nutzungen und zum anderen die ökologischen Hemmnisse berücksichtigt werden müssen. Dennoch besteht selbst bei der niedrigsten Energiedichte im Fall von Druckluft ein Vielfaches (17fach bis 700fach) der bestehenden Kapazität deutscher Pumpspeicherwerke.

Einschränkungen für das technische Potenzial der Einspeisung von PtG in das Erdgasnetz können sich über die zulässigen Wasserstofftoleranzen oder die verfügbaren CO₂-Quellen im Fall der Methanisierung ergeben. Durch Endgeräte und Gasinfrastruktur unterliegt eine Wasserstoffeinspeisung heute starken regional/lokal abhängigen Restriktionen. Dies betrifft sowohl sensible Komponenten der Gasinfrastruktur als auch die Gasbeschaffenheit je nach Gasversorgungsgebiet. Die Leistungsdimensionierung der Elektrolyse sowie die lokalen Gasflüsse haben zusätzlich einen großen Einfluss auf die maximale Wasserstoffkonzentration und können unter Umständen zusätzliche H₂-Zwischenspeicher notwendig machen. Von derzeit minimal 1 Vol.-% kann sich der H₂-Anteil jedoch zukünftig fließend erhöhen. Bis zu 20 Vol.-% werden als möglich erachtet. Im Fall der Methanisierung ist die PtG-Anlage an die lokale Verfügbarkeit einer CO₂-Quelle gebunden. Insbesondere biogene und stofflich-industrielle Bezugsquellen besitzen heute und zukünftig gut erschließbare Potenziale, welche für die erwartbaren Stromüberschüsse ausreichend erscheinen. Durch CO₂-Zwischenspeicherung kann das Potenzial noch vergrößert werden.

Im Fall der Großspeicher, welche an regionale Restriktionen gebunden sind, ist es insbesondere wichtig die Potenziale zuzuordnen, welche aus Netzsicht Vorteile für die Systemintegration besitzen. Grundsätzlich ist für einen effizienten Speichereinsatz im Rahmen des Redispatch im Falle von schwachen Netzen und zur Netzentlastung ein geeigneter Speicherstandort entscheidend (Nord- und Ostdeutschland in Hinblick auf die EE-Integration). Neben dem Bezug und der Rückspeisung von Wirkleistung ist hierbei die Bereitstellung von Blindleistung wichtig. Wenn die ersten HGÜ-Trassen für den Nord-Süd-Transport realisiert werden, fokussieren sich die belasteten Netzknoten jedoch insbesondere auf die Offshore-Einspeisepunkte. Aber auch die bestehenden Pumpspeicher in Süddeutschland nehmen wichtige Aufgaben für die Versorgungssicherheit wahr, z.B. im Rahmen des Redispatches. Der jeweilige Standort ist jedoch im Einzelfall individuell zu prüfen.

3.2.7 Fazit

Bei der Betrachtung des technischen Ausbaupotenzials für Speicher in Deutschland liegt der Fokus auf großtechnischen Anwendungen, da insbesondere für diese regionale Restriktionen existieren. Die untersuchten Studien zur Potenzialanalyse berücksichtigen im Wesentlichen geologische Randbedingungen zur Standortbewertung. Standortanalysen aus Netzsicht, z.B. zur Kosten-Nutzen-Analyse von konkreten Speicherstandorten in Abhängigkeit des EE- und des Netzausbaus, gibt es bislang keine. Für die Power-to-Gas-Technologie gibt es insbesondere bei der Wasserstoffeinspeisung viele lokale Restriktionen.

- Das technische Potenzial für Großspeicher ist für den Ausbau von Speicherkapazitäten nicht limitierend. Das Potenzial für Pumpspeicher in Deutschland liegt beim etwa 5,8-fachen des derzeitigen Bestands. Die Potenziale für Druckluftspeicher mit 27 bis 671 GWh entsprechen sogar einem Vielfachen des technischen Pumpspeicherpotenzials.

- Zur langfristigen Realisierung hoher H₂-Anteile im Erdgasnetz und einer dazu erforderlichen einheitlichen Strategie besteht derzeit noch ein großer Forschungsbedarf.

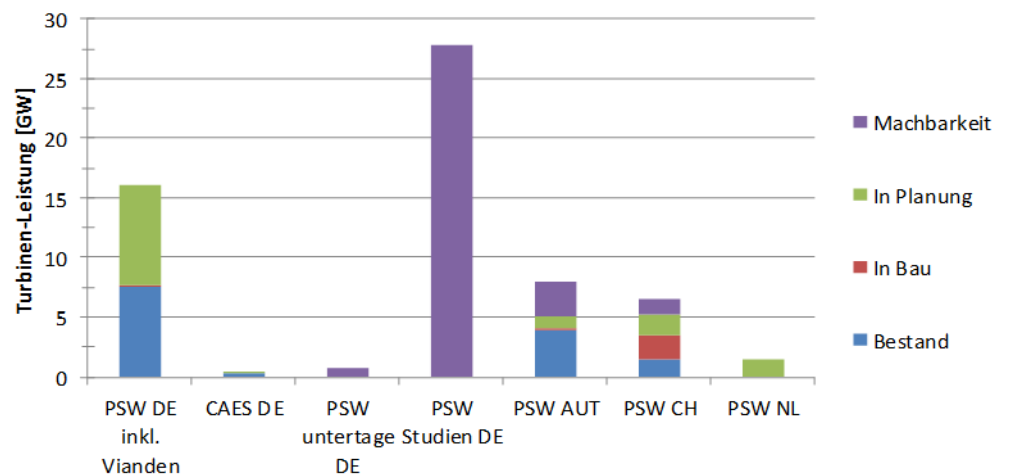


Abbildung 3-32: Großspeicher in Deutschland und Anrainerstaaten – Neben dem deutschen Speicherbestand sind die im Bau befindliche Projekte zur berücksichtigen. Das technische Potenzial für Großspeicher ist ein Vielfaches davon.

3.3 AP 2.2 »Realisierbares/erwartbares technologiespez. Ausbaupotenzial «

3.3.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n

- ?
- Wie groß ist das kurz-, mittel- und langfristig realisierbare/erwartbare Speicherzubaupotenzial aus Sicht der Marktakteure?

In AP 2.2 sollen der aus Sicht der verschiedenen Akteure im Rahmen der Energiewende erwartete beziehungsweise prognostizierte Speicherneubau sowie die Umsetzung weiterer Flexibilitätsoptionen zusammengetragen und weitestgehend vergleichbar gemacht werden. Diese Erwartungen sollen analog zu den vorangegangenen Arbeitspaketen die Daten relevanter Literatur in kurz-, mittel- und langfristigen Bedarf differenziert nach Technologie und Anwendungsfall wie zum Beispiel kurzzeitige oder saisonale Speicherung aufzeigen.

So soll es möglich sein AP 2.2 und 2.1 gegenüberzustellen und mögliche Differenzen zwischen technisch möglichem und aus Akteurssicht realisierbarem bzw. erwartbarem Speicher- beziehungsweise Flexibilitätsausbau herauszuarbeiten, sodass etwaige Unterschiede hinsichtlich präferierter Technologie, Zeitpunkten sowie Leistung und Kapazität ermittelt werden können.

3.3.2 Literaturrecherche

Um die Literatursuche zu systematisieren wurde für dieses AP eine Suchstrategie nach [Böcker und Motschall 2012] angewandt. Diese Suchstrategie gliedert die Fragestellung in mehrere Teilaspekte auf und ordnet diese einzelnen Suchbegriffe zu. Die Suchbegriffe werden im weiteren Verlauf mit bool'schen Operanden miteinander zu einer Suchkombination verknüpft. So enthält sie für dieses AP neben der Definition von Akteuren auch die verschiedenen grundlegenden Speichermechanismen.

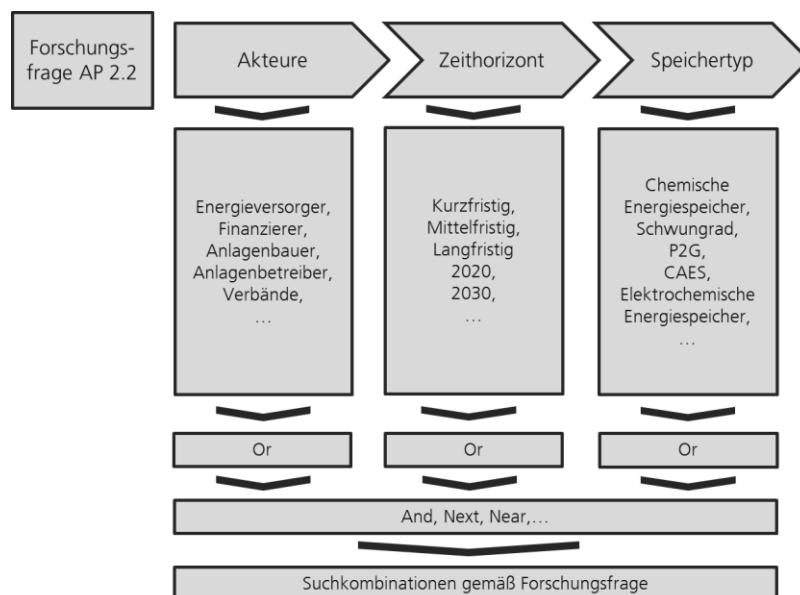


Abbildung 3-33: Vereinfachte Suchstrategie für das AP 2.2

Abbildung 3-33 stellt die Suchstrategie für das AP 2.2 dar und verdeutlicht den Umfang möglicher Suchkombinationen und das bei dieser umfangreichen Frage-

stellung mehrere Suchkombinationen angewendet werden müssen, um relevante Literatur zu finden.

Ein wichtiger Aspekt ist die Definition der Akteure. Mit Akteure sind in diesem Arbeitspaket hauptsächlich Marktteilnehmer gemeint. Zu den Marktteilnehmern gehören Netzbetreiber, Energieversorgungsunternehmen, Finanzierer, Anlagenbauer und -betreiber sowie Verbände, die die entsprechenden Akteure gegenüber der Politik vertreten. In diesem Sinne werden auch Studien mit ausgewertet, die zwar von Forschungsinstituten und vergleichbaren Einrichtungen durchgeführt wurden, deren Auftraggeber allerdings zu den genannten Akteuren gehören. Ein Beispiel hierfür ist die dena Studie »Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt« [dena und IAEW 2012] deren Auftraggeber die RWE AG als Energieversorgungsunternehmen ist.

3.3.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung

Insgesamt wurden 70 Literaturstellen gefunden. Relevant im Sinne der Fragestellung waren lediglich 17, die sich wie in Abbildung 3-34 dargestellt aus den verschiedenen Literaturtypen zusammensetzt. Hauptausschlusskriterium für den Großteil der Literatur ist der fehlende Akteursbezug oder die ausschließliche Wiedergabe eines reinen technischen Ausbaupotenzials ohne akteurspezifische Annahmen oder Betrachtungen.

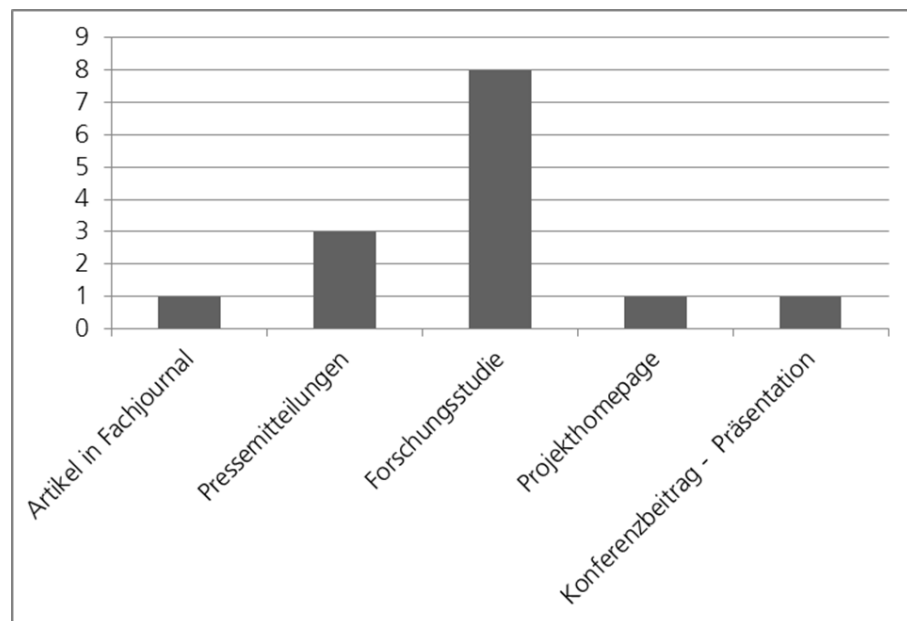


Abbildung 3-34: Zusammensetzung relevanter Literatur

3.3.4 Clusterung

Bezüglich der relevanten Quellen mit den jeweiligen unterschiedlichen Annahmen können keine dezidierten Pfade angegeben werden, sondern die Annahmen mit für das Veröffentlichungsjahr der meisten Quellen relevanten aktuellen politischen Zielvorgaben aus der Leitstudie 2010 des BMU [DLR et al. 2010] verglichen (vgl. Tabelle 3-7 und Tabelle 3-8).

Tabelle 3-7: Kraftwerkskapazitäten innerhalb der relevanten Studien für das Jahr 2025. Angaben in GW

2025	DB Research ⁷	RWE ⁵	EnBW ^{1,4,6}	Leitstudie ^{2,3}	BDEW ^{1,8}	Vbw ¹
Wind	57,1	50,8	48	54,3	44,85	57
PV	39,5	25,75	37	57,38	47,5	67
Biomasse	10	7,17	5	9,4	7	11
Wasserkraft	5,2	5,15	4,5	4,8	4,8	4,8
Gas ¹	16,2	27,1	30,5	28,05		33
Steinkohle ¹	23,5	22,3	19	35,25		22
Braunkohle	14	14,4	16			20
Kernkraft	0	0	0	0		0
Öl, Sonstige	1,2	k.A.	5	k.A.		5
SUMME	166,7	152,67	165	189,18	104,15	219,8

¹ Es erfolgte eine Mittelwertbildung aus den Angaben zu 2020 und 2030; ² Braun- und Steinkohle wurden unter Kohlen zusammengefasst; ³ sonstige Erzeuger werden nicht ausgewiesen, Öl wird mit Gas zusammengefasst [DLR et al. 2010]; ⁴ abgelesen aus Grafik für SZ 1 A [IER 2010]; ⁵ Basis bildet das Leitszenario 2009 [dena und IAEW 2012]; ⁶ Basis bildet das Energiekonzept der Bundesregierung [IER 2010]; ⁷ [DB Research 2012]; ⁸ [BDEW 2011].

Tabelle 3-8: Kraftwerkskapazitäten innerhalb der relevanten Studien für das Jahr 2040. Angaben in GW

2040	DB Research ⁷	RWE ⁵	EnBW ^{1,4,6}	Leitstudie ^{2,3}	Vbw ¹
Wind	68	71,5	58	76,46	73
PV	67	30,5	40	65	90
Biomasse	20	8,7	7	10,55	8
Wasserkraft	6	5,2	4,5	5,1	5,2
Gas ¹	12	20,1	23	28,3	39
Steinkohle ¹	9	11,1	9	14,2	14
Braunkohle	10	4,5	7		11
Kernkraft	0	0	0	0	0
Öl, Sonstige	0	k.A.	7	k.A.	2,6
SUMME	192	151,6	155,5	199,61	243,1

¹ Es erfolgte eine Mittelwertbildung aus den Angaben zu 2020 und 2030; ² Braun- und Steinkohle wurden unter Kohlen zusammengefasst; ³ sonstige Erzeuger werden nicht ausgewiesen, Öl wird mit Gas zusammengefasst [DLR et al. 2010]; ⁴ abgelesen aus Grafik für SZ 1 A [IER 2010]; ⁵ Basis bildet das Leitszenario 2009 [dena und IAEW 2012]; ⁶ Basis bildet das Energiekonzept der Bundesregierung [IER 2010]; ⁷ [DB Research 2012].

»Moderne Stromspeicher - Unverzichtbare Bausteine der Energiewende« [DB Research 2012]

Die Studie der DB Research geht zunächst von einer Steigerung der Bruttostromerzeugung der Erneuerbaren bis 2050 auf 80 % aus, was damit nicht ganz dem Basisszenario 2010 A entspricht, das von 86 % ausgeht. Auch die verbrauchte Strommenge sinkt innerhalb der Berechnungen im Gegensatz zu den Annahmen der Leitstudie. DB Research geht von einer Abnahme des Nettostromverbrauchs (Bruttostromverbrauch abzüglich Verteilungsverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) aus. Dieser entwickelt sich von 538 TWh im Jahr 2010 über 484 TWh im Jahr 2025 (-12,5 %) auf 430 TWh im Jahr 2040 (-20 %). Die Leitstudie betrachtet den Bruttostromverbrauch, der von 594 TWh im Jahr 2010 bis 2030 auf 558 TWh (-6 %) absinkt und dann hauptsächlich durch die zunehmende Elektrifizierung des Individualverkehrs auf 587 TWh (-2 %) im Jahr 2040 ansteigt. Bis zum Jahr 2025 ist eine ähnliche Entwicklung des Stromverbrauchs zu erkennen.

Die prognostizierte Entwicklung der erneuerbaren Erzeuger ist in Tabelle 3-7 und Tabelle 3-8 gegenübergestellt. Die unterschiedlichen Entwicklungen korrelieren

weitestgehend mit den Annahmen zum erneuerbaren Anteil an der Stromerzeugung und den angenommenen Stromverbräuchen.

Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise sind nicht dokumentiert. Es werden jedoch Annahmen bzgl. der weiteren Entwicklung des Energiesektors getroffen. Eine Steigerung des Eigenverbrauchs von PV-Anlagen wird von 0,4 % im Jahr 2010 auf 20 % bis 2025 und weiter auf 35 % bis 2040 für möglich gehalten. Jedoch wird keine weitere Aussage zu den Auswirkungen auf den Speicherbedarf getroffen. Weiterhin wird eine Steigerung der Grundlastfähigkeit von Windenergieanlagen von aktuell 0,3 % über 1 % im Jahr 2025 auf 3 % im Jahr 2040 zugrunde gelegt.

»Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt« [dena und IAEW 2012]

Diese Studie wurde von der dena im Auftrag der RWE AG durchgeführt. Sie basiert auf den Annahmen des BMU-Leitszenarios 2009. Demnach wird im Vergleich zum stärkeren Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland im Jahr 2050 ein bedeutender Teil der Last durch einen Direktimport erneuerbarer Energien aus einem europäisch-nordafrikanischen Stromverbund gedeckt.

Das Leitszenario 2009 entspricht mit geringen Abweichungen der Leitstudie 2010. Der erneuerbare Energieanteil liegt 2050 mit 84 % zwei Prozent unterhalb der Leitstudie 2010. Die entscheidendste Abweichung ist die installierte Photovoltaikleistung. 2025 sind demnach 25,75 GW und 2040 30,5 GW installiert (vgl. Tabelle 3-7 und Tabelle 3-8).

»Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke« [IER 2010]

Diese Studie setzt die Ausbau- und CO₂-Minderungsziele der Bundesregierung bzw. der EU voraus und wurde von der EnBW beauftragt. Da eine Quellenangabe fehlt, wird unterstellt, dass es sich hierbei um das Energiekonzept der Bundesregierung handelt. Das Energiekonzept unterstellt eine Reduktion der Bruttostromerzeugung von etwa 640 TWh auf rund 450 TWh bis 2050. Im Gegensatz dazu geht die Studie zunächst von einer Steigerung der Stromnachfrage von 533 TWh in 2010 auf 550 TWh in 2030 aus. 2050 sinkt die Nachfrage auf 534 TWh. Die installierten Kapazitäten der Erzeugungstechnologien haben sich aufgrund des im Energiekonzept angenommenen Einsatzes von CCS-Technologien zugunsten der fossilen Erzeuger verschoben (vgl. Tabelle 3-7 und Tabelle 3-8). Das führt zu einem erneuerbarem Energieanteil im Jahr 2020 von 30 %, 2030 40 % und 2050 60 %. Die Leitstudie 2010 gibt für 2020 40 %, 2030 65 % und für 2050 je nach Szenario 86 bis 100 % an.

Die CO₂-Reduktionsziele entsprechen den energie- und klimapolitischen Vorgaben der EU für Deutschland. Es wird für 2020 eine Reduktion der CO₂-Emissionen um insgesamt 15 % gegenüber 2005 ausgegangen. Anschließend wird eine konstante jährliche Reduktion um 1,74 % bis 2050 angenommen. Gleichzeitig wird eine CO₂-Preisentwicklung prognostiziert, die ab 2030 einen starken Anstieg erfährt und 2050 130 €/2007/t_{CO2} beträgt.

»dena Netzstudie II« [dena 2010]

Die Dena Netzstudie II geht von einem konstantem Stromverbrauch und einer konstanten Spitzenlast aus. Zusätzlich wird ein Ausbau von on-shore Windkraft- und Photovoltaikanlagen gemäß Tabelle 3-9 angenommen. Aktuell sind bereits rund 38 GW PV-Leistung und rund 35 GW on-shore Windkraftanlagen installiert.⁴ Der Ausbau der Photovoltaik entspricht im Wesentlichen dem der Leitstudie 2010. Der Zubau der Windkraftanlagen wird deutlich stärker angenommen, sodass 2020 ca. 10 GW und 2030 23 GW mehr installiert sind. Betrachtet man zusätzlich den in der Leitstudie postulierten Zubau von off-shore Windkraftanlagen kommt man mit ca. 63 GW auf eine vergleichbare Größenordnung.

Tabelle 3-9: Angenommener Zubau fluktuierender erneuerbarer Erzeuger der dena Netzstudie II in GW [dena 2010]

	2015	2020	2030
Wind on-shore	35,6	44,1	61,1
PV	38,4	48,0	62,8

»Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen« [BDEW 2011]

Das Gutachten zur Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen, im Auftrag des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.), setzt in verschiedenen Szenarien zum einen auf eine konstante Bruttostromnachfrage von 610 TWh. Zum andern wird bei einer Senkung der Stromnachfrage um 10 % bis 2020 bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 35 % und bis 2030 von einer Senkung um 15 % bei einem Anteil erneuerbarer Energie von 50 % ausgegangen. Die angenommenen Kraftwerkskapazitäten sind in Tabelle 3-7 und Tabelle 3-8 aufgeführt.

»Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem« [prognos 2013]

Diese von der BDEW, BVEE und AGFW beauftragte Studie orientiert sich bezüglich der stromseitigen Entwicklung an der vbw-Studie »das neue Energiewirtschaftliche Gesamtkonzept« [vbw 2013]. Neben dem in Tabelle 3-7 und Tabelle 3-8 dargestellten Kraftwerkspark wird innerhalb der vbw-Studie von einem Zubau eines Speichermixes aus ortsfesten, innovativen Speichersystemen mit hohen Wirkungsgraden und Akkumulatoren von Elektrofahrzeugen (2050: 31,6 Mio. Elektrofahrzeuge) von 6,4 GW 2010 auf 8,3 GW bis 2050 gerechnet. Flexibel steuerbare Lasten steigen ebenfalls von 3 auf 9 GW, während der Bruttostromverbrauch von 610 TWh bei einer Jahreshöchstlast von 89 GW im Jahr 2010 bis 2050 auf 546 TWh bei einer Jahreshöchstlast von 74 GW sinkt.

⁴ http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html
http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/bilder/dateien/kraftwerke_und_windleistung_in_deutschland_2014_06.pdf

Für die Entwicklung des Wärmemarktes werden anhand einer Referenzentwicklung des Wärmemarktes anhand des Energiekonzepts der Bundesregierung drei Entwicklungsszenarien festgelegt: oberes Szenario, mittleres Szenario und unteres Szenario. Das obere Szenario setzt auf einen sehr starken Ausbau der Fernwärmetrassen. Bis 2025 bedeutet dies einen Anstieg um über 80 % des Fernwärmeeinsatzes. Langfristig wird aufgrund einer verbesserten Gebäudedämmung der Raumwärmebedarf in allen Szenarien um 62 % sinken. Das mittlere Szenario geht von einer Entwicklung gemäß dem Referenzszenario aus, sodass die mit Fernwärme versorgte besiedelte Fläche bis 2050 um 10 % gegenüber 2012 ansteigt. Im unteren Szenario wird zunächst von einer Stagnation in der Entwicklung der Fernwärmeversorgung ausgegangen, sodass bis 2030 die Anzahl der versorgten Objekte gleich bleibt und danach die versorgte Fläche im Vergleich zu 2012 bis 2050 um 8 % zurück geht.

Ohne Angabe von Entwicklungspfaden

Zusätzlich zu den beschriebenen zuvor beschriebenen Pfaden beziehungsweise Annahmen der relevanten Literaturstellen wurden Angaben weiterer Quellen übernommen, die keine konkreten Angaben zu Pfaden enthalten. Dazu zählen die »Die Merit Order funktionaler Energiespeicher 2030« [Pellinger 2013] und der Artikel »Energiespeicher« [Stenzel et al. 2014], die die in Planung beziehungsweise im Bau befindlichen Pumpspeicherkraftwerke aufzeigen. Weiter enthält die von EnBW beauftragte »Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg« [EnBW 2012] keine Entwicklungsannahmen, da es sich hierbei um eine technische Potenzialstudie unter Einbezug von ökologischen und ökonomischen Randbedingungen handelt. Die dena-Plattform Power-to-Gas stellt in einem Positionspapier »dena-Plattform power-to-Gas« [dena 2013b] ein für die Erreichung der Serienreife benötigtes Zubauszenario dar und bezieht sich auf eine volatile erneuerbare Erzeugerleistung in Höhe von 114 GW. Neben diesem Zubauszenario sind auf der interaktiven Projektkarte aktuelle PtG-Projekte beschrieben, welche im folgendem Abschnitt in Tabelle 3-10 mit erfasst werden [dena 2014 c].

3.3.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage

»Moderne Stromspeicher - Unverzichtbare Bausteine der Energiewende« [DB Research 2012]

Gemäß den Berechnungen von DB Research wird bis 2025 6 % (29 TWh) und 2040 10 % (43 TWh) des Stromverbrauchs für DSM zur Verfügung stehen. Weiterhin steigert sich der PV-Eigenverbrauch auf 20 % bis 2025 und auf 35 % bis 2040. Es wird weiter mit zu speichernden Stromüberschüssen bis 2025 in Höhe von 1,8 TWh bzw. bis 2040 von 20 TWh gerechnet. Bis 2025 wird ausschließlich in Kurzzeitspeicher im Minuten und Stundenbereich und erst 2040 in Langzeitspeicher und in sehr geringem Maße in saisonale Speicher investiert. Die geringe Bedeutung von saisonalen Speichern ist auf die Annahme des gegenseitigen Ausgleichs von Stromerzeugung aus Wind und PV über das Jahr hinweg begründet. Dieser Ausgleich wird mit einem Verhältnis der produzierten Energiemengen aus Wind zu PV von 4:1 begründet, welches sich in Hinblick auf 2040 auf 2:1 verschiebt und somit saisonale Energiespeicher notwendig werden lässt.

Aufgrund der Befreiung von Netznutzungsentgelten für 10 Jahre wird ein Zubau an Pumpspeicherkraftwerken bis 2025 von mindestens 4 GW postuliert, sodass

sich eine Gesamt(Turbinen-)leistung von 10,6 GW und 64 GWh ergibt. Bis zum Jahr 2040 steigt die Leistung auf 14,6 GW bei einer Kapazität von 87 GWh an. In einer zusätzlichen Aufrüstung von Speicherkraftwerken mit einer Pumpfunktion wird aufgrund der geringen Leistung von 516 MW kein Potential gesehen.

»Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt« [dena und IAEW 2012]

Ausgehend von einer konservativen Schätzung weist die Studie ein wirtschaftliches Speicherzubaupotenzial von 6,5 GW bis 2050 aus. Dies setzt sich aus 2,5 GW an Pumpspeicherkraftwerken und 4 GW an adiabaten Druckluftspeichern zusammen. Ein weiterer Zubau ist aufgrund der Annahme, dass ein bedeutender Teil der Last durch einen Direktimport von erneuerbaren Energien aus einem europäisch-nordafrikanischen Stromverbund gedeckt wird, unwahrscheinlich.

»Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke« [IER 2010]

Basis für die erwarteten Zubauten dieser Studie sind derzeit in Planung befindliche Kraftwerke sowie modellgestützte und szenarioabhängige Annahmen bzgl. der benötigten Leistung. Für das Potenzial von Elektromobilität wird auf den nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität zurückgegriffen. Bis 2020 wird ein Aufkommen von einer Million und bis 2030 von fünf Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland auf den Markt unterstellt. Diese stehen sowohl für die Speicherung als auch für die Rückspeicherung als Ergänzung zu Speicherkraftwerken – allerdings nur für kurzzeitigen Betrieb aufgrund der geringen Speicherkapazitäten und zeitlichen Verfügbarkeiten – mit 15 GW bis 2030 und 50 GW bis 2050 zur Verfügung. Die Studie gibt (grafisch) für das Jahr 2020 10 GW, für 2030 12 GW und für 2050 15 GW installierte Kapazitäten in Pumpspeicherkraftwerken an.

Insgesamt ergibt sich über die verschiedenen Szenarien ein einheitliches Bild bezüglich des Speicherzubaues, lediglich der Zubau fossiler, hauptsächlich erdgasbefeuerter Kraftwerke nimmt zu, sofern die Laufzeiten der Kernkraftwerke nicht verlängert werden.

»dena Netzstudie II« [dena 2010]

In der Dena Verteilnetzstudie wird ein Zubau von 37,5 GW Speicherleistung mit 96 GWh Kapazität verteilt auf Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene bis 2030 angenommen.

»Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen« [BDEW 2011]

Das Gutachten zur Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen gibt im Szenario mit konstanter Stromnachfrage einen benötigten Speicherzubau in Höhe von ca. 30 GW PtG-Anlagen (Methan) und ca. 5 GW Pumpspeichern an, um alle Überschüsse zu speichern. Da lediglich 0,5 % des erzeugten erneuerbaren Stroms abgeregelt werden müssten, lohnt sich demnach bis 2030 der Zubau dieser Speicherkapazitäten nicht. Die PtG-Kapazitäten wurden innerhalb der Szenarien so ausgelegt, dass die Kapazität ausreicht, um die

nach Im- beziehungsweise Export und DSM-Maßnahmen überschüssigen Strommengen vollständig methanisieren zu können.

Für den kurzfristigen Ausgleich der Schwankungen werden als Kapazitäten, die für DSM-Maßnahmen zur Verfügung stehen, für 2020 bis zu 9 GW und für 2030 bis zu 16 GW in Szenarien mit progressivem Speicherausbau angegeben. Bei diesen Kapazitäten handelt es sich zum Großteil um die Flexibilisierung von Kraft-Wärme-Kopplungs- und Wärmepumpenanlagen.

Zusätzlich zu den Speichern wird unabhängig von den Speicherzubausszenarien ein zusätzlicher Bedarf an fossilen Kraftwerkskapazitäten in Form von Neubau oder Retrofit bzw. der Flexibilisierung von Bestandsanlagen in Höhe von 7 bis 16 GW bis 2020 bzw. 19 bis 32 GW bis 2030 ausgegeben. Dieser Bedarf wird mit einem Mix aus neuen GuD- und Gasturbinen Kapazitäten für das Szenario mit progressivem Speicherzubau gedeckt. Für die Szenarien mit konservativem Speicherzubau beziehungsweise ohne Speicherzubau wird der Mix um neue Kohlekraftwerkskapazitäten ergänzt.

»Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem« [prognos 2013]

Die Studie sagt in Abhängigkeit der Szenarien jeweils eine Überschussstromnutzung durch Heizstäbe voraus, die als Ergänzung zu stromgeführten KWK-Anlagen in die vorhandenen Wärmespeicher integriert werden. Dieser genutzte Überschussstrom beläuft sich im Jahr 2015 auf 0,7 TWh, und steigert sich bis 2050 auf 16 TWh für das untere, 20 TWh für das mittlere und 22 TWh für das obere Szenario. Weiter wird ein technisches KWK-Stromerzeugungspotenzial für 2030 von 71 bis 140 TWh und für 2050 von 48 bis 107 TWh unter der Bedingung keine Erneuerbaren Energien zu verdrängen und sich stark am Strommarkt zu orientieren gesehen. Die Bestimmung eines Potenzials für die Lastverschiebung bzw. einer für DSM-Maßnahmen zur Verfügung stehenden Leistung findet nicht statt.

»Energiespeicher« [Stenzel et al. 2014]

In diesem Artikel wird ein Überblick über die aktuelle Lage verschiedener Speichertechnologien gegeben. Insbesondere wird auf den Entwicklungsstand aktueller Pumpspeicherprojekte eingegangen. Die Daten stammen Großteils aus einer Datenbank des Instituts für Energie- und Klimaforschung – Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE) und aus verschiedenen Meldungen zu Projektfortschritten und Akteursbefragungen. Insgesamt listet das IEK-STE 16 Projekte mit einer maximal zu erwartenden Zubauleistung von 7 GW auf insgesamt ca. 13,4 GW und einer geplanten Speicherkapazität von rund 45 GWh beziehungsweise einer Gesamtspeicherkapazität von 83,7 GWh (drei Projekte ohne Angabe der Speicherkapazität) auf, die sich im Planungsprozess befinden. Die Autoren rechnen lediglich mit einer Realisierung von 50 % der aufgezeigten 7 GW bis 2023. Die erwartete Realisierungsquote der Autoren basiert auf den bei fast allen Projekten zu verzeichnenden teilweise erheblichen Verzögerungen und dem unklaren Marktumfeld und den daran gebundenen Investitionsentscheidungen. Unabhängig von der Realisierungswahrscheinlichkeit drückt die Recherche aus, dass Akteure für die Planung von Pumpspeicherprojekten und die Raumordnungsverfahren oder Planfeststellungsverfahren in hohem Umfang in

finanzielle Vorleistungen gegangen sind in Erwartung einer wirtschaftlichen Investitionsmöglichkeit. Ca. 4 GW Pumpspeicherprojekte befinden sich derzeit in einem laufenden oder abgeschlossenem ROV oder PFV.

»Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg« [EnBW 2012]

Die hier aufgezeigten 19 GW installierbarer Leistung an sehr gut geeigneten Standorten übertrifft die erwarteten Zubauten deutlich. Aufgrund der sehr differenzierten Darstellung und Bewertung der aufgezeigten Potenziale werden diese dennoch als realisierbarer Zubau allerdings ohne Zeithorizont angesehen. Da die EnBW jedoch nicht plant einen der ermittelten Standorte zu entwickeln, ist ein Zubau derzeit nicht zu erwarten [Stenzel et al. 2014].

»Strategieplattform Power to Gas – Positionspapier« [dena 2013 b]

Ziel der Power-to-Gas-Plattform der dena ist es bis ins Jahr 2022 eine Anlagenleistung von 1000 MW bei einem Investitionsvolumen von ca. 1,7 Mrd. € in Betrieb zu haben, um die großtechnische und wirtschaftliche Machbarkeit für die ab Mitte der 20er Jahre nötigen Speicher zur Verfügung stellen zu können [DB 2014]. Es handelt sich hierbei also nicht um einen erwarteten Speicherzubau im Sinne der Fragestellung.

Geplant ist ab 2017 die Demonstrationsphase zu verlassen und in die Serienfertigung überzugehen. Insgesamt wäre dieser Anlagenpark in der Lage 2 bis 4 TWh Strom aus dem Stromnetz aufzunehmen und damit ca. 400 bis 800 Mio. m³ Wasserstoff bzw. 100 - 200 Mio. m³ Methan zu erzeugen, was 1 bis 2 % der erzeugten Strommenge aus Wind und Photovoltaik entspräche.

Die auf der Interaktiven Projektkarte der Power-to-Gas-Plattform [dena 2014] veröffentlichten in Planung und Bau befindlichen Anlagen sind in Tabelle 3-10 dargestellt.

Tabelle 3-10: Aktuell in Planung und in Bau befindliche PtG-Anlagen [dena 2014]

Projektbeginn	Projektname	Status	Verantwortlicher	Elektr. Leistung	Technologie
2012	RWE Demonstrationsanlage	In Bau	RWE Deutschland AG	100 kW	Wasserstoffeinspeisung ins Gasnetz; PEM-Elektrolysetechnologie
2013	HYPOS	In Planung	Fraunhofer-IWM, Europäische Metropolregion Mitteldeutschland		Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz, Methanisierung, Wasserstoff zur stofflichen Nutzung, Wasserstoffspeicher
2012	sunfire Power-to-Liquids	in Bau	sunfire GmbH, Bundesministerium für Bildung und Forschung		Wasserstoff als Kraftstoff, Fischer-Tropsch-Synthese (Kraftstoffe, Produkte für die Chemieindustrie)
2013	BioPower2Gas	in Bau	CUBE Engineering, IDE Kassel, E.ON Mitte, MicrobEnergy GmbH		Methanisierung
2013	Energiepark Mainz	in Bau	Stadtwerke Mainz AG, Hochschule RheinMain, Linde AG, Siemens AG		Wasserstoff als Kraftstoff, Wasserstoffspeicher, Wasserstoff zur stofflichen Nutzung, Wasserstoff zur Wärmeerzeugung, Wasserstoffverstromung, Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz
2013	WindGas Hamburg	in Bau	E.ON, Hydrogenics, SolviCore, Fraunhofer IWES, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)	1 MW	PEM-Elektrolyseur zur Wasserstoffeinspeisung in das Gasnetz

3.3.6 Zusammenfassung

Es hat sich gezeigt, dass die Datenlage für eine fundierte Aussage über das erwartete technologiespezifische Ausbaupotential aus Marktakteurssicht nur begrenzt geeignet ist. Vielfach liegen die Daten den Firmen im Rahmen interner Strategieprozesse vor; sie werden jedoch aus diesem Grund in der Regel nicht bzw. nur teilweise veröffentlicht. In Abbildung 3-35 sind die erwarteten beziehungsweise realisierbaren Speicherkapazitäten wiedergegeben. Je nach Quelle werden die Speicherkapazitäten unterschiedlich angegeben. Es existiert neben der Angabe von Leistung und/oder Kapazität auch vereinzelt die Angabe der Energiemenge, die dem Stromnetz entnommen werden. Diese Wahl der Darstellung wird häufig für PtH oder DSM verwendet. Es sind jeweils die gesamten Kapazitäten genannt, die zu dem genannten Zeitpunkt maximal erwartet werden. Wenn innerhalb der Quellen ein Zubau angegeben ist, wird dieser zu folgenden als bestehende Kapazitäten angenommenen Werten hinzuaddiert: DSM: 2,5 GW

und PSW 6,6 GW.⁵ Es sind jeweils die maximalen Werte dargestellt. Mit * gekennzeichnete Quellen stellen die gesamte installierte Leistung dar, ohne * geben den jeweiligen Zubau an.

Eine verlässliche Aussage bezüglich des erwartbaren Ausbaupotenzials ist auf Basis der vorliegenden Studien nicht möglich. Jedoch scheinen die Literaturstellen einen Konsens darin zu finden, dass kurzfristig bis etwa 2025 kein signifikanter Speicherzubau, außer den in der Planung befindlichen Speicherkraftwerken erwartet wird. Erst danach, mit einem weiter wachsenden Anteil der Erneuerbaren Energien im Stromsektor und dem Wegfall einiger fossiler Erzeugungseinheiten, wird vermehrt mit einem Zubau von Speicherkapazitäten gerechnet. In Abbildung 3-35 ist der erwartete Zubau bzw. die installierte Leistung zu den jeweiligen Zeitpunkten aufgetragen. Auffällig ist, dass die Literaturstellen sich auf Angaben zu klassischen und bereits eingesetzten Stromspeichern wie Druckluft- und Pumpspeicherkraftwerken beschränken, neuere Technologien wie Redox-Flow- oder NaS-Batterien spielen keine Rolle. Einzig PtG/PtH und mobile Batteriespeicher werden neben DSM als weitere Optionen betrachtet.

Diese Ergebnisse stehen zum Teil den von weiteren Interessensgruppen veröffentlichten Positionspapieren entgegen (vgl. [dena 2014a], [dena 2014b], [BVES 2014]). Innerhalb dieser Positionspapiere wird eine stärkere Technologieoffenheit gefordert und auf eine Notwendigkeit des Speicherzubaus hingewiesen, der durch die aus ihrer Sicht idealisierten Annahmen vieler Studien bezüglich des Zubaus neuer Erzeugungskapazitäten sowie der Charakteristik der Stromnachfrage in den berechneten Szenarien nicht abgebildet werden kann. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Forderung nach der Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Speichereinsatz, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb, der Speicherkraftwerke gewährleistet werden kann. Die Problematik der Wirtschaftlichkeit führt bereits für Akteure zu Verzögerungen der Umsetzung oder dem Stopp geplanter beziehungsweise in Planung befindlicher Speicherkraftwerke, wie zum Beispiel des Kraftwerks Niederwartha oder Waldeck 2+ (vgl. [Stenzel et al. 2014]).

Es zeigt sich in AP2.2 demnach aus Sicht der privatwirtschaftlichen Akteure durchaus Interesse an Speichern. Dieser liegt aber deutlich unterhalb des in AP 2.1 aufgezeigten technischen Potenzials. Akteure fokussieren dabei insbesondere die derzeit etablierte Pumpspeichertechnologie für die konkrete heutige Umsetzung und die Technologieentwicklung für PtG. Die hohen technischen Potenziale für Druckluft werden dagegen kaum adressiert.

3.3.7 Fazit

Zum realisierbaren/erwartbaren technologiespezifischen Ausbaupotenzial sind insgesamt akteursseitig sehr wenig Daten veröffentlicht, sodass der Akteursbegriff ausgeweitet werden musste. Deswegen wurden auch bspw. Studien, die im Auftrag von Marktakteuren von Forschungsinstituten erarbeitet wurden, ebenfalls berücksichtigt. Alle untersuchten Studien behandeln fast ausschließlich etablierte Technologien sowie Power-to-Gas. Die ableitbaren Ergebnisse sind daher sehr einseitig und auf großtechnische Anwendungen beschränkt:

⁵ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

- Für nach 2025 wird, aufgrund des Abbaus konventioneller Quellen sowie steigendem EE-Anteil, akteursseitig ein Speicherzubau erwartet.
- Es wird ein Potenzial für Power-to-Gas als Langzeitspeicher gesehen.
- Durchgängig wird eine Verbesserung der Randbedingungen zur Gewährleistung eines wirtschaftlichen Betriebs gefordert, da zumeist große finanzielle Vorleistungen Planung und Genehmigung (PFV und ROV) erforderlich sind.

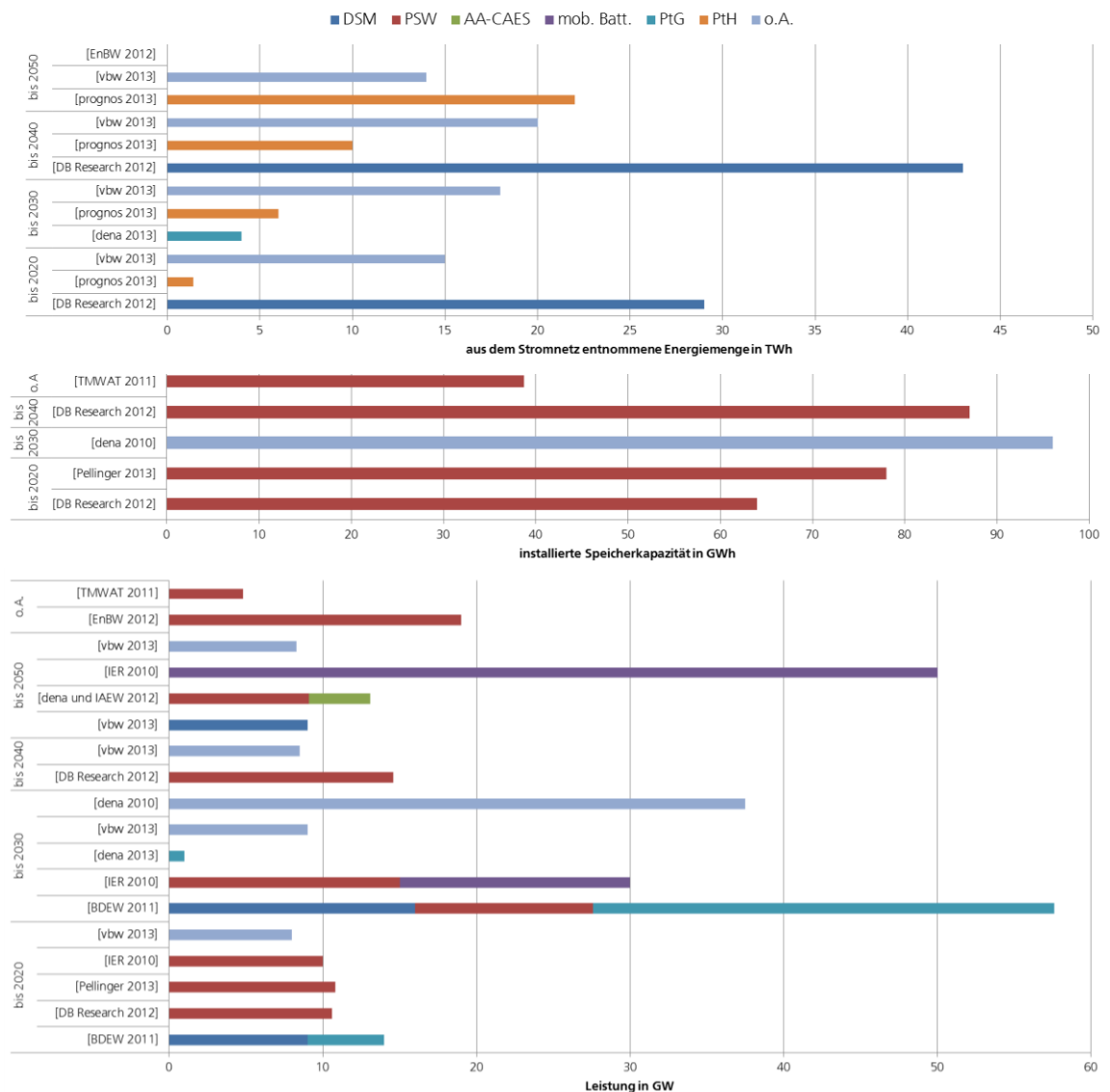


Abbildung 3-35: Erwartbarer Zubau bzw. erwartbare installierte Speicherkapazität

3.4 AP 3 »Investitionskosten«

3.4.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Wie sehen die heutigen Investitionskosten technologie- und anwendungsspezifisch für Speicher- und Konversionskapazitäten sowie weiterer Flexibilitätsoptionen aus?
- Wie sehen die prognostizierten Preissenkungspotenziale aus?
- Wie groß ist der Investitionsbedarf für Speicher in Deutschland?
- Welche Prognosen zum künftigen Investitionsbedarf für neue Speicher in Deutschland existieren?

AP 3 hat das Ziel einen Überblick über die heutigen Investitionskosten von Stromspeichern und Flexibilitätsoptionen zu liefern. Darauf aufbauend soll der Investitionsbedarf von Speichertechnologien in Deutschland bestimmt werden. Hier sind in Abhängigkeit der verschiedenen Pfade und der zugehörigen Speicherbedarfe unterschiedliche, in der Literatur vorhandene, Szenarien zu berücksichtigen.

Neben den derzeitigen Investitionskosten sind auch zukünftige Kostensenkungspotenziale im Fokus der Fragestellung. Über den Stand der Kostenentwicklung lässt sich ebenfalls der Entwicklungsstand der unterschiedlichen Technologien ablesen.

Wie in den vorangegangenen Arbeitspaketen wird auch hier nach Speichertechnologien und Einsatzzweck differenziert.

3.4.2 Literaturrecherche

Analog zum AP 2.2 wurde auch hier zur Darstellung der Suchkombinationen gemäß [Böcker und Motschall 2012] eine Suchstrategie für das gesamte AP aufgestellt. Für die Abarbeitung der Fragestellung ist es nötig diese für das AP gültige Suchstrategie weiter in die einzelnen Teilaspekte der Fragestellung zu zerlegen, um zielführende Suchparameter zu identifizieren. Herstellungskosten sind bei Speichertechnologien grundsätzlich im internationalen Wettbewerb zu sehen. Gerade auch im Hinblick auf Kostensenkungspotenziale durch Massenproduktion in Niedriglohnländern. Neben den aufgeführten Suchbegriffen muss daher mit entsprechenden englischen Begriffen gesucht werden.

Weiterhin ist es aufgrund der oftmals variierenden Annahmen bei Kostenrechnungen in diverser Literatur schwierig, die häufig als spezifische Werte in €/kW oder €/kWh angegebenen Werte vergleichbar zu machen. Dies liegt darin begründet, dass die Berechnungen der Werte oftmals nicht oder nur unzureichend dargelegt werden. Des Weiteren wird die Vergleichbarkeit durch die unterschiedliche Handhabung und Ermittlung von Baunebenkosten etc. erschwert. Bei Angaben in €/kW und oder €/kWh ist nicht immer ersichtlich, ob es sich um die Jahresarbeit oder die Speicherkapazität handelt beziehungsweise, ob die kumulierten Kosten jeweils durch die Leistung, die Kapazität oder die Arbeit des Speichersystems geteilt, oder eine Aufteilung analog zum Arbeits- und Leistungspreis wie er am Strommarkt üblich ist erfolgte.

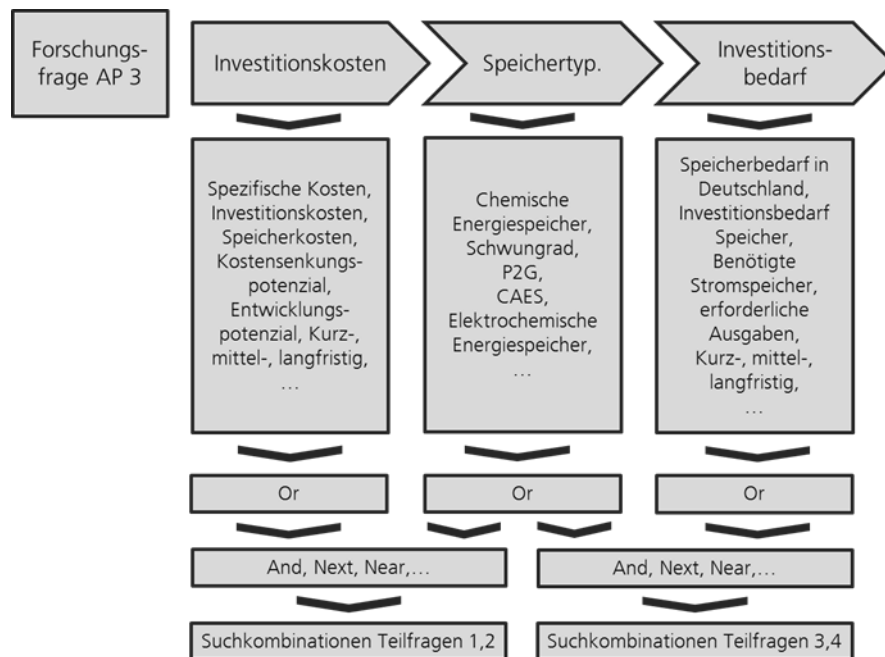


Abbildung 3-36: Vereinfachte Darstellung der Suchstrategie für AP3

In einem ersten Schritt werden – differenziert nach den verschiedenen Speichertechnologien (siehe bspw. Abbildung 3-37) – die vorliegenden Studien hinsichtlich der heutigen Investitionskosten von Stromspeichern ausgewertet. In einem zweiten Schritt werden die Prognosen zu Kostensenkungspotenzialen und damit zu der zukünftigen Kostenentwicklung gesammelt.

Einteilung	Anlage / Medium	Form der gespeicherten Energie
Mechanisch	Pumpspeicher	Potentielle Energie des Wassers
	Druckluftspeicher	Kinetische Energie des Gasdrucks
	Schwungradspeicher	Kinetische Energie der rotierenden Masse
Chemisch	Power-to-Gas/Liquid	Chemische Energie im Energieträger
Elektrochemisch	Klassische Batteriespeicher	Elektrochemische Energie in der Elektrode
	Redox-, Hybrid-Flow-Batteriespeicher	Elektrochemische Energie im Elektrolyt
Elektrisch	Supraleitender Magnetischer Energiespeicher	Elektrische Energie im magnetischen Feld
	Superkondensatoren	Elektrische Energie im elektrischen Feld
Thermisch	Wärmespeicher	Thermische Energie in Teilchenbewegung

Abbildung 3-37: Übersicht Speichertechnologien

Die Erfahrung aus früheren Forschungsprojekten hat gezeigt, dass die Qualität vieler Studien hinsichtlich der Angabe von Investitionskosten einer besonderen Prüfung bedarf. Es besteht eine Vielzahl an Bezugsmöglichkeiten für spezifische Investitionskosten (bspw. installierte Ein- oder Ausspeicherleistung, installierte Kapazität, ein- oder ausspeicherbare Energiemenge). Außerdem wird es unterschiedlich gehandhabt, ob lediglich die Investitionskosten für die technischen Hauptkomponenten zusammengezählt, oder auch sonstige Kosten (bspw. für

Planung, Genehmigungen, etc.) berücksichtigt werden. Durch wiederholtes Zitieren geht teilweise der Kontext verloren, so dass es zu Verfälschungen der ursprünglichen Aussage kommt. Aufgrund dessen ist die Originalität einer Quelle ein wichtiges Qualitätsmerkmal bei der Beurteilung der Relevanz im Rahmen dieser Metastudie. Der Schritt der Qualitätssicherung besteht darin, dass widersprüchliche Studienaussagen anhand von Primärquellen und Informationen von Industrieunternehmen gespiegelt werden.

3.4.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung

Insgesamt wurden 228 Literaturstellen gefunden. Relevant im Sinne der Fragestellung waren lediglich 145, die sich wie in Abbildung 3-38 dargestellt aus den verschiedenen Literaturtypen zusammensetzt. Hauptausschlusskriterium für den Großteil der Literatur ist die mangelnde Transparenz der Rahmenbedingungen innerhalb der Literatur. Beispielsweise werden Angaben zu Investitionskosten ohne weitere Information zu Quellen oder Hintergründen nicht berücksichtigt, sofern es die Datenlage der recherchierten Literaturstellen erlaubt. Weiterhin basieren einige Angaben insbesondere zu den Kostensenkungspotenzialen auf Szenarioannahmen.

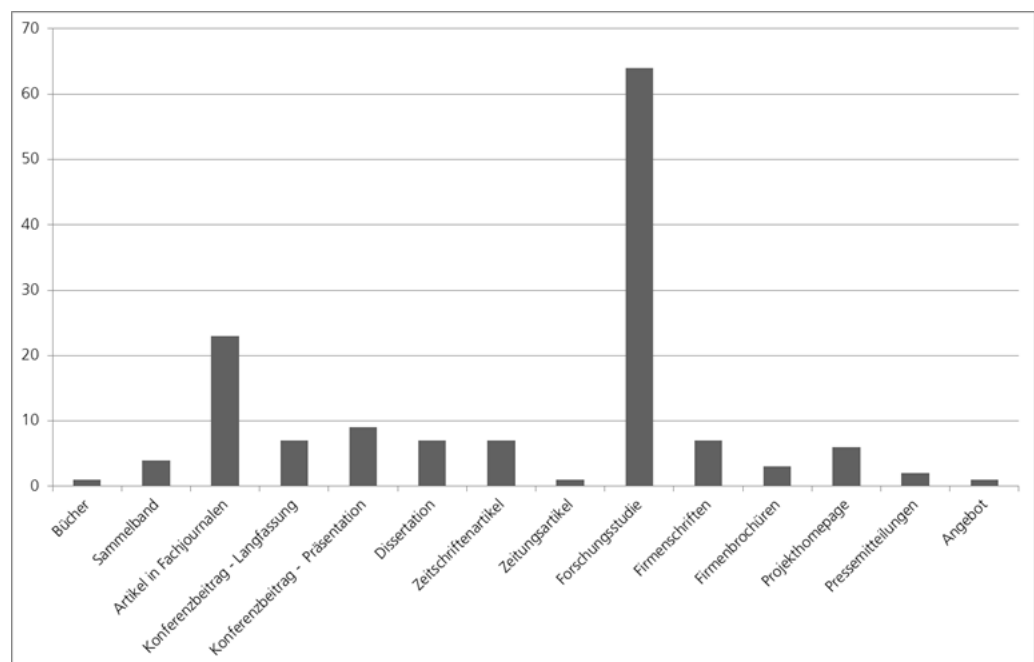


Abbildung 3-38: Literaturstruktur der gefundenen relevanten Literaturstellen

3.4.4 Clusterung

Da es sich hauptsächlich um die Recherche aktueller Investitionskosten handelt, findet keine Aufteilung nach Pfaden statt. Stattdessen werden die Ergebnisse technologiespezifisch zusammengefasst und dargestellt. Zu den aktuellen Investitionskosten werden die jeweils postulierten Kostensenkungspotenziale wiedergegeben. Die Einteilung erfolgt für die Auswertung gemäß Tabelle 3-11.

Tabelle 3-11: Einteilung Stromspeichertechnologien nach Leistungsbereich im Stromnetz [Fraunhofer INT 2009]

+ = geeignet - = ungeeignet	Stundenlast- ausgleich	Tageslast- ausgleich	Wochen-/ Jahres- lastausgleich
Kondensatoren	+	-	-
Supraleitende Magnetische Ener- giespeicher (SMES)	+	-	-
Schwungräder	+	-	-
Akkumulatoren	+	+	-
Power-to-Gas	-	+	+
(adiabate) Druck- luftspeicher	-	+	+
Pumpspeicher- kraftwerke	-	+	+

Neben den in Tabelle 3-11 beschriebenen Speicher und Flexibilitätsoptionen, die nachstehend detailliert betrachtet werden, stellt das DSM eine weitere Option dar. Bei DSM handelt es sich nicht um eine standardisierte Technologie und es bedarf außer ggf. der Kommunikationsinfrastruktur in der Regel keiner speziellen Investition.

Zur Ermittlung des zukünftigen Investitionsbedarfs für Speicher werden die gefundenen Literaturstellen mit den Ergebnissen aus den voranstehenden Arbeitspaketen, insbesondere AP 1, kombiniert und den entsprechenden Entwicklungspfaden zugewiesen. Zur Bestimmung des Investitionsbedarfs werden die in AP 1 ermittelten benötigten Speicherkapazitäten mithilfe der in diesem AP ermittelten spezifischen Investitionskosten über einen Dreisatz bestimmt.

3.4.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage

Im Folgenden wird zu jeder Technologie eine Übersicht über die recherchierten und relevanten Werte dargestellt und auf Besonderheiten eingegangen. Die Grafiken stellen jeweils die spezifischen Investitionskosten und ihre Schwankungsbereiche dar. Je nach Literaturstelle werden die Kosten auf die jeweilige Leistung, die Kapazität oder im Idealfall getrennt nach Leistungs- und Kapazitätsteil angegeben. Additiv zu verrechnende Wertepaare machen insbesondere bei Technologien einen Sinn, bei denen die leistungsabhängigen Komponenten unabhängig von den kapazitätsabhängigen Komponenten skaliert werden können. Dazu zählen insbesondere Pumpspeicher- und Druckluftkraftwerke. Um hieraus die Gesamtinvestitionskosten ermitteln zu können müssen jeweils die Speicherleistung und -kapazität mit den spezifischen leistungs- und kapazitätsabhängigen Kosten multipliziert und anschließend addiert werden.

Um die Wertebereiche für die Auswertung vergleichbar zu machen, wurden additiv zu verwendende Wertepaare mithilfe eines Beispielspeichers umgerechnet. Es wurde jeweils vereinfachend angenommen, dass die Ein- und Ausspeiseleistung identisch ist. Die umgerechneten Wertepaare werden entsprechend gekennzeichnet und zusätzlich in den Grafiken vermerkt. Mithilfe der recherchierten und umgerechneten Angaben werden für jede Technologie die mittleren spezifischen Investitionskosten bezogen auf die installierte Leistung und Kapazität aufgetragen. Dabei handelt es sich um den Durchschnitt der Mittelwerte und ihrer Spannweiten.

Mechanische Speicher

Pumpspeicherkraftwerke

Zu den am meisten verbreiteten Speichersystemen großtechnischer Art gehören die Pumpspeicherkraftwerke (Abk. PSW; engl. Pumped Hydro Electric Storage: PHES). Durch das Pumpen von Wasser in ein höher gelegenes Reservoir (Oberbecken) kann elektrische Energie in Form von potenzieller Energie gespeichert werden. Lässt man das Wasser über eine Turbine abfließen, die einen Generator antreibt, kann bei Bedarf Strom zurückgewonnen werden [Fraunhofer INT 2009], [Oertel 2008].

Mit der Tandembauweise und dem Einsatz von Pumpturbinen bestehen grundsätzlich zwei unterschiedliche Aufbauprinzipien. Bei der Tandembauweise sind Pumpen und Turbine als eigenständige Aggregate ausgeführt, wohingegen Pumpturbinen in der Lage sind sowohl als Pumpe als auch als Turbine zu fungieren. Das reduziert zwar den Investitionsaufwand hat jedoch auch einen schlechteren Gesamtwirkungsgrad zur Folge. Dieser liegt bei Pumpspeicherkraftwerken in einem Bereich zwischen 70 % und 80 %. Verluste treten bei PSW vor allem aufgrund der Wirkungsgrade von Pumpe, Turbine und den Reibungsverlusten in den Rohrleitung auf, während die Verluste auf Grund von Verdunstung vernachlässigbar sind [Fraunhofer INT 2009], [Fraunhofer ISI 2007].

Die realisierbare Energiedichte hängt alleine von der vorliegenden Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken ab. Laut [Oertel 2008] bewegt sich diese in Größenordnungen zwischen 70 und 600 Metern, was Energiedichten von 200 bis 1600 Wh/m³ entspricht. Dies verdeutlicht den Einfluss topologischer Begebenheiten auf die Realisierbarkeit von Pumpspeicherkraftwerken, die sich ebenfalls in den Investitionskosten niederschlagen.

Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich vor allem durch hohe Speicherkapazitäten und eine schnelle Einsatzbereitschaft aus. Das Kraftwerk Goldisthal (Betreiber Vattenfall), welches aktuell mit einer installierten Leistung von 1060 MW das größte PSW in Deutschland ist, kann z. B. nach einem Stillstand innerhalb von 98 Sekunden die Turbine in Volllast und innerhalb von 256 Sekunden die Pumpe in Volllast betrieben werden. Mit einer Speicherkapazität von 8480 MWh können für 8 Stunden alle Turbinen mit einer Volllast von 1060 MW betreiben, ehe der Speicher vollständig entladen ist [Fraunhofer ISI 2007].

Auf Grund dieser Eigenschaften eignen sich Pumpspeicherkraftwerke hauptsächlich für den Tageslastausgleich (vgl. Tabelle 3-11), können aber auch für den Lastausgleich im Wochen und Monatsbereich eingesetzt werden. Für die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung und die Bereitstellung von Sekundenreserve können sie jedoch nicht herangezogen werden, da bei PSW zu lange Vorlaufzeiten erforderlich sind [SRU 2011].

Investitionskosten

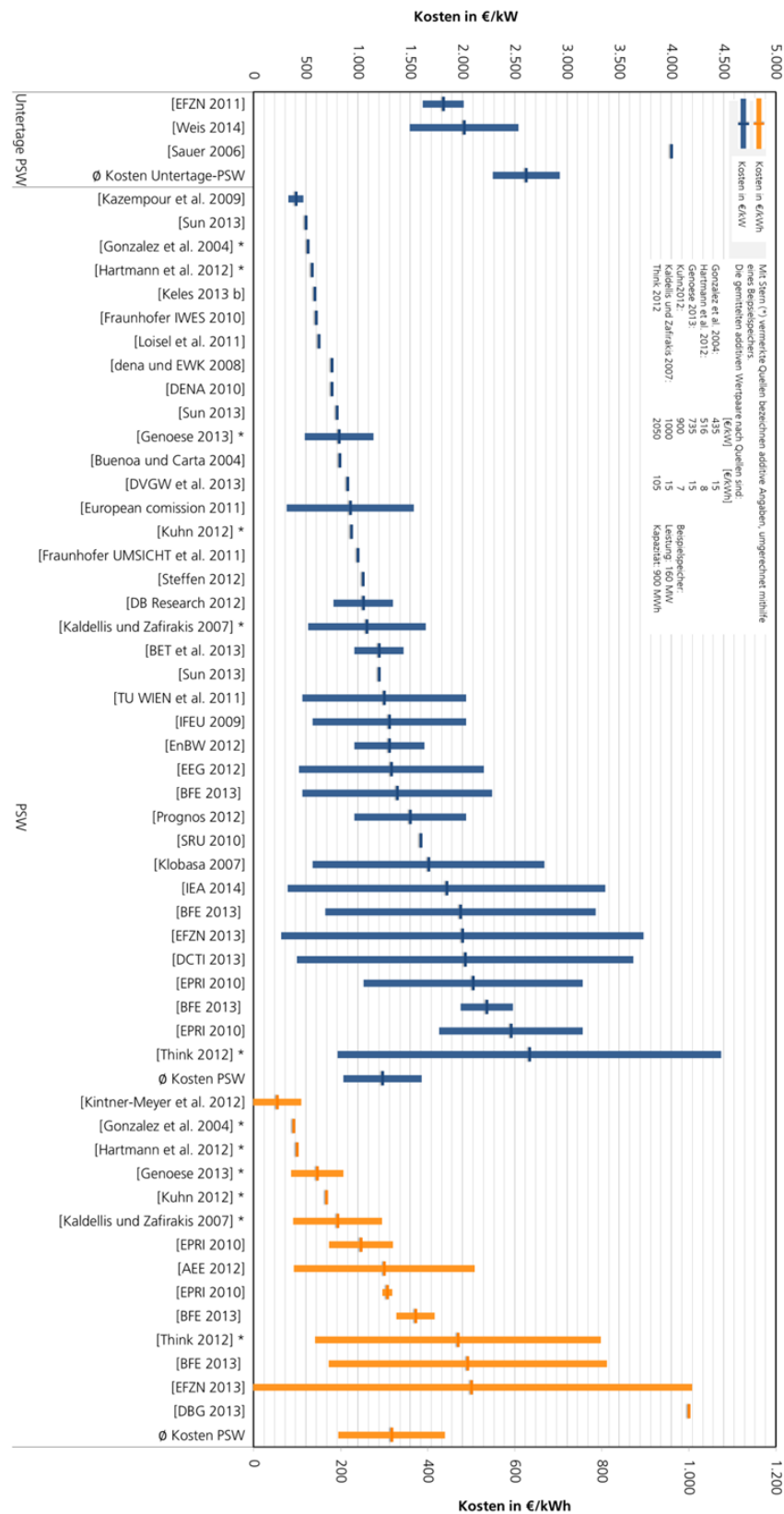


Abbildung 3-39: Spezifische Investitionskosten Pumpspeicher

In Abhängigkeit der jeweiligen Rahmenbedingungen ergeben sich sehr große Schwankungsbereiche von einigen Hundert Euro bis hin zu einigen Tausend Euro pro kW beziehungsweise pro kWh (s. Abbildung 3-39). Die Schwankungsbereiche sind insbesondere bei den nicht additiv zu verwendenden Kostenangaben großen Spannen unterlegen, da die summierten Kosten über verschiedene Anlagenkonfigurationen jeweils nur auf die Leistung beziehungsweise die Kapazität bezogen wird. Die großen Schwankungen der Kosten sind zum Teil auch durch geologische Rahmenbedingungen begründet [Genoese 2013]. Im Bereich der Pumpspeicher wurden mehrere Literaturstellen gefunden, die additive Werte für den Kapazitäts- und den Leistungsteil angeben [Kuhn 2012], [Kaldellis und Zafirakis 2007], [Klobasa 2007], [Hartmann et al. 2012], [Gonzalez et al. 2004] und [Think 2012]. Bis auf [Think 2012] liegen die spezifischen leistungsabhängigen Kosten zwischen etwa 500 und 1000 €/kW plus weniger als 10 €/kWh für die kapazitätsabhängigen Kosten. Insgesamt spannen die Literaturstellen einen Bereich von 300 €/kW bis 3700 €/kW und von 1 €/kWh bis 1000 €/kWh auf. Für die Pumpspeicherkraftwerke in Goldisthal (1060 MW, 8480 MWh) geben [Klobasa 2007] und [Fraunhofer IWES 2010] ca. 600 €/kW als spezifische Investitionskosten an und liegen somit im unteren Bereich der aufgezeigten Spannweite. Das Pumpspeicherkraftwerk Winkeltal (51 MW, unbekannte Kapazität) liegt mit 2750 €/kW [Klobasa 2007] bzw. 3235 €/kW [Umweltdachverband 2010] im oberen Drittel. Diese Kostendifferenz legt ohne Berücksichtigung weiterer geologischer Gegebenheiten bspw. bezüglich der vorhandenen Speicherkapazität, eine Kostendegression mit steigender Leistung nahe. In [Sun 2013] wird eine ähnliche Degression für die Modellberechnungen angenommen (vgl. Tabelle 3-12).

Tabelle 3-12: Annahmen zu Investitionskosten nach [Sun 2013]

Leistung in MW	Speicherkapazität in MWh	Investitionskosten in €2007/kW
200	5000	1200
600	7500	800
1000	8000	500

Abbildung 3-40 verdeutlicht ebenfalls, dass das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal sehr geringe Investitionskosten im Vergleich zu weiteren europäischen Pumpspeicherkraftwerken besitzt, die bereits fertiggestellt sind oder sich in Planung befinden. Allerdings widerspricht es zunächst der in [Sun 2013] dargestellten pauschalen Kostendegression.

Führt man die in Abbildung 3-39 dargestellten recherchierten Bandbreiten und die in Abbildung 3-40 widergegebenen projektspezifischen Investitionskosten an, lässt sich darauf schließen, dass die Investitionskosten für Pumpspeicherkraftwerke tendenziell im Bereich von 500 €/kW bis 1000 €/kW liegen und es sich bei höheren Werten um Sonderfälle, die auf projektspezifische Randbedingungen zurückzuführen sind, handelt.

Für Untertagespeicher, bei denen oftmals stillgelegte Tagebauten verwendet werden, gibt es aufgrund der fehlenden Realisierungen nur vereinzelte nicht verifizierte Daten aus Forschungsaktivitäten [UDE 2013]. Die spezifischen Investitionskosten des Pilotspeichers Wiemannsbucht mit 100 MW Leistung und 400 MWh Kapazität liegen im Bereich von 1654 €/kW bis 1978 €/kW, im Mittel 1800 €/kW, beziehungsweise bei 1400 €/kW bei einer Speicherkapazität von 200 MWh [EFZN 2011] [EFZN 2012]. Den Großteil der Kosten nehmen mit 60,4 % die Untertagearbeiten ein [EFZN 2011]. Weitere Schätzungen der RAG Deutsche Steinkohle bzgl. spezifischer Investitionskosten belaufen sich auf 1530

€/kW bei einem Wirkungsgrad von 70 % für Untertagespeicher und 2500 €/kW bei einem Wirkungsgrad von 80 % für Pumpspeichern mit Halden. [Weis 2014] Eine weitere Möglichkeit zur Umsetzung von Pumpspeichern ist die Nutzung von Salzkavernen, die klassischer Weise in Deutschland für Druckluftspeicherkraftwerke genutzt werden. Für ein solches Kraftwerk gibt [EFZN 2013a] 4000 €/kW an.

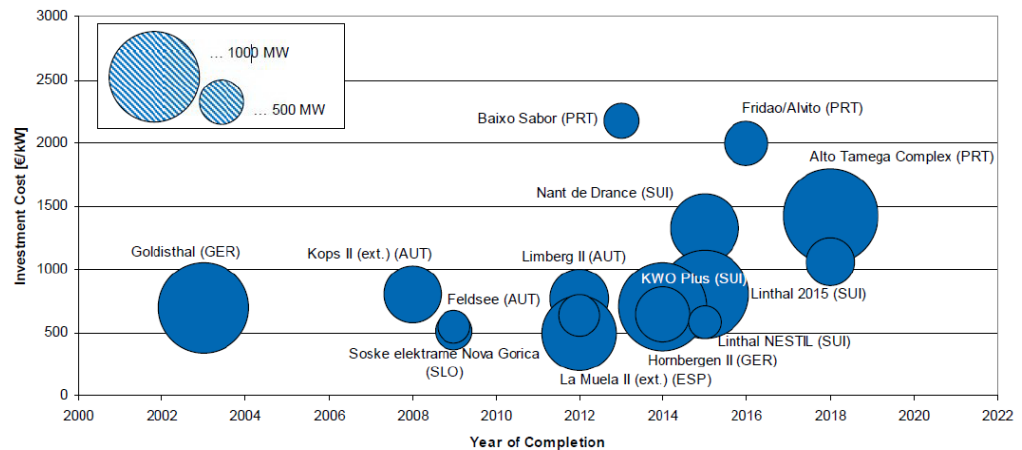


Abbildung 3-40: Vergleich der Investitionskosten verschiedener Pumpspeicherkraftwerke in der EU [BFE 2013]

Weitere Pumpspeicherkonzepte nutzen das Meer als oberes Speicherreservoir. Das untere Speicherbecken wird durch einen Hohlkörper auf dem Meeresgrund gebildet, der im Pumpbetrieb mit Ladestrom leer gepumpt wird und im Entladebetrieb über eine Turbine zum Generatorantrieb wieder mit Wasser gefüllt wird [Fraunhofer IWES 2014a]. Die Zielkosten für die Technologie werden in [Hochtief 2012] mit 1238 €/kW angegeben.

Kostensenkungspotenzial

Pumpspeicherkraftwerke sind eine bewährte Technik, die bereits seit einigen Jahrzehnten eingesetzt wird und auf der ganzen Welt Verbreitung gefunden hat. Infolgedessen sind weltweit ca. 280 Anlagen mit einer installierten Leistung von über 90 GW in Betrieb. In Deutschland existieren derzeit 33 Anlagen mit einer Leistung von 6,61 GW und einer Speicherkapazität von insgesamt 0,04 TWh [Fraunhofer INT 2009] [Oertel 2008] [SRU 2011]. Aufgrund dessen ist bei Pumpspeicherkraftwerken nur ein geringes Kostensenkungspotenzial vorhanden. Bis 2030 geht [Loisel et al. 2010] von einer 15 %-igen Senkung der Investitionskosten aus. Für 2020 liegen die Zielwerte für die spezifischen Investitionskosten laut [Kintner-Meyer et al. 2012] im Bereich zwischen 7 €/kWh und 102 €/kWh. Diese Werte liegen bereits in den Bereichen der oben beschriebenen heutigen Investitionskosten, sodass es zu einer Eingrenzung der Spannweiten führt und sich die zukünftigen Kosten den heutigen best-case-Szenarien annähern. [European Commission 2011] geht von Neuentwicklungen im Bereich der Leistungselektronik und Effizienzsteigerungen im Bereich der Turbinen bis 2030 aus. Für 2050 gibt [European Commission 2011] weitere nicht bezifferte Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen an.

Tabelle 3-13: Kostensenkungspotenziale der Pumpspeicherkraftwerke

Jahr	Senkung /Zielpreis			Anmerkungen	Quelle
	€/kW	€/kWh	%		
2020	-	7 - 102	-		[Kintner-Meyer et al. 2012]
	-	-	15	Annahme	[Loisel et al. 2010]
2030	-	-	-	Neuentwicklungen im Bereich der Leistungselektronik, Effizienzsteigerungen im Bereich der Turbinen	[European Commission 2011]
2050	-	-	-	Weitere Kostensenkungen und Effizienzsteigerungen	[European Commission 2011]
o.A.	1238	-	-	Ziele für Meeres-Pumpspeicherkraftwerke	[Hochtief 2012]

Druckluftspeicher

Druckluftspeicher sind eine Möglichkeit mechanische Energie zu speichern. Dabei wird die verdichtete Luft in geeigneten Behältern bzw. stoffdichten Hohlräumen unter hohem Druck eingeschlossen. Nur durch die Verdichtung von Luft kann eine akzeptable Energiedichte zur Speicherung und somit ein annehmbares, benötigtes Speichervolumen erreicht werden. Die Energiedichte von Druckluftspeichern liegt im Bereich von 1 bis 2 kWh/m³ [Fraunhofer INT 2009]. Als Druckluftspeicher werden zum Beispiel Drucklufttanks oder Kavernen in Salzstöcken genutzt, die über Verdichter mit komprimierter Luft geladen werden. Unter geologisch günstigen Bedingungen können in Salzstöcken Kavernen mit Volumen von 1 Mio. m³ durch Solverfahren erzeugt werden. Das Solverfahren steht jedoch in Konkurrenz zur Energiespeicherung mittels Wasserstoff, welcher ebenfalls in Salzkavernen gespeichert werden kann. Eine weitere Speichermöglichkeit besteht in der Nutzung von porösen, gasdichten Gesteinsformationen oder von Aquiferstrukturen, die gasdicht abschließen und in denen Wasser durch die Druckluft verdrängt werden kann. Die in den Kavernen und anderen Hohlräumen eingeschlossene mechanische Energie kann bei Bedarf abgerufen werden. Beispielsweise kann zu Spitzenlastzeiten die Druckluft durch die Entspannung über Turbinen Generatoren antreiben und die mechanische Energie in elektrische Energie umwandeln, die ins Stromnetz eingespeist wird.

Aus bergbaulichen Gründen darf die Druckluft in der Kaverne nur eine Temperatur von 50 °C annehmen. Bei dem Verdichtungsprozesses während der Speicherbeladung wird Kompressionsarbeit verrichtet und bei einstufiger Kompression ohne Zwischenkühlung kann die Temperatur der komprimierten Luft bis zu 650 °C betragen. Diese thermische Energie beim Ladevorgang der Kavernen wird in derzeitig betriebenen Anlagen in die Umgebung abgeführt und geht somit als nutzbare Energie verloren. Beim Entladen des Druckluftspeichers zur Gewinnung elektrischer Energie muss die Druckluft über die Zufuhr von thermischer Energie aus Verbrennungsprozessen auf den Eintrittszustand in die Turbine erwärmt werden.

Weltweit gibt es zwei großtechnische Druckluftspeicherkraftwerke (Compressed Air Energy Storage, CAES). In Huntorf (Niedersachsen) wird ein Druckluftspeicherkraftwerk seit 1978 von E.ON betrieben (vgl. Abbildung 3-41). Es hat nach einem Umbau eine elektrische Leistung von 321 MW und nutzt das Speichervolumen von zwei 150000 m³ großen Salzkavernen in 650 bis 800 m Tiefe innerhalb des Druckbereiches von 46 bis 66 bar. Die Ladung des Druckspeichers wird mit 8 h, die Entladung mit 2 h angegeben [E.ON 2014]. Der Wirkungsgrad der

Anlage in Huntorf beträgt ca. 42 %. Seit 1978 wurden durch das Kraftwerk Huntorf ca. 465 GWh in das Stromnetz gespeist.



Abbildung 3-41: Druckluftspeicherkraftwerk (CAES) Huntorf

Ein zweites Druckluftspeicherkraftwerk arbeitet seit 1991 in McIntosh (Alabama, USA). Es hat eine Leistung von 110 MW und speichert Druckluft in einer Kaverne von 460 m bis 720 m Tiefe. Mit dem Kavernenvolumen von 540000 m³ kann die Leistung über 26 h abgegeben werden. Beide Anlagen benötigen eine Erdgasfeuerung zur Erwärmung der Druckluft vor dem Eintritt der Entspannungsturbine. Das Erdgas ist ein zusätzlicher Kostenfaktor. Das Kraftwerk in McIntosh nutzt die Abwärme des Abgases der Gasturbine zur Luftvorwärmung für den Verbrennungsprozess in der Gasturbine und realisiert dadurch einen höheren Wirkungsgrad von ca. 54 % [McIn 2012]. Aus ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten sind eine Zwischenspeicherung der thermischen Energie des Verdichtungsprozesses und ein bedarfsgerechtes Abrufen dieser Energie zur Erwärmung der Luft während des Entspannungsprozesses sinnvoll. Auf der vollständigen Nutzung der Kompressionsarbeit basiert das adiabate Druckluftspeicherkraftwerk (Adiabatic Compressed Air Energy Storage, ACAES), das einen theoretischen Wirkungsgrad von ca. 70 % erreicht [Fraunhofer ISI 2007].

Die Speicherung der thermischen Energie ist sowohl in festen Materialien, wie strukturierten Keramiken, als auch in Schüttschichtwärmeübertragern möglich. Die thermischen Energiespeicher müssen jedoch einem Druck von etwa 60 bar bei einer Temperatur von 600 °C standhalten und sind als Hochdruckbehälter auszuführen [Brotzmann und Stevanovic1998].

Druckluftspeicherkraftwerke können modular aufgebaut werden, indem die Motor-Kompressor- und die Turbine-Generator-Einheiten als Systemelemente des Kraftwerkes einzeln zusammengeschaltet werden und z. B. eine gemeinsame Kaverne genutzt wird.

Investitionskosten

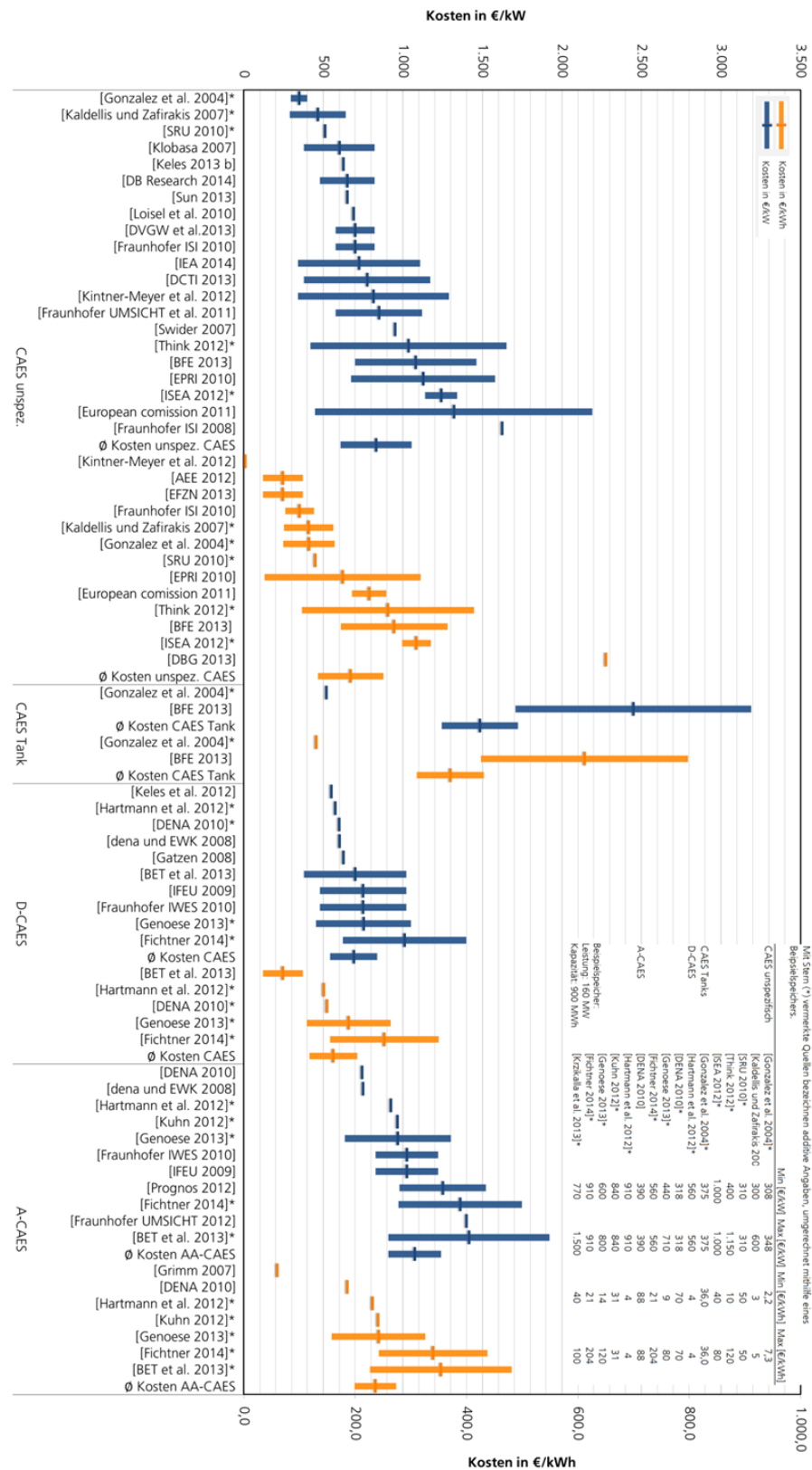


Abbildung 3-42: Spezifische Investitionskosten Druckluftspeicher

Im Gegensatz zu den Pumpspeicherkraftwerken gibt es für die Druckluftspeicher mehrere Literaturstellen, die die spezifischen Investitionskosten getrennt nach Leistungs- und Kapazitätsanteil angeben. Analog zu den Pumpspeicherkraftwerken sind die kapazitätsbezogenen Kosten sehr gering. Neben drei Ausreißern [BFE 2013] 1728 bis 3168 €/kW bzw. 432 bis 792 €/kWh, [Kaldellis und Zafirakis 2007]: 300 bis 600 €/kW plus 3 bis 5 €/kWh und [DBG 2013]: 650 €/kWh) liegen die spezifischen Kosten zwischen 390 €/kW und 1623 €/kW beziehungsweise zwischen 40 €/kWh und 120 €/kWh. Da [DBG 2013] die Herkunft des Wertes nicht näher erläutert und diese Spanne nicht zum Wertebereich der anderen Literaturstellen passt, wird er nicht aufgenommen. Die Werte aus [Kaldellis und Zafirakis 2007] beziehen sich ausgehend vom angenommen Wirkungsgrad von 70 bis 80 % auf ein adiabates Druckluftspeicherkraftwerk und wirken im Vergleich zu den als adiabat gekennzeichneten Werten sehr niedrig.

[Loisel et al. 2010] nimmt als auf die Leistung bezogene Kosten 690 €/kW an. Dieser Wert gilt für Druckluftspeicherkraftwerke mit 300 MW Turbinen-, 150 MW Kompressorleistung und einer Speicherkapazität von 2400 MWh sowie für ein Druckluftspeicherkraftwerk mit 150 MW Turbinen, 75 MW Kompressorleistung und einer Speicherkapazität von 1200 MWh.

Bei einem adiabaten Druckluftspeicherkraftwerk liegen die Kosten bei 1000 €/kW. Zusätzlich werden 40 bis 80 €/kWh für die Speicherkavernen veranschlagt [ISEA 2012].

[Fichtner 2014] gibt im Mittel einen Wert von 560 €/kW für diabate und 910 €/kW für die leistungsabhängigen Kosten adiabater Druckluftspeicherkraftwerke an. Die arbeitsspezifischen Kosten werden unter Berufung auf Berechnungen des Unternehmens KBB Underground Technologies in einem Bereich von 21 bis 204 €/kWh angegeben. Diese Kosten beziehen sich auf eine Referenzleistung von 90 MW und ein Speichervolumen von 90000 bis 8587000 m³ beziehungsweise eine Speicherdauer von 1 bis 200 h. Die Werte liegen im Bereich von [Genoese 2013], [Hartmann et al. 2012] und [Fichtner 2014].

Neben der reinen Arbeitsgasmenge kommt der Anzahl erforderlicher Bohrungen ein wesentlicher Anteil am Investitionsaufwand zu. Diese bestehen aus einem Sockelbetrag von volumenunabhängigen Kosten, wie Bohrung und Infrastruktur und einem nahezu linearen Anteil für Energie, Personal etc. zusammen. Ab einer Größe von 1,5 Mio. m³ findet keine weitere Kostenreduktion statt [Fichtner 2014].

Die Kosten für adiabate Druckluftspeicherkraftwerke liegen mindestens um 25 % über dem diabater Druckluftspeicherkraftwerke (vgl. Abbildung 3-42 und [dena 2010]). Bei einer Einspeicherdauer von 8 h betragen die Mehrinvestitionen aufgrund des Wärmespeichers 25 % und steigen beziehungsweise sinken linear mit der Anlagengröße [dena 2010]. Diese Investitionskostenerhöhung liegt vor allem in den zusätzlich nötigen Wärmespeicher- und Wärmeübertragerkosten, zu geringerem Maße aber auch in erhöhten Kompressorkosten im Vergleich zu einem adiabaten Druckluftspeicherkraftwerk begründet [dena 2010].

Für ein konkretes Speicherkonzept unterstellt [Fraunhofer UMSICHT 2012] für ein adiabates Niedertemperatur-Druckluftspeicherkraftwerk mit 50 MW Einspeise- und 30 MW Ausspeiseleistung sowie einer Ausspeicherkapazität von 240 MWh Kosten in Höhe von 1400 €/kW, die sich auf den Mittelwert der Ein-

und Ausspeiseleistung in Höhe von 40 MW beziehen. [dena 2010] gibt basierend auf verschiedenen Aussagen des EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) die Kosten für einen diabaten Druckluftspeicher mit 70 Mio. € für 1 GWh Speicherkapazität an. Die einzelnen Komponenten der Kosten setzen sich wie folgt zusammen und ergeben spezifische Investitionskosten von ca. 390 €/kW:

- Kompressor: 180 MW, 30 Mio. €
- Turbine: 260 MW, 15 Mio. €
- Kaverne: 1 GWh_{el}, 20 Mio. €
- Sonstiges: 5 Mio. €

Im Gegensatz dazu beschreibt [Keles 2013b] basierend auf eigenen Daten und [Gatzen 2008] ein Druckluftspeicherkraftwerk mit einer Speicherkapazität in Höhe von 1000 MWh bei einer Ausspeiseleistung von 250 MW und einer Einspeiseleistung von 150 MW, das spezifische Investitionskosten in Höhe von 625 €/kW aufweist und damit bei einer vergleichbaren Konfiguration spezifisch um 135 €/kW teurer ist. Der von [Keles et al. 2012] beschriebene Druckluftspeicher hat bis auf eine um 50 MW größere Ausspeiseleistung (300 MW) dieselben Eckdaten. Die spezifischen Investitionskosten belaufen sich allerdings auf 550 €/kW. Es deutet auf eine Kostendegression mit steigender Turbinenleistung hin.

Kostensenkungspotenzial

Die gefundenen Kostensenkungspotenziale sind mit maximal 15 % relativ gering (vgl. Tabelle 3-14). Dies ist hauptsächlich auf die Tatsache zurückzuführen, dass Druckluftspeicherkosten aufgrund der geringen Verbreitung und der stark von der Geologie abhängigen Kosten für die Kaverne kaum Kostenreduktionspotenziale bieten. Zudem handelt es sich in den gefundenen Literaturstellen um von den Autoren getroffene Annahmen, die in der Regel für szenarienbasierte Modellrechnungen Verwendung fanden. Einige Quellen geben für adiabate Druckluftspeicher ein deutlich größeres Kostensenkungspotenzial an. Es ist anzunehmen, dass hier von einem deutlichen Kostensenkungspotenzial für die thermischen Energiespeicher ausgegangen wird. Da keine klare Vorgehensweise bei der Verrechnung der zusätzlichen Wärmespeicherkosten aus der Literatur hervorgeht, kann ein Grund die unterschiedliche Art der Kostenverteilung sein.

Bei ACAES wird bis 2030 von der Entwicklung günstiger und haltbarer Speichermaterialien mit guter Wärmespeicherkapazität und -leitfähigkeit ausgegangen [European Commission 2011]. Mit diesen Speichermaterialien werden Demonstrationsanlagen mit Drücken von 200 bis 300 bar und Temperaturgradienten von mehr als 600 °C umgesetzt. Die Kosten für thermische Speichereinheiten werden 2030 mit 20 bis 30 €/kWh angesetzt. Für 2050 wird von einer Wirkungsgradsteigerung auf 70 bis 75 % und einer Kostensenkung für die thermischen Speicher um 50 % gerechnet.

Tabelle 3-14: Kostensenkungspotenziale von Druckluftspeichern

Jahr	Technologie		Senkung/Zielpreis			Anmerkungen	Quelle
	Adiabat	Diabat	€/kW	€/kWh	%		
2020	X	-	800	-	-	Unterstellte Szenarioannahme	[Fraunhofer UMSICHT et al. 2011]
	X	-	300	-	3,2	Kosten für Converter, bei gleichbleibenden Kosten für die Kaverne 50 €/kWh, Parameter für Simulation basierend auf eigenen Annahmen, Wirkungsgrad 78 %	[SRU 2010] [DLR 2010]
	X	-	1200	-	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
	-	X	-	2	-		[Kintner-Meyer et al. 2012]
2030	-	X	-	-	15	Annahme	[Loisel et al 2010]
	X	-	700	-	30	Bei gleichbleibenden Kosten für die Kaverne von 40 - 80 €/kWh, Wirkungsgrad 60 - 70 %	[ISEA 2012]
	X	-	728	-	20	Annahme bezogen auf die Inv.-Kosten für den Leistungsteil	[Fichtner 2014]
	X	-	1100	-	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
2040	X	-	290	-	3,3	Kosten für Converter, bei gleichbleibenden Kosten für die Kaverne 50 €/kWh, Parameter für Simulation basierend auf eigenen Annahmen, Wirkungsgrad 78 %	[SRU 2010] [DLR 2010]
2050	X	-	280	-	3,4	Kosten für Converter, bei gleichbleibenden Kosten für die Kaverne 50 €/kWh, Parameter für Simulation basierend auf eigenen Annahmen, Wirkungsgrad 78 %	[SRU 2010] [DLR 2010]
	X	-	1000	-	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]

Schwungräder

Schwungräder (engl. Flywheel Energy Storage System, kurz FESS) speichern überschüssige elektrische Energie in Form von Rotationsenergie. In der Regel wird das Schwungrad mit Hilfe eines Elektromotors in Bewegung versetzt beziehungsweise dessen Drehzahl erhöht und somit Energie gespeichert. Bei Bedarf erfolgt die Umwandlung der Bewegungsenergie zurück in elektrische Energie über einen Generator. Da sich sowohl bei der Einspeicherung als auch bei der Entnahme von Energie die Drehzahl des Rades ändert, ist ein Frequenzumrichter erforderlich, der die erzeugte Spannung an die Netzfrequenz anpasst [Ruddell 2003][Fraunhofer INT 2009].

Die gespeicherte Energie ist proportional zum Massenträgheitsmoment und zum Quadrat der Winkelgeschwindigkeit. Demzufolge lässt sich die speicherbare Energiemenge effektiver durch eine Erhöhung der Drehzahl als durch eine Stei-

gerung der Masse erreichen. Begrenzender Faktor bei der Steigerung der Drehzahl ist jedoch die Zugfestigkeit des eingesetzten Materials. Die Zugfestigkeit wiederum ist abhängig von der Dichte des Materials. Allgemein gilt, dass optimale Energiespeicherdichten bei einem größtmöglichen Verhältnis zwischen Zugfestigkeit und Dichte erreicht werden. Dafür sind leichte Materialien mit hoher mechanischer Zugfestigkeit wie z. B. glas- oder kohlefaserverstärkte Kunststoffe ideal geeignet [Rummich 2010].

In der Praxis existieren mit den Low-Speed-Flywheels und den High-Speed-Flywheels zwei unterschiedliche Realisierungsansätze. Bei den Low-Speed-Flywheels bestehen die Schwungräder in der Regel aus metallischen Werkstoffen, weshalb die Drehzahl auf ca. 5000 bis 10000 Umdrehungen begrenzt ist. Dabei werden in der Praxis Speicherdichten von ca. 5 Wh/kg erreicht. Die moderneren High-Speed-Flywheels werden dagegen aus Faserverbundwerkstoffen hergestellt, mit denen bis zu 100000 Umdrehungen in der Minute erreicht werden können. Solche Schwungmassenspeicher erreichen Energiedichten von ca. 100 Wh/kg. [Fraunhofer INT 2009]

Abgesehen von den auftretenden Verlusten können Schwungräder die gesamte eingespeicherte Energie wieder abgeben, eine Tiefentladung ist möglich. Außerdem sind Schwungräder in der Lage, die in ihnen gespeicherte Energie innerhalb von Sekunden abzugeben, weshalb hohe Leistungsdichten von bis zu 10000 W/kg erreicht werden können. Da Zugriffszeiten im Bereich von Millisekunden realisierbar sind, eignen sich Schwungräder hervorragend für die Bereitstellung und Aufnahme von Leistungsspitzen. [Fraunhofer INT 2009]

Unter optimalen Einsatzbedingungen können FESS-Systeme einen Wirkungsgrad von bis zu 95 % erreichen. Da aber sehr hohe Ruheverluste von ca. 20 % pro Stunde auftreten ist ein sinnvoller Einsatz nur als Kurzzeitspeicher möglich. Neben den Ruheverlusten entstehen weitere Verluste an den Generatoren und durch den Eigenverbrauch in der Peripherie des Systems. [Fraunhofer UMSICHT 2013]

Um die Ruheverluste, die vorwiegend durch Reibung an den Lagern und am Schwungrad selbst hervorgerufen werden, so gering wie möglich zu halten, laufen die Schwungräder meist in Vakuumkammern. Ferner werden Magnetlager mit Supraleitern eingesetzt, die die Verluste gegenüber Wälzlager oder Gleitlagern erheblich reduzieren. Ein großer Nachteil dieser Technik ist jedoch der intensive Aufwand, der für die Kühlung betrieben werden muss, da Supraleiter beständig unterhalb der materialspezifischen Sprungtemperatur abgekühlt werden müssen. Ein kommerzieller Einsatz solcher Lager wird daher erst mit der Weiterentwicklung von Hochtemperatursupraleitern wie z. B. YBCO (Yttrium-Barium-Kupferoxid) möglich. [Fraunhofer INT 2009]

Auf Grund der Fähigkeit kurzfristig sehr hohe Leistungen bereitzustellen, werden Schwungräder für die Sekundenreserve, also den Ausgleich von Spannungsschwankungen im Sekundenbereich herangezogen. Ferner werden Schwungräder seit längerem auch für die Realisierung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung eingesetzt. Ein weiteres großes Anwendungsgebiet ist die Abdeckung von kurzfristigen Leistungsspitzen bei energieintensiven Prozessen. Überdies wird geprüft, inwiefern Schwungradspeichersysteme zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung durch Windenergieanlagen eingesetzt werden können. [Fraunhofer INT 2009]

Investitionskosten

Die Investitionskosten von Schwungrädern sind sehr stark von der Speicherkapazität beziehungsweise der Entladedauer abhängig. Um größere Energiemengen speichern oder größere Leistungen aufnehmen zu können muss die Drehzahl beziehungsweise die Masse des Schwungrades erhöht werden, sodass sich die Anforderungen an die verwendeten Werkstoffe erhöht. Dies erklärt die teilweise sehr hohen kapazitätsbezogenen Kosten. [EFZN 2013] gibt beispielhafte Investitionskosten von 100 €/kW für ein Schwungrad mit einer Kapazität von 1 kWh bei einer Leistung 600 kW am Beispiel eines Schwungradmassenspeichers Pb6 der Fa. Piller an. Die Bandbreite erstreckt sich dabei bezogen auf den Energiegehalt von 1000 bis zu 80000 €/kWh und bezogen auf die Leistung von 100 bis zu 500 €/kW. In [Beaudin et al. 2010]⁶ wurden weitere spezifische Kosten für Schwungräder zusammengetragen. Während sich [Chen et al. 2009] auf einen Leistungsbereich bis 250 kW beschränkt und kapazitätsbezogene spezifische Investitionskosten von 697 bis 3486 €/kWh und 174 bis 209 €/kW für typischen Konfigurationen von 100 bis 250 kW bei einer gespeicherten Energiemenge von 3,3 bis 25 kWh angibt, beschreibt [Schoenung 2001] einen Leistungsbereich bis 1,65 MW bei einer Preisspanne von 209 €/kW für Low-Speed Schwungräder und 17 bis 430 €/kWh für High-Speed Schwungräder. Hinzu kommen Kosten für die Leistungsaggregate in Höhe von 244 €/kW für High-Speed-Schwungräder und 195 €/kW für Low-Speed-Schwungräder sowie für Nebenaggregate weitere 697 €/kWh bei High-Speed-Schwungrädern beziehungsweise 56 €/kW bei Low-Speed-Schwungrädern.

Der große Preissprung der Rotoren von Low- (5000 bis 10000 UPM) zu High-Speed (100000 UPM) Schwungrädern liegt vor allem in den durch die höheren Drehzahlen benötigten Werkstoffe und den aufwändigerem Geräteaufbau, insbesondere der Lagerung des Schwungrades, begründet [Oertel 2008].

Diese These wird von [Fraunhofer ISI 2010] gestützt. Sie geben leistungsbezogene Kosten von 240 bis 350 €/kW und kapazitätsbezogene Kosten von 500 bis 25000 €/kWh an.

Für konkrete Anwendungsfälle beispielsweise zur Unterbrechungsfreien Stromversorgung eingesetzte Schwungräder mit einer relativ geringen Kapazität werden 434 bis 506 €/kW⁷, für den Einsatz zur Frequenzhaltung in Stromnetzen werden Investitionskosten bis zu 2891 €/kWh angegeben [BFE 2013].

⁶ Wechselkurs 1,43 \$/€

⁷ Wechselkurs 1,20 €/CHF

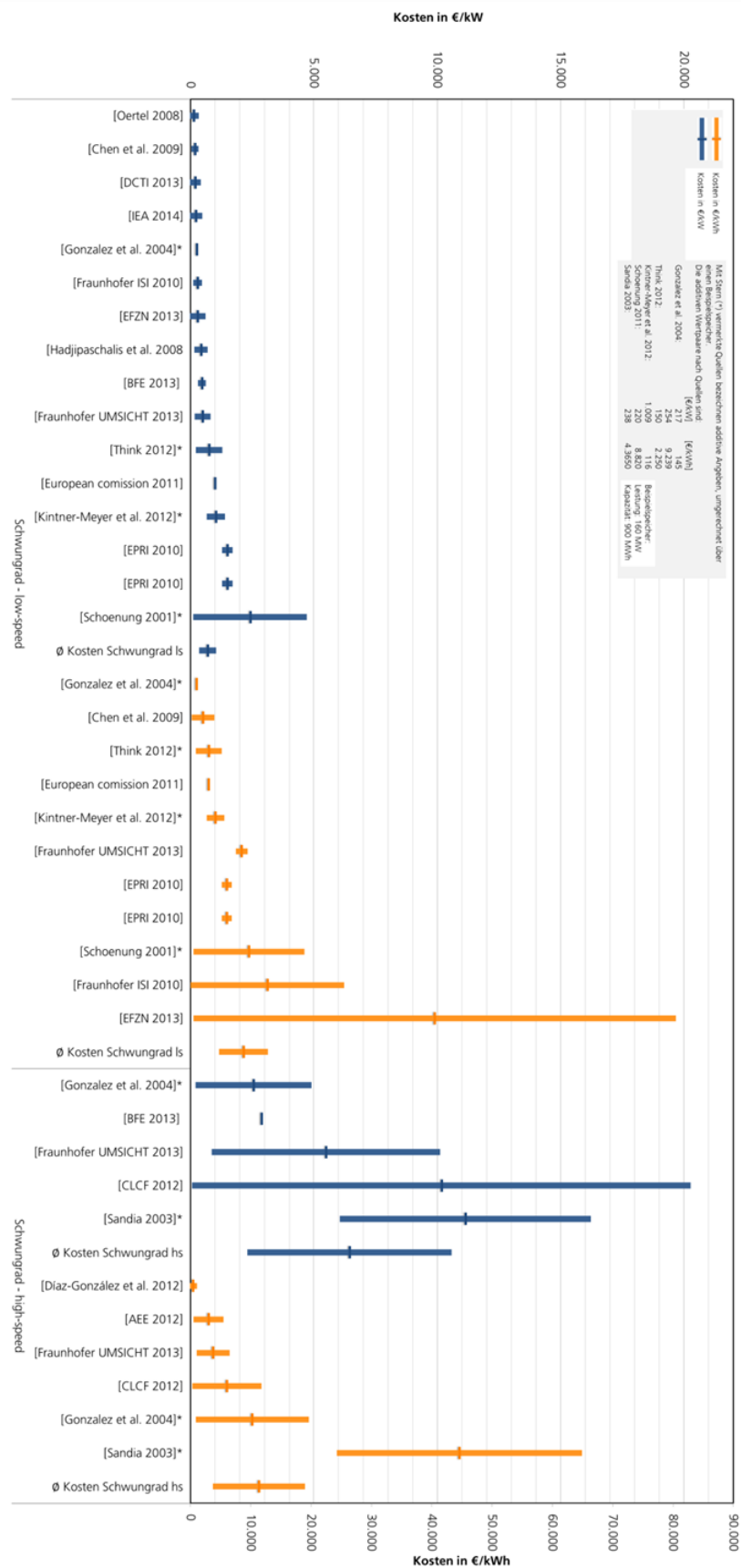


Abbildung 3-43: Spezifische Investitionskosten Schwungräder

Die spezifischen kapazitätsabhängigen Kosten für Schwungräder mit Stahlrotoren liegen bei 116 €/kWh, Kohlefaserrotoren weisen spezifische Kapazitätskosten von 276 bis 300 €/kWh auf. Für ein Referenzschwungrad mit Stahlrotor der Firma Beacon Power mit einer Leistung von 1 MW und einer Kapazität von 250 kWh werden spezifische Gesamtkosten von 790 €/kW veranschlagt. Aufgrund dessen wird für den leistungsabhängigen Anteil der Investitionskosten eine Bandbreite von 762 bis 1256 €/kW und für den kapazitätsabhängigen Anteil 116 €/kWh festgelegt. [Kintner-Meyer et al. 2012]

Kostensenkungspotenzial

Zu den Kostensenkungspotenzialen von Schwungrädern wurden nur drei Literaturstellen gefunden. Die in Tabelle 3-15 wiedergegebenen Kostensenkungspotenziale bzw. Zielwerte beziehen die Weiterentwicklung und den Markteintritt von aktuell in Forschung befindlichen Komponenten mit ein.

Tabelle 3-15: Kostensenkungspotenziale für Schwungradspeicher

Jahr	Senkung/Zielpreis			Anmerkungen	Quelle
	€/kW	€/kWh	%		
2020	158 - 648	63 - 117	50	Literatur- und Telefonrecherche, unterer Wert gilt für Kohlefaserrotoren	[Kintner-Meyer et al. 2012] ⁸
2030	-	< 3000	-	Zielwert unter der Annahme von reduzierten Reibungsverlusten und höheren Rotationsgeschwindigkeiten um eine Speicherkapazität > 10 kWh zu ermöglichen, Demonstratoren mit neuartigen Materialien und sinkenden Rotorherstellungskosten	[EASE und EERA 2013]
	-	< 3000	-	Senkung der Reibungsverluste, höhere Rotationsgeschwindigkeiten für eine Kapazität > 10 kWh, Bau großer Demonstrationsanlagen, Senkung der Rotorfertigungskosten	[European Commission 2011]
2050	-	200 - 500	-	Zielwert durch angenommene Kostensenkung bei Energiedichten > 100 Wh/kg	[EASE und EERA 2013]
	-	200 - 500	-	Allgemeine Kostensenkung, Energiedichten > 100 Wh/kg	[European Commission 2011]

⁸ Wechselkurs: 1,24 \$/€

Elektrische Stromspeicher

Supraleitender Magnetischer Energiespeicher

Supraleitende Magnetische Energiespeicher basieren auf der Idee, dass Strom in einem supraleitenden Schaltkreis theoretisch unbegrenzt lange ohne äußere Energiezufuhr fließen kann. Lädt man Supraleitende Magnetische Energiespeicher, kurz SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), wird eine Spule aus supraleitendem Material mit Gleichstrom aus einem Gleichrichter durchflossen, woraufhin ein Magnetfeld erzeugt wird, in dem die Energie gespeichert wird. Ist der Ladevorgang abgeschlossen, wird die Stromversorgung unterbrochen und ein Schalter, der ebenfalls aus supraleitendem Material besteht, wird geschlossen, um die Spule von dem Wechselrichter zu trennen. Beim Entladen des Speichers wird der Stromkreis wieder an den Wechselrichter gekoppelt und aus dem Gleichstrom Wechselstrom erzeugt. Entscheidende Komponenten eines SMES sind der Wechselrichter, die supraleitende Spule und das kryogene Kühlsystem, wodurch der Supraleiter unter die jeweilige Sprungtemperatur abgekühlt wird. Für die Kühlung wird in der Regel flüssiges Helium (Siedepunkt 4,15 K) eingesetzt. Vor allem aufgrund der Tiefkühltechnik sind SMES daher mit großem technischem Aufwand verbunden [Fraunhofer INT 2009][Dittmann 2008].

Während bei Niedertemperatur(NT)-Supraleitern Kupfer als Matrixmaterial eingesetzt werden kann, muss bei Hochtemperatur(HT)-Supraleitern aus reaktionskinetischen Gründen Silber verwendet werden, das deutlich teurer, aber auch mechanisch und thermisch weniger gut geeignet ist.

Der Wirkungsgrad von SMES kann theoretisch bei der Speicherung und Bereitstellung von Gleichstrom bis zu 97 % erreichen. Ins Gewicht fällt dagegen der erhebliche Aufwand für die Kühlung zur Aufrechterhaltung der supraleitenden Eigenschaften, weshalb sich Ruheverluste von 10 bis 12 % pro Tag ergeben. Deshalb können SMES lediglich als Kurzzeitspeicher eingesetzt werden [Oertel 2008] [Fraunhofer INT 2009][Dittmann 2008].

Ein Vorteil von SMES-Systemen ist, dass es bei der Entladung möglich ist, nur einen Teil der gespeicherten Energie zu entnehmen. Es kann prinzipiell jedoch nahezu die gesamte gespeicherte Energie wieder abgegeben werden (Tiefentladung). SMES zeichnen sich ferner durch kurze Anlaufzeiten und eine schnelle Energiebereitstellung aus, wobei Zugriffszeiten im Bereich von einigen Millisekunden realisiert werden können. Da die gespeicherte Energie sehr schnell abgegeben werden kann, lassen sich hohe Leistungen, bei Leistungsdichten von ca. 1 bis 10 W/kg, realisieren. Leistungsbegrenzende Faktoren stellen in diesem Zusammenhang die kritische magnetische Flussdichte und die kritische Stromdichte dar.

Die speicherbare Energiemenge ist proportional zum Quadrat der Stromstärke und zur Induktivität der Spule, die wiederum eine charakteristische Konstante der Spule und ein Maß für das Verhältnis zwischen Spulenstrom und erzeugtem magnetischem Fluss ist. Die Induktivität lässt sich durch die geometrischen Abmessungen, die verwendeten Materialien und die Anzahl der Windungen beeinflussen. Im Vergleich zu anderen Speichersystemen erreichen SMES nur relativ geringe Energiedichten von ca. 300 bis 3000 Wh/kg. Ein Vorteil der SMES ist, dass das System ohne den Einsatz bewegter Teile auskommt, weshalb es sehr wartungsarm und eine Lebensdauer von ca. 30 Jahren bei über einer Million Zyklen möglich ist [Oertel 2008]. Als Hemmnisse für den Einsatz von Hochtempera-

tur-Supraleitern haben sich neben negativen Materialeigenschaften, wie Sprödigkeit, geringe kritische Flussdichte und Stromdichte, vor allem fertigungstechnische Problemstellungen erwiesen, welche in hohen Produktionskosten resultieren [Rummich 2010][Dittmann 2008][Fraunhofer INT 2009][Oertel 2008].

Auf Grund ihrer Fähigkeit hohe Leistungen sehr schnell, präzise und flexibel bereitzustellen, übernehmen SMES überwiegend Aufgaben zur Sicherung der Netz- und Spannungsqualität sowie zur Garantie einer unterbrechungsfreien Stromversorgung. Momentan werden Systeme mit einer maximalen Leistung von 1,4 MW als Hochleistungsspeicher eingesetzt [Dittmann 2008][Dötsch 2008]. Außerdem werden in den USA (Wisconsin) mobile SMES-Systeme zur Netzstabilisierung als Sekundenreserve, sogenannte Distributed-SMES, verwendet. Die einzelnen SMES werden in Containern auf Lastwagen montiert und an strategisch wichtigen Netzknoten positioniert, wodurch diese unabhängig voneinander oder im Verbund operieren. Bei einer Änderung der Lastverhältnisse kann der Standort der SMES-Einheiten variiert werden.

Des Weiteren können Spannungseinbrüche im Bereich von einigen zehntel Sekunden kompensiert werden, so dass SMES auch für den Schutz äußerst sensibler Verbraucher (z. B. für Apparate in der Medizintechnik) eingesetzt werden. Im Bereich von Mikro-SMES (< 10 MJ) sind wirtschaftliche Lösungen für die beschriebenen Aufgabenbereiche bereits realisierbar, weshalb in dieser Größenordnung ein Marktsegment für SMES-Kompensatoren entstanden ist [Fraunhofer INT 2009] [Oertel 2008].

Investitionskosten

In [Beaudin et al. 2010] werden Investitionskosten von 697 bis 6972 €/kW⁹ bei einer Anlagengröße von 100 bis 10000 kW angegeben. [EFZN 2013] benennt für die Investitionskosten leistungsabhängig eine Spannweite von 200 bis 1000 €/kW. Kapazitätsabhängige Investitionskosten liegen bei mindestens 100000 €/kWh. Typische Konfigurationen liegen bei Leistungen bis 10 MW und bei Speicherkapazitäten bis 5,6 kWh.

[Fraunhofer ISI 2010] bezieht sich auf eine ähnliche Größenordnung, erweitert jedoch die Kapazität auf 20 kWh und gibt dafür unter Berufung auf [Chen et al. 2009] Systemkosten bezogen auf die Leistung in Höhe von 160 bis 240 €/kW beziehungsweise bezogen auf die Kapazität 800 bis 8000 €/kWh an. Aus [Gonzalez et al. 2004]¹⁰ werden weiter additiv zu verwendende Kosten für Micro-SMES-Systeme von 238 €/kW und 65000 €/kWh beziehungsweise für SMES-Systeme 238 €/kW und 1590 €/kWh angegeben. Es liegt demnach eine starke Kostendegression bei steigenden Kapazitäten vor.

⁹ Wechselkurs: 1,43 \$/€

¹⁰ Wechselkurs: 1,26 \$/€

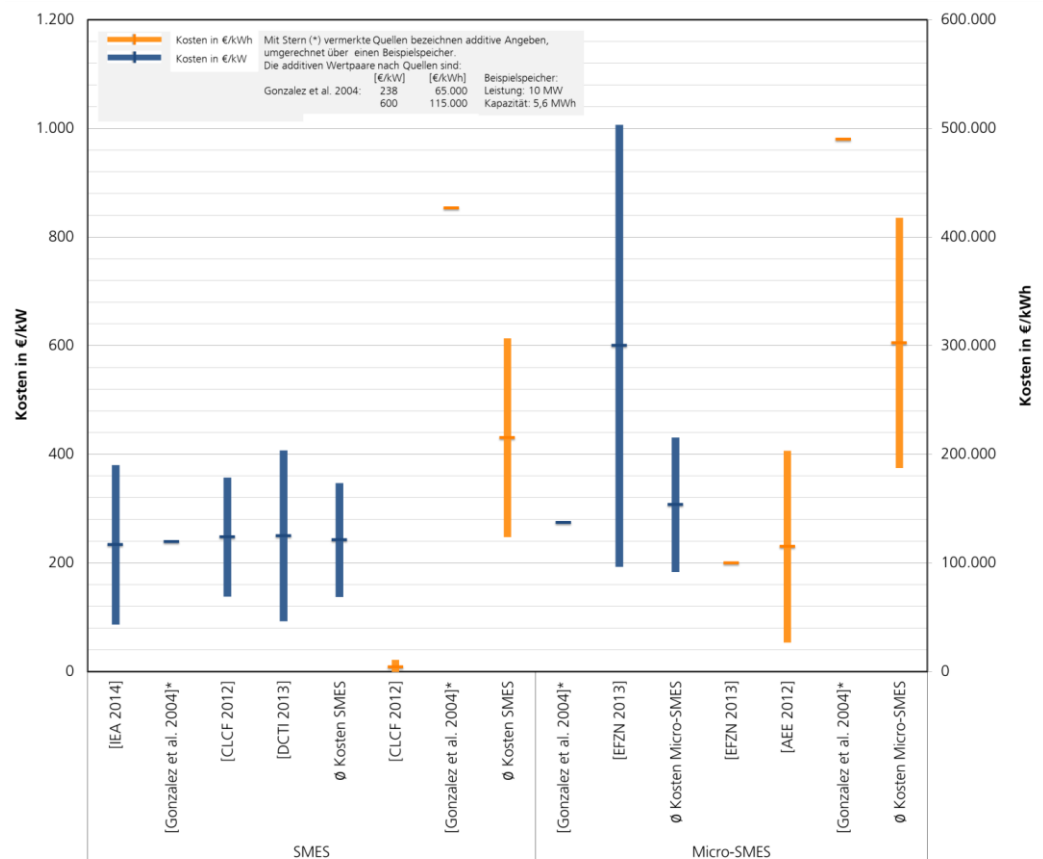


Abbildung 3-44: Spezifische Investitionskosten Supraleitender Magnetischer Energiespeicher

Kostensenkungspotenzial

Für die SMES sind kaum explizite Kostensenkungspotenziale in den Literaturstellen vorhanden. [Fraunhofer ISI 2010] gibt einen hohen Bedarf an Grundlagenforschung für die Entwicklung von Hochtemperatur-Supraleitern an, um die Kosten in einen konkurrenzfähigen Bereich zu bringen, sodass SMES nicht mehr nur für Nischenanwendungen eingesetzt werden können. Ein Ansatz für die Fertigung von HT-Supraleitern ist eine sandwichartige Bauweise, die die Produktionskosten von HT-Supraleitern um den Faktor zwei bis drei sinken lassen könnte [Fraunhofer UMSICHT 2013].

[European Commission 2011] geben neben der Reduktion der Supraleiterkosten als Forschungsziel für 2030 die Reduktion der kritischen Arbeitstemperatur von Supraleitern sowie die Entwicklung von HT-Supraleitern der zweiten Generation an. Für 2050 werden konkrete Kostensenkungen um 5 bis 10 % genannt, die in spezifischen Kosten von 100 €/kW (200 €/kWh) resultieren sollen.

Kondensatoren

Die verschiedenen Kondensatorarten basieren auf unterschiedlichen physikalischen, sowie chemischen Wirkprinzipien. Die Energiespeicherung erfolgt bei konventionellen Kondensatoren nur durch die Nutzung elektrostatischer Kräfte, bei elektrochemischen Doppelschichtkondensatoren überwiegend durch Nutzung elektrostatischer Kräfte und bei Pseudo- und Hybridkondensatoren hinge-

gen durch elektrochemische Reaktionen. Eine Übersicht über die Einordnung der Kondensatorarten zu einem bestimmten Wirkprinzip ist in Abbildung 3-45 dargestellt.

Konventionelle Kondensatoren sind sehr zuverlässig und haben eine hohe Lebensdauer von mehr als einer Millionen Zyklen, was sie zu einer anerkannten Technik macht. Das Einsatzgebiet der konventionellen Kondensatoren liegt überwiegend bei elektronischen Bauteilen. Für größere Anwendungen sind diese Kondensatoren aufgrund ihrer geringen Energiedichten von $< 0,1 \text{ Wh/kg}$ jedoch nicht geeignet.

Einteilung Kondensator		
Elektrochemischer Doppelschichtkondensator • Aktivkohle • Kohlenstoffnanoröhrchen • Kohlenstoffaerogele	Hybridkondensator • Kombinationshybride • Asymmetrische Hybride • Batterieartige Hybride	Pseudokondensator • Leitfähige Polymere • Metalloxide

Abbildung 3-45: Gruppierung der Kondensatoren anhand des Wirkprinzips nach [Hadjipaschalis et al. 2008]

Kondensatoren werden geladen indem zwei durch ein Dielektrikum voneinander getrennte Elektroden mit einer Spannungsquelle verbunden werden. Dies führt zu einem Stromfluss und gleichzeitig zu einer Erzeugung eines elektrischen Feldes. Das elektrische Feld bleibt auch bei einer Unterbrechung der Stromversorgung bestehen. Wird ein Verbraucher angeschlossen, kann die gespeicherte Energie abgerufen und genutzt werden.

Superkondensatoren weisen Wirkungsgrade von 85 bis 98 % auf (Faraday'scher Wirkungsgrad bis zu 100 %) und sind daher äußerst effiziente Energiespeicher, wobei jedoch die hohe Selbstentladungsrate von 14 % pro Monat zu berücksichtigen ist, sodass sich eher ein Einsatz als Kurzzeitspeicher anbietet [Hadjipaschalis et al. 2008]. Im Gegensatz zu Doppelschichtkondensatoren besitzen Superkondensatoren kein Dielektrikum. Sie speichern die Energie durch eine leitfähige Elektrolytlösung zwischen zwei Elektroden [Beaudin et al. 2010].

Aktuell werden bei standardisierten Produkten Energiedichten von 5 bis 10 Wh/kg realisiert, was im Vergleich zu anderen Energiespeichern relativ gering ist. Die von Kondensatoren erreichbaren Leistungsdichten sind mit ca. 10000 W/kg sehr groß. Am Massachusetts Institute of Technology (MIT) ist es gelungen mit innovativen Elektrodenmaterialien (Kohlenstoffnanofasern) Energiedichten von bis zu 60 Wh/kg und eine Leistungsdichte von bis zu 100000 W/kg zu realisieren [Oertel 2008][Fraunhofer INT 2009]. Eine Tiefentladung von Kondensatoren ist möglich. Sowohl die Ladung als auch die Entladung laufen im Bereich von Sekunden bzw. Millisekunden ab. Dabei ist zu beachten, dass elektrostatisch gespeicherte Energie schneller bereitgestellt werden kann als elektrochemisch gebundene Energie, da keine chemischen Reaktionen ablaufen müssen bis die Ladungsträger frei sind. Kondensatoren erreichen mit über 500000 eine hohe Anzahl an Zyklen, auch wenn die absolute Lebensdauer mit ca. 12 Jahren technisch begrenzt ist [Hadjipaschalis et al. 2008].

Auf Grund ihrer Flexibilität und Vielseitigkeit kommen elektrochemische Kondensatoren für viele verschiedene Anwendungen in Betracht. Im Hinblick auf ihre Eigenschaften schließen sie die Lücke zwischen konventionellen Kondensatoren (sehr hohe Zyklenfestigkeit, sehr geringe Energiedichte) und Batterien (hohe Energiedichte, geringe Zyklenfestigkeit). Typischerweise kommen Kondensatoren dort zum Einsatz, wo für eine kurze Zeit hohe Leistungen benötigt werden bzw. aufgenommen werden müssen. Ihr Haupteinsatzgebiet ist die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV). Weiterhin werden die Kondensatoren als Kurzzeitspeicher bei der photovoltaischen Einspeisung ins Niederspannungsnetz und für die Blattsteuerung (Drehzahlregelung, Notabschaltung) von Windrädern verwendet [Oertel 2008][Fraunhofer INT 2009].

Die spezifischen Investitionskosten der Kondensatoren in €/kWh sind im Gegensatz zu den Kosten der Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher sehr hoch. Die spezifischen Kosten liegen in einem Bereich zwischen 80 und 1000 €/kW oder zwischen 100 €/kWh und 60000 €/kWh. Die Spanne in dem sich die spezifischen Investitionskosten von Superkondensatoren befinden ist sehr groß (vgl. Abbildung 3-46).

Investitionskosten

Die Kosten werden auf das Fünffache des Preises von Blei-Säure-Batterien geschätzt [Díaz-González et al. 2012]. Laut [Beaudin et al. 2010] werden die spezifischen Kosten für den Investitionsbedarf von Superkondensatoren mit 20000 \$/kWh angenommen. Dies entspricht in etwa 14500 €/kWh¹¹. Die leistungsbezogenen Investitionskosten für Kondensatoren liegen nach [dena 2010] bei ca. 320 €/kW. In [Think 2012] sind für Superkondensatoren Investitionskosten von 100 bis 400 €/kW bzw. 300 bis 4000 €/kWh angegeben. In [Díaz-González et al. 2012] sind im Gegensatz dazu die Investitionskosten für Superkondensatoren mit 6800 €/kWh angegeben.

Einige konkrete Beispiele für die auf die Speicherleistung beziehungsweise auf das Arbeitsvermögen bezogene Gesamtkosten von Doppelschichtkondensatoren sind beispielsweise [Chen et al. 2009] mit 80 bis 240 €/kW (für Doppelschichtkondensatoren mit einer Leistung von 0 bis 300 kW) beziehungsweise 240 bis 1600 €/kWh oder [Sauer 2006] mit einigen 10000 €/kWh sowie [Gonzalez et al. 2004] mit 238 €/kW und zusätzlichen 65000 €/kWh [Fraunhofer ISI 2010]. Des Weiteren wird in [EFZN 2013] der Investitionsbedarf von Doppelschichtkondensatoren mit Kosten bezogen auf den Energiegehalt von 10000 €/kWh und mit leistungsbezogenen Kosten von 100 bis 500 €/kW angenommen.

Die Investitionskosten, die für Kondensatoren zu erwarten sind, liegen nach [Fraunhofer UMSICHT 2013] zwischen 200 €/kW und 1000 €/kW bzw. bei ca. 16000 €/kWh. Weiterhin werden die kapazitätsbezogenen Investitionskosten für Hochleistungs-Kondensatoren ungefähr bei 9000 bis 11000 €/kWh und die leistungsbezogenen Kosten bei 100 bis 650 €/kW eingeordnet. Die speicherspezifischen Kosten der Langzeit-Kondensatoren werden nach [ifeu 2009] in einem Bereich von 100 bis 400 €/kWh und die leistungsspezifischen Kosten in einem Bereich von 280 bis 800 €/kW eingeordnet.

¹¹ Wechselkurs 1,43 \$/€

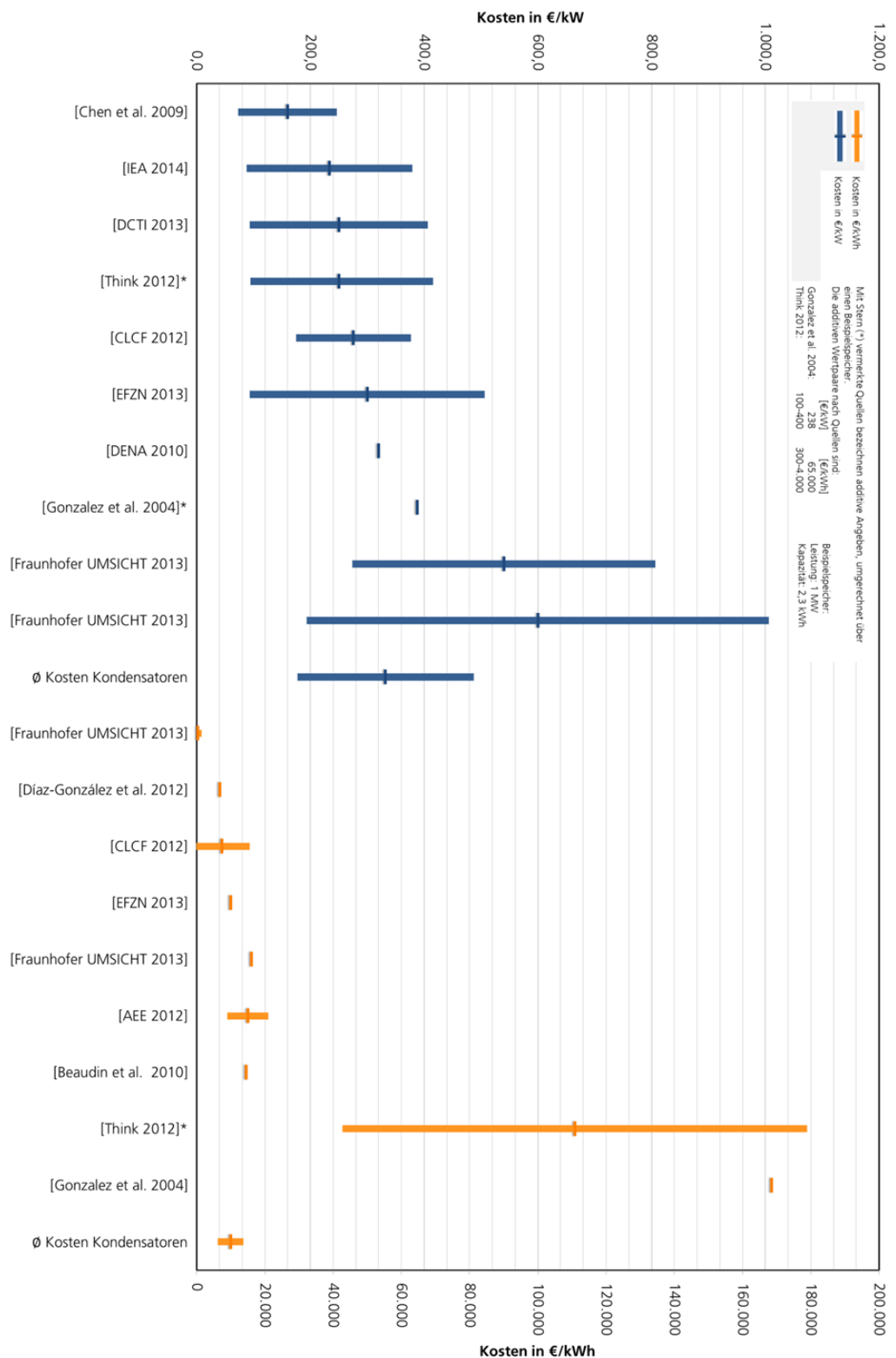


Abbildung 3-46: spezifische Kosten Kondensatoren

Nach [Fraunhofer ISI 2010] ist die Spannweite der Investitionskosten hauptsächlich von der Leistungsklasse und der geplanten Lade- beziehungsweise Entladedauer abhängig.

Kostensenkungspotenzial

Das Kostensenkungspotenzial für Superkondensatoren liegt laut [dena 2010] bei etwa 50 %. Hier wird erwähnt, dass die Kosten der Superkondensatoren je kW für den Einsatz in großtechnischen Anlagen halbiert werden können, indem die Energiedichte gesteigert wird. In [Fraunhofer ISI 2010] werden zwar keine mit Zahlen hinterlegten Prognosen dargestellt, jedoch wird auch hier ein großes Kostensenkungspotential für die Zukunft angenommen. Das leistungsspezifische Kostensenkungspotenzial wird mit »mittel« und das Speicherspezifische mit „hoch“ angegeben. Als Grund für die fallenden Kosten wird der vermehrte Einsatz der Doppelschichtkondensatoren in der Automobilindustrie genannt, womit eine Massenfertigung einhergeht.

Jedoch ist anzumerken, dass laut [Fraunhofer ISI 2010] mittelfristig gesehen keine Speicher mit großen Speicherkapazitäten zu erwarten sind, da Doppelschichtkondensatoren im Vergleich zu anderen Anwendungen aufgrund ihrer langen Standzeiten und hohen speicherspezifischen Kosten unattraktiv sind. Typische Anlagen haben Leistungen bis zu 1,5 MW und eine Speicherkapazität von 0,002 MWh. Der bestehende Energiespeicher Sitras hat eine Größe von 1,0 MW bzw. 0,0023 MWh [Fraunhofer ISI 2010]. Auch in [dena 2010] wird angenommen, dass die Superkondensatoren trotz der vielen Bestrebungen die Kapazität und die Energiedichte zu steigern die Anlagengröße von mehreren MW mittelfristig nicht erreichen werden.

In Tabelle 3-16 sind nach [EASE und EERA 2013] die wirtschaftlichen Ziele für die Superkondensator-Technologie für die Jahre 2020 - 2030, sowie für 2050 dargestellt.

Tabelle 3-16: Kostensenkungspotenziale von Kondensatoren

Jahr	Zielpreis		Anmerkungen	Quelle
	€/kW	€/kWh		
2030	0,3	3	Spezifische Leistung >10-15 Wh/kg, längere Lebensdauer	[EASE und EERA 2013]
2050	-	-	Es findet eine Weiterentwicklung der Technologie statt. Superkondensatoren ähnlich Einstufen wie Batterien.	[EASE und EERA 2013]

Elektrochemische Speicher

Elektrochemische Speicher in Form von wieder aufladbaren Batterien (Akkumulatoren) sind eine weit verbreitete Speichertechnologie, die für vielfältige stationäre und mobile Anwendungen zum Einsatz kommt. Es besteht eine große Anzahl unterschiedlicher technischer Ansätze, die sich hinsichtlich der verwendeten Materialien, der Funktionsprinzipien und weiterer Parameter unterscheiden. Speicherung und Entladung der Energie erfolgen in Form einer reversiblen elektrochemischen Reaktion. Die Stoffe, die an der Reaktion beteiligt sind, werden als aktive Masse bezeichnet. Stoffe, die nicht an der Reaktion teilnehmen, bezeichnet man als passive Masse (Gehäuse, Gitter etc.). Die Elektroden sind aus unter-

schiedlichen Materialien, deren elektrochemischer Potenzialunterschied die Größe der Nennspannung bestimmt. Die Elektroden sind von einem Ionen leitenden Elektrolyten umgeben und werden durch einen Separator voneinander getrennt, um einen internen Kurzschluss der Batterie zu vermeiden.

Da Batterien grundsätzlich eine Gleichspannung bereitstellen, ist zur Netzanbindung ein bidirektionaler Wechselrichter notwendig. In den betrachteten Quellen ist nicht immer eindeutig zu erkennen, ob die Werte sich auf das System mit Wechselrichter, oder auf die reine Batterie beziehen.

Im folgenden Abschnitt werden die verschiedenen elektrochemischen Speichersysteme kurz beschrieben und ihre Investitionskosten und dazugehörige Kostensenkungspotenziale dargestellt.

Blei-Säure-Batterien

Das Prinzip von Blei-Säure-Batterien ist bereits seit über 100 Jahren bekannt und kommerziell verfügbar, daher ist die Blei-Säure-Batterie eine ausgereifte Technologie, die für viele Anwendungen eingesetzt wird.

Dieser Batterietyp erreicht Energiespeicherdichten von 50 bis 100 Wh/l bei Wirkungsgraden zwischen 75 % und 80 % und einer Selbstentladungsrate von 0,1 bis 0,4 % pro Tag [ISEA 2012].

Eingesetzt wird der Batterietyp im stationären Betrieb zum Beispiel als Pufferbatterie für USV-Anwendungen oder zur Netzstabilisierung. In Deutschland existiert z. B. ein Bleibatteriesystem im Energiepark Mont-Cenis, betrieben von der Stadtwerke Herne AG, welches aus 816 Einzelbatterien mit einem Gesamtgewicht von 90 t besteht. Das System mit einer Leistung von 1,2 MW und einem Energieinhalt von 1,2 MWh speichert bei geringer Netzbelastung den regenerativ erzeugten Strom. Die erwartete Lebensdauer der Hochleistungsbatterien liegt bei ca. 20 Jahren [Stadtwerke Herne 2014].

Ferner ist eine Verwendung für die Energieversorgung von Traktionsanwendungen möglich, vor allem bei Systemen bei denen das hohe Gewicht der Batterie nicht stört bzw. von Vorteil sein kann, wie z. B. bei U-Booten oder Gabelstaplern [Fraunhofer INT 2009][Oertel 2008].

Investitionskosten

Die Blei-Säure-Batterie ist laut [EFZN 2013] der am weitesten verbreitete Batterietyp, was im Vergleich zu anderen Technologien auf den niedrigen Preis (ab 50 €/kWh) zurückzuführen ist. Eine Übersicht der gefundenen Preisangaben ist in Abbildung 3-47 zu sehen. Anhand der Abbildung in [DCTI 2013] lassen sich leistungsbezogene Kosten in einem Bereich von 200 bis 600 €/kW annehmen. In [Fraunhofer ISI 2010] werden leistungsspezifische Kosten von 1000 bis 2000 €/kW beziehungsweise arbeitsspezifische Kosten von 150 bis 350 €/kWh für die Blei-Säure-Batterie aufgelistet. Des Weiteren findet man in [Fraunhofer ISI 2010] leistungsspezifische Kosten von 240 bis 480 €/kW [Chen et al. 2009], 1200 bis 1500 €/kW [Gatzen 2008], 1060 bis 2640 €/kW, sowie 670 bis 3600 €/kW [Fraunhofer ISI 2010].

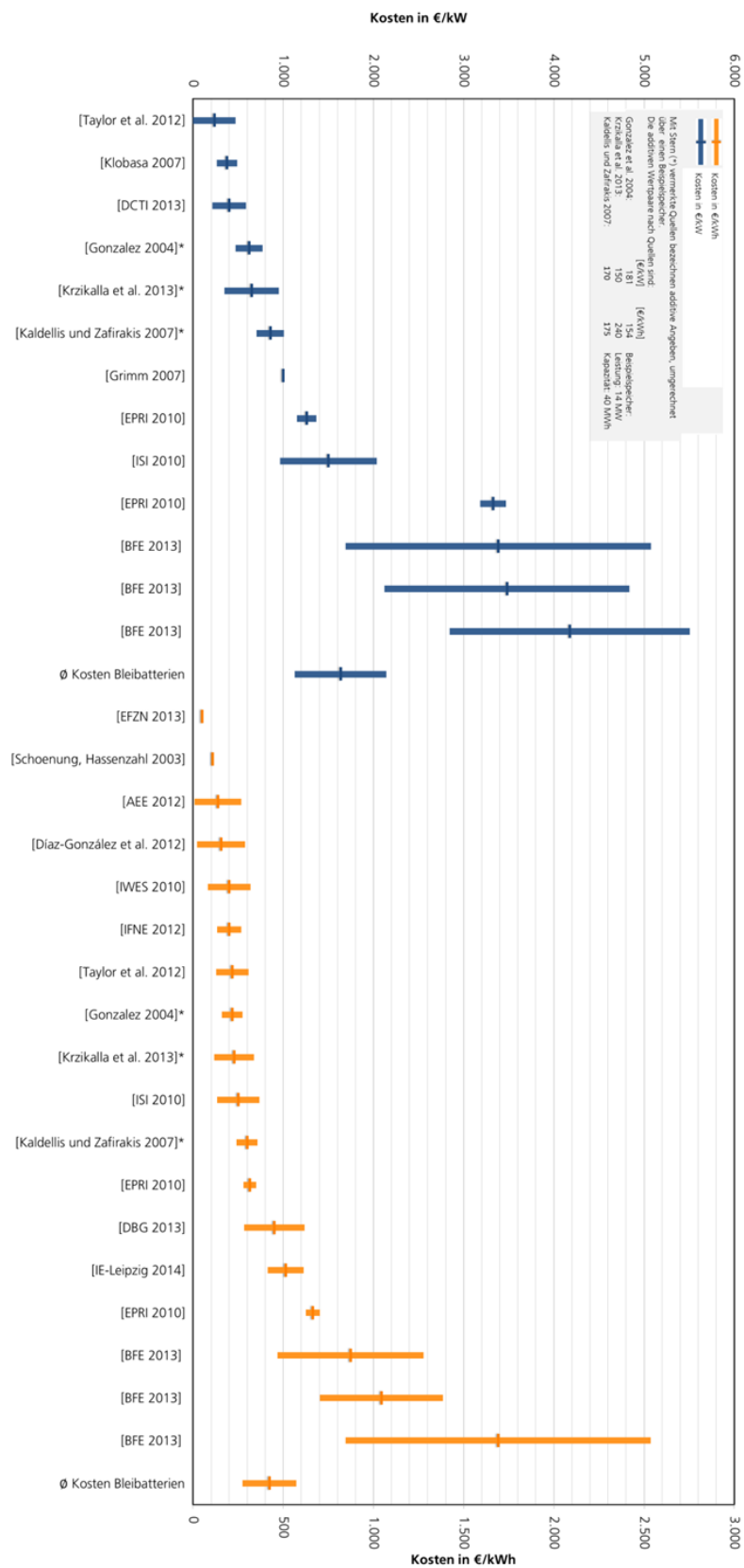


Abbildung 3-47: spezifische Kosten der Blei-Batterien / Systeme

Die arbeitsspezifischen Kosten lassen sich mit 160 bis 320 €/kWh [Chen et al. 2009], 250 bis 500 €/kWh [Gatzen 2008], 100 bis 300 €/kWh [Sauer 2006], 200 bis 290 €/kWh [Gonzalez et al. 2004], sowie mit 120 bis 420 €/kWh angegeben (vgl. Abbildung 3-48). In [Díaz-González et al. 2012] werden Investitionskosten in Höhe von 36 bis 73 €/kWh [Hadjipaschalis et al. 2008], 210 bis 270 €/kWh [Kaldellis und Zafirakis. 2007] und 185 €/kWh [McDowall 2006] aufgelistet. Die nach [Fraunhofer IWES 2010] angesetzten Kosten für Bleibatterien liegen in der gleichen Größenordnung mit 100 bis 300 €/kWh.

Für kommerzielle Batterien mit Leistungen von 50 MW Leistung und 200 kWh Kapazität werden Kosten in Höhe von 1190 bis 1330 €/kW beziehungsweise 297 bis 332 €/kWh bei maximal 2200 Zyklen angegeben [EPRI 2010]. [EPRI 2010] gibt für ein weiteres kommerziell verfügbares Speichersystem mit Leistungen von 20 bis 50 MW Leistung, 250 kWh Kapazität und maximal 4500 Zyklen Kosten von 3220 bis 3430 €/kW beziehungsweise 643 bis 685 €/kWh an. Demnach gehen mit einer erhöhten Zyklenfestigkeit höhere Investitionskosten einher. Diese Schätzungen der Gesamtkosten aus [EPRI 2010] basieren auf Technologiebewertungen, Gesprächen mit den Lieferanten und den Versorgungsunternehmen, sowie aus Erfahrungen aus dem Betrieb.

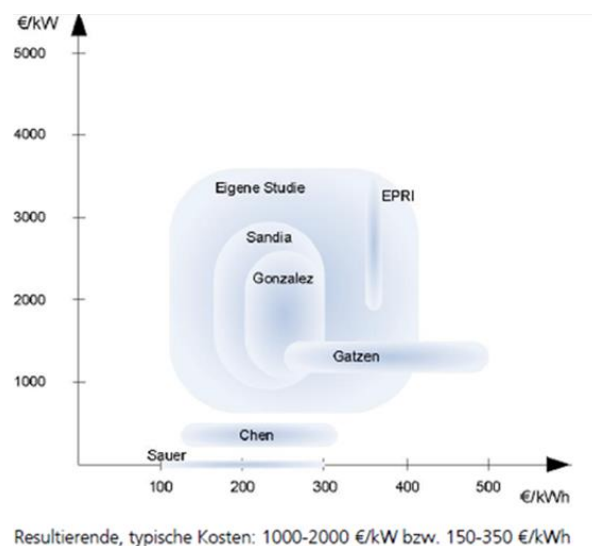


Abbildung 3-48: spezifische Investitionskosten für Blei-Säure-Batterien [Fraunhofer ISI 2010]

In [Klobasa 2007] sind Kosten pro ausgespeicherter Energie angegeben, die bei Batteriespeichern zusätzlich durch nötige Investitionen sowie Wartungs- und Betriebskosten hinzukommen. Diese belaufen sich für Blei-Säure-Batterien mit einer Speichergröße von 500 kW und einer Speicherkapazität von 1000 kWh auf 250 bis 260 €/MWh_{el}.

Die Investitionskosten liegen nach [BET et al. 2013] etwa bei 100 bis 250 €/kWh und zusätzlich 100 bis 200 €/kW Ausspeicherleistung. [BFE 2013] teilt die Kosten für Blei-Säure-Batterien in Speichermedium 115 bis 288 €/kWh, Peripheriekosten 29 €/kW und Konverterkosten 144 bis 288 €/kW auf. Weiterhin werden drei Beispielanlagen angegeben. Es handelt sich um eine kommerziell verfügbare mittlere Speicheranlage (200 MWh, 50 MW, 2160 bis 5040 €/kW beziehungsweise 486 bis 1260 €/kWh), eine Pilotanlage zur Netzunterstützung

(4 bis 48 MWh, 1 bis 12 MW, 2880 bis 5472 €/kW, 720 bis 1368 €/kWh) und eine Mikroanlage (100 bis 250 kWh, 25 bis 50 kW, 1728 bis 5040 €/kW, 864 bis 2520 €/kWh).

Typische Anlagengrößen liegen nach [Fraunhofer ISI 2010] bei einer Leistung von 1 bis 5 MW beziehungsweise 10 MWh. Als Beispiele sind hier zum einen für den kleineren Leistungsbereich eine Blei-Säure-Batterie mit 1,2 MW (1,2 MWh) aus Herne-Solingen zu nennen, sowie zum anderen in dem Leistungsbereich von 15 MW (10 MWh) eine Batterie von Helco, Hawaii. Eine der größten realisierten Anlagen, hatte eine Leistung von 17 MW (14 MWh) und war in West-Berlin zur Spannungsstabilisierung im Stromnetz zuständig [BET et al. 2013].

Blei-Säure-Batterien besitzen relativ hohe Strombereitstellungskosten und werden deswegen in der Einsatzoptimierung nur eingesetzt, sobald die Leistungsabgabe der anderen Ausgleichsoptionen für die Deckung der Nachfrage nicht ausreicht [Grimm 2007].

In [IE-Leipzig 2010] wurden die Speicherkosten für Batteriespeicher in der Solarbranche für verschiedene Anbieter und Produkte gegenübergestellt. Bei Blei-Gel-Batterien mit einer Speicherkapazität von 3,7 kWh liegt der Endkunden-Kaufpreis für ein Gesamtsystem bei 7800 € beziehungsweise bei 8900 €. Das entspricht spezifischen Kosten von 2108 €/kWh beziehungsweise 2405 €/kWh. Das Gesamtsystem wird in [IE-Leipzig 2010] nicht explizit erwähnt. Es wird aufgrund des Kontextes angenommen, dass das Gesamtsystem aus den Investitionskosten für Speichereinheit (Batterie), Leistungselektronik (Wechselrichter, Laderegler und Gleichstromwandler) und Anlagenperipherie besteht.

Weitere Kostenbeispiele für die Blei-Gel-Technologie sind bei einer Speicherkapazität von 5,8 kWh 12000 € beziehungsweise bei 4,0 kWh 8500 €. Umgelegt auf die Kapazität beziehungsweise die Leistung ergeben sich spezifische Kosten in Höhe von 2069 €/kWh (beziehungsweise 2125 €/kWh). Des Weiteren wird für Blei-Säure-Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 8 kWh ein Endkunden-Kaufpreis für das Gesamtsystem von 7990 € angegeben (998,75 €/kWh). Des Weiteren werden Kosten für Ersatz-Batterien, Kosten für Ersatz-Batterie-Wechselrichter, Kosten für die Planung und Installation, sowie für die Instandhaltung und Wartung aufgelistet.

Kostensenkungspotential

In [Fraunhofer IWES et al. 2014b] werden Prognosen über die Kostenentwicklung der Blei-Säure-Batterie (PbS) bis zum Jahr 2050 gemacht. Im Jahr 2012 wurden Kosten in Höhe von ungefähr 1900 €/kW angenommen. Bis zum Jahre 2020 sollen die Investitionskosten bei 6 h Speicherdauer nur noch etwa 1400 €/kW betragen. Bis zum Jahr 2030 könnten die Kosten schon um ein Drittel der Kosten des Jahres 2012 verringert werden und 2050 liegen die Investitionskosten laut Prognose bei etwa 400 €/kW. Dies würde ein Kostensenkungspotential von ungefähr 78,9 % bedeuten. Es wird von [Fraunhofer IWES 2010] ein repräsentativer Mittelwert für die Kosten, der derzeit am Markt verfügbaren Blei-Batterien, von 169 €/kWh angenommen, der sich in einigen Jahren bei etwa 120 €/kWh befinden könnte.

Blei-Säure-Batterien weisen bereits geringe Investitionskosten pro Zelle auf [Fraunhofer ISI 2010]. Das leistungsspezifische Kostensenkungspotential wird mit „mittel“ und das Speicherspezifische mit „gering“ eingestuft [Fraunhofer ISI 2010]. Da das technische Entwicklungspotenzial relativ gering zu sein scheint, wird davon ausgegangen, dass die dargestellten Kostensenkungspotentiale hauptsächlich auf eine für die Zukunft relativ hohe Marktdurchdringung zurückzuführen sind (vgl. [Fraunhofer ISI 2010]).

Tabelle 3-17: Kostensenkungspotenziale von Blei-Säure-Batterien

Jahr	Zielpreis		Anmerkungen	Quelle
	€/kW	€/kWh		
2012	1 900	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
2020	1 400	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
2030	750	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
2050	400	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
	-	120	o.A.	[Fraunhofer IWES 2010]

Nickelbasierte Batterien

Nickel-Cadmium-Batterien wurden als leichtere Alternative zu den schweren Blei-Säure-Systemen entwickelt und sind eine etablierte und entwickelte Speichertechnologie.

NiCd-Batterien sind robuste, technisch ausgereifte Systeme, die Energiedichten zwischen 25 und 80 Wh/kg (bzw. 35 und 135 Wh/l) und einen Wirkungsgrad von ca. 70 % erreichen. Die Batterien zeichnen sich außerdem durch eine höhere Leistungsdichte im Vergleich zu Blei-Säure-Batterien aus. Ein wichtiger Vorteil der NiCd-Batterie ist ihre hohe Lebensdauer und die große Anzahl an Tiefentladungszyklen. Weiterhin zeichnet sich der Batterietyp aufgrund der Schnellladezeit von ca. 1 h und eines sehr breiten Temperaturspektrums (funktionsfähig bis -30 °C) aus [AEA 2008][Fraunhofer INT 2009].

Der größte Nachteil der NiCd-Batterie ist jedoch dessen Toxizität anhand der Inhaltstoffe, da sowohl das in der Elektrode vorhandene Schwermetall Cadmium als auch die als Elektrolyt verwendete Kalilauge giftig und schädlich für die Umwelt sind. Dieser Umstand führt dazu, dass die Produktion von NiCd-Batterien relativ aufwändig und teuer ist [Rummich 2010].

Einsatzgebiete von NiCd-Batterien finden sich im Bereich der Notstromversorgung (USV), als Starterbatterien in der Luftfahrt sowie als Großbatterien. Die

Leistung kann je nach Bedarf zwischen 27 MW (15 min), 40 MW (7 min) und maximal 46 MW variieren [Tillmetz 2010].

Eingeschränkt wird diese Technologie durch eine EU Richtlinie von 2006, die Batterien mit mehr als 0,002 Gew.-% Cadmium verbietet (vgl. »Batteriegesetz Deutschland« 2009), weshalb die NiCd-Batterien in der Vergangenheit bereits stark durch die ungiftigen Nickel-Metallhydrid-Systeme (NiMH) verdrängt wurden. An Stelle des Cadmiums wird als aktive Komponente Wasserstoff verwendet [Dötsch 2008]. Die Selbstentladungsrate von ca. 30 % pro Monat ist ein weiterer Nachteil. Da die Arbeitstemperatur der NiMH-Batterie zwischen 0 - 50 °C liegt, sind diese außerdem empfindlicher gegenüber niedrigen Umgebungstemperaturen. Aktuell werden NiMH-Batterien vor allem für Notbeleuchtungssysteme eingesetzt.

Eine weitere Alternative im Bereich der nickelbasierten Elektroden stellen die NiZn-Batterien dar, die aus einer Nickelanode und einer Zinkkathode bestehen und einen alkalischen Elektrolyten besitzen. Abgesehen davon, dass vergleichbare Lebensdauern erreicht werden sollen, weist dieser Batterie-Typus eine Energiedichte von ca. 60 Wh/kg auf.

Investitionen

Ni-Cd-Batterien kosten in etwa das Zehnfache von Blei-Säure-Batterien [Dell und Rand 2001]. Laut [DBG 2013] liegen die Kosten für Nickel-Cadmium-Batterien bei ungefähr 400 €/kWh. Für die Kosten des Gesamtsystems werden keine Angaben gemacht. Nach [DBG 2013] ist nicht genau klar, was in den Gesamtkosten alles enthalten ist, sie werden jedoch aufgrund der Vergleichbarkeit mit anderen Speichersystemen mit angegeben. Die Investitionskosten für Nickel-Cadmium-Batterien liegen laut [Hadjipaschalis et al. 2008]¹² zwischen 270 und 1630 €/kWh. Dieselben spezifischen Investitionskosten werden in [Díaz-González et al. 2012] für Ni-Cd-Batterien mit einer Nennleistung von 45 MW und einer Kapazität von 6,75 MWh angegeben. Des Weiteren wird in [DCTI 2013] eine Preisspanne von ungefähr 250 bis 1000 €/kW für Ni-Cd-Batterien angegeben.

Laut [BFE 2013] können die Kosten für nickelbasierte Speichersysteme in Speichermedium 576 bis 1008 €/kWh (Ni-Cd) beziehungsweise 1296 bis 2880 €/kWh (Ni-MH), Peripheriekosten 29 bis 50 €/kW und Konverterkosten 144 bis 288 €/kW aufgeteilt werden.

Für Ni-MH-Batterien werden Investitionskosten in Höhe von 550 €/kWh angegeben [DBG 2013]. Auch hier wurde für die Kosten des Gesamtsystems keine Angabe gemacht. Die spezifischen Leistungsinvestitionskosten für Ni-MH-Batterien sind in [DCTI 2013] in einer Spanne von 150 €/kW und 500 €/kW angegeben.

¹² Wechselkurs: 1,47 \$/€

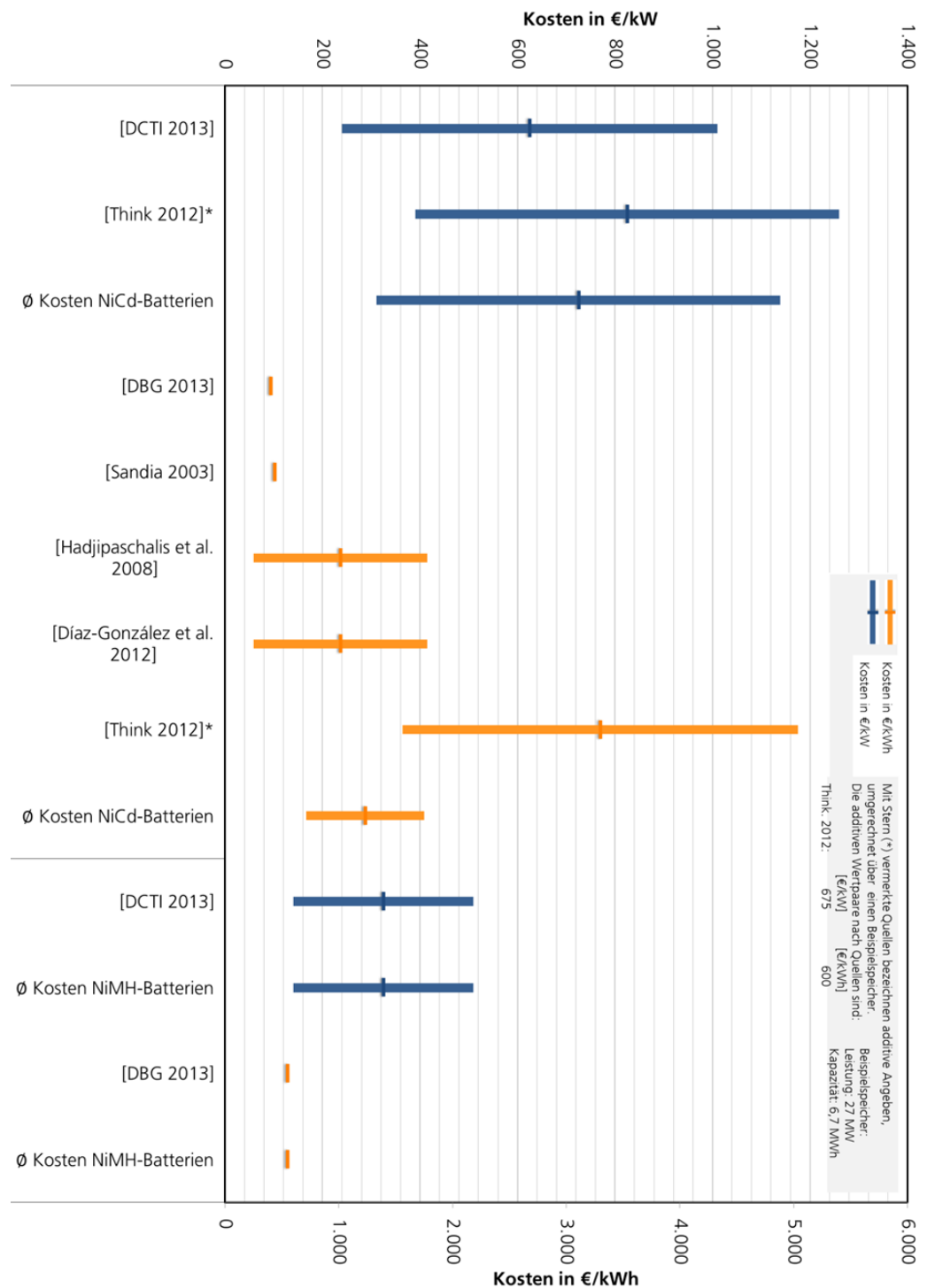


Abbildung 3-49: spezifische Investitionskosten Nickel-Batterien

Kostensenkungspotenziale

Für Ni-Cd werden relativ geringe Kostensenkungspotenziale angegeben. Im Kontext der PV-Stromspeicherung wird für Ni-Cd-Batterien in zehn Jahren eine Kostensenkung auf 150 bis 200 €/kW für die leistungsspezifischen Kosten und auf 700 bis 900 €/kWh für die kapazitätsabhängigen Kosten angenommen. Die

Zielinvestitionskosten für Ni-MH-Batterien liegen bei 100 bis 150 €/kW für den Leistungsteil und bei 500 bis 700 €/kWh für den Kapazitätsteil. [iSEA 2014]

Die leistungsbezogenen Investitionskosten belaufen sich in zehn Jahren auf eine Spanne zwischen 100 bis 150 €/kW und die energiebezogenen Investitionskosten auf einen Bereich von 500 bis 700 €/kWh. [iSEA 2014]

Lithium-Ionen-Batterien

Seit ihrer Entwicklung in den 90er Jahren werden Lithium-Ionen-Batterien verstärkt für Anwendungen in der Elektromobilität und zur Zwischenspeicherung von Strom aus Erneuerbaren Energien eingesetzt und weiterentwickelt.

Für den Ladungsaustausch innerhalb der Zelle sind Lithium-Ionen verantwortlich. Sie werden beim Laden aus der Kathode herausgelöst, über den Separator zur Anode transportiert und in diese eingelagert. Beim Entladen kehrt sich die Bewegungsrichtung der Lithium-Ionen um. Die Lithium-Ionen sind dabei nur für den Ladungstransport zuständig, an der eigentlichen Redoxreaktion aber nicht beteiligt [Fraunhofer INT 2009].

Die Anode einer Lithium-Ionen-Batterie besteht meist aus einem Interkalationsmaterial, typischerweise Graphit, das die Einlagerung von Lithium-Ionen ermöglicht. Das lithiumhaltige Kathodenmaterial, für das häufig Lithium-Metalloxide wie z. B. LiCoO_2 , LiNiO_2 oder LiMn_2O_4 eingesetzt werden, muss die Ein- und Auslagerung größerer Mengen von Lithiumatomen erlauben, ohne dass eine strukturelle Schädigung des Kristallgitters einhergeht. Separatoren tragen zwar nicht unmittelbar zum Speichervorgang bei, müssen jedoch für eine zuverlässige mechanische Trennung der Elektroden sorgen, elektrisch isolieren und eine gute Leitfähigkeit von Ionen erlauben. Meist werden dafür mikroporforierte Polypropylen- oder Polyethylen-Folien verwendet, die zur Verbesserung der thermischen und mechanischen Stabilität teilweise mit nanoskaligen Keramikpartikeln versehen sind.

Da Lithium-Ionen Batterien eine hohe Nennspannung besitzen, die deutlich über der Zersetzungsspannung von Wasser liegt, können keine wässrigen Elektrolyte zur Anwendung kommen. Weiterhin darf der Elektrolyt kein Wasser enthalten, da sich das darin vorhandene Fluor mit Wasser zu aggressiver Flusssäure verbinden kann, welches die Lebensdauer der Zelle verringert. Stattdessen müssen Salzschnmelzen oder Elektrolyte aus wasserfreien organischen Lösemitteln, versetzt mit einem Lithiumsalz, eingesetzt werden, wie z. B. Ethylencarbonat mit Lithiumperchlorat. Die mikroporösen Elektroden sowie der Separator sind mit dem Elektrolyt durchtränkt, damit der Elektrolyt den gesamten Zellbereich durchdringt und ein effizienter Ladungstransport gewährleistet wird. Der Aufbau und das Wirkprinzip einer Lithium-Ionen Batterie ist in Abbildung 3-50 dargestellt.

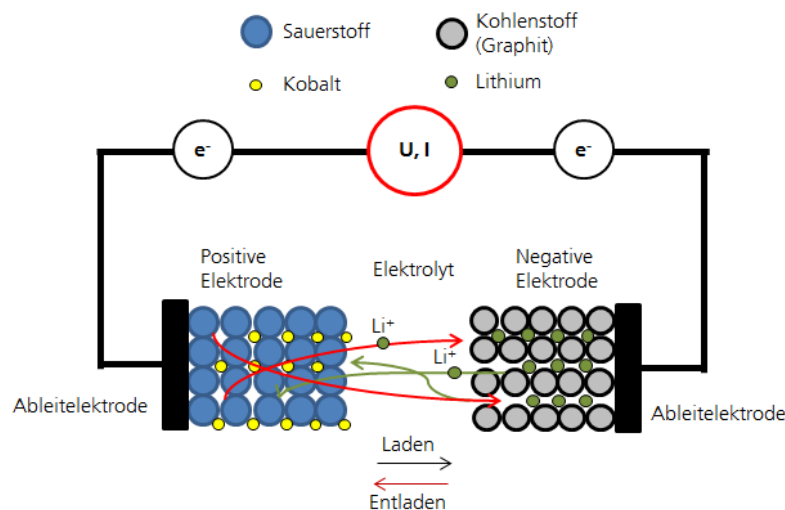


Abbildung 3-50: Prinzip einer Lithium-Ionen-Batterie nach [Neumann 2008]

Im Vergleich zu anderen Batterien werden sehr gute Energiedichten zwischen 100 und 160 Wh/kg sowie hohe Leistungsdichten von über 1000 W/kg erreicht. Außerdem können hervorragende Wirkungsgrade zwischen 90 % und 95 % realisiert werden [AEA 2008][Fraunhofer INT 2009]. Die Selbstentladungsrate beträgt ca. 5 % pro Monat und ist damit besser als beispielsweise die von Blei-Säure-Batterien [ISEA 2012].

Lithium-Ionen-Batterien zeichnen sich durch eine hohe Energiedichte, lange Lebensdauer sowie eine hohe Leistungsfähigkeit aus. Die Lebensdauer beträgt ca. 5 bis 10 Jahre beziehungsweise 1000 bis 5000 Zyklen. Nachteile bestehen bezüglich des aufwändigen Batteriemanagements, den aufwändigen Packaging- und Kühlungsprozessen und der dadurch hohen Kosten. [ISEA 2012]

Investitionskosten

Im Folgenden werden die Investitionskosten von Lithium-Ionen-Batterien betrachtet, die in Abbildung 3-51 zusammengefasst sind. Li-Ionen-Batterie ist ein Oberbegriff für eine große Anzahl von technologischen Varianten. Dazu zählen zum Beispiel die Lithium-Titan-, die Lithium-Eisenphosphat- und die Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Batterie. Es sind ungefähr 60 % der Zellkosten auf das Material zurückzuführen. [Fraunhofer ISI 2010]

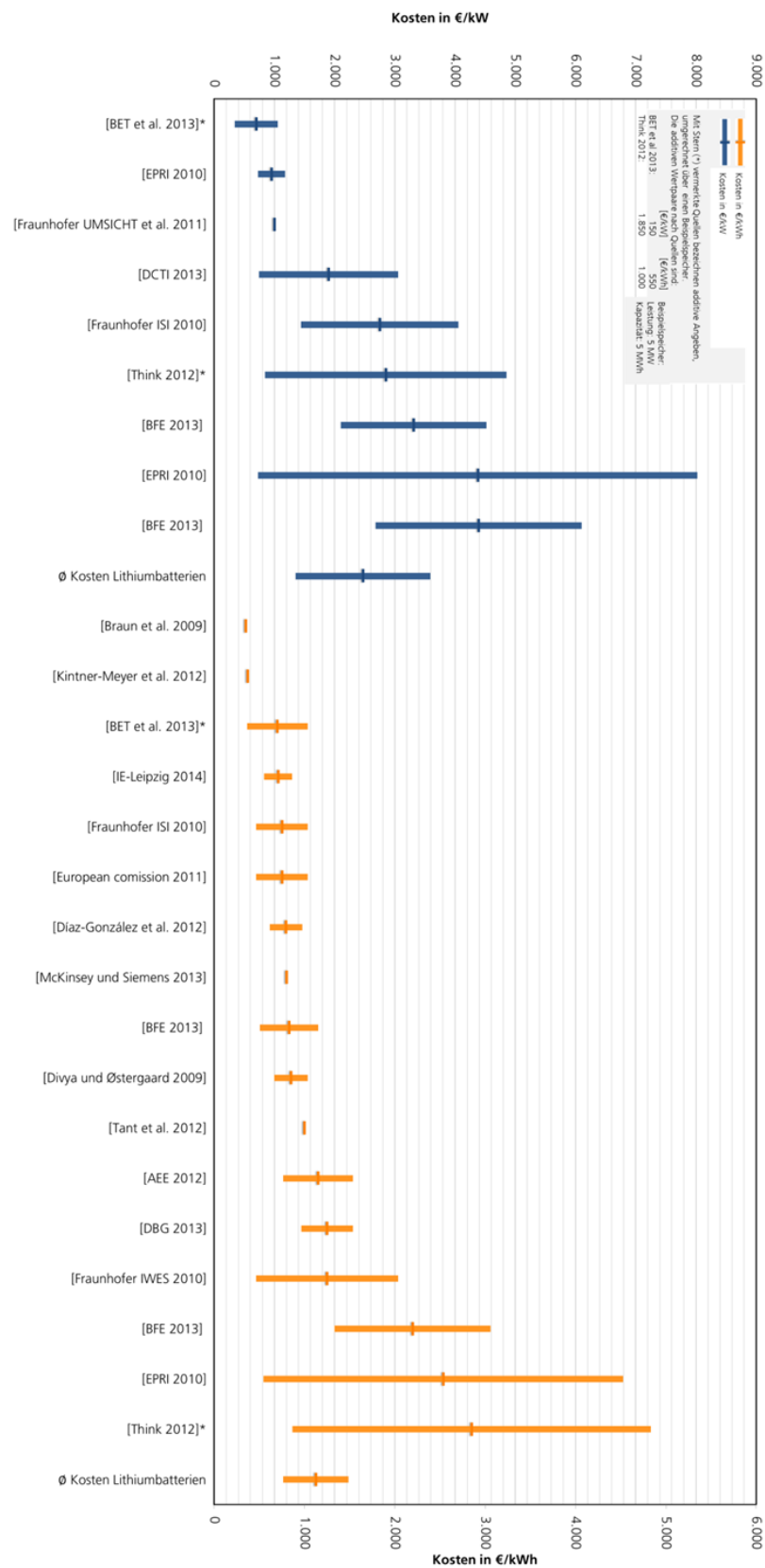


Abbildung 3-51: spezifische Investitionskosten Lithium-Ionen-Batterien

Laut [Fraunhofer ISI 2010] liegen die speicherspezifischen Kosten bei ungefähr 500 bis 1000 €/kWh. In [AEE 2012] werden für Lithium-Ionen-Batterien etwas höhere spezifische Investitionskosten von 800 bis 1500 €/kWh angegeben. [BFE 2013] teilt die Kosten für Lithium-Batterien in Speichermedium 432 bis 1440 €/kWh, Peripheriekosten 43 bis 432 €/kW und Konverterkosten 144 bis 288 €/kW auf. Weiterhin werden zwei Beispielanlagen angegeben. Es handelt sich um eine Pilotanlage zur Netzunterstützung (2 bis 24 MWh, 1 bis 10 MW, 2160 bis 4464 €/kW, 540 bis 1 - 116 €/kWh) und eine Mikroanlage (25 bis 100 kWh, 25 bis 50 kW, 2736 bis 6048 €/kW, 1368 bis 3024 €/kWh).

Die Kosten für Li-Ionen-Batterien liegen nach [DBG 2013] in einer Spanne zwischen 300 €/kWh und 500 €/kWh und die Kosten für das Gesamtsystem liegen zwischen 1000 €/kWh und 1500 €/kWh. In [IE-Leipzig 2014] wurden die Speicherkosten für Batteriespeicher in der Solarbranche für verschiedene Anbieter und Produkte gegenübergestellt. Bei Lithium-Ionen-Batterien mit einer Speicherkapazität (Netto) von 4,1 kWh (6,6 kWh) liegt der Endkunden-Kaufpreis für ein Gesamtsystem bei 12000 € (28 bis 500 €). Das entspricht spezifische Kosten von 2927 €/kWh (4318 €/kWh). Ein weiteres Kostenbeispiel für die Lithium-Ionen-Polymer-Technologie beläuft sich bei einer Speicherkapazität von 5,7 kWh auf 11300 €. Umgelegt auf spezifische Kosten ergeben sich Kosten in Höhe von 1982 €/kWh. Des Weiteren wird für Lithium-Eisenphosphat-Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität (netto) von 7,1 kWh ein Endkunden-Kaufpreis für das Gesamtsystem (netto) von 2155 €/kWh angegeben.

[Díaz-González et al. 2012] gibt Kosten für Li-Ionen-Batterien in Höhe von 725 €/kWh und 1050 €/kWh an. Auch die in [BET et al. 2013] angegebenen Investitionskosten der Li-Ionen-Batterien liegen ungefähr in diesem Bereich bei etwa 300 bis 800 €/kWh Speicherkapazität und zusätzlich 100 bis 200 €/kW Ausspeicherleistung. Die leistungsspezifischen Investitionskosten für Lithium-Ionen-Batterien liegen nach [Fraunhofer UMSICHT 2011] bei ungefähr 1000 €/kW. In [DCTI 2013] wird eine größere Spanne von 800 €/kW und 3000 €/kW angenommen.

Die gefundenen Literaturstellen und die enthaltenen Kostenbeispiele legen eine Kostendegression mit zunehmender Speicherkapazität nahe. Des Weiteren zeigen die PV-Speicher-Systeme die günstigsten Investitionskosten für Lithium-Ionen-Polymer-Batterien, welche ca. ein Drittel günstiger sind, als Lithium-Ionen-Batterien (vgl. [IE-Leipzig 2014]).

Kostensenkungspotenziale

In [BET et al. 2013] wird ein hohes Kostensenkungspotenzial und eine deutliche Kostendegression der Li-Ionen-Batterien erwartet. Es wird angenommen, dass die Kosten auf ungefähr ein Drittel der heutigen Preise reduziert werden können. Dies würde ein zu Blei-Säure-Batterien vergleichbares Kostenniveau bedeuten. Laut [AEE 2012] besitzen Lithium-Ionen-Batterien mit sehr hohen Energiedichten große Kostensenkungspotenziale. Die Kosten sollen zunächst auf unter 320 Euro/kWh und im Zuge weiterer Entwicklungen unter 160 €/kWh fallen. Im Zuge dieser Entwicklungen soll die Lebensdauer von 20 Jahren auf bis zu 40 Jahre gesteigert werden [AEE 2012].

[Fraunhofer ISI 2010] gibt in Erwartung einer sich schnell weiterentwickelnden Elektromobilitätsbranche ebenfalls ein großes Kostensenkungspotenzial für Lithium-Ionen-Batterien durch verbesserte Systeme und Kostensenkungen einzelner Komponenten an. Diesem starken Potenzial liegt ein großes erwartetes Marktpotenzial zugrunde und resultiert in Zielkosten von ca. 250 €/kWh.

In [Fraunhofer IWES et al. 2014b] werden Prognosen über die Kostenentwicklung der Li-Ionen-Batterie bis zum Jahr 2050 abgebildet. Bis zum Jahr 2020 sollen die Investitionskosten bei 6 h Speicherdauer ohne Angabe einer installierten Leistung beziehungsweise Kapazität nur noch etwa 3500 €/kW betragen. Für das Jahr 2050 liegen die Investitionskosten laut Prognose bei etwa 1100 €/kW, dies würde eine Kostensenkung von 87,6 % bedeuten.

Tabelle 3-18: Kostensenkungspotenziale von Lithium-Batterien

Jahr	Zielpreis			Anmerkungen	Quelle
	€/kW	€/kWh	%		
2020	3500	-	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
2025	100 - 150	150 - 400	-	-	[iSEA 2014]
2030	2300	-	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
	-	60	-	Mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate der kumulierten Installationsmenge von 31 % ist bis im Jahr 2030 die kumulierte Kapazität von 1 TWh erreicht. Bezieht sich nur auf die Zellen, welche noch zu Batterien verarbeitet werden müssen.	[Fuhs 2014] ¹³
	-	< 200	-	Energiespeicherdichte: 180 – 350 Wh/kg, 350 – 800 Wh/l	[European Commission 2011]
	20	-	-	Energiespeicherdichte ca. 80 - 100 Wh/kg, 170 - 220 Wh/l, Leistungsdichte >5 kW/kg	[European Commission 2011]
2050	1100	-	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
	-	< 200	-	Energiespeicherdichte >350 Wh/kg, >800 Wh/l; >1000 cycles	[European Commission 2011]
	< 20	-	-	Energiespeicherdichte: >100 Wh/kg, 220 Wh/l; Leistungsdichte: ca. 10 kW/kg	[European Commission 2011]

Im Artikel [Fuhs 2014] wird die Kostenentwicklung von Lithium-Ionen-Batteriezellen anhand einer Lernkurve beschrieben (vgl. Abbildung 3-52). Der Abbildung liegen Preise für die Zellen von Handy- und Autobatterien die in der Vergangenheit ungefähr um 20 % beziehungsweise 15 % bei einer Verdoppelung der insgesamt produzierten Speicherkapazität gefallen sind [Fuhs 2014].

Die Lernkurve bezieht sich jedoch nur auf die Zellen, die im so genannten Packaging noch zu Batterien verarbeitet werden müssen. Nach [Fuhs 2014] macht das Packaging 2012 rund ein Drittel der Produktionskosten aus und etwa zwei Drittel beruhen auf der die Herstellung der Zellen. Bei einer Autobatterie entspräche das 140 € für das Packaging und 270 € für die Herstellung der Zellen.

¹³ Wechselkurs: 1,27 \$/€

Für die Packagingkosten wird laut [Fuhs 2014] bis 2020 weiter eine Reduktion auf 40 € angenommen.

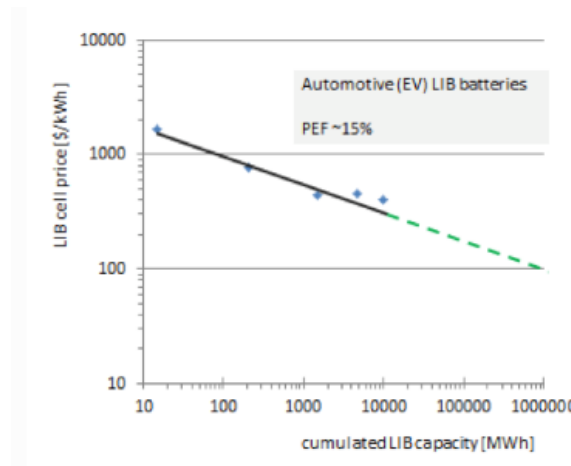


Abbildung 3-52: Lernkurve für Li-Ionen-Batterien [Fuhs 2014]

Hochtemperaturbatterien

Hochtemperaturbatterien haben flüssige Elektroden und feste Elektrolyte, wodurch sie sich grundlegend von den bisher beschriebenen Systemen unterscheiden. Eine Entladung und Ladung dieser Batterietypen ist nur möglich, wenn die Elektrodenmaterialien flüssig sind und der Elektrolyt eine ausreichende Leitfähigkeit aufweist. Zum Aufschmelzen der Elektrodenmaterialien sind hohe Temperaturen erforderlich, weshalb eine »Standheizung« benötigt wird, um das System in einen betriebsbereiten Zustand zu versetzen. Starke Temperaturschwankungen führen jedoch zu mechanischen Belastungen für den keramischen Elektrolyten (β -Aluminiumoxid) und können diesen zerstören, weshalb hohe Anforderungen an die Temperaturregelung des Systems bestehen. Es empfehlen sich daher Anwendungen mit kurzen Stand- und Wartezeiten. Weiterhin ist für eine gute Isolierung zu sorgen, um die Wärmeverluste in Grenzen und Einbußen beim Wirkungsgrad so gering wie möglich zu halten. Bei Hochtemperaturbatterien treten kaum Nebenreaktionen auf, somit zeigen sich nur geringfügige elektrochemische Alterungserscheinungen und es können hohe Wirkungsgrade erreicht werden.

Die sogenannte ZEBRA-Batterie verwendet Natrium und Nickelchlorid als Elektrodenmaterialien. Ist die Batterie geladen, besteht die positive Elektrode aus Nickelchlorid (NiCl_2) und die negative Elektrode aus Natrium. Beim Entladen werden Natrium-Ionen durch den Separator bzw. Elektrolyt zur Nickelchlorid-Elektrode transportiert, wo sich Natriumchlorid bildet. ZEBRA-Batterien weisen eine Energiedichte von ca. 80 bis 100 Wh/kg (140 Wh/l) auf. Der Wirkungsgrad der Zelle beträgt bis zu 91 %, allerdings sind weitere Verluste durch z. B. Wechselrichter oder Heizung noch nicht berücksichtigt. Na-NiCl-Batterien sind wartungsfreie Systeme, da sie aus Sicherheitsgründen absolut dicht verschweißt werden. Das erforderliche Temperaturniveau von 300 °C wird elektrisch geregelt. Wärmeverluste werden durch ein mehrwandiges, evakuiertes Gehäuse reduziert.

Ursprünglich für Traktionsanwendungen entwickelt, ist der Einsatz von ZEBRA-Batterien jedoch auch für stationäre Aufgaben wie z. B. den Lastausgleich in Netzen oder die Pufferung von Stromspitzen denkbar.

Bei den Natrium-Schwefel-Batterien werden vorwiegend Materialien eingesetzt, die in großen Mengen verfügbar und damit preisgünstig sind. Somit ergibt sich für dieses System die Chance einen äußerst kostengünstigen Speicher zu entwickeln.

Die NaS-Batterie besitzt eine Elektrode aus flüssigem Natrium und eine aus flüssigem Schwefel. Beim Entladevorgang wird flüssiges Natrium oxidiert und die Natrium-Ionen wandern durch den Elektrolyten zur Elektrode mit flüssigem Schwefel, wo sich Natriumpolysulfid bildet.

Es wird zwar eine höhere Energiedichte (130 Wh/kg) als bei Na-NiCl-Systemen erreicht, jedoch ist der Wirkungsgrad der Zelle mit 87 % etwas geringer. Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems mit Heizung und Wechselrichter liegt bei ca. 75 %.

Die Betriebstemperatur von NaS-Batterien liegt zwischen 290 °C und 360 °C. Da auch bei der NaS-Batterie kaum Nebenreaktionen stattfinden ist die Degradation sehr gering und es sind viele Zyklen (1000 bis 4500) sowie eine lange Lebensdauer von bis zu 15 Jahren möglich [AEA 2008][Fraunhofer INT 2009].

Anwendungen finden sich hauptsächlich im stationären Bereich zum Fluktuationsausgleich, Peak-Shaving und im Bereich USV sowie Notstromversorgung. Es existieren kleine bis mittlere stationäre NaS-Batterie-Speicherkraftwerke in Japan, z. B. seit 2004 die größte NaS-Batterieanwendung in Hitachinaka mit einer Leistung von 9,6 MW und einer Kapazität von 57,6 MWh.

Investitionskosten

Die spezifischen Kosten der Hochtemperatur-Batterien sind in Abbildung 3-53 dargestellt und nach Natrium-Schwefel-Batterien (NaS) und Natrium-Nickelchlorid-Batterien (ZEBRA) unterteilt, sofern eine klare Bezeichnung der betrachteten Systeme erfolgte.

Typische Anlagengrößen nach [Fraunhofer ISI 2010] sind 1 MW bei 7 MWh, 6 MW bei 48 MWh, sowie 52 MW bei 254 MWh. [Genoese 2013] gibt die Leistungen von in Japan realisierten Projekten im ein- bis zweistelligen Megawattbereich mit einer Speicherkapazität in einem Bereich von 7 bis 8 h an.

In [Fraunhofer IWES 2010] wird ein Großprojekt der Tokyo Electric Power Company (Tsunashima) genannt. Diese Anlage hat eine Leistung von 6 MW und eine Kapazität von 48 MWh und ist für 8 Volllaststunden ausgelegt. Hier werden Kosten in Höhe von 650 €/kWh installierter Leistung unter Berufung auf die Younicos AG für einsatzfertige Einheiten angegeben.

Es ergeben sich resultierende typische Kosten von 1000 bis 2000 €/kW beziehungsweise 200 bis 300 €/kWh für eine Speicherdauer von fünf bis zehn Volllaststunden [Fraunhofer ISI 2010]. Diese Spanne der resultierenden leistungsspezifi-

schen und arbeitsspezifischen Gesamtkosten des Speichersystems beruht auf verschiedenen Quellen wie [Chen et al. 2009], [Gonzalez et al. 2004], [Sandia 2003] und [EPRI 2003]. Die Kostenspanne der leistungsspezifischen Kosten stimmt mit den von [DCTI 2013] angegebenen Kostenbereich von 800 bis 2100 €/kW überein. [TU Wien et al. 2011] hat die Investitionskosten der Natrium-Schwefel-Batterie auf circa 2200 €/kW abgeschätzt. Die von [BCG 2010] angegebenen Investitionskosten von 300 €/kWh bei einer Anlagengröße von 1 MW und einem Speicherbetrieb von 6 - 8 h liegen etwa in derselben Größenordnung wie bei [Fraunhofer ISI 2010].

Laut [DBG 2013] liegen die Kosten für Natrium-Schwefel-Batterien bei ungefähr 100 bis 200 €/kWh. Es werden zusätzlich Systemkosten mit 130 bis 230 €/kWh angegeben, jedoch ist nach [DBG 2013] nicht genau definiert, was in den Gesamtkosten enthalten ist, die Werte passen jedoch zur Größenordnung der weiteren Literaturstellen. Die Kosten für NaS-Batterien sind in [Think 2012] mit 200 bis 900 €/kWh plus 700 bis 2000 €/kWh angegeben und im Vergleich zu den restlichen Kostenangaben relativ hoch. In [BFE 2013] werden die Kosten für NaS-Batterien in Speichermedium 360 bis 576 €/kWh, Peripheriekosten 29 bis 72 €/kW und Konverterkosten 144 bis 288 €/kW aufgeteilt. Weiterhin werden zwei Beispielanlagen angegeben. Es handelt sich um eine mitteltechnische Anlage (300 MWh, 50 MW, 3312 bis 4464 €/kW, 552 bis 744 €/kWh) und eine Kleinanlage zur Netzunterstützung (7 MWh, 1 MW, 3312 bis 4320 €/kW, 474 bis 617 €/kWh).

[BFE 2013] teilt sowohl für NaNiCl- als auch für NaS-Batterien die Kosten in Speichermedium 216 bis 576 €/kWh, Peripheriekosten 29 bis 72 €/kW und Konverterkosten 144 bis 288 €/kW auf. Für eine NaS-Batterie mit 300 MWh Speicherkapazität und 50 MW Leistung liegen die Kosten zwischen 3312 und 4464 €/kW bzw. zwischen 552 und 744 €/kWh. Die Kosten einer NaS-Batterie mit einer Kapazität von 7 MWh und einer Leistung von 1 MW weisen etwas geringere Kosten in Höhe von 3312 bis 4320 €/kW beziehungsweise 474 bis 617 €/kWh auf.

In [Think 2012] wird für NaNiCl-Batterien eine Kostenspanne von 100 bis 200 €/kW beziehungsweise 70 bis 150 €/kWh angegeben. [BFE 2013] gibt für zwei Anlagenvarianten deutlich höhere Kosten an. Eine Anlage mit 50 MW Leistung und 250 MWh Kapazität kostet demnach 2448 bis 3744 €/kW beziehungsweise 490 bis 749 €/kWh. Für eine kleinere Anlage mit 4 MWh Kapazität und 1 MW liegen die Kosten mit 2448 bis 4608 €/kW beziehungsweise 612 bis 1152 €/kWh etwas höher.

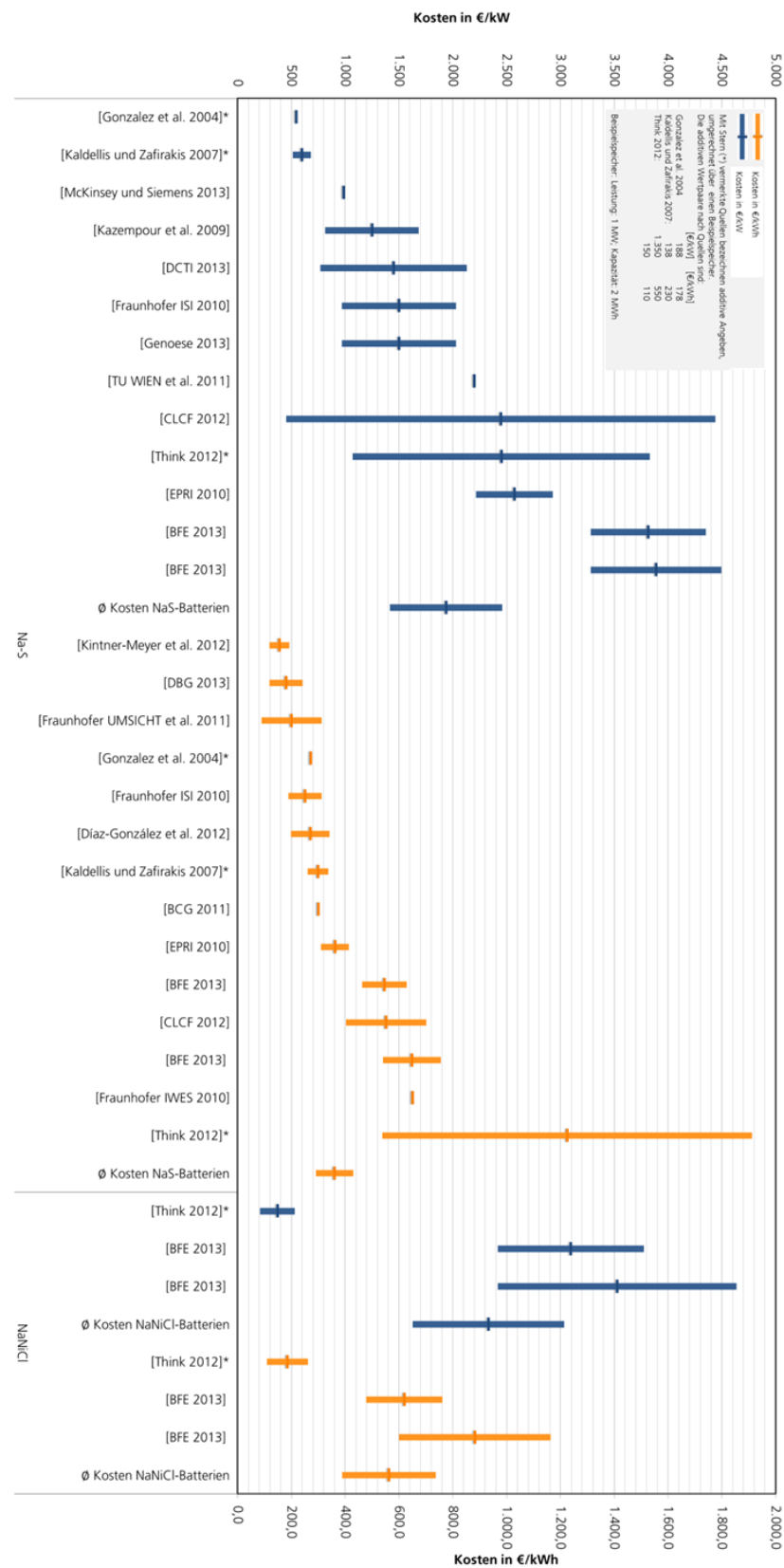


Abbildung 3-53: spezifische Investitionskosten Hochtemperatur-Batterien

Kostensenkungspotenziale

Das Kostensenkungspotenzial für Natrium-Schwefel-Batterien wird für leistungsspezifische sowie kapazitätsspezifische Kosten von [Fraunhofer ISI 2010] als mittel angesehen. Dieses Senkungspotenzial ist mit dem Beginn der Massenfertigung verknüpft und beläuft sich durch das Absinken der Produktionskosten je Modul für die Natrium-Schwefel-Batterie auf 25 %. Dieses Kostensenkungspotenzial stimmt ungefähr mit dem von [BCG 2010] überein. [BCG 2010] sieht innerhalb der nächsten zehn Jahre die Möglichkeit einer Kostenreduktion von 30 % oder mehr und nimmt Investitionskosten von unter 2000 €/kW für das Gesamtsystem an.

In [Fraunhofer IWES et al. 2014b] werden Prognosen über die Kostenentwicklung der Li-Ionen-Batterie bis zum Jahr 2050 gemacht. Diese Prognosen sind in Tabelle 3-19 zu finden.

Tabelle 3-19: Kostensenkungspotenziale von NaS-Batterien

Jahr	Zielpreis			Anmerkungen	Quelle
	€/kW	€/kWh	%		
2020	2900	-	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
	-	238	50	Eigene Literaturrecherche, Expertengespräche	[Sandia 2008] ¹⁴
2030	1100	-	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
2050	400	-	-	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
o. A.	120	200	-	Hinzu kommen 80/kW für die Systemintegration (Projektierung, Transformatoren, Grund, Fundament und Gebäude)	[Kintner-Meyer et al. 2012] ¹⁵

Redox-Flow-Batterien

Während bei anderen Batterie-Typen sowohl die Speicherung als auch die Wandlung der Energie in der Zelle stattfinden, geschieht dies bei der Redox-Flow-Batterie räumlich getrennt. Die Energie wird in separaten Elektrolyttanks gespeichert und die Energiewandlung erfolgt in einem sogenannten Stack (vgl. Brennstoffzelle). Auf Grund dessen besteht bei Redox-Flow-Batterien die Möglichkeit, Leistung und Speicherkapazität unabhängig voneinander zu dimensionieren und das Batteriesystem optimal auf die situativen Anforderungen einzustellen. Die modularen Grenzen von Batterien mit internem Speicher sind nicht gegeben.

Pumpen fördern das energiespeichernde Material durch die Zelle, in der die beiden Elektrolyte mit den darin enthaltenen Redoxpaaren durch eine semipermeable Membran voneinander getrennt sind. Beim Entlade- bzw. Ladeprozess ändert sich das Mischungsverhältnis von entladener zu geladener Spezies in beiden Tanks. Über inerte Leiter wird Kontakt zu den Flüssigkeiten hergestellt und Strom abgeleitet bzw. zugeführt. Der Ladungsausgleich erfolgt über positiv geladene

¹⁴ Wechselkurs: 1,47 \$/€

¹⁵ Wechselkurs: 1,24 \$/€

Ionen durch die semipermeable Membran, für die meist der Stoff Nafion eingesetzt wird.

Begünstigt durch die räumliche Trennung der Elektrolyte weisen Redox-Flow-Batterien nur eine verschwindend geringe Selbstentladung auf und sie sind unempfindlich gegenüber Tiefentladung. Weiterhin tritt auch kein Memory-Effekt auf. Ein großer Nachteil der Redox-Flow-Batterien ist, dass die realisierbaren Energiedichten aufgrund der begrenzten Löslichkeit der Ladungsträger in den Elektrolyten stark limitiert sind. Außerdem erfordern Redox-Flow-Batterie-Systeme eine relativ aufwändige Peripherie mit Pumpen, Sensoren, Tanks und komplexer Steuerungstechnik.

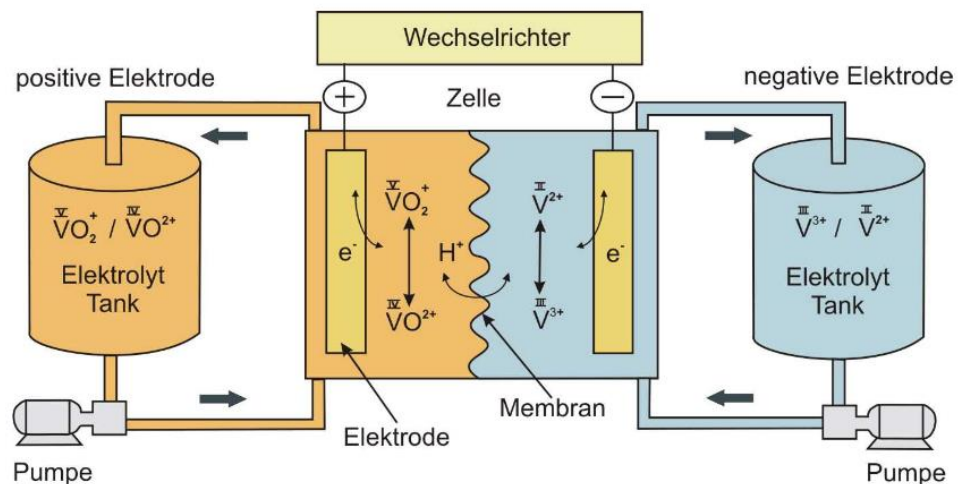


Abbildung 3-54: Schema einer Redox-Flow-Batterie (VRB) [Fraunhofer INT 2009]

Der Wirkungsgrad von Vanadium-Redox-Systemen beträgt ca. 90 %, jedoch erreicht der Nettowirkungsgrad unter Berücksichtigung der peripheren Systeme nur ca. 70 bis 80 %. Durch Optimierungsmaßnahmen im Aufbau und den verwendeten Materialien (Elektroden aus Karbonfasern, neue Membranen) scheint ein Nettowirkungsgrad von annähernd 90 % möglich [Fraunhofer INT 2009].

Von der Vanadium- und der Polysulfid-Bromid-Redox-Flow-Technologie existieren Großanlagen in Japan, Australien, England und den USA mit bis zu 15 MW Leistung und bis zu 120 MWh Speicherkapazität. Des Weiteren wurden in den USA und Japan bereits Hybrid-Flow-Batterien basierend auf Zink-Brom (mit Zink in fester Form) mit Speichervolumina bis 500 kWh als Speichersystem eingesetzt [Dötsch 2008].

Die Kosten der verschiedenen Redox-Flow-Batterien sind in Abbildung 3-55 dargestellt und nach Vanadium-Redox-Flow-Batterien (VRB) und Zink-Brom-Batterien (Zn-Br) unterteilt, sofern eine klare Bezeichnung der betrachteten Systeme erfolgte. Die restlichen Werte sind unter unspezifisch zusammengefasst. Zu weiteren Varianten wie zum Beispiel Fe/Cr oder Uran/Neptunium sind keine Investitionskosten in den Literaturstellen gefunden worden.

Investitionskosten

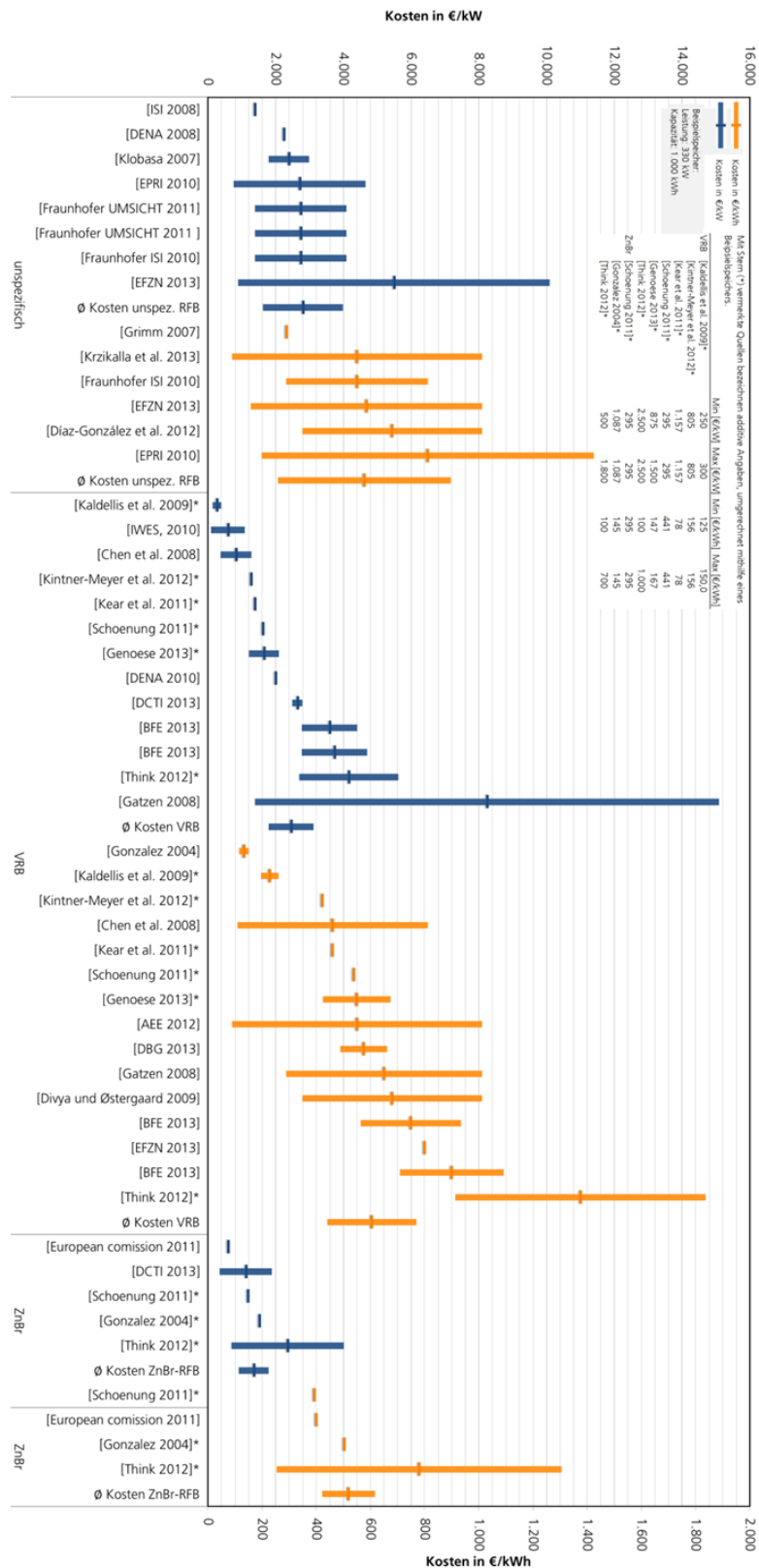


Abbildung 3-55: spezifische Investitionskosten Redox-Flow-Batterien

Typische Anlagengrößen für Redox-Flow-Batterien nach [Fraunhofer ISI 2010] sind 0,01 bis 2 MW bei 0,1 bis 2 MWh Kapazität für den Einsatz als Stunden bzw. Tagesspeicher. [Kaldellis et al. 2009] gibt die typische Leistungsklasse im zwei- bis dreistelligen kW-Bereich bei einer Speicherdauer von sechs bis acht Stunden an. Für den Einsatz im MW-Bereich, sofern keine Verschaltung mehrerer kleiner Anlagen erfolgen soll, wird weiterer Forschungsbedarf gesehen [Genoese 2013]. Es ergeben sich resultierende typische Kosten von 1500 bis 4000 €/kW bzw. 300 bis 800 €/kWh für eine Speicherdauer von fünf bis zehn Stunden [Fraunhofer ISI 2010]. Grundlage dieser resultierenden Kostenspanne sind [Chen et al. 2009], [Gatzen 2008], [Gonzalez et al. 2004], [Sandia 2003] und [EPRI 2003]. Ein im Rahmen der Studie eingeholtes Angebot liegt jedoch bezogen auf die Leistung mit 10000 €/kW deutlich über der angegebenen Kostenspanne.

Für VRB-Systeme liegt die gefundene Kostenspanne unterhalb der von [Fraunhofer ISI 2010] genannten Größenordnung. Es ergibt sich eine Spanne von 200 bis 2700 €/kW bzw. 100 bis 1000 €/kWh bezogen auf das gesamte Speichersystem (vgl. Abbildung 3-55). Der obere Wert stammt aus [DCTI 2013] und gibt Gesamtkosten auf Basis eines nicht näher spezifizierten Speichers an. Die genannte Quelle [European Commission 2011] gibt spezifische Kosten für VRB beziehungsweise Zn-Br-Systeme Kapazitätskosten von 400 €/kWh und Kosten für den Leistungsteil von 600 €/kW. Es sind Teilkosten für VRB-Systeme von 875 bis 1500 €/kW für den Leistungsteil und 147 bis 167 €/kWh angegeben [Genoese 2013] beziehungsweise 2500 €/kW und 100 bis 1000 €/kWh [Think 2012] oder 295 €/kW und 441 €/kWh [Schoenung 2011]. [Kintner-Meyer et al. 2012] teilt die leistungsgebundenen weiter auf und gibt für die Kosten des Stacks mit ca. 70 % der leistungsgebundenen Kosten an (631 €/kW Stackkosten, 896 €/kW gesamt leistungsgebundene Kosten). Für die kapazitätsgebundenen Kosten werden 173 €/kW angegeben [Kintner-Meyer et al. 2012]¹⁶. Nach [BFE 2013] können die Kosten der VRB-Systeme in Speichermedium (216 bis 576 €/kWh), Peripherie (72 bis 144 €/kWh) und Konverterkosten (864 bis 2160 €/kW) unterteilt werden. [Gildemeister 2012] gibt als Listenpreis für ein Basismodul mit 200 kW und 400 kWh Investitionskosten in Höhe von 849000 € und mit einer Kapazität von 800 kWh 1149000 € an.

Zn-Br-Systeme weisen geringere Investitionskosten auf, sind jedoch weniger effizient und besitzen kürzere Lebensdauern [Think 2012]. Sie betragen für den Leistungsteil 500 bis 1800 €/kW und 100 bis 700 €/kWh für die kapazitätsabhängigen Komponenten. [Schoenung 2011] gibt noch geringere additiv zu verwendende Kosten in Höhe von 295 €/kW beziehungsweise 295 €/kWh¹⁷ an.

Kostensenkungspotenzial

Das Kostensenkungspotenzial für Redox-Flow-Systeme wird allgemein als hoch angesehen (vgl. Tabelle 3-20 [Fraunhofer ISI 2010]). Insbesondere in der Entwicklung weiterer Varianten neben den Vanadium-Systemen, die bereits relativ weit entwickelt sind. Ansätze zur Weiterentwicklung sind nach [Fraunhofer ISI 2010]:

¹⁶ Wechselkurs 1,24 \$/€

¹⁷ Wechselkurs 1,36 \$/€

- Stabilisierung des Elektrolyten
- Wasserausgleich zwischen der positiven und negativen Elektrolytlösung
- Austausch von Wasser durch ionische Flüssigkeiten
- Aufbau des Stacks
- Preiswerte Membrane für verschiedene Systeme (Ersatz von Nafion)
- Elektrolyt-Aufbereitung
- Einfluss längerer Standzeiten auf die Elektrodenaktivität, Reaktivierung von Elektroden
- Batteriemanagement

Diese Maßnahmen führen nach Aussagen der Literatur zu einer deutlichen Kostenreduzierung in den kommenden Dekaden. Die spezifischen auf die Leistung bezogenen Gesamtkosten werden bis 2050 mit 1000 €/kW und somit deutlich unter dem heutigen Niveau von maximal 4000 €/kW angegeben. Bei den spezifischen Kosten für die Kapazität wird ebenfalls von einer Reduktion, jedoch in geringerem Umfang, auf unter 100 €/kWh ausgegangen.

Tabelle 3-20: Kostensenkungspotenzial von Redox-Flow-Batterien

Jahr	Senkung/Zielpreis			Anmerkungen	Quelle
	€/kW	€/kWh	%		
2020	3000	-	20	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
	625	106	-	Absenkung der Komponentenkosten, 20 %-ige Steigerung der Speicherdichte, 496 \$ für den Stack, Angaben bezogen auf Nenn- nicht Spitzenleistung (Verhältnis 1,4) ¹⁸ , VRB	[Kintner-Meyer et al. 2012]
2030	1900	-	50	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
	300	120	-	Erweiterung der Arbeitstemperatur > 100°C, Verdopplung der Speicherdichte, Zielwerte für 2020 – 2030, Vanadium Bromid Redox-Flow-Systeme der zweiten Generation	[European Commission 2011]
2050	1000	-	72	Kurzzeitspeicher 6 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
	200	70	-	Reduktion der Investitionskosten und Senkung der Servicekosten, Zielewert für 2050	[European Commission] 2011]

Power-to-Gas

Als Power-to-Gas bezeichnet man ein chemisches Verfahren, das durch Elektrolyse von Wasser ein Gas für die Nutzung als Brennstoff herstellt. Das erzeugte Gas wird in das Erdgasnetz und dessen Gasspeicher eingespeist. Anschließend kann es dort z.B. für die Wärmeerzeugung, im Verkehr oder die erneute Rückverstromung in Gaskraftwerken verwendet werden. Für die Elektrolyse wird Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien verwendet. Das Verfahren ermöglicht sowohl eine zeitliche, als auch räumliche Entkopplung von Stromspeicherung

¹⁸ Wechselkurs 1,24 \$/€

und die anschließende Nutzung als chemischen Energieträger. Im Gegensatz zum Stromnetz (ca. 0,04 TWh) besitzt das Gasnetz eine deutlich größere Speicherkapazität (200 TWh) [ZSW 2014].

Bei dem erzeugten Brennstoff kann es sich entweder um Wasserstoff (Elektrolyse) oder um, über einen weiteren Prozessschritt (Methanisierungsstufe) erzeugtes, Methan handeln. Die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz erfolgt über eine Wasserstoffaufbereitung und kann nur eingeschränkt bis zu Volumenanteilen von 2 bis 20% [Hüttenrauch und Müller-Syring 2010] erfolgen. Bei Power-to-Gas Anlagen mit Methanisierungsstufe kann das erzeugte Methangas ohne Beschränkungen eingespeist werden. Bei Verwendung einer Methanisierungsstufe ist die Erschließung einer Kohlendioxidquelle (z.B. Biogas) notwendig. Die Methanisierung kann entweder in einem katalytischen Reaktor oder biologisch über Bakterien erfolgen. Abbildung 3-56 zeigt die Funktionsweise des Verfahrens.

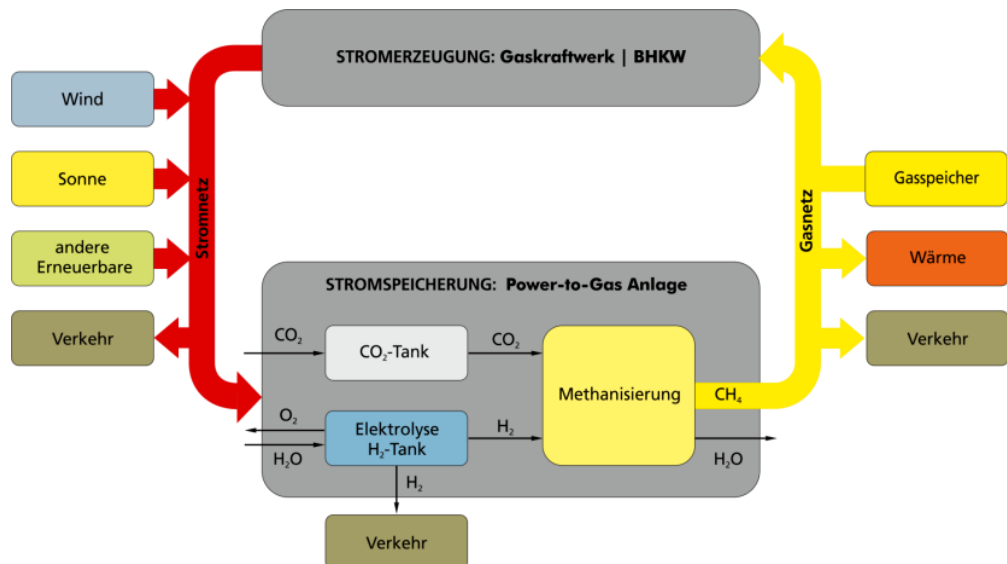


Abbildung 3-56: Funktionsweise des Power-to-Gas Verfahrens mit Methanisierung (Grafik: Fraunhofer IWES)

Das Power-to-Gas Konzept mit reiner Wasserstoffspeicherung verzichtet auf die Methanisierungsstufe und bedarf keiner CO₂-Quelle. Wird der Wasserstoff nicht in das Erdgasnetz eingespeist, müssen Speicherkapazitäten vorgehalten werden. Zur Speicherung von Wasserstoff gibt es neben der Speicherung in Salzkavernen drei weitere Konzepte. Die gängigsten sind Druckgasspeicher, bei dem der Wasserstoff auf ca. 450 bar verdichtet wird, Flüssig-Speicher, durch kryogene Kühlung und Metall-Hydrid-Speicher, die durch reversible Absorption Wasserstoff speichern [Garche et al. 2001] [Tzimas 2003] [Trudewind 2007]. Eine Rückverstromung des Wasserstoffs erfolgt beispielsweise im Gemisch mit Erdgas/Biogas [dena 2012] oder aufgrund der Verbrennungstemperatur von ca. 3200 °C in optimierten Gasturbinen [Stanca und Klemm 2011]. In aktuellen Gasturbinen können bis 20 % Wasserstoff dem Erdgas beigemischt werden [Fraunhofer ISI 2010]. Brennstoffzellen bieten eine weitere Möglichkeit der Rückverstromung [Genoese 2013].

Neben der Speicherung des Wasserstoffs beziehungsweise des Methans und deren Rückverstromung bieten Power-to-Liquid/Products weitere Möglichkeiten die Energie zu speichern und die Lagerfähigkeit zu verbessern. Hierfür wird wie bei der Methanisierung zur Herstellung beispielsweise von Methanol eine CO₂-Quelle benötigt. [Think 2012]

Investitionskosten

Methanisierung

Eine Power-to-Gas Anlage besteht, je nach Verfahrensvariante und genauer Ausführung, aus den folgenden Komponenten:

- Elektrolyseur (PEM, Alkalisch oder SOEC)
- Methanisierungsstufe (Katalytischer oder Biologischer Reaktor)
- Erschlossene CO₂-Quelle (Biogas, Klärgas, abgeschiedenes CO₂ aus industriellen Prozessen, Luft,...)
- Gasnetzeinspeisung
- Stromnetzanschluss
- Ggf. Druckbehälter zur Speicherung (H₂, CO₂, CH₄)
- Sonstige systemtechnische Komponenten
- Anlagensteuerung und Regelung

Da Power-to-Gas Anlagen in das Erdgasnetz einspeisen, werden die Kosten überwiegend durch die installierte elektrische Leistung und nicht durch die Speicherkapazität bestimmt, daher erfolgen die Kostenangaben als spezifische Kosten pro installierter elektrischer Leistung der Elektrolyse (€/kW).

Abbildung 3-57 zeigt die Ergebnisse der Literaturrecherche zu den Investitionskosten von Power-to-Gas Anlagen mit Methanisierungsstufe.

Die meisten untersuchten Quellen differenzieren bei der Darstellung der Investitionskosten nicht nach unterschiedlichen Verfahrensvarianten und Anlagenkonfigurationen bzw. machen dazu keine genauen Angaben. Wie in [DNV. 2013] und in Abbildung 3-57 dargestellt, haben unterschiedliche Anlagenausführungen jedoch einen großen Einfluss auf die Investitionskosten. In [Agora 2014] basieren die Kostenbandbreiten für Power-to-Gas-Anlagen „auf einer Marktanalyse des FENES (OTH Regensburg) und Angaben von Komponentenherstellern. Hierbei richtet sich der maximale Wert an den Kosten für Power-to-Gas Methan und der Minimalwert an Power-to-Gas mit reiner Wasserstofferzeugung über die günstigste Form der Wasserelektrolyse, der atmosphärischen alkalischen Elektrolyse.“

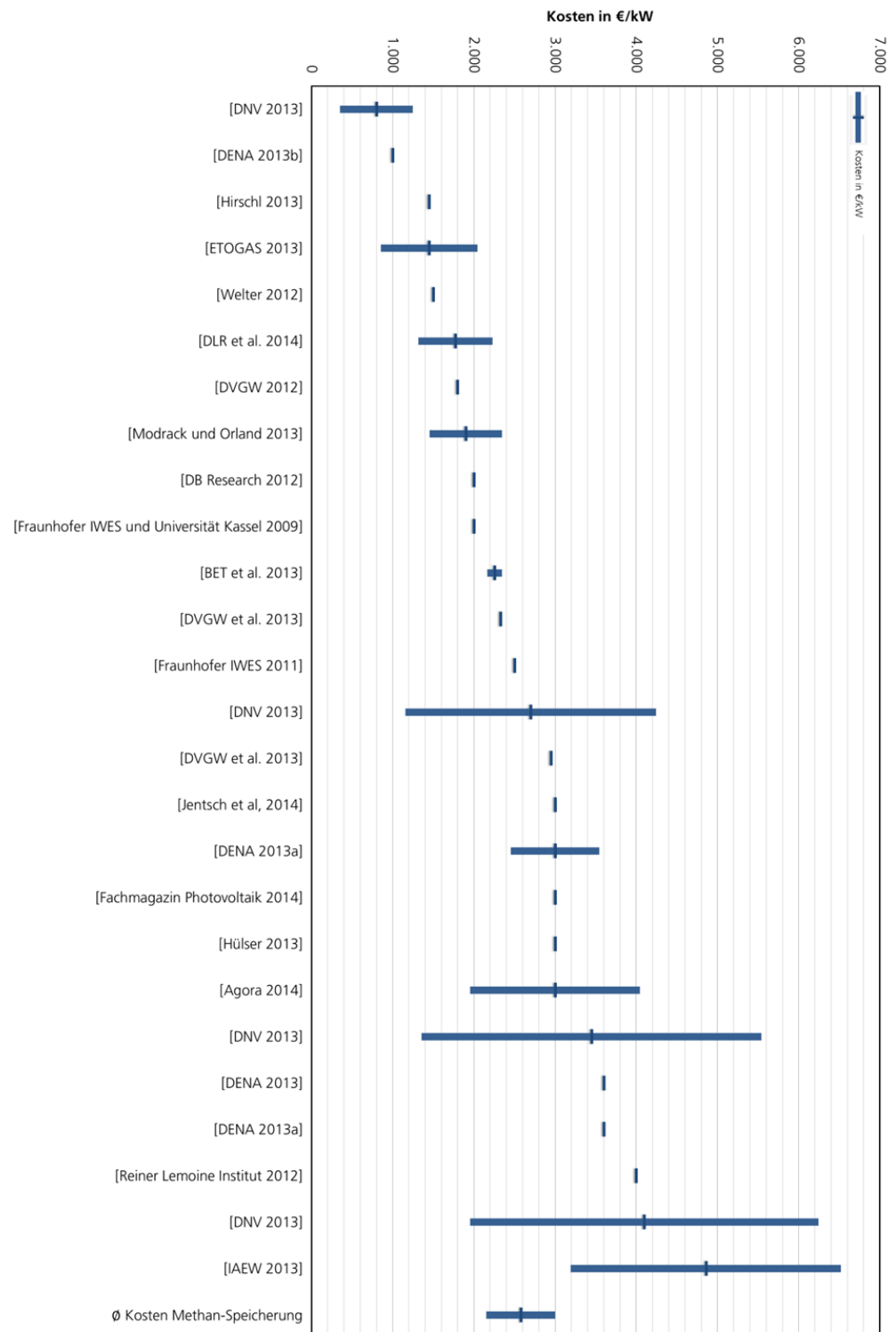


Abbildung 3-57: spezifische Investitionskosten Methanisierung

[DBI 2011] gibt die Investitionskostenverteilung einer Power-to-Gas Anlage ohne Methanisierungsstufe an (Abbildung 3-58), dennoch sind die angenommenen spezifischen Investitionskosten höher als beispielsweise in [DNV 2013].

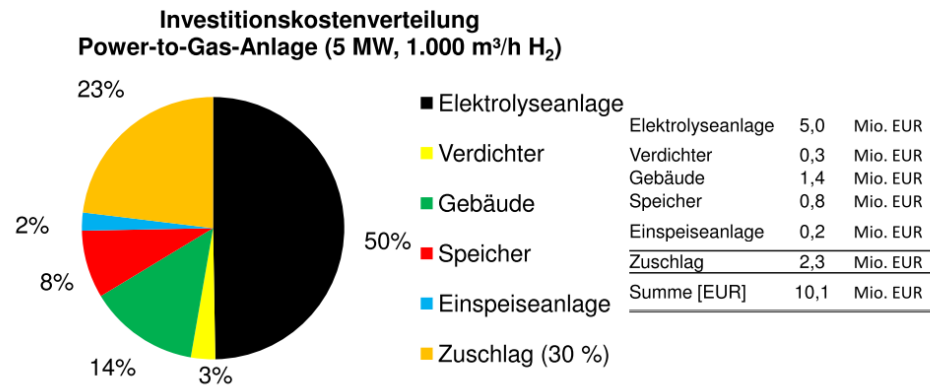


Abbildung 3-58: Kostenaufteilung einer Power-to-Gas Anlage ohne Methanisierungseinheit [DBI 2011]

Detaillierte Kostenaufstellungen zu verschiedenen Anlagenkonfigurationen wie in [DNV 2013] und einer dazu angegebenen Investitionskostenverteilung wie in [DBI 2011] konnten im Rahmen der Studie nicht identifiziert werden.

Wasserstoffspeicherung

Für PtG-Anlagen ohne Methanisierungsstufe wurden die in Abbildung 3-57 dargestellten spezifischen Kosten recherchiert.

Die spezifischen Kosten wurden nach Anlagenkonfigurationen (Elektrolyse + Speicherung + Rückverstromung, Elektrolyse + Speicherung und in reine Elektrolyseurkosten für PEM- beziehungsweise Alkalielektrolyse) zusammengefasst. [Genoese 2013] beschreibt für Elektrolyse mit Speicherung zwei wesentliche Zusammenhänge. Die kapazitätsspezifischen Investitionen sind sehr niedrig; sie liegen teilweise unter einem Euro (vgl. [Kuhn 2012], [Fraunhofer ISI 2010] und [Hartmann et al. 2012]). Die leistungsspezifischen Kosten sind dagegen mit maximal 4300 €/kW relativ hoch. Die niedrigen kapazitätsspezifischen Kosten gehen auf die Nutzung von Salzkavernen als Wasserstoff zurück. Im Vergleich zur Nutzung mit Druckluft, kann mit Wasserstoff 100-mal mehr Energie in den Kavernen gespeichert werden [Genoese 2013]. Die Nutzungskonkurrenz ist dennoch gegeben und auch sicherheitstechnische Randbedingungen für die Speicherung von Wasserstoff sind noch nicht umfassend geklärt.

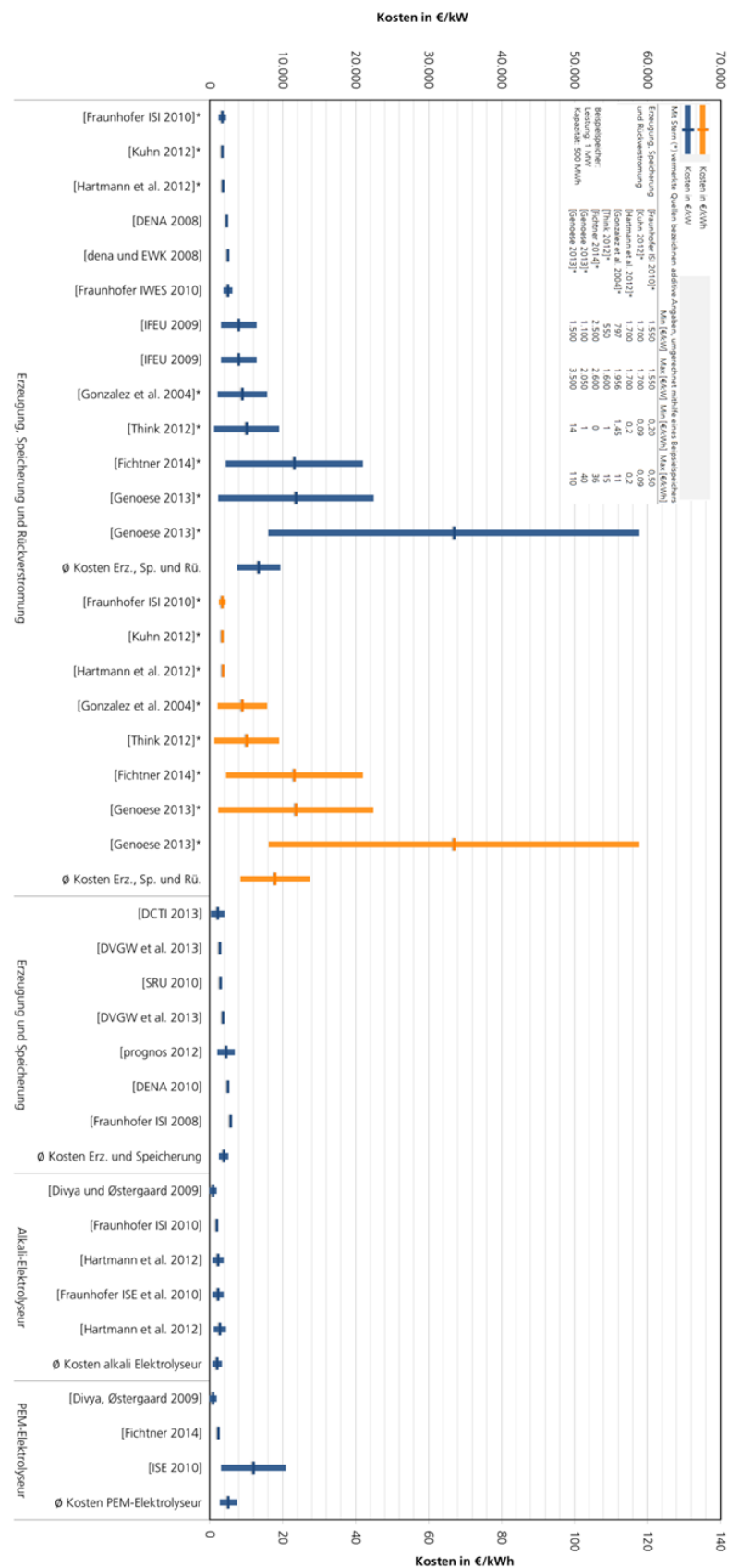


Abbildung 3-59: spezifische Kosten Wasserstoffspeicherung

Grundsätzlich gilt, dass die einzelnen Komponenten: Elektrolyse, Wasserstoffspeicher und Rückverstromungsaggregat unabhängig voneinander skalierbar sind [Fraunhofer ISI 2010]. Für den Elektrolyseur sind 1000 €/kW, für die Speicherung in Kavernen 0,2 bis 0,5 €/kWh und für ein GuD-Kraftwerk zur Rückverstromung 550 €/kW zu veranschlagen [Fraunhofer ISI 2010]. Diese Werte decken sich mit [Hartmann et al. 2012], die für die Elektrolyse 1000 €/kW, für die Kaverne 0,21 €/kWh und für die Investitionen in ein Gaskraftwerk 700 €/kW [IER 2010] angeben. [Hartmann et al. 2012] gibt weiter für die Kostenberechnung der Kavernen einen Sockelbetrag in Höhe von 10 Mio. € pro Kaverne an, zu dem 20 €/m³ Speichervolumen hinzugerechnet werden müssen. In Abhängigkeit des eingesetzten Druckes können pro m³ Speichervolumen bis zu 112 m³ Wasserstoff gespeichert werden. So ergeben sich unter Berücksichtigung eines Puffers zur Erhaltung des Arbeitsdrucks für eine 500000 m³ Kaverne Kosten in Höhe von 0,36 €/m³ [Hartmann et al. 2012][Ludwig-Bölkow-Systemtechnik 2010].

Die Kosten für die alkalische atmosphärische Elektrolyse werden in [EFZN 2013] mit 800 bis 1500 €/kW bei einer Leistung größer 500 kW und für die alkalische Druckelektrolyse mit 20 % höheren Werten angegeben. Für PEM-Elektrolyse, die sowohl atmosphärisch als auch mit Drücken bis 100 bar betrieben werden kann, werden Kosten in Höhe von 2000 bis 6000 €/kW bei einer Leistung von 1 bis 10 kW angegeben [EFZN 2013]. In [Fraunhofer ISE 2010] sind die Kosten von alkalischen (Abbildung 3-60) und PEM-Elektrolyseuren (Abbildung 3-61) in Abhängigkeit der Wasserstoffproduktion dargestellt.

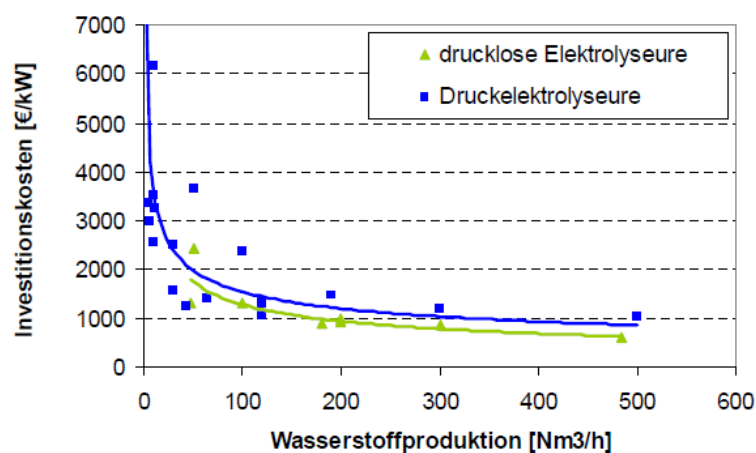


Abbildung 3-60: spezifische Investitionskosten für alkalische Elektrolyseure [Fraunhofer ISE 2010]

[Genoese 2013] unterscheidet für Wasserstoffspeicherung (Elektrolyse, Speicherung und Rückverstromung) zwei Pfade: zentral und dezentral). Für die Zentrale Speicherung wird zur Rückverstromung ein GuD-Kraftwerk und zur Speicherung Salzkavernen eingesetzt. Der verwendete Elektrolyseur wird nicht näher spezifiziert. Die resultierenden Kosten des zentralen Ansatzes belaufen sich auf 1100 bis 2050 €/kW für die leistungsspezifischen Kosten und 1 bis 40 €/kWh für die kapazitätsspezifischen Kosten [Genoese 2013]. Für den dezentralen Ansatz werden Kosten von 1500 bis 3500 €/kW und 14 bis 110 €/kWh beim Einsatz eines Elektrolyseurs, eines Druckgasbehälters und einer Brennstoffzelle ausgegangen. Auch hier sind die betrachteten Technologien nicht näher definiert. Die betrach-

tete typische Größenordnung liegt beim dezentralen Ansatz bei 100 kW und 100 MWh beziehungsweise beim zentralen Ansatz bei 100 MW und 100 GWh.

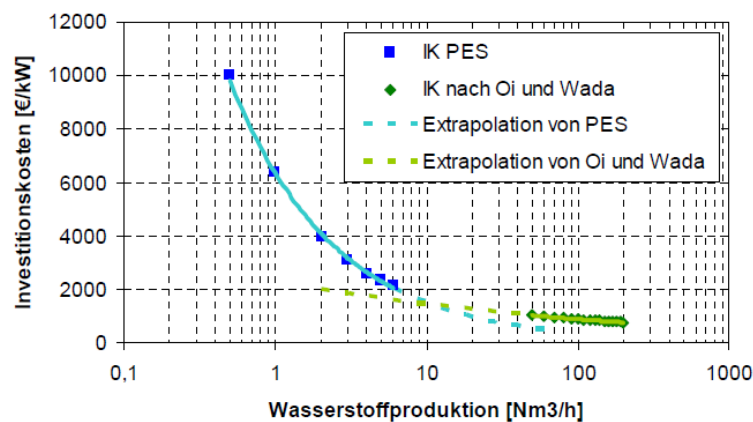


Abbildung 3-61: spezifische Investitionskosten von PEM-Elektrolyseuren [Fraunhofer ISE 2010]

[Meyer et al. 2014] gibt für ein Gesamtsystem zur Methanolsynthese bestehend aus Elektrolyseur, Syntheseanlage inklusive aller Nebenkosten zur Erschließung und Aufbau der Anlage, wie beispielsweise Baunebenkosten, Kosten in Höhe von ca. 2380 €/kW bei einer elektrischen Anschlussleistung von 4,91 MW an.

Kostensenkungspotenziale

Methanisierung

Ein allgemeiner Ansatz Kostensenkungspotentiale zu ermitteln ist die Anwendung eines Lernkurvenkonzeptes, wie in [Agora 2014] verwendet: „Dieser Ansatz basiert auf der empirischen Beobachtung, dass mit jeder Verdopplung der installierten Kapazität (kumulativ) einer Technologie die Kosten einer Technologie um einen festen Prozentsatz sinken. Im Folgenden wird für diese Lernrate für die Technologie Power-to-Gas auf Basis einer Expertenschätzung der Wert von 13 Prozent angenommen. Ausgangspunkt ist der heutige Stand mit einer installierten Power-to-Gas-Leistung von 0,03 Gigawatt in Deutschland. Ferner wird unterstellt, dass sich die installierte Leistung in Deutschland in der oben beschriebenen Bandbreite entwickelt. Zusätzliche kostensenkende Effekte durch die Weiterentwicklung und Installation der Power-to-Gas-Technologie außerhalb Deutschlands wurden als konservative Abschätzung nicht in die Lernkurvenabschätzung einbezogen. Eine Lernrate von 13 Prozent für Power-to-Gas wird als realistischer mittlerer Wert angesehen, da die meisten Anlagen derzeit noch in der Manufaktur hergestellt werden. Daher können in der Technologie über Materialauswahl und Automatisierung noch große Kostensenkungspotenziale gehoben werden, sobald sich ein kleiner Markt bildet.“

Auch [Reiner Lemoine Institut 2012] nennt Marktwachstum als Grund für Kostenreduktionspotentiale der Power-to-Gas Technologie.

Alle relevanten, betrachteten Quellen weisen auf ein hohes Kostensenkungspotential für Power-to-Gas Anlagen in den nächsten 10 bis 20 Jahren hin, es findet

jedoch weitestgehend keine transparente Darstellung der getroffenen Annahmen statt.

Tabelle 3-21: Kostensenkungspotenziale von PtG-Anlagen mit Methanisierungsstufe

Jahr	Komponente	Zielpreis €/kW	Anmerkungen	Quelle
2020	System	700	Annahme eines hohen Marktwachstums mit politischen Anreizen	[Reiner Lemoine Institut 2012]
	Methanisierung, Elektrolyseur, Kompressor, Leistungselektronik Rohre, Aufbau, Steuerung und Regelung	1000	Annahme eines kommerziellen Maßstabs 20-200MW elektrisch	[Fraunhofer IWES und Universität Kassel 2009]
2022	System	1000	Anlagenvolumen von 1.000 MW Elektrolyse	[DENA 2013]
	System	1 000	Anlagenvolumen von 1.000 MW Elektrolyse	[DENA 2013a]
2023	Elektrolyse + Methanisierung	1000 - 1300	Annahme einer Lernrate von 13%	[Agora 2014]
2025	System	450	Annahme eines hohen Marktwachstums mit politischen Anreizen	[Reiner Lemoine Institut 2012]
2030	Methanisierung, Elektrolyse, Aufbau, Stromnetzanschluss, Gasnetzanschluss	1250	Gibt Unsicherheiten bei den Kosten an. Kostenhalbierung bis 2030 wegen Marktwachstum	[Fraunhofer IWES 2011]
	System	360	Annahme eines hohen Marktwachstums mit politischen Anreizen	[Reiner Lemoine Institut 2012]
2033	Elektrolyse + Methanisierung	400 - 900	Annahme einer Lernrate von 13%	[Agora 2014]

Wasserstoffspeicherung

Die Kostensenkungspotenziale im Bereich der Wasserstoffspeicher sind in Tabelle 3-22 dargestellt. Aufgrund der geringen Entwicklungsreife gibt es ein großes Entwicklungs- und damit auch Kostensenkungspotenzial für Technologien im Kontext der Wasserstoffspeicherung. Dieses Potenzial erstreckt sich vor allem auf die Elektrolyseure und Rückverstromungsaggregate, wie Wasserstoffturbinen, Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellen. Großes Potenzial wird in der Verlängerung der Elektrolyseurlebensdauer, einer Wirkungsgraderhöhung sowie der Entwicklung von Elektrolyseuren mit einer Leistung > 1 MW gesehen. [Fraunhofer ISI 2010] [Think 2012]

Tabelle 3-22: Kostensenkungspotenziale der Wasserstoffspeicherung

Jahr	Komponente	Senkung/ Zielpreis		Anmerkungen	Quelle
		€/kW	%		
2020	-	1200	-	Ohne Kommentare	[McKinsey und Siemens 2013]
	Elektrolyse, Speicherung in Kavernen	1800	-	Langzeitspeicher 200 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
2025	Alkali Elektrolyseur	600	25	Kostensenkungsannahme, langfristig auf PEM übertragbar	[Chem-Coast et al. 2013]
2030	-	1600	-	Langzeitspeicher 200 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
2050	-	1400	-	Langzeitspeicher 200 h	[Fraunhofer IWES et al. 2014b]
o.A.	Elektrolyseur	500	-	Langfristig erwarteter Wert	[Fraunhofer ISI 2010], [Hammelmann 2007]
	Alkali Elektrolyseur	< 500	-	Langfristige Annahme für eine Leistung > 1 MW	[EFZN 2013]
	PEM Elektrolyseur	< 500	-	Langfristige Annahme für eine Leistung > 0,5 MW	[EFZN 2013]
	H ₂ -Turbine	200 - 300	-	Langfristig erwarteter Wert aufgrund einer Wirkungsgradsteigerung und Kostensenkung der einzelnen Komponenten	[Fraunhofer ISI 2010]
	Alkalischer Elektrolyseur	< 500	-	Wirkungsgradsteigerung auf 45 % mit Rückverstromung, Elektrolyseure > 1 MW	[Hartmann et al. 2012], [Wenske 2011]
	PEM Elektrolyseur	< 1000	-	Wirkungsgradsteigerung auf 45 % mit Rückverstromung, Elektrolyseure > 1 MW	[Hartmann et al. 2012], [Wenske 2011]

Investitionsbedarf

Die beiden Leitfragen zum Gesamtinvestitionsbedarf werden zusammengefasst, da sich vor allem hinsichtlich neuer Speicher in Deutschland kaum konkrete Angaben in der betrachteten Literatur finden lassen. Neben relativ vielen Studien, die einen Speicherbedarf aufzeigen (vgl. AP 1), werden nur selten Aussagen zum Investitionsbedarf getroffen. Die Auswertung der Recherchen hinsichtlich des Investitionsbedarfes für Speicher in Deutschland heute sowie zukünftig liefert ein sehr uneinheitliches Bild.

Der abgeschätzte Investitionsbedarf erstreckt sich je nach Quelle und betrachtetem Zeitraum von 6 Mrd. € bis 60 Mrd. €. Für das Jahr 2020 wird in [Consentec und IAEW 2011] von einem Investitionsbedarf in zusätzliche Speicherkapazitäten in Höhe von 6 Mrd. € ausgegangen. Es wird dabei angemerkt, dass die herangezogenen Daten für die Berechnung möglicherweise 10 bis 20 % unter den tatsäch-

lich zu erwartenden Investitionskosten liegen und durch Retrofitmaßnahmen weiter gesenkt werden könnten. Dieser Investitionsbedarf bezieht sich auf eine Senkung des Bruttostromverbrauchs bis 2020 um 10 % (ausgehend von 600 TWh). Für 2030 wird bei einer Reduzierung des Bruttostromverbrauchs ein Investitionsbedarf von 16 Mrd. € berechnet. Für Szenarien ohne Absenkung des Bruttostromverbrauchs werden nicht explizit genannte deutlich höhere Investitionsbedarfe erwartet, zum Beispiel ca. 60 bis 80 Mrd. € für Methanisierungsanlagen. Für das Jahr 2030 gibt [DB Research 2012] einen Investitionsbedarf in Höhe von 30 Mrd. € an. DB Research geht von einer Abnahme des Nettostromverbrauchs (Bruttostromverbrauch abzüglich Verteilungsverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) bis 2040 auf 430 TWh aus. Die Zugebauten Speicherkapazitäten werden nicht quantifiziert; es wird nur ein geringer Zubau von saisonalen, aber ein stärkerer Zubau von Kurz- und Langzeitspeicher genannt.

Um die bestehende Datenlage zu erweitern, werden mithilfe eines Dreisatzes die verfügbaren Informationen aus AP 1 zum Speicherbedarf beziehungsweise zum Überschussstromaufkommen zusammengeführt. Die Angaben der technologie-spezifischen Kosten sowie der erwartbaren Speicherkapazitäten werden dazu herangezogen, um den Investitionsbedarf für Speicher Deutschland überschlägig abzuschätzen. Die Daten für die spezifischen Speicherkosten stammen aus dem voranstehenden Teil dieses APs. Die erwartbaren Speicherkapazitäten und installierten Leistungen werden gemäß Abschnitt AP 1 angenommen. Da die Zusammensetzung des Mixes aus den einzelnen Speichertechnologien nicht im Einzelnen bekannt ist, werden Spannweiten aufgezeigt.

Aus den Ergebnissen des AP 1 lässt sich bis 2020 ein maximaler Zubau von 15 GW PSW und in den 2030er Jahren ein maximaler Zubau von weiteren 12 GW PSW beziehungsweise CAES ableiten. Ein signifikanter Zubau weiterer Speichertechnologien wird in den vorliegenden Literaturstellen nicht ausgewiesen. Da keine Angaben zur benötigten Speicherkapazität vorhanden sind, wird auf spezifische Gesamtkosten zurückgegriffen. Mit den spezifischen Kosten von PSW, die sich im Mittel etwa von 895 bis 1575 €/kW erstrecken, bedeutet dies für 2020 ein Investitionsbedarf von 13,4 bis 23,6 Mrd. €. Da 2030 ein unbekannter Mix an PSW und CAES erwartet wird, wird unter Einbezug der Kostensenkungspotenziale (15 %) für PSW und CAES eine Spanne von 760 bis 1339 €/kW unterstellt. Diese Spanne entspricht den heutigen PSW-Kosten unter der Annahme einer 15 %igen Kostensenkung (vgl. [Loisel et al 2010]). Die Kosten von A-CAES liegen mit rund 790 - 1036 €/kW innerhalb dieser Spanne. So ergibt sich für den Zubau der 2030er Jahre ein Gesamtinvestitionsbedarf für Speicher von 9,1 bis 16 Mrd. €.

Für die 2050er Jahre sind keine Zubauten angegeben, es erfolgt lediglich die Angabe einer installierten Speicherkapazität von 8 bis 42 GW. Hauptsächlich basierend auf angenommenen installierten Speicherkapazitäten, welchen zudem unterschiedliche Lebensdauern der Speichereinrichtungen zugrunde liegen, kann im Rahmen der Metastudie kein Zubau abgeleitet werden. Somit können für den langfristigen bzw. in den 2050er Jahren zu erwartenden Speicherzubau keine Aussagen getroffen werden. Ähnlich verhält es sich mit den in AP 1 (vgl. Kapitel 3.1) ermittelten Überschussstrommengen. Um hier eine Aussage zum Investitionsbedarf über die Anwendung eines Dreisatzes zu machen, müssten umfangreiche Annahmen zur Nutzung dieser Überschussstrommengen getroffen wer-

den. Deshalb sind für den Investitionsbedarf in den 2050er Jahren weder aufgrund des Speicherbedarfs noch auf Basis einer hypothetischen Überschussstromnutzung im Rahmen der Metastudie konkretere Aussagen möglich.

Um die sehr großen Spannweiten, die die Berechnungen mithilfe der Ergebnisse von AP 1 ergeben, zu konkretisieren werden anhand von akteurseitig erwarteten Speicherzubau-Szenarien aus AP 2.2 drei Beispiele ausgewählt (siehe Tabelle 23), die nicht ausschließlich den Zubau einer Technologie postulieren. Es handelt sich um zwei Szenarien bis 2030, bei denen Einmal Pumpspeicherwerke und Power-to-Gas-Technologie vorrangig und andererseits PSW und Batteriespeicher für die Mobilität betrachtet werden, und ein Szenario mit dem Zeithorizont bis 2050, bei dem hauptsächlich PSW und A-CAES als Speichertechnologien eingesetzt werden. Der Speicherzubau aus Szenario 2030a [BDEW 2011] und 2030b [IER 2010] ergibt mit den angesetzten Kosten einen mittelfristigen Investitionsbedarf in Höhe von rund 43 Mrd.-€. Demnach wäre der Investitionsbedarf aus Sicht der Akteure etwa um das zweieinhalbfache höher. Dieser große Unterschied ist auf die betrachteten Technologien zurückzuführen. Im Szenario 2030a geht der Großteil des Investitionsbedarfs auf den starken Zubau von PtG-Anlagen mit 37,5 Mrd.-€ und im Szenario 2030b auf den Einsatz von Elektrofahrzeugen bzw. Lithium-Ionen-Batterien mit 34,5 Mrd.-€ zurück. Da der Speicherzubau im Szenario 2050 [dena und IAEW 2012] ist im Vergleich zu den 2030er Szenarien mit 5,19 Mrd.-€ sehr gering und auf die Annahmen der Studie zurückzuführen, die davon ausgeht, dass ein bedeutender Teil der Last durch einen Import von erneuerbaren Energien aus einem europäisch-nordafrikanischen Stromverbund gedeckt wird.

Tabelle 23: Investitionsbedarf in Speichertechnologien auf Basis des akteurseitig erwarteten Speicherzubaues aus AP 2.2

Szenario	Speichertechnologie	Speicherzubau	Kosten**	Investitionsbedarf
		GW	€/kW	Mrd.-€
2030a	PSW	5	1050	42,75
	PtG	30	1250	
2030b	PSW	8,4	1050	43,32
	Mob. Batterie*	15	2300	
2050	PSW	2,5	1050	5,19
	A-CAES	4	640	

* Da die Kosten für Nutzung von Batterien aus Elektrofahrzeugen nicht bekannt sind, wird auf die Kosten von Lithium-Ionen-Batterien zurückgegriffen
 ** Die Kosten stammen aus den jeweiligen Tabellen zu den technologiespezifischen Kostensenkungspotenzialen. Es wurden jeweils Mittelwerte gebildet

3.4.6 Zusammenfassung

Die in diesem Kapitel betrachteten Investitionen für Stromspeicher werden in der Literatur sehr unterschiedlich und in Abhängigkeit der betrachteten Technologie und in Abhängigkeit des Betrachtungswinkels nicht immer einheitlich eingestuft. Die teilweise großen Schwankungen der spezifischen Kosten ergeben sich aus den betrachteten Einsatzgebieten der Speicher. Die hohen Preise werden dabei hauptsächlich durch Anlagen im Demonstrations- oder Forschungsstadium bei Technologien, die noch im Anfangsstadium der Entwicklung sind, verursacht. Hier sind beispielsweise SMES zu nennen. Besonders bei den Kurzzeit-Anwendungen mit hoher Leistung bei wenig Speicherkapazität ergeben sich pro

Kilowattstunde hohe spezifische Kosten. Ein gutes Beispiel hierfür sind Micro-SMES-Anlagen die im Vergleich zu SMES-Systemen um ca. 23-mal höhere Investitionskosten für kapazitätsabhängige Kosten besitzen.

Die Datenlage zu den heutigen Investitionskosten ist quantitativ sehr gut. Allerdings ist die Qualität der Daten aufgrund fehlender Transparenz der Rahmenbedingungen innerhalb der Literaturstellen nicht immer gegeben, so dass hier die Anforderungen an die Qualität der berücksichtigten Literaturstellen herabgesetzt werden mussten. Es gibt literaturübergreifend keine einheitliche Herangehensweise zur Bestimmung der Investitionskosten. Im einfachsten Fall werden Investitionssummen für ein spezifisches Projekt durch die installierte Leistung oder die Kapazität geteilt, was lediglich einen Vergleich mit ähnlichen Projekten erlaubt. Praktikabler ist hingegen die Aufteilung der Kosten auf leistungs- und kapazitätsbestimmende Komponenten. Diese Aufteilung erlaubt bereits eine vereinfachte Berechnung von Investitionskosten für Anlagen anderer Konfiguration.

Zusätzlich erschwert die Angabe von Spannweiten die Zuordnung der jeweils geltenden spezifischen Investitionskosten, da nicht in jedem Fall eine lineare Kostendegression mit steigender Kapazität beziehungsweise Leistung einhergeht. Idealerweise werden die Investitionskosten, wie beispielsweise von [Fraunhofer ISE 2010] in Abbildung 3-60 für alkalische Elektrolyseure praktiziert, in Abhängigkeit von der Kapazität dargestellt. Weiter wäre eine detailliertere Aufteilung in weitere Komponenten in vielen Fällen wünschenswert. Die Größe der Spannweiten wird oftmals vom Entwicklungsstand beziehungsweise von geologisch bedingten Unsicherheiten beeinflusst; mit zunehmender Marktdurchdringung und damit einhergehender technischer Reife werden die Spannweiten oftmals kleiner.

Neben der Aufteilung in Sockelbeträge, beispielsweise für den physischen Speicher (im Fall der Druckluftspeicher der Kavernen) und für Neben-/Hilfsaggregate, wäre insbesondere eine sorgfältigere Darstellung des Bezugs auf Einspeise- beziehungsweise Ausspeiseleistung und ein- beziehungsweise ausspeicherbare Kapazität für treffendere Aussagen wünschenswert. Aus technologischer Sicht sind diese Parameter bei Ein- und Ausspeicherung je Speichertyp deutlich unterschiedlich und von Fall zu Fall variabel anwendbar. Insgesamt zeichnet sich jedoch trotz der verschiedenartigen Herangehensweisen und nicht idealen Güte der Werte und Kostenberechnungen technologiespezifisch ein relativ homogenes Bild zu den einzelnen Technologien ab, welches für erste überschlägige Investitionskostenabschätzungen ausreicht. Die Ergebnisse zu den aktuellen Investitionskosten sind in Abbildung 3-62 gemäß der eingangs getroffenen anwendungsspezifischen Aufteilung dargestellt. Es handelt sich bei den aufgezeigten Spannweiten nicht um additiv zu verwendende Werte, sondern um Gesamtkosten bezogen auf die Leistung beziehungsweise auf die Kapazität. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden die teilweise hohen spezifischen kapazitätsbezogenen Kosten für Schwungräder, SMES und Kondensatoren auf 10000 €/kWh begrenzt. Es zeigen sich deutlich die großen Spannweiten insbesondere der neueren und stark von der Geologie abhängigen Technologien wie beispielsweise Pumpspeicher, (High-Speed)-Schwungräder oder Lithium-Batterien. Die großen Spannweiten der neuartigen Speichertechnologien lassen Unsicherheiten bezüglich der tatsächlich zu erwartenden Kosten vermuten, da viele auf Kostenschät-

zungen für Pilotanlagen beruhen und nicht immer tatsächlichen Marktpreisen entsprechen.

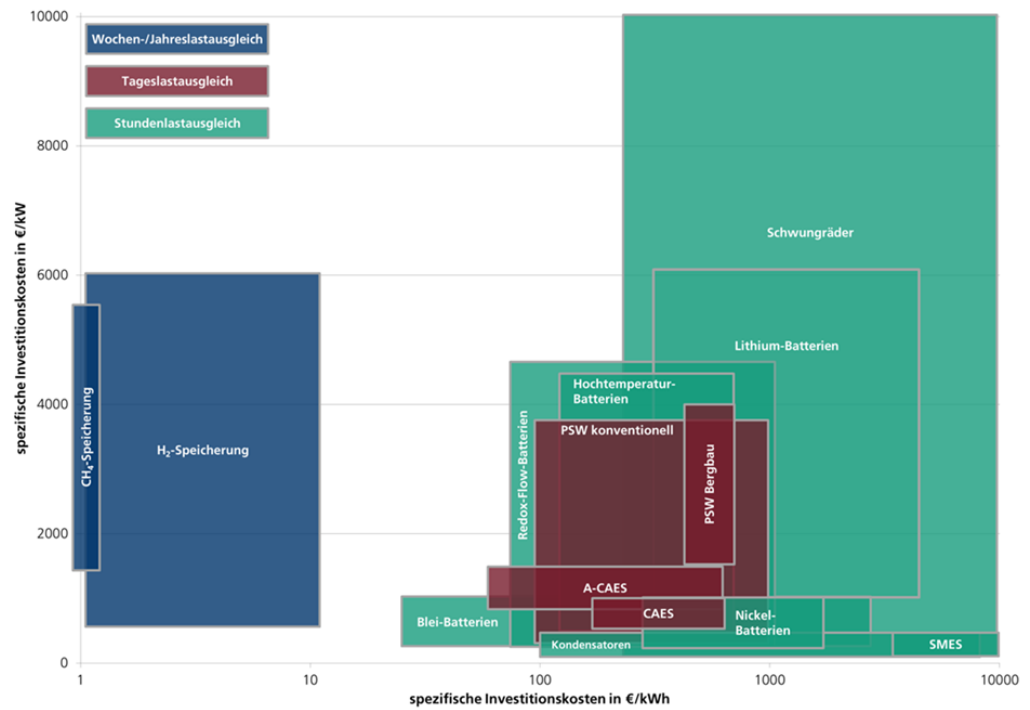


Abbildung 3-62: spezifische Investitionskosten nach Technologie und Anwendungsfall

Die Kostensenkungspotenziale geben gemäß den vorliegenden Betrachtungszeiträumen – zum Teil bis 2050 und darüber hinaus – teilweise eine große Spannweite wider. Zusätzlich zu den großen Spannweiten fehlen für diese Forschungsfrage oftmals die Transparenz und dezidierte Erläuterungen in den Literaturstellen. Es handelt sich häufig nur um die Angabe eines Wertes beziehungsweise einer Spannweite oder um angestrebte zeitlich nicht eingeordnete Investitionskostenminima. Insgesamt geben die Literaturstellen, insbesondere für neuartige Technologien, hohe langfristige Kostensenkungspotenziale von bis zu 70 % für bspw. Lithium-Ionen-Batterien wider. Anders stellt es sich beispielweise für die Druckluftspeichertechnik dar, hier liegen die prognostizierten Werte zum Großteil bereits im Bereich der aktuellen Kosten, sodass perspektivisch kaum Reduktionspotenzial gesehen wird.

Bezüglich des Gesamtinvestitionsbedarfs für Speicher in Deutschland ist die Datengrundlage nicht eindeutig. Die vorliegenden Ergebnisse beziehen sich in der Regel nicht auf den gesamten Speicherbedarf, sondern auf technologiespezifisch isoliert betrachtete Investitionen. Es stellt sich eine ähnliche Problematik bezüglich der Definition von Speicherbedarf und Überschussstrom heraus, wie bereits in AP 1 (vgl. Kapitel 3.1) dargestellt. So ist es auch mithilfe der Daten aus AP 1, AP 2.1 und dieses APs unter Anwendung eines Dreisatzes schwierig präzise Aussagen zusätzlich zu den Literaturstellen zu treffen. Auf Basis der vorliegenden Wertebereiche für den Speicherbedarf und die spezifischen Kosten konnte lediglich eine relativ weite Investitionsspanne angegeben werden. So ergibt sich je-

weils für die 2020er beziehungsweise 2030er Jahre, unter Berücksichtigung der aufgeführten Einschränkungen, ein Investitionsbedarf für den Zubau von Speichern in Deutschland in Höhe von etwa 6 bis 15 Mrd. € beziehungsweise mittelfristig ungefähr bis zu 43 Mrd. €.

3.4.7 Fazit

Die Datenlage zu den Investitionskosten der verschiedenen Technologien ist zwar sehr umfangreich, jedoch ist häufig keine hinreichende Transparenz gegeben. Die mangelhafte Transparenz, variierende Annahmen in der Kostenrechnung sowie unterschiedliche Bezugsgrößen für die Investitionskosten machen eine Vergleichbarkeit der Daten schwierig. Allgemein ist der Umfang der Aussagen zu den Kostensenkungspotenzialen der einzelnen Technologien sehr inhomogen.

- Insbesondere neuartige wenig verbreitete Anlagen, wie Lithium-Ionen-Batterien, zeigen relativ große Kostensenkungspotenziale, da durch Massenfertigungseffekte und Weiterentwicklungen einzelner Komponenten Kostensenkungen erwartet werden.
- Belastbare Aussagen zum zukünftigen Investitionsbedarf sind kaum ableitbar. Je nach angenommenem Szenario ergibt sich für Deutschland ein kurzfristiger Investitionsbedarf von etwa 6 bis 15 Mrd. € beziehungsweise mittelfristig ungefähr bis zu 43 Mrd.



Stunden-/Tageslastausgleich

3.5 AP 4.1 »Erlöspotenziale von Stromspeichern«

3.5.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n

- ?
- Welche Deckungsbeiträge können durch Speicher aktuell bzw. zukünftig in den verschiedenen Speicheranwendungen/Märkten erzielt werden?

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, aus der betriebswirtschaftlichen Sicht des Speicherbetreibers heraus zu evaluieren, welcher Deckungsbeitrag durch Stromspeicher aktuell bzw. zukünftig erzielt werden kann.

Für diese Studie wird der Begriff „Deckungsbeitrag“ wie folgt verwendet: der Deckungsbeitrag meint den Bruttogewinn, also den Betrag, welcher zur Deckung der Fixkosten (Investitionskosten und fixe Betriebskosten) herangezogen werden kann. Er berechnet sich aus der Differenz zwischen Einnahmen und Ausgaben (d.h. dem Ertrag) für eine bestimmte Speicheranwendung abzüglich der beim Speicherbetrieb eventuell anfallenden variablen Betriebs- und Anfahrkosten. Im Rahmen des vorliegenden Arbeitspaketes werden ausdrücklich auch Speicheranwendungen mitbetrachtet, in denen der Ertrag darin besteht, dass durch den Stromspeicher andernfalls anfallende Kosten verringert werden (Beispiel: Anwendung „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“).

Eine Übersicht über mögliche Speicheranwendungen gibt Tabelle 3-24. Die im Rahmen dieser Metastudie analysierten Speicheranwendungen werden an der entsprechenden Stelle kurz beschrieben. Ausführlichere Hintergrundinformationen können bspw. in [Kanngießer 2014a] nachgelesen werden.

Tabelle 3-24: Übersicht Speicheranwendungen; Quelle: [Kanngießer 2014a]

Nr.	Name der Speicheranwendung
1	Energieverschiebung durch Handel am Spotmarkt
2	Bereitstellung von Regelleistung
3	Bereitstellung von Schwarzstartreserve
4	Betriebsunterstützung konventionelles Kraftwerk
5	Gewährleistung von Power Quality und unterbrechungsfreier Stromversorgung
6	Bereitstellen von Erzeugungsleistung
7	Vermeidung bzw. Verzögerung Netz- und Betriebsmittelausbau
8	Bildung Hybridkraftwerk zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern
9	Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs
10	Energieverschiebung zur Minimierung der Strombezugskosten
11	Spitzenlastreduktion zur Minimierung des Netznutzungsentgeltes
12	Ausregelung von Prognosefehlern im Bilanzkreis
13	Geplanter Wirkleistungs-Bilanzausgleich

3.5.2 Literaturrecherche

Die Literaturrecherche (Schritt 2 nach Cooper) wurde zu Beginn der Bearbeitung konzentriert durchgeführt. Dabei wurden die in Abbildung 3-64 grün umrandeten Literaturtypen, welche aufgrund ihrer inhaltlichen Tiefe und ihrer Qualität für die Fragestellung als besonders relevant eingeschätzt wurden, systematisch durchsucht. Dabei wurden drei unterschiedliche Wege beschritten:

- Sichtung der vorliegenden Literatur (Liste vom BMWi, Literatur aus früheren einschlägigen Forschungsprojekten)
- Schlagwort-Suche über ScienceDirect, IEEEXplore, Google Scholar, Opac der Deutschen Nationalbibliothek etc.
- Beschaffung der relevanten Literatur aus den vorliegenden Literaturverzeichnissen bereits gesichteter Dokumente

Einen Sonderfall stellt der grün schraffierte Quadrant in der Klassifizierungsmatrix dar. Um die Recherche auf ein vernünftiges Maß zu begrenzen, wurde hier im Vorfeld eine Vorauswahl von für die Fragestellung besonders relevant angesehenen Konferenzen getroffen. Insgesamt wurden dabei die Tagungsbände von 18 Konferenzen durchgesehen, u.a. International Renewable Energy Storage Conference, Internationale Energiewirtschaftstagung, Symposium Energieinnovation, Optimierung in der Energiewirtschaft, Energy Storage World Forum, Symposium Photovoltaische Solarenergie.

		...nach inhaltlicher Tiefe bzw. Umfang der Literatur		
		A	B	C
...nach Art der Veröffentlichung	Primärliteratur	Monographie	Beitrag in Sammelbänden	Abstract
		Artikel im Fachjournal* (≥ 7 S.)	Artikel im Fachjournal* (< 7 S.)	
		Dissertation		
		Normen	Erläuterungen	
		Gesetze	Verordnungen, Gesetzeskommentare	Auszüge, Zusammenfassungen von Gesetzen
		Patente		
	Sekundärliteratur		Konferenzbeitrag-Langfassung	Konferenzbeitrag-Kurzfassung, -Präsentation
			Zeitschriftenartikel** (≥ 7 S.)	Zeitschriftenartikel** (< 7 S.)
		Forschungsstudie	Zwischenbericht	Projekthomepage
				Zeitungsartikel**
	Graue Literatur	Diplomarbeiten		
		Vorlesungs-Skripte		
			Firmenschriften	
				Firmenbroschüren
				Pressemitteilungen

Abbildung 3-64: Eingrenzung Recherche AP4.1 nach Literaturtypen

3.5.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung

Auf diese Weise wurden >250 auf den ersten Blick potenziell für AP4.1 relevante Quellen identifiziert und beschafft. Aufgrund der in Kapitel 2.3 definierten Ausschlusskriterien reduzierte sich diese Anzahl auf 50 Quellen, die für die Clustierung (Schritt 5 nach Cooper, vgl. Kapitel 3.5.4) berücksichtigt wurden.

Wesentlicher Ausschlussgrund war dabei, dass der Fokus auf Deutschland nicht gegeben war. Hierbei entfielen u.a. auch in dem Forschungsgebiet von Speicheranwendungen häufig zitierte Quellen wie [SNL 2010] oder [EPRI 2010], da diese bspw. ihren Fokus auf die USA legen. Am zweithäufigsten stellte sich bei der Detailsichtung heraus, dass eine vom Titel her aussichtsreiche Quelle doch keine quantitativen Ergebnisse zu Erlöspotenzialen beinhaltete. Bei ca. elf Quellen war

das Fehlen jeglicher Dokumentation zu der genutzten Methodik bzw. eine nur grobe oder fehlende Dokumentation der angenommenen Eingangsparameter und Szenarien der Ausschlussgrund. Bezüglich der Qualität der Annahmentransparenz erwies es sich jedoch als erforderlich, die unabdingbar erforderlichen Informationen auf wenige Hauptinformationen zu beschränken, um den Ausschluss weiterer Quellen zu vermeiden. Für AP4.1 waren dies die Speicheranwendung, die Speichertechnologie, das Betrachtungsjahr sowie die Speicherdimensionierung. Letzteres mit Ausnahme der Fälle, in denen der Deckungsbeitrag bereits spezifisch bezogen in der Quelle angegeben wurde.

Eine Auswertung der berücksichtigten 50 Quellen nach Literaturtyp (vgl. Abbildung 3-65) zeigt, dass es sich insbesondere um Konferenzbeiträge (30%) und Artikel in Fachjournalen (26%) handelt. Abschlussberichte zu Forschungsprojekten sind zu 20% und Dissertationen zu 12% enthalten. 40% der Quellen sind somit dem Typ Primärliteratur zugehörig, 60% dem Typ Sekundärliteratur. Unabhängig vom Literaturtyp handelt es sich bei allen 50 Quellen um Primärquellen. Deutlich auffällig ist die Entwicklung der Quellenanzahl nach dem Veröffentlichungsjahr, welche einen deutlich steigenden Trend aufweist (vgl. Abbildung 3-66). Dies deutet darauf hin, dass der Forschungsaspekt der Erlöspotenziale von Stromspeichern auf zunehmendes Interesse stößt.

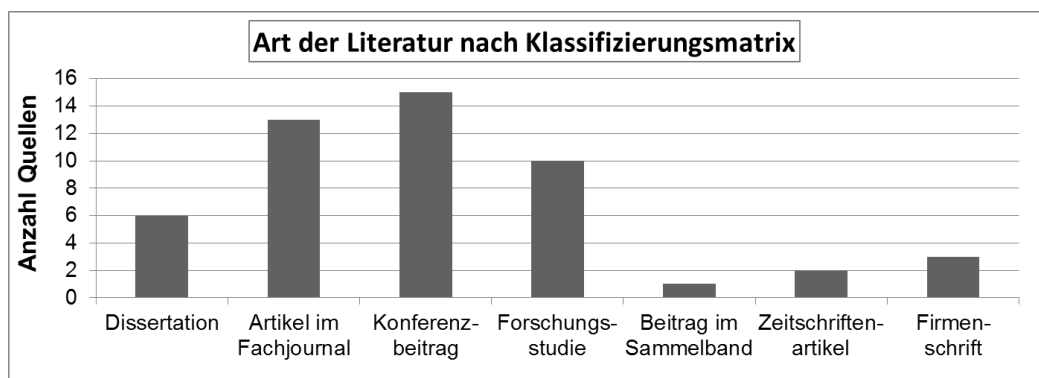


Abbildung 3-65: Meta-Auswertung "Art der Literatur" für AP4.1

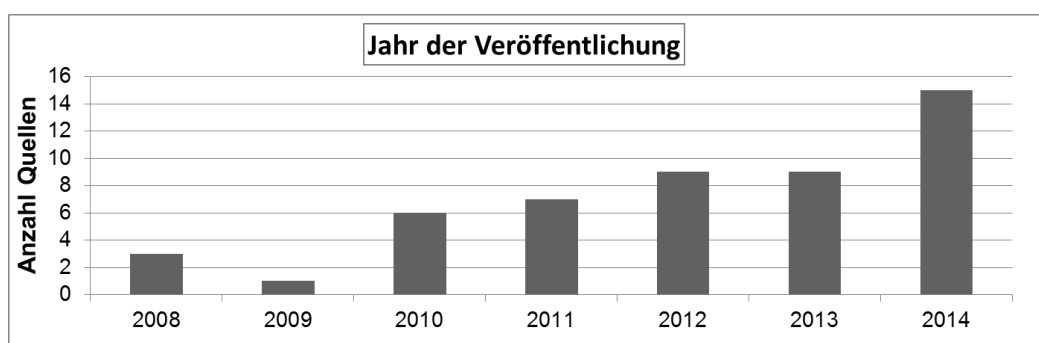


Abbildung 3-66: Meta-Auswertung "Veröffentlichungsjahr" für AP4.1

3.5.4 Clusterung

Abbildung 3-67 bereitet die berücksichtigten 50 Quellen übersichtlich auf, indem diese in eine Matrix mit den Ordnungskriterien „Speicheranwendung“ sowie „Speichertechnologie“ eingeordnet werden. Hieraus kann entnommen werden, zu welcher Technologie bzw. Anwendung es besonders viele Quellen gibt bzw. wo sich Forschungslücken befinden. Außerdem kann für jede Quelle nachvollzogen werden, welche Szenarienvarianten sie hinsichtlich Anwendung und Techno-

logie analysiert hat. Der Übersichtlichkeit halber wurde für kombinierte Speicheranwendungen (bspw. simultaner Handel am Day-Ahead-Spotmarkt und Bereitstellung von Minutenreserve) eine Markierung bei allen beteiligten Speicheranwendungen gemacht, anstatt die kombinierte Anwendung als separate Zeile in die Matrix aufzunehmen.

Es sind ausschließlich Speicheranwendungen in der Matrix enthalten, welche einen betriebswirtschaftlichen Fokus aufweisen. Gesamtsystemische Anwendungen, welche beispielsweise den Nutzen von Speichern für die Gesamtkosten der Energieversorgung betrachten, sind ebenso wenig enthalten wie Anwendungen, welche die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zum klassischen Ausbau von Netz und Netzbetriebsmitteln untersuchen. Beide Anwendungen werden stattdessen in Kapitel 3.8 ausgewertet.

Die für die Speichertechnologien verwendeten Abkürzungen werden wie folgt verwendet: „PHES“ = Pumpspeicherkraftwerk; „ACAES“ = Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk; „DCAES“ = „Diabates Druckluftspeicherkraftwerk“; „H₂&CH₄“ = „Power-to-Gas-Speicher mit Rückverstromung (unterschiedliche Pfade) auf Basis von Wasserstoff bzw. Methan“; „RFB“ = „Redox-Flow-Batterie“; „Li“ = „Sammelbegriff für Lithium-basierte Batterien i.d.R. Lithium-Ion“; „LA“ = „Blei-Säure-Batterie“; „PHEV“ = „Plug-in-Hybrid-Elektrofahrzeug“. Der „ideale Speicher“ wird von [Kanngießer 2014a] als Speicher mit 100% Wirkungsgrad, einem Teillastbereich von 0-100% sowie ohne Selbstentladerate und variablen Betriebs- und Anfahrkosten definiert. Sonstige bzw. nicht näher definierte Technologien werden unter „Sonstige bzw. k. A.“ zusammengefasst.

Ein Schwerpunkt ist bei Großspeicherkraftwerken (PHES, ACAES, DCAES, H₂&CH₄) in Verbindung mit dem Day-Ahead-Spotmarkt (DA) zu erkennen, wobei besonders häufig Pumpspeicherkraftwerke analysiert wurden. Darüber hinaus ist das Pumpspeicherkraftwerk auch die einzige Technologie, welche im Hinblick auf den Intraday-Spotmarkt (ID) untersucht wurde. Ein zweiter Schwerpunkt ist die Bereitstellung von Sekundär- (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) durch Großspeicherkraftwerke. Die Erlössituation bei der Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) durch Stromspeicher ist dagegen in der Literatur bisher nur vereinzelt dargestellt. Technologisch kann Primärregelleistung aufgrund der Präqualifikationsanforderungen lediglich von Batteriespeichern bereitgestellt werden. Dies spiegelt sich darin wider, dass sich in der Matrix Markierungen nur bei „PHEV“ bzw. bei „Sonstige bzw. k.A.“ befinden, wobei Letzteres sich auf einen in allen drei Quellen untypisierten Batteriespeicher bezieht. Ein weiterer Schwerpunkt besteht in dem Einsatz von Kleinbatteriespeichern (LA, Li) zur Erhöhung des Photovoltaik-Eigenverbrauchanteils (PV-EV) beim Endkunden.

Ausgehend von der Clusterübersicht werden für die Detailauswertung in Kapitel 3.5.5 folgende Pfade definiert:

1. Handel am Spotmarkt durch Großspeicherkraftwerke
2. Bereitstellung von Regelleistung...
 - a. ... durch Großspeicherkraftwerke
 - b. ... durch stationäre Batteriespeicher; Fokus: PRL
 - c. ... durch mobile Batteriespeicher (d.h. Elektrofahrzeuge)
3. Erhöhung des PV-Eigenverbrauchanteils durch Kleinbatteriespeicher

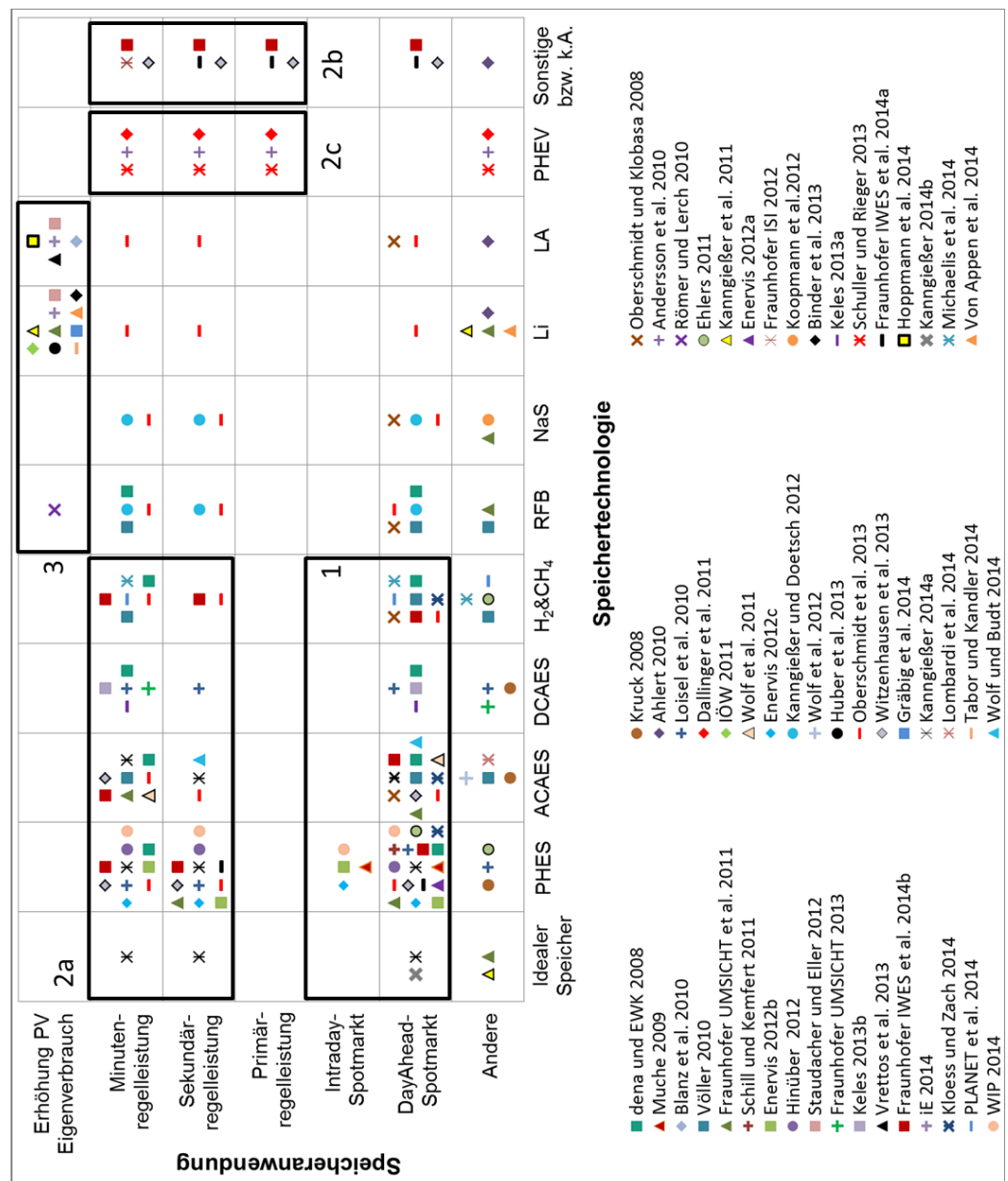


Abbildung 3-67: Clusterübersicht Quellen zum Thema „Erlöspotenziale von Stromspeichern“, geordnet nach Speicheranwendung und -technologie

In der Detailauswertung wird mangels Vergleichbarkeit nicht näher auf die unter „Andere“ zusammengefassten Speicheranwendungen eingegangen. Besonders häufig handelt es sich hierbei um Anwendungen, bei dem der Stromspeicher einen Service für einen (räumlich in der Nähe befindlichen) Windpark erbringt [Kruck 2008][Loisel et al. 2010][Völler 2010][Kanngießer et al. 2011][Koopmann et al. 2012][Wolf et al. 2012][Lombardi et al. 2014]. Dazu gehört beispielsweise die Bereitstellung einer gesicherten Leistung mit dem Windpark, die Vermeidung von Einspeisemanagement aufgrund von lokalen Netzengpässen oder die Vermarktung von Windstrom an den Spot- bzw. Regelleistungsmärkten. [Michaelis et al. 2014] sowie [PLANET et al. 2014] beschäftigen sich mit der Wasserstoffherstellung aus Überschussstrom, wobei neben einer Rückverstromung zum Verkauf an Strom- und Regelleistungsmärkten auch der Verkauf des Wasserstoffs als Kraftstoff einbezogen wird. Darüber hinaus analysiert [Fraunhofer ISI 2012] das Erlöspotenzial von RFB-basierten Elektrolyttankstellen am Markt für negative Se-

kundärregelleistung. Zudem betrachtet [Ahlert 2010] die Strombezugskostenminimierung beim Endkunden.

3.5.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage

In diesem Kapitel erfolgt die Detailauswertung für die in Schritt 5 definierten Pfade. Als vergleichende Kenngröße wird dabei der Deckungsbeitrag herangezogen. Dieser wird dazu auf die mittlere installierte Speicherleistung (Pfade 1, 2a und 2b) bzw. auf die installierte Speicherkapazität (Pfade 2c und 3) bezogen¹⁹. In den Ergebnisgrafiken der Pfade (Abbildung 3-70, Abbildung 3-72, Abbildung 3-74) werden auf der x-Achse die beiden wichtigsten Kriterien „Speichertechnologie“ und „Betrachtungsjahr“ aufgetragen. Weitere Kriterien, die einen Einfluss auf den erzielbaren Deckungsbeitrag haben, werden qualitativ erläutert und sind darüber hinaus implizit in der aufgetragenen Bandbreite des erzielbaren Deckungsbeitrags enthalten (bspw. unterschiedliche angenommene Speicherdimensionierungen oder unterschiedlich gewählte techno-ökonomische Eingangsparameter).

Abbildung 3-68 gibt einen Überblick über die Betrachtungszeiträume der Quellen. In rot ist das jeweilige Veröffentlichungsjahr gekennzeichnet, so dass ersichtlich wird, ob es sich um eine Vergangenheitsbetrachtung oder um Zukunftsprognosen handelt. Bei den in grau eingezeichneten Balken ist kein konkretes Betrachtungsjahr angegeben, sondern es handelt sich um ein nicht näher datiertes „Post-EEG-Szenario“ (bspw. [Hoppmann et al. 2014], [Huber et al. 2013]).

Nur wenige Quellen prognostizieren den erzielbaren Deckungsbeitrag für die Zukunft. Stattdessen berechnen die meisten Quellen den erzielbaren Deckungsbeitrag auf Basis historischer Marktzeitreihen. Bei den Quellen des Pfades „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“ stimmen i.d.R. Veröffentlichungsjahr und Betrachtungszeitraum überein. Dies liegt daran, dass dort der Betrachtungszeitraum danach zugeordnet wurde, aus welchem Jahr der in den Szenarienrechnungen angenommene regulatorische Rahmen (v.a. EEG-Tarif) stammt.

Ergänzend gibt der rechte Teil von Abbildung 3-68 zudem eine Übersicht darüber, welche Quelle welchem Pfad zugeordnet wurde.

¹⁹ Bei Großspeicherkraftwerken ist die installierte Leistung die maßgebliche Dimensionierungsgröße, auf welche Bezug genommen werden sollte. In der Regel können Ein- und Ausspeicherleistung unabhängig voneinander gewählt werden. Da beide einen Einfluss auf den erzielbaren Deckungsbeitrag besitzen, wurde hier die mittlere, installierte Leistung als Bezugsgröße gewählt. Batterien werden dagegen typischerweise über ihre installierte Kapazität charakterisiert.

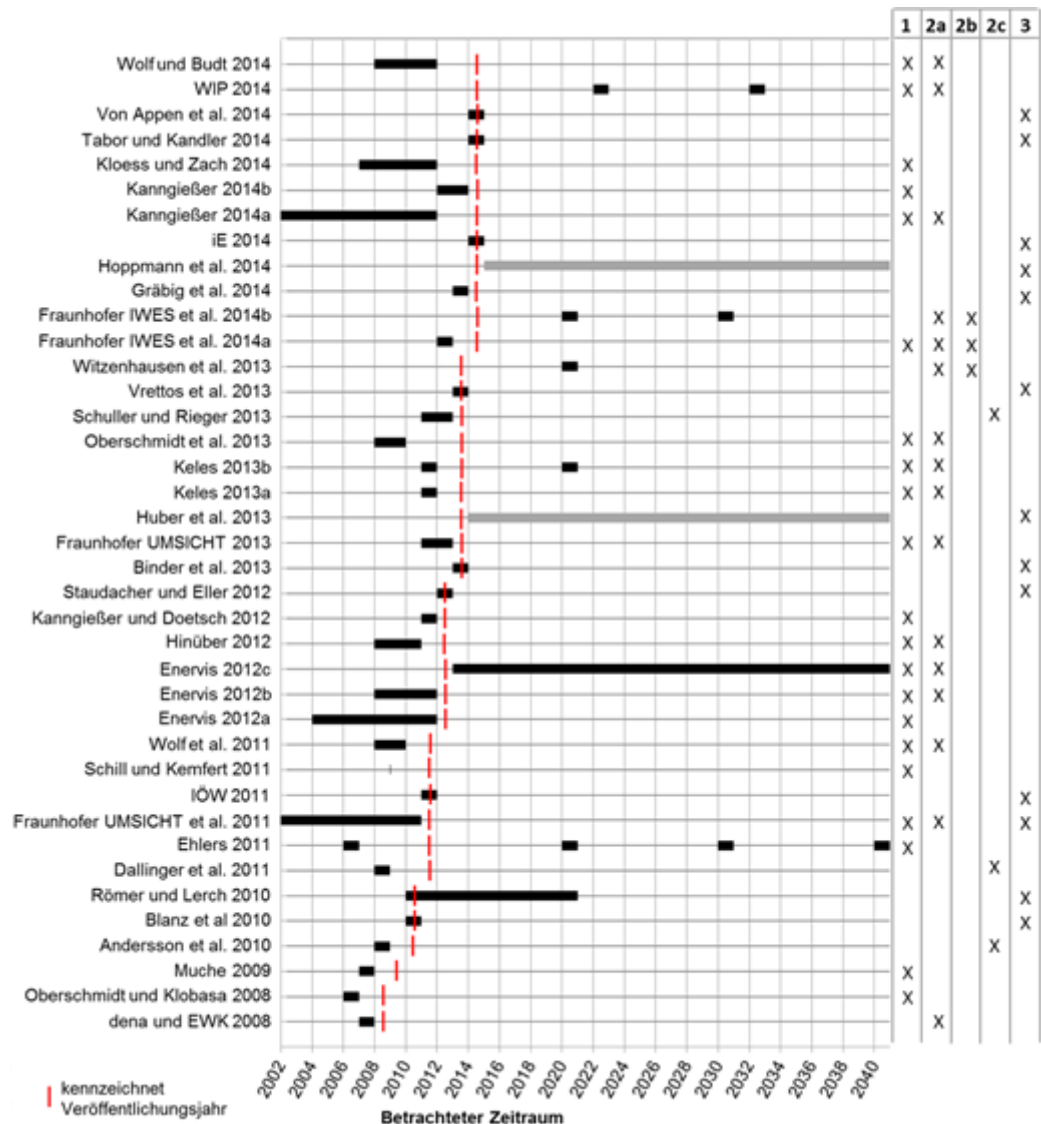


Abbildung 3-68: Übersicht über in den Quellen von AP4.1 betrachtete Zeiträume

Pfad 1 »Handel am Spotmarkt durch Großspeicher«

Die Speicheranwendung „Handel am Day-Ahead-Spotmarkt“ basiert darauf den Spread zwischen niedrigen und hohen Spotpreisen auszunutzen. Durch das Einspeichern bei niedrigen Preisen, welche mit einer niedrigen Residuallast korrelieren, und das Ausspeichern bei hohen Preisen, welche mit einer hohen Residuallast korrelieren, entsteht zugleich eine Glättung der Residuallastkurve. Der Intraday-Spotmarkt besitzt ein vom Day-Ahead-Spotmarkt unterschiedliches Marktdesign (u.a. kontinuierlicher Handel bis 45 Minuten vor Beginn der gehandelten Zeitscheibe statt täglicher Auktion mit Market Clearing Price). Das Grundprinzip für den Handel von Stromspeichern am Intraday-Spotmarkt ist jedoch dasselbe.

Es werden 21 Quellen für die inhaltliche Detailauswertung in Pfad 1 berücksichtigt, wovon vier neben Ergebnissen für den Day-Ahead-Spotmarkt auch Ergebnisse für den Intraday-Spotmarkt liefern: [Oberschmidt und Klobasa 2008], [Muche 2009], [Ehlers 2011], [Fraunhofer UMSICHT et al. 2011], [Schill und Kernfert 2011], [Wolf et al. 2011], [Enervis 2012a], [Enervis 2012b], [Enervis 2012c], [Hin-

über 2012], [Kanngießer und Doetsch 2012], [Fraunhofer UMSICHT 2013], [Keles 2013a], [Keles 2013b], [Oberschmidt et al. 2013], [Fraunhofer IWES et al. 2014a], [Kanngießer 2014a], [Kanngießer 2014b], [Kloess und Zach 2014], [WIP 2014], [Wolf und Budt 2014].

Abbildung 3-69 stellt für den Day-Ahead-Spotmarkt dar, wie viele Quellen sowie wie viele unterschiedliche Ergebniswerte²⁰ pro Technologie existieren.

Die Quellenlage ist für Pumpspeicherkraftwerke mit 13 Quellen und 55 Ergebniswerten am größten. Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke werden in sieben Quellen mit 28 Ergebniswerten untersucht, alle weiteren Technologien beruhen auf lediglich ein bis drei Quellen.

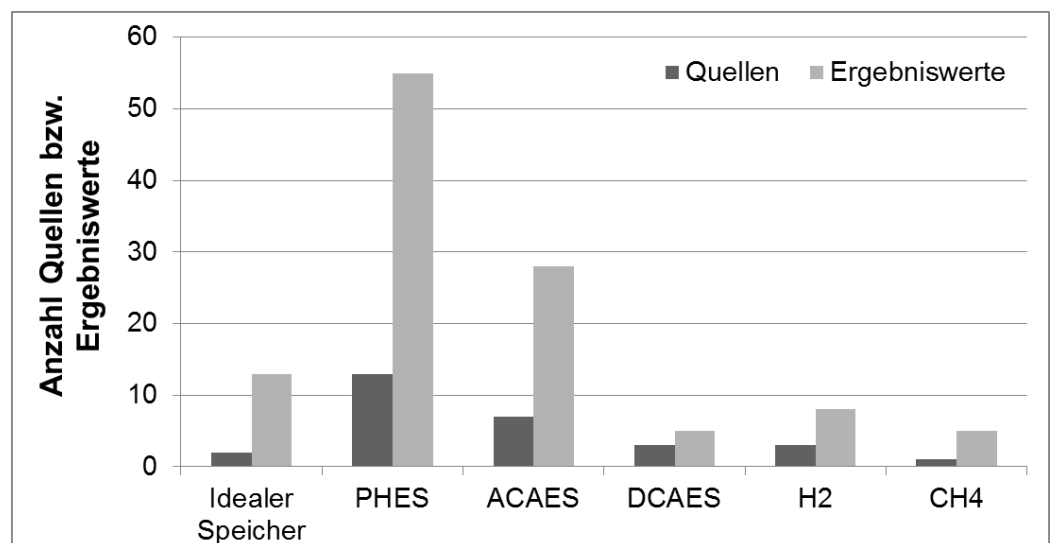


Abbildung 3-69: Übersicht Quellenlage zu Pfad 1 in AP4.1

Abbildung 3-70 fasst für den Day-Ahead-Spotmarkt die erzielbaren, jährlichen Deckungsbeiträge zusammen, indem pro Technologie und Betrachtungsjahr der minimale und der maximale Ergebniswert eingezeichnet sind.

²⁰ Für verschiedene Jahre bzw. zwei Werte pro Jahr als minimaler und maximaler Deckungsbeitrag, wenn Sensitivitätsanalysen durchgeführt wurden, bspw. hinsichtlich der Speicherdimensionierung.

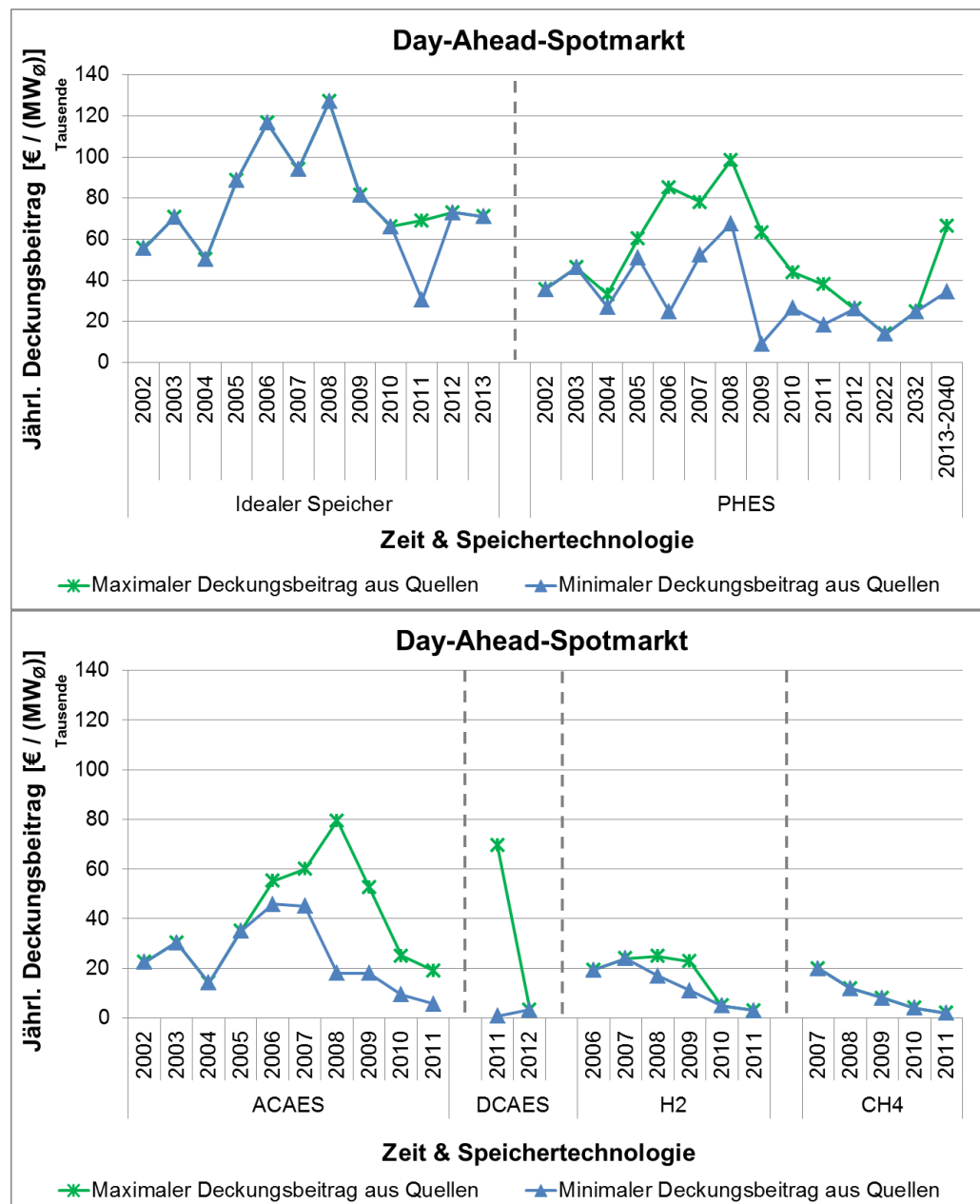


Abbildung 3-70: Erzielbare Deckungsbeiträge von Großspeichern am Day-Ahead-Spotmarkt

Technologisch ist eine klare Rangfolge zu erkennen. Als Benchmark kann die fiktive Technologie „Idealer Speicher“ dienen. Im historisch besten Spotmarkt-Jahr 2008 konnte mit dem Idealen Speicher ein jährlicher Deckungsbeitrag von 127 T€/MW₀ erzielt werden. Hinter dem Idealen Speicher folgen sortiert nach absteigenden Deckungsbeiträgen die Technologien PHES, ACAES, H₂ und CH₄. Die Rangfolge entspricht gleichzeitig der Rangfolge der Technologie-Wirkungsgrade. Die Technologie DCAES stellt einen Sonderfall dar. Im Gegensatz zu reinen Stromspeichertechnologien, welche ihre Deckungsbeiträge am Day-Ahead-Spotmarkt über die Preisdifferenz aus hohen und niedrigen Strompreisen generieren, ist bei DCAES zudem ein hohes Strompreinsniveau, ebenso wie ein niedriger Gasbezugspreis förderlich für hohe erzielbare Deckungsbeiträge. Während der Säulen-Minimumwert für DCAES im Jahr 2011 von [Fraunhofer UMSICHT 2013] mit einem Gaspreis von 35 €/MWh und einem Wirkungsgrad

von 47% berechnet wurde, basiert der Maximalwert von [Keles 2013b] auf einem Gaspreis von 17 €/MWh und einem Wirkungsgrad von 56%. Beides sind Parameter mit hoher Sensitivität auf den erzielbaren Deckungsbeitrag für die Anwendung Handel am Spotmarkt, wie [Fraunhofer UMSICHT 2013] für den Gaspreis und [Kanngießer 2014a] für den Wirkungsgrad zeigen.

Nachdem in den Jahren 2006 bis 2008 im Day-Ahead-Spotmarkt bisher die höchsten jährlichen Deckungsbeiträge erzielt werden konnten, ist seitdem technologieübergreifend ein stetig abnehmender Trend zu beobachten, der sich seit 2012 zu stabilisieren scheint (vgl. bspw. Technologie „idealer Speicher“). Prognosen für zukünftige Jahre sind bislang nur für die Technologie Pumpspeicherkraftwerk erstellt worden. Dabei fällt die Prognose von [WIP 2014] mit ca. 14 T€/MW₀ für das Jahr 2022 und ca. 25 T€/MW₀ für das Jahr 2032 deutlich pessimistischer aus als die von [Enervis 2012c]. [Enervis 2012c] hat berechnet, dass von 2013 bis 2040 die erzielbaren Deckungsbeiträge kontinuierlich ansteigen werden (von ca. 35 T€/MW₀ auf ca. 67 T€/MW₀). Unabhängig von der absoluten Höhe des erzielbaren Deckungsbeitrages stimmen die Ergebnisse der beiden Autoren aber darin überein, dass die Deckungsbeiträge zukünftig wieder ansteigen werden.

Im Folgenden werden die in den Quellen bzw. durch den Quervergleich der Quellen identifizierten Einflussfaktoren auf den erzielbaren Deckungsbeitrag qualitativ diskutiert und mit Beispielen unterlegt.

- **Speicherdimensionierung:** Bei der Dimensionierung von Stromspeichern kann abhängig von der Technologie sowohl das Verhältnis zwischen installierter Ein- und Ausspeicherleistung als auch das Verhältnis zwischen installierter Speicherkapazität und installierter Leistung variiert werden. Das Verhältnis zwischen installierter Ein- und Ausspeicherleistung wurde bspw. in [Fraunhofer UMSICHT et al. 2011] für PHES und ACAES variiert und ein Optimum bestimmt. Für die Ableitung einer allgemeingültigen Aussage müsste diese Untersuchung jedoch auf einer größeren Datenbasis wiederholt werden. Für das Verhältnis zwischen installierter Kapazität und installierter Leistung gilt, dass der jährliche Deckungsbeitrag mit steigender Kapazität ebenfalls ansteigt. Dies wird bspw. in der Säule „Idealer Speicher, 2011“ ersichtlich, wo das Verhältnis zwischen 2 Wh/W (=Minimum) und 16 Wh/W (=Maximum) variiert wurde, wobei ab einem Verhältnis von ca. 8 Wh/W nur noch ein geringer Anstieg des Deckungsbeitrags erfolgte. In Abbildung 3-70 wurden nur Ergebnisse für als „Tagesspeicher“ dimensionierte Speicher hereingenommen. Mit der vereinfachenden Annahme einer perfekten Voraussicht über das gesamte Jahr, könnte ein „Saisonspeicher“ dagegen einen höheren, jährlichen Deckungsbeitrag erwirtschaften. Aus den Ergebnissen von [Kloess und Zach 2014] kann abgeleitet werden, dass Saisonspeicher im Vergleich zu Tagesspeichern einen um 50% höheren Deckungsbeitrag erzielen können. Laut [WIP 2014] ist bei einem PHES mit 55 h statt 5 h Speicherkapazität im Jahr 2032 am Day-Ahead-Spotmarkt sogar mehr als eine Verdopplung des erzielbaren Deckungsbeitrags möglich. In der Diskussion um das ideale Verhältnis zwischen installierter Kapazität und installierter Leistung ist zu beachten, dass nicht nur die erzielbaren, jährlichen Deckungsbeiträge verglichen werden dürfen, sondern auch die

bei einem größeren Speicher höheren Investitionskosten in die Wirtschaftlichkeitsrechnung einbezogen werden müssen (vgl. Kapitel 3.7).

- **Zeitreihenbasis:** Bei dem Vergleich mehrerer Spotpreiszeitreihen wird ersichtlich, dass diese einen typischen Verlauf besitzen, aber die Ausprägung der Preisspreads sehr individuell ist. Aufgrund dessen ist es empfehlenswert die Berechnung des Deckungsbeitrags aufgrund einer möglichst umfangreichen Zeitreihe durchzuführen, so dass sich extrem hohe bzw. niedrige Spreads herausmitteln. Dieser Zusammenhang könnte ein Grund dafür sein, dass die Spannweite zwischen dem minimalen und maximalen Ergebniswert von „PHES, 2009“ deutlich weiter ist als für die anderen Kombinationen aus Speichertechnologie und Zeit. Der Minimumwert stammt mit ca. 9 T€/MW₀ aus [Schill und Kemfert 2011] und basiert auf einer nur zwei Wochen umfassenden Spotpreiszeitreihe. Alle weiteren sieben Quellen, deren zugrundeliegende Spotpreiszeitreihe das komplette Jahr 2009 umfasst, nennen jährliche Deckungsbeiträge zwischen ca. 44 und 63 T€/MW₀.
- **Berücksichtigung der Marktrückkopplung:** Die meisten Quellen treffen die Vereinfachung, dass der Speicher als Preis-Nehmer auftritt, d.h. durch seinen Betrieb keine Rückwirkung auf die Marktpreise ausübt. Mit steigender Speicheranzahl bzw. steigender Speicherleistung/-kapazität wird jedoch durch den Speicherbetrieb eine Glättung der Residuallastkurve und damit zusammenhängend eine Glättung der Spotpreiskurve erzielt (vgl. Kapitel 3.6). Dies könnte ein weiterer Grund für den von [Schill und Kemfert 2011] ermittelten geringen Deckungsbeitrag für „PHES, 2009“ sein. Eine weitere Quelle, die die Marktrückkopplung berücksichtigt ist [Ehlers 2011]. Für „PHES, 2006“ wird darin für unterschiedlich hohe installierte Leistungen und Kapazitäten, d.h. unterschiedlich hohe Marktrückkopplungen, der Deckungsbeitrag berechnet. Bei einer installierten Speicherleistung von 200 MW wird bspw. ein spezifischer Deckungsbeitrag von ca. 48 T€/MW₀ erzielt, bei einer Leistung von 1500 MW nur noch ca. 25 T€/MW₀. Die weiteren drei Quellen geben unter der Annahme des Preis-Nehmers für „PHES, 2006“ ca. 74 bis 85 T€/MW₀ an.
- **Techno-ökonomische Eingangsparameter:** Für einen hohen Deckungsbeitrag sind ein hoher Wirkungsgrad, ein weiter Teillastbereich, eine geringe Selbstentladerate sowie geringe variable Anfahr- und Betriebskosten förderlich. Eine quantifizierende Sensitivitätsanalyse hinsichtlich dieser Parameter ist bspw. in [Kanngießer 2014a] zu finden. Als weiteres Beispiel kann [Wolf et al. 2011] dienen, der ein Niedertemperatur-ACAES untersucht, und dabei Wirkungsgrad und Teillastbereich variiert. In beiden Quellen übt der Wirkungsgrad die höchste Sensitivität auf den erzielbaren Deckungsbeitrag aus.
- **Netznutzungsentgelte, Stromsteuer, etc.:** In Abhängigkeit von der Speichertechnologie und vom Inbetriebnahmejahr sind auf den beim Einspeichern aus dem Netz bezogenen Strom verschiedene Entgelte bzw. Steuern zu entrichten (vgl. Kapitel 3.10), wodurch der für die Deckungsbeitragszielsetzung nutzbare Preisspread verringert wird. [dena und EWK 2008] ermittelt die daraus resultierende Deckungsbeitragsdifferenz, allerdings nicht für den alleinigen Handel am Day-Ahead-Spotmarkt sondern die zusätzliche Bereitstellung von Regelleistung (vgl. Pfad 2a).

Das Erlöspotenzial durch den Handel eines Stromspeichers am Intraday-Spotmarkt wird in der Literatur bisher kaum behandelt. Eine Erklärung besteht ggf. darin, dass der Intraday-Spotmarkt nicht sicher liquide ist [Muche 2009][Ehlers 2011] bzw. der Day-Ahead-Spotmarkt als liquider und relevanter eingeschätzt wird [Zucker et al. 2013]. Die einzigen quantitativen Aussagen zum erzielbaren Deckungsbeitrag stammen von [Muche 2009], [Enervis 2012b], [Enervis 2012c] und [WIP 2014] und beziehen sich ausschließlich auf die Technologie Pumpspeicherkraftwerk. Während [Muche 2009] explizit für den Intraday-Spotmarkt im Jahr 2007 einen erzielbaren Deckungsbeitrag von ca. 40 T€/MW₀ berechnet, beziehen sich die drei anderen Quellen auf die gemeinsame Teilnahme an Day-Ahead- und Intraday-Spotmarkt. [Enervis 2012b] und [Enervis 2012c] konstatieren aktuell einen fallenden Trend, ausgehend von 83 bis 89 T€/MW₀ im Jahr 2008 bis 38 T€/MW₀ im Jahr 2011. Dieser Trend verläuft damit parallel zu der oben konstatierten Entwicklung beim alleinigen Handel am Day-Ahead-Spotmarkt. Für das Jahr 2032 prognostiziert [WIP 2014] einen Deckungsbeitrag von ca. 26 T€/MW₀. Dies würde auf einen weiter fallenden Trend hindeuten. Allerdings ist zu beachten, dass das Ergebnis von [WIP 2014] auch bereits für den alleinigen Handel am Day-Ahead-Spotmarkt im Jahr 2032 mit ca. 25 T€/MW₀ pessimistischer ausfallen, als bspw. das von [Enervis 2012c] mit ca. 54 T€/MW₀. Aufgrund der dünnen Quellenlage kann für die zukünftig erzielbaren Deckungsbeiträge im Intraday-Spotmarkt daher kein erwarteter Trend abgelesen werden.

Pfad 2a »Bereitstellung von Regelleistung durch Großspeicher«

Im deutschen Regelleistungsmarkt wird zwischen den drei Regelleistungsarten Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve unterschieden. Diese unterscheiden sich u.a. hinsichtlich der geforderten Reaktionszeit im Abruffall, der Mindestgebotsgröße, der Vergütungsstruktur und der Zeitscheibenstruktur (www.regelleistung.net). Insbesondere aufgrund der unterschiedlichen geforderten Reaktionszeiten im Abruffall kann der Primärregelungsmarkt von Großspeicherkraftwerken nicht bedient werden. Außerdem eignen sich diabate Druckluftspeicherkraftwerke und diabate Hochtemperatur-Druckluftspeicherkraftwerke nur für den Minutenreservemarkt. Währenddessen erfüllen Pumpspeicherkraftwerke und diabate Niedertemperatur-Druckluftspeicherkraftwerke auch die Bedingungen für den Sekundärregelungsmarkt.

Im Gegensatz zu Kraftwerken ist bei Stromspeichern darauf zu achten, dass die am Regelleistungsmarkt angebotene Leistung nicht nur leistungsmäßig vorgehalten, sondern auch ausreichend Speicherkapazität frei- bzw. vorgehalten wird. Für die Speicherbewirtschaftung ist daher neben der Teilnahme am Regelleistungsmarkt ebenfalls ein simultaner Handel am Spotmarkt (oder der Austausch von Strom mit anderen Quellen/Senken) erforderlich. [Kanngießer 2014a] Obwohl für die Primärregelung gleich viel positive wie negativ Leistung angeboten werden muss und in der Literatur oftmals davon ausgegangen wird, dass sich die abgerufene Energie langfristig die Waage hält, sind die durch den Wirkungsgrad bedingten Verluste zu ersetzen. [Oudalov et al. 2007] präsentiert bspw. eine Untersuchung zu der benötigten Speicherkapazität in Abhängigkeit verschiedener Nachladestrategien auf Basis historischer UCTE-Frequenzprofile.

Es werden in Pfad 2a 16 Quellen für die inhaltliche Detailauswertung berücksichtigt: [dena und EWK 2008], [Fraunhofer UMSICHT et al. 2011], [Wolf et al. 2011], [Enervis 2012b], [Enervis 2012c], [Hinüber 2012] [Fraunhofer UMSICHT 2013], [Keles 2013a], [Keles 2013b], [Oberschmidt et al. 2013], [Witzenhausen

2013], [Fraunhofer IWES et al. 2014a], [Fraunhofer IWES et al. 2014b], [Kann-
gießer 2014a], [WIP 2014], [Wolf und Budt 2014].

Abbildung 3-71 stellt für den Regelleistungsmarkt dar, wie viele Quellen sowie wie viele unterschiedliche Ergebniswerte²¹ pro Technologie existieren. Die Quel-
lendichte ist im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke mit insgesamt acht Quellen
und 69 Ergebniswerten am höchsten. Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke
werden in insgesamt acht Quellen mit 28 Ergebniswerten untersucht, alle weite-
ren Technologien beruhen auf lediglich ein bis vier Quellen.

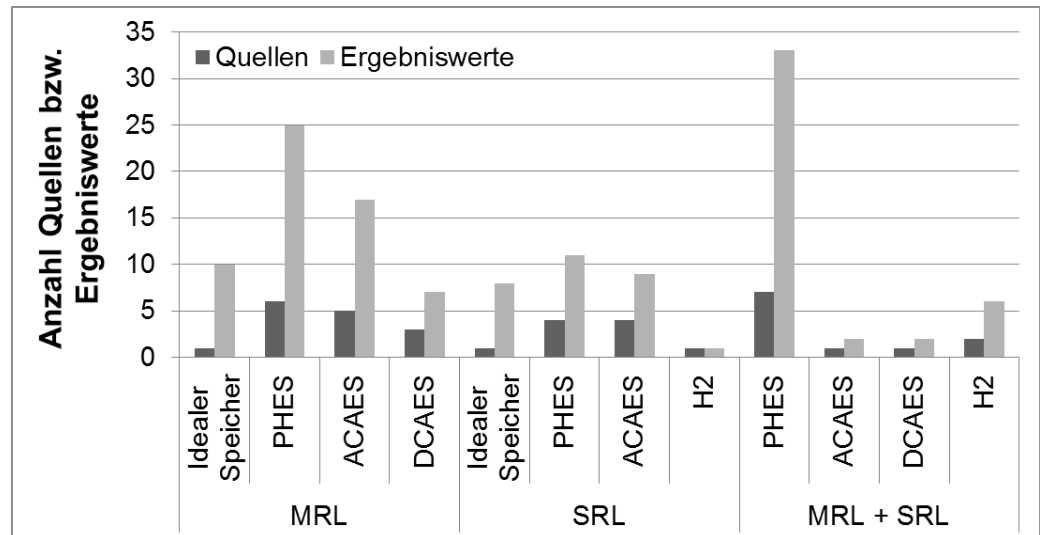


Abbildung 3-71: Übersicht Quellenlage zu Pfad 2a in AP4.1

Abbildung 3-72 fasst für den Regelleistungsmarkt die erzielbaren, jährlichen De-
ckungsbeiträge zusammen, indem pro Technologie und Betrachtungsjahr der
minimale und der maximale Ergebniswert eingetragen sind.

Es ist deutlich zu erkennen, dass das Niveau des erzielbaren Deckungsbeitrags im
SRL-Markt bzw. bei der kombinierten MRL&SRL-Bereitstellung deutlich über dem
des MRL-Marktes liegt.

Innerhalb eines Marktes ergibt sich ein homogeneres Bild als bei der Anwendung
Handel am Spotmarkt (vgl. Abbildung 3-70), sowohl zwischen den Technologien
als auch zwischen den unterschiedlichen Betrachtungsjahren (die Zukunftsjahre
inbegriffen). Dies liegt teilweise mit daran, dass die Spannweite zwischen dem
minimalen und maximalen jährlichen Deckungsbeitrag hoch ist. Trotzdem ist zu
erkennen, dass das Deckungsbeitragsniveau beginnend beim Idealen Speicher
über PHES zu ACAES absinkt. Für DCAES und H₂ ist keine allgemeine Aussage
ableitbar.

²¹ Für verschiedene Jahre bzw. zwei Werte pro Jahr als minimaler und maximaler Deckungsbeitrag, wenn Sensitivitätsanalysen durchge-
führt wurden, bspw. hinsichtlich der Speicherdimensionierung.

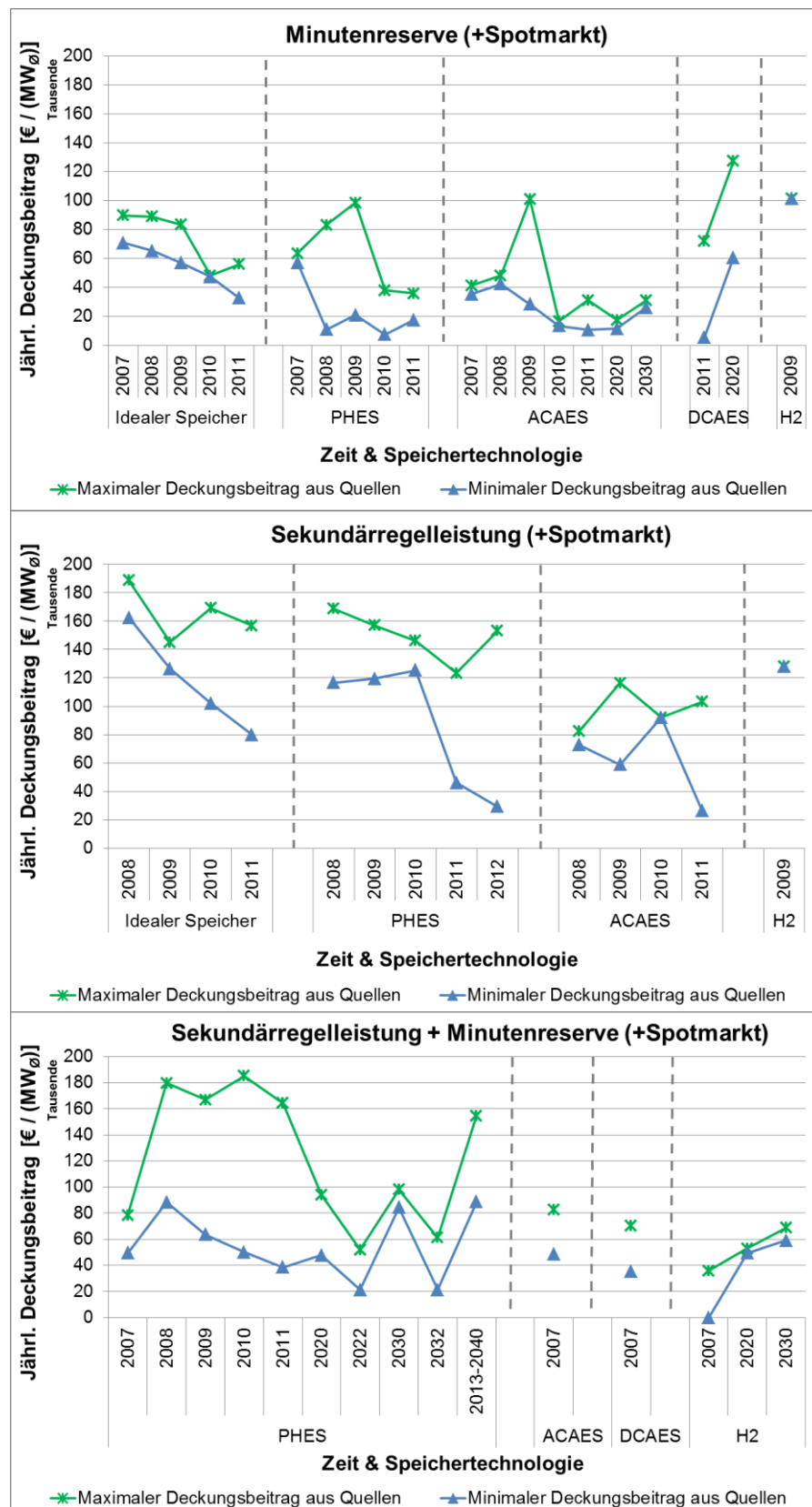


Abbildung 3-72: Erzielbare Deckungsbeiträge durch Großspeicher am Sekundärregelleistungs- und Minutenreservemarkt

Die bereits für Pfad 1 genannten Einflussfaktoren auf den erzielbaren Deckungsbeitrag gelten hier qualitativ entsprechend. Soweit ergänzende Erläuterungen oder Beispiele vorliegen, werden diese hier noch einmal aufgegriffen und zudem regelleistungsspezifische Einflussfaktoren diskutiert:

- **Speicherdimensionierung:** Bei der Bereitstellung von Regelleistung ist insbesondere das Verhältnis zwischen installierter Kapazität und Leistung von Bedeutung. Je größer die Speicherkapazität, desto einfacher ist die erforderliche Kapazitätsfrei- bzw. -vorhaltung, und desto größere positive und/oder negative Leistungen können auf dem Markt angeboten werden. Bei kleineren Speicherkapazitäten ist entweder die mögliche Angebotshöhe eingeschränkt, oder der Speicher muss durch einen Regelleistungs-Pool besichert werden.

Im Gegensatz zum alleinigen Handel am Spotmarkt, für die [WIP 2014] bei Steigerung der Speicherkapazität von 5 Wh/W auf 55 Wh/W mehr als eine Verdopplung des Deckungsbeitrages berechnet hat, gibt [WIP 2014] bei der Anwendung DA+MRL+SRL nur eine Deckungsbeitragssteigerung von 33% an.
- **Modellierung der Angebotsstrategie an den Regelleistungsmärkten:** Methodisch nutzen 14 der 16 Quellen eine Einsatzoptimierung des Stromspeichers, um die an den verschiedenen Märkten erzielbaren Deckungsbeiträge zu berechnen. Die Angebotsstrategie am Regelleistungsmarkt (Zeitscheibe, positiv/negativ, Leistungshöhe) kann entweder endogen als Entscheidungsvariable modelliert oder exogen vorgegeben werden. Beide Varianten besitzen verschiedene Vor- und Nachteile [Kanngießer 2014a]. Eine systematische Untersuchung, inwiefern die Modellierungsvarianten den berechneten Deckungsbeitrag beeinflussen, existiert bislang nicht. Die Quellen, welche die Angebotsstrategie exogen vorgegeben haben, führen teilweise mehrere Szenarienrechnungen für unterschiedliche Angebotsstrategien durch, wodurch u.a. die große Säulenspannweite in Abbildung 3-72 zustande kommt. Bei den Szenarienrechnungen zeichnet sich ab, dass negative bzw. kombinierte negativ-positive Sekundärregelleistungsangebote aus Erlössicht besonders attraktiv sind [Wolf et al. 2011][Fraunhofer IWES et al. 2014a][Kanngießer 2014a].

In den Quellen mit modellendogener Angebotsstrategie, die die parallele Bereitstellung von Minutenreserve und Sekundärregelleistung vorsehen, bestätigt sich, dass der Sekundärregelleistungsmarkt – bei Eignung der Technologie – aus Erlössicht gegenüber dem Minutenreservemarkt vorzuziehen ist [Enervis 2012b][Enervis 2012c][Hinüber 2012].
- **Angebotene Leistungs- und Arbeitspreise:** Der Regelenenergiemarkt ist ein Pay-As-Bid-Markt, d.h. jeder Teilnehmer erhält im Falle des Zuschlags den eigenen, angebotenen Leistungspreis bzw. wird im Abruffall die gelieferte oder bezogene Regelenenergie mit dem angebotenen Arbeitspreis bepreist. In der Literatur werden zumeist der durchschnittliche Preis oder der Grenzpreis als Eingangsparameter verwendet, wodurch der berechnete, erzielbare Deckungsbeitrag deutlich variieren kann. Eine Sensitivitätsanalyse hierzu befindet sich in [Kanngießer 2014a].
- **Techno-ökonomische Eingangsparameter:** [Enervis 2012c] und [WIP 2014] untersuchen für die Technologie Pumpspeicherkraftwerk welchen Einfluss die Regelbarkeit von Pumpe und Turbine auf den erzielbaren De-

ckungsbeitrag hat. [WIP 2014] berechnet, dass ein Pumpspeicherkraftwerk mit nicht-regelfähiger Pumpe nur zwischen ca. 43% und 69% des Deckungsbeitrages erzielt wie eines mit voll regelfähiger Pumpe. [Enervis 2012c] ermittelt analog eine Bandbreite zwischen 25% und 67% des Deckungsbeitrags, wobei im beschränkten Fall die Pumpe nicht regelfähig ist und für die Turbine ein Teillastbereich zwischen 20-100% der Maximalleistung vorgegeben wurde.

- Netznutzungsentgelte, Stromsteuer, etc.: Wie bereits bei Pfad 1 angesprochen verringert die Berücksichtigung der verschiedenen Entgelte den erzielbaren Deckungsbeitrag. Für die Bereitstellung von Regelleistung bei simultanem Handel am Spotmarkt berechnet [dena und EWK 2008], dass der Deckungsbeitrag bei Berücksichtigung von Netznutzungsentgelten bei Pump- und Druckluftspeicherkraftwerken um ca. 40-50% zurückgeht, oder im Falle der Power-to-Gas-Technologie (Rückverstromung über Brennstoffzelle) sogar zu einem negativen Deckungsbeitrag führt.

Pfad 2b »Bereitstellung von Regelleistung durch stationäre Batteriespeicher«

Der Fokus von diesem Pfad soll auf der Bereitstellung von Primärregelleistung liegen. Das Erlöspotenzial der Bereitstellung von Primärregelleistung durch Stromspeicher wird in der Literatur bisher kaum behandelt. [ISEA 2012] geht davon aus, dass „bei den künftig hohen Anteilen erneuerbarer Energien [...] die Primärregelung von Energiespeichersystemen wie Batterien übernommen werden [kann], da es nicht wirtschaftlich ist, konventionelle Kraftwerke ausschließlich zur Gewährleistung der primären Frequenzregelung weiterlaufen zu lassen“. [dena und TU Dortmund 2014] bestätigt dies und kommt in vergleichenden Szenarienrechnungen zu dem Schluss, dass im Jahr 2033 – wenn aufgrund des hohen Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung nicht zu jedem Zeitpunkt genügend konventionelle Kraftwerke zur Primärregelleistungsbereitstellung am Netz sind – Großbatteriespeicher die kostengünstigste Option zur Bereitstellung der fehlenden PRL darstellen. Auf Basis von Betriebserfahrungen einer Natrium-Schwefel-Batterie am Primärregelleistungsmarkt seit Ende 2012 unterstreicht [Younicos 2013], dass „Großbatterien [...] kurzfristige Netzschwankungen schnell und wirtschaftlich ausgleichen [können]“. Ebenso rechnet [WEMAG 2014] damit, dass die neue 5 MW Lithium-Ionen-Batterie in Schwerin-Lankow nach einer Anschubfinanzierung wirtschaftlich am Primärregelleistungsmarkt betrieben werden kann. Quantitative Aussagen zum erzielbaren Deckungsbeitrag für Großbatterien im Primärregelleistungsmarkt machen lediglich [Witzenhausen et al. 2013], [Fraunhofer IWES et al. 2014a] und [Fraunhofer IWES et al. 2014b]. [Fraunhofer IWES et al. 2014a] hat für die ausschließliche Teilnahme des Batteriespeichers am Primärregelleistungsmarkt im Jahr 2012 einen möglichen Deckungsbeitrag in Höhe von ca. 82 T€/ MW₀ berechnet. Für eine Teilnahme an allen Regelleistungsmärkten und dem Spotmarkt im Jahr 2020 prognostizieren [Witzenhausen 2013] bzw. [Fraunhofer IWES et al. 2014b] einen Deckungsbeitrag von 120 bis 155 T€/ MW₀ bzw. 116 bis 120 T€/ MW₀. Laut [Fraunhofer IWES et al. 2014b] ist bis zum Jahr 2030 sogar ein Anstieg des erzielbaren Deckungsbeitrags auf 303 bis 352 T€/ MW₀ zu erwarten. Als Grund werden dafür im Zuge des EE-Ausbaus stark ansteigende Preise für Primärregelleistung genannt.

Pfad 2c »Bereitstellung von Regelleistung durch mobile Batteriespeicher«

Mobile Batteriespeicher, d.h. Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen besitzen die primäre Aufgabe Strom zum Fahren zur Verfügung zu stellen. Dafür werden sie üblicherweise mit Strom aus dem Netz zum Endkumentarif betankt. Auf dem Hintergrund, dass die Elektrofahrzeuge nur wenige Stunden am Tag gefahren werden und überwiegend geparkt sind, denken verschiedene Studien darüber nach mit der Batterie sekundäre Anwendungen zu bedienen. Eine sekundäre Anwendung kann die Bereitstellung von Regelleistung sein.

Es wurden drei Quellen für die inhaltliche Detailauswertung berücksichtigt: [Andersson et al. 2010], [Dallinger et al. 2011], [Schuller und Rieger 2013]. Abbildung 3-73 stellt den erzielbaren Deckungsbeitrag an Primär- und Sekundärregelleistungs- sowie dem Minutenreservemarkt dar.

Dabei fällt auf, dass [Andersson et al. 2010] für das Jahr 2008 an allen drei Märkten deutlich höhere Deckungsbeiträge berechnet als [Dallinger et al. 2011]. Dies ist vermutlich auf die unterschiedliche Höhe der angenommenen Strombezugskosten zurückzuführen. Während [Dallinger et al. 2011] 21 ct/kWh ansetzt, rechnet [Andersson et al. 2010] mit Strombezugskosten von lediglich 10,64 ct/kWh.

Die Bereitstellung von Minutenreserve ist aus Sicht des erzielbaren Deckungsbeitrags etwas weniger attraktiv als die Bereitstellung von Sekundärregelleistung. Bezüglich der Einordnung des Primärregelleistungsmarktes in diese Rangfolge besteht in den Quellen kein einheitliches Bild.

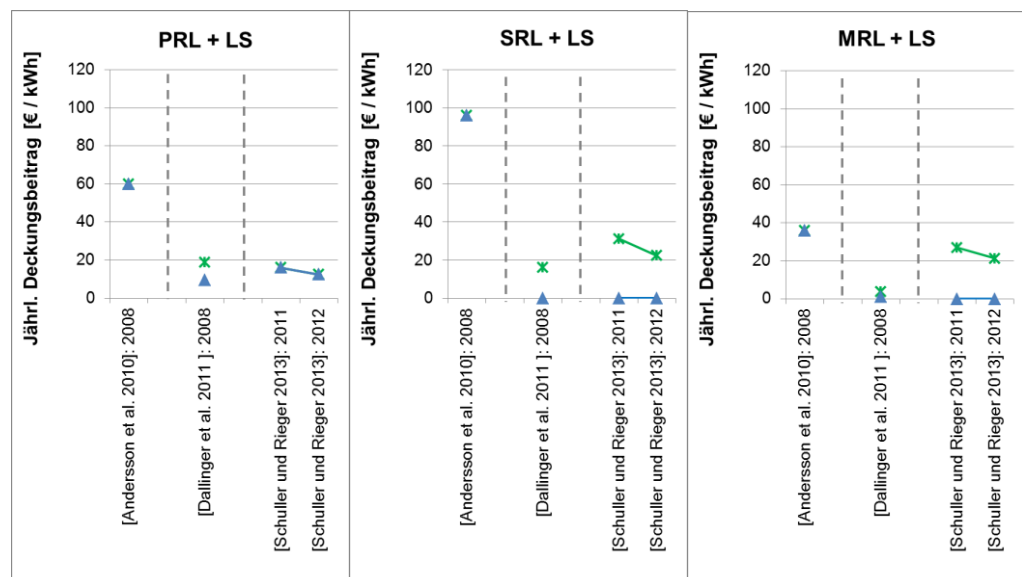


Abbildung 3-73: Erzielbare Deckungsbeiträge durch Plug-In-Hybrid-Elektrofahrzeuge an den Regelleistungsmärkten

Weiterhin geben [Dallinger et al. 2011] und [Schuller und Rieger 2013] relativ große Spannweiten für den Deckungsbeitrag im Sekundärregelleistungs- und Minutenreservemarkt an. Hintergrund hierfür sind die verschiedenen Angebotsstrategien, die bei beiden Quellen als Varianten berechnet werden. Beide Quellen stimmen darin überein, dass mit negativen Regelleistungsgeboten die maximalen Deckungsbeiträge erzielbar sind. Hierbei erweist es sich als vorteilhaft, dass ein

Teil der notwendigen Aufladung kostengünstig durch die negativen Regellenergieabrufe bereitgestellt wird, anstatt den Strom zum Endkudentarif zu beziehen. Demgegenüber können positive Regelleistungsangebote sogar zu negativen Deckungsbeiträgen führen (hier nicht dargestellt), da der bei positiven Regellenergieabrufen ins Netz gespeiste Strom im Vorfeld zu dem vergleichsweise hohen Endkundenstromtarif bezogen werden muss.

Pfad 3 »Erhöhung PV-Eigenverbrauch«

Die Anwendung „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“ hat das Ziel durch Erhöhung der beim Endkunden für die Lastdeckung genutzten PV-Strommenge die Stromversorgungskosten für den Endkunden zu minimieren. Dafür wird der PV-Strom zu Zeitpunkten, wo die PV-Erzeugung die Verbrauchslast übersteigt in einer Batterie zwischengespeichert, um zu einem späteren Zeitpunkt zur Lastdeckung wieder ausgespeichert zu werden. Durch die Zwischenspeicherung des Stroms verringert sich die EEG-Vergütung, welche der Endkunde erhält. Auf der anderen Seite wird Strombezug zum Endkunden-Bezugstarif aus dem Netz substituiert. In Abhängigkeit von der Höhe des EEG-Tarifs bzw. des Strombezugstarifs können die resultierenden Stromversorgungskosten (d.h. Strombezugskosten abzüglich EEG-Vergütung) für den Endkunden verringert werden.

Im Folgenden wird der Deckungsbeitrag für die Anwendung Erhöhung PV-Eigenverbrauch definiert als Mehrwert, den ein zusätzlich zur PV-Anlage installierter Batteriespeicher hinsichtlich der Stromversorgungskosten erbringt. Wenn dies nicht der Definition in den Quellen entspricht, wird der Deckungsbeitrag für ein Referenzszenario „Nur PV-Anlage“ von dem Deckungsbeitrag für das Szenario „PV-Anlage plus Batteriespeicher“ abgezogen. Liegt kein Referenzszenario vor konnte die Quelle nicht für die Metastudie berücksichtigt werden.

Es werden 12 Quellen für die inhaltliche Detailauswertung berücksichtigt: [Blanz et al. 2010], [Römer und Lerch 2010], [Fraunhofer UMSICHT et al. 2011], [IÖW 2011], [Staudacher und Eller 2012], [Huber et al. 2013], [Vrettos et al. 2013], [Gräbig et al. 2014], [Hoppmann et al. 2014], [iE 2014], [Tabor und Kandler 2014], [Von Appen et al. 2014].²²

Abbildung 3-74 fasst für die Anwendung „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“ die erzielbaren Deckungsbeiträge²³ zusammen, indem pro Technologie und Betrachtungsjahr der minimale bzw. maximale Ergebniswert eine Säule aufspannen. Als Betrachtungsjahr wurde an dieser Stelle das Jahr der Inbetriebnahme definiert, woraus wiederum der den Rechnungen zu Grunde gelegte EEG-Tarif resultiert. Bis auf die Kombination „Li-Ion, 2014“, welche auf drei Quellen basiert, stammen alle anderen Ergebniswerte aus jeweils einer einzelnen Quelle. Insgesamt ist die Quellenlage daher als relativ dünn anzusehen und es können innerhalb einer

²² Eine weitere Quelle, die sich ausführlich mit den Erlöspotenzialen von PV-Eigenverbrauchsbatterien beschäftigt, ist [Binder et al. 2013]. Dort werden in Abhängigkeit von der Batteriekapazität, der Renditeerwartung und zwei unterschiedlichen Lastprofilen die maximal erlaubten Investitionskosten für die Batterie berechnet. Aufgrund der Komplexität der Rechnungen, war im Rahmen der Metastudie eine Rückrechnung auf den Deckungsbeitrag nicht möglich, weswegen die Quelle nicht in die vergleichende Detailauswertung eingeht.

²³ Einige der Quellen geben nur Wirtschaftlichkeitskennzahlen an. Aufgrund der dünnen Quellenlage war eine Aufnahme dieser Quellen in das vorliegende Arbeitspaket jedoch erstrebenswert. Deswegen wurden die Wirtschaftlichkeitskennwerte bspw. der Kapitalwert – soweit mit den genannten Angaben möglich – umgerechnet. Bei Quellen, die den Deckungsbeitrag als Barwert über X Jahre angegeben haben, wurde dieser anschließend mit Hilfe der Annuitätenmethode auf den jährlichen Deckungsbeitrag zurückgerechnet. Für die Quellen [Römer und Lerch 2010], [IÖW 2011] und [Hoppmann et al. 2014] wurden dankenswerterweise seitens der Autoren unveröffentlichte Zwischenergebnisse aus den Szenarienrechnungen zur Verfügung gestellt, um die Aufnahme der Quellen in die Metastudie zu ermöglichen.

Kombination keine Plausibilitätsvergleiche gezogen werden. Trotzdem ergeben die in Abbildung 3-74 dargestellten erzielbaren Deckungsbeiträge ein relativ homogenes Bild.

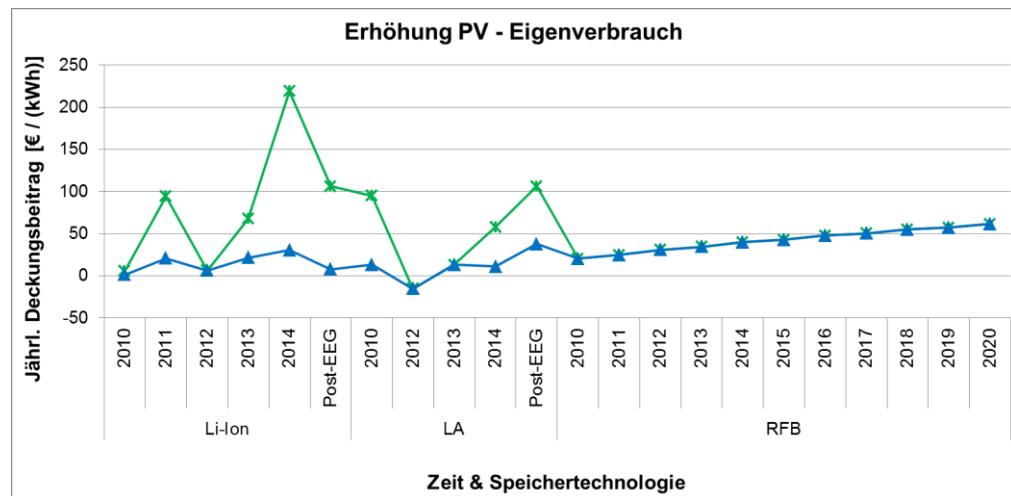


Abbildung 3-74: Erzielbare Deckungsbeiträge bei der Anwendung „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“

Der Vergleich zwischen den verschiedenen Batterietechnologien zeigt, dass die Deckungsbeiträge von Blei-Säure-Batterien durchgehend auf einem tieferen Niveau liegen als die der verschiedenen Lithium-Batterien. [Staudacher und Eller 2012] berechnet für „LA, 2012“ sogar einen negativen Deckungsbeitrag, d.h. die Stromversorgungskosten des Haushalts erhöhen sich, wenn zusätzlich zu der PV-Anlage eine Batterie installiert wird. Auffällig, ist der Unterschied zwischen den für „Li-Ion, 2014“ berechneten Maximalwerten. Während [Tabor und Kandler 2014] einen Deckungsbeitrag zwischen 45 und 219 €/kWh*a) berechnet haben, gibt [iE 2014] einen Deckungsbeitrag von 31 bis 96 €/kWh*a) und [Von Appen et al. 2014] einen von 46 bis 96 €/kWh*a) an.

Die Entwicklung des Deckungsbeitrags gibt im zeitlichen Verlauf die sich verändernde Situation hinsichtlich des EEG-Tarifs wider. In den Jahren 2010 und 2011 sah das EEG vor, dass auch für eigenverbrauchten PV-Strom eine Vergütung gezahlt wird. Hierdurch konnten Deckungsbeiträge zwischen 21 und 94 €/kWh*a) („Li-Ion, 2011“) bzw. 13 bis 95 €/kWh*a) („LA, 2010“) erzielt werden. Die Abschaffung des Eigenverbrauch-Tarifs ab April 2012 führte in der Folge zu deutlich geringeren erzielbaren Deckungsbeiträgen. Eine Ausnahme bilden die von [Römer und Lerch 2010] prognostizierten Deckungsbeiträge für Redox-Flow-Batterien. Zu dem damaligen Zeitpunkt war die Abschaffung des Eigenverbrauch-Tarifs nicht vorherzusehen, so dass in der Quelle für spätere Inbetriebnahmejahre die damals im EEG festgesetzten tariflichen Reduktionsraten zu Grunde gelegt wurden. Aufgrund des weiterhin absinkenden Tarifs für eingespeisten PV-Strom steigt der Deckungsbeitrag ausgehend vom Tiefstwert im Jahr 2012 kontinuierlich an. Für Post-EEG-Szenarien werden folgerichtig in der Regel die höchsten Deckungsbeiträge prognostiziert²⁴. Post-EEG meint, dass der eingespeiste PV-Strom nicht mehr über einen fixen EEG-Tarif vergütet wird, sondern entweder zum mittleren Großmarktpreis direktvermarktet wird [Hoppmann et al.

²⁴ Vorausgesetzt, dass der oben angesprochene Maximalwert von [Tabor und Kandler 2014] von 219 €/kWh für „Li-Ion, 2014“ als Ausreißer angesehen wird.

2014] oder unentgeltlich eingespeist wird [Huber et al. 2013][Hoppmann et al. 2014].

Neben dem hinterlegten EEG-Tarif wurden in den analysierten Quellen folgende Einflussfaktoren herausgearbeitet:

- Höhe der Strombezugskosten: Je höher die angenommenen Strombezugskosten, desto höher ist der erzielbare Deckungsbeitrag. Aus den Ergebnissen von [Blanz et al. 2010] ist abzuleiten, dass bei einer Steigerung der Strombezugskosten von 22,4 auf 35,1 ct/kWh – bei gleich bleibendem EEG-Einspeisetarif – der Deckungsbeitrag um den Faktor 5,8 ansteigt.
- Preissteigerungsrate für Strombezugskosten: Je höher die über die Lebensdauer des PV-Batterie-Systems angenommene Preissteigerungsrate für den Strombezugspreis, desto höher sind die erzielbaren Deckungsbeiträge. [iE 2014] macht eine Sensitivitätsanalyse für Strompreissteigerungsraten von 2 %, 3 % bzw. 4 % pro Jahr für neun verschiedene am Markt befindliche Batteriespeicher. Bei einer Steigerungsrate von 3 % statt 2 % pro Jahr steigt der erzielbare Deckungsbeitrag im Mittel um 36 %, bei einer Steigerungsrate von 4 % statt 2 % pro Jahr im Mittel um 78 %. Aus den Ergebnissen einer ähnlichen Sensitivitätsanalyse [Hoppmann et al. 2014] kann gefolgert werden, dass eine Erhöhung der Preissteigerungsrate von 0 % auf 2 % pro Jahr den erzielbaren Deckungsbeitrag im Mittel um 52 % steigert.
- Speicherdimensionierung: Bei den ausgewerteten Quellen, die eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der installierten Batteriekapazität durchführen, zeigt sich, dass die jeweils kleinste Batterie den spezifisch höchsten Deckungsbeitrag erzielt [Blanz et al. 2010], [Fraunhofer UMSICHT et al. 2011], [IÖW 2011], [Huber et al. 2013], [Tabor und Kandler 2014]. Ungeachtet dessen ist zu beachten, dass eine gewisse Mindestgröße notwendig ist, um das primäre technische Ziel zu erreichen (hier: hoher Eigenverbrauch). Eine ausführliche Auswertung zu der optimalen Kombination aus Batteriekapazität und optimaler PV-Leistung befindet sich darüber hinaus in [Hoppmann et al. 2014].

3.5.6 Zusammenfassung

Die in Schritt 1 nach Cooper definierte Leitfrage „Welche Deckungsbeiträge können durch Speicher aktuell bzw. zukünftig in den verschiedenen Speicheranwendungen/Märkten erzielt werden?“ wird im Folgenden pfadübergreifend in zusammengefasster Form beantwortet. Dabei beantwortet Abbildung 3-75 die Teilfrage nach den aktuell sowie Abbildung 3-76 nach den zukünftig erzielbaren Deckungsbeiträgen in den Spot- und Regelleistungsmärkten. Abbildung 3-77 fasst die Ergebnisse für die Anwendung Erhöhung PV-Eigenverbrauch zusammen.

Um einen Vergleich der verschiedenen Strommärkte und Technologien in einer Grafik zu ermöglichen, wurde die zeitliche Auflösung herausgenommen, d.h. die Deckungsbeiträge für die historischen Jahre 2002 bis 2013 bzw. die zukünftigen Jahre 2013 bis 2040 zusammengefasst. Die Boxplot-Grafik stellt jeweils den Median (roter Strich), den Mittelwert (orangener Punkt), das 1. und 3. Quartil (unte-

res bzw. oberes Ende der Box) sowie Minimum und Maximum (Endpunkt der unteren bzw. oberen Antenne) dar. Über der oberen Antenne ist jeweils in einer Textbox dargestellt, wie viele Quellen mit wie vielen Ergebniswerten in die solcherart statistisch ausgewertete Grundgesamtheit eingegangen sind (Darstellungsform: „Anzahl Quellen; Anzahl Ergebniswerte“). In den Fällen, wo zu wenige Ergebniswerte vorliegen, entfallen die entsprechenden statistischen Kennwerte. Grundsätzlich ist zu konstatieren, dass ein Ergebnis umso valider ist, desto mehr Quellen und Ergebniswerte in die Auswertung eingegangen sind.

Es wird ersichtlich, dass die Quellenlage zum Speichereinsatz am Intraday-Spotmarkt sowie am Primärregelleistungsmarkt sehr dünn ist. Ebenso ist bei den Technologien bislang ein klarer Schwerpunkt auf Pumpspeicherkraftwerken erkennbar, während nur wenige Quellen die Erlössituation von langfristigen Speichertechnologien wie Wasserstoff oder Methan in den Strommärkten betrachten. Batterien werden hauptsächlich in Bezug auf die Anwendung „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“ untersucht. Weiterhin wird ersichtlich, dass nur wenige Quellen Vorhersagen für zukünftige Jahre treffen.

Wie erwartet werden konnte, sind sowohl aktuell als auch zukünftig die höchsten Deckungsbeiträge erzielbar, wenn der Stromspeicher simultan an Spot- und Regelleistungsmarkt agieren darf. In den Jahren 2002-2013 sind hier jährlich von Pumpspeicherkraftwerken zwischen 39 und 185 T€/MW₀ zu erzielen (Median: 126 T€/MW₀). Für die Zukunft wird eine Bandbreite von 21 bis 155 T€/MW₀ (Median: 79 T€/MW₀) vorhergesagt. Für Batteriespeicher, welche im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken zusätzlich auch Primärregelleistung bereitstellen können, berechnen [Witzenhausen et al. 2013] und [Fraunhofer IWES et al. 2014b] sogar zukünftig erzielbare Deckungsbeiträge zwischen 116 und 352 T€/MW₀ (Median: 137 T€/MW₀). Bezüglich der Prognose von zukünftigen Erlöspotenzialen wäre die Durchführung weiterer Studien empfehlenswert, um eine breitere Ergebnisbasis zu erhalten.

Die vergleichende Analyse verschiedener Marktkombinationen hat gezeigt, dass insbesondere der Markt für Sekundärregelleistung für Stromspeicher hohe Deckungsbeiträge ermöglicht. Die Erlösmöglichkeiten an den Spotmärkten sowie dem Minutenreservemarkt sind deutlich geringer. Während ein Pumpspeicherkraftwerk am Day-Ahead-Spotmarkt in den Jahren 2002-2013 einen Deckungsbeitrag von 9 bis 99 T€/MW₀ erzielen konnte (Median: 51 T€/MW₀), wurde für die Kombination aus Day-Ahead-Spotmarkt und Minutenreservemarkt eine Bandbreite von 7 bis 99 T€/MW₀ (Median: 47 T€/MW₀) berechnet. Für die Kombination aus Day-Ahead-Spotmarkt und Sekundärregelleistungsmarkt ergibt sich eine Bandbreite von 29 bis 169 T€/MW₀ (Median: 125 T€/MW₀). Damit ist diese fast genauso hoch wie die Kombination beider Spot- und Regelleistungsmärkte. Die Primärregelleistung stellt einen Sonderfall dar, da diese aufgrund der Reaktionszeit im Abruffall nur von Batterien und nicht von großtechnischen Speicherkraftwerken bereitgestellt werden kann. Zu der alleinigen Bereitstellung von PRL existiert nur eine Quelle. Diese hat einen erzielbaren Deckungsbeitrag von 82 T€/MW₀ berechnet.

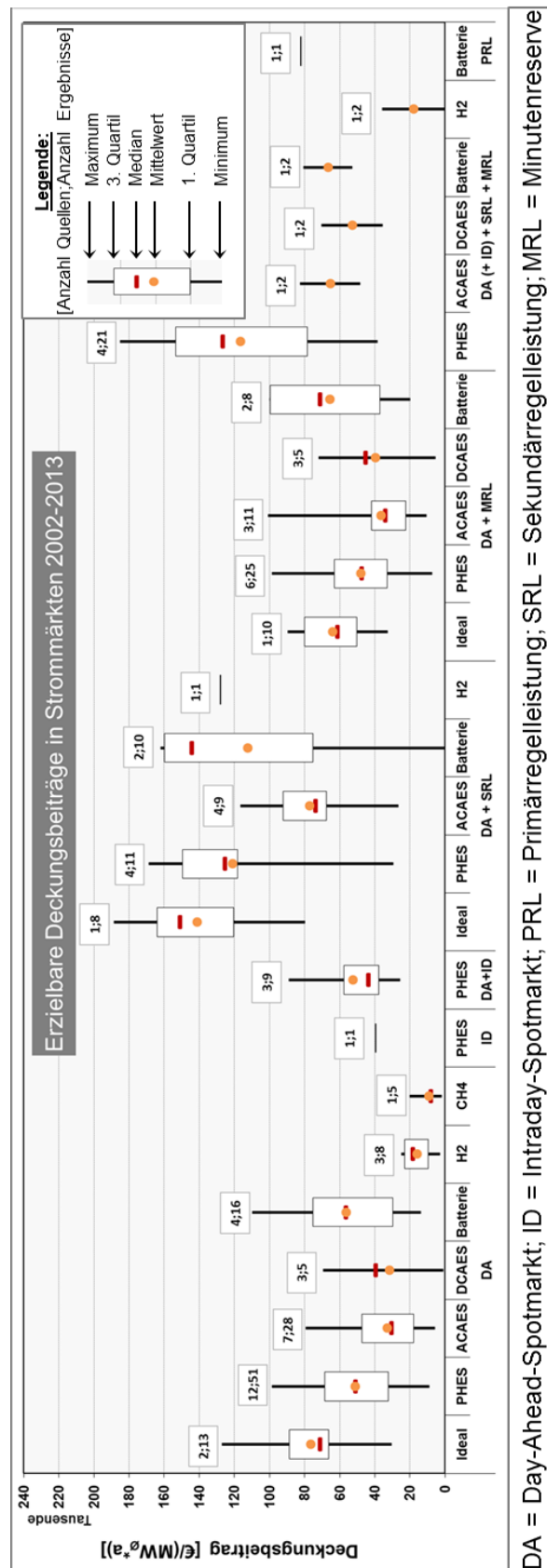


Abbildung 3-75: Erzielbare Deckungsbeiträge in Strommärkten 2002-2013

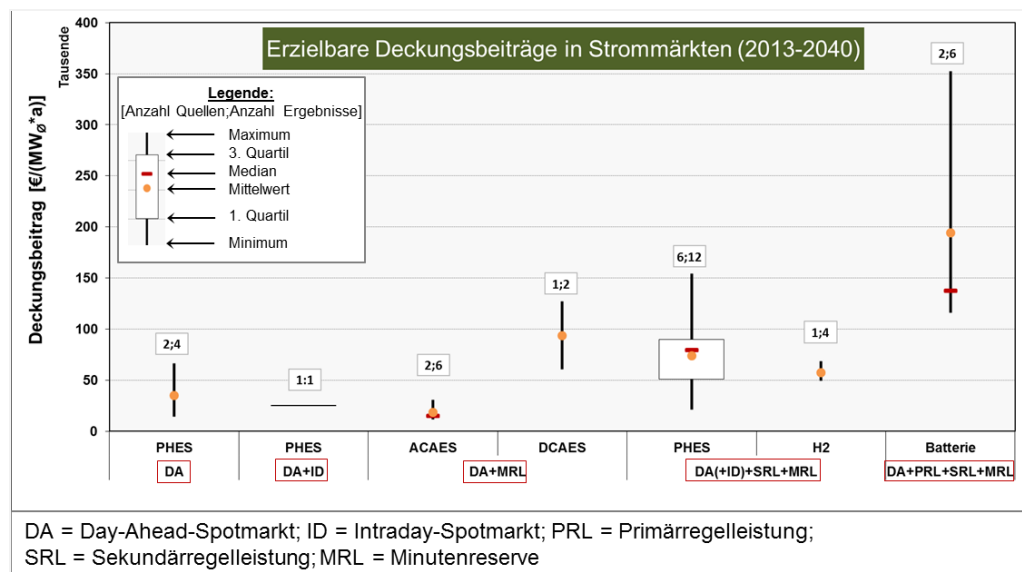


Abbildung 3-76: Erzielbare Deckungsbeiträge in Strommärkten 2013-2040

Innerhalb der Märkte kann jeweils ein Vergleich der unterschiedlichen Technologien gezogen werden. Dabei ist die Rangfolge der Technologien untereinander in Bezug auf den erzielbaren Deckungsbeitrag überwiegend ähnlich. Als Benchmark kann die fiktive Technologie „Idealer Speicher“ dienen, der mit einem Wirkungsgrad von 100% einen maximalen Deckungsbeitrag von 189 T€/MW₀ (Markt: DA + SRL) erwirtschaftet. Danach folgen „PHEs“ bzw. „Batterie“, daraufhin schließen sich „ACAES“ bzw. „DCAES“ an. Aufgrund des geringsten Wirkungsgrades stehen „H₂“ und „CH₄“ am Ende der Rangfolge. Diese Rangfolge bezieht sich lediglich auf die erzielbaren Deckungsbeiträgen in den Spot- und Regelleistungsmärkten. Sie gibt ausdrücklich keinen Hinweis auf den generellen Systemnutzen einer Technologie, der zusätzlich an weiteren Faktoren gemessen werden muss, wie bspw. der Anzahl an verfügbaren Standorten, der technisch möglichen Verlagerungsdauer, der Markt- bzw. Technologiereife oder der gesellschaftlichen Akzeptanz. In den Zukunftsszenarien kann die Technologie „Batterie“ mit weitem Abstand den höchsten Deckungsbeitrag erzielen, aufgrund ihrer bereits angesprochenen Fähigkeit Primärregelleistung bereitzustellen. Die darunter liegende Prognose der zukünftigen Primärregelleistungspreise basiert jedoch auf einer einzelnen Quelle, so dass ihre Belastbarkeit nicht geprüft werden kann.

Bei der endkundenorientierte Speichieranwendung „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“ gibt es eine große Vielzahl an Quellen, die auf technischer Betrachtungsebene den erreichbaren Eigenverbrauchsanteil bzw. Autarkiegrad berechnen. Allerdings beschäftigen sich nur zwölf dieser Quellen quantifizierend mit den dabei erzielbaren Deckungsbeiträgen. Der Vergleich untereinander zur Plausibilisierung der Ergebniswerte wird dadurch erschwert, dass unterschiedliche Technologien (Li-Ion, LA, RFB) in unterschiedlichen EEG-Tarifjahren untersucht werden. Übergreifend zeigt sich, dass insbesondere der angenommene EEG-Tarif einen hohen Einfluss auf die erzielbaren Deckungsbeiträge hat. Je mehr der Tarif abgesenkt wird, desto höher ist der Deckungsbeitrag, da die durch Zwischenspeicherung statt Einspeisung des PV-Stroms „vermiedenen Erlöse“ verringert werden.

Der höchste Deckungsbeitrag wurde für Post-EEG-Szenarien berechnet, die keinerlei Vergütung des eingespeisten PV-Stroms vorsehen. Zudem erhöht sich der

Deckungsbeitrag mit steigenden Endkunden-Strombezugskosten. Beide Faktoren zusammengenommen sind zukünftig daher stetig steigende Deckungsbeiträge zu erwarten. Hinsichtlich der Dimensionierung hat sich quellenübergreifend herausgestellt, dass kleine Batterien aus Sicht des spezifischen, erzielbaren Deckungsbeitrages zu bevorzugen sind. Im technologischen Vergleich der publizierten Ergebniswerte (Inbetriebnahmejahre 2010 bis Post-EEG) können Lithium-Ionen-Batterien einen mittleren, jährlichen Deckungsbeitrag von 58 €/kWh erzielen, Blei-Säure-Batterien einen von 40 €/kWh sowie Redox-Flow-Batterien einen von 42 €/kWh. Die maximalen, jährlichen Deckungsbeiträge, die für die Post-EEG-Szenarien berechnet wurden, liegen sowohl für Lithium-Ionen-Batterien als auch Blei-Säure-Batterien bei ca. 106 €/kWh.

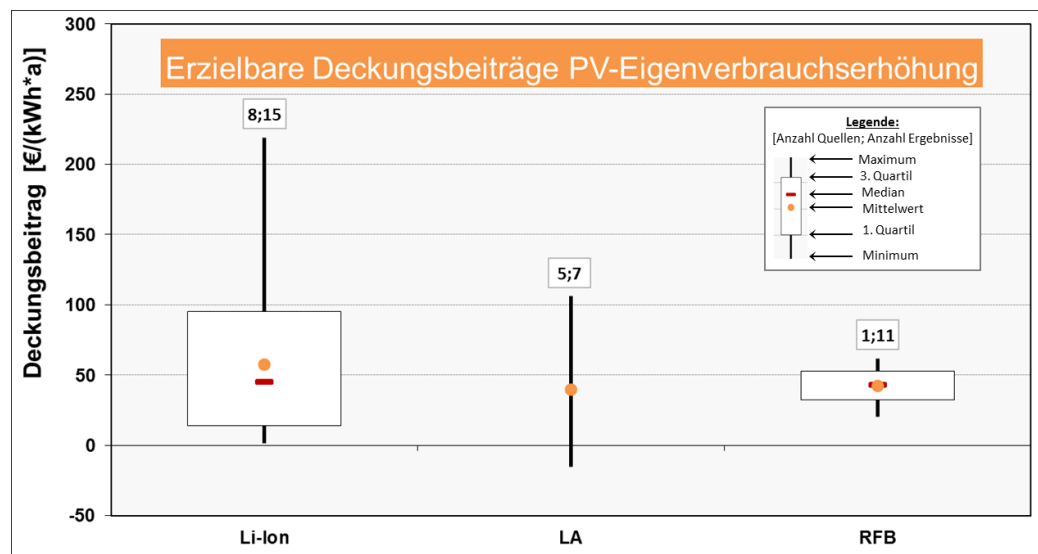


Abbildung 3-77: Erzielbare Deckungsbeiträge bei der Anwendung Erhöhung PV-Eigenverbrauch

3.5.7 Fazit

Die Hauptlücke im Bereich der Erlöspotenziale von Speichern bezieht sich auf die verfügbaren Daten zur Primärregelleistung und zum Intraday-Handel. Auch beim Einsatz von Batterien zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs handelt es sich zu meist um Einzelergebnisse. Insgesamt handelt es sich bei den in der Literatur zu findenden Daten überwiegend um historische Werte (2002-2013). Aussagen und Daten zu zukünftig erzielbaren Deckungsbeiträgen sind sehr selten. Des Weiteren gibt es bislang keinerlei Untersuchungen dazu, wie verschiedene Modellierungsvarianten der Angebotsstrategie an Regelleistungsmärkten den errechneten Deckungsbeitrag beeinflussen. Zusammenfassend lassen sich folgende Aussagen treffen:

- Die höchsten Deckungsbeiträge für Großspeicherkraftwerke (PHES/CAES) lassen sich aktuell sowie auch zukünftig bei kombiniertem Spothandel und Regelleistungsbereitstellung (negative Sekundärregelleistung) erzielen, wobei der Großteil über die Regelleistung erwirtschaftet wird. Die Deckungsbeiträge für PHES liegen dabei zwischen 39 und 185 T€/MW₀ (Median: 126 T€/MW₀). Die vereinzelt anzutreffenden Studien mit Prognosen lassen auch für die Zukunft Deckungsbeiträge in ähnlicher Größenordnung vermuten. Vor dem Hintergrund des aktuell zu beobachtenden Preisverfalls im Markt für negative Sekundärregelleistung sollte dies jedoch durch weitere Studien hinterfragt werden.

- Zukünftig könnten die Deckungsbeiträge für Batterien, die Primärregelleistung bereitstellen, stark steigen. Als Grund werden hierfür im Zuge des EE-Ausbaus ansteigende Primärregelleistungspreise genannt. Diese Aussage basiert jedoch lediglich auf einer einzelnen Quelle.
- Die erzielbaren Deckungsbeiträge bei Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs sind stark abhängig von den angenommenen EEG-Einspeisetarifen sowie den Endkunden-Strombezugskosten. Da zukünftig sowohl mit sinkenden Einspeisetarifen als auch mit steigenden Strombezugskosten gerechnet wird, sind steigende Deckungsbeiträge für die Speicheranwendung zu erwarten. Über alle Quellen und Inbetriebnahmejahre (2010 bis Post-EEG) hinweg, können je nach Batterietyp mittlere, jährliche Deckungsbeiträge zwischen 40 und 58 €/kWh erzielt werden. Für Post-EEG-Szenarien werden maximale, jährliche Deckungsbeiträge von 106 €/kWh angegeben.

3.6 AP 4.2 »Einfluss von Stromspeichern auf den Markt«

3.6.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Welche Rückkopplungen auf den Markt entstehen durch den Zubau und Betrieb von Speichern?

Mit der Rückkopplung auf den Markt ist im Wesentlichen eine Veränderung der Preisstruktur durch den Betrieb von Stromspeichern gemeint, d.h. das zeitweise oder dauerhafte Ansteigen oder Absinken der Spotpreise. Aus der Veränderung der Preisstruktur leitet sich im Weiteren eine Veränderung der Wohlfahrt ab, d.h. eine Veränderung der Produzenten- und Konsumentenrente bzw. der Wohlfahrt insgesamt.

3.6.2 Literaturrecherche

Die Literaturrecherche (Schritt 2 nach Cooper) wurde analog zu AP 4.1 durchgeführt (vgl. Abschnitt 3.5.2). Dabei wurden 19 potenziell relevante Quellen identifiziert und beschafft.

3.6.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung

Aufgrund der in Kapitel 2.3 definierten Ausschlusskriterien reduzierte sich diese Anzahl auf sieben Quellen, die für die Clusterung (Schritt 5 nach Cooper, vgl. Kapitel 3.6.4) berücksichtigt wurden.

Hauptausschlussgrund war, dass der Fokus auf Deutschland nicht gegeben war. Zudem wurde eine Quelle ausgeschlossen, da die modellierte Rückwirkung auf den Speicherbetrieb in die Szenarienrechnungen eingegangen ist, aber nicht explizit ausgewertet wurde.

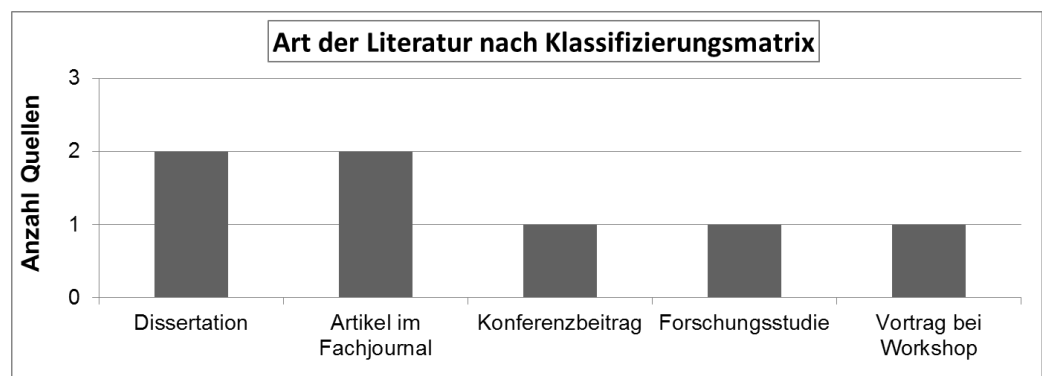


Abbildung 3-78: Meta-Übersicht „Typ der Literatur“ in AP4.2

Eine Auswertung der berücksichtigten sieben Quellen nach Literaturtyp (vgl. Abbildung 3-78) zeigt, dass es sich um je zwei Dissertationen und zwei Artikel in Fachjournals handelt. Darüber hinaus sind ein Abschlussbericht zu einem Forschungsprojekt, ein Konferenzbeitrag sowie ein Workshop-Vortrag enthalten. 57% der Quellen sind somit dem Typ Primärliteratur zugehörig, 43% dem Typ Sekundärliteratur. Unabhängig vom Literaturtyp handelt es sich bei allen sieben Quellen um Primärquellen. Hinsichtlich des Veröffentlichungsjahrs stammen die Quellen mit Ausnahme einer älteren Quelle aus den Jahren 2010 bis 2013 (vgl. Abbildung 3-79). Insgesamt ist die Quellenlage sehr dünn. Ein Trend hinsichtlich einer Verbesserung der Quellenlage ist zudem nicht ablesbar.

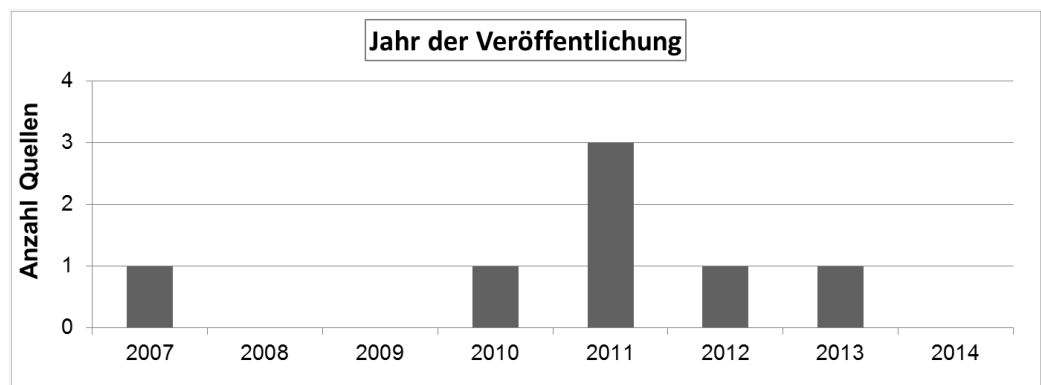


Abbildung 3-79: Meta-Übersicht „Veröffentlichungsjahr“ in AP4.2

3.6.4 Clusterung

Aufgrund der geringen Anzahl an verbliebenen Quellen erscheint eine Definition von Pfaden für die Befundintegration als wenig zielführend. Im Folgenden werden daher die sechs Quellen, welche anhand einer gemeinsamen Kennzahl quantitativ miteinander verglichen werden können, gemeinsam ausgewertet. Die Annahmen und Ergebnisse aus der siebten Quelle werden darüber hinaus individuell vorgestellt.

3.6.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage

Die hauptsächliche in der Literatur identifizierte Rückkopplung auf den Markt durch Stromspeicher besteht darin, dass durch deren klassischerweise lastverlagernden Betrieb eine Glättung der Marktpreise entsteht. Durch das zusätzliche Stromangebot zu Spitzenlastzeiten durch die Speicher werden die Maximalpreise gesenkt. Durch die stärkere Stromnachfrage zu Schwachlastzeiten steigen die Minimalpreise an. Der resultierende Preisspread zwischen Minimal- und Maximalpreis wird demzufolge geringer. Geringere Preisspreads wiederum führen dazu, dass mit der in Kapitel 3.5.5 vorgestellten Speicheranwendung „Handel am Spotmarkt“ geringere Deckungsbeiträge zu erwirtschaften sind.

Sechs der sieben untersuchten Quellen werten für eine oder mehrere Speicherausbaustufen den sich verringern den Preis-Spread aus. Tabelle 3-25 fasst für alle Quellen die den Szenarienrechnungen zugehörigen Eingangsparameter zusammen. Die Ergebnisse werden in Abbildung 3-80 dargestellt. Darin ist in Abhängigkeit von der zugebauten Speicherkapazität für die in Tabelle 3-25 angegebenen Betrachtungszeiträume jeweils der durchschnittliche resultierende Preisspread angegeben. Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist Abbildung 3-80 dreigeteilt, wobei jeder der Teile die Ergebnisse zweier Quellen enthält.

Tabelle 3-25: Eingangsparameter in Szenarienrechnungen

Quelle	Betrachtungszeitraum	Speicherausbaustufe in GWh (GW)	Kommentar
[dena et al. 2010]	- Jahr 2008 insgesamt - 01.07.2008	13 (1,4)	- Referenz = historische Preis-Zeitreihe - Technologie: PHES
[Ehlers 2011]	- 03.-07.10.2009 (insgesamt sowie als einzelne Tage bzw. als Durchschnitt einzelner Tage)	4 (0,5) / 8 (1) / 12 (1,5) / 16 (2) / 20 (2,5) / 24 (3)	- Referenz = historische Preis-Zeitreihe - Technologie: k.A.
[Schill und Kemfert 2011]	- 19.-25.01.2009 (insgesamt sowie als einzelne Tage bzw. Durchschnitt einzelner Tage)	32 (6)	- Referenz = simulierte Preis-Zeitreihe (auf hist. Hintergrund) - Technologie: PHES
[Schill 2011]	- 20.01.2009 (mit unterschiedlichen Referenzen: UL = unkontrolliertes Laden, LO = kontrolliertes Laden)	7,2 (4)	- Referenz = simulierte Preis-Zeitreihe (auf hist. Hintergrund) - Technologie: PHEV
[Kondziella und Bruckner 2012]	- Jahr 2020 insgesamt - Jahr 2030 insgesamt (jeweils getrennt nach Werktag und Wochenendtag)	1 (-) / 10 (-) / 20 (-) / 40 (-)	- Referenz = simulierte Preis-Zeitreihe (Ausbau EE und Kraftwerkspark gemäß Leitstudie 2010) - Technologie: k.A.
[Bruckner et al. 2013]	- Jahr 2015 insgesamt - Jahr 2020 insgesamt - Jahr 2030 insgesamt	2 (-) / 10 (-) / 20 (-) / 40 (-)	- Referenz = simulierte Preis-Zeitreihe (Ausbau EE und Kraftwerkspark gemäß Leitstudie 2011) - Technologie: k.A.

Es ist deutlich zu erkennen, dass der Preisspread sich mit zunehmender Speicherkapazität verringert. Trotz der unterschiedlichen Startpunkte, d.h. unterschiedlich hoher Preisspreads in der Referenz-Zeitreihe, ist der Verlauf und die Steigung der meisten Kurven relativ ähnlich. Die durchschnittlichen Steigungen sind in Tabelle 3-26 aufgelistet. Quellenübergreifend liegt der Median aller durchschnittlichen Steigungen bei -0,8 €/MWh pro zugebauter GWh Speicherkapazität. Dabei ist zu beachten, dass der Preisspread nicht linear mit dem Zubau der Speicherkapazitäten abnimmt, sondern ab einer bestimmten Zubaukapazität eine Sättigung eintritt, d.h. sich die Reduktion des Preis-Spreads abschwächt. Dies ist besonders gut an den Kurven von [Ehlers 2011], [Kondziella und Bruckner 2012] sowie [Bruckner et al. 2013] zu erkennen, die die Untersuchung für jeweils mehrere Zubaukapazitäten durchgeführt haben. Während der erste Zubau an Speicherkapazität im einstelligen GWh-Bereich eine vergleichsweise hohe Reduktion des Preisspreads auslöst, wirkt sich weiterer Zubau weniger stark aus. Der zu beobachtende Abschwächungseffekt ist umso stärker, je größer der initiale Preisspread ist.

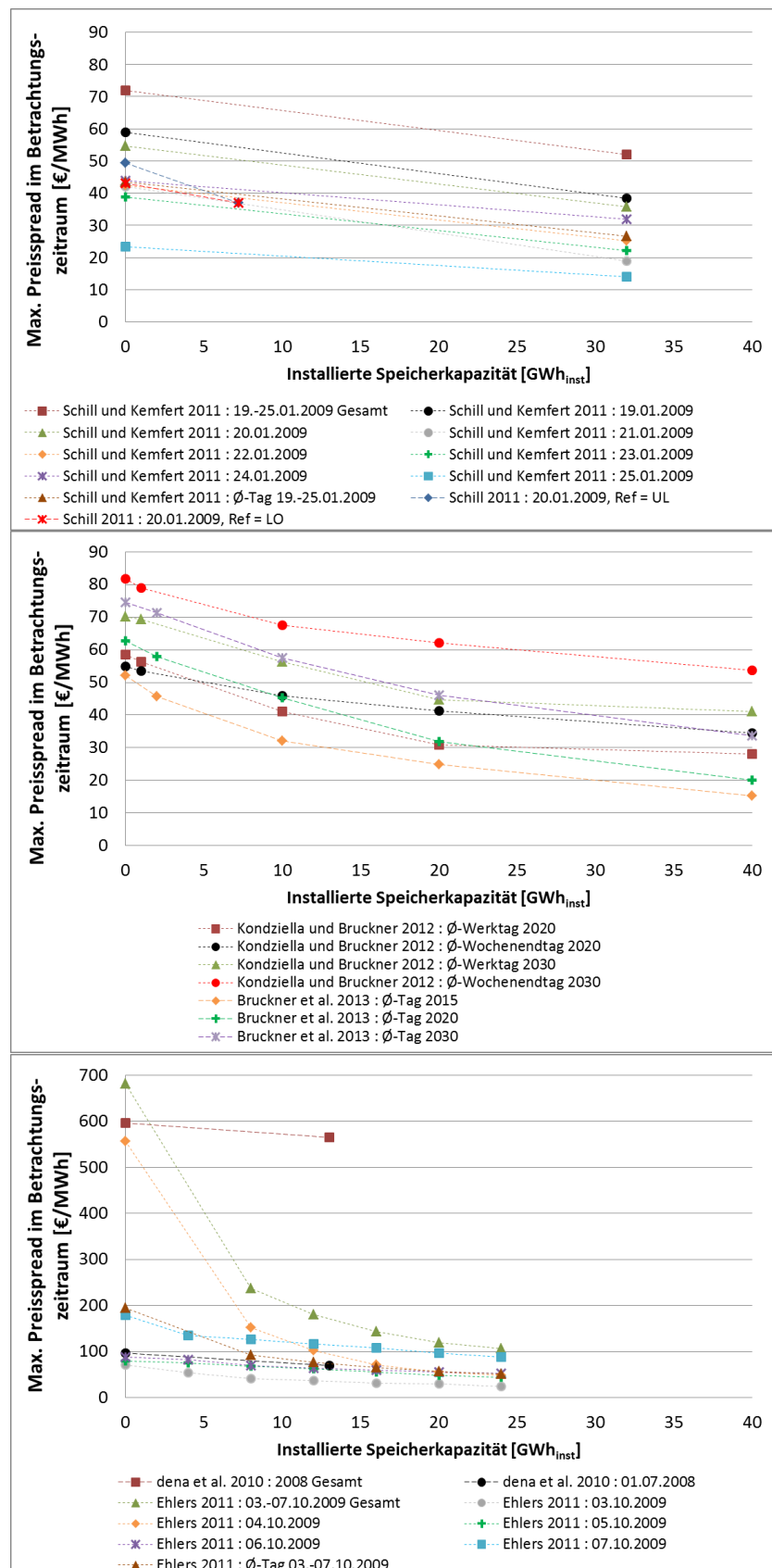


Abbildung 3-80: Verringerung des Preisspreads durch Zubau von Speichern

Tabelle 3-26: Durchschnittliche Steigung der Preisspread-Verringerung

Quelle	Betrachtungszeitraum	Durchschnittliche Steigung [(€/MWh)/GWh]
[dena et al. 2010]	2008 Gesamt 01.07.2008	- 2,4 - 2,1
[Ehlers 2011]	03.-07.10.2009 Gesamt 03.10.2009 04.10.2009 05.10.2009 06.10.2009 07.10.2009 Ø-Tag 03.-07.10.2009	- 24,0 - 1,9 - 21,2 - 1,5 - 1,5 - 3,8 - 6,0
[Schill und Kemfert 2011]	19.-25.01.2009 Gesamt 19.01.2009 20.01.2009 21.01.2009 22.01.2009 23.01.2009 24.01.2009 25.01.2009 Ø-Tag 19.-25.01.2009	- 0,6 - 0,6 - 0,6 - 0,7 - 0,5 - 0,5 - 0,4 - 0,3 - 0,5
[Schill 2011]	20.01.2009, Ref = UL 20.01.2009, Ref = LO	- 1,7 - 0,8
[Kondziella und Bruckner 2012]	Ø-Werks-tag 2020 Ø-Wochenendtag 2020 Ø-Werks-tag 2030 Ø-Wochenendtag 2030	- 0,8 - 0,5 - 0,7 - 0,7
[Bruckner et al. 2013]	Ø-Tag 2015 Ø-Tag 2020 Ø-Tag 2030	- 0,9 - 1,1 - 1,0

Dies kann insbesondere bei [Ehlers 2011] beobachtet werden, bei dem der initiale Preis-Spread mit 682 €/MWh bedeutend höher ist als bei allen anderen Quellen. Ausgehend von diesem hohen Niveau fällt das Absinken des Preis-Spreads sehr viel stärker aus als in den Modellrechnungen der anderen Quellen. Dies kann dadurch erklärt werden, dass in der von [Ehlers 2011] für die Berechnungen genutzten Zeitreihe im Gegensatz zu denen der anderen Quellen für eine kurze Dauer negative Strompreise auftreten (vgl. Abbildung 3-81). Aufgrund der kurzen Dauer reicht bereits ein Zubau von 8 GWh Speicherkapazität, um den negativen Strompreis von -500 €/MWh auf -100 €/MWh zu erhöhen. Neben den negativen Strompreisen, welche den Jahresminimalpreis für 2009 beinhalten, ist zudem auch der Jahresmaximalpreis mit 182 €/MWh in der verwendeten Preis-Zeitreihe enthalten. Dies begründet die vergleichsweise hohe Reduktion des Preis-Spreads am 07.10.2009. Die Beurteilung der Reduktion des Preisspreads in Zeiträumen, die besonders niedrige (d.h. negative) und besonders hohe Strompreise beinhalten, ist daher nur individuell möglich.

Unter Ausschluss der Quellen, die Zeiträume mit Extrempreisen betrachten, ist eine etwas niedrigere, durchschnittliche Reduktion des Preisspreads zu beobachten. Hier liegt die quellenübergreifende Reduktion des Preisspreads bei 0,7 €/MWh pro zugebauter GWh Speicherkapazität. Insgesamt bewegen sich

80% der durchschnittlichen Steigungen innerhalb einer Bandbreite von $-0,5$ (€/MWh)/GWh_{inst} und $-1,7$ (€/MWh)/GWh_{inst}.

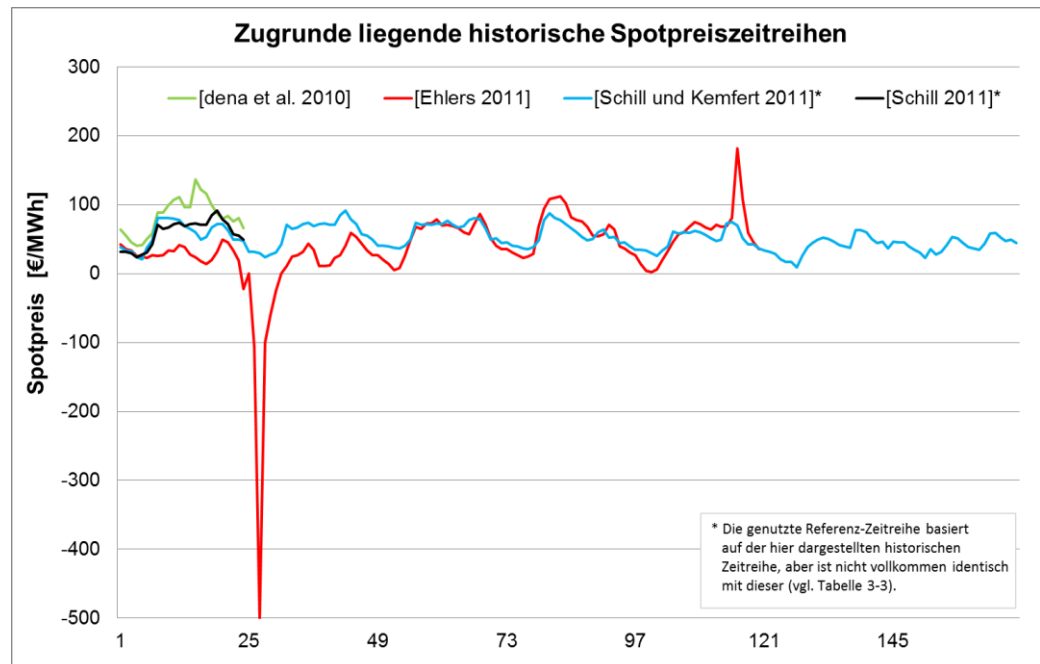


Abbildung 3-81: In Preisrückkopplungsmodellen zugrunde liegende historische Spotpreis-Zeitreihen

Sowohl [dena et al. 2010] als auch [Schill und Kemfert 2011] betonen, dass die Preise bei kleiner Residuallast um einen geringeren Betrag ansteigen als die Preise bei hoher Residuallast sinken. Insgesamt findet daher durch den Speicherbetrieb eine Preisdämpfung statt. [Schill und Kemfert 2011] und [Schill 2011] führen dies weiter aus, indem sie die Konsumenten- und Produzentenrente berechnen. Dabei wird variiert, ob der Akteur ein reiner Speicherbetreiber ist oder auch konventionelle Kraftwerke besitzt, ob der Akteur strategisch oder nicht-strategisch handelt, und ob auf dem Markt perfekter Wettbewerb herrscht oder nicht. Die Konsumenten- und Produzentenrente variiert in Abhängigkeit der genannten Faktoren und unterscheidet sich zwischen den beiden Quellen, die grundlegende Aussage bleibt jedoch dieselbe. Die Konsumentenrente steigt um einen höheren Betrag als die Produzentenrente absinkt, d.h. aus gesamtwirtschaftlicher Sicht erhöht sich die allgemeine Wohlfahrt.

Im Gegensatz zu den sechs bisher vorgestellten Quellen ist es das Ziel von [Grimm 2007], die Auswirkung des Speicherbetriebs auf die Spitzenlaststrompreise zu analysieren. Aufgrund dessen können die Ergebnisse nicht miteinander verglichen werden. [Grimm 2007] teilt für das Jahr 2020 das simulierte Residuallastband in einen Grund-, Mittel- und Spitzenlastbereich ein, wobei der Spitzenlastbereich die 600 Stunden des Jahres mit der höchsten Residuallast umfasst. Für die Deckung der Residuallast im Spitzenlastbereich wird für vier Typtage eine Einsatzoptimierung für die Kraftwerke bzw. Speicher durchgeführt. Die in den Speichern zur Ausspeicherung zur Verfügung stehende Energiemenge wird mittels eines zusätzlichen Simulationsmodells berechnet, das auch die Überschussstrommengen aus dem Grund- und Mittellastbereich berücksichtigt. Die für die Einsatzoptimierung genutzten kapitalunabhängigen Stromgestehungskosten der Kraftwerke und Speicher sind nicht einheitlich, sondern werden in Abhängigkeit der tatsächlichen Benutzungsstunden für das Referenz-Szenario (Kraftwerke plus

PHES) und das Speicher-Szenario (zusätzlich: CAES, RFB, LA) individuell berechnet. Dies scheint der Grund dafür zu sein, dass die Spitzenstrompreise im Speicher-Szenario um 0,8 €/MWh höher sind als im Referenz-Szenario, obwohl im Speicher-Szenario die drei zusätzlichen Speichertechnologien in der Merit-Order vor GuD-Kraftwerken und Gasturbinen liegen. Trotzdem wird der Speichereinsatz als positiv bewertet, weil sowohl die im Grund- und Mittellastbereich auftretenden Stromüberschüsse genutzt werden als auch die konventionellen Kraftwerke schonender betrieben werden können.

3.6.6 Zusammenfassung

Insgesamt gibt es nur wenige Quellen, die sich mit der Frage, welche Rückkopplungen auf den Markt durch den Zubau und Betrieb von Speichern entstehen, quantifizierend befasst haben.

Die hauptsächlich in der Literatur identifizierte Rückkopplung auf den Markt durch Stromspeicher besteht darin, dass durch deren klassischerweise lastverlagernden Betrieb eine Glättung der Marktpreise entsteht. Durch das zusätzliche Stromangebot zu Spitzenlastzeiten werden die Maximalpreise gesenkt. Durch die stärkere Stromnachfrage zu Schwachlastzeiten steigen die Minimalpreise an. Abbildung 3-82 drückt – für ausgewählte Beispielverläufe – diesen Zusammenhang aus in Form des sich verringernenden Preisspreads in Abhängigkeit der Menge an zugebauter Speicherkapazität. Zusätzlich werden in der Textbox die durchschnittlichen Steigungen angegeben, die zwischen dem Maximalzubau und dem Referenzwert ohne Speicherzubau liegt. Quellenübergreifend über alle Quellen nimmt der Preisspread um 0,8 €/MWh pro zugebauter GWh Speicherkapazität ab (Median). Dabei ist zu beachten, dass der Preisspread nicht linear mit dem Zubau der Speicherkapazitäten abnimmt, sondern ab einer bestimmten Zubaukapazität eine Sättigung eintritt, d.h. sich die Reduktion des Preisspreads abschwächt. Dieser Effekt ist umso höher, je größer der initiale Preisspread ist.

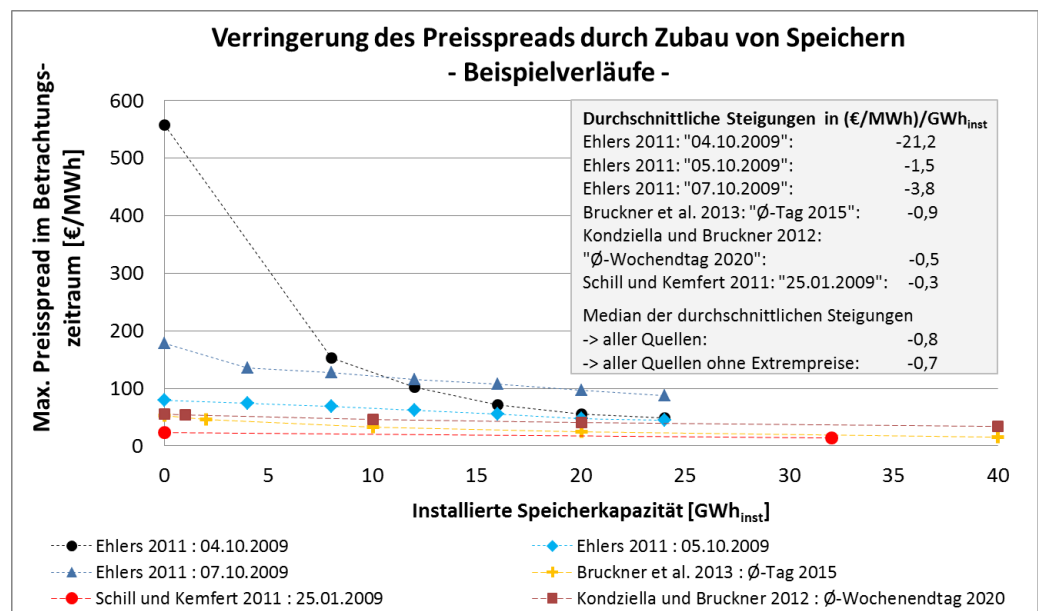


Abbildung 3-82: Verringerung des Preisspreads durch Zubau von Speichern – Beispielverläufe

Die Verringerung des Preisspreads hängt außerdem maßgeblich von der zugrunde gelegten Zeitreihe ab. Die Beurteilung der Reduktion des Preisspreads in Zeiträumen, die besonders niedrige (d.h. negative) und besonders hohe Strompreise beinhalten, ist nur individuell möglich. Als Beispiele hierfür können die Kurven von [Ehlers 2011] für den 04.10.2009 (Jahresminimalpreis mit -500 €/MWh) und für den 07.10.2009 (Jahresmaximalpreis mit 182 €/MWh) herangezogen werden.

Unter Ausschluss der Quellen, die Zeiträume mit Extrempreisen betrachten, ist eine etwas niedrigere, durchschnittliche Reduktion des Preisspreads zu beobachten. Hier liegt die quellenübergreifende Reduktion des Preisspreads bei 0,7 €/MWh pro zugebauter GWh Speicherkapazität. Insgesamt bewegen sich 80% der durchschnittlichen Steigungen innerhalb einer Bandbreite von -0,5 (€/MWh)/GWh_{inst} und -1,7 (€/MWh)/GWh_{inst}.

3.6.7 Fazit

Die Datenlage zum Einfluss von Stromspeichern auf den Markt ist insgesamt sehr dünn und es ist auch keine Verbesserung absehbar. Eine Auswertung der zeitlichen Entwicklung der Veröffentlichungen zeigt eher eine abnehmende Tendenz. Insgesamt konnten nur sieben Quellen ausgewertet werden. Diese beschäftigen sich ausschließlich mit der Rückwirkung des Speicherbetriebs auf die am Spotmarkt erzielbaren Preise. Weitere vorstellbare Rückwirkungen, wie bspw. die Rückwirkung dezentraler Batteriespeicher (PV-Anlagen) auf höhere Netzebenen werden nicht thematisiert. Zusammenfassend lassen sich folgende Aussagen treffen:

- Als wesentliche Rückkopplung von Speichern auf den Markt wird eine durch ihren lastverlagernden Betrieb hervorgerufene Glättung der Marktpreise genannt.
- Mit zunehmender Speicherkapazität reduziert sich der Preisspread um durchschnittlich 0,5 bis 1,7 €/MWh pro zugebauter GWh Speicherkapazität. Der Median der durchschnittlichen Steigungen liegt bei -0,7 (€/MWh)/GWh_{inst} (vgl. Abbildung 3-83). Die Reduktion ist maßgeblich von der zugrunde gelegten Zeitreihe abhängig (die oben genannte Bandbreite gilt nicht für Zeiträume mit deutlich negativen bzw. außergewöhnlich hohen Preisen) und verläuft nicht linear sondern strebt einem Grenzwert entgegen; d. h., dass ab einer bestimmten Zubaukapazität eine Sättigung eintritt.

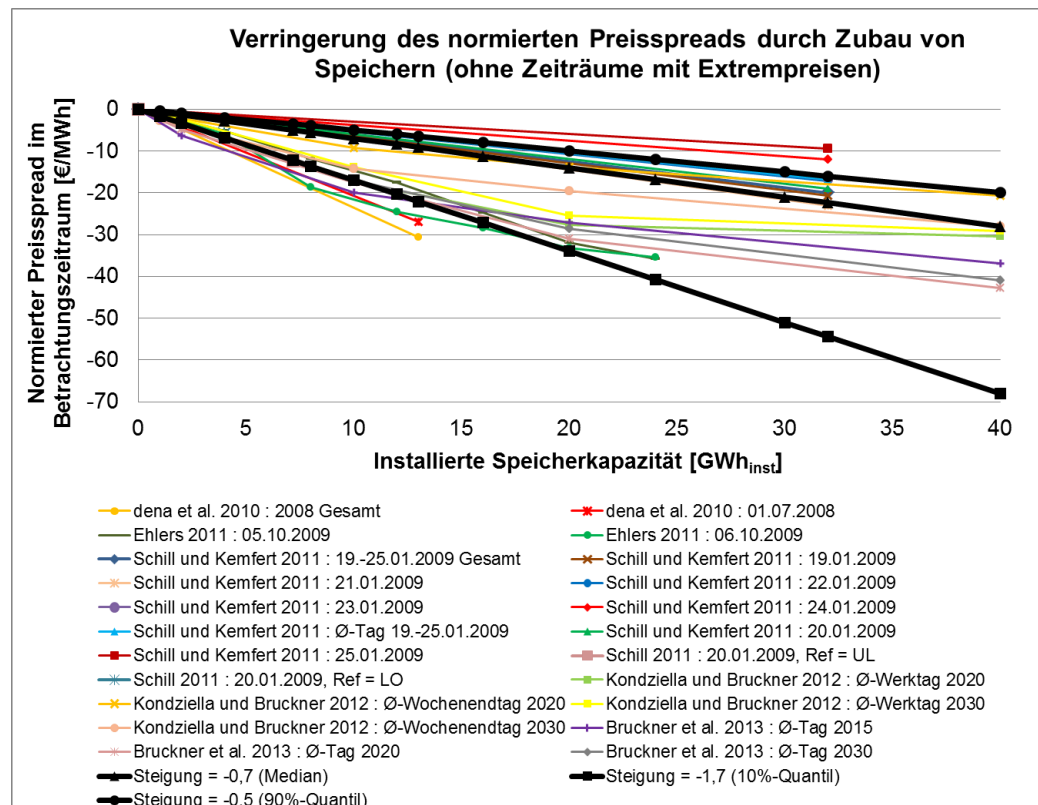


Abbildung 3-83: Verringerung des normierten Preisspreads durch Zubau von Speichern (ohne Zeiträume mit Extrempreisen)

3.7 AP 5.1 »Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern«

3.7.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Welche Kombinationen aus Speicheranwendung und Speichertechnologie sind wirtschaftlich?

Dieses Arbeitspaket lehnt sich an Arbeitspaket 4.1 an, in dem die Erlöspotenziale für verschiedene Kombinationen aus Speichertechnologie und Speicheranwendung evaluiert wurden. Aufbauend darauf werden hier nun alle Erlös- und Kostenströme mit einbezogen, d.h. es werden Quellen berücksichtigt, die den Deckungsbeitrag den jeweiligen Investitionskosten sowie fixen Betriebskosten gegenüberstellen, um daraus auf (Un-)Wirtschaftlichkeit zu schließen. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen beziehen sich somit explizit auf den Neubau eines Speichers, nicht auf den Bestand.

3.7.2 Literaturrecherche

Die Literaturrecherche (Schritt 2 nach Cooper) wurde analog zu AP 4.1 durchgeführt (vgl. Abschnitt 3.4.1). Dabei wurden >150 auf den ersten Blick potenziell für AP5.1 relevante Quellen identifiziert und beschafft. Dabei handelte es sich teilweise um bereits für AP4.1 durchgesehene Quellen.

3.7.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung

Aufgrund der in Kapitel 2.3 definierten Ausschlusskriterien reduzierte sich diese Anzahl auf 34 Quellen, die für die Clusterung (Schritt 5 nach Cooper, vgl. Kapitel 3.5.4) berücksichtigt wurden.

Wesentlicher Ausschlussgrund war auch hier, dass der Fokus auf Deutschland nicht gegeben war. Zudem wurden Quellen ausgeschlossen, die keine Angaben zu verwendetem Zinssatz und Abschreibedauer gemacht haben, obwohl die genutzte Methodik deren Verwendung erforderte. Ebenso wurde Wert darauf gelegt, dass die Aussage zur Wirtschaftlichkeit mit Zahlenwerten begründet wurde, und nicht nur in textlicher Form auf Basis des nicht explizit dokumentierten Erfahrungswissens des Autors erfolgte. Ein weiterer Ausschlussgrund bestand darin, wenn die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht alleine für den Stromspeicher durchgeführt wurde, sondern lediglich für das Gesamtsystem PV-Anlage plus Stromspeicher oder Windpark plus Stromspeicher. Sobald wiederum zusätzlich ein Referenzsystem „nur Windpark“ bzw. „nur PV-Anlage“ angegeben wurde, war die Aufnahme der Quelle möglich.

Eine Auswertung der berücksichtigten 34 Quellen nach Literaturtyp (vgl. Abbildung 3-84) zeigt, dass es sich insbesondere um Konferenzbeiträge (29%) und Artikel in Fachjournalen (35%) handelt. Dissertationen sind zu 15% enthalten, sowie Abschlussberichte zu Forschungsprojekten und Zeitschriftenartikel zu jeweils 9%. 53% der Quellen sind somit dem Typ Primärliteratur zugehörig, 47% dem Typ Sekundärliteratur. Unabhängig vom Literaturtyp handelt es sich bei allen 34 Quellen um Primärquellen. Deutlich auffällig ist die Entwicklung der Quellenanzahl nach dem Veröffentlichungsjahr, welche einen sprunghaften Anstieg ab dem Jahr 2013 (vgl. Abbildung 3-85). Dies deutet darauf hin, dass der Forschungsaspekt der Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern auf zunehmendes Interesse stößt.

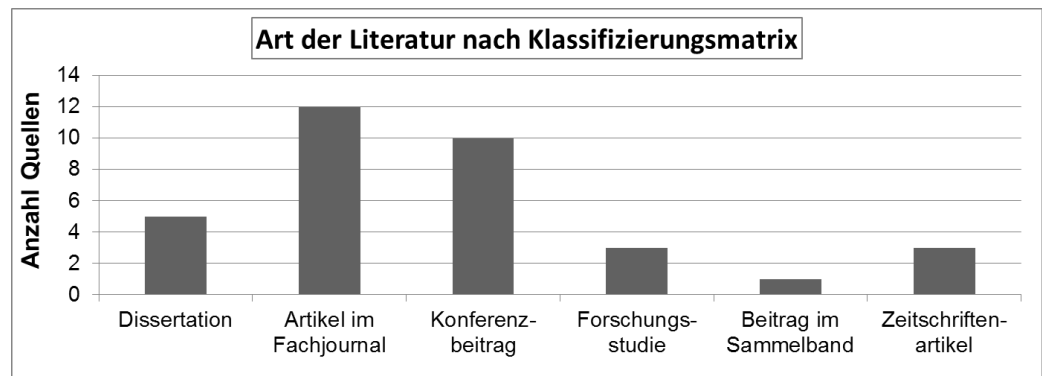


Abbildung 3-84: Meta-Auswertung "Art der Literatur" für AP5.1

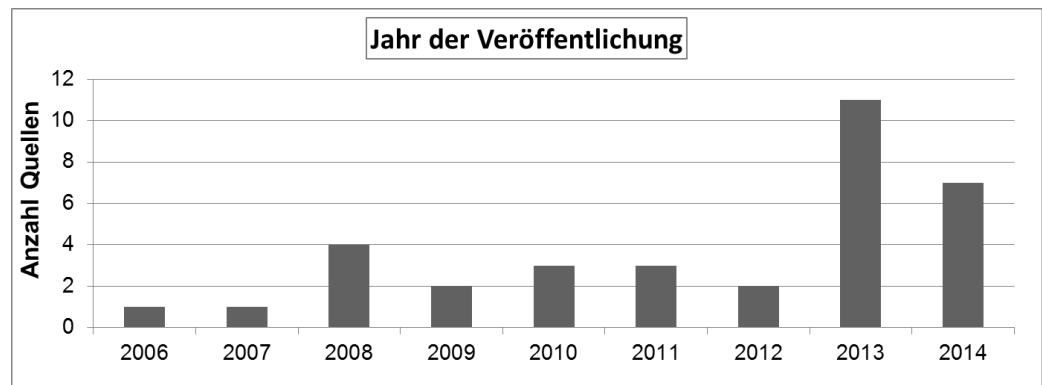


Abbildung 3-85: Meta-Auswertung "Veröffentlichungsjahr" für AP5.1

3.7.4 Clusterung

Abbildung 3-86 bereitet die berücksichtigten 34 Quellen übersichtlich auf, indem diese in eine Matrix mit den Ordnungskriterien „Speicheranwendung“ sowie „Speichertechnologie“ eingeordnet werden. Hieraus kann entnommen werden, zu welcher Technologie bzw. Anwendung es besonders viele Quellen gibt bzw. wo sich Forschungslücken befinden. Außerdem kann für jede Quelle nachvollzogen werden, welche Szenarienvarianten sie hinsichtlich Anwendung und Technologie analysiert hat. Der Übersichtlichkeit halber wurde für kombinierte Speicheranwendungen (bspw. simultaner Handel am Day-Ahead-Spotmarkt und Bereitstellung von Minutenreserve) eine Markierung bei allen beteiligten Speicheranwendungen gemacht, anstatt die kombinierte Anwendung als separate Zeile in die Matrix aufzunehmen.

Analog zu AP4.1 sind ausschließlich Speicheranwendungen in der Matrix enthalten, welche einen betriebswirtschaftlichen Fokus aufweisen. Gesamtsystemische Anwendungen, welche beispielsweise den Nutzen von Speichern für die Gesamtkosten der Energieversorgung betrachten, sind ebenso wenig enthalten wie Anwendungen, welche die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zum klassischen Ausbau von Netz und Netzbetriebsmitteln untersuchen. Beide Anwendungen werden stattdessen in Kapitel 3.8 ausgewertet.

Die für die Speichertechnologien verwendeten Abkürzungen werden wie folgt verwendet: „PHES“ = Pumpspeicherkraftwerk; „ACAES“ = Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk; „DCAES“ = „Diabates Druckluftspeicherkraftwerk“; „H₂&CH₄“ = „Power-to-Gas-Speicher mit Rückverstromung (unterschiedliche Pfade) auf Basis von Wasserstoff bzw. Methan“; „RFB“ = „Redox-Flow-Batterie“; „Lithium“ = „Sammelbegriff für Lithium-basierte Batterien i.d.R. Lithium-Ion“; „LA“ = „Blei-Säure-Batterie“; „PHEV“ = „Elektrokraftfahrzeug“. Sonstige bzw. nicht näher definierte Technologien werden unter „Sonstige bzw. k.A.“ zusammengefasst.

Ein Schwerpunkt ist bei Großspeicherkraftwerken (PHES, ACAES, DCAES, H₂&CH₄) in Verbindung mit dem Day-Ahead-Spotmarkt (DA) zu erkennen, wobei besonders häufig ACAES analysiert wurden. Der Intraday-Spotmarkt (ID) wurde bisher nur in einer einzelnen Quelle auf Wirtschaftlichkeit untersucht. Ein zweiter Schwerpunkt ist die Bereitstellung von Sekundär- (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) durch Großspeicherkraftwerke. Auch hier stehen ACAES besonders im Fokus. Die Erlössituation bei der Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) durch Stromspeicher ist dagegen in der Literatur bisher kaum präsent. Technologisch kann Primärregelleistung aufgrund der Präqualifikationsanforderungen lediglich von Batteriespeichern bereitgestellt werden. Ein weiterer Schwerpunkt besteht in dem Einsatz von Kleinbatteriespeichern (LA, Li) zur Erhöhung des Photovoltaik-Eigenverbrauchanteils (PV-EV) beim Endkunden.

Da die Schwerpunkte ähnlich gelagert sind wie bei der Evaluation des Erlöspotenzials in AP4.1 und für die bessere Vergleichbarkeit, werden für die Detailauswertung in Kapitel 3.7.5 dieselben Pfade wie in AP4.1 betrachtet:

1. Handel am Spotmarkt durch Großspeicherkraftwerke
2. Bereitstellung von Regelleistung...
 - a. ... durch Großspeicherkraftwerke
 - b. ... durch stationäre Batteriespeicher
 - c. ... durch mobile Batteriespeicher (d.h. Elektrofahrzeuge)
3. Erhöhung des PV-Eigenverbrauchanteils durch Kleinbatteriespeicher

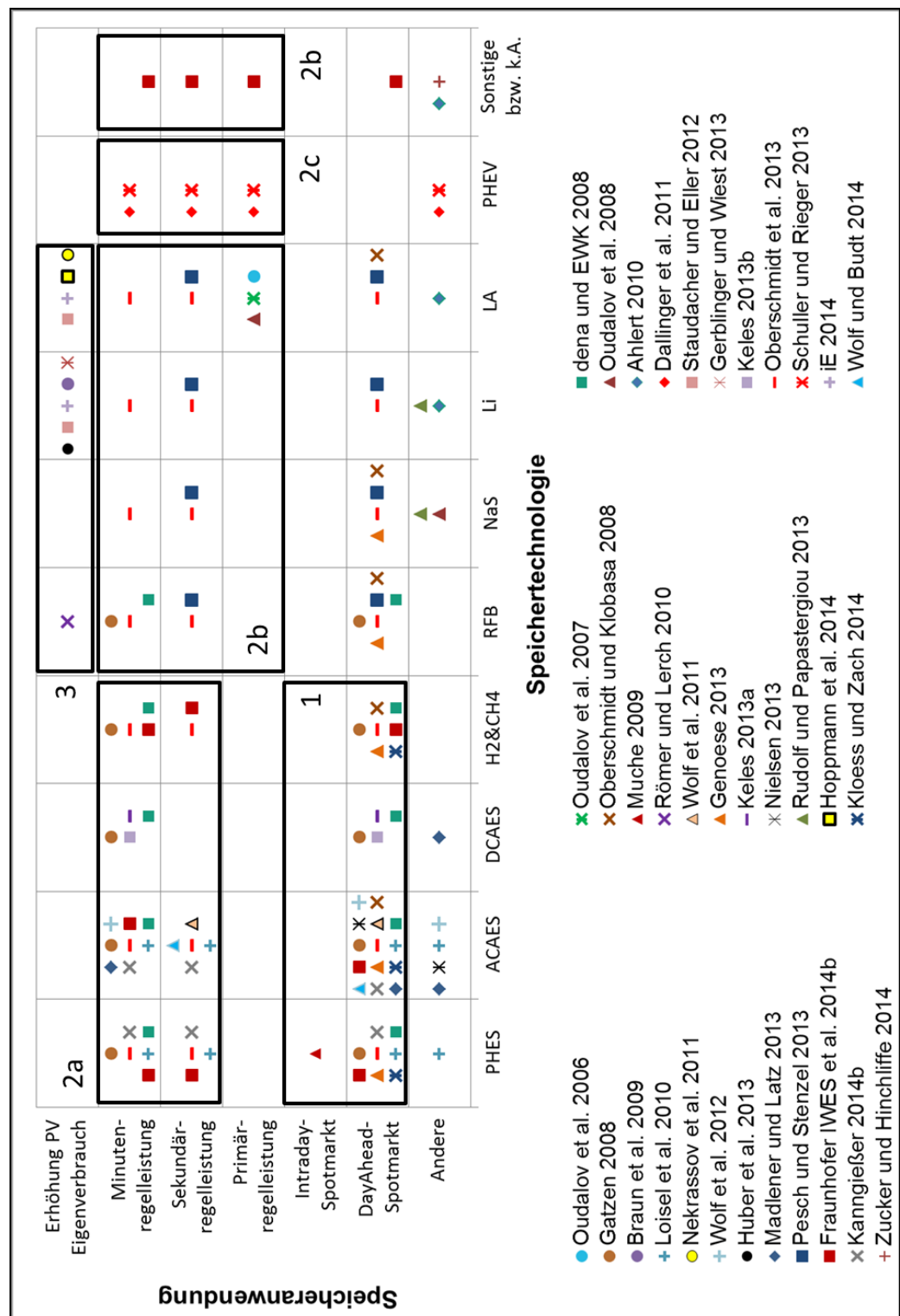


Abbildung 3-86: Clusterübersicht Quellen zum Thema „Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern“, geordnet nach Speicheranwendung und -technologie

3.7.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage

In diesem Kapitel erfolgt die Detailauswertung für die in Schritt 5 definierten Pfade. In Bezug auf die Leitfrage werden die Quellen dahingehend ausgewertet,

ob in dem angenommenen Szenario Wirtschaftlichkeit gegeben ist oder nicht oder ob die Quelle – in Abhängigkeit der Eingangsparameter – zu unterschiedlichen Aussagen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit kommt. Insbesondere die Quellen, die eine bestimmte Kombination aus Speichertechnologie und Speicheranwendung als wirtschaftlich bzw. bedingt wirtschaftlich ausweisen, werden anschließend im Hinblick auf ihre zugrunde gelegten Rahmenbedingungen analysiert.

Eine weiterführende Auswertung der ermittelten Wirtschaftlichkeitskennzahlen hat sich als nicht zielführend erwiesen, da die verwendeten Wirtschaftlichkeitskennzahlen nicht oder nicht ohne weiteres ineinander überführt werden können, was die Grundlage für einen Vergleich darstellen würde. 16 der 34 Quellen nutzen eine Variante des Kapitalwerts als Kennzahl. Zwölf Quellen vergleichen die annuitätischen Deckungsbeiträge und Kosten (d.h. Investitionskosten und fixe Betriebskosten) miteinander, meist durch Differenzbildung, in einem Fall auch durch Quotientenbildung. In den verbliebenen sechs Quellen erfolgt ein Vergleich entweder der berechneten Break-Even-Investitionskosten mit realen Investitionskosten oder des berechneten internen Zinsfußes mit in der Praxis erwarteten Zinssätzen.

Abbildung 3-87 gibt einen Überblick über die Betrachtungszeiträume der Quellen. In rot ist das jeweilige Veröffentlichungsjahr gekennzeichnet, so dass ersichtlich wird, ob es sich um eine Vergangenheitsbetrachtung oder um Zukunftsprognosen handelt.

Der Großteil der Quellen berechnet die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern auf Basis historischer Marktzeitreihen. Ca. ein Drittel der Quellen liefert auch Wirtschaftlichkeitsprognosen für zukünftige Jahre. Bei den Quellen, bei denen Veröffentlichungsjahr und Betrachtungszeitraum übereinstimmt, handelt es sich um Quellen des Pfades „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“. Dies liegt daran, dass dort der Betrachtungszeitraum danach zugeordnet wurde, aus welchem Jahr der in den Szenarienrechnungen angenommene regulatorische Rahmen (v.a. EEG-Tarif) stammt. Bei den in grau eingezeichneten Balken ist kein konkretes Betrachtungsjahr angegeben, sondern es handelt sich um ein nicht näher datiertes „Post-EEG-Szenario“ (bspw. [Hoppmann et al. 2014], [Huber et al. 2013]) oder „Zukunfts-Szenario“ (bspw. [Rudolf und Papastergiou 2013]).

Ergänzend gibt der rechte Teil von Abbildung 3-87 zudem eine Übersicht darüber, welche Quelle welchem Pfad zugeordnet wurde.

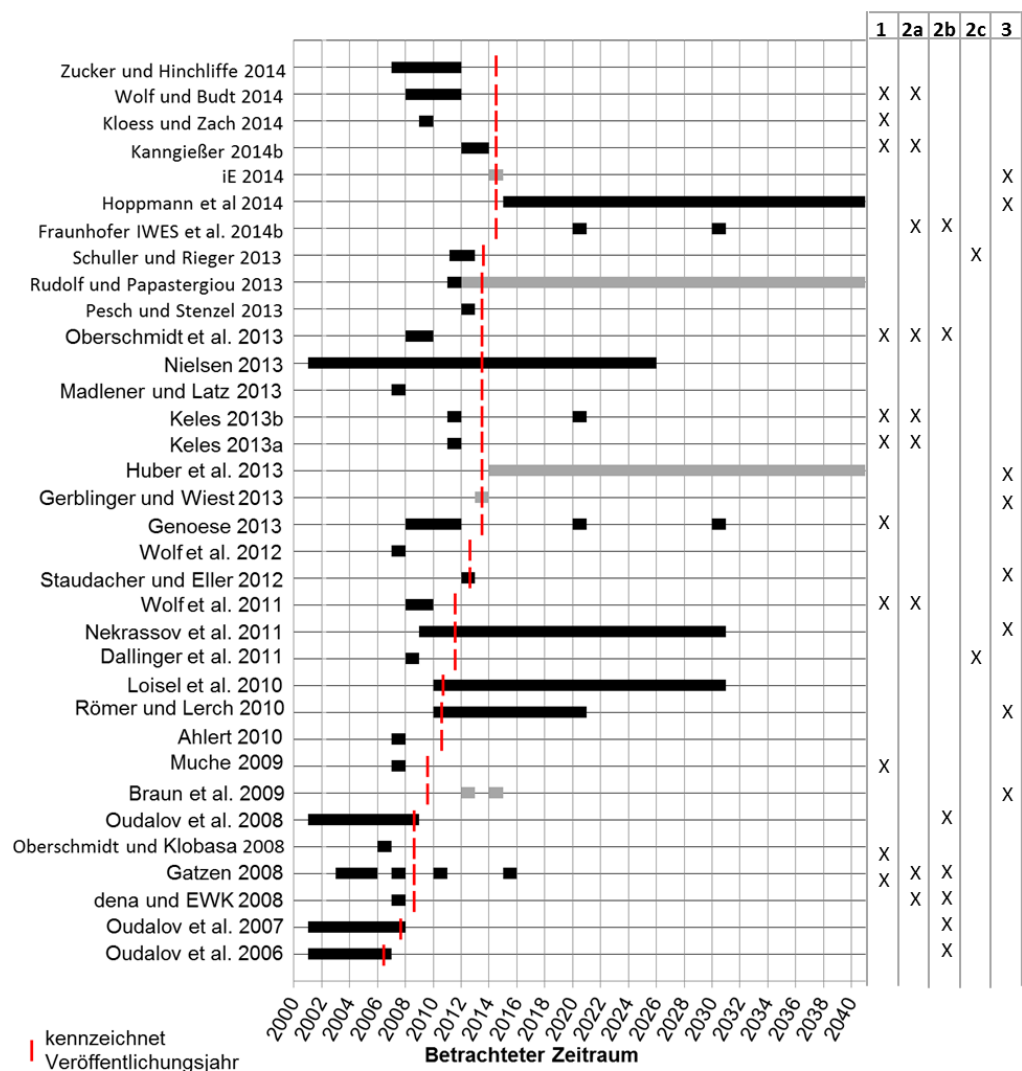


Abbildung 3-87: Übersicht über in den Quellen von AP5.1 betrachtete Zeiträume

Die Grundprinzipien der Speichieranwendung „Handel am Spotmarkt“ wurden bereits in Kapitel 3.5.5 beschrieben.

Im Rahmen von AP5.1 Pfad 1 werden zwölf Quellen für die inhaltliche Detailauswertung herangezogen: [Gatzen 2008], [Oberschmidt und Klobasa 2008], [Muche 2009], [Wolf et al. 2011], [Genoese 2013], [Keles 2013a], [Keles 2013b], [Madlener und Latz 2013], [Oberschmidt et al. 2013], [Kanngießer 2014b], [Kloess und Zach 2014], [Wolf und Budt 2014].

Abbildung 3-88 stellt für die verschiedenen Technologien am Day-Ahead- bzw. Intraday-Spotmarkt dar, ob Wirtschaftlichkeit gegeben ist (blaues Plus) oder nicht (rotes Minus). Der gelb gefüllte Kreis kennzeichnet diejenigen Quellen, welche mehrere Szenarien mit variierten Eingangsparametern untersucht haben, und dabei zu unterschiedlichen Aussagen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit gekommen sind.

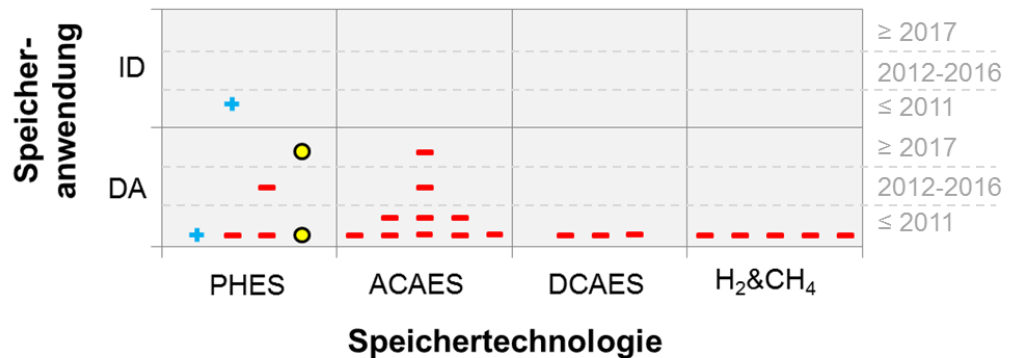


Abbildung 3-88: Ergebnisse Wirtschaftlichkeit, AP5.1 Pfad 1

Eine Ausnahme stellt [Oberschmidt et al. 2013] dar, wo PHES in beiden betrachteten Jahren 2008 und 2009 wirtschaftlich sind. Dabei nehmen die Autoren spezifische Investitionskosten von 730 €/kW an, die laut eigener Aussage den unteren Bereich von aktuellen Projekten darstellen, sowie eine Abschreibedauer von 40 Jahren und einen Zinssatz von 8%. Wie in Kapitel 3.5.5 gezeigt wurde, konnte zudem im Jahr 2008 ein überdurchschnittlich hoher Deckungsbeitrag erzielt werden. Sowohl das vorteilhafte Betrachtungsjahr als auch die niedrigen angenommenen Investitionskosten beeinflussen die Wirtschaftlichkeit positiv.

Eine weitere Ausnahme stellt [Genoese 2013] dar, der den Handel am Day-Ahead-Spotmarkt für die Technologien PHES, ACAES und H₂ sowohl für die Vergangenheit (Jahre 2008-2011) als auch die Zukunft (Jahre 2020 und 2030 in jeweils zwei Szenarienvarianten) untersucht hat. In den meisten Fällen zeigte sich, dass der Deckungsbeitrag kleiner als die annuitätischen Kosten war. Eine positive Ausnahme, für die Wirtschaftlichkeit berechnet wurde, stellte die Technologie PHES in den Jahren 2008 sowie 2030-S2 dar. Die Ergebnisse lassen darauf schließen, dass die Wahl des Szenarios eine größere Sensitivität ausübt als die Unterscheidung zwischen den beiden Zukunftsjahren 2020 und 2030. Das Szenario S2 wurde dabei von [Genoese2013] durch ambitionierte EE-Ausbauziele und vergleichsweise hohe Brennstoffkosten charakterisiert, während das Szenario S1 im Hinblick auf diese beiden Aspekte als moderat beschrieben wird. Dies führte dazu, dass der Deckungsbeitrag im Szenario 2030-S2 um den Faktor sieben höher war als im Szenario 2030-S1.

Nach Analyse der beiden Ausnahmen, kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass der Handel am Day-Ahead-Spotmarkt heute und in der Vergangenheit in der Regel für Großspeicher nicht wirtschaftlich ist. In zukünftigen Jahren hängt die Wirtschaftlichkeit elementar von der Entwicklung der Rahmenbedingungen ab (u.a. Höhe EE-Zubau, Entwicklung Brennstoffpreis). Von den Technologien können PHES am ehesten Wirtschaftlichkeit erreichen. Die Aussagen zu der zukünftigen Wirtschaftlichkeit stützen sich lediglich auf eine Quelle, so dass zum Erhalt einer verallgemeinerbaren Aussage die Durchführung zusätzlicher Studien anzuraten ist.

Für den Handel am Intraday-Markt durch Speicher gibt [Muche 2009] für das Jahr 2007 an, dass Wirtschaftlichkeit besteht. Da keine weiteren Quellen existieren kann diese Aussage nicht eingeordnet werden. Ebenso wenig können verallgemeinerbare Aussagen für zukünftige Jahre getroffen werden. Die Durchführung weiterer Studien, welche den Intraday-Markt beinhalten, ist daher zu empfehlen.

Pfad 2a »Bereitstellung von Regelleistung durch Großspeicher«

Die Grundprinzipien der Speichieranwendung „Bereitstellung von Regelleistung“ wurden bereits in Kapitel 3.5.5 beschrieben.

Im Rahmen von AP5.1 Pfad 2a werden zehn Quellen für die inhaltliche Detailauswertung herangezogen: [dena und EWK 2008], [Gatzen 2008], [Wolf et al. 2011], [Keles 2013a], [Keles 2013b], [Madlener und Latz 2013], [Oberschmidt et al. 2013], [Fraunhofer IWES et al. 2014b], [Kanngießer 2014b], [Wolf und Budt 2014].

Abbildung 3-89 zeigt die Aussagen der Quellen bezüglich Wirtschaftlichkeit (blaues Plus) oder Unwirtschaftlichkeit (rotes Minus) für den Pfad 2a. Der gelb gefüllte Kreis kennzeichnet diejenigen Quellen, welche mehrere Szenarien mit variierten Eingangsparametern untersucht haben, und dabei zu unterschiedlichen Aussagen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit gekommen sind.

Einigkeit besteht in den analysierten Quellen darüber, dass die Bereitstellung von Regelleistung mittels Power-to-Gas-Technologien unwirtschaftlich ist.

Die Bereitstellung von Minutenreserve durch DCAES ist laut [Keles 2013b] und [Gatzen 2008] unter bestimmten Rahmenbedingungen möglich. [Keles 2013b] analysiert neben dem Jahr 2011 auch verschiedene Zukunftsszenarien für das Jahr 2020. Während in 2011 keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist (der berechnete interne Zinsfuß liegt mit 6% unter der selbst gesteckten Wirtschaftlichkeitsgrenze von 8%), wird in den 2020er-Szenarien teilweise Wirtschaftlichkeit erreicht. Die modellierten Szenarien unterscheiden sich darin, welcher Gaspreis (17,3 bzw. 22,7 €/MWh) und welches Strompreisniveau (59 bzw. 77,3 €/MWh) angenommen wurde. Insbesondere die Kombination aus niedrigem Gaspreis aber hohem Spotpreisniveau führt zu Wirtschaftlichkeit, d.h. einem hohen internen Zinsfuß von >12 %. Wenn sowohl Gas- als auch Spotpreis hoch sind, kann noch ein interner Zinsfuß von 9% bzw. 10% (bei einer Abschreibedauer von 20 bzw. 25 Jahren) erreicht werden. Bei hohem Gas- aber niedrigem Spotpreis liegt der interne Zinsfuß dagegen bei lediglich ca. 2,5 bzw. 3,5 %. Die Sensitivität des erzielbaren Deckungsbeitrags auf den Gas- bzw. Spotpreis wurde bereits in Kapitel 3.5.5 angesprochen. [Gatzen 2008] untersucht die Jahre 2003 bis 2005 auf Basis von historischen Preisdaten sowie – aus seiner damaligen Sicht – verschiedene Zukunftsszenarien für die Jahre 2007, 2010 und 2015. Dabei erweist sich mit einem internen Zinsfuß von 10,4 % lediglich das Jahr 2003 für DCAES als wirtschaftlich. Dabei wurde eine – im Vergleich zu anderen Quellen relativ lange – Abschreibedauer von 40 Jahren gewählt. Da bei beiden beschriebenen Quellen Annahmen getroffen wurden, die die Wirtschaftlichkeit besonders begünstigen, kann gemeinsam mit den Unwirtschaftlichkeit konstatierenden Quellen [dena und EWK 2008] sowie [Keles 2013a] geschlussfolgert werden, dass in der Regel für DCAES am Minutenreservemarkt keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

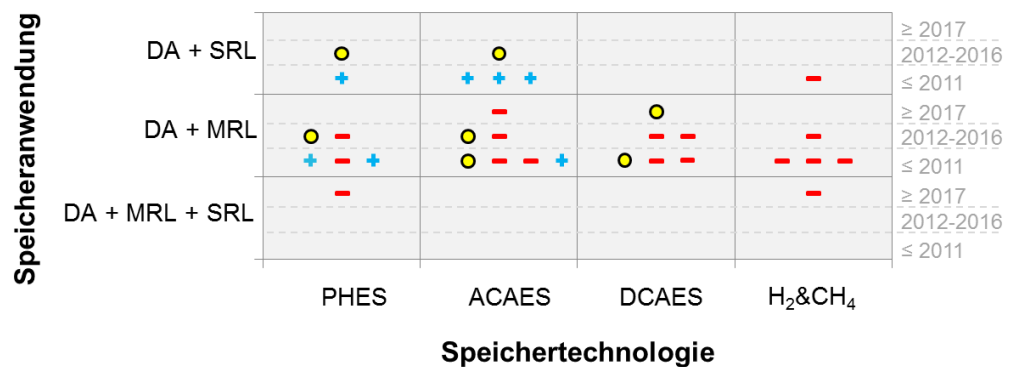


Abbildung 3-89: Ergebnisse Wirtschaftlichkeit, AP5.1 Pfad 2a

Die Bereitstellung von Minutenreserve mittels ACAES wird in vier der sechs Quellen ebenfalls als unwirtschaftlich angesehen. Lediglich [Gatzen 2008] berechnet wieder für einzelne der untersuchten Jahre Wirtschaftlichkeit. Ebenso berechnet [Madlener und Latz 2013] für das Jahr 2007 einen positiven Kapitalwert. Dabei ist jedoch zu beachten, dass [Madlener und Latz 2013] mit 786 €/kW_{Turb} eher niedrige Investitionskosten ansetzt. In einer Sensitivitätsrechnung zeigt sich zudem, dass die Wirtschaftlichkeit ansteigt, wenn - entgegen der aktuell gültigen regulatorischen Rahmenbedingungen - stündliche statt vierstündliche MRL-Zeitscheiben angenommen werden.

Demgegenüber deutlich positiver stellt sich die Bereitstellung von Sekundärregelleistung durch ACAES heraus. Wichtig ist zu beachten, dass lediglich Niedertemperatur-ACAES die geforderte Anfahrzeit von 5 Minuten erbringen können. [Wolf et al. 2011], [Oberschmidt et al. 2013] und [Wolf und Budt 2014] konstatieren Wirtschaftlichkeit, während [Kanngießer 2014b] von bedingter Wirtschaftlichkeit – ausschließlich für negative Sekundärregelleistungsangebote in der Nebenzeit – ausgeht. [Wolf et al. 2011] identifiziert ebenfalls die negative Nebenzeit als die wirtschaftlich attraktivste Angebots-Zeitscheibe, während [Wolf und Budt 2014] direkt lediglich Angebote in dieser Zeitscheibe betrachtet. Dadurch werden bei der letztgenannten Quelle Break-Even-Investitionskosten von durchschnittlich 1210 €/kW_{Turb} für die Jahre 2008-2011 ermittelt, bei einer Abschreibedauer von 20 Jahren und einem Zinssatz von 5 %. Unter der Annahme des zitierten Vergleichswertes für Investitionskosten von 1000 €/kW_{Turb} würde dies Wirtschaftlichkeit bedeuten. Die bei [Oberschmidt et al. 2013] unterstellte Angebotsstrategie wurde nicht näher erläutert. Trotz des insgesamt sehr positiven Bildes für die Bereitstellung von SRL durch ACAES ist zu beachten, dass bisher keine Anlagen realisiert wurden, so dass es sich bei den für die Wirtschaftlichkeitsrechnung genutzten Investitionskosten um Schätzwerte handelt.

Für Pumpspeicherkraftwerke sind die Ergebnisse indifferenter. Für die Bereitstellung von Minutenreserve geben für den Zeitraum bis 2011 erneut lediglich [Gatzen 2008] und [Oberschmidt et al. 2013] Wirtschaftlichkeit an. Dagegen ist das 2015er-Szenario bei [Gatzen 2008] nur dann wirtschaftlich, wenn besonders speicherfreundliche Rahmenbedingungen herrschen²⁵. [dena und EWK 2008] sowie [Kanngießer 2014b] haben sowohl für die Vergangenheit als auch für die

²⁵ Es wurde angenommen, dass der Ausstieg aus der Kernenergie um fünf Jahre verzögert stattfindet, sowie dass der Strommix höhere Anteile an wärmegeführter KWK und fluktuierend einspeisenden Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern beinhaltet. Ebenso wurden höhere Brennstoffpreise angenommen. Hierdurch wiesen die simulierten Spotpreis-Zeitreihen höhere Spreads auf.

Gegenwart Unwirtschaftlichkeit ermittelt. Widersprüchlich zeigen sich die Anwendungen DA+SRL sowie DA+SRL+MRL. Analog zu ACAES identifiziert [Kanngießer 2014b] die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung im Jahr 2011 durch PHES als wirtschaftlich, und gibt [Oberschmidt et al. 2013] Sekundärregelleistung für das Jahr 2009 als wirtschaftlich an. Währenddessen zeigen die Berechnungen für die endogen optimierte Angebotserstellung an allen drei Märkten von [Fraunhofer IWES et al. 2014b] für beide betrachteten zukünftigen Jahre 2020 und 2030 Unwirtschaftlichkeit. Die Diskrepanz zwischen [Kanngießer 2014b] und [Fraunhofer IWES et al. 2014b] kann durch den bei [Kanngießer 2014b] höheren berechneten Deckungsbeitrag erklärt werden. Die angenommenen Investitionskosten sind mit $1400 \text{ €/kW}_{\emptyset}$ ²⁶ identisch. Demgegenüber nimmt [Oberschmidt et al. 2013] – wie bereits bei Pfad 1 festgestellt – lediglich Investitionskosten in Höhe von 730 €/kW an. Gleichzeitig ist der berechnete Deckungsbeitrag deutlich höher als bei [Kanngießer 2014b]. Aufgrund der geringen Anzahl an Quellen und der unterschiedlichen untersuchten Jahre ist ein finales Fazit, ob PHES durch die Bereitstellung von Regelleistung Wirtschaftlichkeit erlangen können schwierig. Zusätzlich ist zu bedenken, dass nahezu alle Quellen von neu zu errichtenden Pumpspeicherkraftwerken ausgehen, die von Netznutzungsentgelten befreit sind (vgl. Kapitel 3.10). Wie basierend auf [dena und EWK 2008] bereits in Kapitel 3.5.5 gezeigt werden konnte, schmälert die Veranschlagung von Netznutzungsentgelten den Deckungsbeitrag deutlich und damit auch die Wirtschaftlichkeit.

Technologieübergreifend kann festgehalten werden, dass am ehesten PHES und ACAES in der Vergangenheit durch die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung hätten Wirtschaftlichkeit erlangen können. Eine Prognose für die Zukunft ist aufgrund der dünnen Quellenlage nicht möglich. Neben der Entwicklung des Preisniveaus am Regelleistungsmarkt sind dabei vor allem die tatsächlichen Investitionskosten konkreter PHES- oder ACAES-Projekte von Bedeutung.

Pfad 2b »Bereitstellung von Regelleistung durch stationäre Batteriespeicher«

Im Rahmen von AP5.1 Pfad 2b werden sieben Quellen für die inhaltliche Detailauswertung herangezogen: [Oudalov et al. 2006], [Oudalov et al. 2007], [dena und EWK 2008], [Gatzen 2008], [Oudalov et al. 2008], [Oberschmidt et al. 2013], [Fraunhofer IWES et al. 2014b].

Abbildung 3-90 zeigt die Aussagen der Quellen bezüglich Wirtschaftlichkeit (blaues Plus) oder Unwirtschaftlichkeit (rotes Minus) für den Pfad 2b. Der gelb gefüllte Kreis kennzeichnet diejenigen Quellen, welche mehrere Szenarien mit variierten Eingangsparametern untersucht haben, und dabei zu unterschiedlichen Aussagen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit gekommen sind.

²⁶ [Fraunhofer IWES et al. 2014b] rechnet mit $1340 \text{ €}_{\text{add}}/\text{kW}_{\emptyset}$ und $10 \text{ €}_{\text{add}}/\text{kWh}$. Bei der gewählten Kapazität von 6 Volllaststunden entspricht dies $1400 \text{ €}_{\text{io}}/\text{kW}_{\emptyset}$. [Kanngießer 2014b] gibt eine Bandbreite von ca. 900 bis $1400 \text{ €}_{\text{io}}/\text{kW}_{\emptyset}$ als möglichen Investitionskostenbereich an, wobei der maximale Wert für die Aussage über Wirtschaftlichkeit bestimmend ist.

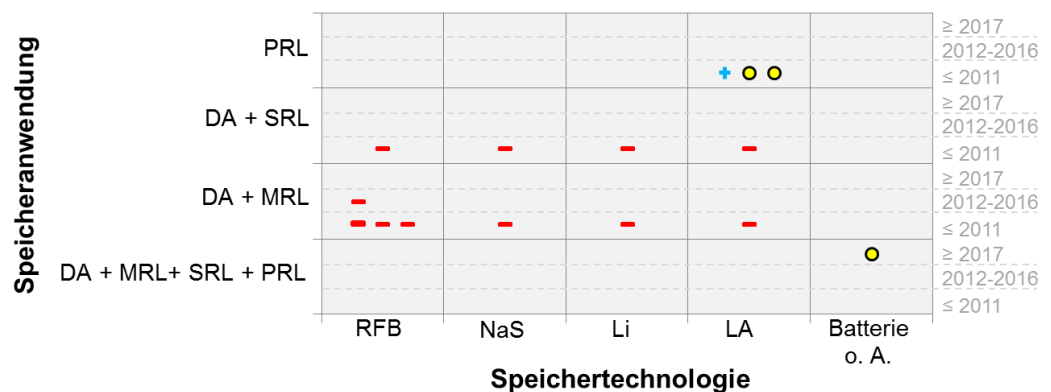


Abbildung 3-90: Ergebnisse Wirtschaftlichkeit, AP5.1 Pfad 2b

Es ergibt sich das übereinstimmende Bild, dass die Bereitstellung von SRL und/oder MRL durch stationäre Batteriespeicher unwirtschaftlich ist.

Dagegen wird die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Blei-Säure-Batterien als wirtschaftlich [Oudalov et al. 2006] bzw. als bedingt wirtschaftlich [Oudalov et al. 2007][Oudalov et al. 2008] angegeben. Der Grund für die unterschiedlichen Aussagen besteht darin, dass in [Oudalov et al. 2006] die Wirtschaftlichkeitsrechnung lediglich für eine bestimmte Batteriedimensionierung durchgeführt wurde, während die beiden anderen Quellen verschiedene Dimensionierungen betrachten. Insbesondere in [Oudalov et al. 2007] wird dabei ausführlich untersucht, welches die optimale Batteriedimensionierung ist. Dabei wird die Betriebsstrategie variiert und ein reales UCTE-Frequenzprofil berücksichtigt. Es stellt sich heraus, dass das optimale Verhältnis zwischen Batteriekapazität und -leistung 0,62 Wh/W beträgt. Damit Wirtschaftlichkeit gegeben ist, darf das Verhältnis maximal 0,9 Wh/W betragen. In [Oudalov et al. 2008] wird diese Rechnung ausgeweitet, indem sowohl für die Investitionskosten als auch für die Deckungsbeiträge jeweils ein optimistischer und ein pessimistischer Wert angenommen werden. Im pessimistischen Fall ist ein Dimensionierungsverhältnis von <0,75 Wh/W wirtschaftlich, im optimistischen Fall von <1,4 Wh/W. In allen Quellen wird mit einer Abschreibedauer von 20 Jahren und einem Zinssatz von 6 % gerechnet. Außerdem wird berücksichtigt, dass die Batterie innerhalb der Abschreibedauer mehrfach ersetzt werden muss.

Des Weiteren als bedingt wirtschaftlich angegeben wird die nicht näher präzisier- te Batterietechnologie von [Fraunhofer IWES et al. 2014b] für die Kombination an allen Märkten (DA+MRL+SRL+PRL). Die Quelle untersucht die Jahre 2020 und 2030. Während bei Ersterem noch Unwirtschaftlichkeit gegeben ist, wird im Jahr 2030 deutliche Wirtschaftlichkeit erzielt. Dies liegt vor allem in den prognostizierten deutlich steigenden Deckungsbeiträgen begründet, an denen die Bereitstellung von Primärregelleistung mit Abstand den größten Anteil besitzt (vgl. Kapitel 3.5.5). Diese alleine würden bereits zu Wirtschaftlichkeit führen. Durch die zudem als sinkend angenommenen Investitionskosten prägt sich die Wirtschaftlichkeit noch deutlicher aus. Entgegen zu [Oudalov et al. 2007] und [Oudalov et al. 2008] nimmt [Fraunhofer IWES et al. 2014b] für die Batterie sogar ein Dimensionierungsverhältnis von 6 Wh/W an.

Insgesamt vermitteln die Quellen das Bild, dass sowohl in der Vergangenheit als auch in der mittelfristigen Zukunft die Bereitstellung von Primärregelleistung durch stationäre Batterien wirtschaftlich ist. Hinsichtlich der Kritikalität der ge-

wählten Batteriedimensionierung auf die Wirtschaftlichkeit besteht in der Literatur dagegen keine Einigkeit.

Pfad 2c »Bereitstellung von Regelleistung durch mobile Batteriespeicher«

Im Rahmen von AP5.1 Pfad 2c werden zwei Quellen für die inhaltliche Detailauswertung herangezogen: [Dallinger et al. 2011], [Schuller und Rieger 2013].

Trotz sehr unterschiedlicher Annahmen bezüglich Abschreibedauer, Zinssatz und Investitionskosten für die Batterie (12 Jahre & 5 % & 337/286 €/kWh bzw. 10 Jahre & 10 % & 556 €/kWh)²⁷ kommen beide Quellen zu qualitativ demselben Ergebnis. Die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Plug-In-Hybrid-Elektrofahrzeuge ist wirtschaftlich, ebenso wie die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung und negativer Minutenreserve. Die Bereitstellung positiver Regelleistung ist dagegen unwirtschaftlich. Laut [Schuller und Rieger 2013] sind bei der Bereitstellung von positiver Regelleistung sowohl die Investitionskosten höher, da eine bidirektional betreibbare Leistungselektronik benötigt wird, als auch die variablen Kosten aufgrund der schneller voranschreitenden Alterung. Hinzu kommen die durch die mehrfache Wandlung anfallenden höheren Wirkungsgradverluste. Ebenso sind – wie bereits in Kapitel 3.5.5 gezeigt wurde – bei negativer Regelleistung höhere Deckungsbeiträge zu erwarten.

Pfad 3 »Erhöhung PV-Eigenverbrauch«

Die Grundprinzipien der Speichieranwendung „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“ wurden bereits in Kapitel 3.5.5 beschrieben. Genauso wird hier die Definition beibehalten, dass der Mehrwert durch den Speicher ausgewertet wird, d.h. hier seine Wirtschaftlichkeit, und nicht die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage PV plus Batteriespeicher.

Es werden acht Quellen für die inhaltliche Detailauswertung berücksichtigt: [Braun et al. 2009], [Römer und Lerch 2010], [Nekrassov et al. 2011], [Staudacher und Eller 2012], [Gerblinger und Wiest 2013], [Huber et al. 2013], [Hoppmann et al. 2014], [iE 2014].

Abbildung 3-91 zeigt die Aussagen der Quellen bezüglich Wirtschaftlichkeit (blaues Plus) oder Unwirtschaftlichkeit (rotes Minus) für den Pfad 3. Der gelb gefüllte Kreis kennzeichnet diejenigen Quellen, welche mehrere Szenarien mit variierten Eingangsparametern untersucht haben, und dabei zu unterschiedlichen Aussagen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit gekommen sind.

²⁷ Die Simulationsrechnungen wurden auf Basis von Daten aus 2008 [Dallinger et al. 2011] bzw. 2011-2012 [Schuller und Rieger 2013] durchgeführt. Die angenommenen Investitionskosten für die Batterie spiegeln dagegen nicht den damaligen Stand wider, sondern beziehen sich auf durch Skaleneffekte zukünftig erreichbare Investitionskosten.

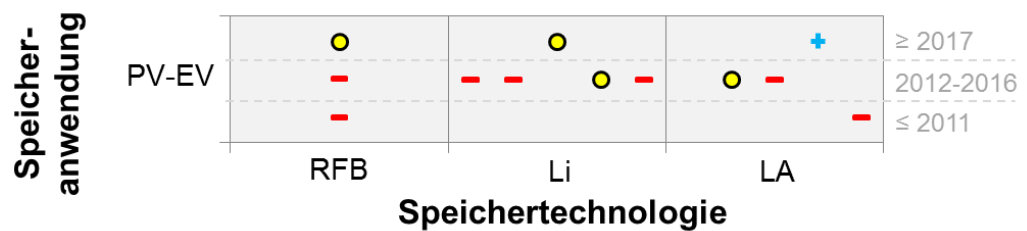


Abbildung 3-91: Ergebnisse Wirtschaftlichkeit, AP5.1 Pfad 3

Für Redox-Flow-Batterien berechnet [Römer und Lerch 2010] für den fortgeschriebenen EEG-Tarif von Oktober 2010, dass ab einer Inbetriebnahme im Jahr 2018 Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. Da sich seitdem der regulatorische Rahmen des EEG mehrfach geändert hat (Abschaffung der Vergütung für eigenverbrauchten PV-Strom sowie Veränderung der Degressionsrate für die Vergütung von eingespeistem PV-Strom), ist diese Aussage inzwischen bestandslos.

Für Lithium-Ionen-Batterien geben [Braun et al. 2009] und [Huber et al. 2013] an, dass unter bestimmten Rahmenbedingungen Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. [Braun et al. 2009] berechnet den internen Zinsfuß in Abhängigkeit von der installierten Batteriekapazität und den Batterieinvestitionskosten. Für eine Batterie mit einer Kapazität von 11,5 kWh (gegenüber einer installierten PV-Leistung von 5 kW_p) müssten die Investitionskosten kleiner als 350 €/kWh sein, um einen positiven internen Zinsfuß zu erreichen. Für einen internen Zinsfuß von 5% dürften die Investitionskosten lediglich 150 €/kWh betragen. [Huber et al. 2013] rechnet für ein Post-EEG-Szenario dagegen mit Investitionskosten von 1000 €/kWh und einem Zinssatz von 5 %. Als Abschreibedauer werden ebenfalls 20 Jahre zugrunde gelegt. In einer Vielzahl von Szenarienrechnungen werden sowohl die installierte PV-Leistung (von 1 bis 10 kW) als auch die installierte Batteriekapazität (1, 3 bzw. 5 kWh) variiert. Die 1-kWh-Batterie erreicht Wirtschaftlichkeit mit einer PV-Leistung von 3 bis 10 kW. Die 3-kWh-Batterie erreicht lediglich Wirtschaftlichkeit bei einer PV-Leistung von 10 kW. Die drei weiteren Quellen, welche Unwirtschaftlichkeit konstatieren, gehen demgegenüber von deutlich höheren Investitionskosten aus²⁸. Insbesondere die zu Grunde gelegten originalen Marktpreise von [iE 2014] weisen darauf hin, dass unter heutigen Bedingungen für Lithium-Ionen-Batterien in der Anwendung PV-Eigenverbrauch keine Wirtschaftlichkeit zu erzielen ist.

Im Gegensatz zu den untersuchten Lithium-Batterien identifiziert [iE 2014] unter den Blei-Säure-Batterien ein am Markt verfügbares System, welches bereits unter den Anfang 2014 gültigen EEG-Tarifbedingungen Wirtschaftlichkeit aufweist. Dies ist maßgeblich auf die niedrigen Ersatzinvestitionskosten zurück zu führen, die der Hersteller angibt. Darüber hinaus berechnet [Hoppmann et al. 2014] für verschiedene Post-EEG-Szenarien, dass Blei-Säure-Batterien wirtschaftlich sind. Dabei wirkt sich zum einen die Annahme des Post-EEG-Szenarios als förderlich auf die Wirtschaftlichkeit aus, als auch die im Vergleich zu [iE 2014] niedrigeren Investitionskosten²⁹. In beiden Quellen wird die zu der jeweiligen Batteriekapazität optimale installierte PV-Leistung bestimmt. Während [iE 2014] sich dabei auf

²⁸ [Staudacher und Eller 2012]: 3000 €/kWh für die Erstinvestition, zzgl. spätere Ersatzinvestitionen; [Gerblinger und Wiest 2013]: 1400 bis 2500 €/kWh in Abhängigkeit von der Speicherkapazität; [iE 2014]: 1500 und 2600 €/kWh für die Erstinvestition (originale Marktpreise heute existierender Batteriesysteme), zzgl. späterer Ersatzinvestitionen.

²⁹ [iE 2014]: das als wirtschaftlich identifizierte Batteriesystem weist 500 €/kWh an Erstinvestitionskosten auf, zzgl. späterer Ersatzinvestitionen; [Hoppmann et al. 2014] rechnet mit 171 €_{add}/kWh und 172 €_{add}/kW, zzgl. späterer Ersatzinvestitionen.

die am Markt von der Dimensionierung her verfügbaren Batteriesysteme beschränkt, führt [Hoppmann et al. 2014] seine Berechnungen für alle theoretisch denkbaren Kombinationen durch, wodurch sich letztendlich eine Matrix mit 35x41 Varianten ergibt. Es ist denkbar, dass diese Ausweitung des Untersuchungsraums bei [Hoppmann et al. 2014] sich zusätzlich förderlich auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Unter Berücksichtigung der beiden weiteren Quellen [Nekrassov et al. 2011] sowie [Staudacher und Eller 2012] kann geschlussfolgert werden, dass die Aussagen in der Literatur, ob für Blei-Säure-Batterien Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann oder nicht, maßgeblich von den zugrunde gelegten Investitionskosten abhängen.

Insgesamt ist durch die in Zukunft steigenden Deckungsbeiträge (vgl. Kapitel 3.5.5) in Kombination mit fallenden Investitionskosten (vgl. Kapitel 3.4) zu erwarten, dass sich die wirtschaftliche Situation in den nächsten Jahren für alle Batterietechnologien kontinuierlich verbessert.

Weitere Kombinationen aus Speichieranwendung und -technologie

Weitere Kombinationen aus Speichieranwendung und -technologie, die außerhalb der definierten Pfade Aussagen zur Wirtschaftlichkeit bzw. bedingten Wirtschaftlichkeit treffen (vgl. Abbildung 3-92), werden im Folgenden aufgelistet:

- [Oudalov et al. 2008]: Technologie: Natrium-Schwefel-Batterie. Anwendung: Tag-Nacht-Lastverschiebung, berechnet auf Basis von fixem Tag- bzw. Nachtarif. Ergebnis: Wirtschaftlich.
- [Ahlert 2010]: Technologie: Lithium-Ionen- bzw. Blei-Säure- bzw. Nickel-Cadmium-Batterie. Anwendung: Strombezugskostenminimierung durch Lastverlagerung beim Endverbraucher unter Annahme zeitvariabler Bezugstarife. Bedingt wirtschaftlich.
- [Madlener und Latz 2013]: Technologie: ACAES bzw. CAES in Kombination mit Windpark. Anwendung: Zwischenspeicherung Windstrom sowie Handel am Day-Ahead-Spotmarkt und teilweise Bereitstellung von Minutenreserveleistung. Ergebnis: Bedingt wirtschaftlich.
- [Nielsen 2013]: Technologie: DCAES mit Möglichkeit zur Umschaltung in reinen GuD-Betrieb. Anwendung: Handel am Day-Ahead-Spotmarkt sowie Verkauf von im GuD-Betrieb erzeugtem Strom. Ergebnis: Wirtschaftlich.
- [Rudolf und Papastergiou 2013]: Technologie: Natrium- Schwefel- bzw. Lithium-Ionen-Batterie. Anwendung: Direktvermarktung von PV-Strom am Spotmarkt. Ergebnis: In der Vergangenheit (2011) nicht wirtschaftlich, zukünftig (Jahr nicht näher definiert) wirtschaftlich.

3.7.6 Zusammenfassung

Aus methodischer Sicht wurde bei der Detailanalyse der Quellen (vgl. Kapitel 3.7.5) deutlich, dass sich bislang keine einheitliche Kennzahl zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern durchsetzen konnte. Hierdurch wird ein quantitativer Vergleich der Ergebnisse aus unterschiedlichen Quellen erschwert.

In Abbildung 3-92 wird für jede Kombination aus Speichertechnologie und Speicheranwendung (teilweise auch mehrerer simultaner Speicheranwendungen) dargestellt, ob in dem angenommenen Szenario Wirtschaftlichkeit gegeben ist (blaues Plus) oder nicht (rotes Minus). Der gelb gefüllte Kreis kennzeichnet diejenigen Quellen, welche mehrere Szenarien mit variierten Eingangsparametern untersucht haben, und dabei zu unterschiedlichen Aussagen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit gekommen sind.

Insgesamt zeigt sich, dass die Frage nach der Wirtschaftlichkeit nicht pauschal für eine Speichertechnologie beantwortet werden kann. Innerhalb einer Speicheranwendung stellt sich das Bild dagegen etwas einheitlicher dar.

Die mit Abstand meisten Quellen haben sich mit der Anwendung Handel am Day-Ahead-Spotmarkt beschäftigt. Dabei wird mit Ausnahme von zwei Quellen, die bei näherer Betrachtung besonders die Wirtschaftlichkeit begünstigende Randbedingungen angenommen haben, für alle Technologien die Unwirtschaftlichkeit festgestellt.

Die einzige Anwendung, bei der die untersuchten Quellen übereinstimmen, dass Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann, ist die Bereitstellung von Primärregelleistung. Dies gilt laut den Quellen nicht nur für die Vergangenheit (2006 bis 2008), sondern auch für die Zukunft (2030), wobei zwischenzeitlich (2020) keine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Allerdings ist zu beachten, dass bisher nur wenige Quellen die Wirtschaftlichkeit von Primärregelleistung betrachtet haben, sogar nur eine Quelle in Bezug auf zukünftige Jahre. Aufgrund der in den Präqualifikationsbedingungen geforderten Reaktionszeit ist die Bereitstellung von Primärregelleistung den verschiedenen Batterietechnologien vorbehalten.

Zwei Quellen untersuchen zudem die Bereitstellung von Regelleistung (PRL, SRL, MRL) mittels mobilen Batteriespeichern in Elektrofahrzeugen. Auch hier zeigt sich die Bereitstellung von Primärregelleistung als wirtschaftlich. Hinsichtlich SRL und MRL zeigt sich die Wirtschaftlichkeit als indifferent. Während sich die Bereitstellung von positiver Regelleistung in allen untersuchten Szenarien als unwirtschaftlich erwiesen hat, kann mit der Bereitstellung von negativer Regelleistung Wirtschaftlichkeit erzielt werden. Dabei erweist es sich zum einen als vorteilhaft, dass ein Teil der notwendigen Aufladung kostengünstig durch die negativen Regelleistungsabrufe bereitgestellt wird, anstatt den Strom zum Endkumentarif zu beziehen. Zum anderen wird keine bidirektionale Ladeelektronik benötigt. Die zugrundeliegenden Szenarienrechnungen beziehen sich auf die Gegenwart, setzen jedoch sehr niedrige Batterieinvestitionskosten voraus, die durch Skaleneffekte erst in der Zukunft zu erreichen sind.

Bei der Bereitstellung von SRL und MRL durch stationäre Stromspeicher ergibt sich dagegen ein indifferentes Ergebnis. Die überwiegende Anzahl an Quellen beschreibt diese Anwendungen als unwirtschaftlich. Lediglich Großspeicherkraftwerke (PHES, ACAES) konnten in den vergangenen Jahren unter gewissen Umständen Wirtschaftlichkeit erreichen. Dabei wird in zwei Quellen hervorgehoben, dass insbesondere die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung zu hohen Deckungsbeiträgen führt. Positive Sekundärregelleistung sowie positive und negative Minutenreserve erwies sich dagegen als in der Regel unwirtschaftlich. Eine Prognose für die Zukunft ist aufgrund der dünnen Quellenlage nicht möglich. Neben der Entwicklung des Preisniveaus am Regelleistungsmarkt sind

dabei vor allem die tatsächlichen Investitionskosten konkreter PHES- oder ACAES-Projekte von Bedeutung.

Ein ähnlich indifferentes Bild ergibt sich für den Einsatz von Kleinbatterien beim Endverbraucher zu dem Zweck der Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs. Einflussfaktoren darauf, ob Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann, sind vor allem die angenommenen Investitionskosten sowie die Höhe der Vergütung für den in das Netz eingespeisten PV-Strom. Darüber hinaus ist es essentiell, dass die installierte Speicherkapazität optimal auf die installierte PV-Leistung abgestimmt wird. Aufgrund der geringeren Investitionskosten deutet sich in den ausgewerteten Quellen an, dass Blei-Säure-Batterien trotz der schlechteren technologischen Performance aktuell gegenüber Li-Ion-Batterien zu bevorzugen sind, in der Regel jedoch auch keine Wirtschaftlichkeit erreichen können. Dabei präsentiert [iE 2014] eine auf dem Markt existierende Blei-Säure-Batterie, die aufgrund ihrer niedrigen Ersatzinvestitionskosten bereits unter dem 2014er-EEG-Einspeisetarif wirtschaftlich wäre.

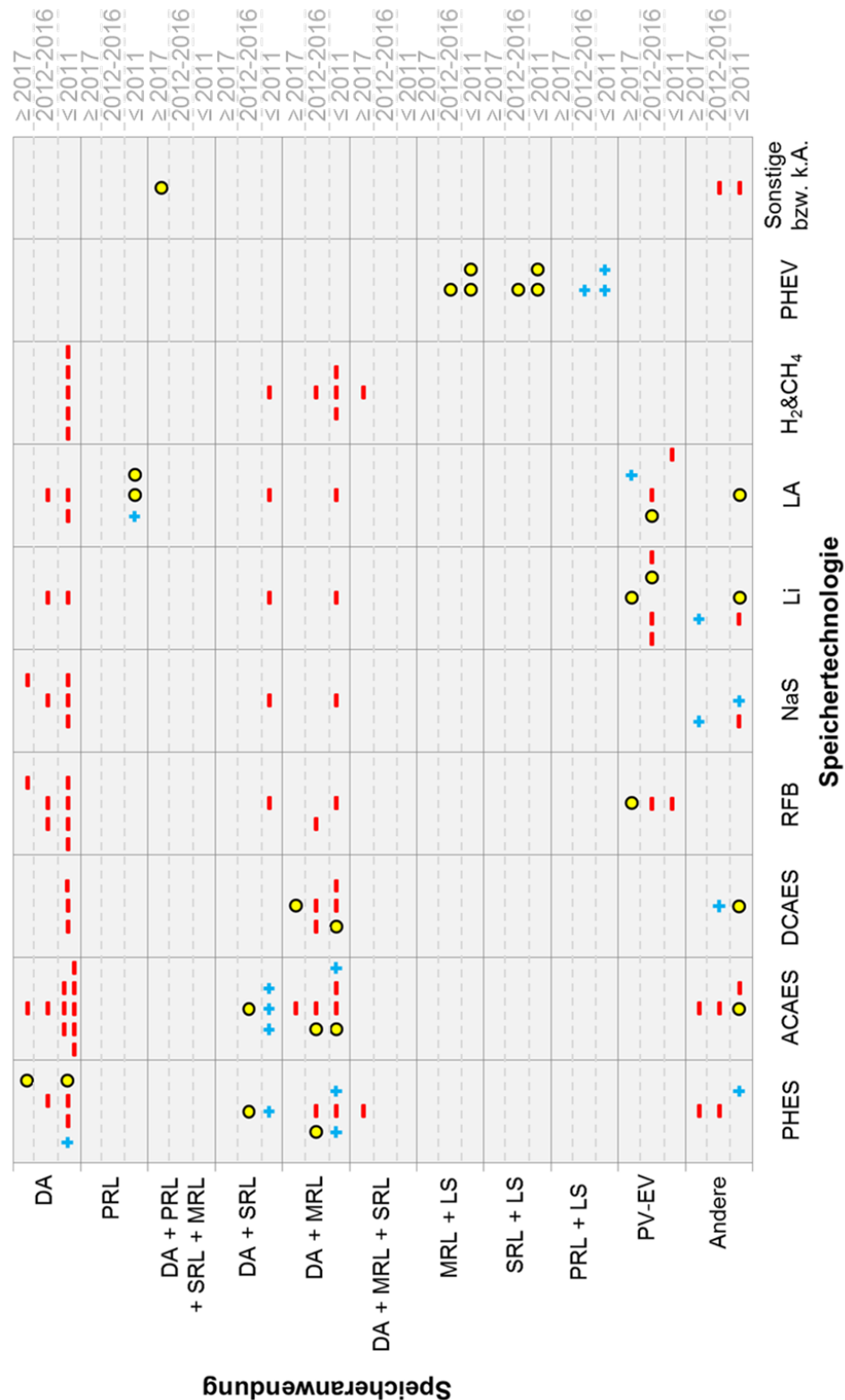
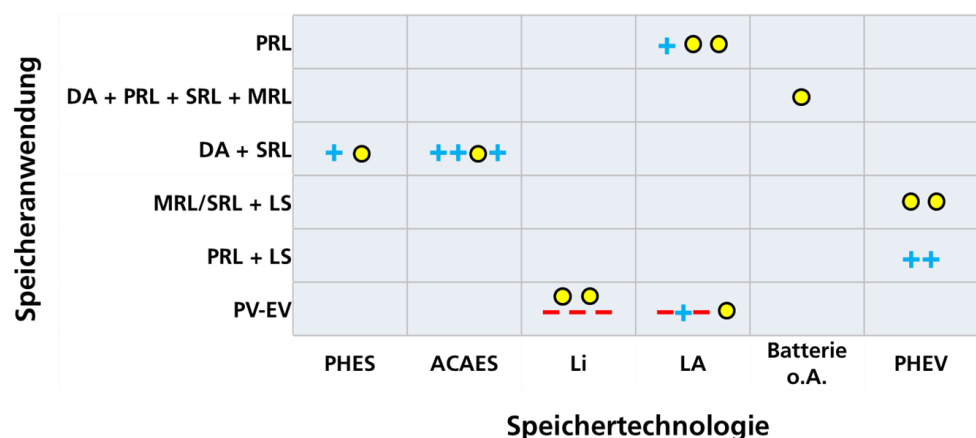


Abbildung 3-92: Aussagen zur Wirtschaftlichkeit verschiedener Kombinationen aus Speichertechnologie und -anwendung

3.7.7 Fazit

Analog zu AP 4.1 »Erlöspotenziale von Speichern«, liegt auch bei der Wirtschaftlichkeit von Speichern die Hauptdatenlücke im Bereich des Intraday-Handels und der Primärregelleistung (alleine sowie kombiniert mit anderen Regelleistungsarten). Insgesamt handelt es sich bei den in der Literatur zu findenden Daten überwiegend um historische Werte (2001-2013), Aussagen und Daten zu zukünftiger Wirtschaftlichkeit sind sehr selten. Zudem stellt insbesondere die Vielzahl verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Speichieranwendung eine große Herausforderung dar, da nicht jede Kennzahl in eine vergleichbare Kennzahl überführt werden kann und somit eine Befundintegration nicht möglich ist.

- Zur Primärregelleistung existieren insgesamt nur wenige Studien, diese jedoch sehen einheitlich die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Batteriespeicher als wirtschaftlich an.
- Im Bereich der mobilen Batterien in Elektrofahrzeugen kann sowohl mit der Bereitstellung von Primärregelleistung als auch mit negativer Sekundärregelleistung und negativer Minutenreserve Wirtschaftlichkeit erreicht werden.
- Zukünftig kann die Kombination aus Kleinbatterien (Li-Ion und LA), abhängig von den Investitionskosten sowie der Einspeisevergütung, ebenfalls Wirtschaftlichkeit erreichen. Eine Quelle hat für eine existierende LA-Batterie sogar bereits unter den aktuellen (2014) Randbedingungen Wirtschaftlichkeit errechnet.
- In der Vergangenheit ließen sich Großspeicher (PHES+ACAES) in Kombination mit negativer Sekundärregelleistung ebenfalls wirtschaftlich betreiben.
- Alle anderen Anwendungen sind unter den derzeitigen Rahmenbedingungen sowohl aktuell als auch zukünftig nicht wirtschaftlich.



DA = Day-Ahead-Spotmarkt; ID = Intraday-Spotmarkt; PRL = Primärregelleistung; SRL = Sekundärregelleistung; MRL = Minutenreserve; LS = Ladestrom-Substitution; PV-EV = Erhöhung PV-Eigenverbrauch; - = Unwirtschaftlich; + = Bedingt Wirtschaftlich; ++ = Wirtschaftlich

Abbildung 3-93: Übersicht über die als wirtschaftlich bzw. als bedingt wirtschaftlich identifizierten Kombinationen aus Speichertechnologie- und anwendung

3.8 AP 5.2 »Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen«

3.8.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Wie verhält sich die Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen?

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, Quellen auszuwerten, welche für einen bestimmten Einsatzzweck untersuchen, ob für diesen ein Stromspeicher oder eine alternative Flexibilitätsoptionen wirtschaftlich besser geeignet ist. Quellen, welche ausschließlich die Wirtschaftlichkeit alternativer Flexibilitätsoptionen betrachten, werden hier nicht berücksichtigt. Quellen, die ausschließlich die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern untersuchen, wurden bereits ausführlich in Kapitel 3.7 sowie in Bezug auf modellendogenen Speicherzubau zusätzlich auch in Kapitel 3.1 evaluiert. Mögliche Flexibilitätsoptionen sind die Abregelung von EE-Überschussstrom, der Ausbau von Netz und Betriebsmitteln, Einsatz flexibler Kraftwerke, die Nutzung von Power-to-Heat oder die Durchführung von Lastmanagement.

3.8.2 Literaturrecherche

Die Literaturrecherche (Schritt 2 nach Cooper) wurde mehrstufig durchgeführt. In einem ersten Schritt erfolgte die Recherche analog zu AP 4.1 (vgl. Abschnitt 3.5.2). Nach diesem ersten Rechteschritt konnten bereits die in Abschnitt 3.8.4 beschriebenen Pfade definiert werden. Aufbauend darauf wurden in Abhängigkeit des Pfades individuelle Zusatzrecherchen durchgeführt. Beispielsweise wurden für Pfad 1 gezielt die bereits für AP1 (vgl. Kapitel 3.1) zusammengetragenen Dokumente durchgesehen.

3.8.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung

Insgesamt wurden 18 Quellen berücksichtigt. Der häufigste Grund für die Nichtberücksichtigung von darüber hinaus vermeintlich thematisch passenden Quellen, war das Nichtvorhandensein des Vergleichs „Stromspeicher vs. alternative Flexibilitätsoption“. Direkte Vergleiche stellten die Ausnahme dar. Quellen mit impliziten Vergleichen wurden weitest möglich ausgewertet. Für die Auswertung von impliziten Vergleichen zeigte es sich als besonders wichtig, dass die verwendeten Modelle und Annahmen sehr präzise dokumentiert sind, weswegen sich hieraus ein weiteres Ausschlusskriterium ergab. Die Auswertung der 18 Quellen nach Literaturtyp (vgl. Abbildung 3-94) zeigt, dass es sich insbesondere um Forschungsstudien (72 %) handelt. Darüber hinaus sind drei Konferenzbeiträge (17 %) und zwei Zeitschriftenartikel (11 %) enthalten. Damit sind alle Quellen dem Typ Sekundärliteratur zugehörig. Unabhängig vom Literaturtyp handelt es sich bei allen 18 Quellen um Primärquellen. Bei der Betrachtung der Quellenanzahl nach Veröffentlichungsjahr (vgl. Abbildung 3-95) fällt der deutliche Anstieg in 2014 auf. Dies deutet darauf hin, dass der Forschungsaspekt der Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern sowie alternativen Flexibilitätsoptionen auf zunehmendes Interesse stößt.

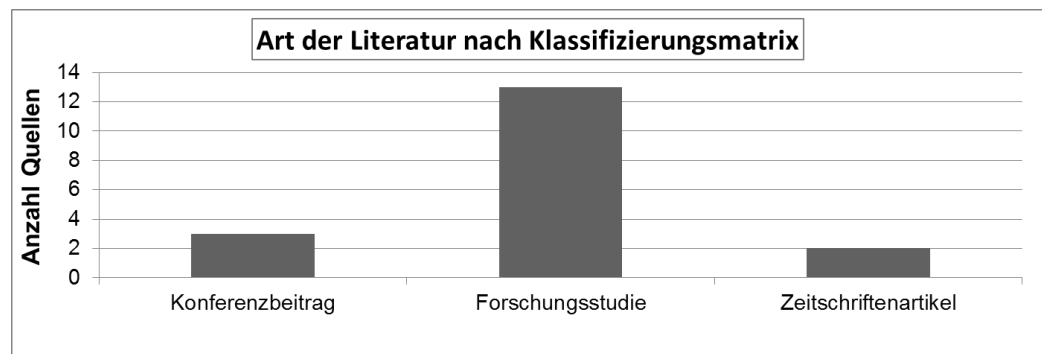


Abbildung 3-94: Meta-Auswertung "Art der Literatur" für AP5.2

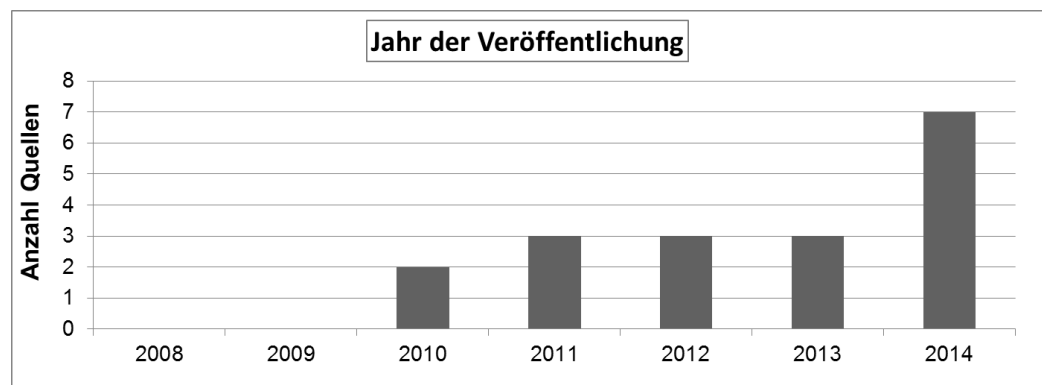


Abbildung 3-95: Meta-Auswertung „Veröffentlichungsjahr“ für AP5.2

3.8.4 Clusterung

Bei der Sichtung der zusammengetragenen Literatur haben sich drei verschiedene Pfade ergeben. Diese definieren sich über den Betrachtungsfokus, welchen sie setzen. Es kann eine grundlegende Unterscheidung getroffen werden, zwischen Quellen, die einen volkswirtschaftlichen bzw. gesamtsystemischen Blickwinkel einnehmen, und Quellen, die aus der betriebswirtschaftlichen Sicht eines Akteurs die Wirtschaftlichkeit verschiedener Technologieoptionen abwägen. Innerhalb der Quellen mit volkswirtschaftlichem Betrachtungsfokus kann zudem zwischen der Erzeugungssicht (Kraftwerkspark Deutschland) und der Netzsicht (Verteilnetz) differenziert werden.

Für die Detailauswertung werden daher die folgenden Pfade betrachtet (vgl. Abbildung 3-96):

1. Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen im Rahmen gesamtsystemischer Studien
2. Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zum konventionellen Netzausbau in Verteilnetzen
3. Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen im Rahmen betriebswirtschaftlicher Betrachtungen

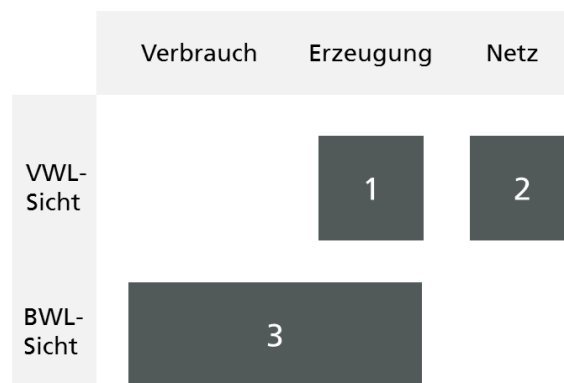


Abbildung 3-96: Clusterübersicht zum Thema „Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen“

3.8.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage

Pfad 1 »Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen im Rahmen gesamtsystemischer Studien«

Neben Speichern werden in einigen Studien zum zukünftigen Energieversorgungssystem auch andere technologische Optionen zur Gewinnung von flexibler Kapazität auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite betrachtet. Die am häufigsten genannten Optionen auf Erzeugerseite sind Gaskraftwerke und der stromgeführte bzw. flexible Betrieb von Biogasanlagen und KWK-Anlagen. Auf der Nachfrageseite sind es meistens Elektroautos, Wärmepumpen und Klimatisierungsanlagen. Eine weitere Dynamisierung von Lasten in Haushalten, der Industrie und dem Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor werden teilweise ebenfalls berücksichtigt. Als flexibel zuschaltbare Lasten werden Elektrodenheizkessel zur Ergänzung von KWK-Systemen betrachtet (häufig unter dem Kürzel PtH). Elektrolyseure (unter dem Kürzel PtG) werden meistens als Langfristspeicher in den Studien behandelt.

Die ausgewerteten Studien zielen auf die Frage der Wirtschaftlichkeit von Speichern im zukünftigen Stromsystem. Hierbei ist aber zu berücksichtigen, dass die Analysen oft auf Szenarien basieren und somit bereits verschiedene Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität im Stromversorgungssystem voraussetzen. Variantenrechnungen in den einzelnen Studien bilden nicht vollständig den Wettbewerb aller Flexibilitätsoptionen ab, lassen aber tendenzielle Aussagen zu den volkswirtschaftlichen Effekten zu.

Im Rahmen von AP5.2 Pfad 1 werden die zwei Quellen [Agora 2014] und [Fraunhofer IWES et al. 2014b] für die inhaltliche Detailauswertung herangezogen. Die weiteren Quellen stellen verschiedene Kraftwerks- und Speichertypen für einen modellendogenen Zubau gegenüber, behandeln aber die genannten Flexibilitätsoptionen nicht derart, dass eine vergleichende Bewertung über die Analyse im Rahmen von AP1 (vgl. Kapitel 3.1) hinaus abgeleitet werden kann. Sie werden anschließend zusammenfassend erwähnt.

[Agora 2014] rechnet in dem 2023er-Szenario der Studie mit einer flexiblen und einer unflexiblen Variante. Im flexibleren Szenario werden 3,5 GW der Biomasse-Anlagen und 6,86 GW anstatt 2,29 GW der KWK-Anlagen als flexibel ange-

nommen. Zudem werden 1,88 GW PtH und 6,5 GW anstatt 0,8 GW DSM-Potenzial angenommen. Als Ergebnis des Vergleichs dieser beiden Varianten wurde vorgestellt, dass im System mit weniger Flexibilität Gaskraftwerke und Pumpspeicher mehr und Stein- und Braunkohlekraftwerke weniger eingesetzt werden. Sowohl bei weniger als auch bei mehr Flexibilität hat der Zubau von Kurz- und Langzeitspeichern in unterschiedlichen Kombinationen jedoch nicht zu einer volkswirtschaftlichen Einsparung von Kosten geführt. Die Mehrkosten waren in der unflexiblen Variante lediglich geringer als in der flexiblen Variante. Dieses Ergebnis von [Agora 2014] zeigt, dass Speicher in den jeweiligen Szenarien keinen Zusatznutzen erbringen. Das Ergebnis lässt aber nicht automatisch darauf schließen, ob Speicher eine mehr oder weniger wirtschaftliche Option gegenüber den Investitionen im Bereich Biomasse, KWK und DSM darstellen. Dazu müssten die unflexible Szenariovariante mit den Speicherkombinationen gegenüber der flexiblen Szenariovariante ohne zusätzliche Speicher bilanziert werden. Das gleiche gilt für das 2033er-Szenario.

Ein Vergleich zwischen Kurzzeitspeichern und Langzeitspeicher (PtG) wird im Rahmen der betrachteten Speicherkombinationen innerhalb einer Szenariovariante von [Agora 2014] möglich. Es wird gezeigt, dass im 2023er-Szenario 1 GW Langzeitspeicher zu weniger Mehrkosten führen könnten als 2 GW Kurzzeitspeicher. Für beide Techniken werden jedoch Bandbreiten für die volkswirtschaftliche Wirkung ausgewiesen, so dass das Ergebnis in Abhängigkeit der jeweiligen Investitionskostenentwicklung zugunsten der Kurz- oder der Langzeitspeicher ausfallen kann. Im 2033er-Szenario wird gezeigt, dass in einer flexiblen Szenariovariante ebenfalls Mehrkosten durch zusätzliche Lang- und Kurzzeitspeicher mit überschneidender Bandbreite entstehen. In der unflexiblen Szenariovariante besteht mit 3 GW Langzeitspeicher die Chance, dass volkswirtschaftliche Einsparungen erzielt werden. Diese Chance besteht mit 3 GW Kurzfristspeicher nicht.

In [Fraunhofer IWES et al. 2014b] werden für das 2030er-Szenario Varianten der Flexibilisierung von Biogas- und KWK-Anlagen sowie der Nutzung von DSM (Flex+ und Flex-) berechnet. Ebenso wird der Netzausbau variiert (Netz+ und Netz-). Die vorgestellten Ergebnisse aus dem Vergleich der Szenarien zeigen, dass bei einer höheren Ausnutzung dieser Flexibilität Gaskraftwerke und Pumpspeicher weniger genutzt werden. Eine volkswirtschaftliche Auswertung dieser Varianten wurde nicht durchgeführt. Zu der jeweiligen Variante des 2030er-Szenarios wird in einer weiteren Rechnung der volkswirtschaftliche Effekt eines zusätzlichen Pumpspeichers oder zweier PtG-Anlage ermittelt. Für beide Technologien konnten keine volkswirtschaftlichen Einsparungen ermittelt werden. Im 2050er-Szenario von [Fraunhofer IWES et al. 2014b] stehen modellendogen mehrere Optionen im Wettbewerb. Diese Optionen sind PSW, Batterien, Gasturbinen, GuD-Kraftwerke, Elektrolyseure und der Ausbau der Übertragungskapazitäten zwischen den Marktgebieten ausgehend vom TYNDP für 2030. Es wurden verschiedene Szenariovarianten untersucht. Die Flexibilisierung von Biogas- und KWK-Anlagen wurde bereits vorausgesetzt, sowie die Nutzung von DSM-Potenzialen soweit in der jeweiligen Variante zugelassen. Das Ergebnis zeigt, dass unter den Wahlmöglichkeiten Gasturbinen und ein weiterer Ausbau der internationalen Übertragungskapazitäten die unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten günstigsten Optionen sind. In der Variante mit sehr hohen CO₂-Kosten wird ein Teil der Gasturbinen-Kapazität durch GuD-Kapazität verdrängt. Batteriespeicher kommen in den Szenarien mit eingeschränkter und keiner Nutzung von DSM-Potenzialen ins Spiel sowie bei sehr hohem Ausbau der Photovoltaik über 100 GW und reduzierter Biomasse-Nutzung.

Auch in weiteren Studien ist der Zubau von Gaskraftwerken bzw. Gasturbinen und GuD-Kraftwerken in den meisten 2020er- und 2030er-Szenarien mit einem modellendogenen Kraftwerkszubau das Ergebnis (vgl. AP1, Abschnitt 3.1.5), so z.B. in [BET 2011], [Consentec und r2b 2010], [dena und IAEW 2012], [EWI 2012] und [Genoese und Genoese 2014]. In [IER 2010] wird für die 2030er-Szenarien zudem der Zubau von Pumpspeichern und in einer Variante auch der Zubau von Druckluftspeichern berechnet. In den 2050er-Szenarien der Studie [SRU 2011] werden im Wettbewerb von Pumpspeichern, Druckluftspeichern und Elektrolyseuren neben einer geringen Menge an Pumpspeichern im Wesentlichen Druckluftspeicher modellendogen zugebaut.

Pfad 2 »Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zum konventionellen Netzausbau in Verteilnetzen«

In den letzten Jahren sind mehrere sogenannte Verteilnetzstudien (VNS) erschienen, die deutschlandweit oder für bestimmte Bundesländer die Netzausbaukosten auf Verteilnetzebene für höhere EE-Durchdringung quantifizieren. In einigen Studien werden auch Speicher als Netzausbau-Alternative analysiert. In diesem Abschnitt sollen zunächst die Studien daraufhin analysiert werden, ob Speicher betrachtet wurden und wenn ja welche Randbedingungen in die Betrachtung eingeflossen sind.

In AP5.2 Pfad 2 werden folgende sieben Studien betrachtet: [dena et al. 2012], [EEN 2013], [p3 energy und IFHT 2013], [Agora 2014], [E-Bridge et al. 2014], [Energynavics et al. 2014], [Huber 2014].

Es wird analysiert, inwiefern die Studien, die Speicher berücksichtigen, eine ganzheitliche Analyse für Speicher durchführen, also den möglichen Netzausbaueinsparungen auch Speicherkosten entgegenstellen. Auf dieser Basis wird der ökonomische Wert des Speichereinsatzes zur Vermeidung von Netzausbau im Verteilnetz dargestellt.

Speichereinsatz zur Vermeidung von Verteilnetzausbau

Um den Bedarf an Verteilnetzausbau zu quantifizieren, werden auf Basis von regionalisierten EE-Zubauszenarien verschiedene reale und generische Netze durchgerechnet. Ziel ist die Überprüfung, ob die technische Aufnahmekapazität der betrachteten Netze für die jeweilige EE-Durchdringung ausreichend ist. Die Aufnahmekapazität eines Netzes muss erweitert werden, wenn Spannungsgrenzen oder thermische Belastungsgrenzen von Leitungen und Transformatoren erreicht werden.

Konventioneller Netzausbau führt typischerweise zum Einsatz von Parallelleitungen, zum Austausch von Leitungen durch Leitungen mit höherem Querschnitt oder zum Austausch des Transformators. Entsprechend dem nötigen Ausbau können die Kosten quantifiziert werden.

Alternativ zum konventionellen Netzausbau werden in den hier untersuchten Studien weitere Netzausbaup Optionen analysiert, wie z.B. die Abregelung der EE-Einspeisung, der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren oder die Anpassung der technischen Richtlinien und Speichersysteme. Tabelle 3-27 zeigt auf, welche Studien Speicher bei Netzausbauanalysen berücksichtigen und mit wel-

chen Netzausbaualternativen Speicher neben konventionellem Netzausbau verglichen werden.

Es zeigt sich, dass Speicher nur in vier der analysierten sieben Studien als eine Alternative zum konventionellen Netzausbau gesehen werden. Dabei ist entscheidend, wie Speichersysteme in der Netzplanung berücksichtigt werden und welche Speicherdurchdringung angenommen wird. Grundsätzlich wird zwischen zwei Analysevarianten zur Bestimmung des Speicherbedarfs unterschieden: quantifizierter Speicherbedarf zur kosteneffizienten Vermeidung oder Reduzierung von Netzausbau oder das Vorhandensein von einer Anzahl an Speichern.

In der ersten Variante erfolgt eine analytische Herleitung des Speicherbedarfs zur Vermeidung von Netzausbau. Die zweite Variante beruht auf Hochrechnungen bzw. Schätzungen bzgl. der möglichen Speicherdurchdringung in Abhängigkeit der Anzahl der EE-Anlagen. Dabei werden Investitionskosten für Speicher meistens vernachlässigt. Dies geschieht unter der Annahme, dass der Speicher nicht durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) gekauft wurde, sondern durch EE-Anlagenbesitzer.

Tabelle 3-28 fasst die Annahmen des Speichereinsatzes zusammen und stellt die installierten Speicherleistungen und -kapazitäten dar.

Es zeigt sich, dass die angenommenen und bestimmten Bandbreiten für die Speicherdurchdringung bzw. den Speicherbedarf zur Vermeidung des Netzausbaus zu deutlich unterschiedlichen installierten Speicherleistungen und -kapazitäten führen und sich schwer miteinander vergleichen lassen. Nur zwei Studien ([Agora 2014] und [p3 energy und IFHT 2013]) bestimmen den Speicherbedarf zur Kostenminimierung des Verteilnetzausbaus analytisch und berücksichtigen dabei die Speicherkosten.

Tabelle 3-27: Analyisierte Netzausbauoptionen (Niederspannung) für verschiedene Verteilnetzstudien (VNS)

Studie	Netzausbauoption bzw. Maßnahme zur Vermeidung von Netzausbau						
	Speicher	Anpassung technischer Richtlinien	Intelligente Netze (RONT, etc.)	EE-Abregelung	Blindleistungsmgmt.	Lastmgmt.	Innovative Planungskonzepte
[dena et al. 2012]	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
[E-Bridge et al 2014]	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
[Agora 2014]	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein
[p3 energy und IFHT 2013]	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein
[Energynautics et al. 2014]	Ja	k. A.	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
[EEN 2013]	Keine näheren Angaben						
[Huber 2014]	Nein	Ja	Ja	Ja	Keine näheren Angaben		

Tabelle 3-28: Installierte Speicherleistung und -kapazität sowie weitere Annahmen zu Speichereinsatz

Studie	EE-Ausbauszenario	Speicherdurchdringung	Berücksichtigung von Speicherkosten	Betriebsführung & Speicherpositionierung
[dena et al. 2012]	- NEP B 2012 (gesamt): 2020: PV: 48 GW, Wind: 44 GW 2030: PV: 63 GW, Wind: 61 GW	- Annahmenbasiert in Abhängigkeit der EE-Anlagen (gesamt): 2020: Leistung (L): 11,4 GW / Energie (E): 28,5 GWh 2030: L: 37,5 GW / E: 96 GWh	- Investitionskosten: Nein - Betriebskosten: Nein	- Netzorientiert - Marktorientiert - Erzeugungsnah
[Agora 2014]	2023: PV: 61 GW, davon 60 % des Zubaus in NS (60 % der gesamten installierten PV-Leistung entspricht 37 GW) 2033: PV: 76 GW, davon 60 % des Zubaus in NS (60 % der gesamten installierten PV-Leistung entspricht 43 GW)	- Quantifizierung zur Kostenminimierung des Netzausbaus (nur NS): 2023: L: 0 GW / E: 0 GWh 2033: L: 0,7 GW / E: 2,1 GWh	- Investitionskosten: Umrichter + Li-Ionen-Batterien: - 2023: L: 70-110 EUR/kW / E: 250-450 EUR/kWh - 2033: L: 30-50 EUR/kW / E: 200-350 EUR/kWh - Betriebskosten: 2 % der Invest.-Kosten als jährliche Fixkosten, keine Kosten für Verluste	- Erzeugungsnah
[p3 energy und IFHT 2013]	NEP 2012: 2010: PV: 13 GW in NS NEP 2014: 2014: PV: 39 GW in NS	- Quantifizierung zur Kostenminimierung des Netzausbaus (nur NS): Keine deutschlandweite Quantifizierung des Netzausbaubedarfs, Batterieeinsatzpotenziale für bestimmte Typnetze	- Investitionskosten (NaS-Batterie): Heute: L: 175 EUR/kW / E: 500 EUR/kWh / Einmalig: 2.380 EUR (Tiefbau und Fundament) - Betriebskosten: Nein	- Peak-Shaving am Transformator - Spannungsabhängiger Betrieb am vorletzten Knoten des Strangs
[Energynautics et al. 2014]	100 %-EE Versorgung des Bundeslandes bis 2030: 2017: PV: 3 GW 2030: PV: 6-6,5 GW je nach Szenario	- In Abhängigkeit der EE-Anlagen (nur NS): 2017: L: 0,025-0,05 GW / E: 0,05-0,1 GWh 2030: L: 0,35-0,9 GW / E: 0,7 GWh-1,8 GWh	- Investitionskosten: Nein - Betriebskosten: Nein	- Peak-Shaving - Erzeugungsnah

[dena et al. 2012] und [Agora 2014] liegen die gleiche Netzausbaumethodik und ähnliche Zubau-Szenarien zugrunde. Anhand der installierten Leistungen und Kapazitäten lässt sich sehr deutlich der Unterschied zwischen den beiden Ansätzen feststellen. Während Annahmen, die die Speicherdurchdringung mit einem bestimmten Prozentsatz an EE-Anlagen verknüpfen, zu hohen installierten Speicherleistungen führen, siehe [dena et al. 2012], führt eine explizit auf die Kostenminimierung von Netzausbau zielende Analyse zu deutlich geringeren Speicherleistungen und -kapazitäten, siehe [Agora 2014]. Der Unterschied ist vor allem auf die Berücksichtigung der Speicherinvestitionskosten zurückzuführen, die bei der ersten Variante ausgeklammert werden.

Wirtschaftlichkeit des Speichereinsatzes

Die ökonomische Bewertung, ob Speicher eine kosteneffiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau sind, ist von der starken Heterogenität der Studien geprägt. Tabelle 3-29 fasst die Ergebnisse der Studien zusammen.

Da nur in zwei Studien die Speicherkosten mit in die ökonomische Bewertung einfließen, können diese Ergebnisse als Benchmark dienen. Hier zeigt sich, dass

Speicher vor allem in Niederspannungsnetzen eine kosteneffiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen können.

Allerdings hängt die Wirtschaftlichkeit stark von den getroffenen Annahmen ab. Die in [dena et al. 2012] berechneten Einsparungen gegenüber dem konventionellen Netzausbau belaufen sich auf 128 EUR/kW (installierte Speicherleistung) oder 50 EUR/kWh (installierte Speicherkapazität) bei netzdienlichem Speicherbetrieb für das Jahr 2030. Allerdings wurden hier die Investitions- und Betriebskosten der Speicher vernachlässigt. In [Agora 2014] belaufen sich die erzielten Einsparungen durch Speicher auf 324 EUR/kW (installierte Speicherleistung) oder 108 EUR/kWh (installierte Speicherkapazität) gegenüber dem konventionellen Netzausbau für das Jahr 2033, wenn auch hier die Investitionskosten und Betriebskosten für den Speicher rausgerechnet werden. Allerdings kann diese Bandbreite nur zur Orientierung dienen, da der Bedarf zur Bestimmung der installierten Speicherleistung unterschiedlich ermittelt wurde und im Falle von [dena et al. 2012] nicht an den Netzausbaubedarf, sondern an die installierte EE-Leistung gekoppelt ist.

Damit der Speicher eine kosteneffiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellt, dürfen dessen Kosten also nicht 128-324 EUR/kW oder 50-108 EUR/kWh übersteigen.

Unter Berücksichtigung der Speicherkosten kommt [Agora 2014] zu dem Schluss, dass Einsparungen von 249-286 EUR/kW (installierte Speicherleistung) oder 83-95 EUR/kWh (installierte Speicherkapazität) gegenüber dem Basisszenario des Netzausbaus in der Niederspannung möglich sind.

Damit stellen Speicher in dieser Studie unter den getroffenen Annahmen die kosteneffizienteste Alternative für den NS-Netzausbau für das Jahr 2033 dar. In den anderen Studien sind meistens andere Netzausbauoptionen kosteneffizienter.

In der MS und in der HS stellen Speicher, laut [Agora 2014], keine kosteneffiziente Alternative dar. Allerdings wirken sich netzdienliche Speicher in der NS auch positiv auf den Netzausbaubedarf in den oberen Spannungsebenen aus, wie [dena et al. 2012] zeigt.

Des Weiteren wird in den Studien aufgezeigt, dass ein marktorientierter Speichereinsatz zu deutlichen Mehrkosten durch entsprechend nötigen konventionellen Netzausbau führen kann. Eigenverbrauchserhöhende Speicher können hingegen eine netzausbaureduzierende Wirkung entfalten, wenn sie situationsabhängig netzdienlich betrieben werden können.

Tabelle 3-29: Ökonomische Ergebnisse der VNS-Studien bzgl. Speichereinsatz

Studie	Beurteilung des Speichereinsatzes	Einsparung bzw. Mehrkosten durch Speichereinsatz...	
		ggü. konventionellem Netzausbau	ggü. Best-case
[dena et al. 2012]	- Durch netzdienliche Betrieb ist eine Reduktion der Verteilnetzausbaukosten möglich - Marktdienlicher Betrieb führt zu deutlichen Mehrkosten - Insgesamt scheint der Einsatz von Speichern zur Vermeidung des Netzausbaus wirtschaftlich nicht sinnvoll, da diese nie die günstigste Variante darstellen	Netzdienlicher Betrieb: - Einsparungen von bis zu 4,8 Mrd. EUR bis 2030 (davon 0,6 Mrd. EUR in NS, 0,9 Mrd. EUR in MS und 3,3 Mrd. EUR in HS) - Einsparungen von 128 EUR/kW (installierte Speicherleistung) oder 50 EUR/kWh (installierte Speicherkapazität) - Keine Berücksichtigung von Speicherkosten	Netzdienlicher Betrieb: - Höhere Kosten von 8,5 Mrd. EUR bis 2030 durch Speichereinsatz im Vergleich Anpassung der technischen Richtlinien in NS, Einsatz innovativer Netztechnologien in MS und HS
		Marktdienlicher Betrieb: - Zusätzliche Kosten von bis zu 9,6 Mrd. EUR bis 2030 - Zusätzlicher Kosten von 256 EUR/kW (installierte Speicherleistung) oder 100 EUR/kWh (installierte Speicherkapazität) - Keine Berücksichtigung von Speicherkosten	Marktdienlicher Betrieb: - Zusätzliche Kosten von bis zu 22,9 Mrd. EUR bis 2030 durch Speichereinsatz im Vergleich Anpassung der technischen Richtlinien in NS, Einsatz innovativer Netztechnologien in MS und HS
[Agora 2014]	- In der HS und MS sind Speicher keine kosteneffiziente Alternative zum konventionellem Netzausbau (weder bei anteiligem noch bei vollständigem Ersatz des Netzausbaus durch Speicher) - In der NS können Batteriespeicher die Netzausbaukosten reduzieren - Kosten für Netzausbau in der NS spielt allerdings nur eine untergeordnete Rolle ggü. den Kosten in MS und HS - Netzreserven sinken mit Speichereinsatz	Speichereinsatz zur Vermeidung von Leitungsausbau: - Einsparungen von bis zu 0,23 Mrd. EUR bis 2030 (ohne Speicherkosten) in NS - Einsparungen von bis zu 0,17-0,19 Mrd. EUR bis 2030 (inkl. Speicherkosten) in NS - Einsparungen von 324 EUR/kW (installierte Speicherleistung) oder 108 EUR/kWh (installierte Speicherkapazität) (ohne Speicherkosten) - Einsparungen von 249-286 EUR/kW (installierte Speicherleistung) oder 83-95 EUR/kWh (installierte Speicherkapazität) (mit Speicherkosten) - Individuelle Abregelung von EE-Anlagen könnte zu ähnlich hohen Einsparungen führen Kombinierte Speichereinsatz mit konventionellem Netzausbau: - Je nach Speicherdurchdringungsgrad zusätzliche Kosten bzw. Einsparungen - Insgesamt aber höhere Kosten als bei Speichereinsatz zur Vermeidung von Leitungsausbau	
[p3 energy und IFHT 2013]	- Speicher sind nur bei sehr speziellen Typnetzen eine Netzausbaualternative - Andere Maßnahmen führen zu durchschnittlich höheren Kostensenkungen - Effektivität durch die hohen Speicherkosten beschränkt - Keine Umrechnung auf EUR/kW und EUR/kWh mangels fehlender Angaben möglich	Auslastungsverbessernde Batterie: - Einsparung von durchschnittlich ca. -8 % ggü. konventionellem Netzausbau bei bestimmten Typnetzen realisierbar - Auslastungsverbessernde Batterie stellt nie die günstigste Netzausbaualternative dar	
		Spannungsstützende Batterie: - Einsparung von durchschnittlich -15 % ggü. konventionellem Netzausbau realisierbar - Günstigste Ausbaualternative bei Typnetz 9 (Lange Kabelausläufer): hohe Einsparung möglich, bis zu -86 % ggü. konventionellem Netzausbau	
[Energynautics et al. 2014]	- Schwere Vergleichbarkeit der Ergebnisse, da Speichereinsatz zur Vermeidung von Netzausbau zu höheren EE-Durchdringungen führt. Dies ist bedingt durch das 100 %-EE-Szenario, dass dieser Studie zugrunde liegt - Speicher sind hier Teil des kostenminimalen Netzausbaus (Szenario Smart Grid), allerdings werden die Speicherkosten vernachlässigt		

Pfad 3 »Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen im Rahmen betriebswirtschaftlicher Betrachtungen«

Die Literaturanalyse hat gezeigt, dass nur wenige Quellen existieren, die quantitativ die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern mit anderen Flexibilitätsoptionen vergleichen und dabei die betriebswirtschaftliche Sicht eines Akteurs einnehmen. Wesentlich häufiger sind dagegen in Quellen, die sich mit der Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern befassen, qualitative Aufzählungen möglicher Konkurrenztechnologien zu finden.

Ebenso wie bei der Erlössituation von Stromspeichern (vgl. Kapitel 3.5) sowie ihrer Wirtschaftlichkeit (vgl. Kapitel 3.7) ist die in einer Quelle untersuchte Speichieranwendung das wichtigste Ordnungskriterium für die hier erfolgende Analyse. Für die Anwendungen „Erhöhung PV-Eigenverbrauch“ (vgl. [Huber et al. 2013]), Bereitstellung von Primärregelleistung (vgl. [Unger et al. 2014]) und „Erlösmaximierung durch optimiertes Erzeugungsportfolio“ (vgl. [Genoese et al. 2011]) konnte jeweils eine Quelle gefunden werden, die im Folgenden ausgewertet wird.

Auf den ersten Blick könnten zudem Quellen, die einen Einsatz von Stromspeichern zur Vermeidung von Einspeisemanagement untersuchen, d.h. der Abregelung von Windparks, dem hiesigen Pfad zugehörig sein. Beispiele hierfür stellen [Wolf et al. 2012] oder [Lombardi et al. 2014] dar. Allerdings lässt sich unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen für diese Anwendung kein betriebswirtschaftlich handelnder Akteur identifizieren. Der Windparkbetreiber bekommt laut der Härtefallregelung in §15 des EEG [EEG 2014] mindestens 95% seiner entgangenen Einnahmen ersetzt und besitzt daher keinen Anreiz einen Speicher zu bauen und zu betreiben. Der Verteilnetzbetreiber wiederum darf aus Gründen des Unbundling nicht als Stromhändler auftreten und unterliegt zudem der Regulation. Dieser Aspekt wird in den genannten Quellen in der Regel bewusst vernachlässigt, indem akteursübergreifende Deckungsbeiträge und Kosten gegeneinander verrechnet werden.

[Huber et al. 2013] betrachtet für ein Post-EEG-Szenario, d.h. die Einspeisung von PV-Strom ins Netz wird nicht mehr vergütet, ob der im Haushalt anfallende PV-Überschussstrom wirtschaftlicher durch einen Batteriespeicher zeitlich verschoben oder durch einen Heizstab zur Deckung der Wärmelast eingesetzt werden kann. Dabei werden die installierte PV-Leistung sowie die Batteriekapazität variiert. Ebenso werden Sensitivitätsrechnungen hinsichtlich der Batterieinvestitionskosten (Basisfall: 1000 €/kWh), der Strombezugskosten (Basisfall: 25 ct/kWh), des Kalkulationszinssatzes (Basisfall: 5 %) und des Haushaltstyps (Basisfall: EFH) durchgeführt. Mit Ausnahme der Sensitivitätsanalyse mit auf 500 €/kWh reduzierten Investitionskosten wird von [Huber et al. 2013] die Lastverlagerung mittels des Heizstabs als wirtschaftlich bessere Lösung angesehen. Selbst bei der genannten Ausnahme ist die Differenz zwischen Heizstab und Batteriespeicher nicht groß, so dass die Autoren vermuten, dass der Heizstab aufgrund der geringeren technischen Risiken trotzdem den Vorzug erhalten würde.

[Unger et al. 2014] vergleicht, ob Primärregelleistung günstiger durch einen Batteriespeicher oder durch eine PV-Anlage bereitgestellt werden kann. Die PV-Anlage müsste hierfür kontinuierlich um den Leistungsbetrag abgeregelt werden, der als Primärregelleistung vermarktet wurde. Durch die Mindereinspeisung verliert der Anlagenbetreiber EEG-Erlöse. Im Falle der PRL-Bereitstellung mittels der

Batterie sind dagegen die Investitionskosten für die Batterie sowie die Strombezugskosten für das wirkungsgradbedingte Nachladen anzurechnen. [Unger et al. 2014] kommt zum Ergebnis, dass selbst unter den ungünstigsten angenommenen Bedingungen (Investitionskosten von 1000 €/kWh und Strombezugspreis von 10 ct/kWh) die Gesamtkosten für die PRL-Bereitstellung beim Batteriespeicher geringer sind als die für die PV-Anlage, selbst bei den für diese am günstigsten angenommenen Bedingungen (EEG-Tarif von nur 4 ct/kWh). Die Erlöse aus der PRL-Bereitstellung werden nicht mit den errechneten Kosten verglichen, so dass keine Aussage über die absolute Wirtschaftlichkeit abgeleitet werden kann.

[Genoese et al. 2011] untersucht, inwiefern sich für die vier großen Energieversorgungsunternehmen mit thermischem Kraftwerksportfolio die Investition in Stromspeicher rentiert. Dazu wird mit Hilfe eines Agentenmodells für verschiedene EE-Ausbau-Szenarien im Jahr 2020 erst der Zubau an thermischen Kraftwerken optimiert und ihr Betrieb simuliert. Anschließend wird ein GuD- bzw. Braunkohlekraftwerk aus dem Portfolio durch ein bzw. zwei Speicherblöcke (800 MW, 8 h Speichervolumen, 80% Wirkungsgrad) substituiert. Die Ergebnisse von [Genoese et al. 2011] zeigen, dass die im Referenzportfolio auftretende Überschussproduktion aus thermischen Kraftwerken³⁰ durch die zusätzlichen Speicher deutlich verringert wird. Ebenso verringert sich durch die Speicher die Menge an abgeregelter EE-Erzeugung. Für eines der Szenarien werden zudem die ökonomischen Ergebnisse dargestellt. Demzufolge steigt bei allen vier Energieversorgungsunternehmen durch die Investition in ein bzw. zwei Speicher der mit dem Portfolio erwirtschaftete Deckungsbeitrag. Im Vergleich der Investitionskosten zeigt sich außerdem, dass die Investition in Speicher wirtschaftlicher ist als die Investition in das GuD- bzw. Braunkohlekraftwerk. Aufgrund der Rückkopplung des Speicherzubaus auf die Preise (vgl. Kapitel 3.6) gelte dies jedoch nur solange alle Akteure in Summe nicht mehr als 2 GW an Speicherleistung zubauen.

3.8.6 Zusammenfassung

Der Vergleich von Stromspeichern zu anderen Flexibilitätstechnologien kann aus unterschiedlichen Betrachtungswinkeln erfolgen, was sich in der Heterogenität der Quellen deutlich widerspiegelt.

Im Rahmen des Gesamtsystems stellen in den 2020er- und 2030er-Szenarien Gasturbinen und GuD-Kraftwerke eine günstigere Option gegenüber neuen Speichern dar. Erst mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien in den 2050er-Szenarien sind Speicher z.B. Batterien unter Umständen eine günstigere Option. Die Nutzung der Flexibilität von Biomasse- und KWK-Anlagen sowie DSM wird – sofern sie berücksichtigt wird – eigentlich immer vorausgesetzt und nicht im Wettbewerb zu Speichern und Gaskraftwerken betrachtet. Eine kostengünstigere Erschließung dieser Flexibilitätspotentiale wird daher in den Quellen implizit angenommen, ohne dies jedoch zu belegen. Auf Basis der analysierten Quellen kann daher die Fragestellung, ob Stromspeicher oder die Summe anderer Flexibilitätsoptionen aus volkswirtschaftlicher Sicht wirtschaftlicher sind, nicht beantwortet werden.

³⁰ Die das Optimierungsmodell erlaubt, wenn hierdurch teurere Anfahrkosten gespart werden können.

Die Analyse verschiedener Studien zum Einsatz von Speichern zur Vermeidung des Verteilnetzausbaus zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit dieser Lösung stark von den Annahmen abhängt. Speicher stellen zwar grundsätzlich eine Lösung zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs dar, sehen sich aber einem harten Kostenwettbewerb ausgesetzt, da andere Lösungen aktuell kosteneffizienter sind und klaren regulatorischen Rahmenbedingungen unterliegen. Die Studien weisen darauf hin, dass Speicher aktuell und in Zukunft nur als kosteneffiziente Alternative zum Netzausbau in der Niederspannung gesehen werden können. Des Weiteren kann ein marktdienlicher Speicherbetrieb die Netzausbaukosten deutlich erhöhen. Da in allen Studien die Betriebskosten für Netz- und Speicherverluste vernachlässigt wurden, muss damit gerechnet werden, dass die dargestellten Kosten bzw. Einsparpotenziale durch Speichereinsatz zur Vermeidung von konventionellem Netzausbau durch den VNB eher die untere Kostengrenze bzw. das maximale Einsparpotenzial darstellen. Des Weiteren fällt auf, dass keine der Studien die aktuellen Trends zu tieferen Einspeiselimits wie 60 % oder 40 % der installierten PV-Nennleistung in Kombination mit Speichersystemen analysiert. Gerade in der Niederspannung können hier weitere Kostensenkungen beim Netzausbau realisiert werden. Dabei müssen die Kosten für den Speicher nicht zwangsläufig durch den VNB getragen werden, da der PV-Anlagenbetreiber zur Eigenverbrauchserhöhung in den Speicher investiert. Die Kosten für Speicherverluste liegen in dieser Variante auch nicht beim VNB. Allerdings ist dann entscheidend, ob der Speicher situationsabhängig netzdienlich betrieben werden kann und auch so in der VNB-Netzplanung berücksichtigt wird.

Ein dritter Typ von Quellen vergleicht Stromspeicher mit alternativen Flexibilitätstechnologien aus der betriebswirtschaftlichen Sicht einzelner Akteure. Es gibt nur sehr wenige Quellen dieses Typs, die sich hinsichtlich des betrachteten Szenarios außerdem deutlich unterscheiden. Zwei der drei Quellen kommen zu dem Ergebnis, dass ein Stromspeicher wirtschaftlicher ist als die jeweils untersuchte Alternative (Abregelung PV-Anlage für Bereitstellung Primärregelleistung, GuD- bzw. Braunkohlekraftwerk als Ergänzung des Erzeugungsportfolios). Bei der dritten Quelle ist in Abhängigkeit der gewählten Eingangsparameter teilweise der Stromspeicher, teilweise die Alternative (Heizstab zur thermischen Verwertung von PV-Überschussstrom) wirtschaftlicher. Eine verallgemeinernde Aussage, ob und in welcher Anwendung Stromspeicher oder die verschiedenen Flexibilitätsoptionen wirtschaftlicher sind, kann auf Basis der vorliegenden Quellen nicht getroffen werden.

3.8.7 Fazit

Zur Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen existieren wenige belastbare Untersuchungen. In den Studien, die eine bestimmte Technologie betrachten, wird in der Regel kein direkter Vergleich geführt. So werden Flexibilitätsoptionen entweder nicht betrachtet oder implizit eine wirtschaftliche Erschließung der Flexibilitätsoptionen vorausgesetzt. Ebenfalls findet sich nur eine sehr geringe Anzahl an Studien, die eine ökonomische Bewertung von Speichern als Alternative zum konventionellen Verteilnetzausbau vornehmen. Die Kostenvergleichsrechnung ist in den entsprechenden Untersuchungen nicht ausreichend detailliert oder nachvollziehbar.

- Die Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen hängt wesentlich von den ggf. impliziten Annahmen der betrachteten Studien ab.

- Zur Beurteilung von Speichern als Alternative zum Verteilnetz mangelt es an vergleichbaren, deutschlandweiten Studien. Eine Studie sieht Speicher aktuell und auch zukünftig lediglich im NS-Netz als wirtschaftliche Option zum Verteilnetzausbau.

3.9 AP 6 »Einsatz Power-to-Gas«

Ziel dieses Kapitels ist es einen Überblick über die potenzielle Rolle von Power-to-Gas (PtG) im zukünftigen Energieversorgungssystem zu geben. Hierfür werden auf Basis existierender Literatur zur Thematik Antworten zu den folgenden Leitfragen zusammengestellt.

3.9.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Welche Menge an PtG-Erzeugung wird erwartet und wie stellt sich die Nachfrage nach erneuerbaren chemischen Energieträgern (Wasserstoff/Methan über Elektrolyse) in den verschiedenen Nutzungspfaden dar?
- Wie stellt sich speziell die Elektrolyse zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff gegenüber der konventionellen Erdgasreformierung auf der Zeitachse wirtschaftlich dar?
- Welches Erlöspotenzial wird für das Speichergas in den verschiedenen Nutzungspfaden dargestellt?

Power-to-Gas (PtG) wird im Rahmen dieser Analyse allgemein als chemischer Prozess aufgefasst, bei welchem durch den Einsatz von Strom mittels Wasserelektrolyse Wasserstoff hergestellt wird. In Abhängigkeit von der Systemeinbindung des PtG-Prozesses wird der Wasserstoff direkt genutzt bzw. zwischengespeichert (für Rückverstromung), als Zusatzgas in die Gasnetzinfrastruktur eingespeist oder zu Methan umgesetzt. Durch diese sogenannte Methanisierung können die bereits existierenden Verteil-, Speicher- und Nutzungspfade der heutigen Erdgasinfrastruktur vollumfänglich genutzt werden (siehe auch Beschreibung des PtG-Konzepts auf Seite 125).

Die erzeugten Produktgase Wasserstoff und Methan, werden im Rahmen dieser Analyse auch allgemein als Speichergase bezeichnet. In anderen Quellen findet man ebenfalls die Bezeichnungen EE-Gas, e-Gas, Windgas oder ähnliches.

3.9.2 Literaturrecherche

Zur Beschaffung von relevanten Quellen zur Beantwortung der Leitfragen wurde eine Recherche in Online-Datenbanken zu wissenschaftlichen Artikeln, Dissertationen, Projektberichten und Buchbeiträgen durchgeführt. Hierbei wurde sowohl allgemein nach dem Stichwort Power-to-Gas gesucht, als auch die Suchwörter Wasserstoff, Elektrolyse, Methanisierung etc. mit einbezogen. Es wurden insbesondere die Quellen genauer geprüft, die einen Bezug zur Stromversorgung bzw. Energieversorgung in Deutschland herstellen. Insbesondere zur ersten Leitfrage wurden die Quellen, die bereits in AP 1 „Speicherbedarf“ ausgewählt wurden, auf ihre Relevanz zur PtG-Technologie geprüft.

In Summe wurden 53 Quellen in die Analyse einbezogen (siehe Abbildung 3-97).

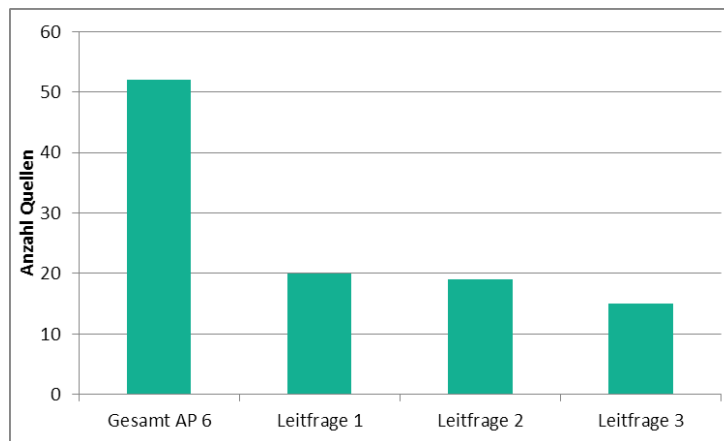


Abbildung 3-97: Anzahl einbezogener Literaturquellen

3.9.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung

Zusätzlich zu den im vorherigen Abschnitt aufgeführten Quellen, die eine gewisse Relevanz bezüglich der Leitfragen aufweisen, wurden während der Literaturrecherche zahlreiche weitere Quellen gesichtet, die jedoch direkt aussortiert wurden. Es gibt eine große Anzahl von Quellen, die auf sehr allgemeiner Ebene das PtG-Konzept darstellen sowie Vor- und Nachteile aufführen, ohne quantifizierbare Informationen bezüglich der für die Untersuchung gestellten Leitfragen zu geben. Solche, bezüglich der Leitfragen eher oberflächlichen Quellen, wurden direkt während der Literaturrecherche verworfen.

Die Mehrheit der einbezogenen Quellen ist in den Bereich Sekundärliteratur einzuordnen. Hierbei handelt es sich zu einem großen Teil um umfangreiche Abschlussberichte zu verschiedenen Forschungsvorhaben. Darüber hinaus wurden einige Aufsätze aus Fachzeitschriften, sowie wenige Vorträge, Bücher und Dissertationen einbezogen.

3.9.4 Clusterung

Im Kontext der **Leitfrage 1**, die den erwarteten Einsatz der PtG-Technologie im zukünftigen Stromversorgungssystem adressiert, ergeben sich aus dem angestrebten Vergleich von verschiedenen Szenarioanalysen die gleichen Herausforderungen, die bereits in AP 1 »Speicherbedarf« erläutert wurden. Auch die Szenarioanalysen, die Aussagen über einen potenziellen Einsatzbereich der PtG-Technologie treffen, beinhalten sehr unterschiedliche Annahmen zum Betrachtungsraum (nur Deutschland bzw. Einbeziehung Europas), den Annahmen zum Netzausbau sowie der Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) in Verknüpfung mit der Zeitschiene (entsprechend dieser Kriterien wurde in AP 1 die Clusterung der Quellen vorgenommen bzw. unterschiedliche Ergebnisdarstellungen gewählt).

Bezüglich der Untersuchungsfrage nach dem Einsatzgebiet der PtG-Technologie treten bei einem Vergleich der Szenarioanalysen darüber hinaus weitere Einflussfaktoren in den Vordergrund. So hat weiterhin die gewählte Systemgrenze bezüglich einer Einbeziehung der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr in Verbindung mit den CO₂-Reduktionszielen bzw. des angestrebten EE-Anteils in den einzelnen Sektoren einen signifikanten Einfluss auf den potenziellen Einsatzbereich des Speichergases. Die Annahmen zu den zur Verfügung stehenden Kli-

maschutzoptionen und insbesondere zu den möglichen Kopplungselementen zwischen den Sektoren durch Power-to-Gas, aber ebenso durch Power-to-Heat oder Power-to-Liquid haben in diesem Zusammenhang einen entscheidenden Einfluss auf den Einsatzbereich der PtG-Technologie.

Bei dieser weiter gefassten Systemgrenze wird der Einsatz der PtG-Technologie nicht, wie bei ausschließlichen Strom-zu-Strom-Speichern, in erster Linie durch einen Stromspeicherbedarf getrieben, sondern ebenfalls durch den gezielten Einsatz von erneuerbarem Speichergasen als Klimaschutzmaßnahme in weiteren Sektoren. Daher werden die Literaturstellen zur Beantwortung der ersten Leitfrage wie folgt geclustert:

Pfad 1a: Hier werden Quellen herangezogen, welche PtG-Energiespeicher im Kontext einer Betrachtung des Stromsektors beinhalten. Eine Clusterung der Quellen wird entsprechend der gewählten Systemgrenze bezüglich der Sektoren, für welche die PtG-Technologie bzw. das über PtG erzeugte Speichergas als Klimaschutzoption eingesetzt wird, getroffen. Die ausgewählten Quellen werden dabei wie folgt eingeteilt (siehe gestrichelte Linien in Abbildung 3-98):

- Analysen, die PtG ausschließlich zur Einspeicherung von erneuerbarer Stromerzeugung bzw. als Stromspeicher inklusive Rückverstromung des Speichergases betrachten (Abbildung 3-98: grüner Rahmen).
- Analysen, die zusätzlich zum Betrieb der PtG-Anlagen im Stromsektor explizit eine Nutzung der Speichergase im Verkehrssektor einbeziehen (Abbildung 3-98: gestrichelter violetter Rahmen).
- Und Untersuchungen, die darüber hinaus den Einsatz der Speichergase im Wärmesektor berücksichtigen (Abbildung 3-98: gestrichelter orange-ner Rahmen).

Als Vergleichsgröße werden für alle Quellen, die im Pfad 1a verglichen werden, die Strommengen herangezogen, die insgesamt durch die PtG-Technologie genutzt werden.

Pfad 1b: In Ergänzung zu Pfad 1a werden weiterhin ausgewiesene Speichergasmengen differenziert nach Verwendungszweck verglichen. Quellen die hier herangezogen werden beziehen den Stromsektor nicht notwendigerweise explizit mit ein, sondern fokussieren sich auf einen oder mehrere Einsatzgebiete des Speichergases. Quellen des Pfades 1a, die bezüglich des mengenmäßigen Einsatzes des Speichergases nach Anwendungsfeldern konkrete Aussagen treffen, werden hier ebenfalls mit einbezogen.

Die Analysen zur **Leitfrage 2** (Wasserstoffgestehungskosten) gliedern sich in zwei Pfade:

Pfad 2a bezieht alle Quellen ein, die Informationen zu den Herstellungskosten von Wasserstoff über Elektrolyse beinhalten und bestenfalls ihre Annahmen zu Investitionskosten, Strombezugskosten und Volllaststunden (VLS) offenlegen.

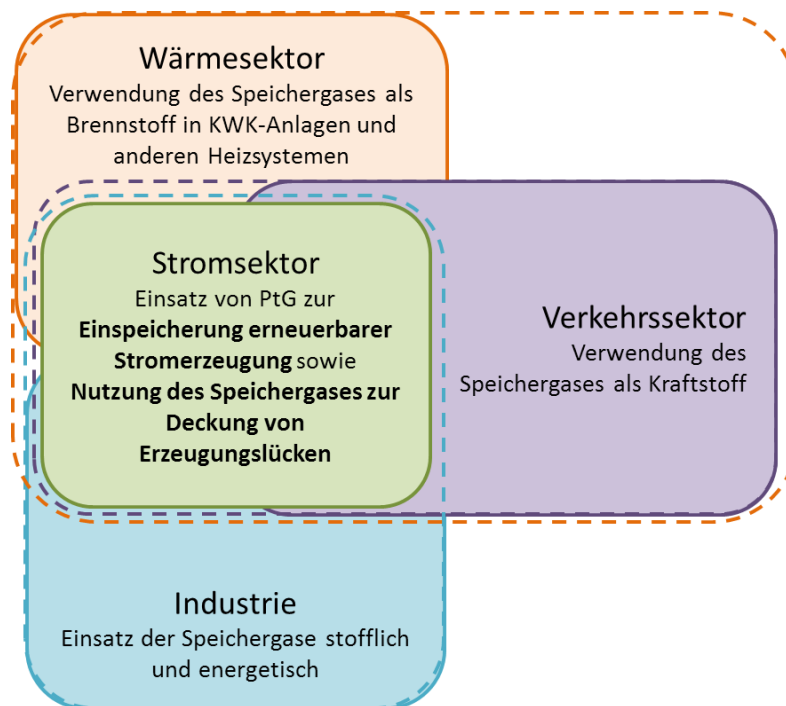


Abbildung 3-98: Clustering der Quellen für die Ergebnisanalyse der ersten Leitfrage

Pfad 2b bezieht Quellen ein, die einen Vergleich verschiedener Wasserstoffherstellungsverfahren beinhalten. Da sich die Werte aus verschiedenen Quellen z. T. deutlich unterscheiden und die einzelnen Annahmen und Kostenbestandteile oft nicht detailliert aufgeschlüsselt sind, scheint ein Vergleich verschiedener Technologien über unterschiedliche Quellen hinaus kaum möglich. Stattdessen werden verschiedene Quellen betrachtet, die in sich bereits einen Vergleich bzw. eine zeitliche Einordnung verschiedener Wasserstoffherstellungskosten beinhalten. Es wird davon ausgegangen, dass innerhalb einer Untersuchung ein Technologievergleich unter konsistenten Annahmen durchgeführt wurde.

Zur Bearbeitung der **Leitfragen 3** (Wert des Speichergases), wird eine Darstellung der Informationen aufgeschlüsselt nach den verschiedenen Einsatzgebieten der Speichergase gewählt. Insgesamt werden folgende Pfade definiert:

- Pfad 3a: Referenz fossiler Wasserstoff, hergestellt über Erdgasreformierung
- Pfad 3b: Wasserstoff als Grundstoff in der Industrie
- Pfad 3c: Einspeisung bzw. Speicherung im Erdgasnetz
- Pfad 3d: Rückverstromung; Einsatz von PtG als Stromspeicher
- Pfad 3e: Einsatz der Speichergases als Kraftstoff im Verkehrssektor
- Pfad 3f: Einsatz der Speichergase im Wärmesektor
- Pfad 3g: Weitere Erlöspotenziale durch inputorientierte Betriebsweisen (z. B. Regelleistung)

3.9.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage

Im Folgenden werden nun die Ergebnisse entsprechend der AP-spezifischen Leitfragen (Abschnitt 3.9.1) sowie der jeweils entwickelten Clusterung (Abschnitt 3.9.4) dargestellt.

Leitfrage 1 »Erwartete Speichergasmengen«

Pfad 1a »Einsatz der PtG-Technologie in Energieversorgungsszenarien mit detaillierter Abbildung des Stromsektors«

Abbildung 3-99 stellt die Strommengen, die in den ausgewählten Energieszenarien in PtG-Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff und/oder Methan eingesetzt werden auf der Zeitachse dar. Die Farben geben Auskunft über die Zuordnung zu der gewählten Clusterung nach Sektoren, für die PtG in den jeweiligen Szenarioanalysen als Klimaschutzoption vorgesehen ist (vergleiche Abbildung 3-98). Darüber hinaus wird zwischen dunklen, nicht gefüllten und hell gefüllten Symbolen unterschieden. Die hell gefüllten Symbole kennzeichnen ein 100%-EE-Szenario bzw. ein Treibhausgas(THG)-Reduktionsziel von mehr als 80 %. Die dunklen, ungefüllten Symbole beziehen sich dagegen auf Szenarioanalysen die einen EE-Anteil von etwa 40 % im Jahr 2020 bis hin zu 80 % verknüpft mit der Jahreszahl 2050 vorsehen. Die dargestellten Quellen werden im Folgenden unter der Angabe der wesentlichen Annahmen zur Berücksichtigung der PtG-Technologie kurz beschrieben.

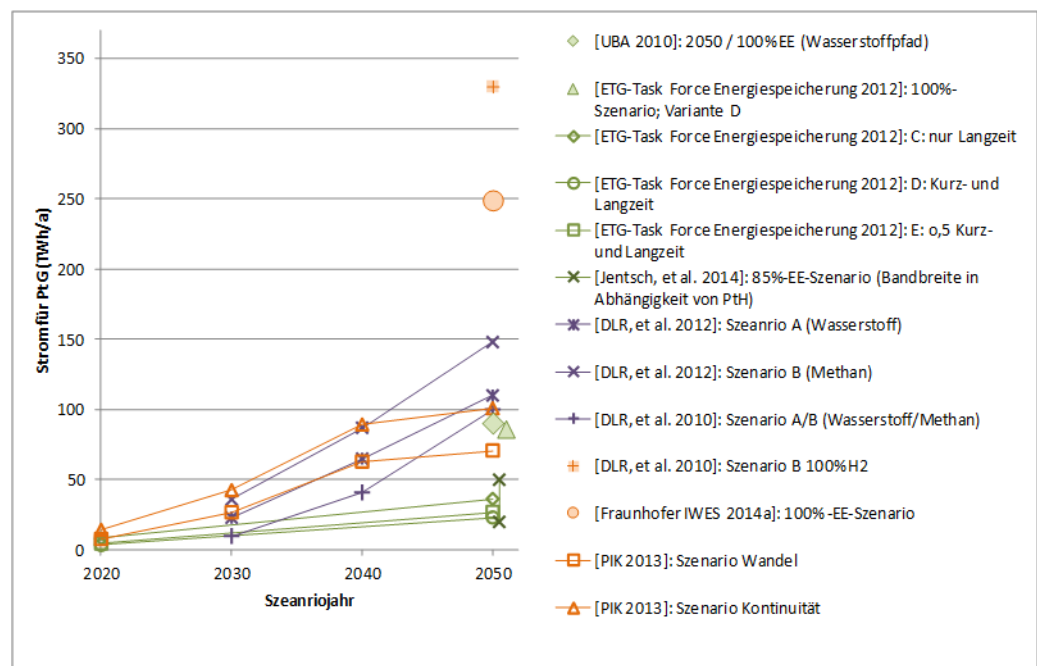


Abbildung 3-99: Durch PtG aufgenommene Strommengen in Energieszenarien mit detaillierter Betrachtung des Stromsektors

In **grün** dargestellt sind Szenarioanalysen, in welchen **PtG** ausschließlich **als Speicher für den Stromsektor** dargestellt wird und in welchen das Speichergas entweder zur Rückverstromung eingesetzt wird oder dessen Verwendung nicht aufgeschlüsselt wird.

In dieses Cluster fällt zum einen die VDI-Speicherstudie [ETG-Task Force Energiespeicherung 2012], in welcher Analysen zum Speicherbedarf für ein 40%- (~2020), 80%- (~2050) und 100%-EE-Szenario für Deutschland dargestellt werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist angelehnt an den Szenarioahmen der BMU-Leitstudie [DLR et al. 2010]. Ziel der Szenarioanalyse ist die Ermittlung des Strom-Speicherbedarfs bei steigendem EE-Anteil. Um einen geeigneten Mix verschiedener Typspeicher (Kurzzeit-/Langzeitspeicher) zu identifizieren wurden verschiedene Speicherzubauvarianten simuliert und der Einsatz der Speicher untersucht. Für die Darstellungen im Rahmen der Metastudie wird unterstellt, dass der Langzeitspeichereinsatz, welcher durch einen Wälzwirkungsgrad von 40 % und durch ein unbegrenztes Speichervolumen charakterisiert wird, vollständig durch PtG abgedeckt wird. In Abhängigkeit der unterstellten Einspeicherleistung aus Langzeit- und Kurzzeitspeichern steigen die Strommengen, die durch PtG-Anlagen eingespeichert werden von knapp 5 bis 8 TWh/a im 40%-EE-Szenario, über 23 bis 36 TWh/a im 80%-EE-Szenario (Bandbreite der Literaturstellen [ETG-Task Force Energiespeicherung 2012]: C, D und E) auf bis zu 91 TWh/a im 100%-EE-Szenario. Dabei wird das obere Ende der Bandbreite durch die Speicherzubauvariante C, bei welcher ausgehend von den heutigen Pumpspeicherkapazitäten ausschließlich Langzeitspeicher zugebaut werden, beschrieben. Die untere Grenze ergibt sich durch die Speicherzubauvariante D, bei welcher sowohl Kurzzeit-, als auch Langzeitspeicher in vollem Umfang zugebaut werden. Da die Speicherauslastung in dieser Variante sehr gering ist bzw. die Kosten für den unterstellten Speicherzubau den volkswirtschaftlichen Nutzen durch den Einsatz der Speicher deutlich übersteigen, wurde weiterhin die Speicherzubauvariante E betrachtet, bei welcher die Speicherleistungen gegenüber der Variante D halbiert wurden. Diese Variante ordnet sich bezüglich der Speicherstrommengen, die durch die Langzeitspeicher verwertet werden, zwischen der oberen und unteren Grenze ein (bezogen auf die Varianten, die prinzipiell den Zubau von Langzeitspeichern vorsehen). Im 80%-EE-Szenario wurde für diese Variante eine Langzeitspeicherleistung von knapp 18 GW unterstellt, die im Einsatz 1500 VLS erreicht (27 TWh/a Speicherstrom). Beim Übergang vom 80%- auf das 100%-EE-Szenario erhöht sich der Einsatz der Langzeitspeicher deutlich. Hier findet etwa eine Verdreifachung der Speicherstrommengen statt (91 TWh/a Speicherstrom für die Langzeitspeicherung).

In der gleichen Größenordnung liegt auch der PtG-Einsatz eines weiteren 100%-EE-Szenarios [UBA 2010], in welchem PtG-Anlagen (Wasserstoff oder Methan) zur Langzeit-Stromspeicherung eingesetzt werden. Der Einsatz der PtG-Technologie, sowie als Grundlage hierfür der EE-Ausbau, wurden hier entsprechend der benötigten Backup-Stromerzeugung zur Erreichung einer Vollversorgung im Stromsektor dimensioniert. Die Strommengen, die durch PtG gespeichert werden umfassen 90,5 TWh/a.

Als weitere Szenarioanalyse, in welcher PtG als Speicheroption im Stromsektor modelliert wurde, sind die Ergebnisse aus [Jentsch et al. 2014] dargestellt. Die Ergebnisse des Papers beruhen auf den Arbeiten, die auch in [Fraunhofer IWES 2014b] und [Jentsch et al. 2014] noch einmal umfassend dargestellt sind. Insgesamt wurde hier für ein 85%-EE-Szenario, welches bezüglich EE-Stromerzeugung und Last auf dem Szenario B der BMU-Leitstudie 2011 [DLR et al. 2012] beruht, eine aus Systemsicht Nutzen-Kosten-optimale PtG-Leistung ermittelt. In Abhängigkeit der Durchdringung des Systems mit der Ausgleichsoption PtH wurde bei Unterstellung der dort getroffenen Basisannahmen zu Anlagengskosten und Speichergaswert eine Nutzen-Kosten-optimale PtG-Leistung zwi-

schen 6 und 12 GW ermittelt, deren Einsatz 20 bis 50 TWh Strom pro Jahr in Gas (Methan) wandelt.

In den Kontext der Literaturstellen, die Strommengen für die (Langzeit-) Speicherung ausweisen, fallen zahlreiche weitere Quellen, die bereits in AP 1 „Speicherbedarf“ untersucht wurden, in welchen die PtG-Technologie jedoch keine energiewirtschaftlich relevante Anwendung findet. Bezieht man diese Informationen mit ein so wird ersichtlich, dass in Abhängigkeit der getroffenen Annahmen der langfristige Speicherbedarf aus Sicht des Stromsektors selbst bei EE-Anteilen von etwa 80 % sehr begrenzt sein kann. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn europäische Ausgleichsmöglichkeiten in hohem Umfang als gegeben angenommen werden.

In **dunkel lila** sind in Abbildung 3-99 weiterhin die Ergebnisse von Szenariorechnungen dargestellt, bei welchen **PtG im Kontext der Stromversorgung** abgebildet wird und bei welchen das **Speichergas explizit als Klimaschutzoption im Verkehrssektor** eingesetzt wird.

Als relevante Szenariorechnungen in diesem Bereich, sind die Kennzahlen des PtG-Einsatzes der BMU-Leitstudien [DLR et al. 2010] und [DLR et al. 2012] dargestellt. Im Szenario A und B der BMU-Leitstudie 2011 wird angenommen, dass etwa 50 % des PKW-Verkehrs mit Wasserstoff (Szenario A) bzw. Methan (Szenario B) betrieben werden. Zur Einführung werden, z. T. unabhängig von Stromüberschüssen, schon in den früheren Jahren zwischen 10 und 30 TWh/a Strom zur Erzeugung von Speichergas vorgesehen. Bei einem Anteil von 85 % EE im Jahr 2050 wird bei Unterstellung des chemischen Energieträgers Methan ein maximaler Speicherstrom von knapp 150 TWh/a eingerechnet. Aufgrund von Effizienzvorteilen beim Wasserstoffpfad (gesparter Methanisierungsschritt, Wirkungsgrad Brennstoffzelle gegenüber Verbrennungsmotor) werden zur Erreichung derselben Klimaziele dagegen nur 110 TWh/a Strom zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff vorgesehen. Bezüglich der installierten PtG-Leistung geht das Szenario A der Leitstudie 2011 von 40 GW aus, so dass eine Anlagenauslastung von etwa 2700 VLS erreicht wird. In den Szenarien der Leitstudie 2010 werden sowohl für den Wasserstoff- als auch für den Methanpfad 100 TWh Strom zur Speicherung über PtG eingesetzt wobei das Speichergas ebenfalls überwiegend im Verkehrssektor Anwendung findet.

In **orange** ist in Abbildung 3-99 weiterhin der PtG-Einsatz auf Basis von Szenariorechnungen dargestellt, bei welchen **PtG als Klimaschutzoption für den Strom-, Verkehrs- und Wärmesektor** berücksichtigt wird.

Hier ist zunächst eine weitere Szenariovariante der Leitstudie 2010 [DLR et al. 2010]: Szenario B 100% H₂ zu nennen, in welcher die Zielsetzung auf ein 100%-EE-Szenario erhöht wurde. Diese Szenariovariante setzt auf den chemischen Energieträger Wasserstoff der zusätzlich zum Verkehrssektor zur Rückverstromung in Spitzenlastkraftwerken sowie zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Kraftwerken eingesetzt wird (siehe auch Abbildung 3-102), so dass sich die Speicherstrommengen auf 330 TWh/a erhöhen.

In die gleiche Kategorie eines sektorübergreifenden Vollversorgungsszenarios fällt ebenfalls eine Studie des Fraunhofer IWES [Fraunhofer IWES 2014a], in welcher die Energiewende als Geschäftsmodell dargestellt wird. Im Kontext dieses

auf Deutschland fokussierten Zielszenarios werden 250 TWh Strom pro Jahr für die Erzeugung von erneuerbarem Methan eingesetzt.

Ebenfalls sektorübergreifend wird der Einsatz von PtG in einer Untersuchung des Potsdam-Instituts für Klimaforschung [PIK 2013] modelliert. Unter der Maßgabe einer Treibhausgasreduktion von etwa 80 % im Jahr 2050 (gegenüber 1990) wird hier die Klimaschutzwirkung von PtG unter verschiedenen Rahmenbedingungen untersucht. Im Szenario „Kontinuität“ wird angenommen, dass eine Reihe historischer Trends fortgesetzt wird. Diese beinhalten z. B. ein Fortbestehen der Stromerzeugung mit Kohlekraftwerken bis ans Ende ihrer technischen Lebenszeit. Das für den Klimaschutz günstigere Szenario „Wandel“ erlaubt dagegen einen frühzeitigen Rückbau von Kohlekraftwerken. Darüber hinaus werden größere Potenziale für Energieeffizienz und erneuerbare Stromerzeugungsanlagen angenommen. Zur Erreichung der Klimaschutzziele wird in beiden Szenariovarianten PtG eingesetzt. Dabei wird, solange es die Kapazitäten des Gasnetzes zulassen, Wasserstoff erzeugt. In den späteren Jahren wird zusätzlich die Methanisierung eingesetzt. Im Szenario Wandel werden im Zieljahr 2050 etwa 70 TWh Strom zur Erzeugung von Speichergas genutzt; im Szenario Kontinuität sind es 100 TWh/a.

Pfad 1b »Speichergasmengen nach zukünftigen Einsatzgebieten«

Während im Rahmen der zuvor beschriebenen Auswertungen die Speichermengen, welche in verschiedenen Energieversorgungsszenarien für den zukünftigen Betrieb von PtG-Anlagen ausgewiesen werden, im Vordergrund standen, werden in diesem Abschnitt Speichergasmengen entsprechend ihres vorgesehenen Verwendungszwecks zusammengestellt.

Einsatz von Speichergasen im Verkehrssektor

Bezüglich einer gezielten Verwendung des Speichergases wird in verschiedenen Analysen zur Transformation des Energiesystems der Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff oder Methan als klimafreundlichem Kraftstoff in verschiedenen Bereichen des Verkehrssektors betrachtet. Vor diesem Hintergrund stellt Abbildung 3-100 den Endenergieeinsatz an Wasserstoff und erneuerbarem Methan auf Basis verschiedener Szenarioanalysen des Verkehrssektors dar.

Die Studie [GermanHy 2009], die sich mit der Frage „Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“ auseinandersetzt und von dem Ziel einer umfassenden Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland ausgeht, zeigt verschiedene Verkehrsszenarien auf, die im Jahr 2050 einen Anteil von etwa 70 % Wasserstoff-Personenkraftwagen (PKW) aufweisen. Zusätzlich wird eine etwas geringere Wasserstoffdurchdringung bei leichten Nutzfahrzeugen und Bussen angenommen (55 % und 24 %). Für die Kraftstoffversorgung dieser Fahrzeuge werden im Jahr 2050, in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarioausprägungen, um die 200 TWh/a Wasserstoff benötigt. Während sich die Szenarien bezüglich der Wasserstoffmengen nur geringfügig unterscheiden, weisen diese deutliche Unterschiede bei der Wasserstoffherstellung auf. Es wird ein Mix aus verschiedenen erneuerbaren sowie fossilen Herstellungspfaden inklusive einem Einsatz der Carbon-Capture-and-Storage-(CCS-)Technologie angenommen. Im Szenario „Ressourcen“ ist der Anteil des über Elektrolyse aus Offshore-Windenergie hergestellten Wasserstoffs mit etwa 2/3 an der gesamten Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehrssektor am höchsten.

Eine Bandbreite der Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff aus dem Verkehrssektor wird auf Basis von [McKinsey 2012] weiterhin in [Ludwig-Bölkow-Systemtechnik 2013] dargestellt. Die angegebene Wasserstoffnachfrage beruht auf drei Zielszenarien mit einem unterschiedlichen Mix aus verschiedenen Antriebstechnologien. Der Anteil der wasserstoffbetriebenen Fahrzeuge im PKW-Bereich variiert dabei zwischen 5 und 50 %, wodurch sich der untere und obere Wasserstoffpfad ergibt. Ähnlich wie in [GermanHy 2009] wird nicht zwangsläufig davon ausgegangen, dass der Wasserstoff über das PtG-Verfahren hergestellt wird. Vielmehr werden zwei Wasserstoffproduktionsszenarien aufgezeigt. Der wirtschaftlich gesteuerte Produktionsmix umfasst im Zieljahr 2050 etwa 30 % Wasserstoff über Wasserelektrolyse (PtG) und bezieht darüber hinaus die Methandampfreformierung und Kohlevergasung mit ein (um die notwendigen CO₂-Reduktionen zu erreichen werden die fossilen Herstellungspfade teilweise mit CCS gekoppelt). Ein weiteres Szenario beruht ab dem Jahr 2020 vollständig auf einem Mix aus dezentraler und zentraler Wasserelektrolyse.

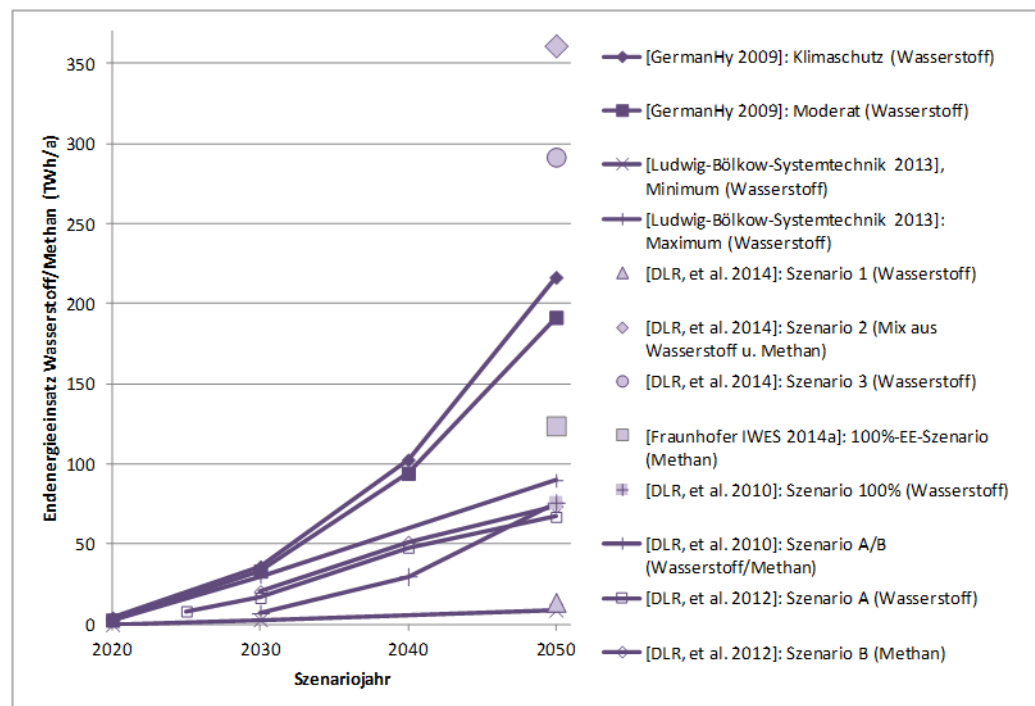


Abbildung 3-100: Endenergieeinsatz Wasserstoff/Methan im Verkehrssektor

Ein ebenfalls sehr hoher Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor wird in zwei von drei Zielszenarien in der Studie „Power-to-Gas im Verkehr“ [DLR et al. 2014] abgeleitet. Im Gegensatz zu den zuvor genannten Szenarien schließen die hier durchgeführten Analysen zusätzlich zum Straßenverkehr den Binnenschiffverkehrsverkehr ein und verfolgen eine THG-Reduktion in den abgebildeten Bereichen um 80 % gegenüber 1990. Die untersuchten Zielszenarien umfassen eine Flottenentwicklung, die für eine umfassende Compressed Natural Gas (CNG)-Fahrzeugentwicklung unter Nutzung von fossilem Erdgas notwendig wäre (Szenario 1). Im Szenario 2 werden hierauf aufbauend die CNG-Fahrzeuge vollständig mit über PtG hergestelltem Methan betrieben. Im Szenario 3 wird ein Teil der CNG-Fahrzeuge durch Wasserstofffahrzeuge ersetzt. In Abbildung 3-100 ist entsprechend der Bedarf an erneuerbarem Methan bzw. die Summe aus dem Bedarf an erneuerbarem Methan und Wasserstoff dargestellt (bis zu 360 TWh/a im Szenario 2). Der Bedarf an Speichergas kann durch die höhere Effizienz der

Brennstoffzellenfahrzeuge gegenüber CNG-Fahrzeugen im Szenario 3 gegenüber dem Szenario 2 um etwa 70 TWh/a verringert werden. In Szenario 1 werden die CNG Fahrzeuge mit fossilem Erdgas betrieben, so dass hier der Einsatz von Speichergas sehr gering ausfällt (~10 TWh/a).

Neben den geschilderten Verkehrsszenarien, in welchen als Treiber für den Einsatz der PtG-Technologie insbesondere ein THG-Reduktionsziel im Verkehrssektor steht, sind in Abbildung 3-100 weiterhin die Informationen zum Einsatz von Speichergas im Verkehrssektor, der bereits unter Pfad 1b/c diskutierten sektübergreifenden Szenariobetrachtungen dargestellt [Fraunhofer IWES 2014][DLR et al. 2010][DLR et al. 2012].

Wie bereits am unteren Ende der in Abbildung 3-100 dargestellten Bandbreite eines Speichergaseinsatzes im Verkehrssektor ersichtlich wird, gibt es neben den Verkehrsszenarien, die wasserstoff- oder methanbasierte Antriebskonzepte mit einem signifikanten Anteil berücksichtigen, ebenfalls Verkehrsszenarien, die bei z. T. vergleichbaren THG-Reduktionen einen sehr geringen Anteil wasserstoffbasierter Antriebskonzepte unterstellen. Stattdessen beziehen diese Szenarien meist einen höheren Anteil vollelektrischer bzw. Plug-In-Hybrid Fahrzeuge ein und unterscheiden sich bezüglich ihres Anteils an Biokraftstoffen im Straßenverkehr. Ein weiteres Verkehrsszenario, welches anstelle von PtG auf strombasierte Flüssigkraftstoffe (Power-to-Liquid) setzt wurde im Auftrag des Umweltbundesamtes in [Öko-Institut 2013] erarbeitet. Diese Studie stellt auch den Kraftstoffeinsatz im Verkehrssektor (ohne Seeverkehr) für einen Vergleich verschiedener Verkehrsszenarien für das Zieljahr 2050 gegenüber (siehe Abbildung 3-101). Unterschieden wird zwischen den erneuerbaren Kraftstoffen bzw. den überwiegend auf Basis erneuerbarer Stromerzeugung basierenden Energieträgern Wasserstoff, Biokraftstoffe, PtL und Strom). Darüber hinaus wird der fossile Kraftstoffeinsatz in Form von Kerosin, CNG/LPG und Benzin/Diesels aufgeführt. Neben dem Szenario A der BMU-Leitstudie 2011 [DLR et al. 2012] wird hier zusätzlich das bereits erwähnte Szenario des Umweltbundesamtes (UBA Haupt; Quelle: [Öko-Institut 2013]), welches insbesondere auf strombasierte flüssige Kraftstoffe setzt, sowie die Szenarien des Energiekonzepts (EK Ziel; Quelle: [prognos et al. 2010]) und einer Studie im Auftrag des WWF (Modell D; Quelle: [WWF 2009]) gegenübergestellt. Im Kontext dieser Studienauswahl sieht nur das Szenario A der BMU-Leitstudie einen signifikanten Anteil an Speichergas (bzw. hier konkret Wasserstoff) im Verkehrssektor vor. Es wird deutlich, dass bezüglich des zukünftigen Einsatzes von Speichergas im Verkehrssektor eine erhöhte Unsicherheit besteht.

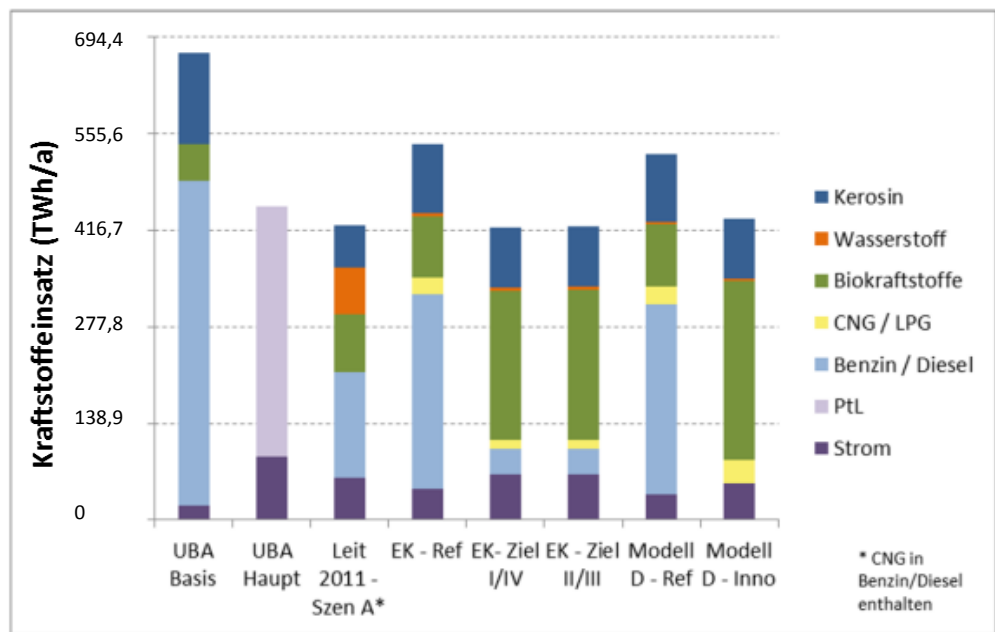


Abbildung 3-101: Studienvergleich zum Kraftstoffeinsatz 2050 im Verkehr (nach [Öko-Institut 2013])

Einsatz von Speichergas im Wärmesektor und in der Industrie

Neben einem Einsatz des Speichergases im Verkehrssektor, der in vielen Szenarien bereits ab dem Jahr 2020 bis 2030 dargestellt wird. Sehen insbesondere die bereits dargestellten 100%-EE-Szenarien aus [DLR et al. 2010] und [Fraunhofer IWES 2014a] auch einen nennenswerten Einsatz von Speichergas im Wärmesektor bzw. in der Kombinierten Wärme- und Stromerzeugung über KWK-Kraftwerke und BHKW vor. Der Einsatz des Speichergases als Energieträger auf die Bereiche Verkehr, Spitzenstromerzeugung und Wärme (inkl. KWK) ist in Abbildung 3-102 dargestellt.

Ein durch Wärmeanwendungen getriebener Einsatz des Speichergases wird darüber hinaus im Szenario „Innovationsoffensive Gas“ in [DVGW et al. 2011] ausgewiesen. Hier wird ein hoher Dämmstandard im Gebäudesektor mit einem geringeren Dämmstandard bei gleichzeitigem Einsatz von PtG und Biogas in Heizsystemen (inkl. KWK) verglichen. Unter der Annahme, dass das technische Regelwerk zur vermehrten Einspeisung von Wasserstoff in die Erdgasinfrastruktur angepasst wird, wird eine Prognose der Erzeugung von PtG-Gasen (überwiegend Wasserstoff) gegeben. Diese zeigt eine Entwicklung von 2 TWh/a Wasserstoffeinspeisung im Jahr 2020 über 21 TWh 2030 bis hin zu 100 TWh im Jahr 2050 auf.

Weiterhin wird der Einsatz von erneuerbarem Methan im Szenario des Umweltbundesamtes [UBA 2014] unterstellt. In Haushalten werden für das Zieljahr 2050 etwa 40 TWh Gas zur Beheizung von schwer dämmbaren Gebäuden vorgesehen. Weitere 60 TWh Speichergas werden in diesem Szenario im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) zur Erzeugung von Prozesswärme eingeplant.

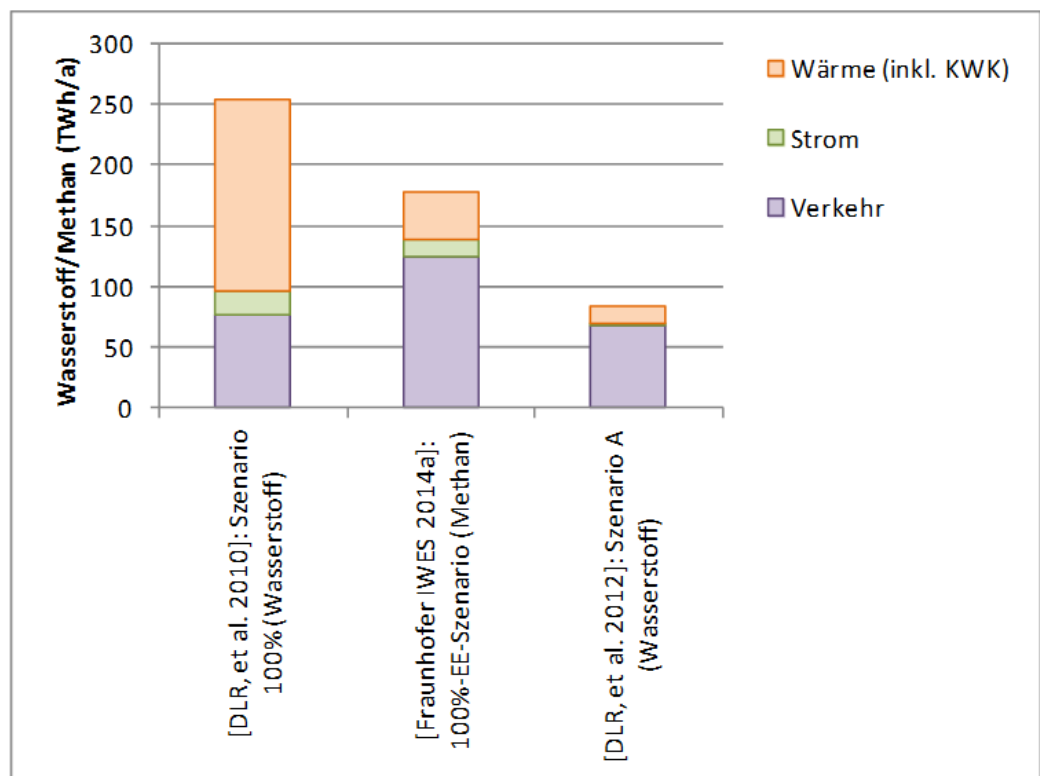


Abbildung 3-102: Speichergas nach Einsatzgebieten in Sektorübergreifenden Szenarioanalysen für das Szenariojahr 2050.

Die Untersuchung des Umweltbundesamtes hat sich darüber hinaus sehr umfangreich mit den Möglichkeiten zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in den wichtigsten Industriezweigen in Deutschland auseinandergesetzt. Hier wurde sowohl ein Potenzial zur energetischen Nutzung von Speichergas als auch als Grundstoff für die chemische Industrie aufgezeigt. Zur Realisierung eines treibhausgasneutralen Industriesektors würden – zusätzlich zu vielen weiteren Maßnahmen der Effizienzsteigerung und des Einsatzes von Naturstoffen – knapp 200 TWh/a erneuerbares Methan zur energetischen Nutzung und zusätzlich 280 TWh Methan zur stofflichen Nutzung zum Einsatz kommen.

Als wichtige Einsatzgebiete von PtG bzw. allgemein PtX greift auch die Speicherstudie der Agora [Agora 2014] den Einsatz von „Stromkraftstoffen“ und strombasierten Rohstoffen im Verkehrs und Wärmesektor auf und verweist hierfür auf das Zahlengerüst aus [UBA 2014], welches bereits diskutiert wurde.

Leitfrage 2 »Wasserstoffgestehungskosten«

Im Rahmen der zweiten Leitfrage werden entsprechend der Zweiteilung der Frage bzw. der auf dieser Basis definierten Pfade die Wasserstoffgestehungskosten zunächst für den PtG-Herstellungspfad über Wasserelektrolyse (Pfad 2a) und anschließend für verschiedene fossile Wasserstoffherstellungspfade im Vergleich (Pfad 2b) dargestellt.

Pfad 2a »Wasserstoffgestehungskosten über Elektrolyse«

Abbildung 3-103 gibt eine Übersicht über die angegebenen Wasserstoffherstellungskosten in €/kWh Wasserstoff (bezogen auf den unteren Heizwert). Zur

Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten werden in den überwiegenden Quellen annuitätische Investitionskosten sowie fixe Betriebskosten auf die unterstellte jährliche Wasserstoffproduktion umgelegt. Zudem werden variable Betriebskosten, die insbesondere durch die Strombezugskosten getrieben werden eingerechnet (Stromnebenkosten d.h. Steuern, Umlagen und Abgaben sind in den hier dargestellten Werten soweit ersichtlich nicht enthalten bzw. wurden herausgerechnet). In einigen Quellen sind zusätzliche Kosten für die Gaseinspeisung, Zwischenspeicherung oder Verteilung enthalten. Sofern dies ersichtlich war, sind die Daten durch ausgefüllte Symbole dargestellt. Werden nur die Produktionskosten berücksichtigt oder gibt es keine Angabe zu weiteren Kostenbestandteilen, so sind die Werte durch nicht gefüllte Symbole dargestellt.

Bereits auf den ersten Blick wird deutlich, dass sich die Angaben z. T. deutlich voneinander unterscheiden, weshalb im Folgenden die jeweiligen Bandbreiten der Eingangsparameter sowie die wichtigsten Einflussfaktoren auf die Wasserstoffgestehungskosten im PtG-Konzept diskutiert werden.

Generell werden zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten in den verschiedenen Quellen insbesondere Annahmen zu den folgenden Parametern getroffen:

- Investitionskosten (inkl. Abschreibedauer und Zinssatz)
- Fixe Betriebskosten (z. B. Personal, Wartung)
- Volllaststunden
- Variable Betriebskosten (insbesondere Strombezugskosten)

Bei einem Vergleich der Angaben zu den unterschiedlichen Wasserstoffgestehungskosten haben die Strombezugskosten in Verbindung mit den Volllaststunden (VLS) den größten Einfluss auf die unterschiedlichen Wasserstoffgestehungskosten. Die gewählten Annahmen zu beiden Parametern werden entscheidend durch das unterstellte Betriebsmodell beeinflusst. Hier wird u. A. ein Betrieb entsprechend der erwarteten Stromüberschüsse, ein Preisgesteuerter Betrieb am Spot- oder Regelleistungsmarkt oder ein Windstrombezug entsprechend der Charakteristik einer Windkraftanlage unterstellt. In einigen Quellen wird das angenommene Betriebsmodell nicht explizit angegeben, sondern eine abstrakte Variation der VLS vorgenommen. Der überschussgetriebene Betrieb stellt insbesondere in den Szenariojahren bis 2030 die untere Bandbreite der Annahmen zu den VLS dar. In diesem Zeitraum werden etwa 1000 bis 1200 VLS unterstellt (siehe z. B. [DVGW et al. 2013]). Langfristig werden deutlich höhere VLS für einen überschussgetriebenen Betrieb erwartet (bis etwa 4000 VLS). Für den überschussgetriebenen Betrieb werden z. T. sehr niedrige Strombezugskosten (0 oder 2 ct/kWh Strom) angenommen. Für einen direkten Wind-Strombezug liegen die unterstellten VLS heute und mittelfristig in einer Größenordnung bis etwa 3000 VLS (siehe z. B. [Smolinka et al. 2010]). Ohne Angabe eines konkreten Strombezugskonzeptes wird in einigen Rechnungen auch eine nahezu gleichbleibende Auslastung mit 7000 bis 8000 Stunden dargestellt. Ebenso wie bei einer vollständigen Variation der Strombezugskosten zwischen 0 und 8 ct/kWh zeigen die Untersuchungen hiermit z. T. lediglich die Bandbreite des möglichen Ergebnisses auf, ohne eine Einschätzung vorzunehmen inwieweit der jeweilige Betrieb als realistisch eingeschätzt wird.

Bezüglich der Annahmen zu den heutigen und zukünftigen Investitionskosten der Stromspeicherung über Power-to-Gas wird auf die bereits in AP 3 (vgl. Kapitel 3.4) durchgeführten Analysen verwiesen. Die Anlagenkosten der alkalischen Elektrolyse werden dort im Mittel mit 1000 €/kW angegeben. Für die in diesem Arbeitspaket betrachteten zukünftigen Jahre wird z. T. eine deutliche Kostenreduktion dargestellt. In [PIK 2014] wird z.B. ein Kostensenkungspotenzial von 30 bis 45 % bis zum Jahr 2050 angegeben, wobei für diese Entwicklung eine installierte Leistung von 30 bis 50 GW unterstellt wird.

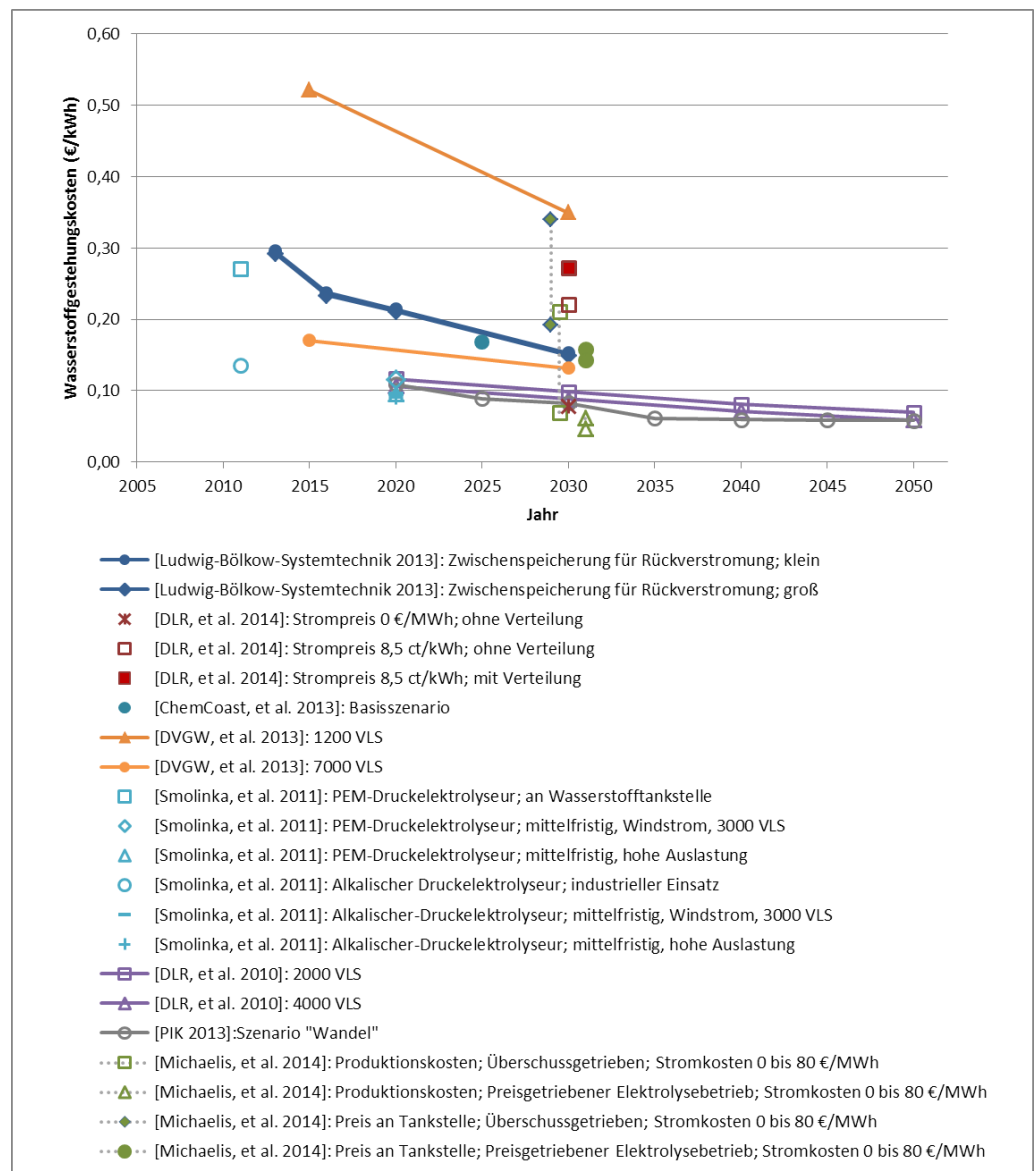


Abbildung 3-103: Wasserstoffgestehungskosten über Elektrolyse

Einfluss von Steuern und Abgaben auf den Strombezug

Während in der vorherigen Darstellung Angaben zu Wasserstoffgestehungskosten zusammengestellt wurden, bei welchen keine Steuern und Abgaben auf den Strombezug berücksichtigt wurden, wird dieser Einfluss nun separat dargestellt. Entsprechend des aktuellen regulatorischen Rahmens werden PtG-Anlagen als Letztverbraucher eingestuft (siehe z. B. [Sailer 2012] und [Valentin und Bredow 2011]), so dass prinzipiell verschiedene Abgaben, Umlagen und Steuern auf den

Strombezug zu zahlen sind. In EEG, EnWG und StromNEV gibt es allerdings verschieden Tatbestände, die zu einer Befreiung von der Zahlungspflicht verschiedener Umlagen führen können (z. B. Möglichkeit der Befreiung von Netznutzungsentgelten, KWK-Umlage, ...). Von der EEG-Umlage, die aktuell den größten Einzelbeitrag in den Stromnebenkosten darstellt, werden aktuell nur die Strommengen aus erneuerbaren Energien befreit, deren gespeicherte Energie anschließend zur Rückverstromung eingesetzt wird. Entsprechend werden in [Ludwig-Bölkow-Systemtechnik 2013] die Fälle „sonstige Vermarktung“ und „Zwischenspeicherung zur Rückverstromung“ unterschieden, die den Einfluss der EEG-Umlage auf die Wasserstoffgestehungskosten darstellen.

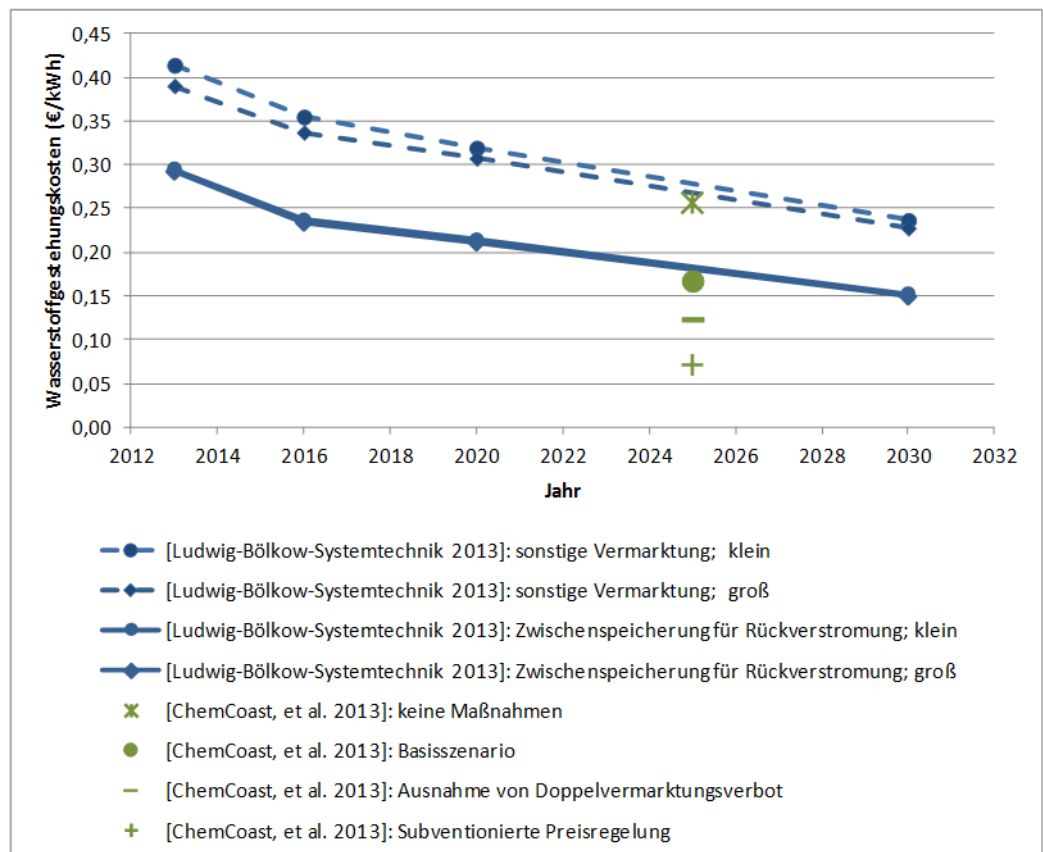


Abbildung 3-104: Einfluss von Stromnebenkosten und Markteinführungsinstrumenten auf die Methangestehungskosten

Gleiches wird ebenfalls Anhand der Daten von [ChemCoast et al. 2013] ersichtlich. Während im Basisfall eine Befreiung von Stromnebenkosten unterstellt wurde zeigt der Fall „keine Maßnahmen“ die Wasserstoffgestehungskosten bei Unterstellung des heutigen regulatorischen Rahmens. Zusätzlich werden hier mögliche positive Effekte durch weitergehende Anpassungen an die regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Einfluss eines möglichen Markteinführungsinstruments für PtG dargestellt.

Pfad 2b »Wasserstoffgestehungskosten verschiedener Technologien im Vergleich«

In diesem Unterabschnitt werden die Produktionskosten für Wasserstoff verschiedener Herstellungsmethoden verglichen, um so den PtG-Pfad bezüglich seiner Wirtschaftlichkeit einzuordnen. Wie bereits bei der alleinigen Betrachtung des PtG-Pfades deutlich wurde, gibt es keine klare Linie bezüglich zukünftiger Annahmen (insbesondere VLS und Strombezugskosten), sodass eine Vergleichbarkeit der Quellen untereinander nur eingeschränkt gegeben ist. Unter der Annahme, dass innerhalb einer Studie konsistente Annahmen zur Bewertung der verschiedenen Wasserstoffherstellungspfade getroffen wurden, werden hier Quellen herangezogen, die in sich einen Vergleich sowie eine Entwicklung von Wasserstoffgestehungskosten aufzeigen. In

Abbildung 3-105 ist ein Vergleich verschiedener Wasserstoffherstellungspfade aus drei unterschiedlichen Studien dargestellt. Während in [Wietschel et al. 2010] und [DLR 2005] zahlreiche Annahmen zu den unterschiedlichen Pfaden angegeben werden, sind die Werte aus [McKinsey 2012] einer Grafik entnommen, in welcher keine Zusatzinformationen vorhanden sind.

Es fällt auf, dass für die Wasserstoffherstellung über Erdgasdampfreformierung in [McKinsey 2012] und [DLR 2005] über die Zeit steigende Wasserstoffgestehungskosten unterstellt werden. Dies wird durch steigende Preise für fossiles Erdgas sowie in [DLR 2005] durch die Einpreisung von steigenden CO₂-Zertifikatpreisen begründet. Anstelle von CO₂-Zertifikatpreisen werden in [McKinsey 2012] Anlagenkonfigurationen mit Carbon Capture and Storage (CCS) berücksichtigt, wodurch zukünftig erhöhte Investitionskosten entstehen.

Von diesem Trend abweichend werden in [Wietschel et al. 2010] sinkende Kosten der On-Site Erdgasreformierung für einen Zielwert, der keinem genauen Szenariojahr zugeordnet wird, ausgewiesen. Wesentlicher Unterschied zu den anderen beiden Untersuchungen ist ein gleichbleibend günstiger Erdgaspreis von 1,7 ct/kWh. In dieser Untersuchung werden somit technisch bedingte Kostensenkungspotenziale aufgezeigt; es wird jedoch keine Annahme über zukünftige Betriebsbedingungen getroffen.

Für die Wasserelektrolyse werden in allen drei Untersuchungen sinkende Kosten dargestellt (wobei in [Wietschel et al. 2010] erneut ausschließlich Änderungen in den Investitionskosten, nicht jedoch in den variablen Betriebskosten bzw. Einsatzzeiten unterstellt wurden).

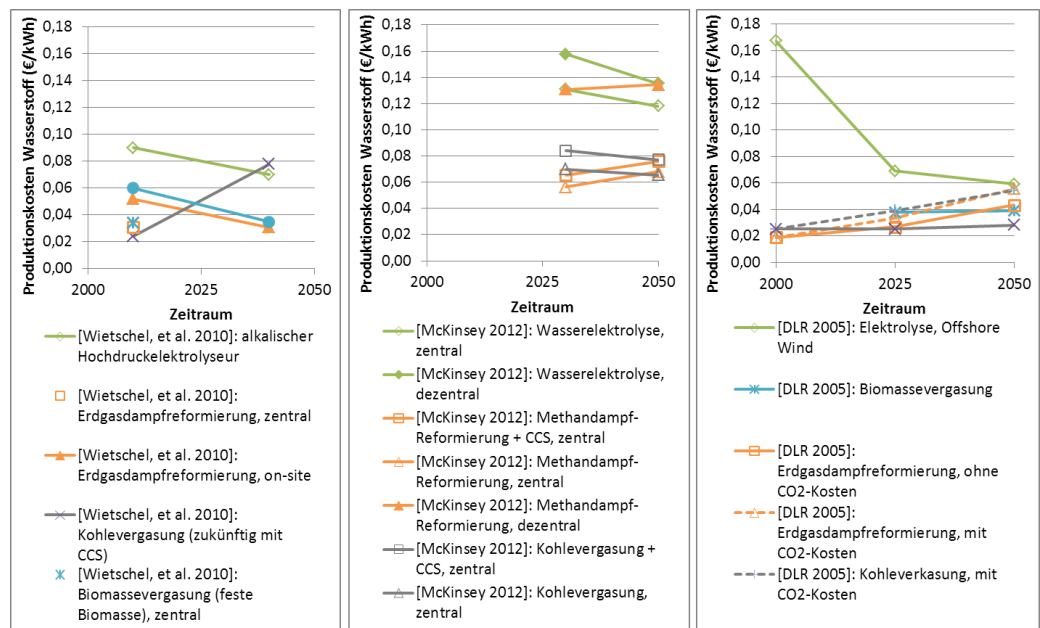


Abbildung 3-105: Wasserstoffgestehungskosten verschiedener Herstellungspfade im Vergleich.

Leitfrage 3 »Erlöspotenziale für erneuerbaren Wasserstoff«

In diesem Abschnitt wird das erwartete Erlöspotenzial für einen Einsatz der Speichergase in verschiedenen Anwendungsgebieten dargestellt. Auf Basis der für diesen Abschnitt zugrunde gelegten Quellen werden folgende Referenz- bzw. Einsatzfälle für das Ableiten eines Erlöspotenzials für Speichergase herangezogen.

- Referenz fossiler Wasserstoff, hergestellt über Erdgasreformierung
- Wasserstoff als Grundstoff in der Industrie
- Einspeisung bzw. Speicherung im Erdgasnetz
- Rückverstromung; Einsatz von PtG als Stromspeicher
- Einsatz der Speichergase als Kraftstoff im Verkehrssektor
- Einsatz der Speichergase im Wärmesektor
- Weitere Erlöspotenziale durch inputorientierte Betriebsweisen (z. B. Regelleistung)

Die verschiedenen Referenzfälle werden im Folgenden mit Verweis auf verschiedene Quellen dargestellt. Die Bandbreite der Ergebnisse wird abschließend in Abbildung 3-106 graphisch dargestellt.

Pfad 3a und b »Referenz fossiler Wasserstoff, hergestellt über Erdgasdampfreformierung sowie Wasserstoff als Grundstoff in der Industrie«

Der naheliegende Referenzfall, das Erlöspotenzial für PtG-Wasserstoff durch einen Vergleich mit den Preisen bzw. Herstellungskosten für Wasserstoff über die heute überwiegend angewendeten fossilen Verfahren abzuleiten, wird u. A. in [Planet GbR et al. 2014] anhand der Wasserstoffgestehungskosten der Erdgasdampfreformierung angewendet. Im Rahmen von [DLR et al. 2014] und [Ludwig-Bölkow-Systemtechnik 2013] wird der gleiche Referenzfall, jedoch für den derzeit typischen Anwendungsfall von Wasserstoff als Grundstoff in der Industrie, herangezogen. In [DLR et al. 2014] werden für das Jahr 2030 Referenzkosten von 0,08 bis 0,14 €/kWh Wasserstoff angegeben, wobei das Erlöspotenzial über den Erdgaspreis zuzüglich der Kosten für CO₂-Zertifikate definiert wird. In [Ludwig-Bölkow-Systemtechnik 2013] werden die Referenzkosten für fossilen Wasserstoff mit etwa 0,05 €/kWh und in [Planet GbR et al. 2014] mit 0,05 bis 0,06 €/kWh angegeben.

Darüber hinaus kann in diesem Zusammenhang auf die Übersicht der Kosten verschiedener Wasserstofferzeugungspfade, die im Rahmen der Leitfrage 2 analysiert wurden, verwiesen werden. Hier wurde zudem eine Einordnung auf der Zeitskala vorgenommen.

Pfad 3c »Einspeisung bzw. Speicherung im Erdgasnetz«

Für den Fall der Einspeisung der Speichergase in das Erdgasnetz und der anschließenden Nutzung im Rahmen verschiedenster Erdgasanwendungen wird das Erlöspotenzial der Speichergase über den Preis für fossiles Erdgas bestimmt.

In [Fraunhofer IWES 2014b] werden die Preispfade „Mäßig“ und „Deutlich“ der BMU-Leitstudie 2012 für fossiles Erdgas inklusive der Kosten für CO₂-Zertifikate zur Bewertung des Speichergases herangezogen. Für die Szenariojahre 2020, 2030 und 2050 ergibt sich hierüber ein Referenzerlös von 0,03 bis 0,04 €/kWh über 0,04 bis 0,05 €/kWh bis zu 0,05 bis 0,08 €/kWh Speichergas im Erdgasnetz.

In [DLR et al. 2014] wird für das Jahr 2030 ein Vergleichspreis von 0,04 bis 0,09 €/kWh herangezogen.

Pfad 3d »Erlöspotenziale von erneuerbarem Wasserstoff/Methan zur Rückverstromung«

Wird PtG als Stromspeicher betrieben, d. h. das Speichergas wird zur Rückverstromung eingesetzt, so kann prinzipiell auf die Erlöspotenziale über die Bereitstellung verschiedener Stromprodukte verwiesen werden, die im Rahmen von AP 4.1 (vgl. Kapitel 3.5) erarbeitet wurden.

Eine grobe Abschätzung über das Erlöspotenzial von PtG in der Rückverstromung wird darüber hinaus z. B. in [DRL et al. 2014] angegeben. Hier wird eine Bewertung anhand einer Rückrechnung über den durchschnittlichen Strompreis für Strom aus einem Erdgas-GuD ausgewiesen und auf dieser Grundlage ein Speichergaswert von 0,05 bis 0,09 €/kWh angegeben.

In [Ludwig- Bölkow-Systemtechnik 2013] wird ein Erlöspotenzial von etwa 0,05 €/kWh für Wasserstoff, der zur Rückverstromung eingesetzt wird, angegeben.

Pfad 3e »Einsatz der Speichergase als Kraftstoff im Verkehrssektor«

Als weiterer Referenzfall zur Bestimmung eines möglichen Erlöspotenzials für Speichergase wird in verschiedenen Quellen der Einsatz als Kraftstoff im Straßenverkehr gewählt.

In [DLR et al. 2014] wird der Referenzfall „Kraftstoff für die Mobilität“ wie folgt definiert: „Die Referenz ist ein mit Benzin- bzw. Dieselmotor betriebener PKW (Golf-Klasse) mit hybridisiertem Verbrennungsmotor im Vergleich zu einem Wasserstoff-Brennstoffzellenbetriebenen Kompakt-PKW gleicher Größe (mit Annahmen zu Infrastrukturkosten inkl. Tankstelle und Kraftstoffsteuern).“ Es wurde untersucht, wie hoch die Wasserstoffkosten (pro gefahrenem km) sein dürfen, um eine wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu erreichen. Unter den in Tabelle 3-30 zusammengefassten Annahmen wird für diesen Anwendungsfall für das Jahr 2030 ein maximal zulässiger Wasserstoffpreis zwischen 4,7 und 9,3 €/kg (0,14 bis 0,28 €/kWh) angegeben.

In [Ludwig- Bölkow-Systemtechnik 2013] wird, ebenfalls abgeleitet anhand eines Vergleichs mit fossilen Kraftstoffkosten (auf Basis der Preise von vergangenen Jahren), ein erzielbarer Preis für Wasserstoff an der Tankstelle vor Steuern von etwa 5 bis 10 €/kg (0,15 bis 0,30 €/kWh) angegeben.

In [Planet GbR et al. 2014] werden verschiedene Strategien für Wind-Wasserstoff-Systeme modelliert, die Wasserstoff auf dem Kraftstoffmarkt verkaufen. Der Referenzerlös für Wasserstoff als Kraftstoff wird dabei wie folgt definiert: „Bestimmt wird der Preis, der für den Fahrer eines FCEV die gleichen Kraftstoffkosten pro 100 km Fahrleistung ermöglicht wie die Nutzung eines mit Benzin betriebenen Fahrzeugs“. Weiter heißt es, dass für einen Vergleich mit Wasserstoff aus einem Wind-Wasserstoffsystem vom Zielpreis die Kosten für den Transport des H₂-Kraftstoffs zur Tankstelle, die Kosten für Aufbau und Betrieb der Wasserstofftankstellen und die Umsatzsteuer abgezogen werden müssen. Der verbleibende Betrag wird als Referenzerlös bezeichnet, den der Betreiber des Wind-Wasserstoffsystems maximal verlangen kann, ohne dass der Zielpreis an der Zapfsäule überschritten wird. Da hier als Referenz ein Benzinpreis von 1,67 €/l unterstellt wird, d. h. ein Kraftstoffpreis nach Steuern, ergibt sich im Gegensatz zu der vorherigen Quelle auch ein Wasserstoffpreis nach Steuern.

Ziel Tankstellenpreis 10,00 €/kg

- Umsatzsteuer 1,60 €/kg
- Installation und Betrieb der Tankstelle 0,97 €/kg
- Transportkosten 1,47 €/kg

→ Referenzerlös etwa 6 €/kg bzw. 0,18 €/kWh

Neben dem Ansatz das Erlöspotenzial von erneuerbarem Wasserstoff über einen fossilen Referenzfall herzuleiten, wird in [ETOGAS 2014] die Biokraftstoffquote in die Argumentation eingebracht, allerdings am Beispiel von erneuerbarem Methan. Aktuell besteht in Deutschland für Inverkehrbringer von Treibstoffen (z. B. Mineralölunternehmen) die Pflicht zur Erfüllung einer Biokraftstoffquote. Motiva-

tion für entsprechende gesetzliche Verpflichtungen sind CO₂-Minderungsziele auf europäischer bzw. nationaler Ebene. Die Quotenpflicht für Biokraftstoffe bzw. ab 2015 die Pflicht zur THG-Minderung in Verkehr gebrachter Treibstoffe wird in Deutschland im Bundes-immissionsschutzgesetz (BImSchG) geregelt. Die Quotenpflicht kann ebenfalls durch einen Dritten (z.B. einen Gastankstellenbetreiber der Biomethan anbietet) erfüllt werden. Durch einen Kaufvertrag, in diesem Beispiel zwischen Tankstellenbetreiber und Mineralölunternehmen, für die Übertragung einer bestimmten Quotenmenge entsteht ein Preis für die Biokraftstoffquote bzw. ein Mehrwert für erneuerbare Kraftstoffe. Laut [ETOGAS 2014] hat die Biokraftstoffquote aktuell einen Wert von 2 bis 3 ct/kWh. Unter der Annahme, dass Speichergase zukünftig auf die Biokraftstoffquote angerechnet werden können (aktuell können nur Kraftstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden, also z. B. Biogas/Biomethan im Rahmen der Kraftstoffquote angerechnet werden), wird das Erlöspotenzial für Speichergas anhand der Kosten für fossiles Erdgas zusätzlich des Wertes der Biokraftstoffquote berechnet.

Tabelle 3-30: Konkurrenzfähige Wasserstoffgestehungskosten für unterschiedliche Absatzmärkte [DLR et al. 2014]

Absatzmarkt	Referenz	Schlüsselannahmen (2030)	Max. zulässige H ₂ -Kosten [€/kg _{H2}]
			2030
Kraftstoff für Mobilität	Diesel, Benzin in Verbrennungsmotor-PKW	Benzinpreis ohne Steuern: 0,65-1,22 €/l Dieselpreis ohne Steuern: 0,74-1,39 €/l Diesel: 3,46 l/100km Benzin: 4,12 l/100km H ₂ : 0,54 kg/100km (Brennstoffzelle)	4,7 – 9,3 (entspricht 0,14 – 0,28 €/kWh)
Rohstoff für Industrie	Erdgas für Dampfreformierung in Raffinerie	Erdgaspreis: 47-94 €/MWh H ₂ -Produktionskapazität: 844 MW Wirkungsgrad: 76%, Lebensdauer: 25 Jahre Zinsen: 8% Jährliche Vollast-Äquivalenzbetriebsstunden: 7.000 h Anlageninvestment: 262 M€ CO ₂ -Emissionszertifikate: 29,13 €/t _{CO2}	2,5 – 4,5 (entspricht 0,08 – 0,14 €/kWh)
Nutzung/ Speicherung im Erdgasnetz durch NG-Industrie	Durchschnittlicher Erdgaspreis	Erdgaspreis: 47-94 €/MWh	1,6 – 3,1 (entspricht 0,05 – 0,09 €/kWh)
Rückverstromung durch Elektrizitätssektor	Durchschnittlicher Strompreis aus Erdgas-GuD	Annahme: Strom wird aus Erdgas erzeugt	1,6 – 3,1 (entspricht 0,05 – 0,09 €/kWh)

Da PtG-Kraftstoffe im Verhältnis zu anderen Biokraftstoffen ein vergleichsweise hohes Potenzial zur THG-Minderung aufweisen, könnten diese entsprechend des aktuellen Standes der Diskussionen auch (energetisch) doppelt auf die Biokraftstoffquote anrechenbar werden. Ab 2015, wenn die energiebezogene Quote in eine Vorgabe zur Minderung der THG-Emissionen überführt wird, würde sich (die prinzipielle Anrechenbarkeit von Speichergasen vorausgesetzt) ein vergleichbarer Effekt einstellen. In [ETOGAS 2014] wird entsprechend dieser Herleitung ein Wert für EE-Gas als Kraftstoff von etwa 0,08 €/kWh angenommen.

Pfad 3f »Einsatz der Speichergase im Wärmesektor«

Ein weiteres Einsatzgebiet für Speichergase besteht z. B. über Brennwertkessel oder KWK-Anlagen im Wärmesektor. Dieses Anwendungsfeld wird z.B. in [DVGW et al. 2011] und [PIK 2013] angenommen. In beiden Studien wird nicht explizit der Wert des Speichergases oder ein Erlöspotenzial angegeben, in den durchgeführten Analysen finden sich dennoch Hinweise, aus welchen sich unter geeigneten Rahmenbedingungen eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für einen zukünftigen Einsatz des Speichergases im Wärmesektor ableiten lässt. In [DVGW et al. 2011] wird bei in Verbindung mit einer etwas geringer ausgelegten Wärmedämmung ein erhöhter Einsatz von erneuerbaren Gasen (Biomethan und Speichergas) in hoch effizienter Heiztechnik unterstellt. Hierdurch wird in Summe die gleiche Klimaschutzwirkung wie bei der Umsetzung einer stärkeren Wärmedämmung erzielt; unter den getroffenen Annahmen stellt der erhöhte Einsatz von erneuerbaren Gasen jedoch die günstigere Option dar.

Über einen Vergleich mit alternativen Bereitstellungsoptionen für erneuerbare Wärme lässt sich auch über die Vorgabe eines Mindestanteils für den Einsatz erneuerbarer Wärme im Gebäudesektor, wie sie z. B. im aktuellen EWärmeG des Landes Baden-Württemberg verankert ist, ein gegenüber fossilem Erdgas leicht erhöhter Wert für den Einsatz von erneuerbaren Speichergasen ableiten.

Pfad 3g »Weitere Erlöspotenziale durch Inputorientierte Betriebsweisen«

In [Ludwig-Bölkow-Systemtechnik 2013] wird neben den bisher aufgeführten Erlöspotenzialen, die über den Wert des Speichergases für ein bestimmtes Einsatzgebiet abgeleitet wurden, weiterhin Erlöspotenziale für folgende Inputorientierte Maßnahmen aufgeführt:

- Bereitstellung von Regelleistung
- Systemunterstützung im Rahmen des Grünstromprivilegs
- Lastmanagement im Rahmen der Bilanzkreisbewirtschaftung
- Optimierung der Direktvermarktung mit EEG Marktprämie

Zusatzerlöse aus der Bereitstellung von Regelleistung werden darüber hinaus auch in [Michaelis et al. 2013] betrachtet.

Darüber hinaus wird z. B. in [Moser et al. 2012] ein Mehrwert von PtG bezüglich eines Einsatzes im Redispatch aufgezeigt oder in [IAEW et al. 2014] als Option für einen zukunftsorientierten Netzausbau im Verteilnetz bewertet.

Solche inputorientierten Erlöspotenziale stehen in sehr enger Verbindung mit dem Betriebskonzept einer PtG-Anlage und beeinflussen in erster Linie die Strombezugskosten. Die Bandbreite der Strombezugskosten, die im Rahmen der zweiten Leitfrage aufgezeigt wurde, beinhaltet diese Aspekte bereits, sodass keine klare Abgrenzung zwischen Erlösen bzw. einer Senkung der Betriebskosten getroffen werden kann.

3.9.6 Zusammenfassung

Bezogen auf ein klimapolitisches Zieljahr konnte ein signifikantes mengenmäßiges Potenzial für den Einsatz von erneuerbaren chemischen Energieträgern zur Erreichung eines umfassenden THG-Minderungsziels um mindestens 80 % über alle Sektoren abgeleitet werden. Der Bereich der Strom-zu-Stromspeicherung spielt je nach Szenarioannahmen eine eher untergeordnete Rolle. Liegt der EE-Anteil bei etwa 80 %, so wird der Einsatzbereich der PtG-Technologie zur Einspeicherung im Bereich von 0 bis 40 TWh Strom pro Jahr für die Rückverstromung angegeben. Bei 100 %-EE-Stromversorgungsszenarien steigt die Angabe der oberen Grenze der Strommengen die durch PtG gespeichert werden auf etwa 90 TWh/a. In Analysen, die PtG als Klimaschutzoption in den Bereichen Verkehr, Wärme und/oder für den Einsatz in der Industrie (stofflich und energetisch) betrachten, nehmen die ausgewiesenen Speichergasmengen deutlich zu. In den betrachteten 100 %-EE-Szenarien, welche die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr umfassen, werden 250 bis 340 TWh Strom zur Herstellung erneuerbarer Speichergase angegeben. In [UBA 2014] wird darüber hinaus eine vollständige Dekarbonisierung der Industrie untersucht. Zur energetischen und stofflichen Nutzung alleine in diesem Bereich werden 220 und 280 TWh erneuerbares Methan pro Jahr ausgewiesen. Insgesamt wird deutlich, dass bei Unterstellung eines THG-Reduktionsziels von mindestens 80 % über alle Sektoren strombasierte chemische Energieträger in allen herangezogenen Untersuchungen einen hohen Stellenwert einnehmen.

In der Übergangsphase wird der Speichergaseinsatz sehr von der Zielvorstellung geprägt. Für einen ausschließlichen Einsatz im Stromsektor (auf Basis von Stromüberschüssen) wird die PtG-Technologie bis 2030 nur in wenigen Untersuchungen vorgesehen. Wird jedoch für ein späteres Zieljahr eine nennenswerte Nachfrage nach Speichergas aus anderen Sektoren unterstellt, so wird auch der Pfad zur Einführung der PtG-Technologie bereits in früheren Jahren mit Gasmengen bis zu etwa 40 TWh im Jahr 2030 beschrieben.

Die Analyse der Wasserstoffgestehungskosten über den PtG-Pfad (Wasserelektrolyse) zeigt, abhängig von einer großen Annahmen-Varianz auch eine deutliche Bandbreite der Ergebnisse auf. Besonders hohen Einfluss auf die angegebenen Wasserstoffgestehungskosten haben die unterstellten Strombezugskosten (Energiepreis sowie Annahmen zu Steuern und Abgaben auf den Strombezug). Durch die unterstellten Betriebsmodelle (Überschussverwertung, direkter EE-Strombezug, preisgesteuerter Einsatz, Bereitstellung von Regelleistung, Bandbezug von Strom) ergeben sich unterschiedliche Vollaststunden, welche zum einen oft mit den Strombezugskosten verknüpft sind und zum anderen aufgrund des Fixkostenbeitrages eine deutliche Einflussgröße auf die Wasserstoffgestehungskosten haben. Für 2030 zeigen die untersuchten Quellen eine Spanne von 0,10 bis 0,35 €/kWh Wasserstoff auf, wobei die obere Grenze die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff mit 1200 VLS beschreibt. Die untere Grenze wird durch höhere VLS sowie geringere Investitionskosten (z. B. auch ohne die explizite Berücksichtigung von Einspeise- oder Speichieranlagen) bestimmt. Für das Szenariojahr 2050 werden Wasserstoffgestehungskosten von etwa 0,07 €/kWh angegeben, wobei zu beachten ist, dass diese Größenordnung nur auf zwei Studien beruht. Generell wurde ein deutliches Kostensenkungspotenzial sichtbar. Dies wird sowohl durch technologiebezogenen Lernkurven, als auch durch die Erwartung von erhöhten Einsatzstunden zu günstigeren Strompreisen bei steigendem EE-Ausbau begründet.

Im Vergleich zu den fossilen Herstellungspfaden wurde deutlich, dass die Wasserstoffherstellung über PtG eine verhältnismäßig teure Option darstellt. Erst langfristig ergibt sich ein vergleichbares Kostenniveau. Dies ist zum einen durch die sinkenden Gestehungskosten im PtG-Pfad und zum anderen durch die steigenden Erdgas- und CO₂-Preise für die Erdgasdampfreformierung begründet.

Die unterschiedlichen Quellen, welche bezüglich des zu erwartenden Erlöspotenzials für PtG eine Aussage treffen, zeigen ein recht einheitliches Bild. Das höchste Erlöspotenzial wird für den Einsatz der Speichergase als Kraftstoff gesehen. Für diesen Anwendungsfall werden maximal 0,18 €/kWh angegeben wobei hier das Erlöspotenzial ab PtG-Anlage angegeben ist. Für das Erlöspotenzial ab Tankstelle steigt der Preis bedingt durch zusätzliche Aufwendungen für den Transport des Wasserstoffs zur Tankstelle und den Betrieb der Wasserstofftankstelle ggf. um etwa 0,12 €/kWh. In den Bereichen Rückverstromung, Einspeisung bzw. Nutzung der Speichergase über das Erdgasnetz sowie für den Einsatz in der Industrie wird das maximale Erlöspotenzial je kWh deutlich geringer eingeschätzt. Der Vergleich wird hier über fossiles Erdgas bzw. die H₂-herstellung über Erdgasdampfreformierung gebildet. Als wesentlicher Einflussfaktor auf das Erlöspotenzial für diese Anwendungsbereiche ist somit die Entwicklung des Preises für fossiles Erdgas, sowie die Entwicklung des CO₂-Zertifikatspreis zu sehen. Fazit

3.9.7 Fazit

Zum Thema Power-to-Gas existiert eine Vielzahl an Quellen, die die hier gestellten Leitfragen jedoch häufig nicht explizit untersuchen oder nur qualitative Aussagen treffen, so dass konkrete Aussagen über das Potenzial dieser Technologie nur eingeschränkt abgeleitet werden können. Darüber hinaus ist die Vergleichbarkeit der Quellen untereinander zumeist nur eingeschränkt gegeben, da bspw. im Bereich der Wasserstoffgestehungskosten häufig abweichende Annahmen zu Volllaststunden und Strombezugskosten getroffen werden und die genannten Kostenbestandteile variieren. Zusammenfassend lassen sich folgende Aussagen treffen:

- Der Einsatz von Speichergas zur Rückverstromung spielt insgesamt eine untergeordnete Rolle. Das mengenmäßige Potenzial dieser Technologie insbesondere zur Erreichung von THG-Minderungszielen, wird vorwiegend im Bereich Verkehr, Industrie und Wärme gesehen.
- Die Herstellung von chemischen Energieträgern (Wasserstoff und Methan) über PtG ist derzeit noch eine teure Option, langfristig wird jedoch, abhängig von VLS, Strombezugskosten sowie Skalen- und Lernkurveneffekten der PtG-Anlagen, ein sinkender Preis erwartet. Die zeitliche Entwicklung hängt dabei insbesondere von EE-Ausbau, verfolgten THG-Minderungszielen und möglichen zukünftigen Regularien, bspw. von geringen Steuern und Abgaben auf den Strombezug, ab, da diese Rahmenbedingungen einen großen Einfluss auf die wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten der Technologie bzw. auf die Nachfrage nach erneuerbarem Speichergas haben.
- Das höchste Erlöspotenzial mit bis zu 0,30 €/kWh wird für den Einsatz von Speichergas im Verkehrssektor (Preis ab Tankstelle) angegeben.

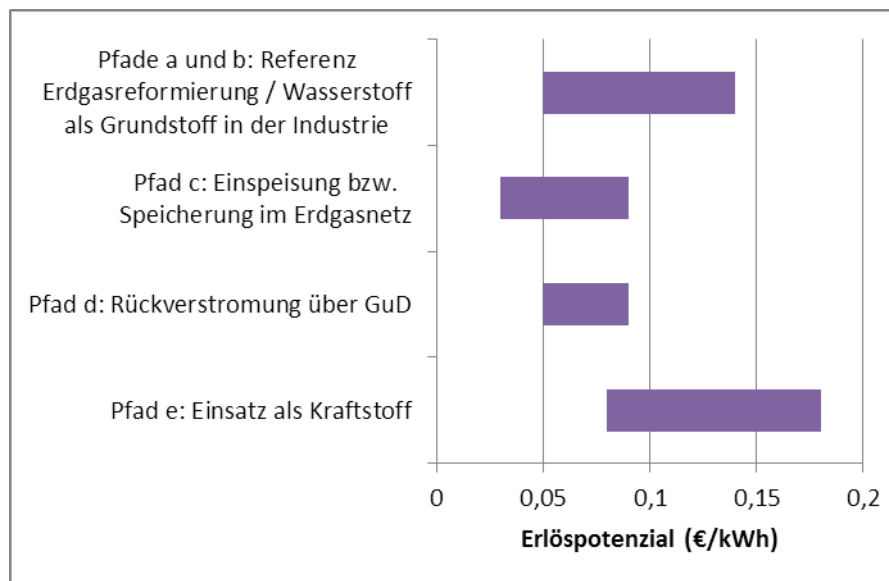


Abbildung 3-106: Erlöspotenzial für erneuerbaren Wasserstoff für verschiedene Einsatzgebiete für den Zeitraum bis 2030

3.10 AP 7 »Speicher im Strommarkt«

3.10.1 Arbeitspaketspezifische Leitfrage/n



- Welche Anpassungsvorschläge im Marktdesign gibt es, um Speichern faire Wettbewerbskondition im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen?
- Welche bestehenden Hemmnisse sollten abgebaut werden, um das Erlöspotenzial von Speichern zu erschließen?

3.10.2 Literaturrecherche

Es wurden Studien ausgewertet, die mögliche Änderungen des Marktdesigns untersuchen oder Barrieren bzw. Fördermöglichkeiten für Speicher diskutieren. Die Vertiefung reicht von einer kurzen Diskussion in einem Absatz bis hin zu einer rechtswissenschaftlich Studie des regulatorischen Rahmens für Stromspeicher. Im Kontext der vorhergehenden Fragestellungen wurden sie identifiziert.

3.10.3 Zusammentragen und Aufbereiten der Informationen/Qualitätsbewertung

Für die Fragestellung wurden 14 Studien ausgewertet. Die Relevanz wurde bei der Filterung in den vorhergehenden Fragestellungen festgestellt.

3.10.4 Clusterung

Zahlreiche Studien beschäftigen sich mit der Frage inwiefern die Ausgestaltung der heutigen Energiemärkte ausreichende Anreize für die Investitionsbereitschaft in flexible Kapazitäten bei einer zukünftig weitestgehend regenerativen Energieversorgung bietet. Bei der Mehrzahl der untersuchten Studien werden flexible Anlagen generell adressiert und unter diesem Begriff flexible Erzeuger und Verbraucher sowie Speicher zusammengefasst. Entsprechend der vorgeschlagenen Maßnahmen (Zusatz von Märkten, Abbau von Hemmnissen) und Schwerpunkte (Gezielt Speicher, Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb) können die Studien wie in Tabelle 3-31 sortiert werden. Insbesondere beim Kriterium Maßnahmen ist eine scharfe Abtrennung bei manchen Studien kaum möglich, da der Abbau von Hemmnissen häufig nur in Verbindung mit weiteren Bedingungen ein ausreichendes Maß an Investitionsbereitschaft in flexible Kapazitäten bieten kann oder aber für Übergangsphasen zusätzliche Märkte oder Fördermechanismen vorgeschlagen werden.

Tabelle 3-31: Einordnung der untersuchten Studien in Maßnahmen (Zusatz von Märkten, Abbau von Hemmnissen) und Schwerpunkten (Gezielt Speicher, Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb)

		Schwerpunkt	
		Gezielt Speicher	Alle Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb
Maßnahmen	Abbau von Hemmnissen	- [Agora 2014]: Stromspeicher in der Energiewende - [dena 2014]: Positionspapier: Den wirtschaftlichen Betrieb von Pumpspeicherwerken ermöglichen - [efzn 2013]: Eignung von Speichertechnologien (...) - [Fraunhofer IWES et al. 2014b]: Roadmap Speicher - [ZSW 2014]: Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung (...)	- [Connect Energy Economics 2014]: Leitstudie Strommarkt - [Consentec 2012]: Versorgungssicherheit effizient gestalten - [Frontier Economics und Consentec 2014]: Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen - [Frontier Economics und Formaet 2014]: Strommarkt in Deutschland - [Fraunhofer IWES et al. 2014b]: Roadmap Speicher - [BEE et al. 2012]: Kompassstudie Marktdesign - [r2b 2014]: Leitstudie Strommarkt
	Zusatz von Märkten	- [Agora 2014]: Stromspeicher in der Energiewende - [dena 2014]: Positionspapier: Den wirtschaftlichen Betrieb von Pumpspeicherwerken ermöglichen - [efzn 2013]: Eignung von Speichertechnologien (...) - [NREL 2010]: Role of storage - [ZSW 2014]: Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung (...)	- [BET 2011]: Kapazitätsmarkt - [Consentec 2012]: Versorgungssicherheit effizient gestalten - [ewi 2012]: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign - [BEE et al. 2012]: Kompassstudie Marktdesign
Anzahl		6 Studien (ohne Dopplungen)	9 Studien (ohne Dopplungen)

3.10.5 Interpretation der Ergebnisse in Bezug auf die AP-spezifische Leitfrage

In den Studien wird einerseits zwischen der Notwendigkeit einer Schaffung von neuen Märkten und andererseits dem Abbau von Hemmnissen bei der Marktausgestaltung unterschieden, um den nötigen Anreiz für flexible Kapazitäten zu schaffen. Nachfolgend werden die Schwerpunkte der Diskussion beider Optionen widergegeben und verknüpft. Im Zentrum der Diskussion zur Schaffung neuer Märkte steht ein Kapazitätsmarkt, der den bestehenden Energy-Only-Markt ergänzen könnte:

Erfordernis eines Kapazitätsmarkts oder anderer Kapazitätsmechanismen:

In einer Studie im Auftrag des Bundesverbands Neuer Energieanbieter e.V. [BET 2011] aus dem Jahre 2011 wird mit Hilfe einer Kraftwerkseinsatzsimulation gezeigt, dass die Wirtschaftlichkeit von Neubauprojekten am Spotmarkt damals und zukünftig bei weitem nicht gegeben ist. Aus den Ergebnissen wird gefolgert,

dass die technisch notwendigen Investitionen nur durch ein ergänzendes Element im Marktdesign angereizt werden könne und auf einen Kapazitätsmarkt verwiesen. Die Notwendigkeit einer Vergütung von Kapazitätsvorhaltung wird ebenso in einer Studie des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme [BEE et al. 2012] attestiert. Für die Entwicklung und Implementierung, die aufgrund der Wechselwirkung mit dem Energie-Only-Markt äußerst sorgfältig erfolgen müsse, bliebe jedoch ausreichend Zeit. So müssten erste, durch den Mechanismus angereizte Kapazitäten bis zum Jahr 2020 zur Verfügung stehen. Bei einem kurzfristigen Erfordernis von zusätzlicher Kraftwerksleistung sollte hingegen eine Refinanzierung über Netzentgelte erfolgen.

Aus den Analysen in [ewi 2012] werden Hinweise dafür abgeleitet, dass der Energy-Only-Markt zukünftig vor signifikante Herausforderungen gestellt würde, wenn auch ein Marktversagen nicht eindeutig nachgewiesen werden kann. Gaskraftwerke könnten sich nicht allein über Spot- und Regelleistungsmärkte finanzieren und das Potential von Demand Side Management sei zu gering um eine verlässliche Versorgungssicherheit zu ermöglichen. In der Studie wird das Modell der Versorgungssicherheitsverträge als geeignetes Modell vorgeschlagen, welches aus einem verpflichteten Nachweis von physischer Vorbehaltung von Kapazität und Verfügbarkeitsoptionen besteht, die Nachfrager gegen hohe Preisspitzen absichern.

In [ZSW 2014] wird diskutiert, inwieweit Kapazitätsmärkte im Allgemeinen ein geeignetes Anreizinstrument für Speicher darstellen können und auf die Ausgestaltung der handelbaren Produkte eines Kapazitätsmarkts verwiesen. Bestände bei einem Gebotszuschlag die Verpflichtung, die Leistung innerhalb von einer langen Periode (Quartal/Jahr) jederzeit zur Verfügung zu stellen, so bestünde für Speicher eine große Unsicherheit. Wären die Verpflichtungen jedoch an im Vorhinein festgelegte Zeitspannen des Tages gebunden (viertelstündliche, stündliche Auflösung) könne die Beteiligung von Speichern grundsätzlich erleichtert werden. In [dena 2014] wird aus diesem Grunde die Gewährleistung einer diskriminierungsfreien Teilnahme von Stromspeichern im Falle der Einführung eines Kapazitätsmechanismus gefordert. Dazu gehörten die Berücksichtigung unterschiedlicher Zeiträume zur Bereitstellung der gesicherten Leistung und ausreichend kleine, minimale Angebotsgrößen. Des Weiteren solle die Notwendigkeit von schnellen Lastwechseln und großen Laständerungsgeschwindigkeiten berücksichtigt werden, wie auch die Langfristigkeit der Investitionsentscheidungen.

Energy-only-Markt ausreichend

In einer Studie der Consentec GmbH [consentec 2012] wird die Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes hingegen an die Art der Sichtweise von Versorgungssicherheit gekoppelt, bei der zwischen einer nationalen und einer europäischen unterschieden wird. Unter einer nationalen Sichtweise sei die langfristige Einführung eines Kapazitätsmechanismus unausweichlich. Bei einer europäischen Sichtweise in Verbindung mit einer preiselastischen Nachfrage, für die ausreichend Potenzial bestünde, könne zumindest langfristig auf einen Kapazitätsmechanismus verzichtet werden. Die Vorbehaltung einer strategischen Reserve könne ein geeignetes Modell für eine Übergangsphase sein.

Gemäß einer Studie der r2b energy consulting GmbH [r2b 2014] sei ein Kapazitätsmechanismus ausdrücklich nicht erforderlich und eine sichere Versorgung durch einen Energy-Only-Markt zu realisieren. Ein Bilanzkreis- und Ausgleichs-

energiesystem sowie Knappheitspreise ermöglichen die Refinanzierung von flexiblen Kapazitäten im erforderlichen Maße. Die Effizienz des bestehenden Marktes und die Integration von erneuerbaren Energien ließen sich durch den Abbau von Hemmnissen und Fehlanreizen erhöhen. Eine zusätzliche Reserve sei das risikoloseste und kostengünstigste Instrument um dem Wunsch einer zusätzlichen Absicherung nachzukommen. Sollte entgegen der Empfehlungen ein Kapazitätsmarkt geschaffen werden, sei ein dezentraler Kapazitätsmarkt den übrigen Optionen vorzuziehen.

Die Studie [frontier economics und Formaet 2014] zeigt ebenso, dass ein idealtypischer Energy-Only-Markt eine sichere Stromversorgung gewährleisten kann. Dessen Mechanismen könnten jedoch aus Gründen der Marktunvollkommenheit oder durch regulatorische Eingriffe in den Strommarkt nicht vollständig wirken. Jedoch wird in dem Parallelgutachten der Beratungsunternehmen frontier economics / consentec [frontier economics und consentec 2014] geschlossen, dass auch unter realen Bedingungen ein Energy-Only-Markt Versorgungssicherheit gewährleistet wenn in einigen Bereichen Anpassungen des Marktrahmens erfolgten.

Weitere zusätzliche Märkte

Neben Kapazitätsmärkten wird in zahlreichen Studien die Schaffung weiterer Märkte diskutiert. Diese Märkte sollten die Erbringung von Systemdienstleistungen vergüten, die im bisherigen Energieversorgungssystem durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt und nicht finanziell entlohnt würden. In [Agora 2014] wird die Schaffung eines Marktes für Momentanreserve genannt, welcher insbesondere für Batteriesysteme eine wirtschaftlich interessante Option sei. Neben einem Markt für die Bereitstellung von Momentanreserve wird in [efzn 2013] die Kurzschlussleistung als weitere, bisher nicht marktfähige Systemdienstleistung genannt. In [NREL 2010] wird beschrieben, dass die größte Motivation für den Speicherbau darin läge, Märkte zu schaffen, die sowohl die Bereitstellung von Energie als auch Systemdienstleistungen vergüte, ohne letztgenannte genauer zu definieren.

Abbau von Hemmnissen

Insbesondere die beiden Studien [r2b 2014] und [frontier economics / consentec 2014] kommen zu dem Schluss, dass ein weiterentwickelter Energy-Only-Markt eine ausreichende Investitionsbereitschaft in flexible Kapazitäten leisten könne, wenn bestehende Hemmnisse und Fehlanreize beseitigt würden. Des Weiteren werden ein europäisches Verständnis von Versorgungssicherheit und eine grenzüberschreitende Koordination als Bedingung gefordert [consentec 2012]. Die durch die Literatur identifizierten Hemmnisse sind in Tabelle 3-32 zusammengestellt und werden nachfolgend erläutert.

Tabelle 3-32: Hemmnisse bei der Investition in flexible Kapazitäten unter der heutigen Ausgestaltung des Strommarktdesigns.

Hemmnis	Studie					
	consentec 2012: Versorgungssicherheit effizient gestalten	Connect Energy Economics 2014: Leitstudie Strommarkt	dena 2014: Positionspapier	efzn 2013: Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit	frontier economics / Consentec 2014; frontier economics / Formaet 2014	IBEE et al. 2012: Kompassstudie Marktdesign
Produktlängen		x				X
Preisbildung		x	x		x	x
Gate-Closure		x				
Bilanzkreismanagement		x	x		x	
Regelleistungsmärkte		x	x			
Mindesteinspeisung		x				
Netzentgelte		x	x		x	
Administrative Preisbestandteile		x	x		x	
EEG		x				
Europäische Koordination	x				x	
Treibhausgasemissionshandel			x			

Produktlängen: Am Day-Ahead EPEX-Spotmarkt werden Stundenprodukte gehandelt, wohingegen die Produktlänge am Intradaymarkt sowie der Bilanzierungszeitraum fünfzehn Minuten beträgt. Einerseits kommt es durch die unzureichende Nachstrukturierung am Intradaymarkt zu unnötig hohen Bilanzkreisabweichungen. Andererseits werden Flexibilitätsoptionen, die keine Stundenprodukte liefern können vom Day-Ahead-Markt ausgeschlossen, was zu Preisverzerrungen führen kann [Connect Energy Economics 2014][BEE et al. 2012].

Preisbildung: Knappheitspreise sind erforderlich um die eine Investitionsbereitschaft in flexible Kapazitäten zu gewährleisten. Durch das Mark-Up-Verbot, das es ausgewählten Marktteilnehmern verbietet über ihren kurzfristigen Grenzkosten zu bieten [Bundeskartellamt, 2011], entsteht jedoch eine implizierte Preisobergrenze. Zudem besteht eine technische Preisobergrenze am EPEX-Spotmarkt von 3000 EUR/MWh [Connect Energy Economics 2014][frontier economics und Formaet 2014].

Gate-Closure: Die Vorlaufzeit zwischen Handelsschluss am Intradaymarkt und Lieferung von 45 Minuten, verhindert eine Berücksichtigung aktualisierter Erkenntnisse der Prognose zur Einspeisung von erneuerbaren Energien und steuerbaren Lasten im kurzfristigen Handel. Die Marktteilnehmer können den kurzfris-

tigen Flexibilitätsbedarf am Markt nicht decken [Connect Energy Economics 2014].

Bilanzkreismanagement: Die Ausgestaltung des Ausgleichsenergiepreissystems könnte einen unzureichenden Anreiz zur aktiven Bewirtschaftung des Bilanzkreises bieten, wodurch der Wert von kurzfristiger Flexibilität nicht in angemessener Höhe vergütet werden würde [Connect Energy Economics 2014]. Eine Sanktionierung bzw. Pönalisierung eines nicht fahrplankonformen Verhaltens wird als Maßnahme zur Überarbeitung des Ausgleichsenergiepreissystems genannt [dena 2014].

Regelleistungsmärkte: Die Präqualifikationsbedingungen und Produktlängen am Regelleistungsmarkt behindern den Zugang flexibler Anbieter. Die technischen Nebenbedingungen der Regelleistungsbereitstellung, die überwiegend durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherwerke bereitgestellt werden, führen zu ineffizienten Geboten am Spotmarkt [Connect Energy Economics 2014]. Eine beschleunigte Öffnung der Regelleistungsmärkte in Europa wird in [dena 2014] gefordert, um Kostenineffizienzen zu verhindern.

Mindesteinspeisung: Die Mindesteinspeisung konventioneller Kraftwerke, beispielsweise durch die Verpflichtung zur Blindleistungsbereitstellung oder den wärmegeführten, inflexiblen Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, kann zur ineffizienten Abregelung von erneuerbaren Energien führen. Die Blindleistung sollte kraftwerksunabhängig beschafft und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen stromgeführt betrieben werden [Connect Energy Economics 2014].

Netzentgelte: Eine gleichmäßige Netzentnahme von Industriekunden wird unter bestimmten Bedingungen durch ein reduziertes Netzentgelt entlohnt. Das vorhandene Lastverschiebepotential wird dadurch nicht genutzt [Connect Energy Economics 2014]. Speichertechnologien sollten gemäß [dena 2014] grundsätzlich von Letztverbraucherabgaben befreit werden.

Administrative Preisbestandteile: Abgaben und Umlagen bilden einen großen Bestandteil des Endkundenpreises und verzerren durch ihre fixe Abrechnung das Preissignal. Eine dynamische Ausgestaltung der EEG-Umlage und der Stromsteuer sollte untersucht werden [Connect Energy Economics 2014]. In [consentec 2012] wird als Bedingung für einen funktionierenden Energy-Only-Markt eine ausreichende Preiselastizität der Nachfrage gefordert. Das Potential für flexible Nachfrage sei durchaus ausreichend, die Großhandelspreise lieferten jedoch nicht genügend Anreiz für eine Flexibilisierung.

EEG: Die feste Einspeisevergütung führt zu Preisverzerrungen. Die Direktvermarktung sollte ausgeweitet werden [Connect Energy Economics 2014].

Europäische Koordination: Gemäß [consentec 2012] muss die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit als eine europäische und nicht eine nationale Aufgabe betrachtet werden um zumindest langfristig auf einen Kapazitätsmechanismus verzichten zu können. Eine beschleunigte Öffnung der Regelleistungsmärkte in Europa wird in [dena 2014] gefordert, um Kostenineffizienzen zu verhindern.

Treibhausgasemissionshandel: Eine Reform und Weiterentwicklung des CO₂-Markts ist erforderlich um echte Preissignale für CO₂-arme Erzeugungs- und Speichertechnologien zu generieren [dena 2104].

Hemmnisse gezielt bei Speicherinvestitionen:

In der Roadmap Speicher-Studie [Fraunhofer IWES et al. 2014b] werden die maßgeblichen technologiespezifischen Ausnahme- und Privilegierungsregelungen vergleichend gegenübergestellt (Tabelle 3-33). Es stellte sich heraus, dass insbesondere Druckluftspeicher oder Batterien gegenüber Pumpspeichern (Stromsteuerbefreiung) oder Elektrolysen (Stromsteuererlass = nachträglicher Jahresausgleich) hinsichtlich ihrer Grenzkosten benachteiligt sind. Für PtG-Anwendungen werden mit Speicher vergleichbare Rechte (z.B. EEG-Umlagebefreiung) erst im Zusammenhang mit der Rückverstromung gestattet (Power-to-Gas-to-Power). Im Bereich der Gasnutzung werden PtG-Anlagen als Stromverbraucher (wie z.B. Power-to-Heat) behandelt und sind EEG-umlagepflichtig. Für Pumpspeicher können im Einzelfall und nach dem jeweiligen Recht der Bundesländer auch Wasserabgaben fällig werden, z.B. wenn als Unterbecken ein Fluss verwendet wird. Weiterhin bestehen Unterschiede im Genehmigungsrecht der verschiedenen Technologien.

Tabelle 3-33: Bestehende Steuern und Abgaben [Fraunhofer IWES et al. 2014b]

	Pumpspeicher	Batterie/ Druckluft	PtG für Rückver- stromung	PtG für Gasnut- zung
EEG- Umlage	Befreiung	Befreiung	Befreiung	Pflichtig Reduktionsmöglich- keit bei Eigenstrom- erzeugung
Netzent- gelte	Pflichtig bei atypischer Netz- nutzung Reduktion Leistungspreis um max. 80% $\sum LP+AP/a$ Befreiung 20 a für Neuanlagen Befreiung 10 a für Repowering	Pflichtig bei atypischer Netz- nutzung Reduktion Leistungspreis um max. 80% $\sum LP+AP/a$ Befreiung 20 a für Neuanlagen	Pflichtig bei atypischer Netz- nutzung Reduktion Leistungspreis um max. 80% $\sum LP+AP/a$ Befreiung 20 a für Neuanlagen	Pflichtig bei atypischer Netz- nutzung Reduktion Leistungspreis um max. 80% $\sum LP+AP/a$ Befreiung 20 a für Neuanlagen Mögliche Sonderre- gel Stromintensive Industrie Vermeidungsmög- lichkeit bei Eigen- stromerzeugung
Strom- steuer	Befreiung	Pflichtig	Erlass	Erlass

Weiterhin bestehen nach [Fraunhofer IWES, et al. 2014b] Unterschiede im Genehmigungsrecht der verschiedenen Technologien: Das technologieabhängige Genehmigungsrecht ist ein weiterer Aspekt der Investitionsbereitschaft in Speicher

und betrifft damit zumindest indirekt das Marktdesign. Im Bereich der Pumpspeicher und Druckluftspeicher ist dies aufgrund der Vielzahl an tätigkeitsbezogen Einzelbestandteilen, welche keinen einheitlichen Genehmigungstatbestand darstellen, sehr komplex und im Bereich Pumpspeicher aufgrund des Wasserrechtes sehr restriktiv. Dies ist mit entsprechendem Planungszeit- und Kostenaufwand verbunden. Die Genehmigungsanforderungen an Batterien und Power-to-Gas-Anlagen sind deutlich geringer.

Netzentgelte haben durch die unterschiedliche Bemessung in den verschiedenen Regelzonen einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und den Kraftwerkseinsatz und damit auf den Wettbewerb im Strommarkt. Im Fall aller Speicher ist über ein atypisches Netzentgelt (Ausschluss von Hochlastzeitfenstern Werktags entsprechend der Vorgaben des lokalen Netzbetreibers mit Ausnahme von Regelleistung) eine Reduktion der Leistungspreise möglich. Der Netzkosten-Arbeitspreis (meist für die Wahl der Kategorie $> 2500\text{h/a}$) bleibt aber bestehen [Fraunhofer IWES et al. 2014b]. Hier bestehen Unterschiede zwischen Speichern in der 50Hertz-Regelzone (Arbeitspreis HöS 2014: $1,92\text{ ct/kWh}$ $< 2.500\text{h}$ oder $0,28\text{ ct/kWh}$ $> 2.500\text{h}$) und dem Rest Deutschland (z.B. TransNetzBW Arbeitspreis HöS 2014: $1,19\text{ ct/kWh}$ $< 2.500\text{h}$ oder $0,06\text{ ct/kWh}$ $> 2.500\text{h}$). Zudem besteht bei Netzanschluss bei niederen Spannungsebenen (z.B. Batteriespeicher) ein höherer Arbeitspreis als bei höheren Spannungsebenen (z.B. Pumpspeicher). Zudem besteht im Bereich der Netzentgelte ein Einfluss auf den Wettbewerb zwischen Speicher in Deutschland zu ausländischen Speichern. In Frankreich fallen vergleichbar wie in Deutschland Netznutzungsentgelte für den Pumpstrom an. In Österreich wird zwar neben dem Pumpstromverbrauch auch die Turbinenerzeugung mit Netzentgelten beaufschlagt. Für einen Speicherzyklus sind dies aber mit einer Höhe von $0,35 - 0,29\text{ ct/kWh}$ vergleichbare Größenordnungen wie in Deutschland [TU Wien 2013]. Dagegen müssen Pumpspeicher in der Schweiz oder in Italien keine Netznutzungsentgelte zahlen. Dennoch ist hier die Wettbewerbssituation hinsichtlich der Bewirtschaftung der Grenzkuppelleitungen und der ggf. damit verbunden Kosten für den Strom-Export/-Import zu prüfen.

Netzentgelte wirken jedoch nur bei Bestandsspeichern, da neue Speicher für eine Zeit von 20 Jahren befreit sind. Für neue Stromspeicher in Deutschland wirken sie somit nur indirekt über den Wettbewerb im Kraftwerkseinsatz im Strommarkt gegenüber Bestandspeichern oder Speichern im Ausland. Die zeitliche Begrenzung der Befreiung wirkt jedoch als Hemmnis für Techniken mit einer längeren Abschreibung [Fraunhofer IWES et al. 2014b]. Die Studie [Fraunhofer IWES et al. 2014b] kommt zu der Empfehlung, dass Stromspeicher nicht aus dem gesetzlichen Letztverbraucherbegriff herausgenommen werden sollen, sondern bei Bedarf weiterhin mit normspezifischen Speicherregelungen zu arbeiten um die gesetzgeberische Steuerungsmöglichkeit zu wahren: Damit wird verhindert, dass Stromspeicher aus einer Vielzahl an Letztverbraucher-Privilegierungen herausfallen. Die Stromsteuerbefreiung sollte zur Vermeidung von Ungleichbehandlungen gegenüber Pumpspeichern erweitert werden. Bei Power-to-Gas-Anlagen wird zwischen einer Gasnutzung zur Rückverstromung (Speicherfunktion) mit EEG-Umlagebefreiung analog zu anderen Stromspeichern und zwischen einer EEG-Umlagepflichtigen Gasnutzung in anderen Energiesektoren unterschieden. Hierbei ergibt sich jedoch die Schwierigkeit einer Abgrenzung zu anderen Letztverbrauchern wie Power-to-Heat und damit zum Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen. Im Allgemeinen sollte das Speicherrecht sukzessive zu einem Flexibilitätensrecht weiterentwickelt werden. Im Hinblick auf das künftige Markt- und Systemdesign der Energieversorgung sollte der Gesetzgeber anstelle von spei-

cherspezifischen Regelungen besser Regelungen für alle Flexibilitätsoptionen gleichermaßen schaffen.

3.10.6 Zusammenfassung

Die Studien, die zur Frage nach Anpassungsvorschlägen und Hemmnissen im Marktdesign ausgewertet wurden, beschäftigen sich sowohl gezielt mit der Marktintegration von Speichern als auch mit weiteren insbesondere dezentralen und verbrauchsseitigen Alternativen zur Erschließung von flexiblen Kapazitäten im Stromsystem. In den Studien wird der gezielte Abbau von Hemmnissen für den Marktzugang als auch die Einführung neuer Märkte, insbesondere Kapazitätsmärkte und Systemdienstleistungsmärkte, diskutiert.

Kapazitätsmärkte sollen vorwiegend eine Finanzierung von Investitionen in Kraftwerke, Speicher oder andere technische Möglichkeiten zur Bereitstellung gesicherter Leistung ermöglichen, da die derzeitigen Spot- und Terminmärkte keine ausreichende Grundlage für eine Investitionsentscheidung bieten. Es wird aber auch diskutiert, dass die Absicherung der Kapazität im Kontext einer europäischen Koordination erfolgen sollte. Systemdienstleistungsmärkte werden vorgeschlagen um die technische Unterstützung des Netzbetriebs, die bisher vor allem durch konventionelle Kraftwerke sowieso oder über vertraglich geregelte (Entschädigungs-)Zahlungen geleistet wird, in Märkte zu überführen zu denen andere mögliche Anbieter ebenfalls Zugang haben.

Es werden in den Studien aber auch eine Reihe von Hemmnisse diskutiert, deren Ausräumung eine verbesserte Finanzierungsgrundlage für Investitionen zur verbrauchs- oder erzeugungsseitigen Flexibilisierung ermöglichen würde. Die angesprochene Produktlänge in der Vortagesauktion im Spotmarkt wurde zumindest seit Einführung der Viertelstundenkontrakt-Auktion durch die EPES SPOT SE bereits umgesetzt. Des Weiteren wird diskutiert, dass die Preisbildung die Knappheit im Markt nur begrenzt abbilden kann. Mit einem kürzen Vorlaufzeit des Handels (Gate-Closure) könnte zudem Flexibilität besser bei kurzfristig hohem Flexibilitätsbedarf im Markt genutzt werden. Der Bedarf an solch kurzfristiger Flexibilität könnte zudem durch Anpassungen im Bilanzkreismanagement angeregt werden. Es wird außerdem diskutiert, dass Regelleistungsmärkte sowohl für neue Anbieter durch Anpassungen von Präqualifikationsbedingungen und Produktlängen als auch schneller in Richtung einer europaweiten Beschaffung geöffnet werden sollen. Die entstehende Mindesteinspeisung durch konventionelle Kraftwerke (must run-units) wird als weiteres Hemmnis des Markts diskutiert, das durch einen stromgeführten Betrieb der Kraft-Wärme-Kopplung und einer kraftwerksunabhängigen Blindleistungsbeschaffung ausgeräumt werden könnte. Preisbestandteile, die die Knappheit des Markts für Verbraucher oder Erzeuger verzerren und zeitliche Verschiebung unterbinden, werden ebenso als Markthemmnis gesehen. Hierbei werden Netzentgelte, Umlagen und die EEG-Einspeisungsvergütung genannt. Zudem wird eine Ungleichheit bei der Besteuerung und Umlagenbelastung für verschiedene Speichertechniken diskutiert. Schließlich wird der Handel mit Emissionszertifikaten als reformbedürftig erachtet um ausreichend Signale für emissionsarme Techniken und Speicher zu setzen.

In den letzten Jahren behandeln Studien zunehmend die Ausgestaltung des Marktdesigns, insbesondere mit einem zeitlichen Horizont bis 2030. Der Fokus liegt dabei vor allem auf der Versorgungssicherheit und der Wirtschaftlichkeit. Aufgrund der perspektivisch fehlenden Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken bei

zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien wurde zunächst in den Studien die fehlende Investitionssicherheit mit begleitenden Maßnahmen wie z. B. einem Kapazitätsmarkt kompensiert.

Jüngere Studien stellen der Einführung zusätzlicher Fördermechanismen zunächst den Abbau von Hemmnissen im aktuellen Marktdesign voran. Der gezielte Abbau von Hemmnissen soll sowohl den Bedarf an Flexibilität reduzieren z. B. durch eine stärkere europäische Koordination als auch Investitionen in flexible Kapazitäten attraktiver machen. Weiterführende Empfehlungen gehen dahin, speziell für Speicher nur punktuelle Hemmnisse abzubauen wie die Ungleichbehandlung der Stromsteuer aber generell das Speicherrecht zusammen und im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsoptionen sukzessive in einem einheitlichen Recht weiterzuentwickeln.

3.10.7 Fazit

Insgesamt ist Anzahl verfügbarer Quellen zum Marktdesign mit Bezug auf Speicher oder andere flexible Kapazitäten noch sehr klein. Auf Basis der vorliegenden Daten lässt sich das Problemfeld aufzeigen, jedoch ist eine Ableitung konsensfähiger Handlungsempfehlungen nicht möglich.

- Erste Studien, die das Marktdesign adressieren, favorisieren überwiegend die Schaffung neuer Märkte (bspw. Kapazitätsmärkte) mit einem starken Fokus auf der nationalen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit.
- Neuere Studien analysieren mehr Details des Strommarktdesigns und priorisieren zunächst einen Abbau von Hemmnissen zur Reduzierung des Flexibilitätsbedarfs, z. B. durch eine stärkere europäische Koordination, oder einen verbesserten Marktzugang potentieller flexibler Kapazitäten. Zusätzlich empfehlen sie die Schaffung eines einheitlichen Rechtsrahmens für Speicher und andere Flexibilitätsoptionen.
- Das Thema Marktdesign wird in den Studien vorrangig auf der Ebene des Stromgroßhandels behandelt. Mit deutlich geringerer Tiefe werden der Einfluss oder die Rückwirkungen des Strommarktdesigns auf das Verteilnetz untersucht. Es ist nicht untersucht, welche Effekte ein marktorientierter Einsatz vieler dezentraler Speicher und Lasten (z.B. PV-Speicher-Systeme oder Wärmepumpen in Haushalten) auf die Verteilnetze hat oder umgekehrt.

4 Methodisches Fazit

Wie im einleitenden Kapitel zur Methodik erläutert, bietet eine Metastudie die Möglichkeit eine wertende, möglichst umfassende Übersicht über den aktuellen Stand der Forschung und Technik zu einem speziellen Thema zu erhalten. Um bei der Auswertung einer Vielzahl von Quellen, bspw. nicht »Äpfel mit Birnen« zu vergleichen, ist eine systematische Herangehensweise zwingend erforderlich.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden insgesamt weit über 800 Quellen entsprechend der Methodik nach Cooper [Cooper 2010] zu insgesamt 20 Leitfragen in sieben Arbeitspaketen (vgl. Kapitel 2) recherchiert und aufbereitet. Anhand vorher definierter Ausschlusskriterien wurden Quellen aussortiert und die verbleibenden Literaturstellen nach Pfaden geclustert und ausgewertet.

Als Hauptausschlusskriterium bei der Sichtung der Quellen stellte sich der fehlende Fokus auf Deutschland heraus. Der zweithäufigste Grund war die fehlende Angabe zu der gewählten Methodik und/oder den getroffenen Annahmen bzw. Rahmenbedingungen (bspw. Zinssatz oder Abschreibedauer in Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen). Die Ausschlussgründe variieren je nach Leitfrage und Arbeitspaket. So ist beispielweise ein fehlender Fokus auf Deutschland für das AP 3 Investitionskosten kein Ausschlussgrund, für das technische Ausbaupotenzial (AP 2.1) einzelner Technologien ist es jedoch eine wichtige Voraussetzung. Umgekehrt spielt, anders als bei den Investitionskosten, die Transparenz der verwendeten Methodik für AP 2.1 eine untergeordnete Rolle, da es sich um eine technische Fragestellung handelt, und die Vollständigkeit oder der Detailgrad der benötigten Informationen im Vordergrund steht.

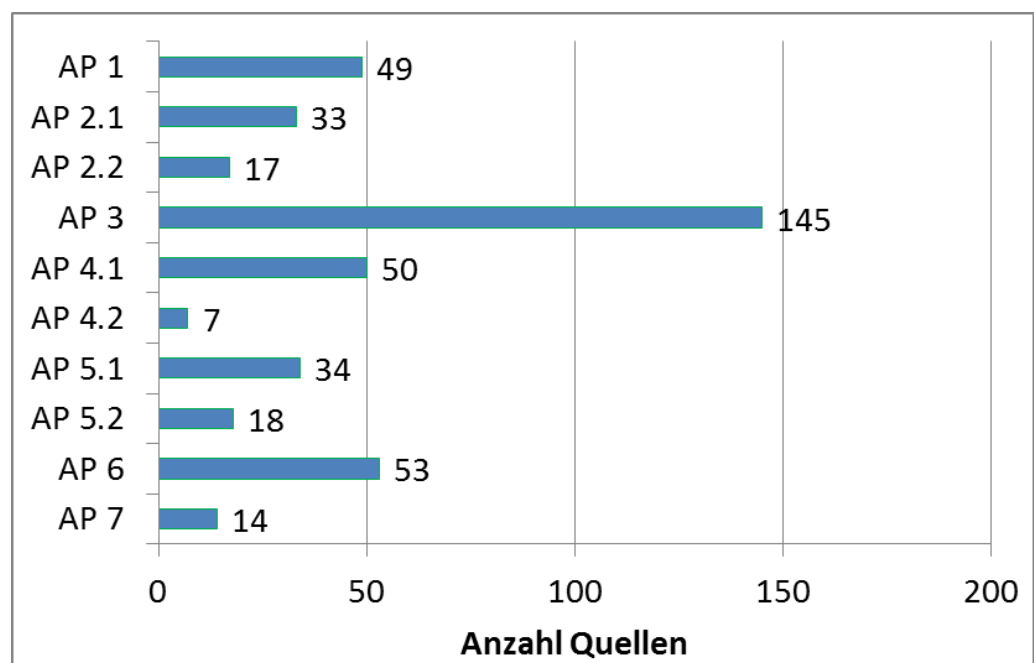


Abbildung 4-1: Übersicht Literaturstellen

Die Daten-/Studienlage zu den einzelnen Arbeitspaketen bzw. Leitfragen ist insgesamt sehr inhomogen. Dies betrifft sowohl die Anzahl (vgl. Abbildung 4-1) als auch die Art der vorliegenden Literaturstellen (z. B. Dissertationen, Artikel in

Fachjournalen oder Konferenzbeiträge). Auch das Verhältnis von Primär- zu Sekundärliteratur variiert zwischen den einzelnen Arbeitspaketen. So handelt es sich bspw. bei 60% der 50 ausgewerteten Quellen in AP 4.1 um Sekundärliteratur. In AP 4.2 beträgt der Anteil an Sekundärliteratur hingegen nur 43% von jedoch insgesamt lediglich sieben ausgewerteten Quellen.

In Abbildung 4-1 ist eine zahlenmäßige Übersicht der betrachteten Literatur sowie eine Zuordnung zu den einzelnen Arbeitspaketen dargestellt. Die Gesamtzahl der ausgewerteten Studien liegt leicht unterhalb der Summe der ausgewerteten Studien der Einzelkapitel, da manche Studien in mehreren Arbeitspaketen berücksichtigt wurden.

Eine Herausforderung bei der Clusterung der verschiedenen Annahmen war die teilweise sehr uneinheitliche »Sprache« bzw. die uneinheitlichen Bezeichnungen und Definitionen. Dies betraf im Besonderen einige Begrifflichkeiten im Themenbereich der Kosten und Erlöse für die Arbeitspakete 3, 4 und 5. Aber auch technischere Definitionen wie bspw. die Unterscheidung von Speicherbedarf, Energieausgleichsbedarf oder die Frage, was genau Überschussstrom darstellt in AP1. Dies erschwerte die Auswertung der Quellen erheblich und zeigte deutlich, wie wichtig klare und eindeutige Begriffsdefinitionen für eine verlässliche Vergleichbarkeit von Technologien oder Studien sind.

Der methodische Ansatz der Heterogenitätsanalyse und Befundintegration erlaubt es durch die oben genannte Clusterung eine Aussage über die Generalisierbarkeit bzw. Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Pfade zu treffen und gleichzeitig Widersprüche zu identifizieren. Kombiniert mit der systematischen Literaturauswertung und Reduzierung der Quellenanzahl auf Grund definierter Ausschlusskriterien können so, abhängig von der Datenlage, belastbare Aussagen zu den einzelnen Arbeitspaketen getroffen oder gezielt Forschungslücken aufgezeigt werden.

Eine Schwierigkeit ergibt sich jedoch dann, wenn die Fragestellungen der auszuwertenden Studien sehr breit und die Anzahl der variierten Parameter sehr groß bzw. die Eingangsparameter (bspw. Szenarien) so verschieden sind, dass eine Vergleichbarkeit nicht mehr gegeben ist. In diesen Fällen lässt sich eine Befundintegration nicht mehr oder nur noch sehr eingeschränkt leisten, da es keinen gemeinsamen Vergleichspunkt mehr in den Studien gibt (Referenzfall) bzw. sich dieser auch nicht aus den Studien ableiten lässt; daher können einige, inhaltlich jeweils sehr gute Studien aufgrund einer zu großen Varianz in den getroffenen Annahmen, nicht verglichen werden (»apple to orange problem«). Studien, die eine deutlich definierte und konkrete Fragestellung haben und entweder weniger Parameter variieren oder sich (auch) auf einen allgemeinen Referenzfall beziehen, sind hingegen sehr gut integrierbar und sind wertvolle Bausteine bei der Befundintegration. Für zukünftige Studien wäre es wünschenswert einen Referenzfall zu definieren, der immer auch mit betrachtet wird, so dass ein Mehr an Studien zur gleichen Fragestellung in der Befundintegration auch tatsächlichen einen Mehrwert generiert.

Insgesamt erweist sich der von [Cooper 2010] beschriebene Ansatz im ingenieurwissenschaftlichen Kontext als sehr geeignet zur Erstellung einer übergeordneten sowie wertenden Zusammenfassung des aktuell verfügbaren Stands in Forschung und Technik sowie vorhandener Forschungslücken.

5 Glossar

Deckungsbeitrag

In dieser Studie meint der Deckungsbeitrag den Bruttogewinn, also den Betrag, welcher zur Deckung der Fixkosten (Investitionskosten und fixe Betriebskosten) herangezogen werden kann. Er berechnet sich aus der Differenz zwischen Einnahmen und Ausgaben (d.h. dem Ertrag) für eine bestimmte Speicheranwendung abzüglich der beim Speicherbetrieb eventuell anfallenden variablen Betriebs- und Anfahrkosten.

Demand Side Integration

Sammelbegriff für Demand-Side-Management und Demand-Side-Response [VDE-Studie Demand Side Integration, 2012, S.10]

Demand-Side-Management

Demand-Side-Management (DSM) umfasst die direkte Beeinflussung des Energieverbrauchs auf der Verbraucherseite. Dabei kann der Energieverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt erhöht oder reduziert werden. [VDE-Studie Demand Side Integration, 2012, S.10]

Demand-Response bzw. Demand-Side-Response

Demand-(Side-)Response umfasst die Reaktion des Verbrauchers auf ein Anreizsignal, welches meist monetär und zeitabhängig ist. Der Kunde kann seinen Energiebezug so optimieren, dass er seinen Energiebedarf in die günstigeren Tarifzeiten legt. Die Laständerung wird also nicht durch eine zentrale Steuerung sondern indirekt über die Preissensibilität des Verbrauchers hervorgerufen. [VDE-Studie Demand Side Integration, 2012, S.10]

Energieausgleichsbedarf

Energie [MWh] die benötigt wird, um die Differenz aus einer bestimmten Menge erzeugten Stroms (z.B. alles aus erneuerbaren Energien und bestehenden Kraftwerken) und der Nachfrage auszugleichen. Der Energieausgleichsbedarf kann sowohl positiv (fehlende Strommenge) als auch negativ (Überschussstrom) sein und ist – aufgrund der permanent notwendigen Balance im Stromnetz eine Funktion der Zeit. Der Energieausgleichsbedarf ist damit im Rahmen einer Modellierung oder einer Szenariendefinition eine technische Restriktion für den Lösungsraum des Speicherbedarfs.

Engpassmanagement/Netzengpassbewirtschaftung

die Gesamtheit von Maßnahmen, welche einem Netzbetreiber zur Verfügung stehen, um Leitungsüberlastungen durch Netzengpässe in seinem Netz zu vermeiden

[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/engpassmanagement-node.html]

Erlös

Beim Verkauf einer Sache oder für eine Dienstleistung eingenommener Geldbetrag

[<http://www.duden.de/rechtschreibung/Erloes>]

Ertrag

Finanzieller Nutzen; Gewinn, den etwas einträgt
[<http://www.duden.de/rechtschreibung/Ertrag>]

European Power Exchange (EPEX SPOT)

Betreiber des Spotmarkts für Strom für die Marktgebiete Deutschland/Österreich, Schweiz und Frankreich mit Sitz in Paris; Spotmarkt ist der kurzfristige Handel mit lieferbaren Strommengen am Vortag sowie Intraday (vgl. Intraday)
[<http://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/spotmarkt-epex-spot>]

Flexible Kraftwerke

Kraftwerke, die die Aufgabe der Netzregelung übernehmen, häufig und in kurzer Zeit angefahren werden und mit hohen Leistungsgradienten betrieben werden können
[http://www.vde.com/de/verband/pressecenter/pressemappen/documents/etg-flexkraftstudie_factsheet.pdf]

Flexibilitätsoptionen

Betriebliche Maßnahmen und Investitionen im Kraftwerkspark und bei Stromverbrauchern, um eine höhere Anpassbarkeit des Lastgangs an Angebot und Nachfrage - vor dem Hintergrund hoher Anteile fluktuierender Einspeisung - zu erzielen

Fokussierter Kapazitätsmarkt

stellt sicher, dass nur Kraftwerke Einkommen erzielen, die einerseits Versorgungssicherheit garantieren, gleichzeitig jedoch einer Transformation des Stromsektors in Richtung einer perspektivischen Vollversorgung mit erneuerbaren Energien nicht im Wege stehen
[<http://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/energiepolitik/fokussierter-kapazitaetsmarkt/>]

Höchstspannung (HöS) mit Betriebsspannungen von 220 kV - 380 kV (reines Transportnetz), keine Verbraucher angeschlossen, Verbindung zwischen Kraftwerk und Umspannwerk

Intraday

bezeichnet das Kaufen und Verkaufen von Wertpapieren innerhalb eines Handelstages. Ziel ist es, die börsentägliche Schwankung eines Kurses auszunutzen
[<http://boersenlexikon.faz.net/intraday.htm>]

Kapazitätsmechanismen

Instrumente, die dafür sorgen, dass für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten oder äquivalenten Maßnahmen zur Last- Reduktion Einkommen erzeugt werden kann
[<http://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/energiepolitik/fokussierter-kapazitaetsmarkt/>]

KWK

KWK (Kraft-Wärme-Kopplung) bezeichnet die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage
[<http://www.energieagentur.nrw.de/unternehmen/kwk-kraft-waerme-kopplung-3912.asp>]

Lastmanagement

s. Demand-Side-Management

Must-run-Kraftwerke

Von Netzbetreiber ausgewähltes im Allgemeinen konventionelles Kraftwerk, dass in einem definierten Zeitraum im Betrieb bleiben muss, um den Netzbetrieb durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu gewährleisten.

[<http://www.effiziente-energiesysteme.de/glossar/glossar/m/must-run-kapazitaet.html>]

Power-to-Gas

Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas

[<http://www.powertogas.info/power-to-gas/strom-in-gas-umwandeln.html>]

Power-to-Heat

Umwandlung von Strom in Wärme zur Wärmeversorgung

[http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_9_-_Power-to-heat.pdf]

Preisspread

Differenz zwischen niedrigen und hohen Preisen bspw. am Day-Ahead-Spotmarkt

[Kanngießer 2014, Seite xii]

Regelenergiemarkt

Einseitiger Beschaffungsmarkt für Regelleistung (Primärregelleistung-, Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung), betrieben von den deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) über die gemeinsame Internetplattform www.regelleistung.net.

[<https://www.regelleistung.net/ip/action/static/marketinfo>]

Schwarzstart

Das Anfahren eines Kraftwerks ohne Unterstützung durch das Stromnetz; es wird dafür weder Blind- noch Wirkleistung aus dem Stromnetz benötigt; schwarzstartfähige Kraftwerke: Wasserkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke und Gasturbinenkraftwerke; Die geringen Energiemengen, die ihre Aggregate zum Start benötigen, lassen sich leicht lokal bereitstellen, z. B. aus Akkumulatoren

[<http://www.energie-lexikon.info/schwarzstart.html>]

Spannungsebenen

Netzebenen, die mit unterschiedlichen Betriebsspannungen arbeiten; Unterscheidung in Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebenen

Spannungshaltung

die Regelung der elektrischen Spannung in einem Stromnetz

[<http://www.energie-lexikon.info/spannungshaltung.html>]

Speicheranwendung

Eine konkrete durch den Speicher erbringbare Dienstleistung, welche zur Erreichung eines bestimmten Zieles einem bestimmten Speicherfunktionsprinzip folgt und quantitativ bewertbar ist.

[Kanngießer 2014, Seite xii]

Speicherbedarf

Der Speicherbedarf ist eine Größe, die auf unterschiedlichen Wegen mit einer technischen und ökonomischen Modellierung ermittelt wird. Der Speicherbedarf im engeren Sinne stellt Eckwerte zur installierten Leistung und Kapazität für Investition in Stromspeichertechniken dar, deren Dimensionen aus einer (volks-) wirtschaftlichen Bewertung hervorgehen. Häufig gehen Angaben zu Speicherbedarf jedoch weit darüber hinaus und subsummieren unter diesem Begriff mehrere technische Optionen um Erzeugung und Verbrauch unter Einfluss der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie auszubalancieren. Darunter fallen sowohl Austausch- und Transportmöglichkeiten mit Nachbarländern, konventionelle Kraftwerke und andere erneuerbare Energien, zuschaltbare oder abschaltbare Lasten, die Einführung elektrischer Energieversorgung im Wärme- und Verkehrssektor sowie die Abregelung von Wind- und Solarenergie (vgl. Überschussstrom). Eine weitere Ausdehnung des Begriffs schließt unter Speicherbedarf den gesamten in einem bilanzierten Zeitraum entstehenden Überschuss und die Stromerzeugung ohne erneuerbare Energien mit ein und löst sich von Leistung und Kapazität von Speichern bzw. technischen Optionen (vgl. Energieausgleichsbedarf).

Speichergas

Jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. (In Anlehnung an EEG 2014)

Systemdienstleistung

Maßnahmen zur Aufrechterhaltung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes, u.a. Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Netzengpassmanagement)

Überschussstrom

Überschüsse, die bei der Erzeugung von Strom - vorwiegend aus regenerativen Quellen - entstehen, also zum Zeitpunkt der Erzeugung im bilanzierten Gebiet keinen Abnehmer finden. Des Weiteren fällt unter den Begriff der abgeregelter Strom aus erneuerbaren Energien, der aufgrund von lokale Restriktionen, insbesondere Netzengpässe, nicht bis zu einem verbraucher im bilanzierten Gebiet weitergeleitet werden kann.

Verteilnetze

- Hochspannung (HS) mit Betriebsspannungen > 60 und < 220 kV (Anschluss von Industrie und Gewerbe)
- Mittelspannung (MS) mit Betriebsspannungen zwischen 6 und ≤ 60 kV (Verteilung der elektrischen Energie innerhalb von Stadt- und Landbezirken)
- Niederspannung (NS) mit einer Betriebsspannung von $0,4$ kV (Anschluss von Wohnhäusern und Kleinbetrieben)

Virtuelle Kraftwerke

In virtuellen Kraftwerken werden nach dezentrale Anlagen und aktive Kunden-netzwerke gebündelt. Die Steuerung der Anlagen in einem virtuellen Kraftwerk erfolgt zentral und direkt. Wesentliche Elemente bei der Definition von virtuellen Kraftwerken sind daher die leittechnische bzw. bidirektionale, kommunikations-technische Vernetzung der Anlagen sowie eine Software zur Koordination bzw. zur Steuerung und Optimierung der Anlagen.

[VDE: Smart Distribution 2020 Virtuelle Kraftwerke im Verteilnetz, 2008. und Braun, N., Strauss, P.: A review on aggregation approaches of controllable distributed energy units in electrical power systems, International Journal of Distributed Energy Resources, Vol. 4, Nr. 4, 2008]

6 Literaturstellen (nach AP sortiert)

Methodische Quellen

Boecker, Martin Dr. med; Motschall, Edith (2012): Einführung in die Literaturrecherche. Workshop: Die systematische Literaturrecherche. Freiburg, 16.04.2012.

Cooper, H. (2010). Research synthesis and meta-analysis: A step-by-step approach (4th ed.). Thousand Oaks, CA: Sage Publications.

Karmasin, M.; Ribing, R. (1999). Die inhaltliche und formale Gestaltung wissenschaftlicher Arbeiten : Ein Leitfaden für Haus-, Seminar- und Diplomarbeiten. Wien: WUV.

Scholz, D. (2001) . Diplomarbeiten normgerecht verfassen. Schreibtipps zur Gestaltung von Studien-, Diplom- und Doktorarbeiten. Vogel Buchverlag.

AP 1 Speicherbedarf

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2013): Netzentwicklungsplanstrom 2013. erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. OTH FENES Regensburg; IAEW RWTH Aachen; iSEA RWTH Aachen; ef.Ruhr.

Appen, Jan von; Stetz, Thomas; Braun, Martin; Schmiegel, Armin (2014): Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 5 (2), S. 1002–1009. DOI: 10.1109/TSG.2013.2291116.

Armstorfer, Andreas; Biechl, Helmuth; Alt, Birgit; Müller, Holger; Sollacher, Rudolf; Most, Dieter et al. (2013): Einsatz von Batteriespeichern in Smart Grids. In: ETG-Congress 2013. Security in Critical Infrastructures Today. Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH.

Barth, Rüdiger (2013): Ökonomische und technisch-betriebliche Auswirkungen verteilter Elektrizitätserzeugung in Verteilungsnetzen – eine modellgestützte Analyse am Beispiel eines Mittelspannungsnetzes. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.

BET (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung.

Büdenbender, Kathrin; Braun, Martin; Schmiegel, Armin U.; Magnor, Dirk; Marcel, Jean-Christian (2010): Improving PV-Integration into the Distribution Grid Contribution of Multifunctional PV-Battery Systems to Stabilised System Operation. In: 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. München: WIP Renewable Energies, S. 4839–4845.

Bussar, Christian; Moos, Melchior; Alvarez, Ricardo; Wolf, Philipp; Thien, Tjark; Chen, Hengsi et al. (2014): Optimal Allocation and Capacity of Energy Storage Systems in a Future European Power System with 100% Renewable Energy Generation. In: *Energy Procedia* 46, S. 40–47. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.156.

CONSENTEC; Fraunhofer IWES (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033.

CONSENTEC; IAEW (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Abschlussbericht.

CONSENTEC; r2b energy consulting (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Endbericht. Aachen, Köln.

Czisch, Gregor (2005): Szenarien zur zukünftigen Stromversorgung. Kostenoptimierte Variationen zur Versorgung Europas und seiner Nachbarn mit Strom aus erneuerbaren Energien. Dissertation. Universität Kassel, Kassel. Institut für Elektrische Energietechnik/Rationelle Energiewandlung.

Dena; IAEW (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. (Integration EE). Endbericht. Berlin.

DENA; TU Dortmund; Brunekreeft, Gert (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.

DLR, Fraunhofer IWES, IfnE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. BMU - FKZ 03MAP146.

Droste-Franke, Bert (2012): Balancing renewable electricity. Energy storage, demand side management, and network extension from an interdisciplinary perspective. Berlin u.a: Springer (Ethics of science and technology assessment, 40).

Ecofys Germany GmbH; Prognos AG (2011): Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom. Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzeintegration erneuerbarer Energien. Berlin (BMWi Vorhaben Nr. 50/10).

Energynautics, Öko-Institut, Bird & Bird (2014): Verteilnetzstudie Rheinlandpfalz. Hg. v. Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (Rheinland-Pfalz) (Version: Endbericht).

ETG-Task Force Demand Side Management (2012): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE. Frankfurt am Main.

ETG-Task Force Energiespeicherung (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE. Frankfurt am Main.

ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; EEFA (2008): Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030. Endbericht. Köln.

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht. Unter Mitarbeit von Christina Elberg, Christian Growitsch, Felix Höffler und Jan Richter. Hg. v. ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.

EWI (2013): Trendstudie Strom 2022. Belastungstest für die Energiewende. Endbericht März 2013, Zusammenfassung Juni 2013. Köln.

EWI; energynautics (2011): Roadmap 2050 - a closer look. Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions. Final Report. Köln.

Fraunhofer ISI (2011): Tangible ways towards climate protection in the European Union (EU Long-term scenarios 2050). Karlsruhe.

Fraunhofer IWES; IAEW RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.

Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IOSB/AST (2013): Modellbasierte, regional aufgelöste Analyse des Bedarfs an netzgekoppelten elektrischen Energiespeichern zum Ausgleich fluktuierender Energien. Oberhausen/Ilmenau.

Fraunhofer UMSICHT; TU Darmstadt; EnBW (2011): Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie - Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien. Abschlussbericht zum Verbundprojekt FKZ0327817 (BMWi). Oberhausen.

- Frontier Economics; swissQuant Group (2013): Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Studie für das Bundesamt für Energie (BFE). Schlussbericht.
- Genoese, Fabio; Genoese, Massimo (2014): Assessing the value of storage in a future energy system with a high share of renewable electricity generation. In: *Energy Systems* 5, S. 19–44.
- Hollinger, Raphael; Wille-Haussmann, Bernhard; Erge, Thomas; Stillahn, Thies; Kreifels, Niklas; Wittwer, Christof (2013): Chancen und Risiken dezentraler Solarstromspeicher für das elektrische Energiesystem. In: ETG-Congress 2013. Security in Critical Infrastructures Today. Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH.
- IAEW (2013): Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung. Aachen.
- IER Universität Stuttgart (2010): Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Studie. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart. Stuttgart.
- IER Universität Stuttgart; RWI; ZEW (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009. Hauptbericht.
- ISE - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2012): 100 % erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Freiburg.
- Jentsch, Mareike; Trost, Tobias; Sterner, Michael (2014): Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. In: *Energy Procedia* 46, S. 254–261. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.180.
- Kanngießer, Annedore; Wolf, Daniel; Schinz, Steffen; Frey, Hellmuth: Optimierte Netz- und Marktintegration von Windenergie und Photovoltaik durch Einsatz von Energiespeichern. In: Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT), Wien, 16.-18.02.2011, S. 20pp.
- p3 energy (2013): Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung. Schlussbericht. Aachen.
- Planet GbR; Fraunhofer ISI; Fachhochschule Lübeck Projekt GmbH; KBB Underground Technologies; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht.
- Pleißmann, Guido; Erdmann, Matthias; Hlusiak, Markus; Breyer, Christian (2014): Global Energy Storage Demand for a 100% Renewable Electricity Supply. In: *Energy Procedia* 46, S. 22–31. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.154.
- Prognos (2011): Bedarf an konventioneller Kraftwerkskapazität in Deutschland. Gutachten für die E.ON Kraftwerke GmbH. Berlin.
- Prognos; EWI; GWS (2011): Energieszenarien 2011. Projekt Nr. 12/10. Basel, Köln, Osnabrück.
- Schabram, J.; Wiernes, P. E.; Linnemann, C.; Kraemer, C.; Moser, A.; Mercado, P. E. (2013): Planning the future European power system. In: 2013 IEEE Grenoble PowerTech. Grenoble, France, S. 1–6.
- Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A.; Mehlhorn, T. (2013): Estimation of the economic addressable market of micro-CHP and heat pumps based on the status of the residential building sector in Germany. In: *Applied Thermal Engineering*. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2013.12.027.
- SRU (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Unter Mitarbeit von Martin Faulstich, Heidi Foth, Christian Calliess, Olav Hohmeyer, Karin Holm-Müller, Manfred Niekisch und Miranda Schreurs. Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- TAB (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung. Endbericht zum Monitoring. Hg. v. Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Berlin (Arbeitsbericht, 147).

Troster, E.; Ackermann, T.; Betz, B.: Using storage to integrate renewables into the distribution system: a case study. In: 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013). Stockholm, Sweden, 10-13 June 2013, S. 1335.

UBA (2010): Energieziel 2050. 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau.

ZSW (2014): Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW). Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg. Abschlussbericht.

AP 2.1 Technisches Ausbaupotenzial

Altfeld, Klaus; Pinchbeck, Dave (2013): Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems. In: *gas for energy* 3.

Ausfelder, F.; Bazzanella, A. (2008): Verwertung und Speicherung von CO₂. Diskussionspapier. Hg. v. DECHEMA e.V.

BGR - Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2011): Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland - Synthese -. Abschlussbericht.. Berlin, Hannover.

Breuer, Christopher (2011): Identification of Potentials and Locations for Power-to-Gas in Germany. In: 6th International Renewable Energy Storage Conference IRES.

Bundesnetzagentur (2014): Kraftwerksliste. Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.

Drees, Tim (2012): Mittelfristiger Speicherbedarf und geeignete Standorte im Übertragungsnetz. In: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Vde (Hg.): VDE-Kongress 2012. Smart Grid Intelligente Energieversorgung der Zukunft. Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH.

DVGW (2013): Technische Regel - Arbeitsblatt, G 260 (A) Gasbeschaffenheit.

DVGW; DBI; e.on Ruhrgas; Fraunhofer IWES; Verbundnetz Gas AG (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Abschlussbericht DVGW-Förderzeichen G 1-07-10.

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN) (2011): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Abschlussbericht.

ETG Task Force Energiespeicher (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf - ETG Task Force Energiespeicher. VDE-Studie. Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE. Frankfurt am Main.

FGH; CONSENTEC; IAEW (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Aachen.

Fichtner (2014): Erstellung eines Entwicklungskonzeptes Energiespeicher in Niedersachsen. Hg. v. Innovationszentrum Niedersachsen.

Fraunhofer IWES (2011): Bahnstrom Regenerativ. Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energie des Bahnstroms. Projektendbericht.

Fraunhofer IWES; IAEW RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.

Hydroprojekt (2012): Potenzialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden –Württemberg. Zusammenfassung. Hg. v. EnBW.

Hydroprojekt; Fraunhofer AST: Pumpspeicherkataster Thüringen. Ergebnisse einer Potenzialanalyse. Hg. v. Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie.

Kippers, M. J.; Laat, J. C. de; Hermkens, R.J.M. (2011): Pilot project on hydrogen injection in natural gas on island of Ameland in the Netherlands. In: International Gas Union Research Conference 2011 (IGRC Seoul 2011).

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen (2012): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2012. Hg. v. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie Niedersachsen.

Moser, Albert (2014): Status der Entwicklung des adiabaten Druckluftspeichers ADELE. Leopoldina-Symposium „Energiespeicher – Der fehlende Baustein der Energiewende?“. Leopoldina, 06.02.2014.

Moser, Albert; Pape, Carsten; Müller-Kirchenbauer, J. (2012): Bewertung des Nutzens von Power-to-Gas-Anlagen im europäischen Energiesystem und der Wasserstoffeinspeisung in das deutsche Gastransportsystem. unveröffentlicht.

N.V. Nederlandse Gasunie (2009): NATURALHY. Preparing for the Hydrogen Economy by Using the Existing Natural Gas System as a Catalyst. Project Contract No.: SES6/CT/2004/502661.

Öko-Institut (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Studie. Berlin.

Schechner, Alexander (Voith Hydro) (2014), 18.03.2014. E-mail an Norman Gerhardt.

Schulz, Detlef (2009): Speicherpotenziale von Pumpspeicherwerken in Tagebaurestlöchern ehemaliger Braunkohlereviere. In: Forum Netzintegration, Berlin, 30.09.2009.

SRU (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt Verlag.

Sterner, Michael (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. Dissertation. Universität Kassel, Kassel.

Thomsen, C.; Liebsch-Dörschner, T. (2007): Vorrat ist der beste Rat – Möglichkeiten der energetischen Nutzung des tieferen Untergrundes von Schleswig-Holstein. In: Jahresbericht 2006/07. S. 171–181.

Trost, Tobias; Horn, Sönke; Jentsch, Mareike; Sterner, Michael (2012): Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. In: *Z Energiewirtschaft* 36 (3), S. 173–190. DOI: 10.1007/s12398-012-0080-6.

Umweltbundesamt (2010): Energieziel 2050. 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (2013): Treibhausgasausstoß in Deutschland 2012. Vorläufige Zahlen aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes. Hintergrund.

Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZfES) (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland.

AP 2.2 Realisierbares /erwartbares technologiespezifisches Ausbaupotenzial

Auer, Josef (2014): Deutsche Energiewende treibt Power-to-Gas: Von einer Idee zur Markteinführung.

BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2011): Bewertung der Flexibilität von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen.

Boecker, Martin Dr. med; Motschall, Edith (2012): Einführung in die Literaturrecherche. Workshop: Die systematische Literaturrecherche. Freiburg, 16.04.2012.

BVES - Bundesverband Energiespeicher (2014): Marktoptionen fördern, lokale Wertschöpfung stärken, Abhängigkeiten reduzieren". Stellungnahme des BVES zur Speicherstudie der AGORA Energiewende.

DB Research (2012): Auer, Josef: State-of-the-art electricity storage systems. Indispensable elements of the energy revolution

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2013b): Strategieplattform Power to Gas - Positionspapier. DENA.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2014a): Die Bedeutung von Stromspeichern im Energiesystem. Standpunkte der Deutschen Energie-Agentur (dena) zur aktuellen Speicherdiskussion.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2014b): Den wirtschaftlichen Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken ermöglichen. Positionspapier - dena-Plattform Pumpspeicherkraftwerke.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2014c): Interaktive Projektkarte - Pilot- und Demonstrationsprojekte im Power-to-Gas-Konzept, 16.10.2014. Online verfügbar unter <http://www.powertogas.info/power-to-gas/interaktive-projektkarte.html>.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH und IAEW – Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. (Integration EE). Endbericht. Berlin.

DLR, IWES, IfnE (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. "Leitstudie 2010". BMU - FKZ 03MAP146.

EnBW - Vorstandsbereich Technik - Technik & Politik (2012): Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg. Zusammenfassung. Hg. v. EnBW. HPI - Hydroprojekt Ingenieurgesellschaft mbH.

IER - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (2010): Auswirkungen einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke. Studie. Stuttgart.

Pellinger, Christoph (2013): Die Merit Order funktionaler Energiespeicher 2030. Ffe Fachtagung 2013. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München, 30.04.2013.

Prognos (2013): Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem. Endbericht.

Stenzel, Peter; Bongartz, Richard; Fleer, Johannes; Hennings, Wilfried; Linssen, Jochen; Markewitz, Peter (2014): Energiespeicher. In: *BWK - Das Energie Fachmagazin* Bd. 66 (4), S. 42–55.

vbw - Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. (2013): Das neue Energiewirtschaftliche Gesamtkonzept.

AP 3 Investitionskosten

AEA (2008): Naish, Chris; McCubbin, Ian; Edberg, Oliver; Hartfoot, Michael): Outlook of Energy Storage Technologies. AEA Group. Brüssel.

AEE – Agentur für Erneuerbare Energien (2012): Strom Speichern. Hintergrundinformation der Agentur für Erneuerbare Energien. *Renews Spezial* (57).

Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. OTH FENES Regensburg; IAEW RWTH Aachen; iSEA RWTH Aachen; ef.Ruhr.

Bard, J.; Puchta, Matthias; Giebardt, J.; Panahandeh, B.; Hau, M.; Kracht, P.; Thalemann, F.: StEn-Sea. Storing Energy at Sea.

- BCG - BCG The Boston Consulting Group 2011: Pieper, Cornelius; Rubel, Holger: Electricity Storage. Making Large-Scale Adoption of Wind and Solar Energies a Reality.
- Beaudin, Marc; Zareipour, Hamidreza; Schellenberglobe, Anthony; Rosehart, William (2010): Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. In: *Energy for Sustainable Development* 14 (4), S. 302–314. DOI: 10.1016/j.esd.2010.09.007.
- Beck, Hans-Peter; Schmidt, Marko (2012): Nutzung von Anlagen des Bergbaus zur Speicherung regenerativer Energien durch Unterflur-Pumpspeicherkraftwerke.
- BET, BEE - Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.; ENERCON; LichtBlick; BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energien.. Bochum.
- BFE - Bundesamt für Energie (2013): Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Studie für das Bundesamt für Energie (BFE). Schlussbericht.
- BFE - Bundesamt für Energie (2013): Energiespeicher in der Schweiz. Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050. Schlussbericht. Hg. v. Bundesamt für Energie BFE. KEMA Consulting GmbH.
- Boecker, Martin Dr. med; Motschall, Edith (2012): Einführung in die Literaturrecherche. Workshop: Die systematische Literaturrecherche. Freiburg, 16.04.2012.
- Braun, Martin; Büdenbender, Kathrin; Magnor, Dirk; Jossen, Andreas (2009): Photovoltaic self-consumption in Germany using Lithium Ion storage to increase self consume photovoltaic energy.
- Brotzmann, K.; Stevanovic, D. (1998): Pebble-Heater als Alternative zum klassischen Winderhitzer. VDEH-Fachausschussbericht 1.031. Düsseldorf.
- Buenoa, C.; Carta, A. (2004): Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands.
- Carapellucci, Roberto; Giordano, Lorena (2012): Modeling and optimization of an energy generation island based on renewable technologies and hydrogen storage systems. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 37 (3), S. 2081–2093. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.10.073.
- Carton, J. G.; Olabi, A. G. (2010): Wind/hydrogen hybrid systems: Opportunity for Ireland's wind resource to provide consistent sustainable energy supply. In: *Energy* 35 (12), S. 4536–4544. DOI: 10.1016/j.energy.2010.09.010.
- ChemCoast; Nord Deutschland; metropolregion hamburg; EY; ludwig bölkow systemtechnik; BBH - Becker Büttner Held (Hg.) (2013): Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe. Wertschöpfungspfade für die Windwasserstoff-Produktion an der Unterelbe.
- Chen, Haisheng; Cong, Thang Ngoc; Yang, Wei; Tan, Chunqing; Li, Yongliang; Ding, Yulong (2009): Progress in electrical energy storage system: A critical review. In: *Progress in Natural Science* 19 (3), S. 291–312. DOI: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- CLCF - Centre for Low Carbon Futures (2012): Taylor, Peter; Bolton, Ronan; Stone, Dave; Zhang, Xiao-Ping; Martin, Chris; Upham, Paul: Pathways for energy storage in the UK. . University of Leeds; The University Of Sheffield; University of Birmingham.
- CONSENTEC; IAEW (2011): Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen. Abschlussbericht. Hg. v. CONSENTEC - Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH. IAEW; CONSENTEC. Aachen.
- DB Research (2012): State-of-the-art electricity storage systems. Indispensable elements of the energy revolution.

DBG - Deutsche Bunsen-Gesellschaft (2013): Von Kohlehalden und Wasserstoff. Energiespeicher - zentrale Elemente der Energieversorgung. DBG; DECHEMA; DGM; DGMK; DPG; GDCh; VCI. Frankfurt am Main.

DBI (2011): Power-to-Gas: Konzepte, Kosten, Potenziale.

DCTI (2013): Speichertechnologien 2013. Technologien | Anwendungsbereiche | Anbieter.

Dell, R. M.; Rand, D. A. J. (2001): Energy storage a key technology for global energy sustainability. In: *Journal of Power Sources* 100 (1-2), S. 2–17. DOI: 10.1016/S0378-7753(01)00894-1.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2010): Pumpspeicherwerke und ihr Beitrag zum Ausbau erneuerbarer Energien. Zentrale Ergebnisse des energiewirtschaftlichen Gutachtens zum Neubauvorhaben Pumpspeicherwerk Atdorf. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012): www.powertogas.info.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2013): CO₂-Reduktion mit Power to Gas vorantreiben. Breites Bündnis empfiehlt Marktentwicklung und Aufbau von 1.000 Megawatt Anlagenleistung bis 2022.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2013): Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife. Berlin.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2013): Strategieplattform Power to Gas - Positionspapier. DENA.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH und ; EWK, TU München (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Abschlussbericht für die Vattenfall Europe Transmission GmbH. Berlin.

Deutsche Bank DB Research (2014): Germany's "Energiewende" driving power-to-gas – From an Idea to market launch.

Díaz-González, Francisco; Sumper, Andreas; Gomis-Bellmunt, Oriol; Villafáfila-Robles, Roberto (2012): A review of energy storage technologies for wind power applications. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (4), S. 2154–2171. DOI: 10.1016/j.rser.2012.01.029.

Dittmann, F. (2008): Supraleitende Magnetische Energiespeicher. In: *Technik in Bayern* 12 (6).

Divya, K. C.; Østergaard, Jacob (2009): battery energy storage technology for power systems. An Overview. In: *Electric Power Systems Research* (79 (2009)).

DLR; BMVI (2014): Power-to-Gas (PtG) in transport Status quo and perspectives for development.

DNV KEMA Energy & Sustainability (2013): Grond, Lukas; Schulze, Paula; Holstein, Johann: Systems Analyses Power to Gas - Deliverable 1: Technology Review. DNV KEMA Energy & Sustainability.

Dötsch, Christian (2008): Die Speicherung elektrischer Energie. Ausgleich fluktuierender Einspeisesysteme und dynamisches Energiemanagement durch den Einsatz von Stromspeichern. In: *Energy 2.0 Kompendium 2008*, S. 301.

DVGW (2012): DVGW Jahresrevue: Wege zur Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas-Anlagen.

DVGW; DBI; e.on Ruhrgas; Fraunhofer IWES; Verbundnetz Gas AG (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Abschlussbericht DVGW-Förderzeichen G 1-07-10.

E.ON (2014): CAES-Kraftwerk Huntorf (E.ON AG). Online verfügbar unter <http://www.eon.com/de/ueber-uns/struktur/asset-finder/huntorf-power-station.html>.

EASE und EERA (2013): European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030.

efzn - Energieforschungszentrum Niedersachsen (2011): Beck, Hans-Peter; Schmidt, Marko: Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Abschlussbericht.

EFZN - Energieforschungszentrum Niedersachsen (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Studie; Abschlussbericht. Goslar (FA 43/12).

EFZN - Energieforschungszentrum Niedersachsen (2013a): Unkonventionelle Pumpspeicher – Schlüsseltechnologie der zukünftigen Energielandschaft? In: Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 16.

EnBW (2012): Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg. Zusammenfassung. Hg. v. EnBW. HPI - Hydroprojekt Ingenieurgesellschaft mbH.

EPRI - Electric Power Research Institute (2010): Electric Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. 1020676. Palo Alto, CA Washington, DC.

EPRI (2003): Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications.

ETG-Task Force Energiespeicherung (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speichungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE. Frankfurt am Main.

ETOGAS (2013): Power to Gas: Smart energy conversion and storage.

ETOGAS (2014): Verbundprojekt Power-to-Gas. Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW-Maßstab. Abschlussbericht für das Teilvorhaben von ETOGAS.

EUROPEAN COMMISSION (2011): Materials Roadmap Enabling Low Carbon Energy Technologies.

Fachmagazin Photovoltaik (2014): Power-to-Gas als Gigawattbatterie. In: *Photovoltaik*.

Fichtner GmbH & Co. KG (2014): Erstellung eines Entwicklungskonzeptes Energiespeicher in Niedersachsen.

Fraunhofer INT (2009): Energiespeicher – Technische Grundlagen und Energiewirtschaftliches Potenzial, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2009

Fraunhofer ISI (2008): Economical and technical evaluation of energy storage systems. In: 3rd International Renewable Energy Storage Conference IRES.

Fraunhofer ISI (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht Stuttgart: Fraunhofer Verlag (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale).

Fraunhofer IWES (2014a): Geschäftsmodell Energiewende.

Fraunhofer IWES (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Schluchseewerk Studie. Endbericht. Kassel.

Fraunhofer IWES (2011): Mobility costs analysis and life cycle assessment of power- to-gas as alternative fuel. Kassel.

Fraunhofer IWES; IAEW RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.

Fraunhofer IWES; Universität Kassel (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems.

Fraunhofer UMSICHT (2012): Adiabates Niedertemperatur-Druckluftspeicherkraftwerk zur Unterstützung der Netzintegration von Windenergie. Abschlussbericht Oberhausen.

Fraunhofer UMSICHT; TU Darmstadt; EnBW (2011): Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie – Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien. Abschlussbericht zum Verbundprojekt FKZ0327817. Oberhausen.

Fuhs, Michael (2014): Prognose 2030: Speicherstrom für fünf Cent pro Kilowattstunde. Online verfügbar unter http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/prognose-2030--speicherstrom-fr-fnf-cent-pro-kilowattstunde_100016727/.

Garche, Jürgen; Treffinger, Peter; Jörissen, Ludwig (2001): Integration Erneuerbarer Energien in den Verkehr. In: FVS Themen.

Getzen, Christoph (2008): The economics of power storage. Theory and empirical analysis for Central Europe. München: Oldenbourg Industrieverlag (Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, 63).

Genoese, Fabio (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

Gildemeister (2012): Gildemeister energy solutions: Vertriebs Listenpreise Stand 2012.

Gonzalez, Adolfo; Gallachóir, Brian Ó; McKeogh, Eamon (2004): Study of Electricity Storage Technologies and Their Potential to Address Wind Energy Intermittency in Ireland.

Grimm, Vanessa (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Bochum: LEE (Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, 16).

Hadjipaschalis, Ioannis; Poullikkas *, Andreas ; Venizelos Efthimiou, Venizelos (2008): Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications.

Hall, J.; Bain, E. J.: Energy-storage technologies and electricity generation.

Hamelmann, Roland (2007): „Wasserstoff aus Windenergie“, FVS-Workshop Wasserstoff aus erneuerbaren Energien. Hg. v. Werner Tillmetz und Gerd Stadermann. Ulm (FVS-Workshop Wasserstoff aus erneuerbaren Energien).

Hannig, Florian; Smolinka, Tom; Bretschneider, Peter; Nicolai, Steffen; Krüger, Sven; Meißner, Frank; Voigt, Marco (2009): „Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie – Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie“. BMWi-Auftragsstudie 08/28, Abschlussbericht. Hg. v. Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST und VKPartner,

Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maïke (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung Stuttgart (ZFES).

Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maïke (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Hg. v. zfes - Zentrum Energieforschung Stuttgart. Universität Stuttgart; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER); Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS); Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

Hirschl, Bernd (2013): Power2Gas: Schlüsseltechnologie für die Energiewende? IÖW.

Hochtief (2012): STENSEA - Stored Energy in Sea. The Feasibility of an Underwater Pumped Hydro Storage. 7th IRES Conference, 12.11.2012.

Höflich, Bernd; Kreutzkamp, Paul (Projektleitung); Peinl, Hannes; Völker, Jakob (2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. (PSW - Integration EE). Abschlussbericht. Deutsche Energie-Agentur GmbH.

Hülser, Oliver (2013): Speichertechnologien im Kontext der Produktion elektrischen Stroms aus regenerativen Quellen.

Hüttenrauch, Jens; Müller-Syring, Gert (2010): Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas. In: *energie | wasser-praxis* (10/2010), S. 68–71.

IAEW (2013): Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung. Aachen.

iE - Leipziger Institut für Energie GmbH (2014): Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher - Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batterie-Speichersysteme. Leipzig.

IEA - International Energy Agency (2014): energy storage road map targets.

IEE. Energy Economics Group EEG (2012): Zach, Karl; Auer, Hans; Lettner, Georg : Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy. D2.1 Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies.

IER - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (2010: Wissel, Steffen; Fahl, Ulrich; Blesl, Markus; Voß, Alfred): Erzeugungskosten zur Bereitstellung elektrischer Energie von Kraftwerksoptionen in 2015. Stuttgart.

ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2009): Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive. Kurzgutachten.. Heidelberg.

IfnE - Ingenieurbüro für neue Energien (2012): Wenzel, Bernd; Futterlieb, Matthias: Selbstversorgung mit Solarstrom und Solarwärme. Stand und Ausblick 2020. Hg. v. IfnE - Ingenieurbüro für neue Energien.

iSEA - Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen (2014): Speichermonitoring: Batterietechnologien – Lithium-Ionen-Batterien. Hg. v.. Online verfügbar unter <http://www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/batterietechnologien.html>.

ISEA (2012): Technology Overview on Electricity Storage. Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. Hg. v. Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP).

Jentsch, Mareike; Trost, Tobias; Sterner, Michael (2014): Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. In: *Energy Procedia* 46, S. 254–261. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.180.

Kaldellis, J. K.; Zafirakis, D. (2007): Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency. In: *Energy* 32 (12), S. 2295–2305. DOI: 10.1016/j.energy.2007.07.009.

Kaldellis, J. K.; Zafirakis, D.; Kavadias, K. (2009): Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2), S. 378–392. DOI: 10.1016/j.rser.2007.11.002.

Kanngießer, Annedore; Doetsch, Christian (2011): Optimized Operation and System Design of an Energy Storage Device for Post-feed-in-tariff Sales of Wind Energy at the Spot Market. In: 6th International Renewable Energy Storage Conference IRES.

Kazempour, S. Jalal; Moghaddam, M. Parsa; Haghifam, M. R.; Yousefi, G. R. (2009): Electric energy storage systems in a market-based economy: Comparison of emerging and traditional technologies. In: *Renewable Energy* 34 (12), S. 2630–2639. DOI: 10.1016/j.renene.2009.04.027.

- Kear, Gareth ; Shah, Akeel A.; Walsh, Frank C. (2011): Development of the all-vanadium redox flow battery for energy storage: a review of technological, financial and policy aspects.
- Kear, Gareth; Shah, Akeel A.; Walsh, Frank C. (2012): Development of the all-vanadium redox flow battery for energy storage: a review of technological, financial and policy aspects. In: *Int. J. Energy Res.* 36 (11), S. 1105–1120. DOI: 10.1002/er.1863.
- Keles, Dogan (2013b): Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation. Dissertation. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing (Produktion und Energie, 4).
- Keles, Dogan; Hartel, Rupert; Möst, Dominik; Fichtner, Wolf, Prof. Dr. (2012): Compressed-air energy storage power plant investments under uncertain electricity prices: an evaluation of compressed-air energy storage plants in liberalized energy markets. In: *The Journal of Energy Markets* (Volume 5/Number 1), S. 53–84.
- Kintner-Meyer, M.; Balducci, P.; Colella, W.; Elizondo, M.; Jin, C.; Nguyen, T.. (2012): National Assessment of Energy Storage for Grid Balancing and Arbitrage. USA.
- Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kosten Gesichtspunkten. Dissertation. ETH Zürich.
- Kondziella, Hendrik; Brod, Kristina; Bruckner, Thomas; Olbert, Sebastian; Mes, Florian (2013): Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. In: *Z Energiewirtschaft* 37 (4), S. 249–260. DOI: 10.1007/s12398-013-0115-7.
- Kuhn, Philipp (2012): Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung. Dissertation. TU München, München. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik.
- Loisel, Rodica; Mercier, Arnaud; Gatzen, Christoph; Elms, Nick (2011): Market evaluation of hybrid wind-storage power systems in case of balancing responsibilities. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (9), S. 5003–5012. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.054.
- Loisel, Rodica; Mercier, Arnaud; Gatzen, Christoph; Elms, Nick; Petric, Hrvoje (2010): Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. In: *Energy Policy* 38 (11), S. 7323–7337. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.007.
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2010): Stiller, Christoph; Schmidt, Patrick; Michalski, Jan; Wurster, Reinhold; Albrecht, Uwe; Bürger, Ulrich; Altmann, Matthias (2010): Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein. . Ottobrunn.
- McDowall, Jim (2006): Integrating energy storage with wind power in weak electricity grids. In: *Journal of Power Sources* 162 (2), S. 959–964. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2005.06.034.
- McIn (2012): http://www.powersouth.com/mcintosh_power_plant/compressed_air_energy
- McKinsey&Company und Siemens AG(2013): Chancen für die deutsche Energiewende. Was kann Deutschland aus ausgewählten internationalen Fallbeispielen lernen? München.
- Meyer, Johannes; Jakuttis, Michael; Binder, Samir; Hornung, Andreas: Energetische und wirtschaftliche Betrachtung einer dezentralen Methanolsynthese zur Speicherung von erneuerbarer Energie. In: TU Graz - Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) (Hg.): 13. Symposium Energieinnovation. 13. Symposium Energieinnovation. Graz, Austria, 12.-14.2.2014.
- Modrack, Simone; Orland, Isabel (2013): Power to Gas: Chancen und Risiken für kommunale Unternehmen. VKU.
- Neumann, G. (2008): Lithium-Akkumulatoren – Vielseitige und leistungsfähige Speicher elektrischer Energie. In: *Technik in Bayern, Ausgabe Nord* 12 (6).
- Neumann, G. (2011): Stand der Technik und zukünftige Entwicklungen, Übersichtsbeitrag. Übersichtsbeitrag. In: *Chemie Ingenieur Technik*.

Neupert, U.; Euting, T.; Kretschmer, T.; Notthoff, C.; Ruhlig, K.; Weimert, B. (2009): *Energiespeicher – Technische Grundlagen und Energiewirtschaftliches Potenzial*. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Oertel, Dagmar (2008): *Energiespeicher – Stand und Perspektiven*. Sachstandsbericht zum Monitoring »Nachhaltige Energieversorgung«, Arbeitsbericht Nr. 123. Hg. v. TAB - Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag.

Prognos (2012): Ess, Florian; Haefke, Lea; Hobohm, Jens; Peter, Frank; Wünsch, Marco: *Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende*. Studie. Unter Mitarbeit von Weltenergierat - Deutschland e.V. Hg. v. Prognos AG. Berlin.

Radgen, Peter (2007): *Zukunftsmarkt elektrische Energiespeicherung*. Fallstudie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Fraunhofer ISI.

Reiner Lemoine Institut gGmbH (2012): *SZENARIOBERECHNUNG EINER STROM- UND WÄRMEVERSORGUNG DER REGION BRANDENBURG-BERLIN AUF BASIS ERNEUERBARER ENERGIEN*. Teilstudie: Stromversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Basis Erneuerbarer Energien.

Ruddel, Alan (2003): *INVESTIRE network – investigation of storage technologies for intermittent renewable energies in Europe*. Evaluation and recommended R&D strategy. Storage Technology Report ST6: Flywheel

Rummich, E. (2010): *Energiespeicher – Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen*. Renningen: expert Verlag.

Sandia (2003): Schoenung, Susan M.; Hassenzahl, William V.: *Long- vs. Short-Term Energy Storage Technology Analysis: A Life Cycle Cost Study*. A Study for the DOE Energy Storage System Program. Hg. v. Sandia National Laboratories. Sandia National Laboratories. Albuquerque (New Mexico), Livermore (California) (Sandia Report, SAND2003-2783).

Sandia (2008): Hanley, Charles J.; Peek, Gorgianne H.; Boyes, John D. *Solar Energy Grid Integration Systems –Energy Storage (SEGIS-ES)*. Sandia National Laboratories.

Sauer, Uwe (2006): *Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung*.

Schoenung, Susan (2011): *Energy Storage Systems Cost Update*.

Schuh, Holger (2011): *Einstieg in die MW-Klasse Entwicklung großformatiger Lithium-Ionen Energiespeicher-Systeme*. Kongress Energiespeicher - Technologien für die zukünftige Stromversorgung. Bayern Innovativ, 30.06.2011.

Specht, Michael; Zuberbühler, Ulrich (2013): *Power-to-Gas (P2G®): Innovative Systemlösung zur Integration erneuerbarer Energien*. ZSW.

SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen (2010): *100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar*. SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen. Berlin.

SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011): *Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung*. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt Verlag.

Stadtwerke Herne (2014): *Energiepark Mont-Cenis*.

Stanca, Raluca; Klemm, Dieter (2011): *Energieträger Wasserstoff: Zwischenspeicher der Zukunft*. In: *Energy 2.0* 2011 (5), S. 50–52.

Steffen, Bjarne (2012): *Prospects for pumped-hydro storage in Germany*. In: *Energy Policy* 45, S. 420–429. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.02.052.

Steven Minnihan (2011): *Market forecast for off-grid generation and storage by technology*.

Sun, Ninghong (2013): *Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes*. Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen. Dissertation, Forschungsbericht. Universität Stuttgart.

- Swider, Derk J. (2007): Compressed Air Energy Storage in an Electricity System With Significant Wind Power Generation. In: *IEEE Trans. On Energy Conversion* 22 (1), S. 95–102. DOI: 10.1109/TEC.2006.889547.
- Tant, Jeroen; Geth, Frederik; Six, Daan; Tant, Peter; Driesen, Johan (2012): Multi objective energy storage to improve PV integration in residential distribution grids.
- Think (2012): Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU. Final Report. Hg. v. European University Institute. Online verfügbar unter <http://think.eui.eu>.
- Tichler, Robert: Volkswirtschaftliche Relevanz von Power-to-Gas für das zukünftige Energiesystem. In: 8. Internationale Wirtschaftstagung (IEWT) 2013, Wien.
- Tillmetz, Werner (2010): Überblick elektrochemische Energiespeicher, Vortrag Elektrochemische Energiespeicher und Elektromobilität. FVEE Workshop ZSW. Ulm.
- Trudewind, Clemens (2007): Zukünftiger Forschungsbedarf auf dem Gebiet der Wasserstofftechnik. Bochum: Ruhr-Universität Bochum LEE.
- TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe; Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik; TU Wien, Institut für Wasserbau und Ingenieurhydrologie; TIWAG – Tiroler Wasserkraft AG; Vorarlberger Illwerke AG; VERBUND Hydro Power (2011): Super-4-Micro-Grid. Nachhaltige Energieversorgung im Klimawandel. Publizierbarer Endbericht. Wien.
- Tzimas, E.; Filiou, C.; Peteves, S. D.; Veyret, J. P. (2010): Hydrogen Storage: State-Of-The-Art and Future Perspective. Directorate General Joint Research Centre, Institute for Energy. Petten (Niederlande).
- UDE - Universität Duisburg-Essen (2013): Forschungsprojekt - Unterflur-Pumpspeicherwerke. Konzepte für regionale Speicher regenerativer Energien. Online verfügbar unter <https://www.uni-due.de/geotechnik/forschung/upw.shtml>.
- Umweltdachverband (2010): Aktuelle Wasserkraftwerks Projekte der österreichischen E-Wirtschaft. Stand März 2010. Online verfügbar unter http://www.umweltdachverband.at/fileadmin/user_upload/pdfs/Wasser/WK-Liste.pdf.
- Weis, Thomas (2014): RAG hält Zechen-Kraftwerke für technisch machbar. In: *Der Westen*, 27.01.2014.
- Welter, Philippe (2012): Like this, Minister Altmaier! Photon International.
- Wenske, Michael (2011): Stand und neue Entwicklungen bei der Elektrolyse. Berlin, 14.09.2011.
- Yvonne Scholz (2010): Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050.
- ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (2010): Ökostrom als Erdgas speichern. Presseinformation des ZSW vom 26.04.2010. Online verfügbar unter <http://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2010/04/strom-erdgas-speicher.html>, zuletzt geprüft am 30.10.2014.

AP 4.1 Erlöspotenziale von Stromspeichern

- Ahlert, Klaus-Henning (2010): Economics of Distributed Storage Systems - An economic analysis of arbitrage-maximizing storage systems at the end consumer level. Dissertation. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.
- Andersson, S.-L.; Elofsson, A. K.; Galus, M. D.; Göransson, L.; Karlsson, S.; Johnsson, F.; Andersson, G. (2010): Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany. In: *The Role of Trust in Managing Uncertainties in the Transition to a Sustainable Energy Economy, Special Section with Regular Papers* 38 (6), S. 2751–2762. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.01.006.

Binder, Jann; Williams, Christopher; Schott, Benjamin; Clemens, Günther; Danzer, Michael (2013): Dezentrale PV-Systeme: Amortisation von Batteriespeichern in Abhängigkeit von Systemauslegung, Alterung und Tarifen. In: 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie 2013.

Blanz, Jonathan; Rothert, Martin; Wachenfeld, Volker (2010): Technical and Economic Aspects of Storing Electricity from PV to Increase the Share of Self-Consumption. In: 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie 2010.

Dallinger, David; Krampe, Daniel; Wietschel, Martin (2011): Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 2 (2), S. 302–313. DOI: 10.1109/TSG.2011.2131692.

Dena und EWK (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Abschlussbericht für die Vattenfall Europe Transmission GmbH. Berlin.

Dena und TU Dortmund (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht.

Ehlers, Niels (2011): Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung. Dissertation. Technische Universität Berlin, Berlin.

Electric Power Research Institute (EPRI) (2010): Electric Energy Storage Technology Options. A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. Palo Alto, CA Washington, DC.

Enervis (2012a): Wie wirtschaftlich sind Pumpspeicherkraftwerke? Teil 1. Analyse der Wirtschaftlichkeit auf Basis historischer Spotmarktdaten unter Berücksichtigung der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer Energien. Berlin.

Enervis (2012b): Wie wirtschaftlich sind Pumpspeicherkraftwerke? Teil 2. Analyse der Wirtschaftlichkeit auf Basis historischer Spotmarkt-, Intradaymarkt- und Regelernergiedaten unter Berücksichtigung der zunehmenden Einspeisung Erneuerbarer Energien. Berlin.

Enervis (2012c): Wirtschaftlichkeit von Pumpspeichern im Strommarkt. Enervis-Workshopreihe, 07.11.2012. Berlin.

Fraunhofer ISI (2012): Bewertung des Aufbaus einer Ladeinfrastruktur für eine Redox-Flow-Batteriebasierte Elektromobilität. Working Paper Sustainability and Innovation. Karlsruhe.

Fraunhofer IWES; IAEW; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): Roadmap Speicher - Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherrförderung.

Fraunhofer IWES; Siemens AG; CUBE Engineering GmbH; Universität Hannover (2014a): Kombikraftwerk 2. Abschlussbericht.

Fraunhofer UMSICHT (2013): Machbarkeitsstudie für ein GuD-Kraftwerk mit Druckluftspeicher zur Kompensation fluktuierender Stromeinspeisung. Abschlussbericht für das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Technologie und Verkehr. Fraunhofer UMSICHT. Sulzbach-Rosenberg, Oberhausen.

Fraunhofer UMSICHT; TU Darmstadt; EnBW (2011): Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie - Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien. Abschlussbericht zum Verbundprojekt FKZ0327817. Oberhausen.

Gräbig, Markus; Erdmann, Georg; Röder, Stefan (2014): Assessment of residential battery systems (RBS): profitability, perceived value proposition, and potential business models. Technische Universität Berlin.

Hinüber, Gerd (2012): Ökonomische Rahmenbedingungen aus Unternehmensperspektive. In: Öko-Institut e.V. (Hg.): Jahrestagung 2012. Jahrestagung 2012 - "Energiewende - Gut vernetzt?". Berlin, 13.09.2012.

Hoppmann, Joern; Volland, Jonas; Schmidt, Tobias S.; Hoffmann, Volker H. (2014): The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, S. 1101–1118. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.068.

Huber, Matthias; Sänger, Florian; Hamacher, Thomas (2013): Das „Post-EEG“-Potenzial von Photovoltaik im privaten Strom- und Wärmesektor. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (Heft 9), S. 57–61.

iE - Leipziger Institut für Energie GmbH (2014): Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher – Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batterie-Speichersysteme. Leipzig.

IÖW – Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011): Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt? Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Berlin.

ISEA (2012): Technology Overview on Electricity Storage. Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. Hg. v. Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP).

Kanngießer, Annedore (2014a): Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen. Verlag Karl Maria Laufen. Oberhausen. – Zugl. Dissertation, TU Dortmund, 2013.

Kanngießer, Annedore (2014b): Techno-ökonomische Bewertung von Stromspeichern: Märkte und Erlöspotentiale (UMSICHT ZUR SACHE: «ENERGIE INTELLIGENT SPEICHERN»). 15.05.2014. Oberhausen.

Kanngießer, Annedore; Doetsch, Christian (2012): Modellbasierte Bewertung von Speicheranwendungen für Großbatterien im Netz. 2. VDI-Konferenz „Elektrochemische Energiespeicher für stationäre Anwendungen“. Fraunhofer UMSICHT. Ludwigsburg, 16.10.2012.

Kanngießer, Annedore; Wolf, Daniel; Schinz, Steffen; Frey, Hellmuth: Optimierte Netz- und Marktintegration von Windenergie und Photovoltaik durch Einsatz von Energiespeichern (2011). In: TU Wien (Hg.): Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT). Wien, 16.-18.02.2011, S. 20pp.

Keles, Dogan (2013a): Optimierter Einsatz von Wind-Speichersystemen unter Unsicherheit. In: VDI Tagung Optimierung in der Energiewirtschaft. 13.11.2013. Köln.

Keles, Dogan (2013b): Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation. Dissertation. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing (Produktion und Energie, 4).

Kloess, M.; Zach, K. (2014): Bulk electricity storage technologies for load-leveling operation – An economic assessment for the Austrian and German power market. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 59 (0), S. 111–122. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.02.002.

Koopmann, Simon; Wasowicz, Bartholomaus; Rath, Stephan; Pollok, Thomas; Schnettler, Armin: Evaluating Multifunctional Storage Usage for the Integration of Renewable Energies. In: 7th International Renewable Energy Storage Conference (IRES). 12.-14.11.2012. Berlin.

Kruck, Christoph (2008): Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken. Dissertation. Universität Stuttgart.

Loisel, Rodica; Mercier, Arnaud; Gatzen, Christoph; Elms, Nick; Petric, Hrvoje (2010): Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. In: *Energy Policy* 38 (11), S. 7323–7337. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.007.

Lombardi, Pio; Rohrig, Christian; Rudion, Krzysztof; Marquardt, Roland; Müller-Mienack, Matthias; Estermann, André S. et al. (2014): An A-CAES pilot installation in the distribution system: A technical study for RES integration. In: *Energy Sci Eng* 2 (3), S. 116–127. DOI: 10.1002/ese3.38.

- Michaelis, J.; Genoese, F.; Wietschel, M. (2014): Evaluation of Large-Scale Hydrogen Storage Systems in the German Energy Sector. In: *Fuel Cells*, S. n/a. DOI: 10.1002/fuce.201300213.
- Muche, Thomas (2009): A real option-based simulation model to evaluate investments in pump storage plants. In: *Energy Policy* 37 (11), S. 4851–4862. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.06.041.
- Oberschmidt, J.; Klobasa, M.; Genoese, F. (2013): Techno-economic analysis of electricity storage systems. In: *Electricity Transmission, Distribution and Storage Systems*: Elsevier, S. 281–308.
- Oberschmidt, Julia; Klobasa, Marian (2008): Economical and technical evaluation of energy storage systems. In: 3rd International Renewable Energy Storage Conference IRES.
- Planet GbR; Fraunhofer ISI; Fachhochschule Lübeck Projekt GmbH; KBB Underground Technologies; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht.
- Römer, Benedikt; Lerch, Christian (2010): How innovative business models increase the economic feasibility of stationary energy storage systems – potential, opportunities, risks. In: Eurosolar (Hg.): IRES 2010. 5th International Renewable Energy Storage Conference IRES 2010. 22.-24.11.2010. Berlin.
- Sandia National Laboratories (SNL) (2010): Energy Storage for the Electricity Grid. Benefits and Market Potential Assessment Guide. Albuquerque, New Mexico, Livermore, California (SAND2010-0815).
- Schill, Wolf-Peter; Kemfert, Claudia (2011): Modeling Strategic Electricity Storage: The Case of Pumped Hydro Storage in Germany. In: *EJ* 32 (3). DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol32-No3-3.
- Schuller, Alexander; Rieger, Fabian (2013): Assessing the Economic Potential of Electric Vehicles to Provide Ancillary Services: The Case of Germany. In: *Z Energiewirtschaft* 37 (3), S. 177-194. DOI: 10.1007/s12398-013-0112-x.
- Staudacher, Thomas; Eller, Sebastian (2012): Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses. Stromversorgung mit Photovoltaik, Batterie und Netzanschluss. In: *BWK - Das Energie Fachmagazin* (Band 64, Nr. 6), S. 66–72.
- Tabor, Constantin; Kandler, Christian: Simulation Dezentraler Elektrischer Energiespeicher. In: 13. Symposium Energieinnovation. 12.-14.02.2014. Graz.
- Völler, Steve (2010): Optimierte Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Energiespeicher. Dissertation. Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal.
- Von Appen, Jan; Stetz, Thomas; Braun, Martin; Schmiegel, Armin (2014): Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 5 (2), S. 1002–1009. DOI: 10.1109/TSG.2013.2291116.
- Vrettos, Evangelos; Witzig, Andreas; Kurmann, Roland; Koch, Stephan; Andersson, Göran (2013): Maximizing Local PV Utilization Using Small-Scale Batteries and flexible thermal loads. Zürich.
- WEMAG AG (14.04.2014): Größter Batteriespeicher Europas erhält Akkus. Online verfügbar unter http://www.wemag.com/ueber_die_wemag/presse/pressemeldungen/2014/04_14_groesster-Batteriespeicher-Akku-Lieferung.html, zuletzt geprüft am 11.06.2014.
- WIP – Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik der TU Berlin (2014): Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland. Gutachten Gutachten im Rahmen des Projektes „Bewertung des Beitrags von Speichern und Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung – Teilstudie b „ökonomische Untersuchungsgegenstände“. Berlin.
- Witzenhausen, A.; Drees, T.; Breuer, C.; Vom Stein, D.; Moser, A.: Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Speichertechnologien im mittelfristigen Zeitbereich. In: Internationaler ETG-Kongress 2013. 05.-06.11.2013. Berlin.

Wolf, Daniel; Budt, Marcus (2014): LTA-CAES – A low-temperature approach to Adiabatic Compressed Air Energy Storage. In: *Applied Energy* 125, S. 158–164. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.03.013.

Wolf, Daniel; Budt, Marcus; Prümper, H.-J. (2011): LTA-CAES Low-temperature adiabatic compressed air energie storage. In: IRES 2011. 6. Internationale Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien (IRES). Berlin, 28.-30.11.2011. S. 13pp.

Wolf, Daniel; Kanngießer, Annedore; Budt, Marcus; Doetsch, Christian (2012): Adiabatic Compressed Air Energy Storage co-located with wind energy—multifunctional storage commitment optimization for the German market using GOMES. In: *Energy Syst* 3 (2), S. 181–208. DOI: 10.1007/s12667-011-0044-7.

Younicos (06.02.2013): Erste Batterie am deutschen Regelleistungsmarkt. Younicos und Vattenfall gleichen mit Großbatterie in Berlin kurzfristige Netzschwankungen aus / Erstmals kommerzieller Einsatz am Markt für Primärregelleistung. Berlin. Online verfügbar unter http://www.younicos.com/de/mediathek/pressemeldungen/011_1MWPR-L-Vattenfall.html, 11.06.2014.

Zucker, Andreas; Hinchliffe, Timothee; Spisto, Amanda (2013): Assessing Storage Value in Electricity Markets. A literature review. Joint Research Centre of the European Commission. Luxembourg.

AP 4.2 Einfluss von Stromspeichern auf den Markt

Bruckner, Thomas; Kondziella, Hendrik; Böttger, Diana (2013): Batteriespeicher als Problemlöser im Energiesystem? Workshop Speichertechnologien. Berlin, 13.02.2013.

Dena; EWK; IAEW (2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Abschlussbericht.

Ehlers, Niels (2011): Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung. Dissertation. Technische Universität Berlin, Berlin.

Grimm, Vanessa (2007): Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast. Bochum: LEE (Schriftenreihe des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft, 16).

Kondziella, Hendrik; Bruckner, Thomas: Economic analysis of electricity storage applications in the German spot market for 2020 and 2030. In: ENERDAY 2012.

Schill, Wolf-Peter (2011): Electric vehicles in imperfect electricity markets: The case of Germany. In: *Energy Policy* 39 (10), S. 6178–6189. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.07.018.

Schill, Wolf-Peter; Kemfert, Claudia (2011): Modeling Strategic Electricity Storage: The Case of Pumped Hydro Storage in Germany. In: *EJ* 32 (3). DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol32-No3-3.

AP 5.1 Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern

Ahlert, Klaus-Henning (2010): Economics of Distributed Storage Systems - An economic analysis of arbitrage-maximizing storage systems at the end consumer level. Dissertation. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.

Braun, Martin; Büdenbender, Kathrin; Magnor, Dirk; Jossen, Andreas (2009): PHOTOVOLTAIC SELF-CONSUMPTION IN GERMANY USING LITHIUM-ION STORAGE TO INCREASE SELF-CONSUMED PHOTOVOLTAIC ENERGY. In: 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.

Dallinger, David; Krampe, Daniel; Wietschel, Martin (2011): Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 2 (2), S. 302–313. DOI: 10.1109/TSG.2011.2131692.

- Dena und EWK (2008): Untersuchung der elektrizitätswirtschaftlichen und energiepolitischen Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken. Abschlussbericht für die Vattenfall Europe Transmission GmbH. Berlin.
- Fraunhofer IWES; IAEW; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherrförderung.
- Gatzen, Christoph (2008): The economics of power storage. Theory and empirical analysis for Central Europe. München: Oldenbourg Industrieverlag (Schriften des Energiewirtschaftlichen Instituts, 63).
- Genoese, Fabio (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing.
- Gerblinger, Anton; Wiest, Michael (2013): Eigenverbrauch in Privathaushalten – Chance mit vielen Facetten. Große Anlage ohne Speicher am wirtschaftlichsten. In: *Ew - Elektrizitätswirtschaft* 112 (12), S. 42–45.
- Hoppmann, Joern; Volland, Jonas; Schmidt, Tobias S.; Hoffmann, Volker H. (2014): The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39, S. 1101–1118. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.068.
- Huber, Matthias; Sängler, Florian; Hamacher, Thomas (2013): Das „Post-EEG“-Potenzial von Photovoltaik im privaten Strom- und Wärmesektor. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (Heft 9), S. 57–61.
- iE - Leipziger Institut für Energie GmbH (2014): Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher – Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batteriespeichersysteme. Leipzig.
- Kanngießer, Annedore (2014b): Techno-ökonomische Bewertung von Stromspeichern: Märkte und Erlöspotentiale (UMSICHT ZUR SACHE: «ENERGIE INTELLIGENT SPEICHERN»). 15.05.2014. Oberhausen.
- Keles, Dogan (2013a): Optimierter Einsatz von Wind-Speichersystemen unter Unsicherheit. In: VDI Tagung Optimierung in der Energiewirtschaft. 13.11.2013. Köln.
- Keles, Dogan (2013b): Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation. Dissertation. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing (Produktion und Energie, 4).
- Kloess, M.; Zach, K. (2014): Bulk electricity storage technologies for load-leveling operation – An economic assessment for the Austrian and German power market. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 59 (0), S. 111–122. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.02.002.
- Loisel, Rodica; Mercier, Arnaud; Gatzen, Christoph; Elms, Nick; Petric, Hrvoje (2010): Valuation framework for large scale electricity storage in a case with wind curtailment. In: *Energy Policy* 38 (11), S. 7323–7337. DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.007.
- Madlener, Reinhard; Latz, Jochen (2013): Economics of centralized and decentralized compressed air energy storage for enhanced grid integration of wind power. In: *Applied Energy* 101, S. 299–309. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.09.033.
- Muche, Thomas (2009): A real option-based simulation model to evaluate investments in pump storage plants. In: *Energy Policy* 37 (11), S. 4851–4862. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.06.041.
- Nekrassov, Andrei; He, Xian; Prestat, Bruno (2011): Efficiency analysis of incentive mechanisms for energy storage integration into electrical systems. 2011 IEEE Trondheim PowerTech.
- Nielsen, Lasse (2013): GuD-Druckluftspeicherkraftwerk mit Wärmespeicher. 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN), 14). – Zugl. Dissertation, TU Braunschweig, 2013.

- Oberschmidt, J.; Klobasa, M.; Genoese, F. (2013): Techno-economic analysis of electricity storage systems. In: *Electricity Transmission, Distribution and Storage Systems*: Elsevier, S. 281–308.
- Oberschmidt, Julia; Klobasa, Marian (2008): Economical and technical evaluation of energy storage systems. In: *3rd International Renewable Energy Storage Conference IRES*.
- Oudalov, Alexandre; Beuhler, Tilo; Chartouni, Daniel (2008): Utility Scale Applications of Energy Storage. In: *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE 2008*, S. 1–7.
- Oudalov, Alexandre; Chartouni, Daniel; Ohler, Christian (2007): Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 22 (3), S. 1259–1266. DOI: 10.1109/TPWRS.2007.901459.
- Oudalov, Alexandre; Chartouni, Daniel; Ohler, Christian; Linhofer, G. (2006): Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems. In: *Power Systems Conference and Exposition 2006*, S. 2206–2211.
- Pesch, Thiemo; Stenzel, Peter (2013): Analysis of the market conditions for storage in the German day-ahead and secondary control market. In: *10th International Conference on the IEEE, 2013*.
- Römer, Benedikt; Lerch, Christian (2010): How innovative business models increase the economic feasibility of stationary energy storage systems – potential, opportunities, risks. In: *Eurosolar (Hg.): IRES 2010. 5th International Renewable Energy Storage Conference IRES 2010. Berlin, 22.-24.11.2010*.
- Rudolf, Viktor; Papastergiou, Konstantinos D. (2013): Financial analysis of utility scale photovoltaic plants with battery energy storage. In: *Energy Policy* 63 (0), S. 139–146. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.08.025.
- Schuller, Alexander; Rieger, Fabian (2013): Assessing the Economic Potential of Electric Vehicles to Provide Ancillary Services: The Case of Germany. In: *Z Energiewirtschaft* 37 (3), S. 177–194. DOI: 10.1007/s12398-013-0112-x.
- Staudacher, Thomas; Eller, Sebastian (2012): Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses. Stromversorgung mit Photovoltaik, Batterie und Netzanschluss. In: *BWK - Das Energie Fachmagazin* (Band 64, Nr. 6), S. 66–72.
- Wolf, Daniel; Budt, Marcus (2014): LTA-CAES – A low-temperature approach to Adiabatic Compressed Air Energy Storage. In: *Applied Energy* 125, S. 158–164. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.03.013.
- Wolf, Daniel; Budt, Marcus; Prümper, H.-J. (2011): LTA-CAES Low-temperature adiabatic compressed air energie storage. In: *IRES 2011. 6. Internationale Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien (IRES). Berlin, 28.-30.11.2011*. S. 13pp.
- Wolf, Daniel; Kanngießer, Annedore; Budt, Marcus; Doetsch, Christian (2012): Adiabatic Compressed Air Energy Storage co-located with wind energy—multifunctional storage commitment optimization for the German market using GOMES. In: *Energy Syst* 3 (2), S. 181–208. DOI: 10.1007/s12667-011-0044-7.
- Zucker, Andreas; Hinchliffe, Timothée (2014): Optimum sizing of PV-attached electricity storage according to power market signals – A case study for Germany and Italy. In: *Applied Energy* 127 (0), S. 141–155. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.04.038.

AP 5.2 Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. OTH FENES Regensburg; IAEW RWTH Aachen; iSEA RWTH Aachen; ef.Ruhr.

- BET (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Aachen.
- CONSENTEC; r2b energy consulting (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Endbericht. Aachen, Köln.
- Dena; IAEW (2012): Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. (Integration EE). Endbericht. Berlin.
- Dena; TU Dortmund; Brunekreeft, Gert (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin.
- E-Bridge; IAEW; Offis (2014) „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- EEG (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014.
- EEN TU München (2013): Verteilnetzstudie Bayern 2013. Ausbaubedarf bis 2021 - Basisszenario. Zwischenbericht.
- Energynautics, Öko-Institut, Bird & Bird (2014): Verteilnetzstudie Rheinlandpfalz. Hg. v. Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (Rheinland-Pfalz) (Version: Endbericht).
- EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht. Köln.
- Fraunhofer IWES; IAEW RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.
- Genoese, Fabio; Genoese, Massimo (2014): Assessing the value of storage in a future energy system with a high share of renewable electricity generation. In: *Energy Systems* 5, S. 19–44.
- Genoese, Fabio; Genoese, Massimo; Wietschel, Martin: Ökonomische Bewertung mittelfristiger Kraftwerks- und Stromspeicheroptionen zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien. In: VDI Tagung Optimierung in der Energiewirtschaft 2011, VDI-Berichte 2157, S. 183–199.
- Huber, Matthias; Sängler, Florian; Hamacher, Thomas (2013): Das „Post-EEG“-Potenzial von Photovoltaik im privaten Strom- und Wärmesektor. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (Heft 9), S. 57–61.
- Huber, Richard (2014): EnBW Verteilnetzstudie. Hg. v. Netze BW.
- IER Universität Stuttgart (2010): Herausforderungen eines Elektrizitätsversorgungssystems mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Studie. Stuttgart.
- Lombardi, Pio; Röhrig, Christian; Rudion, Krzysztof; Marquardt, Roland; Müller-Mienack, Matthias; Estermann, André S. et al. (2014): An A-CAES pilot installation in the distribution system: A technical study for RES integration. In: *Energy Sci Eng* 2 (3), S. 116–127. DOI: 10.1002/ese3.38.
- p3 energy; IFHT (2013): Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung. Schlussbericht. Aachen.
- SRU (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- Unger, Daniel; Laudahn, Stefan; Engel, Bernd (2014): Teilnahme von Photovoltaikanlagen an der Primärregelleistung. In: *13. Symposium Energieinnovation, Graz, 12.-14.02.2014*.
- Wolf, Daniel; Kanngießer, Annedore; Budt, Marcus; Doetsch, Christian (2012): Adiabatic Compressed Air Energy Storage co-located with wind energy—multifunctional storage commitment optimization for the German market using GOMES. In: *Energy Syst* 3 (2), S. 181–208. DOI: 10.1007/s12667-011-0044-7.

AP 6 Einsatz Power-to-Gas

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. OTH FENES Regensburg; IAEW RWTH Aachen; iSEA RWTH Aachen; ef.Ruhr.

ChemCoast; Nord Deutschland; metropolregion hamburg; EY; ludwig bölkow systemtechnik; BBH - Becker Büttner Held (Hg.) (2013): Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe. Wertschöpfungspfade für die Windwasserstoff-Produktion an der Unterelbe.

crop.energies: Bioethanol. Politische Rahmenbedingungen in der EU und in Deutschland.

DLR, Fraunhofer IWES, IfnE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. BMU - FKZ 03MAP146.

DLR; Fraunhofer IWES; IfnE (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. BMU-Leitstudie 2010.

DLR; ifeu; Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; DBFZ (2014): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr. Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven.

DVGW; DBI; e.on Ruhrgas; Fraunhofer IWES; Verbundnetz Gas AG (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Abschlussbericht DVGW-Förderzeichen G 1-07-10.

DVGW; DBI; gwi; Forschungszentrum Jülich (2011): Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern.

ETG-Task Force Energiespeicherung (2012): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG). Hg. v. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. VDE. Frankfurt am Main.

ETOGAS (2014): "Power-to-Gas" - Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW-Maßstab. Abschlussbericht für das Teilvorhaben von ETOGAS.

Fraunhofer IWES (2014b): Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem. Teilvorhaben des Verbundprojekts Power-to-Gas Errichtung und Betrieb einer Forschungsanlage zur Speicherung von erneuerbarem Strom als erneuerbares Methan im 250 kW-Maßstab. Abschlussbericht.

Fraunhofer IWES (Hg.) (2014a): Geschäftsmodell Energiewende.

GermanHy (2009): Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050. Berlin.

Hartmann, Niklas; Eltrop, Ludger; Bauer, Nikolaus; Salzer, Johannes; Schwarz, Simon; Schmidt, Maike (2012): Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Hg. v. zfes - Zentrum Energieforschung Stuttgart. Universität Stuttgart; Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER); Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS); Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).

Holzhammer U.; Grope, J. (2012): Ökonomische Analyse der Nutzungsmöglichkeiten von Biomethan. VDI Wissensforum, 2012.

IAEW RWTH Aachen; Bergische Universität Wuppertal; DBI; DVGW (2014): Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie.

- Jentsch, M. (2014): Potenziale von Power-to-Gas Energiespeichern. Modellbasierte Analyse des markt- und netzseitigen Einsatzes im zukünftigen Stromversorgungssystem. Dissertation. Universität Kassel. Eingereicht, noch nicht veröffentlicht.
- Jentsch, Mareike; Trost, Tobias; Sterner, Michael (2014): Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario. In: *Energy Procedia* 46, S. 254–261. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.180.
- Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2013): Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase. Hg. v. BEE - Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
- Michaelis, J.; Genoese, F.; Wietschel, M. (2014): Evaluation of Large-Scale Hydrogen Storage Systems in the German Energy Sector. In: *Fuel Cells*, S. n/a. DOI: 10.1002/fuce.201300213.
- Moser, Albert; Rotering, Niklas; Breuer, Christopher (2012): Gas-Infrastrukturen zur Unterstützung des Stromnetzes. In: *energie | wasser-praxis* (12/2012 - DVGW Jahresrevue).
- Oberschmidt, Julia; Klobasa, Marian (2008): Economical and technical evaluation of energy storage systems. In: 3rd International Renewable Energy Storage Conference IRES.
- Öko-Institut e.V. (Hg.) (2013): Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr.
- PIK Potsdam-Institut für Klimaforschung e. V. (2013): Analyse des Klimaschutzpotenzials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan.
- Planet GbR; Fraunhofer ISI; Fachhochschule Lübeck Projekt GmbH; KBB Underground Technologies; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2014): Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem. Abschlussbericht.
- Prognos AG; EWI; GWS (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10. Studie. Basel, Köln, Osnabrück.
- Sailer, Frank (2012): Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende - die neuen Regelungen zur Stromspeicherung im EnWG und EEG. In: *ZNER* (2), S. 153–162.
- Smolinka, Tom; Günther, Martin; Garcke, Jürgen (2010): „Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien“. NOW-Studie; Kurzfassung des Abschlussberichts. Fraunhofer IWES; FCBAT.
- Trost, T.; Sterner, M.; Jentsch, M.: Mobility costs analysis and life cycle assessment of power-to-gas as alternative fuel. In: Eurosolar (Hg.): 6th International Renewable Energy Storage Conference. Berlin, November 2011.
- UBA (2010): Energieziel 2050. 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau.
- Umweltbundesamt (Hg.): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014.
- Valentin, F.; Bredow, H. v. (2011): Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (12).
- Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter et al. (Hg.) (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht. Fraunhofer ISI. Stuttgart: Fraunhofer Verlag (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale).
- WWF Deutschland (Hg.) (2009): Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Endbericht. 31-6853. Öko-Institut e.V.; Prognos. Basel/Berlin.

AP 7 Speicher im Strommarkt

Agora Energiewende (Hg.) (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. OTH FENES Regensburg; IAEW RWTH Aachen; iSEA RWTH Aachen; ef.Ruhr.

BEE - Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. BEE - Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.; Greenpeace Energy; IZES gGmbH (2012): Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien.

BET (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Aachen.

Connect Energyeconomics; CONSENTEC; Fraunhofer ISI; r2b - research to business energy consulting GmbH (2014): Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Endbericht.

CONSENTEC (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Abschlussbericht.

DENA - Deutsche Energie-Agentur GmbH (2014b): Den wirtschaftlichen Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken ermöglichen. Positionspapier - dena-Plattform Pumpspeicherkraftwerke.

efzn - Energieforschungszentrum Niedersachsen (Hg.) (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. Studie; Abschlussbericht. efzn - Energieforschungszentrum Niedersachsen. Goslar (FA 43/12).

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht. Köln.

Fraunhofer IWES; IAEW RWTH Aachen; Stiftung Umweltenergierecht (2014b): ROADMAP SPEICHER. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung.

Frontier Economics; CONSENTEC (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Frontier Economics; formaet services (2014): Strommarkt in Deutschland. Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

NREL - National Renewable Energy Laboratory (Hg.) (2010): The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation. Technical Report. (NREL/TP-6A2-47187).

r2b - research to business energy consulting GmbH; Connect Energyeconomics; CONSENTEC; Fraunhofer ISI (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen.

TU Wien (2013): Barrieren für Pumpspeicher in Österreich. Bericht zur öffentlichen Konsultation. Deliverable 5.3 stoRE Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent Renewable Energy.

ZSW (2014): Dynamische Simulation der Ausbauszenarien für erneuerbare Stromversorgung in Baden-Württemberg bis 2050 nach dem Gutachten zur Vorbereitung eines Klimaschutzgesetzes (SimBW). Speicherbedarf in Deutschland und Baden-Württemberg. Abschlussbericht.