

# TECHNO-ÖKONOMISCHE BEWERTUNG VON ANWENDUNGEN FÜR STROMSPEICHER

**Annedore Kanngießner (\*)**

Fraunhofer UMSICHT, Osterfelder Str. 3, 46047 Oberhausen, [www.umsicht.fraunhofer.de](http://www.umsicht.fraunhofer.de),  
Telefon: +49 (0) 208 8598 1373, Mail: [annedore.kanngiesser@umsicht.fraunhofer.de](mailto:annedore.kanngiesser@umsicht.fraunhofer.de),

**Kurzfassung:** In dem sich wandelnden deutschen Energieversorgungssystem stellen elektrische Energiespeicher eine wichtige Flexibilitätsoption dar. Unklar ist jedoch, ob die Investition und der Betrieb eines Speichers unter den heutigen Marktbedingungen wirtschaftlich sind. Zur Beantwortung dieser Frage stellt der vorliegende Beitrag die Ergebnisse von Szenarienrechnungen vor, die mit einem Modell zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern gewonnen wurden. Mit Hilfe der Szenarienrechnungen wird außerdem eine Antwort darauf gegeben, welche Eingangsparameter eine hohe Sensitivität auf den erzielbaren Erlös bzw. die daraus berechneten Break-Even-Investitionskosten besitzen. Letztere werden in diesem Beitrag als Maß für die Wirtschaftlichkeit einer Kombination aus Speicheranwendung und Speichertechnologie eingeführt. Als Technologie wird neben verschiedenen Typen von Pump- und Druckluftspeicherkraftwerken als fiktive Referenztechnologie ein ‚idealer Speicher‘ betrachtet. Anwendungsseitig liegt der Fokus auf dem Handel am Spotmarkt sowie der Bereitstellung von Regelleistung.

**Keywords:** Stromspeicher, Speicheranwendung, Einsatzoptimierung, Break-Even-Investitionskosten

## 1 Motivation und Zielsetzung

Vor dem Hintergrund des 2008 von der Europäischen Union verabschiedeten Klimapaketes [Eur08] und den von der deutschen Bundesregierung daraus für Deutschland abgeleiteten Zielsetzungen [Bun11] unterzieht sich das deutsche Energieversorgungssystem einem deutlichen Wandel. Dieser ist geprägt durch die kontinuierliche Substitution konventioneller Kraftwerke durch Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträgern. Im Jahr 2013 besaßen Letztere einen Anteil von 24,7% am Bruttostromverbrauch [Ago13]. Dies entspricht dem 2,5-fachen im Vergleich zum Jahr 2005 [Bun12]. Der Wandel im Kraftwerkspark geht einher mit einer Verschiebung von zentralen zu vermehrt dezentralen Versorgungsstrukturen, wobei die Standorte der Erzeugungsanlagen primär nach meteorologischen Bedingungen gewählt werden und sich nicht an der Struktur des Strombedarfes orientieren. Hierdurch können netzseitig vielfältige Herausforderungen resultieren, von lokalen Engpässen im Verteilnetz über die zeitweise Rückspeisung von Strom in die überlagerten Netzebenen bis hin zu großflächigen Engpässen im Übertragungsnetz, v.a. in Nord-Süd-Richtung. Ebenso bedeutet der zunehmende Anteil an fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen eine Abkehr vom bewährten Prinzip der Energieversorgung „Erzeugung folgt Verbrauch“. Um dennoch eine sichere Energieversorgung gewährleisten zu können, werden neben dem Ausbau des Transportnetzes [Deu10] sowie des Verteilnetzes [DTJ12] zunehmend Technologien und

Systeme wichtiger, die Stromerzeugung und -verbrauch zeitlich voneinander entkoppeln können, wie beispielsweise Energiespeicher.

Abbildung 1 zeigt eine Übersicht über die aktuellen Themen im Forschungsbereich Energiespeicher. Diese können in die drei Gebiete „Speichertechnologie“, „Speicheranwendung“ und „Speicherbedarf“ gegliedert werden.

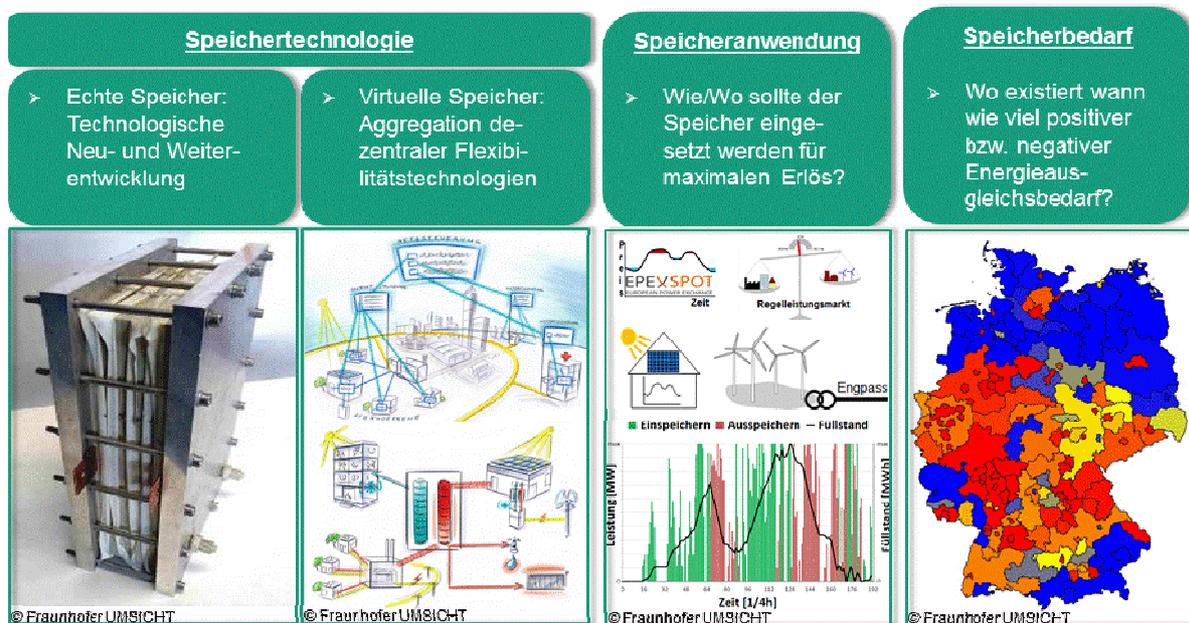


Abbildung 1: Übersicht über die aktuellen Themen im Forschungsbereich Energiespeicher

Die klassische Technologie zur zeitlichen Entkopplung von Stromerzeugung und -verbrauch stellen sowohl in Deutschland als auch weltweit Pumpspeicherkraftwerke dar. Die heute in Deutschland installierte Leistung von ca. 6,6 GW [DTR10] kann mangels geeigneter Standorte zukünftig jedoch nur in geringem Maße erweitert werden. Aufgrund dessen werden weitere Technologien für den großtechnischen, energiewirtschaftlichen Einsatz neu- bzw. weiterentwickelt, z.B. verschiedene Typen von Batterien [Evo10][Gil12][Ums13], Druckluftspeicherkraftwerken [BMM10][DBWK12] bzw. die Power-to-Gas-Technologie [Deu12]. Neben den echten Speichertechnologien liegt ein weiterer Fokus auf so genannten virtuellen Speichern, die einen Zusammenschluss aus verschiedenen dezentralen Flexibilitätstechnologien darstellen und durch eine übergeordnete Intelligenz aggregiert und koordiniert werden. Insbesondere elektrisch-thermische Energieversorgungssysteme wie Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und Speicherheizungen bieten sich zur Integration in ein solches System an [Win13][Sta06] und werden in Feldtests erprobt, bspw. [Sch13][RWE14].

Im Gebiet „Speicherbedarf“ beschäftigt sich die Forschung aus systemischer bzw. volkswirtschaftlicher Perspektive mit dem Bedarf an zukünftiger Speicherleistung und -kapazität, bzw. allgemeiner ausgedrückt an positivem bzw. negativem Energieausgleichsbedarf. Positiver Energieausgleichsbedarf meint, dass die Residuallast nicht vom existierenden Kraftwerkspark gedeckt werden kann, was den Einsatz zusätzlicher Erzeuger oder entsprechender Ausgleichstechnologien zwingend erforderlich macht. Negativer Energieausgleichsbedarf meint dagegen einen Überschuss an Strom, der notfalls auch durch

die Abregelung regenerativer Stromerzeugung gelöst werden könnte. Beispielhafte Studien hierzu stellen [BB13][HGBH11] und [ETG12] dar.

Unabhängig von dem aus systemischer Sicht berechneten Speicherbedarf, stellt sich im Forschungsgebiet „Speicheranwendung“ die Frage, ob die Investition in einen Speicher sowie dessen Betrieb unter den heutigen Marktbedingungen wirtschaftlich sind. Dabei sind folgende Gesichtspunkte zu analysieren:

- Welche Speicheranwendungen und Märkte gibt es?
- In welcher Anwendung bzw. welchem Markt kann wie viel Erlös erzielt werden?
- Wie hoch dürfen die Investitionskosten für den Speicher sein, damit Wirtschaftlichkeit gegeben ist?
- Welche Speichertechnologie ist in welcher Anwendung am vorteilhaftesten?
- Welche Dimensionierung sollte der Speicher haben (Verhältnis Kapazität zu Leistung)?

Relevante Übersichtsstudien sind in diesem Zusammenhang [ETG09][EC10][Ras10] oder [LMN+11]. Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl an Untersuchungen, die jeweils eine konkrete Anwendung detailliert betrachten und bewerten. Diese werden ergänzt durch die diesem Beitrag zu Grunde liegende Dissertation in [Kan14]. Dort wurde mit dem Ziel der techno-ökonomischen Bewertung stationärer Speicheranwendungen ein generisches Modell zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern entwickelt, das für die unterschiedlichsten Kombinationen aus Speichertechnologie und Speicheranwendung und deren systematischen Vergleich genutzt werden kann.

Der vorliegende Beitrag hat zum Ziel, einige der in den Szenarienrechnungen von [Kan14] erhaltenen Ergebnisse zu den Speicheranwendungen „Energieverschiebung durch Handel am Spotmarkt“ sowie „Bereitstellung von Regelleistung“ vorzustellen. Dafür werden im Folgenden vorab kurz die dort entwickelten und eingesetzten Methoden erläutert.

## 2 Methoden

### 2.1 Break-Even-Investitionskosten als Kennzahl für die ökonomische Bewertung

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Kombination aus Speichertechnologie und Speicheranwendung wird in der Literatur häufig eine Variante der Kapitalwertmethode herangezogen. Entweder wird der Kapitalwert selbst berechnet, oder die Break-Even-Stromgestehungskosten. Letzteres Verfahren ist bspw. in [ETG09] ausführlich beschrieben und lehnt sich an die entsprechende, gebräuchliche Methode zum Vergleich verschiedener Kraftwerkstechnologien an. Für energiebasierte und relativ einfache Speicheranwendungen wie dem Tag-Nacht-Ausgleich oder dem saisonalen Ausgleich sind die Break-Even-Stromgestehungskosten ein sinnvolles Maß. Für komplexere Speicheranwendungen wie bspw. der Bereitstellung von Regelleistung ist die Anwendbarkeit der Methode dagegen zu hinterfragen. Dies liegt darin begründet, dass der Wert des Speichereinsatzes nicht nur durch die Ausspeicherung von Strom entsteht, sondern im Falle negativer Regelleistung auch durch die Einspeicherung von Strom. Ebenso wird nicht nur der ausgespeicherte Strom

vergütet, sondern bereits die Vorhaltung von Regelleistung durch den Speicher. Deswegen werden in [Kan14] stattdessen die so genannten Break-Even-Investitionskosten als Kennzahl für die ökonomische Bewertung definiert: „Unter Break-Even-Investitionskosten sind die Investitionskosten zu verstehen, die mit einem Kapitalwert von Null korrespondieren, d.h. am Ende der Lebensdauer des Speichers einem Vermögenszuwachs in Höhe des Kalkulations-Zinssatzes entsprechen“ (siehe Gleichung 1). Neben den bereits angeführten Gründen ist die Kennzahl vorteilhaft, da das Berechnungsergebnis nicht durch das Einsetzen abgeschätzter Investitionskosten verfälscht wird (insbesondere für Speichertechnologien findet sich in der Literatur eine überaus große Bandbreite an Investitionskosten), sondern ein potenzieller Investor die Investitionskosten seines konkreten Projekts an den berechneten Break-Even-Investitionskosten spiegeln kann. Liegen die realen Investitionskosten unter den Break-Even-Investitionskosten, ist Wirtschaftlichkeit gegeben.

$$NPV = \sum_{Y=1}^n \left[ \frac{CI(Y) - CO(Y)}{(1+i)^Y} \right] + \frac{L_n}{(1+i)^n} - CO_0 = 0 \quad (\text{Gleichung 1})$$
$$\Leftrightarrow CO_0 = \sum_{Y=1}^n \left[ \frac{CI(Y) - CO(Y)}{(1+i)^Y} \right]$$

<i>NPV</i>	Kapitalwert (engl.: NPV = net present value)
<i>Y</i>	Index für Jahre
<i>n</i>	Lebensdauer der Anlage in Jahren (entspricht Nutzungszeitraum)
<i>i</i>	Kalkulations-Zinssatz
<i>CI(Y)</i>	Einzahlungen im Jahr <i>Y</i>
<i>CO(Y)</i>	Auszahlungen im Jahr <i>Y</i>
<i>CO<sub>0</sub></i>	Initiale Anschaffungsauszahlung zum Zeitpunkt <i>Y</i> = 0
<i>L<sub>n</sub></i>	Finaler Liquidationserlös zum Zeitpunkt <i>Y</i> = <i>n</i>

Die Methode der Break-Even-Investitionskosten stößt in der vorgestellten Form an ihre Grenzen, wenn mit ihrer Hilfe die optimale Speicherdimensionierung (Verhältnis der installierten Kapazität zur installierten Leistung) ermittelt werden soll. Dies liegt an der in der Literatur weit verbreiteten Notationsform für spezifische Investitionskosten, bei der die Gesamtinvestitionskosten entweder auf die installierte Leistung oder die installierte Kapazität bezogen werden. Dies schließt jedoch nur einen von zwei Freiheitsgraden in der Dimensionierung ein, wodurch nicht das Gesamtoptimum gefunden werden kann. Bei Nutzung der in der Literatur seltener anzutreffenden additiven Notationsform, bei der leistungs- und arbeitsspezifische Investitionskosten getrennt voneinander angegeben werden, tritt jedoch das Problem auf, dass eine Gleichung mit zwei Unbekannten vorliegt und deswegen nicht lösbar ist. Um trotz unbekannter Investitionskosten das optimale Verhältnis zwischen installierter Speicherkapazität und installierter Speicherleistung bestimmen zu können, wurde in [Kan14] daher als Hilfsgröße das so genannte „technologiespezifische Kostenverhältnis“ eingeführt. Dieses geht davon aus, dass bei jeder Speichertechnologie – unabhängig von der absoluten Höhe der Investitionskosten – der Quotient aus den additiven, arbeitsspezifischen Investitionskosten und den additiven, leistungsspezifischen Investitionskosten einen typischen Wertebereich besitzt.

## 2.2 Generisches Optimierungsmodell zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern (GOMES®)

Die Einsatzoptimierung des Energiespeichers basiert auf einem deterministischen, gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsmodell, das mit Hilfe der Modellierungsumgebung GAMS [MME<sup>+</sup>12] und dem Solver CPLEX [Gam12] umgesetzt wurde. Modelliert wurde ein einzelner, stationärer Energiespeicher, welcher wahlweise an einem oder mehreren Märkten agieren kann. Die Nachbildung der verschiedenen Speichertechnologien erfolgt über eine technologiespezifische Parametrisierung der in GOMES® enthaltenen allgemeingültigen, techno-ökonomischen Parameter wie bspw. Wirkungsgrad, Teillastbereich, Selbstentladerate, variable Anfahr- und Betriebskosten. Die Märkte bzw. weiteren Anwendungen werden über historische Zeitreihen nachgebildet, d.h. es gilt die Prämisse, dass der Energiespeicher als Preis-Nehmer agiert. Dies gilt in der Praxis nur für die ersten, kleinen Speicher, besitzt aber den Vorteil, dass geringe, resultierende Break-Even-Investitionskosten nicht Ungenauigkeiten in der Modellierung der Marktrückwirkungen angelastet werden können, sondern einen Hinweis auf das nicht ausreichende Erlöspotenzial der untersuchten Anwendung geben. Zur Vermeidung einer unrealistischen Überschätzung des Ergebnisses wird die perfekte Voraussicht des Solvers mit Hilfe eines Rolling Horizon eingeschränkt. Dabei wird für die Speicheranwendung „Energieverschiebung durch Handel am Spotmarkt“ ein einstufiger Rolling Horizon, und für die Speicheranwendung „Bereitstellung von Regelleistung“ ein zweistufiger Rolling Horizon verwendet. Die Zweistufigkeit dient dazu, dass der Solver im Voraus während der Optimierung der weiteren Marktgeschäfte nicht die in der Realität erst spontan auftretenden Regelleistungsabrufe kennt und daraus einen Nutzen ziehen kann. Als Zielfunktion wird bei beiden Speicheranwendungen die Erlösmaximierung vorgegeben. Weitere Details zur Modellierung des Energiespeichers sowie der Speicheranwendungen werden – wo notwendig – im Rahmen der Szenarienrechnungen in Kapitel 3 angesprochen, und können darüber hinaus in [Kan14] nachgelesen werden. Abbildung 2 fasst die Funktionsweise von GOMES® zusammen.

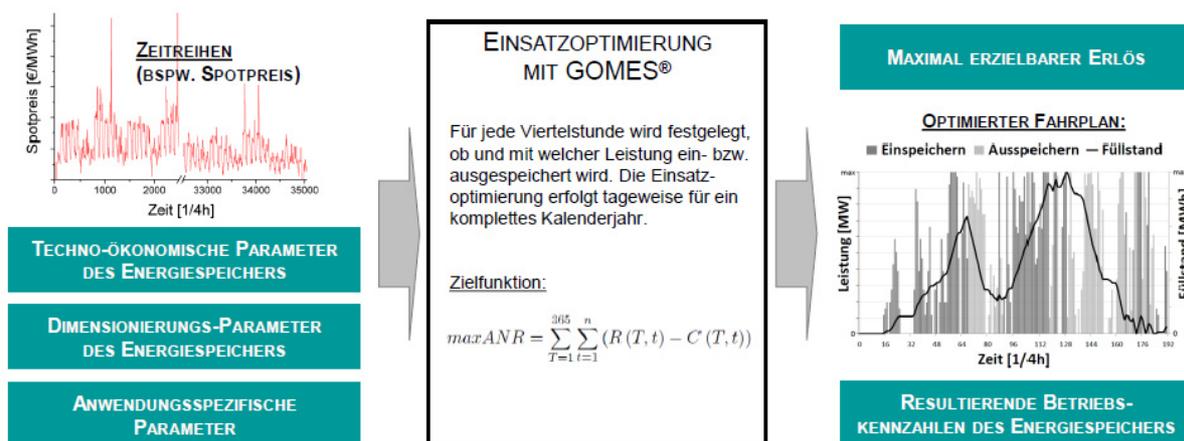


Abbildung 2: Funktionsweise von GOMES®, Quelle: [Kan14]

### 3 Ergebnisse

#### 3.1 Parametrisierung des Modells für die Szenarienrechnungen

Die gewählten Eingangsparameter für die in den folgenden Szenarienrechnungen verwendeten Speichertechnologien werden in Tabelle 1 und Abbildung 3 zusammengefasst.

Tabelle 1: Übersicht über techno-ökonomische Eingangsparameter, Quelle: [Kan14]

	Idealer Speicher	Pumpspeicher-kraftwerk	Druckluftspeicher-kraftwerk
<b>Zykluswirkungsgrad [%]</b>	100	Siehe Abb. 3	Siehe Abb. 3
<b>Untere Teillastgrenze [% v. P<sub>max</sub>]</b>	0,1	Siehe Abb. 3	Siehe Abb. 3
<b>Selbstentladerate [%/d]</b>	0	0	0,5
<b>Var. Betriebskosten [€/MWh]</b>	0	0,5	2
<b>Var. Anfahrkosten [€/(MW*Start)]</b>	0	2	4

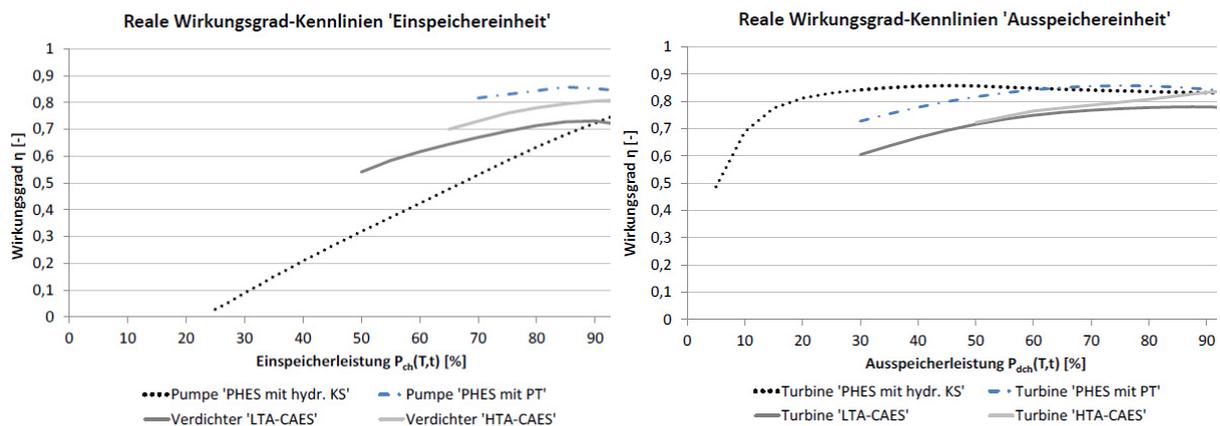


Abbildung 3: Kennlinienverläufe für Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad, Quelle: [Kan14]

Untersucht werden die Speichereanwendungen „Energieverschiebung durch Handel am Spotmarkt“ („Spot“) und „Bereitstellung von Regelleistung“ („Spot+RL“), wobei Letztere in positive und negative Wirkrichtung sowie Sekundär- und Minutenreserve unterteilt ist. Abhängig von der Anwendung wurde für den Speicher das Verhältnis zwischen installierter Kapazität und installierter Leistung ausgewählt (siehe Tabelle 2). Die Auswahl stellt die optimale Dimensionierung für den idealen Speicher dar und wurde für die anderen Technologien aus Vergleichsgründen festgehalten.

Tabelle 2: Gewählte Speicherdimensionierung, Quelle: [Kan14]

	„Spot“	„Spot+ negMRL“	„Spot+ posMRL“	„Spot+ negSRL“	„Spot+ posSRL“
<b>Verhältnis von inst. Kapazität zu inst. Leistung [Wh/W]</b>	7	11	3	13	6

### 3.2 Break-Even-Investitionskosten im Technologievergleich

Abbildung 4 zeigt die im Jahr 2011 erzielbaren Break-Even-Investitionskosten für die drei verschiedenen Speichertechnologien und die zwei Anwendungen zzgl. ihrer Untertypen.

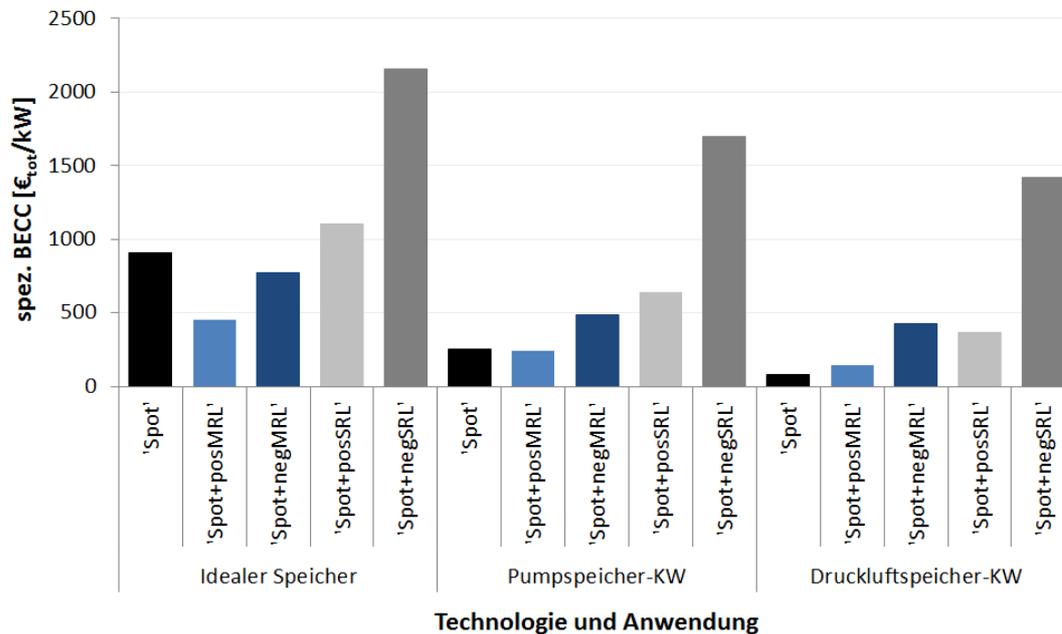


Abbildung 4: Break-Even-Investitionskosten im Technologie- und Anwendungsvergleich, Quelle: [Kan14]

Unabhängig von der Technologie erreichte die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung die mit Abstand höchsten Break-Even-Investitionskosten. Diese werden hier in der totalen, spezifischen Notationsform angegeben, d.h. die gesamten Break-Even-Investitionskosten werden auf die installierte (mittlere) Speicherleistung bezogen. Dabei erreicht der ideale Speicher 2 160  $\text{€}_{\text{tot}}/\text{kWh}$ , das Pumpspeicherkraftwerk (Typ: PHES mit PT) 1 700  $\text{€}_{\text{tot}}/\text{kWh}$  und das Druckluftspeicherkraftwerk (Typ: LTA-CAES) 1 420  $\text{€}_{\text{tot}}/\text{kWh}$ . Die weitere ‚ökonomische Rangfolge‘ der betrachteten Speicheranwendungen hängt dagegen von der jeweiligen Speichertechnologie ab. Während der Handel am Spotmarkt beim idealen Speicher mit ca. 900  $\text{€}_{\text{tot}}/\text{kWh}$  die drittbeste Anwendung darstellt, ist sie beim Druckluftspeicherkraftwerk mit ca. 80  $\text{€}_{\text{tot}}/\text{kWh}$  am schlechtesten. Dies ist dadurch zu erklären, dass die verschiedenen Anwendungen unterschiedlich sensitiv auf die einzelnen techno-ökonomischen Parameter einer Speichertechnologie reagieren. Dabei liegt der größte Unterschied in der Parametrisierung in dem jeweils angenommenen Wirkungsgrad (vgl. Abbildung 3). Auf dessen Einfluss wird in Abschnitt 3.3 noch detaillierter eingegangen.

Während Abbildung 4 eine Aussage darüber erlaubt, in welcher Anwendung hohe Erlöse für Stromspeicher im Allgemeinen zu erzielen sind, bzw. welche Anwendung für welche Technologie besonders vorteilhaft ist, kann daraus aber keine generelle Rangfolge der Technologien abgeleitet werden. Auch wenn der ideale Speicher – unabhängig von der Anwendung – höhere Break-Even-Investitionskosten realisieren kann als das Pumpspeicherkraftwerk und dieses wiederum höhere als das Druckluftspeicherkraftwerk, ist die letztendliche Wirtschaftlichkeit von den jeweiligen technologiespezifischen Investitionskosten abhängig. Die Technologie, deren reale Investitionskosten am weitesten unter den berechneten Break-Even-Investitionskosten liegen, ist aus ökonomischer Sicht zu bevorzugen.

### 3.3 Sensitivität der Break-Even-Investitionskosten hinsichtlich des Zykluswirkungsgrades

Technologischer Ausgangspunkt der Sensitivitätsanalyse ist ein idealer Speicher und dessen im Jahr 2011 in der jeweiligen Anwendung erzielbare Break-Even-Investitionskosten (vgl. Abbildung 4). In der Sensitivitätsanalyse von [Kan14] wurden nacheinander alle techno-ökonomischen Parameter einzeln variiert, hier werden nun die Ergebnisse für die schrittweise Absenkung des Zykluswirkungsgrades von 100% auf 1% vorgestellt. Auf der y-Achse von Abbildung 5 wird der Quotient aus den bei der untersuchten Parametrisierung erzielbaren Break-Even-Investitionskosten und den Referenz-Break-Even-Investitionskosten des idealen Speichers aufgetragen.

Es ist zu erkennen, dass der Zykluswirkungsgrad einen großen Einfluss auf die erzielbaren Break-Even-Investitionskosten besitzt. Die Höhe des Einflusses variiert jedoch auch in Abhängigkeit von der jeweiligen Speicheranwendung. Die Speicheranwendung ‚Spot‘ weist die größte Sensitivität auf, wobei im Bereich kleiner Zykluswirkungsgrade ein Sättigungseffekt zu beobachten ist. Über weite Bereiche am wenigsten sensitiv zeigt sich die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung. Die drei weiteren Anwendungen liegen bis zu einem Zykluswirkungsgrad von ca. 80% noch nahe beieinander, trennen sich darunter jedoch deutlich auf. Dabei fällt auf, dass bei der Bereitstellung von positiver Minutenreserve bzw. Sekundärregelleistung bei kleinen Zykluswirkungsgraden sogar negative Break-Even-Investitionskosten erreicht werden. Negative Break-Even-Investitionskosten bedeuten, dass selbst ein Speicher ohne anfängliche Investitionskosten nicht wirtschaftlich zu betreiben ist. Der Verlauf der Sensitivitätskurven für die verschiedenen Anwendungen kann durch Analyse der jeweiligen Erlösbestandteile nachvollzogen werden (für Details siehe [Kan14]).

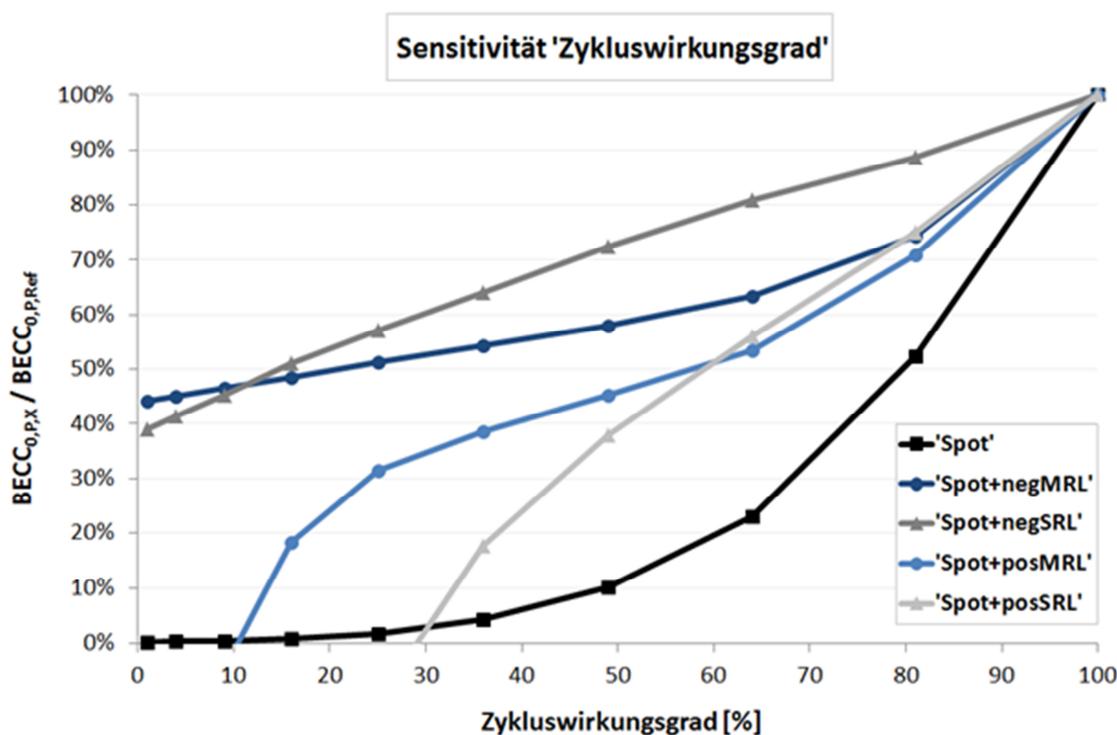


Abbildung 5: Sensitivität der Break-Even-Investitionskosten in Abhängigkeit des Zykluswirkungsgrades, Quelle: [Kan14]

Die in Abbildung 4 beobachtete Rangfolgen-Verschiebung der Speichertechnologien untereinander kann bei Betrachtung der Sensitivitäten im Bereich von Zykluswirkungsgraden zwischen 100% (idealer Speicher) und ca. 56% (LTA-CAES) erklärt werden. Von den absolut erreichten Break-Even-Investitionskosten liegt die Anwendung ‚Spot‘ beim idealen Speicher an dritter Position, durch die hohe Sensitivität auf den Zykluswirkungsgrad sinken die Break-Even-Kosten aber drastisch ab, so dass die Anwendung beim LTA-CAES nur noch an fünfter Position ist. Dagegen kann bspw. die Anwendung ‚Spot+negMRL‘, welche beim idealen Speicher nur an der vierten Position steht durch die insgesamt eher geringe Sensitivität beim LTA-CAES auf die zweite Position vordringen.

### 3.4 Sensitivität der Break-Even-Investitionskosten hinsichtlich der Einbindung des Zykluswirkungsgrades im Optimierungsmodell

Es zeigte sich weiterhin, dass die Break-Even-Investitionskosten nicht nur von der Höhe des gewählten Wirkungsgrades abhängen, sondern auch deutlich von dessen Modellierungsart beeinflusst werden. In der vorliegenden Arbeit wurden Szenarienrechnungen sowohl für Wirkungsgradkennlinien mit real nachgebildetem Verlauf über den Teillastbereich gerechnet als auch für die vereinfachte Annahme eines konstanten Wirkungsgrades – wie es in den meisten verwandten Forschungsarbeiten die Regel ist. Als Anschauungsbeispiel diente dafür die Anwendung ‚Spot‘ im Jahr 2011. Die Ergebnisse sind in Abbildung 6 dargestellt, wobei diesmal die mit konstantem (maximalem) Zykluswirkungsgrad erreichten Break-Even-Investitionskosten auf 100% normiert wurden. Dabei zeigte sich bei der vereinfachten Annahme eines konstanten Zykluswirkungsgrades eine systematische Überschätzung der erzielbaren Break-Even-Investitionskosten in Höhe von 5 bis 14%.

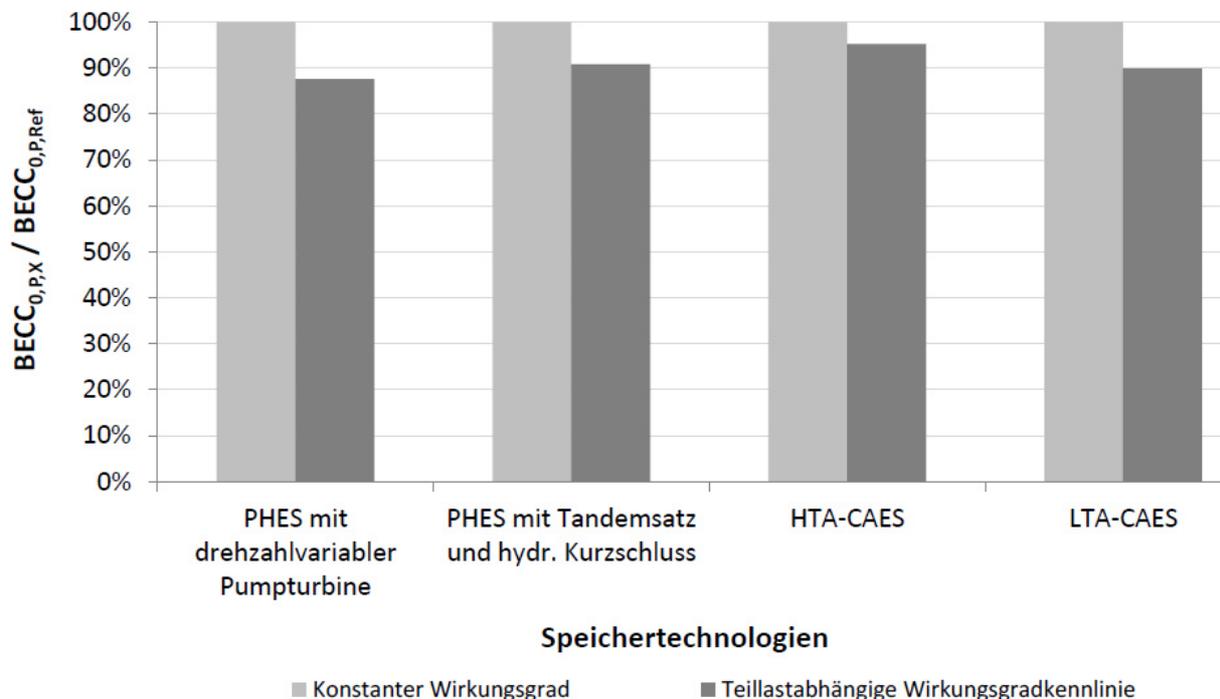


Abbildung 6: Sensitivität der Break-Even-Investitionskosten in Abhängigkeit von der Modellierung des Zykluswirkungsgrades, Quelle: [Kan14]

In einer weiterführenden Detailanalyse konnten in der Kennlinienform 2 Faktoren identifiziert werden, welche über die Stärke der Überschätzung bestimmen, wobei  $P_{\max}$  als der bevorzugte Betriebspunkte in der Speicheranwendung ‚Spot‘ erkannt wurde:

- $\Delta P = |P_{\max}' - P \text{ bei } \eta_{\max}'|$
- $\Delta \eta = |\eta_{\max}' - \eta \text{ bei } P_{\max}'|$

Je größer  $\Delta P$  und  $\Delta \eta$ , desto größer ist die auftretende Überschätzung, wobei das gleichzeitige Auftreten beider Faktoren den Effekt verstärkt.

### 3.5 Weitere Sensitivitäten der Break-Even-Investitionskosten

Die weiteren techno-ökonomischen Parameter üben im Vergleich zu dem Wirkungsgrad einen eher untergeordneten Einfluss auf die erzielbaren Break-Even-Investitionskosten aus. Die Parameter der Investitionskostenrechnung (Zinssatz, Abschreibedauer, Hilfsgröße Technologiespezifisches Kostenverhältnis) bewegen sich in einem mittleren Einflussbereich. Ebenso weisen die Break-Even-Investitionskosten eine mittlere Sensitivität hinsichtlich der für den Regelleistungsmarkt gewählten Angebotsstrategie auf.

Großen Variationen unterliegen die erzielbaren Break-Even-Investitionskosten im Hinblick auf das für die Jahresoptimierung ausgewählte Jahr. Das Bereitstellen positiver Minuten- bzw. Sekundärregelleistung erbrachte im Jahr 2011 in etwa nur noch ein Drittel bzw. die Hälfte des Erlöses im Vergleich zum Jahr 2008. Während die negative Minutenreserve eine leichte Abwärtstendenz aufweist, blieb die Erlössituation für die negative Sekundärregelleistung näherungsweise stabil. Die am Day-Ahead-Spotmarkt erzielbaren Erlöse schwanken im langjährigen Mittel von 2002 bis 2011 auf einem gleich bleibenden Niveau, wobei die herausgelöste Betrachtung der Jahre ab 2008 einen kontinuierlichen Abwärtstrend aufweist.

## 4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Szenarienrechnungen haben gezeigt, dass bereits die Variation eines einzelnen Parameters großen Einfluss auf den maximal erzielbaren Jahreserlös und damit auf die resultierenden Break-Even-Investitionskosten ausüben kann. Bei der Interpretation der Ergebnisse von Studien zu Erlösmöglichkeiten von Stromspeichern sind daher die gewählten Eingangsparameter mit einzubeziehen bzw. kritisch zu hinterfragen. Für die hier untersuchten Speicheranwendungen Handel am Spotmarkt sowie Bereitstellung von Regelleistung zeigten sich insbesondere der Zykluswirkungsgrad sowie die gewählte Jahreszeitreihe als Parameter mit hoher Sensitivität auf die Break-Even-Investitionskosten. Die Sensitivität und damit die bspw. durch Erhöhung des Zykluswirkungsgrades erreichbare Erlössteigerung sind jedoch abhängig von der gewählten Speicheranwendung. Die Wirtschaftlichkeit einer bspw. auf Wirkungsgradsteigerung abzielenden Fortentwicklung der Speichertechnologie muss daher im Einzelfall mit den Mehrkosten für die Investition abgeglichen werden. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Verwendung des maximalen Wirkungsgrades als Konstante über den gesamten Teillastbereich anstelle des realen Wirkungsgradverlaufes – wie es in es in den meisten verwandten Forschungsarbeiten die Regel ist – zu einer systematischen Überschätzung des erzielbaren Erlöses führt.

Unabhängig von den Sensitivitäten und der gewählten Speichertechnologie zeigte sich, dass die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung derzeit die Anwendung mit den höchsten Erlösmöglichkeiten für Stromspeicher darstellt. Eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der Anwendung ist zu treffen, wenn die hier berechneten Break-Even-Investitionskosten an den realen Investitionskosten der jeweiligen Technologie gespiegelt werden. Sollten die verfügbaren Anwendungen für Stromspeicher nicht wirtschaftlich sein, aber aus Sicht des Systems ein Bedarf an Speichern bestehen, sind Anreize von regulatorischer Seite zu erwägen. Ebenso ist in folgenden Forschungsarbeiten zu prüfen, inwiefern der in entsprechenden systemischen Studien berechnete Speicherbedarf durch den hier nachgebildeten, marktorientierten Speicherbetrieb gedeckt werden kann.

## Literatur

- Ago13 Agora Energiewende: *Die Energiewende im Stromsektor 2013: Erzeugung, Verbrauch, Erneuerbare Energien und CO<sub>2</sub>-Emissionen*. Berlin, 2013.
- BB13 Beier, C.; Bretschneider, P.: *Modellbasierte, regional aufgelöste Analyse des Bedarfs an netzgekoppelten elektrischen Energiespeichern zum Ausgleich fluktuierender Energien*. Oberhausen, 2013.
- BMM10 Bieber, M.; Marquardt, R.; Moser, P.: *The ADELE Project: Development of an Adiabatic CAES Plant Towards Marketability*. 5<sup>th</sup> International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Berlin, 2010.
- Bun11 Bundesumweltministerium (BMU): *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG 2012)*. Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr. 42.
- Bun12 Bundesumweltministerium (BMU): *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung*. Berlin, 2012.
- DBWK12 Doetsch, C.; Budt, M.; Wolf, D.; Kanngießer, A.: *Adiabates Niedertemperatur-Druckluftspeicherkraftwerk zur Unterstützung der Netzintegration von Windenergie*. Oberhausen, 2012.
- Deu10 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): *dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025*. Berlin, 2010.
- Deu12 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): *Thesenpapier Strategieplattform Power to Gas: Technik und Technologieentwicklung*. Berlin, 2012.
- DTJ12 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); TU Dortmund; Jacobs University Bremen: *Ausbau- und Innovationsbedarf der Verteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin, 2012.
- DTR10 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); TU München, RWTH Aachen: *Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien*. Berlin, 2010.
- EC10 Eyer, J.; Corey, G.: *Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide – A study for the DOE Energy Storage Systems Program*. Albuquerque and Livermore, 2010.

- ETG09 ETG Taskforce Energiespeicher: *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*. Frankfurt am Main, 2009.
- ETG12 ETG Taskforce Energiespeicher: *Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*. Frankfurt am Main, 2012.
- Eur08 Europäisches Parlament: EP seals Climate Package.  
In: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20081208BKG44004+0+DOC+XML+V0//EN>. Letzter Zugriff am 05.01.2013.
- Evo10 Evonik Industries: *Mission Possible*. In: Corporate-Responsibility-Bericht 2009. Essen, 2010.
- Gam12 GAMS Development Corporation: *GAMS – The Solver Manuals. Version: 2012*. In: <http://www.gams.com/docs/document.htm>. – Letzter Zugriff am 28.11.2012.
- Gil12 Gildemeister Energy Solutions: *Nutzen Sie ihr eigenes Netz: Speichersysteme für intelligente Energieversorgung*. Produktbroschüre, 2012.
- HGBH12 Heide, D.; Greiner, M., Bremen, L. von; Hoffmann, C.: *Reduced storage and balancing needs in a fully renewable European power system with excess wind and solar power generation*. In: *Renewable Energy* 36 (2011), Nr. 9, S.2515-2523. – ISSN 09601481
- Kan14 Kanngießler, A.: *Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen*. Verlag Karl Maria Laufen, Oberhausen, 2014. – ISBN 9783874683043.  
Zugleich: Dissertation, TU Dortmund, 2013.
- LMN<sup>+</sup>11 Lemaire, E.; Martin, N.; et al.: *European White Book on Grid-connected Storage*, 2011. – ISBN 9783943517002
- MME<sup>+</sup>12 McCarl, B.; Meeraus, A.; et al.: *McCarl GAMS User Guide: Version 23.8*. 2012.
- Ras10 Rastler, D.: *Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits*. Palo Alto, 2010.
- RWE14 RWE Effizienz GmbH: *Stadt Meckenheim und RWE ziehen positive Bilanz im Pilotprojekt Windheizung*. Pressemitteilung, 14.01.2014.
- Sch13 Schleswig-Holstein Netz AG: *Intelligentes Stromnetz und innovative Stromspeicher in Betrieb genommen – Pellworm zeigt modellhaft Wege zur Energieversorgung der Zukunft*. Pressemitteilung, 09.09.2013.
- Sta06 Stadler, I.: *Demand Response: Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Verlag dissertation.de, 2006. – ISBN 978-3866240926. Zugleich: Habilitation, Universität Kassel, 2005.
- Ums13 Fraunhofer UMSICHT: *Durchbruch für neuartige Stromspeicher: Große und leistungsfähige Redox-Flow-Batterie*. Pressemitteilung 06.03.2013.
- Win13 Winkel, M.: *Modelling combined load shifting of thermal supply systems in settlements*. 8<sup>th</sup> International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Berlin, 2013.