

# Auslegung von hybriden Energiespeichern

Alexander Emde<sup>1\*</sup>, Benedikt Kratzer<sup>1\*</sup>, Alexander Sauer<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Fraunhofer Institut für Produktionstechnik und Automatisierung, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, Deutschland, +49 711 970 1916., [alexander.emde@ipa.fraunhofer.de](mailto:alexander.emde@ipa.fraunhofer.de), <https://www.ipa.fraunhofer.de>

<sup>2</sup>Universität Stuttgart, Institut für Energieeffizienz in der Produktion, Nobelstr. 12, 70569 Stuttgart, Deutschland

\*Nachwuchsautoren

**Kurzfassung:** In diesem Beitrag wird eine Methode zur Auslegung von hybriden Energiespeichern vorgestellt. Im ersten Schritt wird ein Konzept für hybride Energiespeicher, bestehend aus Energiespeichern mit unterschiedlichen Nutzenergieformen, beschrieben. Im Anschluss wird die Auslegung von hybriden Energiespeichern beschrieben. Dazu wird ein mathematisches Modell mithilfe einer linearen Optimierung erstellt. Zur Validierung der Methode und des Konzepts wird eine Fallstudie zwischen einer Einzelenergiespeicherlösung auf elektrochemischer Basis mit einer hybriden Energiespeicherspeicherlösung vorgestellt.

**Keywords:** Hybride Energiespeicher, sektorgekoppelte Energiespeicher, Multi-Storage-System, Sektorkopplung, elektrische Energiespeicher, elektrochemische Energiespeicher, mechanische Energiespeicher, thermische Energiespeicher, chemische Energiespeicher, Auslegung von hybriden Energiespeichern

## 1 Motivation

Industrieunternehmen zeigen zunehmend Interesse sich mit den Technologien der Energiespeicherung auseinander zu setzen, um sich so vom öffentlichen Energienetz unabhängiger zu machen und schwankende Energiepreise ausgleichen zu können. Die Probleme bei der Auslegung, der Nutzung und der Betriebsführung von Energiespeichern liegen allerdings hauptsächlich an den hohen Investitionskosten im Vergleich zum erwirtschafteten Erlös. (Zimmermann et al. 2019)

Eine potenzielle Lösung bieten hybride Energiespeicher (Zimmermann et al. 2019; Bocklisch 2015). Hybride Energiespeicher bieten eine Reduktion der Investitionskosten, erhöhen die Systemeffizienz und bieten eine höhere Lebenserwartung im Vergleich zu Einzelspeicherlösungen (Bocklisch 2015; Chong et al. 2016).

Neben der etablierten Kombination von elektrischen und elektrochemischen Energiespeichern steigt auch das Interesse andere Energiespeicher, wie thermische und elektrochemische, zu einem hybriden Energiespeicher zu kombinieren. (Zimmermann et al. 2019)

Im Sinne des vorliegenden Beitrags wird unter hybriden Energiespeichern ein Energiespeichersystem verstanden, bei dem mindestens zwei Energiespeicher zum Einsatz kommen, welche gegenseitige Schwächen ausgleichen. Beispielsweise wird ein Energiespeicher mit hoher Energiedichte, einer geringen Leistungsdichte und geringen spezifischen Investitionskosten mit einem Energiespeicher mit einer hohen Leistungsdichte, einer geringen Energiedichte und hohen spezifischen Investitionskosten kombiniert. (Sterner und Stadler 2019; Bocklisch 2015; Zimmermann et al. 2019)

## 2 Konzeptvorstellung

Abbildung 1 zeigt eine konzeptionelle Einbindung von verschiedenen Energiespeichern im industriellen Kontext. Dieses Konzept beschreibt verschiedene Energiespeichertechnologien mit unterschiedlichen Nutzenergieformen. Für die Nutzung von hybriden Energiespeichern wird ein gemeinsames Anwendungsziel, wie beispielsweise Peak-Shaving benötigt. Zur Erfüllung dieses Ziels können thermische, chemische, elektrochemische und mechanische Energiespeicher eingesetzt werden. Um die elektrische Leistung senken zu können, werden entweder die Energiewandlungstechnologien abgeschaltet, wobei der Produktionsprozess mithilfe des Energiespeichers weiter betrieben wird, oder die Energie rückgewandelt. Eine Kombination von mehreren Energiespeichertechnologien mit unterschiedlichen Nutzenergieformen kann somit als hybrider Energiespeicher oder hybrides Energiespeichersystem beschrieben werden.

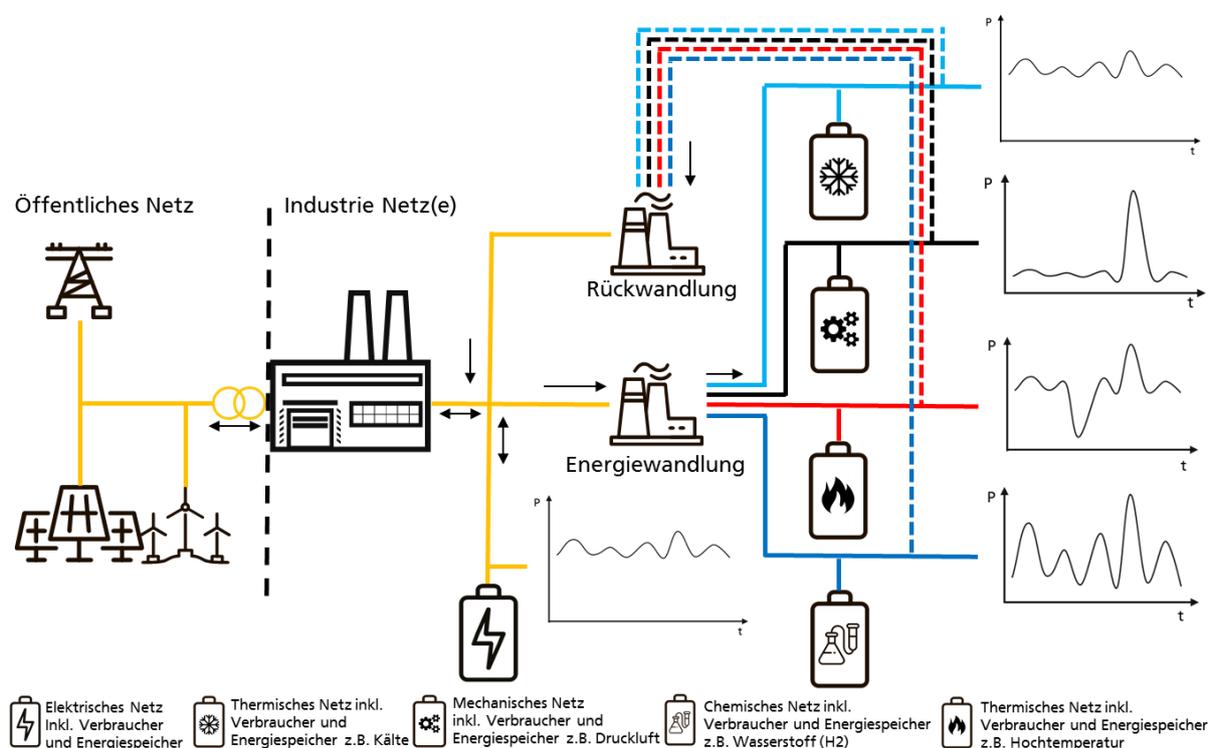


Abbildung 1: Konzept "Hybrides Energiespeichersystem im Industrienetz"

### 2.1 Randbedingungen und Grenzen

In dem Leitmotiv „Efficiency First“ wird ein möglichst direkter Energieverbrauch empfohlen, um Wandlungsverluste zu vermeiden. Auch die sektorenübergreifende Energieträgernutzung wird von der Bundesregierung Deutschland als Handlungsempfehlung ausgesprochen. Durch die Sektorenkopplung und direkte Nutzung von Energie kann das Stromnetz entlastet werden und zusätzliche Kosteneinsparungen durch Lastspitzenglättung für Unternehmen entstehen. Diesem Leitmotiv folgt die angewandte Methodik, indem limitierende Nebenbedingungen aufgestellt werden (vgl. Kapitel 3). So wird beispielsweise der direkte Verbrauch von thermischer Energie stets einer Rückwandlung vorgezogen. (BMW<sub>i</sub> 2017, S. 13)

Eine weitere Randbedingung bzw. Grenze der Methode ist die Bedingung, dass die elektrische und thermische Last zu jederzeit durch den Einsatz von Energiespeicher oder durch den

Netzbezug gedeckt werden muss. Die potenzielle Gefahr eines Produktionsstillstands soll damit ausgeschlossen werden.

Die Methode bzw. das Konzept berücksichtigt die Erhöhung der Systemkomplexität mit steigender Komponentenanzahl jedoch nicht. Analog dazu werden auch die positiven Effekte von hybriden Energiespeichern, wie eine verlängerte Lebensdauer einzelner Komponenten, nicht berücksichtigt (Hajiaghasi et al. 2019).

## 2.2 Energieträger und Energiespeicher

Für das Konzept und die Modellierung werden elektrische, mechanische, chemische, elektrochemische und thermische Energiespeichertechnologien berücksichtigt. Eine Übersicht über die Technologien und die für Konzept und Modellierung relevanten Parameter sind in Tabelle 1 gegeben. Die elektrischen Energiespeicher werden durch Superkondensatoren und SMES (Supraleitfähiger magnetischer Energiespeicher), die mechanischen Energiespeicher werden durch PHS (Pumped Hydro Storage), CAES (Compressed Air Energy Storage) und Drehmassenspeicher, die chemischen Energiespeicher durch Wasserstoff- und Methanspeicher, die elektrochemischen Energiespeicher durch BSA (Blei-Säure Akkumulator), NCA (Nickel-Cadmium Akkumulator), NSA (Natrium-Schwefel Akkumulator), LIA (Lithium-Ionen Akkumulator) und RFA (Redox-Flow Akkumulator), die thermischen Energiespeicher durch sensible, latente und thermochemische Energiespeicher repräsentiert. Zusätzlich wurden zwei weitere Parameter für die Datenbank hinzugefügt. Der Faktor  $\beta$  beschreibt das Verhältnis von installierter Kapazität zu installierter Leistung, um die Investitionsentscheidung besser darstellen zu können. Ein weiterer Parameter beschreibt, ob die Speichertechnologie eine unabhängige Skalierung von Lade- und Entladeleistung sowie der Kapazität zulässt, oder die zu dimensionierenden Größen abhängig voneinander sind. Dabei deuten der Eintrag „0“ auf eine Abhängigkeit und der Eintrag „1“ auf eine Unabhängigkeit hin.

Tabelle 1 Parameter der Energiespeichertechnologien für die techno-ökonomische Datenbank zur Modellbildung (Sternler und Stadler 2019, 641 - 645; Chen et al. 2009, S. 17; Elsner und Sauer 2015, S. 57–64)

Parameter	Superkondensator	SMES	PHS	CAES	Drehmassenspeicher	Wasserstoff	Methan		Einheit
Energiedichte	20	5,1	1	5	115	350	1100		Wh/L
Selbstentladung	20	12,5	0,25	0	86	0	0		%/d
Lebensdauer	20	25	70	30	15	12,5	20		a
Wirkungsgrad	93,5	94,5	77,5	54	89	32	28		%
Energiespezifische Investitionskosten	8575	44620	92,2	40,9	1637,5	38,5	38,5		€/kWh
Leistungsspezifische Investitionskosten	194,5	546	905	577,5	212,5	2047,5	1367,5		€/kW
$\beta$	0,02	0,01	9,82	14,12	0,13	53,18	35,52		kWh/kW
Unabhängige Skalierung	0	0	1	1	0	1	1		

Parameter	BSA	NCA	NSA	LIA	RFA	Sensible Thermisch	Latent Thermisch	Thermochemisch	Einheit
Energiedichte	70	105	262,5	345	38	9,3	50	185	Wh/L
Selbstentladung	0,2	0,4	0,0245	0,154	0,3	1,8	1,8	0	%/d
Lebensdauer	10	15	12,5	10	11,25	40	25	50	a
Wirkungsgrad	79,5	65,5	84,5	93,5	77,5	71	86	87,5	%
Energiespezifische Investitionskosten	222,5	742,5	385	460	566,5	4,1	32,5	54	€/kWh
Leistungsspezifische Investitionskosten	332,5	742,5	1087,5	387,5	1161	105	120	2000	€/kW
$\beta$	1,49	1,00	2,82	0,84	2,05	25,61	3,69	37,04	kWh/kW
Unabhängige Skalierung	0	0	0	0	1	1	1	1	

### 3 Optimierungsmodell

Für die Energiespeicherdimensionierung wird ein Optimierungsmodell entwickelt, welches die Auslegung und die Betriebsführung für den Anwendungsfall Peak-Shaving optimiert, um die Gesamtsystemkosten zu minimieren. Der Ablauf der Auslegung ist in Abbildung 2 dargestellt. Dabei unterteilt sich der prinzipielle Aufbau in drei Phasen. Zuerst wird der Input generiert und bereitgestellt. Dazu zählen eine techno-ökonomische Kennwertdatenbank (siehe 2.2), Nebenbedingungen, wie beispielsweise in 2.1 zu sehen, und das elektrische und thermische Lastprofil. Im zweiten Schritt wird das Optimierungsmodell in einzelnen Matrizen aufgebaut und zusammengeführt. Im letzten Schritt wird der ausgegebene Lösungsvektor analysiert und die Ergebnisse ausgewertet.

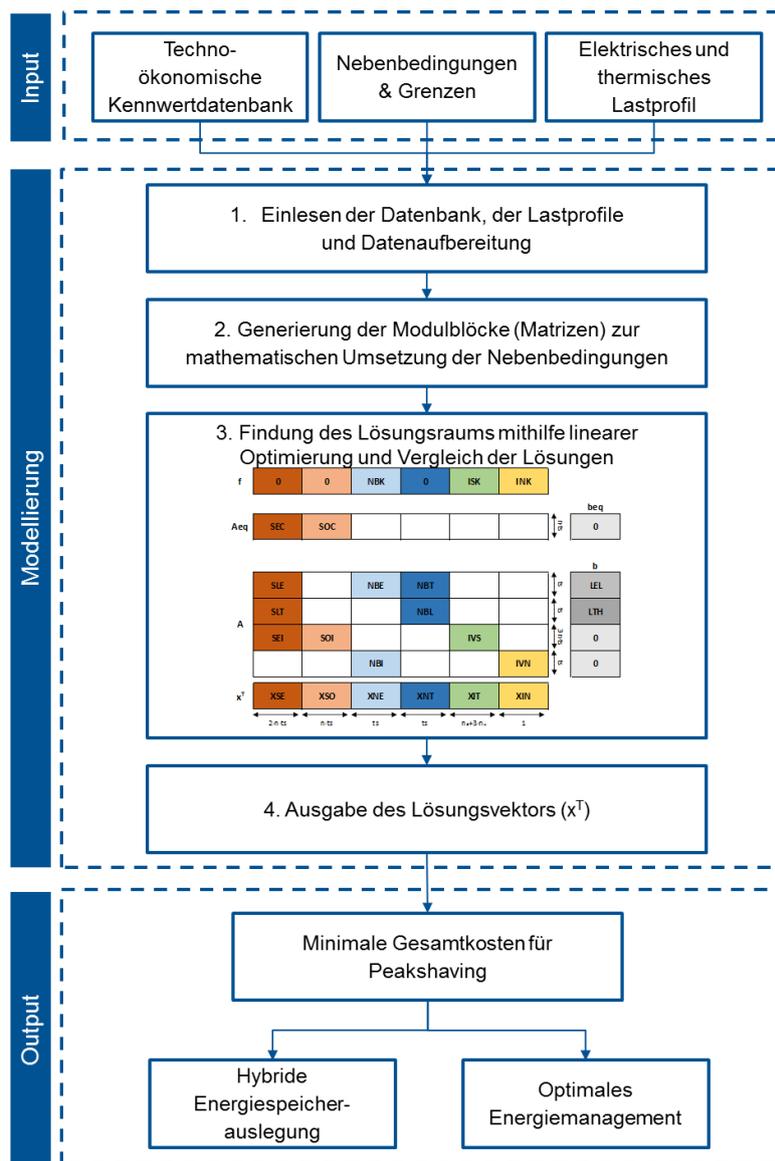


Abbildung 2 Vorgehen zur Auslegung von hybriden Energiespeichern

Die mathematische Herleitung und die Definition der Nebenbedingungen werden im Folgenden beschrieben. Dazu werden zunächst die verwendeten Formelzeichen vorgestellt. Anschließend werden die einzelnen mathematischen Nebenbedingungen hergeleitet und mathematisch beschrieben.

$P_{el,E,s_{el}}(t)$	Entladeleistung des elektrischen Speichers $s_{el}$	$d_{el}(t)$	Elektrische Last
$P_{el,L,s_{el}}(t)$	Ladeleistung des elektrischen Speichers $s_{el}$	$d_{th}(t)$	Thermische Last
$P_{th,E,s_{th}}(t)$	Entladeleistung des thermischen Speichers $s_{th}$	$\epsilon_s(t)$	Ladezustand des Speichers $s$
$P_{th,L,s_{th}}(t)$	Ladeleistung des thermischen Speichers $s_{th}$	$\eta_s$	Gesamtwirkungsgrad des Speichers $s$
$P_{L,s}(t)$	Ladeleistung des Speichers $s$	$\eta_{th,s_{th}}$	Gesamtwirkungsgrad des thermischen Speichers $s_{th}$
$P_{E,s}(t)$	Entladeleistung des Speichers $s$	$\eta_{el,s_{el}}$	Gesamtwirkungsgrad des elektrischen Speichers $s_{el}$
$P_{L,s,inst}$	Installierte Ladeleistung des Speichers $s$	$\eta_{s,sd}$	Selbstentladung des Speichers $s$
$P_{E,s,inst}$	Installierte Entladeleistung des Speichers $s$	$s$	Energiespeichertechnologie 1 ... n
$\pi_{el}(t)$	Elektrischer Netzbezug zur Deckung der elektrischen Last	$s_{th}$	Thermische Energiespeichertechnologie 1 ... $n_{th}$
$\pi_{th}(t)$	Elektrischer Netzbezug zur Deckung der thermischen Last	$s_{el}$	Elektrische Energiespeichertechnologie 1 ... $n_{el}$
$\pi_{inst}$	Installierter Netzanschluss	$\Delta T$	Breite der Zeitschritte
$\kappa_{s,inst}$	Installierte Kapazität des Speichers $s$	$t$	Zeitschritt 1 ... z
$\sigma_{th}$	EER (Energie Efficiency Ratio) des Kälteerzeugers	$An$	Annuität
$\tau$	Lebensdauer in Jahren	$C_{inv}$	Investition
$r_k$	Kalkulationszinssatz in % p.a.	$\eta_c$ bzw. $\eta_d$	Belade- bzw. Entladewirkungsgrad

**Elektrische Ungleichung:**

Der elektrische Netzbezug kann zur Deckung der elektrischen Last, dem Laden elektrischer Energiespeicher und zur Deckung der thermischen Last, als Beispiel durch die Umwandlung in Kälte über Kompressionskältemaschinen, genutzt werden. Diese Zusammenhänge werden in Form einer mathematischen Ungleichung dargestellt.

$$d_{el}(t) + \pi_{th}(t) + \sum_{s_{el}=1}^{n_{el}} P_{el,L,s_{el}}(t) \cdot \frac{1}{\sqrt{\eta_{el,s_{el}}}} \leq \sum_{s_{el}=1}^{n_{el}} P_{el,E,s_{el}}(t) \cdot \sqrt{\eta_{el,s_{el}}} + \pi_{el}(t) \quad \forall t \quad \text{Gl. 1}$$

$$\text{für } P_{el}(t) \begin{cases} P_{el,E,s_{el}}(t) = 0 \text{ für } P_{el,L,s_{el}}(t) > 0 \rightarrow \text{Laden} \\ P_{el,L,s_{el}}(t) = 0 \text{ für } P_{el,E,s_{el}}(t) > 0 \rightarrow \text{Entladen} \\ P_{el,E,s_{el}}(t) = 0 \text{ und } P_{el,L,s_{el}}(t) = 0 \rightarrow \text{Stand - By} \end{cases}$$

Nicht alle Speicher  $s$  sind in der Lage die elektrische Last zu decken, daher werden die Speichertechnologien für die elektrische und thermische Lastungleichung in zwei Untergruppen unterteilt. Die erste Untergruppe  $s_{el}$  ist in der Lage die elektrische Last zu decken, während die zweite Untergruppe  $s_{th}$  in der Lage ist die thermische Last zu decken. Speicher der Untergruppe  $s_{el}$  müssen nicht auf Basis elektrochemischer Technologie bestehen. Wichtig ist hierbei die Möglichkeit der Rückwandlung der Speicherenergie in elektrische Energie und damit die Einspeisung in das Netz. Speicher der Untergruppe  $s_{th}$

können nicht in elektrische Energie rückgewandelt werden, allerdings durch Abschaltung der Energiewandlung (z.B. Kompressionskältemaschine - KKM) ebenso eine Auswirkung auf das Netz erzeugen. Deshalb wird für die elektrische Lastungleichung ausschließlich die Untergruppe  $s_{el}$  berücksichtigt und für die Untergruppe  $s_{th}$  eine eigene Gleichung eingeführt.

Nach der mathematischen Beschreibung in Gl. 1 muss zu jedem Zeitpunkt  $t$  die Summe aus Entladeleistungen der Speichertechnologien der Untergruppe  $s_{el}$  und dem elektrischen Netzbezug größer oder gleich der Summe aus Ladeleistungen der Speichertechnologien der Untergruppe  $s_{el}$ , der elektrischen Last und dem Netzbezug zur Deckung der thermischen Last sein. Durch das Radizieren des Gesamtwirkungsgrads wird ein identischer Entlade- und Ladewirkungsgrad angenommen. Die Ladeleistung wird mit dem Kehrwert des Ladewirkungsgrads der zugehörigen Technologie multipliziert, da Verluste durch Umwandlungen stattfinden und somit eine geringere Menge als die Ladeleistung gespeichert werden kann. Die Entladeleistung wird mit dem Entladewirkungsgrads multipliziert, da weniger Energie ausgespeichert werden kann.

*Thermische Ungleichung:*

Die thermische Last kann entweder direkt durch den Einsatz einer Kältemaschine oder über das Entladen eines thermischen Energiespeichers gedeckt werden. Die thermischen Energiespeicher werden allerdings auch durch den Einsatz dieser Kältemaschine zu einem früheren Zeitpunkt beladen. Diese Zusammenhänge werden in Form einer mathematischen Ungleichung dargestellt.

$$d_{th}(t) + \sum_{s_{th}=1}^{n_{th}} P_{th,L,s_{th}}(t) \cdot \frac{1}{\sqrt{\eta_{th,s_{th}}}} \leq \sum_{s_{th}=1}^{n_{th}} P_{th,E,s_{th}}(t) \cdot \sqrt{\eta_{th,s_{th}}} + \pi_{th}(t) \cdot \sigma_{th} \quad \forall t \quad \text{Gl. 2}$$

für  $P_{th}(t)$   $\left\{ \begin{array}{l} P_{th,E,s_{th}}(t) = 0 \text{ für } P_{th,L,s_{th}}(t) > 0 \rightarrow \text{Laden} \\ P_{th,L,s_{th}}(t) = 0 \text{ für } P_{th,E,s_{th}}(t) > 0 \rightarrow \text{Entladen} \\ P_{th,E,s_{th}}(t) = 0 \text{ und } P_{th,L,s_{th}}(t) = 0 \rightarrow \text{Stand - By} \end{array} \right.$

Gl. 2 beschreibt, dass die Summe aus thermischer Last und der Ladeleistung der Speichertechnologien der Untergruppe  $s_{th}$  zu jedem Zeitpunkt  $t$  kleiner oder gleich der Summe aus der Entladeleistung der Speichertechnologien der Untergruppe  $s_{th}$  und dem elektrischen Netzbezug zur Deckung der thermischen Last sein muss. Dabei wird der elektrische Netzbezug mit der Stromkennzahl der Kältemaschine multipliziert, um so die Kältemaschine im Modell abzubilden. Die Berücksichtigung des Wirkungsgrades erfolgt parallel zur elektrischen Lastungleichung.

Analog zu der elektrischen und thermischen Lastungleichung kann das Optimierungsmodell um weitere Nutzenergieformen erweitert werden. Dadurch können Rückwandlungen vermieden und somit ein höherer Systemwirkungsgrad erzielt werden.

*Speichergleichung:*

Im Modell wird der Ladezustand der verwendeten Speichertechnologien zu jedem Zeitpunkt dargestellt. Einen Einfluss auf den aktuellen Ladezustand haben die Faktoren Laden, Entladen

und Ladezustand des vorherigen Zeitschritts. In Abbildung 3 ist ein schematisches Speichermodell zur Deckung elektrischer Last dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass sowohl beim Laden als auch beim Entladen Verluste entstehen. Deshalb wird ein Wirkungsgrad je Energiespeichertechnologie berücksichtigt. Zusätzlich zu den Verlusten, die beim Laden und Entladen auftreten entlädt sich jede Energiespeichertechnologie selbst. Deshalb wird die Selbstentladung von dem Ladezustand des vorherigen Zeitschrittes in der Energiespeichergleichung subtrahiert.

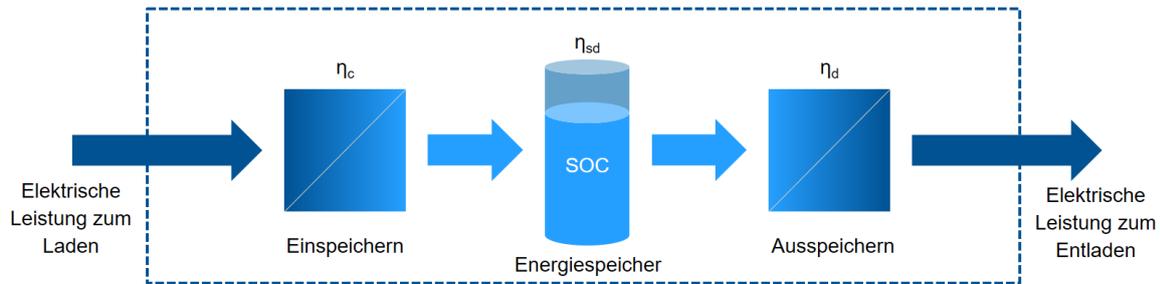


Abbildung 3 Schematisches Energiespeichermodell nach (Sterner und Stadler 2019, S. 25)

$$(1 - \eta_{s,sd}) \cdot \epsilon_s(t - 1) + P_{L,s}(t) \cdot \Delta T \cdot \frac{1}{\sqrt{\eta_s}} - P_{E,s}(t) \cdot \Delta T \cdot \sqrt{\eta_s} = \epsilon_s(t) \quad \forall s, t \quad \text{Gl. 3}$$

Diese Gleichung gilt für alle Zeitschritte. Bei dem ersten Zeitschritt bezieht sich der vorherige Zeitschritt allerdings auf den Ladezustand des letzten Zeitschrittes. Dadurch wird ein zyklischer Verlauf des Ladezustands abgebildet, bei dem der erste und letzte Zeitschritt gekoppelt sind.

*Nebenbedingungen für die Technologie:*

Das Optimierungsmodell soll einen optimalen Zubau an Energiespeichertechnologien ausgeben. Deshalb wird eine Nebenbedingung für die Investitionsentscheidung der Technologien implementiert. Dadurch sollen die optimale Ladeleistung, Entladeleistung und Kapazität der installierten Energiespeicher festgelegt werden.

$$P_{L,s}(t) \leq P_{L,s,inst} \quad \forall s, t \quad \text{Gl. 4}$$

$$P_{E,s}(t) \leq P_{E,s,inst} \quad \forall s, t \quad \text{Gl. 5}$$

$$\epsilon_s(t) \leq \kappa_{s,inst} \quad \forall s, t \quad \text{Gl. 6}$$

*Nebenbedingung für den Netzanschluss:*

Durch den Netzanschluss wird bestimmt, wie hoch der maximale Netzbezug jedes einzelnen Zeitschritts sein kann. Der installierte Netzanschluss muss folglich, zu jedem Zeitschritt  $t$ , größer oder gleich dem Netzbezug sein. Im Modell wird über den installierten Netzanschluss außerdem das leistungsbezogene Netzentgelt berechnet.

$$\pi_{el}(t) \leq \pi_{inst} \quad \forall t \quad \text{Gl. 7}$$

*Annuitätenmethode:*

Da es sich um ein Optimierungsmodell und nicht um ein intertemporales Modell handelt, wird die Investition mit Hilfe der Annuitätenmethode auf jährliche Gesamtkosten, die über die Lebensdauer der Installation konstant bleiben, aufgeschlüsselt.

$$An = C_{inv} \cdot \frac{r_k \cdot (1 + r_k)^\tau}{(1 + r_k)^\tau - 1} \quad \text{Gl. 8}$$

#### 4 Fallstudie: Vergleich zwischen hybrider Energiespeicherlösung und Einzelspeicherlösung

Um einen Vergleich zwischen hybriden Energiespeichern und Einzelspeicherlösungen ziehen zu können, wird das Optimierungsmodell auf einen Lastverlauf mit elektrischem und thermischem Anteil angewendet. Die Durchführung der Optimierung findet in zwei verschiedenen Varianten statt. In der ersten Variante sind alle Kombinationsmöglichkeiten aus 15 verschiedenen Energiespeichertechnologien möglich (siehe Kapitel 2.2). In der zweiten Variante stehen ausschließlich elektrochemische Energiespeichertechnologien zur Verfügung, um so ein Szenario für eine Einzelspeicherlösung zu generieren. (Bei elektrochemischen Energiespeichern handelt es sich um den bevorzugten Typ von Energiespeichertechnologien des Fallbeispiels.)

In Abbildung 4 ist der Lastverlauf eines Industrieunternehmens mit elektrischem und thermischem Anteil abgebildet. Die angegebenen Werte sind dabei auf den Maximalwert der Gesamtlast normiert. Das Optimierungsmodell wird in beiden Varianten mit diesem Lastverlauf durchgeführt.

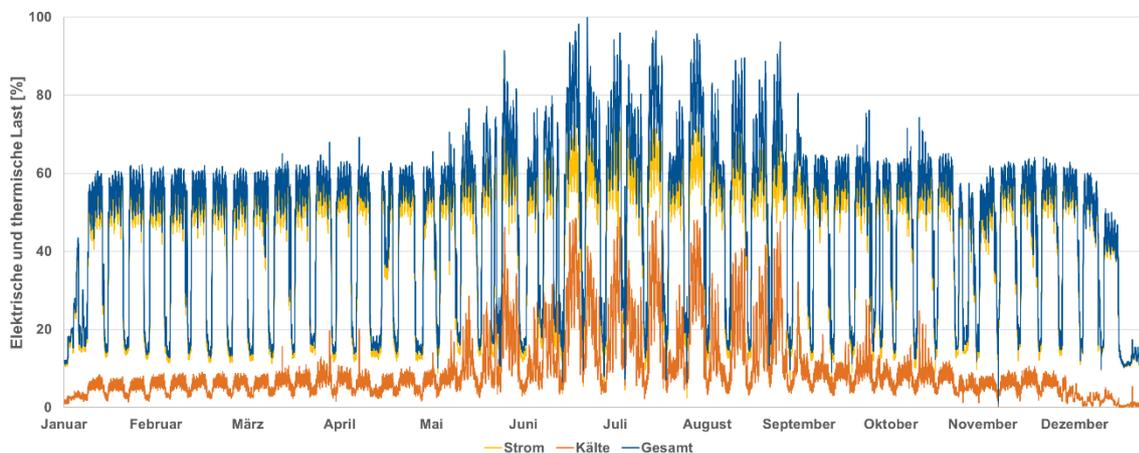


Abbildung 4 Elektrischer und thermischer Lastverlauf eines Industrieunternehmens

Die vom Optimierungsmodell ausgegebenen Auslegungen sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Diese Auslegungen beschreiben dabei die optimale Energiespeicherinstallation und -nutzung, um die Gesamtkosten (Investitions-, Arbeits- und Leistungskosten) des Systems zu minimieren. Die in Kapitel 3 definierten Nebenbedingungen werden für die Investitionsentscheidung berücksichtigt und eingehalten.

Tabelle 2 Installation hybrider Energiespeicher vs. Einzelspeicher

	Optimaler hybrider Energiespeicher		Optimaler Einzelspeicher
	CAES inkl. Rückwandlung	Sensibler therm. Energiespeicher	BSA
CAPEX [€/a]	83.788	233.230	148.600
Kapazität [kWh]	1.099,9	507.480	5.156,9
Ladeleistung [kW]	36,495	3.792,5	3.450,9
Entladeleistung [kW]	2.116	14.505	3.450,9
Lastspitzenreduktion [%]	24 (CAES + sensibler therm. Energiespeicher)		8

Die Installation eines hybriden Energiespeichers, bestehend aus einem thermischen und einem mechanischen Energiespeicher, führt zu einer ökonomisch optimalen Lösung bei der Auslegung ohne Restriktionen, wie beispielsweise einem eingeschränkten Platzbedarf für die Speicher. Dabei werden ein sensibler thermischer Energiespeicher, welcher durch Abschaltung der Energiewandlung (Kompressionskältemaschine) Lastspitzen reduzieren kann, und ein CAES, welcher durch Rückwandlung in elektrische Energie Lastspitzen reduzieren kann, installiert. Der Einsatz dieser Energiespeicherkombination ermöglicht eine Lastspitzenreduzierung von 24 % (siehe Abbildung 5). Die Installation dieser Energiespeicherkombination ist aufgrund der geringen spezifischen Investition (im Vergleich zu elektrochemischen Energiespeicherlösungen) wirtschaftlich und erlaubt eine große Energiespeicherdimensionierung. Zusätzliche Kosten für die Wandlungstechnologien sind im CAPEX (spezifische Investitionskosten) bereits berücksichtigt.

In Abbildung 5 ist der ursprüngliche Lastverlauf und der geglättete Lastverlauf mit einer Lastspitzenreduktion von 24 % durch den Einsatz des hybriden Energiespeichers dargestellt.

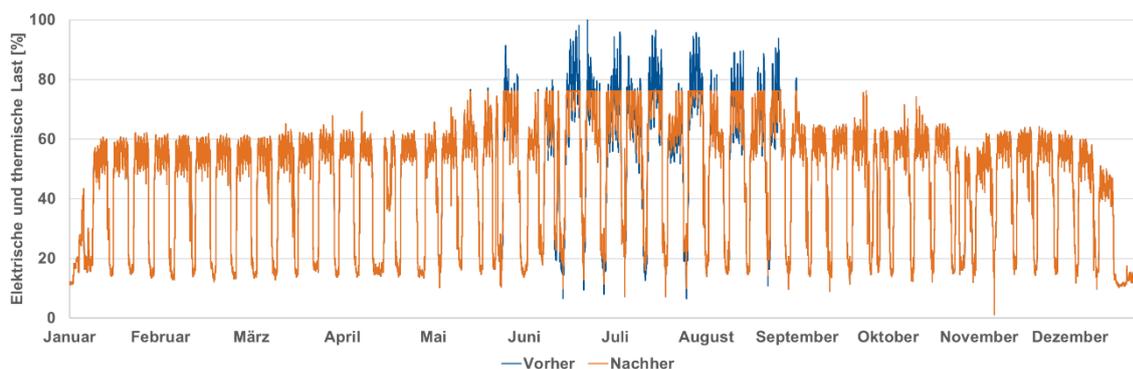


Abbildung 5 Geglätteter Lastverlauf durch hybriden Energiespeicher

In der zweiten Variante, welche aus einem elektrochemischen Einzelspeicher besteht, kann durch die Installation eines BSA eine Reduktion der Lastspitze um 8 % ermöglicht werden. Diese Auslegung entspricht dem besten Kosten-Nutzen Verhältnis für die Installation eines einzigen elektrochemischen Energiespeichers.

In Abbildung 6 werden die jährlichen Gesamtkosten den jährlichen Einsparungen der Energiespeicherinstallationen gegenübergestellt. Dabei ist erkennbar, dass die optimale Einzelspeicherlösung jährliche Gesamtkosten in Höhe von etwa 150 Tsd. € verursacht und

jährliche Einsparungen in Höhe von etwa 300 Tsd. € Jahren ermöglicht, bezogen auf eine Lebensdauer von 10. Die optimale Installation des hybriden Energiespeichers verursacht jährliche Gesamtkosten von 317 Tsd. € und erzielt jährliche Einsparungen von 922 Tsd. €, bezogen auf eine Lebensdauer von 30 Jahren. Für einen besseren Vergleich zwischen hybriden Energiespeichern und einem elektrochemischen Einzelspeicher werden auch potentielle Einsparungen einer Einzelspeicherlösung mit jährlichen Gesamtkosten von 317 Tsd. € dargestellt. Dabei betragen die jährlichen Einsparungen etwa 560 Tsd. € bei einer Lastspitzenreduktion von 14,5 %, bezogen auf eine Lebensdauer von 10 Jahren.

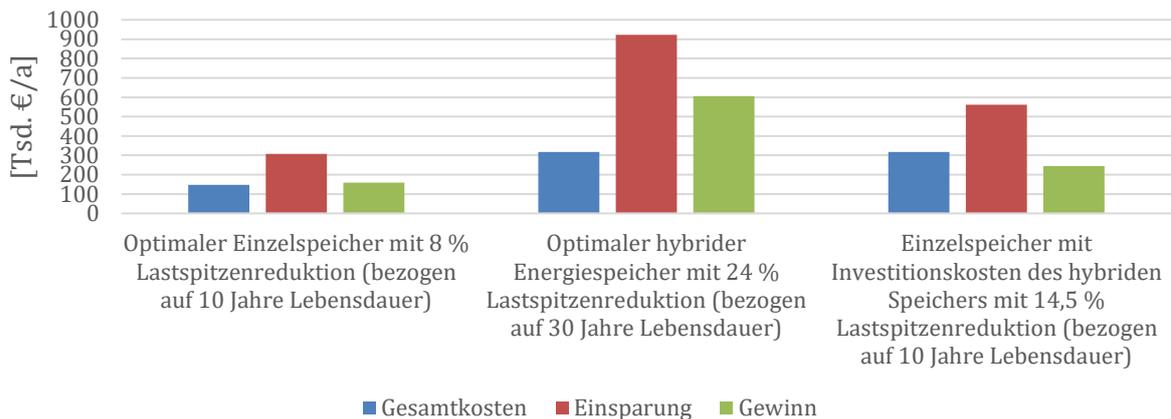


Abbildung 6 Vergleich von Gesamtkosten, Einsparung und Gewinn verschiedener Energiespeicherinstallationen (auf die Lebensdauer der Energiespeicher bezogen)

## 5 Fazit und Ausblick

Die Fallstudie zeigt die optimale Auslegung eines hybriden Energiespeichersystems und eines elektrochemischen Einzelenergiespeichersystems mit Abbildung der jährlichen Gesamtkosten und der jährlichen Kosteneinsparung bezogen auf die Lastspitzenreduktion. Die Fallstudie bestätigt die potenzielle Wirtschaftlichkeit eines hybriden Energiespeichersystems und zeigt, dass mit dem Auslegungsoptimum wesentlich größere Energiespeicherkapazitäten und -leistungen nötig sind, im Vergleich zu elektrochemischen Einzelspeicherlösungen. Allerdings können durch die optimalen hybriden Energiespeicherlösungen, bedingt durch die benötigte höhere Leistung und Kapazität, ebenso höhere Lastspitzenreduzierungen erreicht werden. Die Reduktion der Lastspitzen durch den optimalen hybriden Energiespeicher lag bei dieser Fallstudie bei 24 %. Ein elektrochemischer Einzelspeicher, welcher mit gleichen Gesamtkosten einhergeht wie der optimale hybride Energiespeicher, erreicht eine Lastspitzenreduktion von 14,5 % und damit eine geringere jährliche Kosteneinsparung.

Um die Methode und damit das Optimierungsmodell zukünftig weiterzuentwickeln, können folgende Aspekte ergänzt werden:

- Erweiterung des Untersuchungsrahmen um weitere Nutzenergieformen und Lastgänge (z.B. Druckluftverbrauch)
- Detailliertere Abbildung der Energiespeicher und der Verluste (z.B. Ein- und Ausspeicherung, Verluste, Lebensdauererhöhung durch hybride Energiespeicherkombinationen)
- Detailliertere Abbildung von Energiewandlungen

- Möglichkeit zur Erweiterung der Methodik um weitere Nebenbedingungen und Betrachtung des technischen Potenzial statt dem theoretischen Potenzial (z.B. Berücksichtig des Platzbedarfs von Energiespeichersystemen und damit Erweiterung des Modells um den Parameter €/m<sup>2</sup> bzw. kWh/m<sup>2</sup>)

## 6 Literaturverzeichnis

BMWi (2017): Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030.html>, zuletzt geprüft am 07.01.2020.

Bocklisch, Thilo (2015): Hybrid Energy Storage Systems for Renewable Energy Applications. In: *Energy Procedia* 73, S. 103–111. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.07.582.

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.

Chong, Lee Wai; Wong, Yee Wan; Rajkumar, Rajprasad Kumar; Rajkumar, Rajpartiban Kumar; Isa, Dino (2016): Hybrid energy storage systems and control strategies for stand-alone renewable energy power systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 66, S. 174–189. DOI: 10.1016/j.rser.2016.07.059.

Elsner, Peter; Sauer, Dirk Uwe (2015): Energiespeicher - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“, zuletzt geprüft am 07.01.2020.

Hajiaghasi, Salman; Salemnia, Ahmad; Hamzeh, Mohsen (2019): Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review. In: *Journal of Energy Storage* 21, S. 543–570. DOI: 10.1016/j.est.2018.12.017.

Sterner, Michael; Stadler, Ingo (2019): Handbook of Energy Storage. Demand, Technologies, Integration. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. Online verfügbar unter <https://www.springer.com/de/book/9783662555033>, zuletzt geprüft am 14.10.2019.

Zimmermann, Fabian; Emde, Alexander; Laribi, Raoul; Wang, Diana; Sauer, Alexander (2019): Energiespeicher in Produktionssystemen. Online verfügbar unter <https://www.eep.uni-stuttgart.de/institut/publikationen/>, zuletzt geprüft am 16.10.2019.

## 7 Danksagung

Die Autoren danken dem BMBF und dem Projektträger Jülich, welche das Forschungsprojekt Synergie und damit diese Arbeit gefördert beziehungsweise betreut haben.

## **8 Kurzlebenslauf**

Alexander Emde, M.Eng.

Alexander Emde, geb. 1993, ist seit 2017 am Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP) der Universität Stuttgart und am Fraunhofer Institut für Produktionstechnik und Automatisierung (IPA) tätig. Er arbeitet an nationalen und internationalen Projekten. Sein Schwerpunkt ist die Entwicklung von neuen hybriden Energiespeichersystemen.

Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. Alexander Sauer

Alexander Sauer, geb. 1976, studierte an der RWTH Aachen Maschinenbau und Betriebswirtschaftslehre und promovierte am WZL der RWTH Aachen. Er ist Leiter des Instituts für Energieeffizienz in der Produktion (EEP) der Universität Stuttgart und Leiter des Fraunhofer-Instituts für Produktionstechnik und Automatisierung (IPA).

Benedikt Kratzer, B.Sc.

Benedikt Kratzer absolviert sein Masterstudium in Management and Technology an der Technischen Universität München und schreibt seine Masterarbeit über die Entwicklung hybrider Energiespeicher.