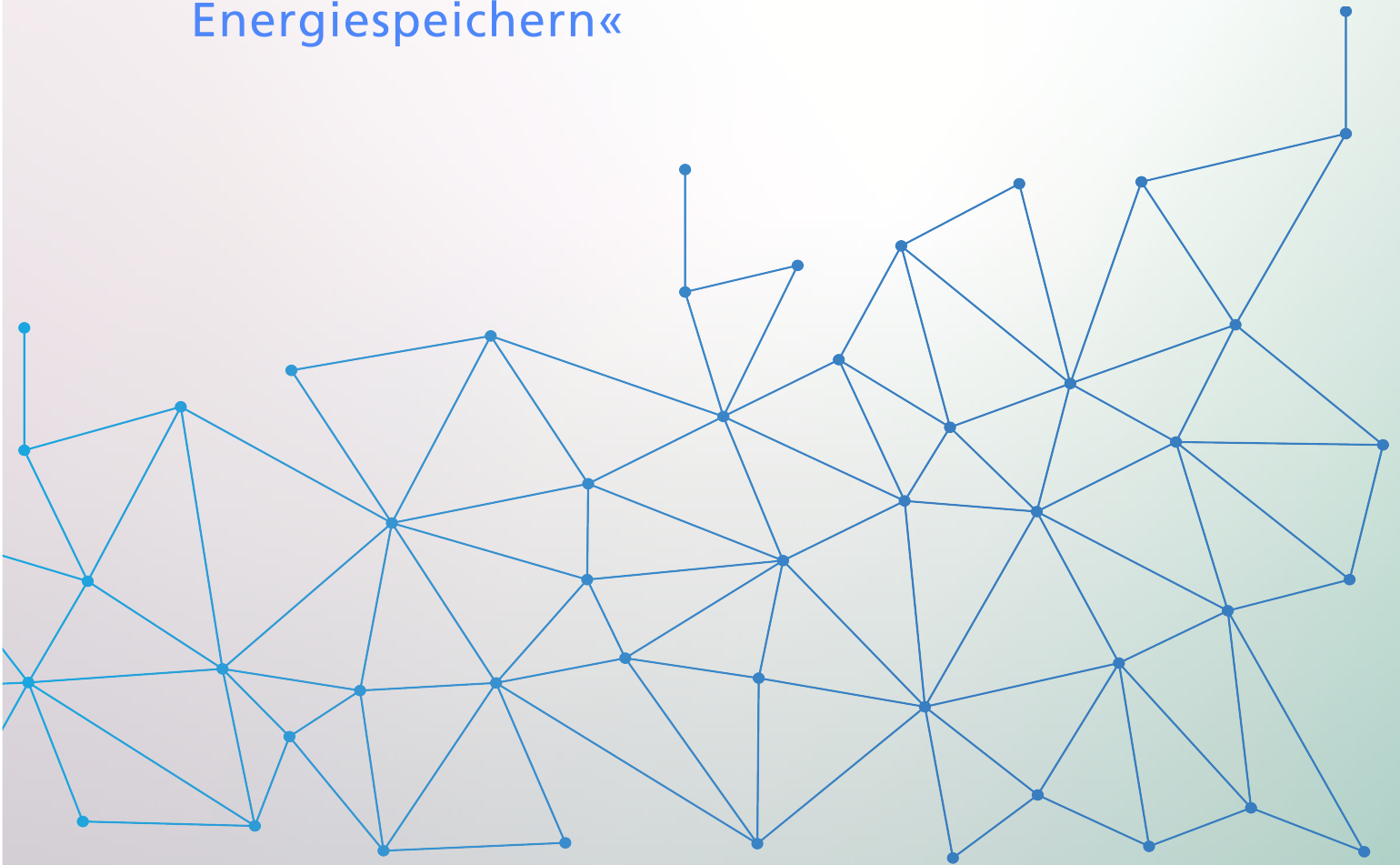


Alexander Emde

»Techno-ökonomische Bewertung von
energieträgerübergreifenden hybriden
Energiespeichern«



Alexander Emde

»Techno-ökonomische Bewertung von energieträgerübergreifenden
hybriden Energiespeichern«

Herausgeber

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Thomas Bauernhansl^{1,2}

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. Alexander Sauer^{1,3}

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Kai Peter Birke⁴

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Marco Huber^{1,2}

¹ Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA, Stuttgart

² Institut für Industrielle Fertigung und Fabrikbetrieb (IFF) der Universität Stuttgart

³ Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP) der Universität Stuttgart

⁴ Institut für Photovoltaik (*ipv*) der Universität Stuttgart

Kontaktadresse:

Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA
Nobelstr. 12
70569 Stuttgart
Telefon 0711 970-1100
info@ipa.fraunhofer.de
www.ipa.fraunhofer.de

Bibliographische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliographie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.de> abrufbar.

Zugl.: Stuttgart, Univ., Diss., 2023

D 93

2023

Druck und Weiterverarbeitung:

Fraunhofer Verlag Mediendienstleistungen, Stuttgart, Jahr des Drucks
Für den Druck des Buches wurde chlor- und säurefreies Papier verwendet.



Dieses Werk steht, soweit nicht gesondert gekennzeichnet,
unter folgender Creative-Commons-Lizenz:
Namensnennung – Nicht kommerziell – Keine Bearbeitungen
International 4.0 (CC BY-NC-ND 4.0).

Techno-ökonomische Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern

Von der Fakultät Energie-, Verfahrens- und Biotechnik
der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von

Alexander Emde
aus Quierschied

Hauptberichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. Alexander Sauer
Mitberichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Rüdiger Daub

Tag der mündlichen Prüfung: 12.01.2023

Institut für Energieeffizienz in der Produktion
der Universität Stuttgart

2023

Vorwort des Autors

Diese Dissertation entstand während meiner Tätigkeit am Institut für Energieeffizienz in der Produktion der Universität Stuttgart (EEP) und des Fraunhofer-Instituts für Produktionstechnik und Automatisierung (IPA).

Mein besonderer Dank gilt Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. Alexander Sauer, Leiter des Instituts für Energieeffizienz in der Produktion und des Fraunhofer-Instituts für Produktionstechnik und Automatisierung, für die fachliche Förderung meiner Arbeit, die konstruktiven und hilfreichen Gespräche und das gesetzte Vertrauen in mich. Bei Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Rüdiger Daub, Leiter des Lehrstuhls für Produktionstechnik und Energiespeichersysteme der Technischen Universität München und des Fraunhofer-Instituts für Gießerei-, Composite- und Verarbeitungstechnik, möchte ich mich für die Übernahme des Mitberichts und der wissenschaftlichen Begleitung der Arbeit herzlich bedanken. Für die Übernahme des Vorsitzes der Prüfungskommission danke ich Herrn Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Dr. h. c. Siegfried Schmauder, Leiter der Abteilung Multiskalensimulation am Institut für Materialprüfung, Werkstoffkunde und Festigkeitslehre der Universität Stuttgart.

Besonders möchte ich allen Kolleginnen und Kollegen des EEPs und des IPAs danken, die mich begleitet und bei meiner Arbeit unterstützt haben. Ebenso bedanke ich mich bei allen Studentinnen und Studenten die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Weiterhin bedanke ich mich bei allen alten Freunden aus der Heimat und den neuen Freunden aus Stuttgart. Wir sind uns stets eine gegenseitige Stütze und ich freue mich, dass wir zeitnah gemeinsam durch die Ziellinie laufen.

Insbesondere bedanke ich mich herzlich bei meiner Familie, die nie einen Zweifel an mir haben, mir den Rücken in jeder Situation stärken und sich immer sicher sind, dass ich jede Herausforderung meistere.

Zum Schluss danke ich meiner Mama Claudia, die mir meine Ausbildung ermöglicht hat, immer für mich da ist und für mich ein großes persönliches Vorbild ist.

Vielen Dank an alle!

Kurzfassung

Um die Klimaziele erreichen zu können, muss die zukünftige Energieerzeugung zu großen Teilen über erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Diese Erzeugungsarten unterliegen Fluktuationen, wodurch der Energiebedarf und die Energieerzeugung nicht synchron sind. Energiespeicher sind eine potenzielle Lösung, um die Erzeugung und den Verbrauch zeitlich zu entkoppeln. Energiespeichertechnologien erweisen sich nicht nur im Kontext des Stromnetzes, sondern auch im Einsatz für Industrieunternehmen als sinnvoll. So kann ein Energiespeicher für diverse Anwendungsfälle in der Industrie genutzt werden. Dabei bietet der Einsatz von Energiespeichern verschiedene Vor- und Nachteile. Die größten Hemmnisse beim Einsatz von Energiespeichertechnologien sind die zu hohe Investition und zu geringen Erlöse.

Fokus der Arbeit ist die Bewertung und Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystemen für Industrieunternehmen und die damit verbundenen wirtschaftlichen Erlöse, die ein Industrieunternehmen erzielen kann. Das Ergebnis ist ein neues methodisches Vorgehen zur techno-ökonomischen Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern, das es erlaubt, den Einsatz, die Investition und die Erlöse von Energiespeichersystemen im industriellen Kontext zu optimieren und damit ein zukunftsorientiertes Energiesystem zu betreiben.

In dieser Arbeit werden die Anwendungsfälle Netzentgeltreduktion (Peak Shaving und Atypische Netznutzung), Eigenverbrauchsoptimierung, Effizienzsteigerung und Nutzung dynamischer Strompreise näher betrachtet.

Dabei wird sich auf die Kombination von elektrochemischen, thermischen, mechanischen und chemischen Energiespeichern zu energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystemen fokussiert. Anhand zweier Fallstudie aus der Praxis werden jeweils monoenergetische und hybride Energiespeicherkonfigurationen ausgelegt und bewertet. Dabei zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit stark von den technischen und ökonomischen Kennwerten der Energiespeichertechnologien und von den eingesetzten Energieträgern abhängig ist.

Abstract

In order to be able to achieve the climate targets, future energy generation must be provided to a large extent by renewable energies. These types of generation are subject to fluctuations, which means that energy demand and generation are not synchronized. Energy storage is a potential solution to decouple generation and consumption over time. Energy storage technologies are proving useful not only in the context of the power grid, but also in applications for industrial companies. Thus, energy storage can be used for various applications in industry. In this context, the use of energy storage offers various advantages and disadvantages. The biggest obstacles in the use of energy storage technologies are the too high investment costs and too low revenues.

The focus of this work is the evaluation and design of cross-energy-carrier hybrid energy storage systems for industrial companies and the associated economic revenues that an industrial company can achieve. The result is a new methodological approach for the technical and economic evaluation of cross-energy hybrid energy storage systems, which allows to optimize the deployment, investment costs and revenues of energy storage systems in an industrial context and thus to operate a future-oriented energy system.

In this work, the use cases of grid charge reduction (peak shaving and atypical grid usage), self-consumption optimization, efficiency increase and use of dynamic electricity prices are considered in more detail.

The focus is on the combination of electrochemical, thermal, mechanical and chemical energy storage systems into hybrid energy storage systems across energy carriers. Based on two case studies from practice, monoenergetic and hybrid energy storage configurations are designed and evaluated. It is shown that the economic efficiency is strongly dependent on the technical and economic parameters of the energy storage technologies and on the energy carriers used.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Ausgangssituation und Problemstellung	2
1.2	Forschungsmethodik und wissenschaftstheoretische Positionierung	4
1.3	Zielsetzung, Forschungsfrage und Aufbau der Arbeit	7
2	Grundlagen.....	11
2.1	Energieträgerübergreifende hybride Energiespeicherung.....	11
2.1.1	Überblick über Energiespeichertechnologien	14
2.1.2	Charakterisierung von Energiespeichern.....	14
2.1.3	Degradation von Energiespeichern	15
2.1.4	Thermische Energiespeicher	16
2.1.5	Elektrochemische Energiespeicher	24
2.1.6	Mechanische Energiespeicher.....	30
2.1.7	Chemische Energiespeicher.....	33
2.1.8	Elektrische Energiespeicher	34
2.2	Be- und Entladestrategien von Energiespeichern	35
2.2.1	Ansätze zur Betriebsführung von Energiespeichern.....	35
2.2.2	Einflüsse auf die Betriebsführung durch energiespeicherspezifische Eigenschaften.....	41
2.2.3	Analyse der Be- und Entladestrategien	43
2.3	Das Produktionssystem.....	44
2.3.1	Systemtheoretische Grundlagen.....	44

2.3.2 Die Fabrik als System.....	45
2.4 Energieversorgung in einer Fabrik	50
2.4.1 Definition Energie.....	50
2.4.2 Energiewandlungskette.....	52
2.4.3 Industrielles Energiesystem	53
2.5 Öffentlicher Energiemarkt und Anwendungsfälle für Energiespeicher	55
2.5.1 Aktuelle Energiemarktsituation in Deutschland	56
2.5.2 Netzdienlichkeit.....	58
2.5.3 Energiespeicher innerhalb des Energiemarkts.....	62
2.6 Energiewandlungstechnologien	68
2.6.1 Regenerative Energieerzeugung	68
2.6.2 Elektrische Energiewandler	70
2.6.3 Energiewandlung zwischen elektrischer und mechanischer Energie.....	71
2.6.4 Energiewandlung zwischen elektrischer und chemischer Energie.....	73
2.6.5 Energiewandlung zwischen elektrischer und thermischer Energie.....	75
2.6.6 Energiewandlung zwischen chemischer und thermischer Energie	79
2.7 Investitionsrechnung.....	82
2.7.1 Investitionsprozess.....	83
2.7.2 Investitionsrechnungsverfahren	84
2.7.3 Investitionsrechnung für Energiespeicher	93
2.7.4 Sensitivitätsanalyse.....	95
2.7.5 Szenario-Analyse.....	97
2.8 Zwischenfazit	99
3 Stand der Technik und der Forschung	102

3.1	Vorgehen zur Ermittlung des Stands der Technik und der Forschung.....	102
3.2	Bestehende Ansätze zur techno-ökonomischen Bewertung von Energiespeichern.....	104
3.2.1	Ansätze für monoenergetische Energiespeicher.....	104
3.2.2	Ansätze für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher.....	113
3.3	Zwischenfazit.....	121
4	Anforderungen und Einordnung des Stands der Technik und der Forschung	122
4.1	Ableitung der Anforderungen	122
4.1.1	Anforderungen an den Objektbereich	122
4.1.2	Anforderungen an die Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern.....	124
4.2	Bewertung des Stands der Technik und der Forschung.....	126
4.2.1	Bewertung der Auslegungsansätze für monoenergetische Speicher.....	126
4.2.2	Bewertung der Auslegungsansätze für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher.....	128
4.3	Zwischenfazit.....	130
5	Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern.....	133
5.1	Methodisches Vorgehen.....	133
5.2	Konzept.....	135
5.2.1	Referenz.....	138
5.2.2	Datenbasis.....	138
5.2.3	Voranalyse.....	141
5.2.4	Auslegung.....	146
5.2.4.1	Allgemeines Vorgehen der Auslegung	146

5.2.4.2	Ablaufdiagramme der Anwendungsfälle.....	148
5.2.4.3	Untermethode Analyse des dynamischen Strompreisprofils	153
5.2.4.4	Untermethode Lastprofilanalyse	154
5.2.4.5	Untermethode Berechnung der energiespeicherspezifischen Ein- und Ausspeicherpotenziale.....	163
5.2.4.6	Untermethode Ermittlung der resultierenden Lastprofile	166
5.2.4.7	Untermethode Berechnung der maximal möglichen Peak Shaving Leistung.....	172
5.2.4.8	Untermethode Technische Auslegung der monoenergetischen Speicher.....	174
5.2.4.9	Untermethode Technische Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher.....	180
5.2.4.10	Untermethode Ermittlung der neuen resultierenden Lastprofile und des Einspeicherpotenzials.....	184
5.2.4.11	Untermethode Ökonomische Bewertung der monoenergetischen Speicher und energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher	187
5.2.5	Bewertung.....	198
5.3	Zusammenfassung und Zwischenfazit	207
6	Validierung	208
6.1	Fallstudie mittelständisches Zulieferunternehmen	208
6.1.1	Referenz.....	208
6.1.2	Datenbasis.....	209
6.1.3	Voranalyse.....	210
6.1.4	Auslegung.....	215
6.1.5	Bewertung.....	241

6.2	Fallstudie Automobilhersteller	251
6.2.1	Referenz.....	251
6.2.2	Datenbasis.....	252
6.2.3	Voranalyse.....	254
6.2.4	Auslegung.....	259
6.2.5	Bewertung.....	284
6.3	Zusammenfassung und Zwischenfazit.....	293
7	Reflexion, Zusammenfassung und Ausblick	295
7.1	Reflexion.....	295
7.1.1	Bewertung der Erfüllung der Anforderungen	295
7.1.2	Beantwortung der Forschungsfragen	300
7.2	Zusammenfassung und Ausblick.....	303
8	Literaturverzeichnis.....	305
9	Anhang.....	335
9.1	Thematisch bezogene und vom Autor betreute Studienarbeiten	335
9.2	Thematisch bezogene Veröffentlichungen des Autors.....	336
9.3	Energiespeicherkennwerte.....	337

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
AC	Wechselstrom
AdKM	Adsorptionskältemaschinen
AEL	Alcaline Electrolysis
AKM	Absorptionskältemaschinen
ASM	Asynchronmaschine
aus	auspeichern
BHKW	Blockheizkraftwerk
bzw	beziehungsweise
ca	Circa
CAES	compressed energy storage, Druckluftspeicherkraftwerk
CAPEX	Capital Expenditures, Investition
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance, Leistungszahl
DC	Gleichstrom
Deg	Degradation
DIN	Deutsches Institut für Normung
DoD	Depth of Discharge, Entladungstiefe
dyn	dynamisch

EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EER	energy efficiency ratio
EEX	European Energy Exchange
EHES	Energieträgerübergreifender hybrider Energiespeicher
ein	einspeichern
EoL	End of Life, Ende der Lebensdauer
et al.	und andere
EW	Energiewandler
f	folgend
ff	folgende
G	Giga
GOMES	Generic Optimization Model for Energy Storage
GSM	Gleichstrommaschine
GuD	Gas und Dampf
H ₂	Wasserstoff
HES	Hybrider Energiespeicher
HLZF	Hochlastzeitfenster
HTES	High Temperature Electrolysis of Steam
J	Joule
k	Kilo
K	Kelvin
kg	Kilogramm
KKM	Kompressions-Kältemaschinen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
Li	Lithium
LVP	Lastverschiebepotenzial
M	Mega
m	Milli
m ³	Kubikmeter
max	Maximal
med	Median
min	Minute
Mio	Million
NaNiCl	Natrium-Nickelchlorid
Na-S	Natrium-Schwefel
NiMH	Nickel-Metallhydrid
OPEX	Operational Expenditures, Betriebskosten
ORC	Organic Rankine Cycle
OTC	over the counter
P	Peta
PEM	Proton Exchange Membrane
PEMEL	Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis
PHS	Pumpspeicherkraftwerk
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
PV-Anlage	Photovoltaikanlage

RFB	Redox-Flow-Batterie
RM	Reluktanzmaschine
ROI	Return of Investment
S	Seite
sec	Sekunde
SM	Synchronmaschine
SMES	Supraleitender Magnetischer Energiespeicher
SOC	State-of Charge, Ladezustand
SOEL	Solid Oxide Electrolysis
SoH	State of Health, Zustand der Batterie
sp	speichern
stat	statisch
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TRL	Technology Readiness Level, Technologie-Reifegrad
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
usw	und so weiter
V	Volt
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VGL	Vergleich
VRFB	auf Vanadium basierte Redox-Flow-Batterie
W	Watt
Wh	Wattstunde
WKA	Windkraftanlage
WK-Anlage	Windkraftanlage
WP	Wärmepumpe

z.B. zum Beispiel

Indizes

Δ	Längenänderung / Delta	
(j), (k), (n), (v), (x), (y), (z)	Datensätze und Laufvariablen	
A	Abschreibungen	
Ann	Annuität	
AP	Arbeitspreis	€
$A_{Pot,j}$	Ausspeicherpotenzial je Lastprofil	kW
$A_{Pot,j,i}$	Energiespeicherspezifischen Ausspeicherpotenzial	kW
$A_{pot,j,max}$	Maximale Ausspeicherleistung je Lastprofil	kW
$A_{pot,k,max}$	Maximale kombinierte Ausspeicherleistung	kW
a_t	Auszahlungen im Zeitpunkt t	
A_t	Ausgaben zur Speicherbetriebsführung	€
b	Füllstand des Speichers	Wh
B_G	Jährliche Betriebskosten	€
b_p	Leistungsspezifische Betriebskosten	€/kW
b_w	Energiespezifische Betriebskosten	€/kWh
C_0	Kapitalwert	€
c_t	Cashflow, Einzahlungsüberschuss im Zeitpunkt t	
d	Degradation	
E	Erlös	€
e	Energie	Wh

E_{alt}	Kosten vor dem Peak Shaving	€
e_{aus}	ausgespeicherte Energie	Wh
E_E	Energiekosteneinsparung	€
e_{EE}	Einspeisevergütung	€
e_{ein}	eingespeicherte Energie	Wh
E_G	Gesamtkosteneinsparung	€
$E_{j,\text{Jahr}}$	Energieverbrauch je Lastprofil über ein Jahr	kWh
E_K	Kostensparnis pro Jahr	€/Jahr
E_{neu}	Kosten nach dem Peak Shaving	€
E_{PN}	Leistungspreis	€/kW
e_p	Leistungsspezifische Anschaffungskosten	€/kW
E_P	Leistungskosteneinsparung	€
$E_{\text{Pot},j}$	Einspeicherpotenzial je Lastprofil	kW
$E_{\text{Pot},j,i}$	Energiespeicherspezifisches Einspeicherpotenzial	kW
E_t	Einzahlungen im Zeitpunkt t	€
e_t	Entladetiefe	%
$e_{\text{Ü}}$	Energieüberschuss	W
E_W	Energiepreis	€/kWh
e_w	Energiespezifische Anschaffungskosten	€/kWh
g	durchschnittlich gebundenes Kapital	€
G	Gewinn	€
h	Habenzinssatz	%

I	eingesetztes Kapital	€
i	Kapitalzins	%
I_0	Anfangsinvestition	€
i_{ep}	Energiepreissteigerung pro Jahr	%
K	Kosten	€
K_0	Anfangskosten für die jährliche Energiebereitstellung	€
K_{DS}	Dynamische Strompreiskurve	€
$K_{DS,max}$	Maximum der dynamischen Strompreiskurve	€
$K_{DS,med}$	Median der dynamischen Strompreiskurve	€
$K_{DS,min}$	Minimum der dynamischen Strompreiskurve	€
K_E	Energiebezugskosten	€
K_f	fixe Kosten	€
K_G	Gesamtkosten	€
K_{max}	Maximalkosten	€
K_{min}	Minimalkosten	€
K_N	Endkosten für die jährliche Energiebereitstellung	€
K_P	Leistungsbezugskosten	€
K_v	variable Kosten	€
K_W	Kapitalwert	€
K_{W0}	Anfangskapitalwert	€
L	Lastprofil	kW
L_{BP}	Lastbereitstellungspreis	€/kW

L_{chem}	Chemisches Lastprofil	kW
L_{EE}	Lastprofil erneuerbare Energien	kW
L_{el}	Elektrisches Lastprofil	kW
L_j	Energieträgerspezifischen Lastprofil	kW
$L_{j,\text{HLZF}}$	Lastprofile innerhalb des Hochlastzeitfensters	kW
$L_{j,i}$	Energiespeicherspezifisches Lastprofil	kW
$L_{j,\text{max}}$	Lastspitze des jeweiligen Lastprofils	kW
$L_{j,\text{min}}$	Minimale Leistung je Lastprofil	kW
$L_{j,\text{mittel}}$	Mittlere Leistung je Lastprofil	kW
L_{mech}	Mechanisches Lastprofil	kW
L_{N}	Lastprofil am Netzanschlusspunkt	kW
$L_{\text{th,K}}$	Thermisches Lastprofil (Kälte)	kW
$L_{\text{th,W}}$	Thermisches Lastprofil (Wärme)	kW
$L_{\text{Ü}}$	Lastprofil Energieüberschuss	kW
M_{E}	Maximum für jedes Lastprofil	W
M_{K}	Maximum der Kombinationen	W
n_{dyn}	dynamische Amortisationszeit	Jahre
n_{EI}	Anzahl der Ersatzinvestitionen	
n_{stat}	statische Amortisationszeit	Jahre
N_{t}	Nettozahlungen	€
n_{zyk}	Zyklische Lebensdauer des Speichers	Zyklen

P	Leistung	W
P_1	Startwert Leistungsuntersuchung	W
P_2	Endwert Leistungsuntersuchung	W
P_{chem}	Chemische Leistung	W
$P_{E,s}$	Entladeleistung des Speichers s	W
P_{el}	Elektrische Leistung	W
P_j	Leistung je Energieträger	kW
$P_{j,\text{max}}$	Lastspitze je Energieträger	kW
$P_{j,\text{min}}$	Minimale Leistung je Energieträger	kW
$P_{j,\text{mittel}}$	Mittlere Leistung je Energieträger	kW
$P_{L,s}$	Ladeleistung des Speichers s	W
P_{LL}	untere Leistungsgrenze	W
$P_{\text{max,Shave}}$	Maximale Leistung	W
P_{mech}	Mechanische Leistung	W
P_N	Netzbezug	W
$P_{N,\text{max}}$	Maximale Leistung am Netzanschlusspunkt	€
$P_{N,\text{mittel}}$	Mittlere Leistung am Netzanschlusspunkt	€
$P_{S,G}$	Summierte Peak Shaving Leistung	kW
$P_{S,j}$	Peak Shaving Leistung je Lastprofil	kW
P_{Schritt}	Untersuchungsschrittweite	W
P_{Shave}	Peak-Shave-Leistung	W

P_{Speicher}	Leistung des Speichers	W
$P_{\text{th,K}}$	Thermische Leistung (Kälte)	W
$P_{\text{th,W}}$	Thermische Leistung (Wärme)	W
P_{UL}	obere Leistungsgrenze	W
Q	elektrische Ladung	W
R	Rentabilität	
r / R_{ent}	Rendite	%
R_n	Restwert des Speichers	€
s	Sollzinssatz	%
s_k	kritischer Sollzinssatz	%
t	Zeit	Jahre
T	Nutzungsdauer	Jahre
t_A	Amortisationszeit	Jahre
t_{Ber}	Berechnete Lebensdauer	Jahre
t_{kal}	Kalendarische Lebensdauer	Jahre
$t_{\text{Lebensdauer}}$	Lebensdauer des Speichers	Jahre
t_{max}	Längster Zeitraum	h
t_{zyk}	Zyklische Lebensdauer eines Speichers	Jahre
U	Spannung	V
VE	Vermögensendwert	€
V_{t-1}	Vermögen zu Beginn der Periode	€
W	Energie	Wh

W_{Apot}	Ausspeicherenergie	kWh
W_{Epot}	Einspeicherenergie	kWh
W_{gesamt}	Gesamtspeicherkapazität	Wh
W_{Netto}	Nettospeichergröße	Wh
W_{S}	Energiespeicherkapazität	Wh
$W_{\text{Speicher}} / W_{\text{Sp}}$	Speicherkapazität	Wh
$W_{\text{Speicher,deg}}$	Speicherkapazität mit Degradation	Wh
$W_{\text{Speicher,deg,et}}$	Speicherkapazität mit Degradation und Entladetiefe	Wh
Z	Zinsen	%
Z_{k}	Zinskosten	€
zyk	Zyklen des Speichers pro Jahr	
γ	Verlust über der Zeit	
ΔP	Leistungsdifferenz	
ΔT	Breite der Zeitschritte	
ϵ_{S}	Ladezustand des Speichers s	%
η	Wirkungsgrad	%
η_{aus}	Wirkungsgrad beim Ausspeichern	%
η_{c}	Verluste beim Beladen	%
η_{chem}	Chemischer Wirkungsgrad	%
η_{d}	Verluste beim Entladen	%
η_{ein}	Wirkungsgrad beim Einspeichern	%
η_{EW}	Wirkungsgrad Energiewandler	% / COP

$\eta_{EW,j}$	Energiespeicherspezifische Energiewandlerkurve	% / COP
$\eta_{EW,mittel}$	Mittlerer Wirkungsgrad je Energiewandler	% / COP
η_{mech}	Mechanischer Wirkungsgrad	%
η_s	Gesamtwirkungsgrad des Speichers s	%
$\eta_{s,sd}$	Selbstentladung des Speichers s	%
η_{sp}	Wirkungsgrad beim Speichern	%

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Zielbild und Objektbereich eines energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystems	9
Abbildung 2 Übersicht über Energiespeichertechnologien	14
Abbildung 3 Übersicht thermischer Energiespeichertechnologien.....	17
Abbildung 4 Wärmemenge in Abhängigkeit der Temperatur	19
Abbildung 5 Schematische Darstellung eines latenten Energiespeichers	20
Abbildung 6 Ladestrategien	38
Abbildung 7 Ladestrategien	39
Abbildung 8 Systemtheorie	45
Abbildung 9 Flusssystem eines Fertigungsplatzes	46
Abbildung 10 Hierarchische Ordnung der Fabrik	48
Abbildung 11 Periphere Ordnung der Fabrik	50
Abbildung 12 Energiewandlungskette.....	53
Abbildung 13 Energiesystem.....	54
Abbildung 14 Aufteilung des deutschen Marktgebiets in Regelzonen	56
Abbildung 15 Übersicht und Zusammenhang der Energiemärkte	58
Abbildung 16 Beispiel einer Lastanpassung durch Peak Shaving und ein Lastmanagement	59
Abbildung 17 Ermittlung der Ersparnis über das Hochlastzeitfenster	62
Abbildung 18 Einsatzoptionen von Energiespeichern im industriellen Umfeld und deren Aufteilung	63
Abbildung 19 Eigenverbrauchsoptimierung mittels Energiespeicher	64

Abbildung 20 Effizienzsteigerung von Energiewandlungsanlagen mithilfe eines Kältespeichers.....	66
Abbildung 21 Beispielhafter Verlauf eines dynamischen Strompreises	67
Abbildung 22 Prinzipskizze einer elektrisch betriebenen Kompressionswärmepumpe.....	77
Abbildung 23 Investitionsprozess.....	84
Abbildung 24 Abzinsung von Zahlungen	88
Abbildung 25 Sensitivitätsanalyse	97
Abbildung 26 Relevanzanalyse der Literatur.....	103
Abbildung 27 Bewertung der Auslegungsansätze für monoenergetische Speicher...	127
Abbildung 28 Bewertung der Auslegungsansätze für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher	129
Abbildung 29 Methodisches Vorgehen anhand der Planungsschritte.....	135
Abbildung 30 Legende der Ablaufdiagramme.....	136
Abbildung 31 Vorgehen für die Bewertung von (energieträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichersystemen	137
Abbildung 32 Voranalyse	144
Abbildung 33 Visualisierung der Voranalyse.....	145
Abbildung 34 Übergeordnete Ablaufdiagramme für die Anwendungsfälle	152
Abbildung 35 Ablaufdiagramm Analyse des Strompreisprofils.....	153
Abbildung 36 Ablaufdiagramm Lastprofilanalyse	156
Abbildung 37 Ablaufdiagramm Lastprofilanalyse für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung	158
Abbildung 38 Ablaufdiagramm Lastprofilanalyse des Anwendungsfalls Eigenverbrauchsoptimierung	160

Abbildung 39 Ablaufdiagramm Lastprofilanalyse des Anwendungsfalls Nutzung dynamischer Strompreise	162
Abbildung 40 Ablaufdiagramm für die Berechnung der energiespeicherspezifischen Ein- und Ausspeicherpotenziale.....	165
Abbildung 41 Ablaufdiagramm Ermittlung der resultierenden Lastprofile des Anwendungsfalls Effizienzsteigerung	168
Abbildung 42 Ablaufdiagramm für Ermittlung der resultierenden Lastprofile des Anwendungsfalls Eigenverbrauchsoptimierung.....	171
Abbildung 43 Ablaufdiagramm Berechnung der maximalen möglichen Peak Shaving Leistung des Anwendungsfalls Peak Shaving	173
Abbildung 44 Ablaufdiagramm Technische Auslegung der monoenergetischen Speicher.....	178
Abbildung 45 Ablaufdiagramm Technische Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher	182
Abbildung 46 Ablaufdiagramm Ermittlung der neuen resultierenden Lastprofile und des Einspeicherpotenzials	186
Abbildung 47 Ablaufdiagramm für die ökonomische Bewertung	192
Abbildung 48 Visualisierung der Auslegung	196
Abbildung 49 Visualisierung des Kapitalwerts und der summierten Energiekosteneinsparung	197
Abbildung 50 Ablaufdiagramm Vergleich der Energiespeicher und der Anwendungsfälle.....	199
Abbildung 51 Visualisierung des Vergleichs der Energiespeicher	200
Abbildung 52 Ablaufdiagramm für die Sensitivitätsanalyse	204
Abbildung 53 Visualisierung der Sensitivitätsanalyse	205
Abbildung 54 Ablaufdiagramm Bewertung der Ergebnisse	206

Abbildung 55 Elektrischer Strombezug vom öffentlichen Netz	211
Abbildung 56 Elektrischer Energiebedarf über ein Jahr.....	211
Abbildung 57 Thermischer Wärmebedarf über ein Jahr.....	212
Abbildung 58 Thermischer Kältebedarf über ein Jahr	212
Abbildung 60 PV-Erzeugung über ein Jahr.....	213
Abbildung 61 Eingespeiste Energie in das öffentliche Netz aus überschüssiger Erzeugung erneuerbarer Energien	213
Abbildung 62 Day-Ahead-Energiepreiskurve über ein Jahr	214
Abbildung 63 Prognostizierte Day-Ahead-Energiepreiskurve über ein Jahr.....	215
Abbildung 64 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Peak Shaving der ersten Fallstudie.....	217
Abbildung 65 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Peak Shaving der ersten Fallstudie	217
Abbildung 66 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Peak Shaving der ersten Fallstudie.....	220
Abbildung 67 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der ersten Fallstudie	222
Abbildung 68 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der ersten Fallstudie.....	222
Abbildung 69 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der ersten Fallstudie	225

Abbildung 70 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der ersten Fallstudie	227
Abbildung 71 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der ersten Fallstudie	227
Abbildung 72 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der ersten Fallstudie	230
Abbildung 73 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der ersten Fallstudie.....	232
Abbildung 74 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der ersten Fallstudie	232
Abbildung 75 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der ersten Fallstudie.....	235
Abbildung 76 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der ersten Fallstudie	237
Abbildung 77 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der ersten Fallstudie.....	237
Abbildung 78 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der ersten Fallstudie	240
Abbildung 79 Vergleich der Anwendungsfälle der ersten Fallstudie mittelständisches Zulieferunternehmen	242

Abbildung 80 Sensitivitätsanalyse der ersten Fallstudie	249
Abbildung 81 Elektrischer Strombezug vom öffentlichen Netz	254
Abbildung 82 Elektrischer Energiebedarf über ein Jahr	255
Abbildung 83 Thermischer Kältebedarf über ein Jahr	255
Abbildung 84 Mechanischer Druckluftbedarf über ein Jahr	256
Abbildung 85 PV-Erzeugung über ein Jahr	257
Abbildung 86 Eingespeiste Energie in das öffentliche Netz aus überschüssiger Erzeugung erneuerbarer Energien	257
Abbildung 87 Day-Ahead-Energiepreiskurve über ein Jahr	258
Abbildung 88 Prognostizierte Day-Ahead-Energiepreiskurve über ein Jahr	258
Abbildung 89 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Peak Shaving der zweiten Fallstudie	260
Abbildung 90 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Peak Shaving der zweiten Fallstudie	260
Abbildung 91 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Peak Shaving der zweiten Fallstudie	263
Abbildung 92 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der zweiten Fallstudie	265
Abbildung 93 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der zweiten Fallstudie	265
Abbildung 94 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der zweiten Fallstudie	268

Abbildung 95 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der zweiten Fallstudie.....	270
Abbildung 96 Technologiekombination der hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der zweiten Fallstudie.....	270
Abbildung 97 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der zweiten Fallstudie.....	273
Abbildung 98 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der zweiten Fallstudie	275
Abbildung 99 Technologiekombination der hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der zweiten Fallstudie	275
Abbildung 100 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der zweiten Fallstudie	278
Abbildung 101 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der zweiten Fallstudie	280
Abbildung 102 Technologiekombination der hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der zweiten Fallstudie	280
Abbildung 103 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der zweiten Fallstudie.....	283
Abbildung 104 Vergleich der Anwendungsfälle der Fallstudie Automobilhersteller..	285
Abbildung 105 Sensitivitätsanalyse der zweiten Fallstudie.....	291

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Übersicht über Anwendungen von thermischen Energiespeichern und eingesetzte / zukünftig einsetzbare Speichertechnologien.....	23
Tabelle 2 Erheblichkeitsschwellen des Verlagerungspotenzials für die unterschiedlichen Nutzungsebenen.....	61
Tabelle 3 Unternehmensspezifische Datenbasis / Energiemarktspezifische Datenbasis.....	139
Tabelle 4 Energiespeicherspezifische Datenbasis / Parameter der Energiespeicherdatenbank	140
Tabelle 5 Eingabe- und Ausgabedaten	143
Tabelle 6 Eingabe- und Ausgabedaten für den Schritt Auslegung	150
Tabelle 7 Eingabe- und Ausgabedaten für die Analyse des dynamischen Strompreisprofils.....	153
Tabelle 8 Eingabe- und Ausgabedaten für die Lastprofilanalyse	155
Tabelle 9 Eingabe- und Ausgabedaten für die Berechnung der energiespeicherspezifischen Ein- und Ausspeicherpotenziale.....	164
Tabelle 10 Eingabe- und Ausgabedaten für die Ermittlung der resultierenden Lastprofile des Anwendungsfalls Effizienzsteigerung	167
Tabelle 11 Eingabe- und Ausgabedaten für die Ermittlung der resultierenden Lastprofile des Anwendungsfalls Eigenverbrauchsoptimierung.....	170
Tabelle 12 Eingabe- und Ausgabedaten für die Berechnung der maximalen möglichen Peak Shaving Leistung des Anwendungsfalls Peak Shaving	172
Tabelle 13 Eingabe- und Ausgabedaten für die technische Auslegung der monoenergetischen Speicher	177

Tabelle 14 Eingabe- und Ausgabedaten für die technische Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher	181
Tabelle 15 Eingabe- und Ausgabedaten für die Ermittlung der resultierenden Lastprofile.....	184
Tabelle 16 Eingabe- und Ausgabedaten für die ökonomische Bewertung.....	191
Tabelle 17 Eingabe- und Ausgabedaten Bewertung	198
Tabelle 18 Eingabe- und Ausgabedaten Sensitivitätsanalyse	203
Tabelle 19 Eingabe- und Ausgabedaten für die Bewertung der Ergebnisse	206
Tabelle 20 Datenbasis der ersten Fallstudie	209
Tabelle 21 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien.....	219
Tabelle 22 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien.....	224
Tabelle 23 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien.....	229
Tabelle 24 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien.....	234
Tabelle 25 Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien	239
Tabelle 26 Parameter für die Sensitivitätsanalyse	243
Tabelle 27 Datenbasis für die zweite Fallstudie.....	253
Tabelle 28 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien.....	262
Tabelle 29 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien.....	267
Tabelle 30 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien.....	272

Tabelle 31	Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien	277
Tabelle 32	Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien	282
Tabelle 33	Parameter für die Sensitivitätsanalyse	286
Tabelle 34	Für die Auslegung verwendete Energiespeicherkennwerte (1)	337
Tabelle 35	Für die Auslegung verwendete Energiespeicherkennwerte (2)	338
Tabelle 36	Kennwerte Bleiakkumulator	339
Tabelle 37	Kennwerte Blei-Säure Akku	340
Tabelle 38	Kennwerte Blei-Säure Akku	341
Tabelle 39	Kennwerte Blei-Säure Akku	342
Tabelle 40	Kennwerte Natrium-Schwefel-Batterien	343
Tabelle 41	Kennwerte Natrium-Schwefel-Batterien	344
Tabelle 42	Kennwerte Natrium-Schwefel-Batterien	345
Tabelle 43	Kennwerte Natrium-Schwefel-Batterien	346
Tabelle 44	Kennwerte Lithium-Ionen-Akkus	347
Tabelle 45	Kennwerte Lithium Batterien	348
Tabelle 46	Kennwerte Lithium Batterien	349
Tabelle 47	Kennwerte Lithium Batterie	350
Tabelle 48	Kennwerte Redox-Flow-Batterien	351
Tabelle 49	Kennwerte Redox-Flow-Batterie	352
Tabelle 50	Kennwerte Redox-Flow-Batterie	353
Tabelle 51	Kennwerte Redox-Flow-Batterie	354
Tabelle 52	Kennwerte Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren	355
Tabelle 53	Kennwerte Nickel-Cadmium-Batterie	356
Tabelle 54	Kennwerte Nickel-Cadmium-Batterie	357

Tabelle 55 Kennwerte sensibler Wärmespeicher	358
Tabelle 56 Kennwerte Sensibler Wärmespeicher	359
Tabelle 57 Kennwerte Sensibler Wärmespeicher	360
Tabelle 58 Kennwerte latenter Wärmespeicher	361
Tabelle 59 Kennwerte Latenter Wärmespeicher	362
Tabelle 60 Kennwerte Latenter Wärmespeicher	363
Tabelle 61 Kennwerte thermochemischer Wärmespeicher	364
Tabelle 62 Kennwerte Thermochemischer Wärmespeicher	365
Tabelle 63 Kennwerte Thermochemischer Wärmespeicher	366
Tabelle 64 Kennwerte Methanspeicher	367
Tabelle 65 Kennwerte Methanspeicher	368
Tabelle 66 Kennwerte Methanspeicher	369
Tabelle 67 Kennwerte Wasserstoffspeicher	370
Tabelle 68 Kennwerte Wasserstoffspeicher	371
Tabelle 69 Kennwerte Wasserstoffspeicher	372
Tabelle 70 Kennwerte Druckluftspeicher CAES	373
Tabelle 71 Kennwerte Druckluftspeicher CAES	374
Tabelle 72 Kennwerte Druckluftspeicher CAES	375
Tabelle 73 Kennwerte Druckluftspeicher CAES	376

1 Einleitung

Die Bundesrepublik Deutschland verschärft im Jahr 2021 erneut ihre Klimaziele und setzt neue Anreize für erneuerbare Energien und die Reduktion von Emissionen. Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2030 um 65 % gegenüber 1990 reduziert werden und bis 2045 soll Deutschland klimaneutral sein. Dies verursacht einen Handlungsbedarf in allen Branchen der deutschen Industrie. (Deutscher Bundestag)

Die Klimaziele der Bundesrepublik Deutschland stellen eine große Herausforderung für Industrieunternehmen dar. Die Industrie gehört zu einem der größten Endenergieverbraucher in Deutschland. Im Jahr 2018 weist dieser Sektor einen Endenergieverbrauch von 2.600 PJ auf. Bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch in Deutschland sind dies 30 %. Dieser Sektor stellt somit einen großen Hebel für die Klimaziele dar. (BMW 2020, S. 25)

Um die Klimaziele erreichen zu können, muss die zukünftige Energieerzeugung zu großen Teilen über erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Erneuerbare Energieerzeuger unterliegen starken Schwankungen. Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen sind abhängig von externen Bedingungen wie der solaren Sonneneinstrahlung oder dem Wind beziehungsweise der Windgeschwindigkeit (Stern et al. 2017, S. 65). In Zeiten von hoher Sonneneinstrahlung und hohen Windgeschwindigkeiten wird mehr Energie erzeugt, als benötigt. Wiederum kann die Nachfrage an Energie in Zeiten von geringen Windgeschwindigkeiten und geringer Sonneneinstrahlung nicht gedeckt werden. Durch diese Fluktuation sind der Energiebedarf und die Energieerzeugung nicht synchron. (Stern et al. 2017, S. 71)

Energiespeicher sind eine potenzielle Lösung, um die Erzeugung und den Verbrauch zeitlich zu entkoppeln (Sauer et al. 2016a, S. 12; Stern et al. 2017, S. 135). Energiespeichertechnologien erweisen sich nicht nur im Kontext des Stromnetzes, sondern auch im Einsatz für Industrieunternehmen als sinnvoll. So kann ein

Energiespeicher für diverse Anwendungsfälle in der Industrie genutzt werden (Zimmermann et al. 2019, S. 15). Dabei bietet der Einsatz von Energiespeichern verschiedene Vor- und Nachteile. Die größten Hemmnisse beim Einsatz von Energiespeichertechnologien sind die zu hohen Investitionen und die zu geringen Erlöse (Zimmermann et al. 2019, S. 79).

Fokus dieser Arbeit ist die Bewertung und Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystemen für Industrieunternehmen und die damit verbundenen wirtschaftlichen Erlöse, die ein Industrieunternehmen erzielen kann. Ergebnis ist ein neues methodisches Vorgehen zur techno-ökonomischen Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern, der es erlaubt, den Einsatz, die Investition und die Erlöse von Energiespeichersystemen im industriellen Kontext zu optimieren und damit ein zukunftsorientiertes Energiesystem zu betreiben.

1.1 Ausgangssituation und Problemstellung

Industrieunternehmen zeigen zunehmend Interesse sich mit Technologien der Energiespeicherung auseinanderzusetzen, um sich so vom öffentlichen Energienetz unabhängiger zu machen und schwankende Energiepreise ausgleichen zu können. Das Problem beim Einsatz von Energiespeichern in Industrieunternehmen liegt hauptsächlich an der hohen Investition im Vergleich zum erwirtschafteten Erlös. (Zimmermann et al. 2019; Emde et al. 2020)

Eine potenzielle Lösung bieten hybride Energiespeicher (Bocklisch 2015; Zimmermann et al. 2019). Hybride Energiespeicher bieten eine Reduktion der Investition, erhöhen die Systemeffizienz und bieten eine höhere Lebenserwartung im Vergleich zu monoenergetischen Speicherlösungen (Bocklisch 2015; Chong et al. 2016; Zimmermann et al. 2019; Emde et al. 2020; Emde et al. 2021).

Als hybrider Energiespeicher wird eine Kombination aus mindestens zwei Energiespeichern verstanden (Bocklisch 2015; Sterner et al. 2019; Zimmermann et al. 2019; Emde et al. 2020). Hybride Energiespeicher sollen gegenseitige Schwächen

ausgleichen. Beispielsweise wird ein Energiespeicher mit hoher Energiedichte, geringer Leistungsdichte und geringer spezifischer Investition mit einem Energiespeicher mit hoher Leistungsdichte, geringer Energiedichte und hoher spezifischer Investition kombiniert. (Bocklisch 2015; Sterner et al. 2019; Zimmermann et al. 2019)

Als etablierte Kombination für hybride Energiespeicher wird die Kombination aus elektrochemischen und elektrischen Energiespeichertechnologien angesehen. Allerdings steigt das Interesse von Industrieunternehmen, andere Energiespeichertechnologien, etwa thermische und elektrochemische, zu einem hybriden Energiespeichersystem zu kombinieren. (Zimmermann et al. 2019)

In dieser Arbeit wird die Definition nach (Emde et al. 2020, S. 2) verwendet. Diese besagt, dass durch einen hybriden Energiespeicher Speichertechnologien mit verschiedenen End- und Nutzenergieformen kombiniert werden können. (Emde et al. 2021, S. 614) erweitert diese Definition zu einem energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher. Damit wird als Erweiterung des Betrachtungsraums nicht nur der rein elektrische Energieverbrauch betrachtet, sondern alle relevanten Energieverbräuche eines Industrieunternehmens.

Der Begriff „energieträgerübergreifend“ bezieht sich daher nicht auf einen spezifischen Energieträger, sondern auf alle relevanten Energieträger. Somit werden energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher definiert als eine Kombination mehrerer monoenergetischer Speicher, die mithilfe verschiedener Energieträger Energie speichern können. Bedingung ist, dass ein gemeinsames Anwendungsziel erreicht wird und sich die monoenergetischen Speicher somit gegenseitig unterstützen. (Müller et al. 2009, S. 73; Emde et al. 2021, S. 614)

1.2 Forschungsmethodik und wissenschaftstheoretische Positionierung

(Ulrich et al. 1976, S. 305) definiert die Wissenschaft als „...menschliches Denken, das in bestimmten, spezialisierten Institutionen (Universitäten usw.) nach bestimmten Regeln stattfindet.“ Dabei werden „Ergebnisse wissenschaftlicher Tätigkeit“ als „wissenschaftliche Erkenntnisse“ bezeichnet, unabhängig davon, ob ihnen von der fachexternen gesellschaftlichen Umwelt irgendwelche Relevanz zugebilligt wird oder nicht. Unterschieden wird dabei zwischen der Formal- und der Realwissenschaft (Ulrich et al. 1976, S. 305). Zu der Formalwissenschaft gehört die Philosophie, Logik, Mathematik und die Wissenschaftslogik. Die Realwissenschaft kann weiter in reine Grundlagenwissenschaft, zu der auch die Naturwissenschaft gehört, und in angewandte Handlungswissenschaft, zu der die Ingenieurwissenschaft gehört, unterteilt werden. (Ulrich et al. 1976, S. 305)

Diese Unterscheidung wird von der (OECD 2002, S. 30) weiter unterteilt in theoretische beziehungsweise experimentelle Grundlagenforschung, angewandte Forschung und experimentelle Entwicklung.

Die Ingenieurwissenschaft oder auch Technikwissenschaft wird meist mit der Naturwissenschaft verglichen (Ropohl 2009, S. 161). Dabei wird die Technikwissenschaft oft als angewandte Naturwissenschaft bezeichnet. Jede dieser Wissenschaften kann eigene Besonderheiten aufweisen und sich voneinander abheben (Ropohl 2009, S. 161). Die Naturwissenschaft weist theoretische Erkenntnisse, natürliche Phänomene, isolierende Analysen, idealisierende Theorien und „Wahrheiten“ auf. Im Gegenzug weist die Technikwissenschaft praktische Funktionsfähigkeiten, künstliche Gegenstände, ganzheitliche Synthesen, Realisierungsregeln und Erfolg auf (Ropohl 2009, S. 162).

Wie Wissen in der angewandten Forschung geschaffen werden kann, zeigt (Ulrich 2001). (Ulrich 2001, S. 172–179) grenzt die angewandte Forschung über den Bezug der Erforschung anwendbarer Lösungen und der praktischen Problemstellung ab. Dabei wird eine Strategie mit insgesamt sieben Phasen für den Forschungsprozess der angewandten Forschung genutzt. In der ersten Phase wird das praxisrelevante Problem erfasst und typisiert. Anschließend werden die problemrelevanten Theorien und Hypothesen der

empirischen Grundlagenwissenschaft erfasst und interpretiert. Darauf aufbauend kann in der dritten Phase die Erfassung und Spezifizierung problemrelevanter Verfahren der Formalwissenschaft durchgeführt werden. Die vierte Phase widmet sich der Erfassung und der Untersuchung des relevanten Anwendungszusammenhangs. Anschließend werden Beurteilungskriterien, Gestaltungsregeln und -modelle abgeleitet. Durch die sechste Phase werden die Regeln und Modelle im Anwendungszusammenhang geprüft. Die siebte und letzte Phase stellt die Beratung der Praxis dar. Dieses Vorgehen ist ein iterativer Prozess. Die Bearbeitung einer Phase hat Einfluss auf die folgenden und die vorhergehenden Phasen. Daher muss nach Beendigung einer Phase das erlangte Wissen neu eingeordnet werden und die ursprünglichen Phasen nach neuestem Wissensstand reflektiert werden. Der Praxiszusammenhang bildet sich wesentlich in den Phasen eins, vier, sechs und sieben ab. (Ulrich 2001, S. 194–196)

Als Ergebnis der Forschung werden allgemeingültige Hypothesen verfasst (Popper 1967, S. 104). (Kornwachs 2013) beschreibt das Ergebnis der angewandten Forschung in pragmatischen Interpretationen der Gesetze der Grundlagenforschung, die über Regeln erreicht werden. Die Regeln stellen einen Zusammenhang beziehungsweise ein Ergebnis zu einem Gesetz und Grundlagenforschung dar. Die Anwendung kann durch die Effektivität gemessen werden und stellt eine Art Güte einer Regel dar. Dieser abschließende Schritt der angewandten Forschung wird durch die Erprobung der Ergebnisse abgebildet.

Dabei stellt sich die Frage, ob diese Arbeit als Beitrag zur Wissenschaft gewertet werden kann. Das grundlegende Vorgehen dieser Arbeit richtet sich nach den Phasen von (Ulrich 2001). Zu Beginn wird eine praxisrelevante Problemstellung erfasst. Anschließend werden die problemrelevanten Grundlagen recherchiert und analysiert. Darauf aufbauend können die problemrelevanten Verfahren erfasst und spezifiziert werden. Nach diesem Schritt können die relevanten Anwendungszusammenhänge untersucht und daraufhin Beurteilungskriterien und ein Modell in Form eines methodischen Vorgehens abgeleitet werden. Zum Schluss wird der Anwendungszusammenhang geprüft und eine Empfehlung für die Praxis ausgesprochen. Der Inhalt der Schritte wird stetig verbessert

und überprüft. Die Erfahrungen der einzelnen Phasen und Schritte fließen stetig in die vor- und nachgelagerten Phasen ein. Durch dieses Vorgehen ist diese Arbeit grundlegend als Wissenschaft einzuordnen. Das Ergebnis dieser Arbeit beschreibt eine Erprobung der zu Beginn aufgestellten Hypothese in Form von Forschungsfragen. Die Effektivität der Lösung bzw. des Ergebnisses wurde mithilfe von Anwendungsbeispielen aufgezeigt. Damit stellt das Ergebnis dieser Arbeit nach (Popper 1967) und (Kornwachs 2013) einen Beitrag für die Wissenschaft dar. Diese Arbeit weist die Besonderheiten, wie praktische Funktionsfähigkeiten, künstliche Gegenstände, ganzheitliche Synthesen, Realisierungsregeln und Erfolg, der Technikwissenschaft nach (Ropohl 2009) auf. Aufgrund des Problembezugs zur Praxis und dem Ergebnis einer praxisbezogenen, anwendbaren Methode sowie der Tatsache, dass der Anwendungszusammenhang im Fokus steht, ist diese Arbeit ebenso in den Bereich der angewandten Forschung beziehungsweise angewandten Handlungswissenschaft nach (Ulrich et al. 1976) und (OECD 2002) einzusortieren. Da nach (Ulrich et al. 1976) Wissenschaft als menschliches Denken definiert wird, das nach bestimmten Regeln durchgeführt wird und wissenschaftliche Ergebnisse enthalten muss, kann abschließend die vorliegende Arbeit als Beitrag zur Wissenschaft gewertet werden, indem die vorliegenden Forschungsfragen im Folgenden aufgestellt, anhand des Vorgehens angewandter Forschung bearbeitet und letztendlich durch eine praxisbezogene Methode durch Erprobung beantwortet werden.

1.3 Zielsetzung, Forschungsfrage und Aufbau der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines methodischen Vorgehens zur techno-ökonomischen Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystemen im industriellen Kontext. Im Fokus stehen der Energieverbrauch von Industrieunternehmen, die Energiekosten und die wirtschaftlichen Erlöse beziehungsweise Einsparungen, die durch den Einsatz von Energiespeichertechnologien erreicht werden können.

Das Ziel wird durch die Beantwortung der zentralen Forschungsfrage erreicht:

Wie kann ein energieträgerübergreifendes hybrides Energiespeichersystem im industriellen Umfeld techno-ökonomisch bewertet werden?

Die zentrale Forschungsfrage kann in abgeleitete Forschungsfragen untergliedert werden:

1. Wie ist ein energieträgerübergreifendes hybrides Energiespeichersystem definiert?
2. Welche technischen und ökonomischen Parameter sind für die Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystemen relevant?
3. Welche Anforderungen werden an eine energieträgerübergreifende hybride Energiespeicherbewertung innerhalb eines industriellen Umfelds gestellt?
4. Wie kann eine techno-ökonomische Bewertung methodisch durchgeführt werden?

Die abgeleiteten Forschungsfragen spiegeln den Aufbau der Arbeit wieder. Die Grundlagen der Arbeit bilden die Definition von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystemen, die des Objektbereichs und der relevanten Parameter für die Auslegung von Energiespeichersystemen.

Das Ziel und der Objektbereich eines energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystems werden in Abbildung 1 dargestellt. Der Objektbereich kann durch ein industrielles (Energie-)Netz mit Anschluss an das öffentliche Stromnetz definiert werden. Das industrielle Netz beinhaltet verschiedene Verbraucher mit unterschiedlichen Energieformen. Um diese Verbraucher versorgen zu können, werden Energiewandlungstechnologien benötigt. Daran gekoppelt sind verschiedene

Energiespeichertechnologien, die in Kombination ein energieträgerübergreifendes hybrides Energiespeichersystem abbilden. Zur Beeinflussung beziehungsweise Optimierung des elektrischen Energiebezugs vom öffentlichen Stromnetz kann ein Energiespeicher, der elektrische Energie ein- und ausspeichern kann, eingesetzt werden. Diese Möglichkeit der direkten Netzabdeckung steht Energiespeichern, die eine andere Nutzenergie als Strom speichern, nicht zur Verfügung. Zur Deckung dieser Lasten muss zuerst die elektrische Energie, die vom Stromnetz bezogen wird, umgewandelt werden. Der Umwandlungsprozess findet dabei durch eine Energiewandlungstechnologie statt. Durch die Anpassung des Energiewandlungsprozesses kann ebenso der Bezug vom öffentlichen Stromnetz beeinflusst werden. Der Produktionsprozess wird über einen Energiespeicher mit der entsprechenden Nutzenergieform weiterversorgt.

In dem oben beschriebenen System dienen die Energiespeicher als Komponente zur Lastbeeinflussung. Durch eine zeitliche Entkopplung des Strombezugs vom Netz und der Deckung der Produktionslasten mit Hilfe der Energiespeicher, können verschiedene Anwendungsfälle adressiert und Energiekosten eingespart werden, ohne den Produktionsprozess beeinflussen zu müssen.

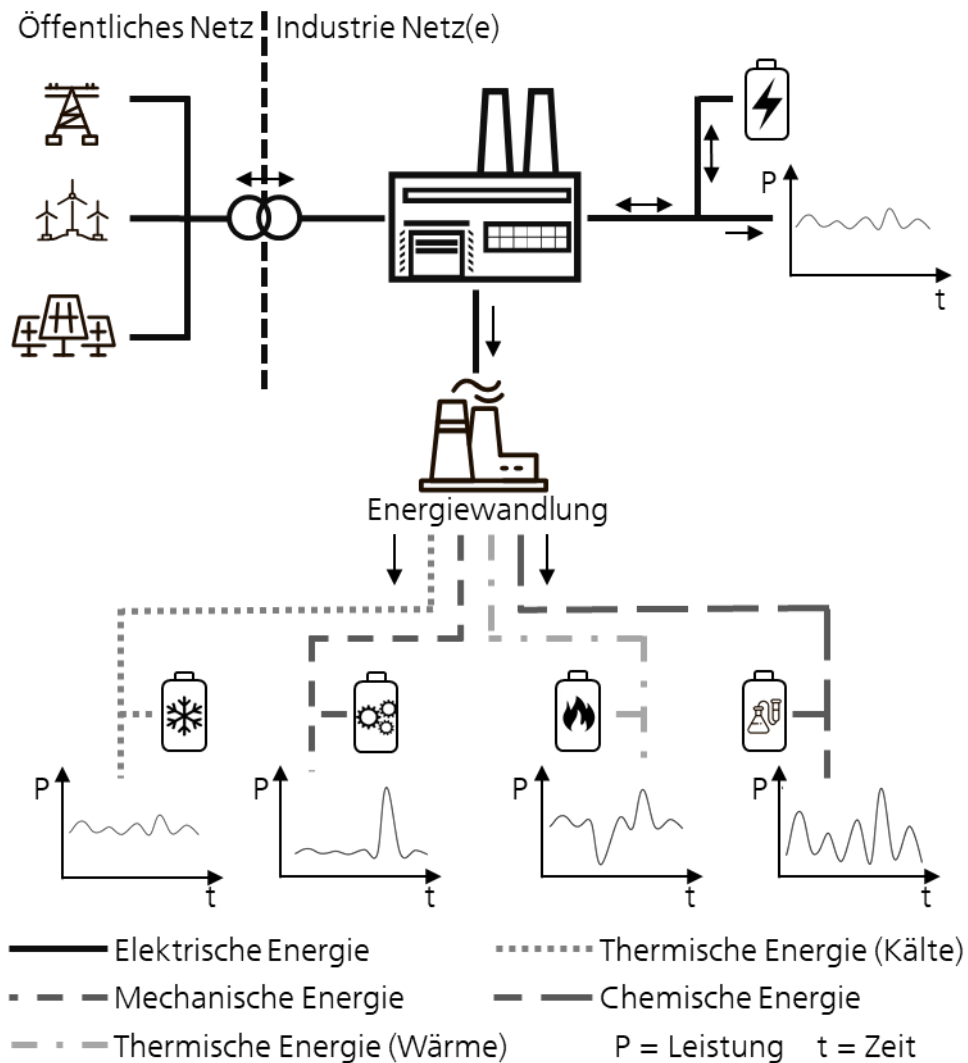


Abbildung 1 Zielbild und Objektbereich eines energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystems

Die Arbeit fokussiert sich auf die Auslegung und Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern. Dafür wird im ersten Schritt eine Grundlage hinsichtlich energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern, Be- und Entladestrategien von Energiespeichern, Produktionssystemen, Energiemarkt, Energiewandlungstechnologien und dem Investitionsprozess geschaffen. Darauf aufbauend können die erste und die zweite abgeleitete Forschungsfrage beantwortet werden.

Anschließend wird mit Hilfe des Stands der Technik und einer Übersicht aktueller Veröffentlichungen zu dem Themengebiet die dritte Forschungsfrage beantwortet und für diese Arbeit eine weitere Grundlage zur Bewertung und Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern geschaffen.

Im letzten Schritt wird die vierte abgeleitete Forschungsfrage beantwortet, indem die Erkenntnisse in ein methodisches Vorgehen integriert und abgebildet werden. Dieses entwickelte Vorgehen wird anhand zweier Fallstudien getestet und bewertet. Somit kann das Ziel dieser Arbeit und die Beantwortung der übergeordneten Forschungsfrage erreicht werden.

2 Grundlagen

Im folgenden Kapitel werden die Grundlagen dieser Arbeit und der techno-ökonomischen Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern aufgezeigt. Der Aufbau orientiert sich an der zentralen Forschungsfrage. Zu Beginn werden die Grundlagen zu energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern vorgestellt. Darauf aufbauend werden die Be- und Entladestrategien von Energiespeichern beschrieben und analysiert. Anschließend wird der Objektbereich in Form von Produktionssystemen definiert und die Energieversorgung der Fabrik mit den relevanten Energieträgern analysiert und bewertet. Nachfolgend werden der Energiemarkt und die Anwendungsfälle für Energiespeicher aufgezeigt, um darüber die Energiewandlung analysieren zu können. Abschließend werden Investitionsrechnung und –prozess dargelegt und ein Zwischenfazit gezogen.

2.1 Energieträgerübergreifende hybride Energiespeicherung

Hybride Energiespeicher werden als eine Kombination mehrerer monoenergetischer Speichertechnologien, welche unterschiedliche Nutzenergieformen speichern, definiert. Die Anzahl der monoenergetischen Speicher ist dabei nicht festgelegt und beträgt mindestens zwei. Energiespeicher werden als kombiniert beziehungsweise hybrid definiert, wenn diese einen gemeinsamen Anwendungszweck erfüllen und im gleichen physikalischen Netzabschnitt wirken. Energiespeicher in einem hybriden Energiespeichersystem können sich hinsichtlich ihrer Stärken und Schwächen ausgleichen. Vorteile von hybriden Energiespeichern gegenüber monoenergetischen Speichern sind eine höhere Systemeffizienz, eine Reduktion der Systemkosten und eine höhere Lebenserwartung. (Bocklisch 2015, S. 104; Zimmermann et al. 2019, S. 1; Emde et al. 2020, S. 1)

Als Energieträger werden Quellen oder Stoffe bezeichnet, in denen Energie gespeichert ist (Müller et al. 2009, S. 73). Energieträgerübergreifend bezieht sich daher nicht auf einen spezifischen Energieträger, sondern auf alle relevanten Energieträger. Somit werden energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher definiert als eine Kombination mehrerer monoenergetischer Speicher, die mithilfe verschiedener Energieträger Energie speichern können. (Müller et al. 2009, S. 73; Emde et al. 2021, S. 614)

Für viele Anwendungsfälle lohnt sich die Kombination von monoenergetischen Speichern zu einem hybriden Energiespeicher, damit sich diese hinsichtlich ihrer Stärken und Schwächen ausgleichen. Beispiel hierfür ist die Kombination aus einem Hochleistungsspeicher (hohe Leistung über eine kurze Zeit) und einem Hochenergiespeicher (niedrigere Leistung über eine längere Zeit). Energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher beschränken sich nicht auf die Speicherung elektrischer Energie, sondern können Speichertechnologien mit verschiedenen Energieformen kombinieren. Neben der elektrischen Energie sind mechanische (Druckluft), thermische (Wärme und Kälte) und chemische Energie relevante Energieformen im industriellen Umfeld (Kapitel 2.3). Wichtig dabei ist, dass alle monoenergetischen Speichertechnologien in einem energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystem das gleiche Anwendungsziel verfolgen. Für Peak Shaving bedeutet dies, dass beispielsweise sowohl ein elektrochemischer Lithium-Ionen Speicher wie auch ein thermischer Kältespeicher über die Energiewandlung die Last am Netzanschlusspunkt beeinflussen kann, wobei die Produktionsprozesse ohne Beeinflussung weiter betrieben werden können. Aus Netzsicht agieren diese zwei Energiespeichertechnologien wie ein einzelner monoenergetischer Speicher. (Bocklisch 2015, S. 104; Zimmermann et al. 2019, S. 87; Emde et al. 2020, S. 1–2; Emde et al. 2021, S. 613–614)

In dieser Arbeit wird die Definition nach (Emde et al. 2020, S. 2) verwendet. Diese besagt, dass ein hybrider Energiespeicher Speichertechnologien mit verschiedenen Nutzenergieformen kombiniert. (Emde et al. 2021, S. 614) erweitert diese Definition um

weitere Energieformen und Energieträger zu einem energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher.

In den folgenden Kapiteln werden die Grundlagen für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher und deren Bewertung beschrieben. Dafür wird zuerst eine Grundlage zu Energiespeichertechnologien und ihren Eigenschaften geschaffen. Anschließend werden die Be- und Entladestrategien von Energiespeichertechnologien beschrieben und analysiert. Um den Objektbereich für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher beschreiben und die relevanten Energieträger aufzeigen zu können, wird das Produktionssystem und die Energieversorgung in der Fabrik beschrieben. Darauf aufbauend können über die Einführung des öffentlichen Energiemarkts die Anwendungsfälle von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern im industriellen Umfeld erläutert werden. Für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher ist der wichtigste Bestandteil die Kombination mehrerer Energiespeichertechnologien. Diese haben nur über ihre Energiewandlungstechnologie einen Einfluss auf den elektrischen Netzanschlusspunkt und werden daher in einem gesonderten Kapitel betrachtet. Um die ökonomische Bewertung durchführen zu können, schließen die Grundlagen mit dem Kapitel Investitionsrechnung ab.

2.1.1 Überblick über Energiespeichertechnologien

Es gibt eine Vielzahl an Technologien, mithilfe derer Energie gespeichert werden kann. In Abbildung 2 sind verschiedene Formen der Energiespeicherung und die dazugehörigen Energiespeichertechnologien aufgeführt. Hier wird zwischen elektrischen, mechanischen, chemischen, elektrochemischen und thermischen Energiespeichern unterschieden.

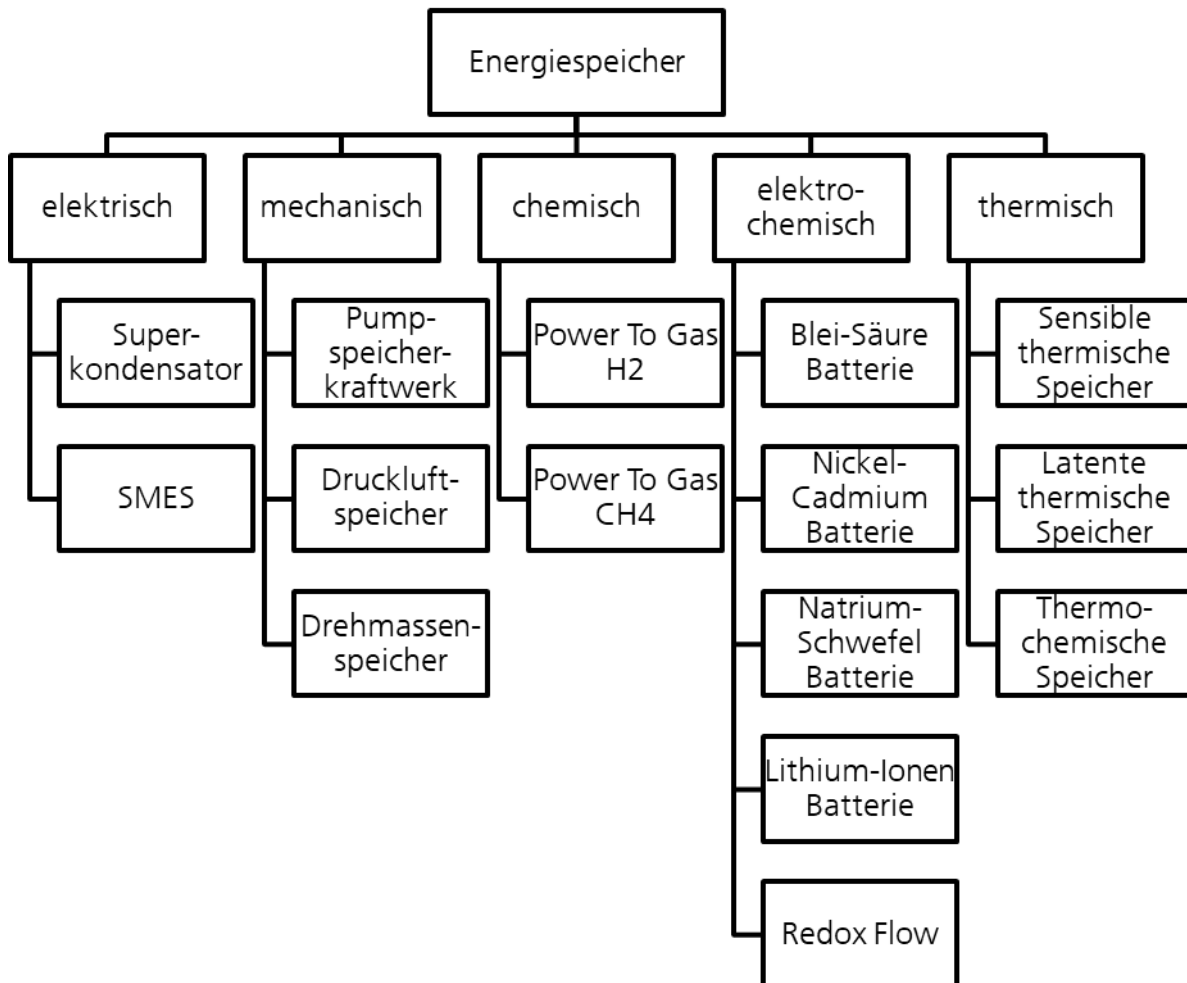


Abbildung 2 Übersicht über Energiespeichertechnologien (Sterner et al. 2017, S. 193)

2.1.2 Charakterisierung von Energiespeichern

Unter Energiespeicher wird eine energietechnische Anlage verstanden, welche zur Speicherung von kinetischer, innerer oder potentieller Energie genutzt werden kann (Sterner et al. 2017, S. 26). Die Speicherung von Energie kann anhand unterschiedlicher physikalischer und chemischer Vorgänge stattfinden (Urbanek 2012, S. 22).

Grundsätzlich wird zwischen elektrischen, elektrochemischen, chemischen, mechanischen und thermischen Energiespeichern unterschieden (Sternner et al. 2017, S. 32). Thermische Energiespeicher werden eingesetzt, um thermische Energie in Form von Wärme oder Kälte zu speichern. (Hauer et al. 2013) bezeichnen einen thermischen Speicher als Wärmespeicher, wenn seine bereitgestellte Temperatur über der Umgebungstemperatur liegt (Hauer et al. 2013, S. 16). Daraus folgt, wenn die bereitgestellte Temperatur unter der Umgebungstemperatur liegt, handelt es sich um einen Kältespeicher (Hauer et al. 2013, S. 16).

Der Prozess der Energiespeicherung lässt sich in drei grundlegende Schritte unterteilen: das Einspeichern (Laden), das Speichern (Halten) und das Ausspeichern (Entladen) (Sternner et al. 2017, S. 26). Diese Vorgänge, insbesondere der Vorgang des Speicherns, können unterschiedlich lange andauern. Zur zeitlichen Klassifizierung können Energiespeichertechnologien in Kurz- und Langzeitspeicher unterteilt werden. Langzeitspeicher können die Energie über mehrere Wochen und Monate bis hin zu einem Jahr speichern (Schossig et al. 2011, S. 2). Kurzzeitspeicher hingegen können die Energie über Minuten, Stunden oder maximal Tage speichern, wodurch ein kurzfristiges Reagieren auf energetische Veränderungen und Signale ermöglicht wird (Sternner et al. 2017, S. 581).

2.1.3 Degradation von Energiespeichern

Die Degradation von Energiespeichern bezieht sich im Allgemeinen auf deren Alterung. Der Alterungszustand wird durch den State of Health (SoH) beschrieben. Ein wichtiger Kennwert eines Speichers ist dessen Lebensdauer. Dabei wird zwischen der kalendarischen Lebensdauer in Jahren und der zyklischen Lebensdauer in Zyklen unterschieden. Ein Zyklus besteht aus einer einmaligen vollständigen Be- und Entladung. (Sternner et al. 2017, S. 301; Rothacher et al. 2018, S. 4)

Alterungsreaktionen in Batterien machen sich durch eine Vergrößerung des Innenwiderstands oder durch einen Verlust von Zellkapazität bemerkbar. Dies führt dazu, dass weniger Energie speicherbar ist, der Wirkungsgrad abnimmt und der Kühlbedarf im Fall von elektrochemischen Energiespeichern steigt. Wenn die nutzbare Kapazität geringer als 80 % der Nennkapazität ist, wird dies als das Ende der Lebensdauer (End of Life (EoL))

bezeichnet. Ist das EoL einer Batterie erreicht, kann diese beispielsweise in Second-Life-Anwendungen weiter genutzt werden. (Fischhaber et al. 2016, S. 5; Sterner et al. 2017, S. 262, 301; Rothacher et al. 2018, S. 52)

Es gibt mehrere Einflussfaktoren oder auch Stressfaktoren, welche die Alterung von Batterien beeinflussen. In Bezug auf Lithium-Batterien sind dies beispielsweise der Ladezustand, die Lade- und Entladerate, die Entladetiefe und die Temperatur. Der Zusammenhang zwischen Temperatur und Alterung wird für mehrere Batterietypen als Faustformel durch die Arrhenius-Gleichung beschrieben. Diese besagt, dass 10 K Temperaturerhöhung zu einer Verdopplung der Alterungsgeschwindigkeit führen. Sowohl ein Temperaturmanagement als auch ein Batteriemangement, welches die Zellen innerhalb der zulässigen Grenzen be- und entlädt, kann die Lebensdauer von Batterien erhöhen. (Sterner et al. 2017, S. 274, 301; Rothacher et al. 2018, S. 4)

2.1.4 Thermische Energiespeicher

Thermische Energie macht 56 % des gesamten Energiebedarfs in Deutschland aus (FVEE 2015, S. 14). Eine der Aufgaben von thermischer Energiespeicherung ist es, thermische Prozesse effektiver zu gestalten, um den Energiebedarf zu senken (Oertel 2008, S. 28; Corrodi et al. 2015, S. 4; FVEE 2015, S. 75). Beispielsweise kann in den Bereichen der Kraft-Wärme-Kopplung, der Nutzung von industrieller Abwärme sowie bei solaren Wärmeerzeugern thermische Energiespeicherung sinnvoll eingesetzt werden, um überschüssige thermische Energie für einen späteren Zeitpunkt zwischenzuspeichern (Neugebauer 2014, S. 180).

Die thermische Energiespeicherung kann in drei Haupttechnologien unterteilt werden: sensible Energiespeicher, latente Energiespeicher und thermochemische Energiespeicher (Oertel 2008, S. 181; FVEE 2015, S. 76). Der Begriff „thermische Energie“ umfasst sowohl Kälte- als auch Wärmeenergie (Oertel 2008, S. 44). Abbildung 3 gibt einen Überblick über thermische Energiespeichertechnologien und deren Entwicklungsstand. Die sensiblen Energiespeicherformen weisen eine vergleichsweise geringe Energiedichte in Wh/m³ auf, jedoch befinden sie sich auf einem hohen Entwicklungsstand. Thermochemische Energiespeicher weisen aktuell eine verhältnismäßig hohe Energiedichte in Wh/m³ auf,

sind allerdings auf dem niedrigsten Entwicklungsstand. Die latenten Energiespeicher schließen diese Lücken und liegen dementsprechend zwischen den anderen Technologien. (Sterner et al. 2017, S. 582)

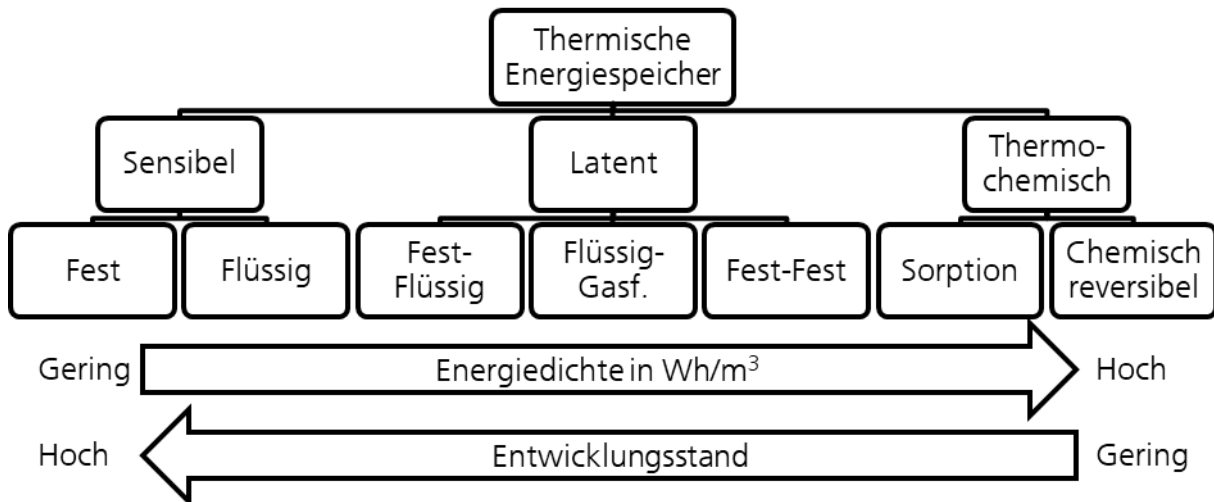


Abbildung 3 Übersicht thermischer Energiespeichertechnologien (Sterner et al. 2017, S. 582)

Sensible thermische Energiespeicher

Unter den thermischen Energiespeichern haben die sensiblen thermischen Energiespeicher den höchsten Entwicklungsstand und sind am Markt etabliert. Dabei können zwei Speichermedien unterschieden werden: thermische Energiespeicher mit festem und mit flüssigem Speichermedium (Oertel 2008, S. 46–47; Sterner et al. 2017, S. 587–588). Im Verhältnis zu anderen Energiespeichern sind diese Technologien aufgrund des Entwicklungsstandes und der verwendeten Komponenten günstiger. Durch Innovationen kommt es immer wieder zu Verbesserungen an bestehenden Systemen sowie neuen Anwendungsfeldern (Sterner et al. 2017, S. 598, 616). Bei den sensiblen thermischen Energiespeichern wird ein Speichermedium fühlbar erhitzt oder abgekühlt (Kübler et al. 2005, S. 11; Corrodi et al. 2015, S. 6). Bei einer hohen spezifischen Wärmekapazität des Speichermediums kann mehr Energie pro kg gespeichert werden als bei Speichermedien mit niedriger spezifischer Wärmekapazität (Kübler et al. 2005, S. 11). Neben den geringen Kosten wird aus diesem Grund häufig Wasser als Speichermedium für sensible thermische Energiespeicher verwendet, da es mit 4,19 kJ/ (kg K) eine

vergleichsweise hohe spezifische Wärmekapazität besitzt (Corrodi et al. 2015, S. 8). Jedoch liegt bei sensiblen thermischen Energiespeichern im Verhältnis zu anderen Energiespeichern eine geringere Energiedichte vor, wodurch oft große Speichervolumen notwendig werden (Neugebauer 2014, S. 182; Sterner et al. 2017, S. 587). Zusätzlich benötigt diese Art von thermischer Energiespeicherung eine effiziente und oft kostenintensive thermische Dämmung (Sterner et al. 2017, S. 617). Durch die Dämmung lassen sich Verluste jedoch prozentual verringern. Dies bringt großen sensiblen thermischen Energiespeichern einen Vorteil gegenüber kleineren Energiespeichern. Da die Verluste proportional zu der Oberfläche sind sollte, um diese zu minimieren, eine möglichst optimale Bauform in Bezug auf das Oberflächen-Volumen-Verhältnis verwendet werden (Oertel 2008, S. 46; Schossig et al. 2011, S. 4). Sensible thermische Energiespeicher weisen aktuell einen Wirkungsgrad im Bereich von 50 % bis 90 % auf (Hewicker et al., S. 72; Hauer et al. 2013, S. 17). Tabelle 55 zeigt eine Übersicht für die technischen und ökonomischen Kennwerte der sensiblen Energiespeichertechnologien (siehe Anhang).

Latente Energiespeicher

Im Gegensatz zu sensiblen Energiespeichern, welche die thermische Energie über eine fühlbare Temperaturdifferenz speichern, wird bei einem latenten Energiespeicher die thermische Energie hauptsächlich in dem Phasenwechsel des Speichermediums gespeichert, wobei die Temperatur nahezu konstant bleibt (Hauer et al. 2013, S. 47; Neugebauer 2014, S. 181). Häufig wird der Phasenwechsel von fest nach flüssig verwendet, da hier bei den meisten Stoffen eine beherrschbare Volumenänderung stattfindet (Oertel 2008, S. 51; Sterner et al. 2017, S. 582). Die Phasenübergänge von fest nach gasförmig oder flüssig nach gasförmig können hingegen sehr große, unbeherrschbare Volumenänderungen aufweisen (Schossig et al. 2011, S. 6; Sterner et al. 2017, S. 583). Besonders gut lässt sich dies am Beispiel von Wasser aufzeigen. Während sich das Volumen beim Phasenwechsel von flüssigem Wasser zu Eis um ca. 10 % erhöht, vertausendfacht es sich beim Phasenwechsel von flüssigem Wasser zu

Wasserdampf (Kübler et al. 2005, S. 13; Sterner et al. 2017, S. 582). Die gespeicherte thermische Energiemenge eines latenten Energiespeichers hängt von der Schmelztemperatur und -enthalpie des Speichermediums ab (Hauer et al. 2013, S. 47). Mit einer Schmelztemperatur von 0 °C und einer Schmelzenthalpie von 334 kJ/kg (Sterner et al. 2017, S. 599) ist Wasser dafür ein gut geeignetes Medium. Typischerweise werden neben Wasser auch verschiedene Salzhydrate mit einem Schmelztemperaturbereich zwischen 29 °C bis 117 °C und einer Schmelzenthalpie von 149 kJ/kg bis 280 kJ/kg in latenten Energiespeichern eingesetzt. (Hauer et al. 2013, S. 51; Sterner et al. 2017, S. 603)

Abbildung 4 zeigt den Unterschied zwischen sensibler und latenter thermischer Energiespeicherung in Bezug auf den dazugehörigen Zusammenhang zwischen Temperatur und gespeicherter thermischer Energie. Zu erkennen ist, dass die Temperatur bei einem latenten Speichermedium über einen gewissen Bereich konstant bleibt, wobei sich lediglich die Wärmeenergie verändert. Im Gegensatz dazu steht der sensible Energiespeicher, bei dem die Wärmemenge mit dem Temperaturniveau des Speichermediums dauerhaft zusammenhängt.

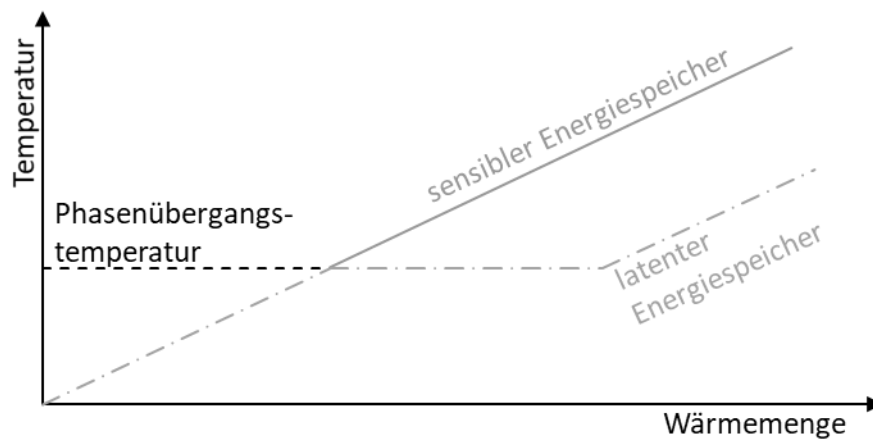


Abbildung 4 Wärmemenge in Abhängigkeit der Temperatur (Sterner et al. 2017, S. 601)

Das Prinzip des latenten Energiespeichers wird in Abbildung 5 visualisiert. Die Phasenveränderung wird hierbei vorgenommen, indem einem festen Medium Wärme

zugeführt wird und dieses anschließend in flüssiger Form vorliegt. Um Wärme bei Wärmebedarf freizusetzen wird ein Phasenwechsel initiiert. Sobald das Speichermedium die ursprüngliche feste Phase und die Umgebungstemperatur erreicht hat, wird keine Wärme mehr freigegeben. Das heißt, es ist eine nahezu isotherme Energiespeicherung möglich. Dies bedeutet, dass eine geringe Wärmedämmung notwendig sein kann, je nach Verhältnis der Phasenübergangstemperatur zur Umgebungstemperatur (Hauer et al. 2013, S. 47). Hinzu kommt, dass eine zusätzliche thermische Energiespeicherung möglich wäre, indem dem Speichermedium nach dem Phasenübergang weiter thermische Energie zugeführt wird. Hierbei wäre wiederum eine verstärkte Wärmedämmung sinnvoll (Hauer et al. 2013, S. 47; Sterner et al. 2017, S. 582). Der latente Energiespeicher verliert allerdings an Effektivität, wenn eine zusätzliche sensible thermische Energiespeicherung verwendet wird (Kübler et al. 2005, S. 16).



Abbildung 5 Schematische Darstellung eines latenten Energiespeichers

Die Schmelzenthalpie von Speichermedien, die für latente Energiespeicher verwendet werden können, liegt derzeit zwischen 100 kJ/kg bis 340 kJ/kg (Sterner et al. 2017, S. 300). Damit liegt eine wesentlich größere Energiedichte als bei sensiblen thermischen Energiespeichern vor, wodurch weniger Platz für die gleiche Speicherkapazität benötigt wird (Kübler et al. 2005, S. 16; Oertel 2008, S. 52). Da dieser Vorteil der latenten Energiespeicher gegenüber den sensiblen thermischen Energiespeichern nur in Temperaturbereichen der Schmelztemperatur gilt, können nur geringe Temperaturbereiche mit einem latenten Energiespeicher abgedeckt werden (Kübler et al. 2005, S. 16; Oertel 2008, S. 51; Neugebauer 2014, S. 184). Es werden also unterschiedliche Energiespeicher benötigt, um mehrere Temperaturbereiche abdecken zu

können. Den latenten Energiespeichern wird ein Wirkungsgrad zwischen 75 % und 90 % zugesprochen. (Hewicker et al., S. 72; Hauer et al. 2013, S. 17)

Tabelle 58 zeigt eine Übersicht für die technischen und ökonomischen Kennwerte der latenten Energiespeichertechnologien (siehe Anhang).

Thermochemische Energiespeicher

Thermochemische Energiespeicher befinden sich derzeit hauptsächlich in der Grundlagenforschung und sind somit in der Praxis kaum vertreten (Neugebauer 2014, S. 185; Sterner et al. 2017, S. 583). Diese Art der thermischen Energiespeicherung verspricht aus heutiger Sicht eine höhere Energiespeicherdichte als bei sensibler oder latenter thermischer Energiespeicherung (Neugebauer 2014, S. 184). Hierbei wird die Reaktionsenergie von reversiblen chemischen Prozessen oder von physikalischen Oberflächenreaktionen für die Speicherung von Energie genutzt (Sterner et al. 2017, S. 610). Ein großer Vorteil dieser Technologie ist, dass eine nahezu verlustfreie Energiespeicherung möglich ist (Kerskes et al. 2011, S. 2; Sterner et al. 2017, S. 610). Von dieser Technologie wird ein Wirkungsgrad zwischen ca. 80 % und 100 % erwartet (Hewicker et al., S. 72; Hauer et al. 2013, S. 17).

Thermochemische Energiespeicher können in zwei verschiedene Kategorien unterteilt werden: chemisch reversible Reaktionen und Sorption, dazu zählen Adsorption und Absorption (Kerskes et al. 2011, S. 2; Corrodi et al. 2015, S. 2). Die chemisch reversiblen Reaktionen haben als wichtigstes Kriterium die Gleichgewichtstemperatur, die das thermodynamische Gleichgewicht der Produkte und Edukte beschreibt (Hauer et al. 2013, S. 56; Sterner et al. 2017, S. 611). Die Beladung findet hierbei oberhalb der Gleichgewichtstemperatur statt und die Entladung unterhalb der Gleichgewichtstemperatur (Hauer et al. 2013, S. 56; Sterner et al. 2017, S. 611). Adsorptionsspeicher besitzen keine eindeutige Gleichgewichtstemperatur und die Energiespeicherung hängt von der schwankenden Bindungsenergie des Adsorbens ab. Sie ist somit nicht konstant (Hauer et al. 2013, S. 57; Sterner et al. 2017, S. 611). Die Energiedichte eines Adsorbens hängt von der Verdampfungsenthalpie des Adsorbats, den

Bindungskräften zwischen Adsorbat und dem Adsorbens und dem Beladungshub zwischen Lade- und Entladetemperatur ab (Hauer et al. 2013, S. 57; Sterner et al. 2017, S. 611). Ein Absorptionsspeicher speichert thermische Energie, indem ein Stoff in einem anderen Stoff gelöst beziehungsweise in diesen aufgenommen wird (Hauer et al. 2013, S. 57; Sterner et al. 2017, S. 611). Das Lösungsmittel wird als Adsorbens und der zu lösende Stoff als Adsorbat bezeichnet (Hauer et al. 2013, S. 57; Sterner et al. 2017, S. 611). Hierbei hängt die Energiedichte im Wesentlichen von der molaren Masse des Adsorbats, der Affinität zwischen Adsorbens und Adsorbat und dem Aggregatzustand von Adsorbens und Adsorbat ab. (Hauer et al. 2013, S. 58; Sterner et al. 2017, S. 611)

Tabelle 61 zeigt eine Übersicht für die technischen und ökonomischen Kennwerte der thermochemischen Energiespeichertechnologien (siehe Anhang).

Vergleich der Technologien

Der aktuelle Forschungsbedarf ist bei den sensiblen Energiespeichern am geringsten. Verschiedene Quellen zwischen 2011 und 2019 geben ein Forschungspotenzial im Bereich der Isolation des Energiespeichers und der Temperaturschichtung im Energiespeicher an (Schossig et al. 2011, S. 3; Hauer et al. 2013, S. 126; Sterner et al. 2017, S. 598; Sterner et al. 2019, S. 588). Das Forschungspotenzial der Technologie der latenten Energiespeicherung erstreckt sich über die Verbesserung des Wärmetransportes beziehungsweise des Wärmeübertragens (Hauer et al. 2013, S. 130; Sterner et al. 2019, S. 600). Die Forschungsaktivitäten bezüglich der thermochemischen Energiespeicher fokussieren sich auf das Reaktordesign des Energiespeichers und auf geeignete Sorptionsmittel (Schossig et al. 2011, S. 9; Hauer et al. 2013, S. 130; Sterner et al. 2017, S. 615; Sterner et al. 2019, S. 606).

Die thermischen Energiespeicher können mit verschiedenen Kenngrößen klassifiziert beziehungsweise charakterisiert werden. Eine wesentliche Rolle spielt hierbei der Temperaturbereich, in dem die thermische Energiespeicherung stattfinden soll (Schossig et al. 2011, S. 2; Sterner et al. 2017, S. 581). Ebenso ist bei der thermischen Energiespeicherung die Speicherdauer ein weiteres wichtiges Kriterium, wobei zwischen Langzeitspeichern, die über Wochen bis hin zu einem Jahr speichern, und

Kurzzeitspeichern, die im Bereich von Stunden und wenigen Tagen speichern, unterschieden wird (Schossig et al. 2011, S. 2; Hauer et al. 2013, S. 35; Sterner et al. 2017, S. 581). Des Weiteren kann eine Auswahl des thermischen Energiespeichers nach den Kriterien stationärer oder mobiler thermischer Energiespeicher und zentrale oder dezentrale Speicherung erfolgen (Hauer et al. 2013, S. 33; Sterner et al. 2017, S. 581). Jeder Energiespeichertechnologie sind mehrere Anwendungsfälle zuzuordnen, je nach Einsatz-, Temperatur- und Leistungsbereich. Durch die vielfältigen Anforderungen an thermische Energiespeicher müssen diese individuell an die Situation angepasst werden (Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 9). Wichtig hierbei ist, dass ein großer Bedarf an Forschungs- und Entwicklungsarbeit besteht, da für viele Anwendungsfälle noch keine passenden thermischen Energiespeicher vorhanden sind (Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 9). In Tabelle 1 werden die verschiedenen Anwendungsfelder und die dazu am besten passenden Energiespeichertechnologien aufgeführt. Derzeitige thermische Energiespeichersysteme sind zu einem großen Teil auf der sensiblen Energiespeicherungstechnologie aufgebaut. Dies liegt an den Kosten und der Umsetzbarkeit der thermischen Energiespeicherung (Elsner et al. 2015, S. 52–57).

Tabelle 1 Übersicht über Anwendungen von thermischen Energiespeichern und eingesetzte / zukünftig einsetzbare Speichertechnologien (Hewicker et al., S. 75)

Anwendung	Energiespeichertechnologie
Beheizung von Gebäuden (einzeln und in Blocks)	Sensible Energiespeicher (kleine, mittlere und unterirdische Wassertanks)
Fernwärmesysteme	Sensible Energiespeicher
Warmwasser	Sensible Energiespeicher (kleine Wassertanks)
Saisonale Energiespeicher	Sensible Energiespeicher (Großtanks, Aquiferspeicher)
Prozesswärme	Sorption
Hochtemperaturspeicher in Industrie und Forschung	Latente Energiespeicher und chemische Reaktionen
Industrielle Abwärme	Sensible, latente und thermochemische Energiespeicher

Wie in Tabelle 1 zu sehen ist, sollen Sorptions-Energiespeicher in Zukunft für die Speicherung von Prozesswärme eingesetzt werden. Dies erscheint nach aktuellem Forschungsstand sinnvoll, da Prozesswärme häufig dezentral entsteht und somit auch am effektivsten dezentral gespeichert werden sollte, um lange Versorgungsleitungen und damit einhergehende Verluste zu vermeiden. Ein sensibler thermischer Energiespeicher hat im Vergleich dazu einen höheren Platzbedarf und eignet sich vorwiegend als großer zentraler Energiespeicher, um wirkungsgradoptimiert betrieben zu werden. Ein solcher Energiespeicher wird somit selten in Prozessnähe verbaut.

2.1.5 Elektrochemische Energiespeicher

Elektrochemische Energiespeicher lassen sich nach der Betriebstemperatur (Niedertemperatur- oder Hochtemperatursystem) und ihrer Funktionsweise (Primär- oder Sekundärbatterie/Akkumulator) unterteilen. Eine Besonderheit hierbei ist, dass mithilfe der hier vorgestellten Technologien, mit Ausnahme der Redox-Flow-Batterien, sowohl die Energiespeicherung als auch die Energieumwandlung innerhalb dieser Prozessgrenzen stattfinden. Akkumulatoren sind somit Energiespeicher und Energiewandler zugleich. Diese Eigenschaft führt dazu, dass es zu Kompromissen hinsichtlich dieser beiden Funktionen kommt. Die Energiespeicherung erfolgt dabei in chemischen Verbindungen der Elektroden (Sternner et al. 2017, S. 37, 242).

Ein elektrochemischer Energiespeicher besteht aus den Elektroden (Anode und Kathode) und dem Elektrolyten (Ionenleiter), der Verbindung von Anode und Kathode. Aufgrund des unterschiedlichen inneren elektrischen Potentials der beiden Elektroden herrscht zwischen ihnen eine Potentialdifferenz bzw. Spannung (Sternner et al. 2017, S. 229). Die Energiespeicherung erfolgt dabei in Form von Ladungsträgern, welche durch Reduktion (Kathode) und Oxidation (Anode) während des Lade- bzw. Entladevorgangs an den Elektroden aufgenommen bzw. abgegeben werden (Sternner et al. 2017, S. 235). Über den äußeren Stromkreis werden Anode und Kathode mit dem Verbraucher/Ladegerät verbunden.

Ein grundsätzlicher Vorteil von elektrochemischen Energiespeichern sind die geringen Speicherverluste, nachteilig sind jedoch die geringen speicherbaren Energiemengen

(Kurzweil et al. 2018, S. 20). Im Folgenden werden die für diese Arbeit relevanten Batteriespeicher vorgestellt.

Bleiakkumulator

Der häufigste Anwendungsbereich von Bleiakkumulatoren ist in Fahrzeugen in der Starterbatterie, doch auch im stationären Einsatz in Verbindung mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kommen Bleiakkumulatoren (bis zu 1 MWh) zum Einsatz (Sternner et al. 2017, S. 247).

Die Zellen des Bleiakkumulators bestehen aus Elektroden (Bleiodioxid (Kathode) und Schwammblei (Anode)), Elektrolyten (verdünnte Schwefelsäure) und Separator (räumliche und elektrische Trennung der Elektroden, vermeidet Kurzschlüsse und sorgt für mechanische Stabilität). In den daraus resultierenden Halbzellen können die elektrochemischen Reaktionen getrennt voneinander ablaufen. Eine große Bedeutung kommt dabei den Nebenreaktionen an den beiden Elektroden zu. Diese Nebenreaktionen verursachen Wirkungsgradverluste, wie die Wasserstoffentwicklung und Sauerstoffreduktion an der Anode sowie Sauerstoffentwicklung an der Kathode. Da für das Laden eine größere Ladungsmenge als für das Entladen benötigt wird, haben diese Nebenreaktionen einen Wirkungsgradverlust zur Folge. Des Weiteren führen sie zu einem Wasserverlust an den Elektrolyten, weshalb regelmäßiges Nachfüllen sichergestellt werden muss und somit Wartungsaufwand und Kosten steigen (Sternner et al. 2017, S. 254–259).

Das Entwicklungspotenzial von Bleiakkumulatoren bezüglich Kosten und Zyklenzahl hinsichtlich des Einsatzes als stationäre Speicher wird jedoch als gering angesehen (Fraunhofer ISI 2015b, S. 9). Bleiakkumulatoren sind kommerziell verfügbar, gelten als eine reife Technologie und werden auf TRL 9 eingestuft (Fraunhofer ISI 2015a, S. 23; Sternner et al. 2015, S. 85).

Tabelle 36 zeigt eine Übersicht für die technischen und ökonomischen Kennwerte der Blei-Säure Energiespeichertechnologien (siehe Anhang).

Lithium-Ionen-Akkumulator

Der Einsatzbereich von Lithium-Ionen-Akkus reicht von portablen Anwendungen im Consumerbereich bis hin zum Einsatz in Elektrofahrzeugen oder als stationäre Speicher. Lithium-Ionen-Akkus dienen somit sowohl der Leistungs- als auch Energiebereitstellung (BVES 2016, S. 2). Lithium wird dabei ionisch in das Wirtsgitter der Elektroden eingelagert. Diese sogenannten Interkalationselektroden können Li-Ionen reversibel aufnehmen bzw. abgeben, wodurch die Energiespeicherung ermöglicht wird (Sternier et al. 2017, S. 286; Kurzweil et al. 2018, S. 165).

Während der Entladung wandern die Li-Ionen von der Anode (Quelle) zur Kathode (Senke), dabei werden Elektronen von der Anode an den äußeren Stromkreis abgegeben. Der Elektrolyt trennt dabei den Li-Ionen-Transport vom Elektronen-Transport (Sternier et al. 2017, S. 281–283). In der globalen Lithium-Ionen-Akku-Produktion kommen die Zellformate Rund-, Prisma- oder Pouch-Zellen mit in etwa gleichen Anteilen zum Einsatz (Köllner 2018).

Neben den bereits erwähnten Vorteilen verfügen Li-Ionen-Zellen über eine sehr geringe Selbstentladung (< 3 % Kapazitätsverlust/Jahr bei Raumtemperatur) sowie eine leichte und kompakte Bauweise. Als Nachteile sind höhere Kosten im Vergleich zu Bleibatterien, die Notwendigkeit von Sicherheitsvorkehrungen hinsichtlich Gasentwicklung und Brandgefahr bei Zerstörung sowie der Temperaturbereich von -20 bis +60 °C zu nennen (Kurzweil et al. 2018, S. 231). Lithium-Ionen-Akkus besitzen Entwicklungspotenziale hinsichtlich großformatiger Ausführungen sowie im Bereich der Kostenreduzierung. Sie gelten insgesamt als entwickelte bzw. reife Technologie und besitzen einen TRL zwischen 6 und 9 (Fraunhofer ISI 2015a, S. 23; BVES 2016, S. 2).

Tabelle 44 zeigt eine Übersicht für die technischen und ökonomischen Kennwerte der Lithium-Ionen Energiespeichertechnologien (siehe Anhang).

Nickel-Metallhydrid-Akkumulator (NiMH-Akkumulator)

NiMH-Akkus kommen in vielfältigen Anwendungsgebieten zum Einsatz, jedoch ist vor allem die Speicherung von Solar- und Windenergie in Inselnetzen von Bedeutung (Kurzweil et al. 2018, S. 290).

Die Energiespeicherung beruht dabei auf der Umwandlung von Nickelhydroxid zu Nickeloxidhydroxid an der Kathode. An der Anode wird der in der Legierung gespeicherte Wasserstoff umgesetzt. Neben der höheren Energie- und Leistungsdichte kommen NiMH-Akkus, anders als Nickel-Cadmium-Akkus, ohne das umweltschädliche Cadmium aus. Des Weiteren kommen NiMH-Zellen auf eine hohe Zyklenlebensdauer und haben eine kompakte Bauweise (Sterner et al. 2017, S. 270–280). NiMH-Akkus besitzen eine hohe technische Reife, ihr Technology Readiness Level wird mit TRL 8 bis 9 ebenfalls sehr hoch eingestuft (Sterner et al. 2015, S. 85).

Tabelle 52 zeigt eine Übersicht für die technischen und ökonomischen Kennwerte der Nickel-Metallhydrid Energiespeichertechnologien (siehe Anhang). Nickel-Cadmium und Nickel-Metallhydrid Energiespeichertechnologien werden in der Literatur als gleiche Energiespeicherkategorie aufgeführt und weisen daher gleiche Kennwerte auf.

Redox-Flow-Batterien (RFB)

Im Gegensatz zu den bisher aufgezeigten Arten von elektrochemischen Energiespeichern verfügen die Redox-Flow-Batterien über einen externen Speicher und stellen keine kombinierten Energiespeicher und -wandler dar. Es erfolgt somit eine Trennung von Energiespeicher und -wandler.

Als Energiespeicher dienen hierbei die beiden wässrigen Elektrolytflüssigkeiten, welche durch eine Membran getrennt in zwei Kreisläufen zirkulieren. Beide Elektroden bestehen meist aus einem Graphit- oder Kohlefilz. Aufgrund der Funktionsweise von RFB werden Peripheriegeräte benötigt. Dazu gehören: Pumpen, Leitungen, Ventile, Wärmetauscher und Elektrolyttanks. Die zu speichernde Energie wird lediglich durch die Energiemenge bestimmt, die Leistung einer RFB hingegen von der Elektrodenfläche. Es lassen sich somit

Energie und Leistung unabhängig voneinander skalieren, was einen wesentlichen Vorteil von RFB darstellt (Sterner et al. 2017, S. 315–318).

Weitere Vorteile sind geringe Stromgestehungskosten, eine hohe Sicherheit sowie Umweltfreundlichkeit. Mangelnde Erfahrungswerte bezüglich Alterung und Lebensdauer, sowie die benötigten Peripheriegeräte, geringe Energie- und Leistungsdichten und wenig langzeitstabile Elektrolyte sind Nachteile der RFB. (Kurzweil et al. 2018, S. 354).

Auf Vanadium basierte RFB (VRFB) kommen bislang zur Spitzenlastverschiebung sowie als Hausspeicher zum Einsatz. Das Potenzial als stationärer Speicher wird aufgrund der Skalierbarkeit als sehr hoch eingeschätzt (Fraunhofer ISI 2017, S. 108f.). Vanadium-Redox-Flow-Batterien befinden sich derzeit noch im Entwicklungsstatus (Fraunhofer ISI 2015a, S. 23; Sterner et al. 2015, S. 85).

Tabelle 48 zeigt eine Übersicht für die technischen und ökonomischen Kennwerte der Redox-Flow Energiespeichertechnologien (siehe Anhang).

Thermalbatterien

Natrium-Schwefel- und Natrium-Nickelchlorid-Batterien gehören zu der Gruppe der Thermalbatterien. Thermalbatterien gelten als Hochtemperaturbatterien und benötigen hohe Betriebstemperaturen, damit Elektroden und/oder das Elektrolyt in flüssigem Zustand vorliegen kann und die Ionenleitfähigkeit des Separators gewährleistet wird (Fraunhofer IWES 2018, S. 758–760).

Die Natrium-Schwefel-Batterie (Na-S-Batterie) verfügt über einen Festkörper-Elektrolyten, einen in flüssigem Schwefel getränkten Graphitfilz (Kathode), flüssiges Natrium (Anode) sowie einen aus Keramik bestehenden Kationen-durchlässigen Separator. Es werden Temperaturen von über 300 °C benötigt, welche im Anlauf und in Ruhephasen über eine Heizvorrichtung ermöglicht werden, sodass die Komponenten in flüssiger Form vorliegen (Betriebstemperatur zwischen 320 und 350 °C). Dank der freigesetzten Reaktionswärme wird während der aktiven Nutzung der Batterie kein Aufheizen benötigt (Sternier et al. 2017, S. 304–306). Zur Anwendung kommen Na-S-Batterien vor allem als stationäre Speicher, z.B. in Verbindung mit Windkraftanlagen zum Ausgleich der Leistungsfluktuationen (Fraunhofer ISI 2017, S. 103; Sternier et al. 2017, S. 309).

Natrium-Nickelchlorid-Batterien (NaNiCl) verfügen über Elektroden aus flüssigem Natrium (Anode) und festem Nickelchlorid (Kathode). Als Elektrolyt kommt ein im Bereich von 220 - 450 °C Natriumionen-leitendes keramisches Festelektrolyt zum Einsatz. Mit rund 300 °C liegt die Betriebstemperatur knapp unter jener von Na-S-Batterien. Einsatzbereiche sind stationäre Energiespeicher für kurzzeitige Anwendungen bei hohen Strömen (Kurzweil et al. 2018, S. 290–292). Sowohl Natrium-Schwefel- als auch Natrium-Nickelchlorid-Batterien gelten als reife Technologie, in Entwicklung sind Niedrig-Temperatur-Systeme (Fraunhofer ISI 2015a, S. 23).

Tabelle 40 zeigt eine Übersicht für die technischen und ökonomischen Kennwerte der Natrium Energiespeichertechnologien (siehe Anhang). Natrium-Schwefel und Natrium-Nickelchlorid Energiespeichertechnologien werden in der Literatur als gleiche Energiespeicherkategorie aufgeführt und weisen daher gleiche Kennwerte auf.

Vergleich der Energiespeichertechnologien

Neben der Verbesserung der spezifischen Energie- und Leistungsdichte sowie der Erhöhung der Lebensdauer und der Zuverlässigkeit gehören Sicherheit und Ressourceneffizienz zu den primären Zielen in der Entwicklung elektrochemischer Speicher. Bis zum Jahr 2030 wird zudem für Lithium-Ionen- und Natrium-Schwefel-Akkus sowie Redox-Flow-Batterien je nach Quelle eine Kostenreduktion von ca. 30 bis hin zu über 70 % erwartet. In der möglichen Funktion als stationärer Speicher können die vorgestellten Akku-Technologien einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der Flexibilität leisten und dienen somit der Integration von erneuerbaren Energien. Sie leisten somit einen hohen Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz sowie zu den allgemeinen Klimazielen. Mit Blick auf die Ressourceneffizienz und Ressourcenknappheit wird in Zukunft auch das Recycling bzw. die Wiederverwertung der Grundbestandteile (z.B. Lithium oder Graphit) immer mehr an Bedeutung gewinnen. Hierzu besteht noch hoher Forschungsbedarf. Zunehmende Bedeutung wird auch sogenannten Second-Life-Konzepten zugesprochen, bei welchen alte Speicher aus E-Fahrzeugen als stationäre Speicher weiter genutzt werden können. (Fraunhofer ISI 2015a; Fraunhofer ISI 2015b, S. 47)

2.1.6 Mechanische Energiespeicher

Aufgrund des Aggregatzustands des verwendeten Speichermediums können mechanische Energiespeichertechnologien in drei Kategorien untergliedert werden. In Speichertechnologien, die ein gasförmiges Medium, ein flüssiges Medium oder ein festes Medium verwenden (Sternner et al. 2017, S. 495). In diesem Kapitel wird je eine Technologie für jedes Speichermedium vorgestellt. Für flüssige Speichermedien wird das Pumpspeicherkraftwerk, für gasförmige Speichermedien werden Druckluftspeicher (CAES – compressed air energy storage) und für feste Speichermedien werden Drehmassenspeicher (Schwungmassenspeicher) vorgestellt.

Pumpspeicherkraftwerke

In PHS (Pumpspeicherkraftwerken – Pumped-storage-hydroelectricity) wird Energie in Form von potentieller Energie gespeichert. Dazu werden ein oberes und ein unteres Speicherbecken, eine Pumpe, eine Turbine und ein Generator für den Aufbau eines PHS benötigt. Die gespeicherte Energie ist dabei abhängig vom Speichervolumen der Speicherbecken und der Höhendifferenz zwischen den Speicherbecken. Durch das Pumpen des Wassers aus dem Unterbecken in das Oberbecken wird die Energie eingespeichert. Die Ausspeicherung findet durch den umgekehrten Prozess statt (Sterner et al. 2017, S. 521 f.). Die Installation eines PHS ist mit negativen Auswirkungen auf die Umwelt verbunden, da für die Speicherbecken ein großer Flächenbedarf benötigt wird (Chen et al. 2009, S. 18).

Ein wesentliches Merkmal dieser Technologie ist die hohe kalendarische und zyklische Lebensdauer. Aufgrund der geringen Selbstentladung bieten sich PHS auch zur Speicherung über Monate hinweg an (Chen et al. 2009, S. 5). Die begrenzte Anzahl an potentiellen Standorten, die sich für die Installation eines PHS eignen, ist ein Nachteil dieser Speichertechnologie (Chen et al. 2009, S. 5). Aus diesem Grund ist diese Speichertechnologie nicht für ein industrielles Umfeld geeignet und wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

Druckluftspeicher

Ein CAES (compressed air energy storage) besteht aus einem Motor, einem Generator, Kompressoren, einem Speicherort für die komprimierte Luft und Turbinen (Wang et al. 2017, S. 3). Als Speicherort bieten sich große Druckbehälter und Kavernen an (Sterner et al. 2017, S. 497). Die Energiespeicherung findet dabei in Form von komprimierter Luft statt. Der Strom wird produziert, indem bei der Ausspeicherung die Luft in einer Turbine wieder ausgedehnt wird und somit einen Generator antreibt (Matos et al. 2019, S. 5). Es wird also Luft komprimiert, um diese in einer Kaverne oder einem Druckbehälter zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder zu expandieren. Dabei kommt es bei der Kompression und der Expansion der Luft zu einem Wärmeaustausch (He et al. 2018,

S. 2). Bei CAES wird zwischen diabaten, adiabaten und isothermen CAES differenziert. Dabei werden CAES mit externer Befeuerung durch Erdgas als diabat bezeichnet, während adiabate und isotherme CAES einen Speicherprozess ohne eine externe Befeuerung ermöglichen (Sterner et al. 2017, S. 523).

Aufgrund der geringen Selbstentladung eignen sich CAES zur Speicherung über einen längeren Zeitraum. Als Nachteil der Technologie wird aufgeführt, dass bei diabaten CAES durch die zusätzliche Befeuerung beim Ausspeichern CO₂-Emissionen entstehen (Chen et al. 2009, S. 18). Ähnlich zu den PHS kann auch bei CAES Kapazität, Ladeleistung und Entladeleistung unabhängig voneinander dimensioniert werden.

Tabelle 70 zeigt eine Übersicht für die technischen und ökonomischen Kennwerte der Druckluftspeicher (siehe Anhang).

Drehmassenspeicher

Drehmassenspeicher bestehen aus einer Schwungmasse, einem Motor, einem Generator, Lagern, Leistungselektronikeinheiten und einem Gehäuse (Amiryar et al. 2017, S. 3 f; Goris et al. 2018, S. 2 f.). Reibungsverluste können durch die Integration einer Vakuumpumpe in das System minimiert werden (Amiryar et al. 2017, S. 9). Die Energiespeicherung findet in Form von Rotationsenergie durch das Beschleunigen der Schwungmasse statt. Die Ausspeicherung wird durch die Entschleunigung der Schwungmasse umgesetzt (Goris et al. 2018, S. 2). Die Wandlung zwischen elektrischer und mechanischer Energie wird hierbei mithilfe einer elektrischen Maschine und einem Umrichter erzielt (Sterner et al. 2017, S. 559). Der Einsatz von Drehmassenspeichern ist geeignet zur Reduktion der Maximalleistung, zur Spannungshaltung oder für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (Kurzweil et al. 2018, S. 10). Drehmassenspeicher werden als kurzfristige Energiespeichertechnologien kategorisiert und weisen eine Ausspeicherdauer im Sekunden- bis niedrigen Minutenbereich auf (Köhler et al. 2018, S. 19). Drehmassenspeicher erfüllen nicht die Voraussetzungen für die betrachteten Anwendungsfälle dieser Arbeit und werden daher im weiteren Verlauf nicht betrachtet.

2.1.7 Chemische Energiespeicher

Besonders im Kontext der Energiewende haben chemische Energiespeichertechnologien an Relevanz gewonnen (Smolinka et al. 2018, S. 82). Durch chemische Energiespeichertechnologien kann überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien entweder gasförmig (Power to Gas) oder flüssig (Power to Liquid) gespeichert werden (Sterner et al. 2017, S. 327). In dieser Arbeit werden im Folgenden Wasserstoffspeicher und Methanspeicher vorgestellt.

Wasserstoffspeicher

Überirdisch kann der erzeugte Wasserstoff in Druckbehältern und unterirdisch in Kavernenspeichern oder Öl-Gas Lagerstätten gespeichert werden (Sterner et al. 2017, S. 413; Ma et al. 2018, S. 483). Als Speicher kann ebenso das Gasnetz dienen, hier darf die Wasserstoffkonzentration jedoch nicht mehr als 5 % übersteigen (Ma et al. 2018, S. 483). Der Wirkungsgrad der Speicherung beträgt dabei 95 % (Sterner et al. 2017, S. 650). Brennstoffzellen, Gas und Dampfturbinen sowie Gasmotoren zählen zu den verschiedenen Technologien, die zur Rückverstromung verwendet werden können (Sterner et al. 2017, S. 431).

Wasserstoff besitzt die höchste gravimetrische Energiedichte aller Gase (Sterner et al. 2017, S. 333). Der in den Quellen angegebene Wirkungsgrad setzt sich aus den Wirkungsgraden der Elektrolyse, der Speicherung und der Rückverstromung durch eine Brennstoffzelle zusammen. Die energiespezifischen Anschaffungskosten beschreiben dabei die Kosten für die reine Speicherung des Wasserstoffs. Die leistungsbezogenen Anschaffungskosten beschreiben die Kosten für Elektrolyseur (Einspeicherung) und Brennstoffzelle (Auspeicherung). Tabelle 67 zeigt eine Übersicht für die technischen und ökonomischen Kennwerte der Wasserstoffspeicher (siehe Anhang).

Methanspeicher

Die Speicherorte für Methan decken sich mit den Speicherorten für Wasserstoff (Ma et al. 2018, S. 483). Die Rückverstromung durch Gas- und Dampfturbinen erreicht einen Wirkungsgrad von etwa 60 % (Kuhn 2012, S. 128).

Trotz der zusätzlichen Kosten für die Methanisierung sind die leistungsspezifischen Anschaffungskosten für Methan geringer, da die Investition für Gas- und Dampfturbinen deutlich geringer ist als für Brennstoffzellen. Die Berechnung für die leistungsbezogenen Anschaffungskosten sind hier analog zu den Wasserstoffspeichern. Durch die zusätzlichen Kosten für die Methanisierung erhöhen sich die leistungsbezogenen Anschaffungskosten der Ladeleistung. Durch die geringeren Kosten für die Gas- und Dampfturbinen im Vergleich zu den Brennstoffzellen sinken die leistungsbezogenen Anschaffungskosten für die Entladeleistung jedoch stärker als die Kosten für die Ladeleistung ansteigen. Für die kalendarische Lebensdauer wird derselbe Wert wie für die Wasserstoffspeicherung angenommen. Tabelle 64 zeigt eine Übersicht für die technischen und ökonomischen Kennwerte der Methanspeicher (siehe Anhang).

2.1.8 Elektrische Energiespeicher

Die direkte Speicherung elektrischer Energie erfolgt mithilfe von Kondensatoren und Spulen. Kondensatoren speichern elektrische Ladung beziehungsweise Energie durch Ladungstrennung in einem elektrischen Feld, welches von zwei gegenüberliegenden Elektroden und einem dazwischen befindlichen Dielektrikum („Nichtleiter“) bei Anlegen einer Spannung gebildet wird (Sterner et al. 2017, S. 197–199). In einem Doppelschicht- bzw. Superkondensator wird die elektrische Energie zusätzlich zur Speicherung im elektrischen Feld auch in den Ionen im Elektrolyt gespeichert (Fuchs et al. 2012, S. 36).

Elektrische Energiespeicher werden als kurzfristige Energiespeichertechnologien kategorisiert und weisen eine Ausspeicherdauer im Sekunden- bis niedrigen Minutenbereich auf (Köhler et al. 2018, S. 19). Die Voraussetzung zur Teilnahme von Unternehmen an Energiemärkten ist in vielen Fällen den Einfluss auf ein 15 Minuten-Zeitfenster am Netzanschlusspunkt nachweisen zu können (Kapitel 2.5). Da elektrische Energiespeicher diese Voraussetzung nicht erfüllen können, werden diese im weiteren Verlauf dieser Arbeit nicht betrachtet.

2.2 Be- und Entladestrategien von Energiespeichern

Dieses Kapitel untersucht die verschiedenen Ansätze der Be- und Entladestrategien von Energiespeichern. Grundsätzlich lässt sich die Betriebsführung eines Energiespeichers in drei Phasen unterteilen. Zuerst das (Be-)Laden, anschließend das Halten oder auch Speichern und zuletzt das Entladen des Speichers. In der Fachliteratur wird das Laden bzw. Entladen oft als Energie einspeichern oder ausspeichern beschrieben (Sterner et al. 2017). Der Leistungstransport zwischen den drei Zuständen ist nicht ideal. Dies bedeutet, dass Verluste durch Transport oder Umwandlung auftreten. Diese Verluste oder Wirkungsgrade werden durch η_{ein} , η_{sp} , und η_{aus} beschrieben (siehe (Sterner et al. 2017, S. 27)).

Damit verschiedene Energiespeichersysteme miteinander verglichen werden können, wird unter anderem die Systemeffizienz beurteilt. Dabei wird das Verhältnis zwischen der Energie, die eingespeichert e_{ein} , und der, die später ausgespeichert wird e_{aus} , bestimmt. Neben den Verlusten durch Transport und Umwandlung entstehen weitere Verluste durch die Selbstentladung von Energiespeichern. Diese ist je nach Energiespeicher unterschiedlich und stark variierend. Durch die Selbstentladung kommt es zu zeitabhängigen Verlusten η_{ss} . (Schmiegel 2019, S. 14–16)

Neben den bereits beschriebenen Verlusten beim Einspeichern und Ausspeichern aufgrund der Wirkungsgrade sowie der Selbstentladung, gibt es außerdem speicherspezifische Eigenschaften, die weiterhin die Betriebsführung des jeweiligen Energiespeichers beeinflussen. Diese werden im Folgenden erläutert.

2.2.1 Ansätze zur Betriebsführung von Energiespeichern

Im folgenden Kapitel werden verschiedene Ansätze zur Betriebsführung von Energiespeicher vorgestellt. Dafür wurde die relevante Literatur mit Bezug auf Be- und Entladestrategien für Energiespeicher analysiert und die folgenden relevanten Quellen zur detaillierten Betrachtung ausgewählt.

(Sternier et al. 2017)

Sternier et al. beschreiben die Be- und Entladestrategien im Bezug zur Stabilisierung des Stromnetzes am Beispiel einer PV-Anlage in Kombination mit einem elektrochemischen Energiespeicher. Hierbei wird die Nutzung eines Energiespeichersystems zur Eigenverbrauchsoptimierung und Netzstabilisierung aufgezeigt (Magnor 2017, S. 166ff). Bezogen auf dieses Fallbeispiel beschreiben die Autoren vier mögliche Fahrweisen für den Betrieb eines Energiespeichersystems. (Magnor 2017; Sternier et al. 2017)

Direktes Laden

Solarstrom wird direkt vor Ort verbraucht. Sobald die Erzeugung den Verbrauch übersteigt, wird der Strom eingespeichert und bei Unterdeckung wieder ausgespeichert. Bei dieser Variante kommt es zu Einspeisespitzen in das öffentliche Netz, sobald der Energiespeicher mittags bei voller Einstrahlung und voller Leistung der PV-Anlage vollgeladen ist. Dieser Effekt wird durch eine Vielzahl verschiedener Anlagen mit unterschiedlichen Leistungsgrößen in Summe tendenziell nicht gleichzeitig auftreten und sich somit innerhalb eines Netzes verteilen. (Magnor 2017)

Verzögertes Laden

Beim verzögerten Laden wird mit einer Regeleinheit über den Tag verteilt bis zu einem vorgegebenen Ladezustand der Batterie, der erzeugte Solarstrom teilweise eingespeichert und teilweise in das Netz eingespeist. So werden hohe Einspeisespitzen verhindert. (Magnor 2017)

Peak Shaving

Im Vergleich zu den beiden bereits vorgestellten Varianten, handelt es sich bei der Peak Shaving-Variante um einen netzverträglicheren Betrieb. Die Leistungsspitze der PV-Einspeisung oberhalb 60 % der PV-Generatorleistung wird eingespeichert. Dadurch werden die netzkritischen Mittagsspitzen der PV-Erzeugung abgefangen, jedoch hat der Eigenverbrauch nicht oberste Priorität. (Magnor 2017)

Prognosebasiertes Laden

Hierbei handelt es sich um eine Kombination aus den drei genannten Möglichkeiten. Dabei bestimmt eine Last- und Wetterprognose, zu welchem Zeitpunkt des Tages eine Be- bzw. Entladung des Energiespeichers netzentlastend wirkt. Diese Methode erreicht nach dem direkten Laden den höchsten Eigenverbrauch und ist gleichzeitig netzdienlich. Vor allem bei einer Leistungsreduktion der PV-Einspeisung auf 70 % der installierten Leistung, ist bei dieser Variante im Laufe des Jahres mit der geringsten abgeregelten Energie zu rechnen. (Magnor 2017, S. 32)

Insgesamt beschreiben die Autoren, dass Eigenverbrauchssysteme in der Lage sein sollten, sowohl bei Strombezug aus dem Netz als auch bei Einspeisung durch die Photovoltaik in das Netz, steile Gradienten zu dämpfen (Ramping). (Sterner et al. 2017, S. 713–715)

(Schmiegel 2019)

Weitere Ansätze zur Ladestrategie von Energiespeichersystemen gekoppelt mit PV-Anlagen werden von (Schmiegel 2019, S. 181 ff) beschrieben. Dort wird beschrieben, dass die Residuallast bekannt sein muss, um die Größe des Energiespeichers und die maximale Be- und Entladeleistung bestimmen zu können. Es wird weiterhin beschrieben, dass ein typischer Lastfluss eines Solarstromspeichersystems wie folgt aussieht:

- Ladung des Energiespeichers in der Mittagszeit, wenn die PV-Stromproduktion am Größten ist.
- Entladung in der Abendzeit, wenn keine PV-Stromproduktion mehr stattfindet.

Schmiegel (2019) gibt außerdem an, dass die durchschnittliche Zyklenzahl von Energiespeichern in Haushalten mit PV-Anlagen in Deutschland bei 230 Zyklen pro Jahr liegt. Der Speicher wird dementsprechend 230 Mal pro Jahr voll be- und entladen. (Schmiegel 2019, S. 181 ff)

(Kaschub 2017)

Die Ladestrategien sowie die Lastverschiebepotentiale am Anwendungsfall Elektro kraftfahrzeug werden in (Kaschub 2017, S. 83–85) beschrieben. Für die Anwendung als Energiespeicher sind vor allem die Ladestrategien von Interesse und werden im Folgenden beschrieben. (Kaschub 2017) beschreibt sechs verschiedene Strategien zum Beladen eines Energiespeichers (Abbildung 6 und Abbildung 7). Dabei wird das Lastverschiebepotential anhand des Ladestands im Verlauf dargestellt.

A) Sofortiges Laden

Das „sofortige Vollladen“ ist die am häufigsten angewendete Regelstrategie für Energiespeicher. Nach der Ankunft wird das E-Kfz direkt an die Ladestation angeschlossen und der Ladevorgang mit maximal möglicher Leistung gestartet. Dies wird auch als unkontrolliertes Laden bezeichnet. (Kaschub 2017) (siehe Abbildung 6)

B) Sofortiges Laden für nächste Wegefolge und C) sofortiges Teilladen und spätest mögliche Vollladung

Unter Zuhilfenahme von zusätzlicher Ladekommunikation und -steuerung kann der Ladevorgang in verschiedener Hinsicht gesteuert werden. Zum Beispiel kann der Ladevorgang bei einem bestimmten Ladestand gestoppt oder für eine bestimmte Zeit unterbrochen werden (siehe B). Ist dem Ladesystem darüber hinaus auch der Abfahrtszeitpunkt bekannt, kann die verzögerte Vollladung mit dem Abfahrtszeitpunkt abgestimmt werden (siehe C). (Kaschub 2017) (siehe Abbildung 6)

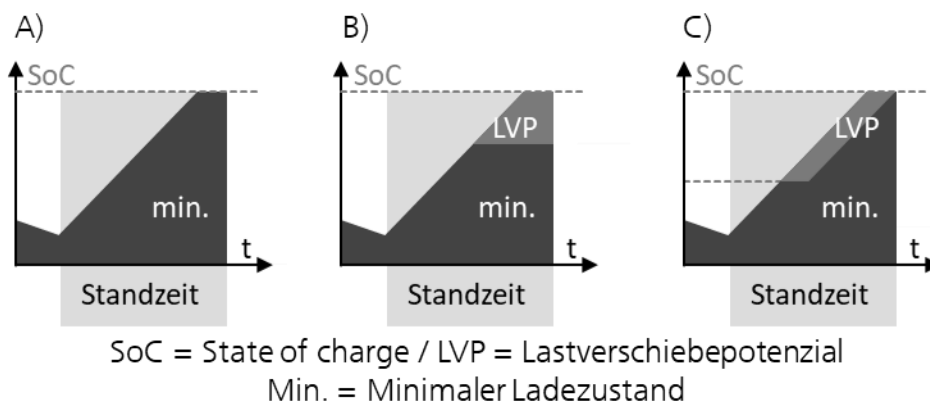


Abbildung 6 Ladestrategien nach (Kaschub 2017, S. 71)

D) Sofortiges Teilladen und spätest mögliche Teilladung

Wenn weiterhin die benötigte Fahrenergie für die nächste Wegefolge bekannt ist, muss nicht unbedingt vollgeladen werden. (Kaschub 2017, S. 83–85) (siehe Abbildung 7)

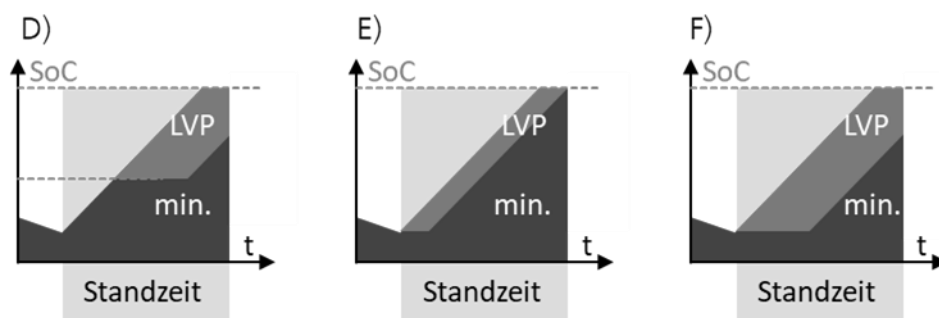
E) Spätest mögliches Vollladen

Um möglichst lange einen niedrigen Ladestand zu halten, z.B. aus Gründen der Alterung, ist ein möglichst spätes Laden denkbar. (Kaschub 2017, S. 83–85) (siehe Abbildung 7)

F) Spätest mögliches Laden für folgende Wegefolge

Diese Variante der Ladestrategie wird auch in der Veröffentlichung von (Zimmermann et al. 2020a) beschrieben. Dort heißt es wörtlich „charge as much energy as necessary as late as possible“ (Zimmermann et al. 2020a). Dementsprechend sollte so viel Energie wie nötig geladen werden, allerdings so spät wie möglich, um den kommenden Weg zu erreichen. (Kaschub 2017, S. 83–85) (siehe Abbildung 7)

Für die Anwendung als Energiespeicher im industriellen Umfeld bedeutet diese Ladestrategie, dass so spät wie möglich kurz vor der nächsten Lastspitze geladen werden soll. Als Beispiel für den Anwendungsfall Peak Shaving kurz vor dem kommenden Peak, der gekappt werden soll. Des Weiteren soll so viel wie nötig geladen werden, also die Menge an Energie, die für die Kappung der Lastspitze im zeitlichen Verlauf benötigt wird.



SoC = State of charge / LVP = Lastverschiebepotenzial
Min. = Minimaler Ladestand

Abbildung 7 Ladestrategien nach (Kaschub 2017, S. 71)

(Shah Danish et al. 2020)

Um die Netzentgelte im industriellen Umfeld zu reduzieren, nimmt das Peak Shaving eine bedeutende Rolle ein. (Shah Danish et al. 2020) beschäftigen sich mit der Betriebsführung von Energiespeichersystemen im Zusammenhang mit Peak Shaving. In dieser Arbeit wird die Anwendung eines Batteriespeichersystems betrachtet. Die Autoren zeigen eine neue Strategie, um die Spitzenlast im Netz mit dem optimalen Einsatz von Energiespeichern zu reduzieren. In der vorgestellten Methode werden historische Lastprofile eines Industrieunternehmens bewertet, um die optimale Kontrollstrategie des Energiespeichersystems zu finden (Shah Danish et al. 2020).

Die Betriebsstrategie stellt ein historisches Lastprofil (24 Stunden) eines Industrieunternehmens dar, mit der Empfehlung, wann der Energiespeicher be- und entladen werden soll. Des Weiteren werden wichtige Parameter wie die obere Leistungsgrenze (PUL) und die untere Leistungsgrenze (PLL) eingeführt. Die Netzleistung (PG) ist gleich der Summe der Lastleistung (PL) und der Leistung der Batterie. Wenn das Batterieenergiespeichersystem Energie in das Netz liefert, ist die Gleichung positiv, andernfalls ist sie negativ (im Lademodus). (Shah Danish et al. 2020)

Der Kontrollalgorithmus wird anhand des historischen Lastprofils des Industrieunternehmens entwickelt. Im Rahmen der Arbeit wird beschrieben, dass das Peak Shaving nur einen Energiespeicherzyklus pro Tag umfasst. Dadurch soll sich der Speicher niemals außerhalb der drei Betriebsmodi (Laden, Entladen oder Halten) befinden (Shah Danish et al. 2020).

Das Speichersystem beginnt zu laden, wenn sich die Lastnachfrage unter der unteren Leistungsgrenze befindet. Der Ladevorgang findet statt, solange sich der Ladezustand der Batterie unter 90 % befindet. Sind 90 % erreicht, wechselt das System zum „Idle Mode“, das bedeutet, dass die Ladeleistung gleich 0 ist, also der Ladezustand gehalten wird. Das Speichersystem beginnt mit der Energielieferung, also dem Entladen, wenn die Nachfrage höher als die obere Leistungsgrenze und solange der SOC größer als 25 % ist (Shah Danish et al. 2020).

2.2.2 Einflüsse auf die Betriebsführung durch energiespeicherspezifische Eigenschaften

In diesem Abschnitt werden speicherspezifische Eigenschaften beschrieben, welche die Betriebsführung von Energiespeichersystemen beeinflussen. Der Fokus liegt auf elektrochemischen Energiespeichern, da insbesondere bei dieser Technologie viele spezifische Eigenschaften die Betriebsführung beeinflussen.

Für Bleisäure-Akkus und Lithium-Ionen-Batterien spielt die gewählte Strategie der Betriebsführung für die kalendarische und zyklische Lebensdauer eine wichtige Rolle. Der mittlere State-of-Charge (SOC) sollte bei Lithium-Ionen-Batterien möglichst niedrig gehalten werden, um die Lebensdauer nicht negativ zu beeinflussen. Diese Anforderung wirkt sich auch auf die Systemauslegung und die Ladestrategie aus. Ein „Energy management system“ versucht, bei fest definierter Kapazität, mit geeigneten Maßnahmen den mittleren SOC gering zu halten. Daraus resultiert allerdings eine weitere Problematik. Um den mittleren SOC möglichst gering zu halten, muss die Kapazität der Batterie größer sein, als dies für die Anwendung eigentlich notwendig wäre. Die Batterie muss dementsprechend größer als notwendig ausgelegt werden. Daraus folgt eine höhere Investition für den Energiespeicher. (Schmiegel 2019, S. 180)

Je nach Anwendung muss eine geeignete Lösung für dieses Problem gefunden werden. Dies sollte bei der Auslegung von Lithium-Ionen-Batterien berücksichtigt werden. Anders verhält es sich bei Redox-Flow-Zellen, die sich durch eine sehr hohe Zyklenzahl und eine sehr niedrige Tiefentladefähigkeit auszeichnen. Sie besitzen dadurch Vorteile im Vergleich zu den restlichen elektrochemischen Energiespeichern. (Sterner et al. 2017, S. 320)

(Schmiegel 2019) zeigt beispielhaft verschiedene Anforderungen an die Betriebsstrategie einer Lithium-Ionen-Batterie. Die Zielfunktion lautet: „Das Speichersystem soll lange betriebsbereit sein“ (Schmiegel 2019, S. 181). Diese wird allerdings durch verschiedene Nebenbedingungen beeinflusst, so muss z.B. die mechanische Belastung des Anodenmaterials beim Ladevorgang reduziert werden, wodurch sich die zyklische Lebensdauer erhöht. Eine weitere Maßnahme ist es, die Ladeleistung zu reduzieren, damit die mechanische Belastung und die Erwärmung der Zelle durch den Ladestrom geringer

ausfallen. Zusätzlich erhöht sich die kalendarische Lebensdauer. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Reduzierung der „Depth of Discharge“ (Entladungstiefe). Diese führt zu einer Erhöhung der zyklischen Lebensdauer. Beispielhaft bewirkt eine Reduzierung der Entladetiefe von 80 % auf 60 % eine Verdoppelung der Zyklenzahl. (Schmiegel 2019, S. 179–181)

Die kalendarische Lebensdauer wird vor allem durch die Spannung und die Zelltemperatur beeinflusst, dies ist analog zu einer Bleibatterie. Es besteht die Möglichkeit, durch Beimischung von zusätzlichen Stoffen, sogenannten Additiven, diese chemischen Zerfallsprozesse zu verlangsamen. Wichtig bleibt, weiterhin den Einfluss der Spannung und der Temperatur zu reduzieren. Eine hohe Ladeleistung beeinflusst die kalendarische Alterung von Lithium-Ionen-Batterien, daher werden für die Anwendung als Starterbatterie im Automobilbereich Bleisäurebatterien verwendet. Im industriellen Umfeld reicht meist eine Luftkühlung aus, da hier die Ladeströme, im Vergleich zur Anwendung im Automobilbereich, geringer sind. (Schmiegel 2019, S. 179–181)

Diese Beispiele anhand der Lithium-Ionen-Batterie zeigen, dass die Betriebsführung nicht nur vom Lastprofil oder dem Anwendungsgebiet abhängig ist, sondern auch vom Typ des Energiespeichers.

Für die Auslegung eines Energiespeichers geben (Köhler et al. 2018) bezüglich des Problems der maximalen „Entladetiefe“ einen Wert von 20 % für Lithium-Ionen-Batterien an. Dies bedeutet, dass nur 80 % der Kapazität eines Lithium-Ionen-Speichers genutzt werden kann und dieser dementsprechend größer ausgelegt werden muss. Wie in diesem Kapitel beschrieben, spielt auch die Lebensdauer eine entscheidende Rolle. Über die Lebensdauer hinweg verlieren besonders elektrochemische Energiespeicher einen Teil ihrer Kapazität. Diese Degradation wird von (Köhler et al. 2018) mit 10 % über die Lebensdauer beschrieben. Da ein elektrochemischer Energiespeicher seine Aufgabe über die komplette Lebensdauer erfüllen soll, muss die Degradation ebenso bei der Auslegung berücksichtigt werden. Die Degradation bei nicht-elektrochemischen Energiespeichertypen, kann als nahezu null angenommen werden. (Köhler et al. 2018)

2.2.3 Analyse der Be- und Entladestrategien

Aus den von (Sterner et al. 2017) beschriebenen Fahrweisen zum Laden eines Energiespeichers für die Speicherung von Solarstrom lässt sich insbesondere das prognosebasierte Laden für zukünftige Strategien im industriellen Umfeld ableiten. Dafür müssen genaue Prognosen über die Lastprofile ermittelt oder mit Hilfe historischer Lastprofile zukünftige Profile prädiziert werden. Sind die Lastprofile bekannt, kann das Energiespeichersystem prognosebasiert be- und entladen und somit für den jeweiligen Anwendungsfall optimiert betrieben werden.

Die Strategien zur Beladung eines Elektroautos, beschrieben von (Kaschub 2017), lassen sich auf die Energiespeicherung im industriellen Umfeld adaptieren. Der Autor beschreibt die Variante „Spätest mögliche Ladung für zukünftige Wegefolge“ als bestmögliche Ladestrategie, welche viele Vorteile mit sich bringt. Dafür muss die zukünftige Wegefolge bekannt sein. Bezogen auf die Energiespeicherung im industriellen Umfeld müssen daher die Lastprofile bekannt sein.

Auch die von (Shah Danish et al. 2020) diskutierte Optimierung der Betriebsführung unter Annahme eines gegebenen Lastprofils ist für die Anwendung im industriellen Umfeld geeignet. Wenn das Lastprofil bekannt ist, kann die Betriebsführung optimiert und daraufhin zur Nutzung von Peak Shaving zur Netzentgeltreduktion angepasst werden. Nachteilig wirkt sich dabei allerdings aus, dass die Strategie nur für den Anwendungsfall des Peak Shavings einsetzbar ist.

Nach der Sichtung und Analyse der vorgestellten Literatur, lässt sich für den Anwendungsfall eines Energiespeichersystems im industriellen Umfeld sagen, dass die Betriebsstrategien vor allem von den jeweiligen Lastprofilen des Industriekunden abhängig sind. Die Lastprofile des Kunden sollten genau bekannt sein, damit die Betriebsführung des Energiespeichersystems optimal angepasst werden kann.

Die Betriebsführung ist von vielen weiteren Anforderungen und Randbedingungen abhängig. Daneben sollten für die Auslegung die Einflüsse auf die Degradation und die Tiefenentladung für die Betriebsführung und die Auslegung der Energiespeicher berücksichtigt werden.

2.3 Das Produktionssystem

Sowohl der Begriff der Fertigung als auch der Begriff der Produktion werden im industriellen Kontext verwendet. (Voigt et al. 2014) definieren die Begriffe synonym als Prozess der zielgerichteten Kombination von Produktionsfaktoren (Input) und deren Transformation in Produkte (Erzeugnisse, Output). Im Folgenden werden die Begrifflichkeiten Produktion und Fertigung ebenso als Synonyme behandelt.

2.3.1 Systemtheoretische Grundlagen

Der Systemansatz eignet sich dafür, die komplexe Fabrik ganzheitlich zu beschreiben. Abbildung 8 stellt hierfür die Grundlagen dar. (Müller et al. 2009, S. 35)

In der Systemtheorie wird ein System durch seine Elemente und die Relationen zwischen den Elementen beschrieben. Relationen lassen sich weiter unterteilen in Strukturen und Prozesse. Strukturen verbinden zwei Elemente und ergeben sich aus der Anordnung dieser Elemente. Ein Beispiel für eine Struktur ist eine Materialflussbeziehung zwischen zwei Maschinen. Prozesse sind dadurch charakterisiert, dass sie über mehrere Elemente ablaufen. Ein Beispiel dafür ist der Produktionsprozess über mehrere Elemente. Durch eine hierarchische Gliederung kann das Gesamtsystem weiter in Subsysteme unterteilt werden. (Müller et al. 2009, S. 35–38; Schenk et al. 2014, S. 121–123)

Ein technisches System gilt als offenes System. Das bedeutet, dass Beziehungen zwischen dem eigentlichen System und der Umwelt außerhalb der eigenen Grenzen bestehen. Diese Beziehungen erfolgen über Randelemente oder auch Randstrukturen. (Müller et al. 2009, S. 35–37; Schenk et al. 2014, S. 123)

Die Funktionsfähigkeit des Systems entsteht durch das Zusammenspiel der einzelnen Elemente. Bei einem technischen System, wie einer Fabrik, bedeutet dies, dass Eingaben zu Ausgaben verarbeitet werden. Ein- und Ausgaben können in diesem Fall Stoffe, Energie oder Information sein. (Müller et al. 2009, S. 35)

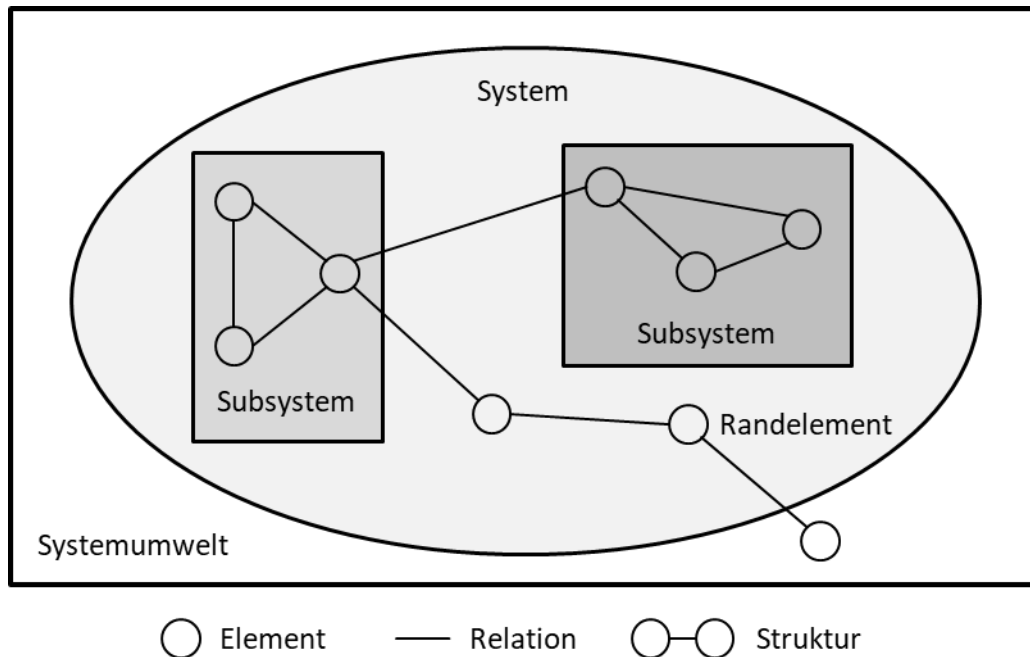


Abbildung 8 Systemtheorie in Anlehnung an (Müller et al. 2009, S. 36; Schenk et al. 2014, S. 123)

2.3.2 Die Fabrik als System

Eine Fabrik ist eine Produktionsstätte, welche eine Produktion im industriellen Maßstab ermöglicht. Es werden Erzeugnisse in hoher Stückzahl hergestellt, sodass diese gewinnbringend verkauft werden können. Fabriken können unterschiedliche Ausführungen, Größen und Komplexitäten annehmen. Um Fabriken trotz dieser Komplexität verstehen zu können, werden Modelle zur Beschreibung verwendet. Ein Ansatz, um den Bezug zur Energieversorgung erläutern zu können, ist es, Fabriken als System darzustellen. Durch diese Betrachtung wird ermöglicht, Energie als Element des Systems und die Energieversorgung als Teil des Produktionsprozesses zu betrachten. (Müller et al. 2009, S. 35, 37, 43)

Nach (Müller et al. 2009) sind die Elemente des Systems Fabrik Betriebsmittel, Stoffe, Energie, Personal und Information. Häufig vorkommende Strukturen sind Material- und Informationsfluss. Der zentrale Prozess ist der Produktionsprozess, welcher über mehrere Elemente abläuft und Wert und Kundennutzen herstellt. Neben dem Produktionsprozess existieren führende und unterstützende Prozesse. Eine Fabrik ist ein offenes System und

ist durch mehrere Randstrukturen in die Umgebung integriert. Beispiele für Randstrukturen sind Stromleitungen und Verkehrswege. (Schmigalla 1995; Müller et al. 2009, S. 37–38)

Um einzelne Subsysteme genauer zu analysieren, können diese als Flusssysteme betrachtet werden. Nachfolgend wird ein einfaches Beispiel eines Flusssystems anhand eines Fertigungsplatzes in einer Fabrik betrachtet. Stoff, Energie und Information werden als Eingabe an den Fertigungsplatz transportiert und gegebenenfalls gespeichert. Das Personal transformiert diese mithilfe der Betriebsmittel weiter. Nach einer weiteren Speicherung können der Stoff, die Energie und die Information, welche durch den Transformationsprozess entstanden sind, als Ausgabe weitertransportiert werden. Dieses Beispiel ist in Abbildung 9 dargestellt. (Förster et al. 1982; Wirth 1989; Müller et al. 2009, S. 38–40)

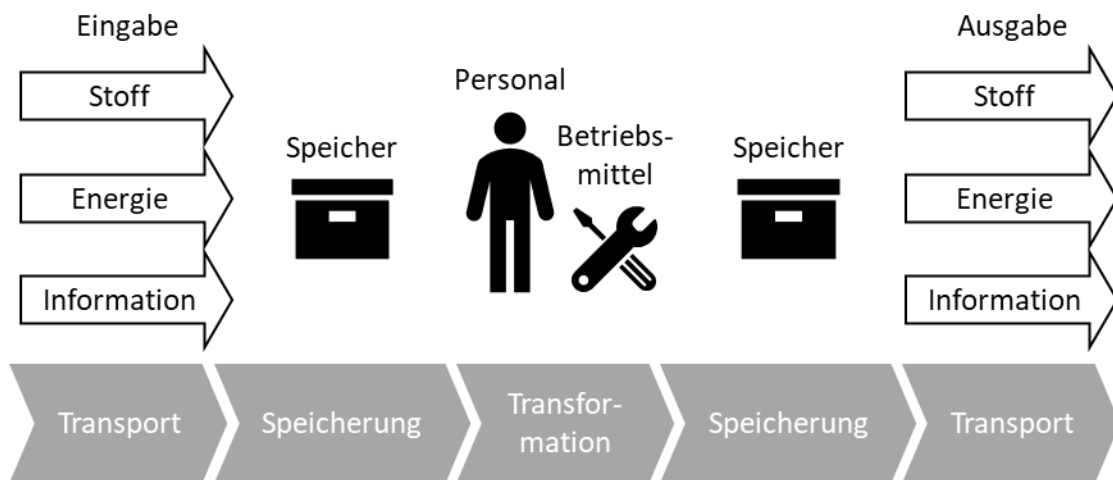


Abbildung 9 Flusssystem eines Fertigungsplatzes in Anlehnung an (Müller et al. 2009, S. 39–40; Schenk et al. 2014, S. 125)

Die Betrachtung als Flusssystem ermöglicht eine Untersuchung und somit auch eine Optimierung des Energieflusses. Für ein besseres Verständnis der Fabrik lassen sich Flusssysteme nach unterschiedlichen Gesichtspunkten gliedern. Nachfolgend werden die hierarchische und die periphere Ordnung betrachtet. (Müller et al. 2009, S. 40; Schenk et al. 2014, S. 132)

Hierarchische Ordnung der Fabrik

Die hierarchische Ordnung erfolgt durch eine stufenweise Ordnung der unterschiedlichen Subsystemebenen. Nachfolgend ist basierend auf (Müller et al. 2009, S. 41–42) eine mögliche hierarchische Ordnung einer Fabrik beschrieben und in Abbildung 10 dargestellt.

Die oberste Ebene stellt die Fabrik als Bestandteil der globalen Warenströme dar und ist nicht Bestandteil des eigentlichen Systems. Die darunterliegende zweite Ebene beschreibt die Fabrik als Produktionsstandort mit mehreren Gebäuden und Einrichtungen. Die dritte Ebene besteht aus einem einzelnen Fabrikgebäude. Dieses Fabrikgebäude wird in der vierten Ebene in mehrere Produktionsbereiche gegliedert, welche in der fünften Ebene wiederum in mehrere Fertigungs- und Montageplatzgruppen unterteilt werden. Die unterste Ebene betrachtet einen einzelnen Fertigungs- oder Montageplatz. (Müller et al. 2009, S. 41–42)

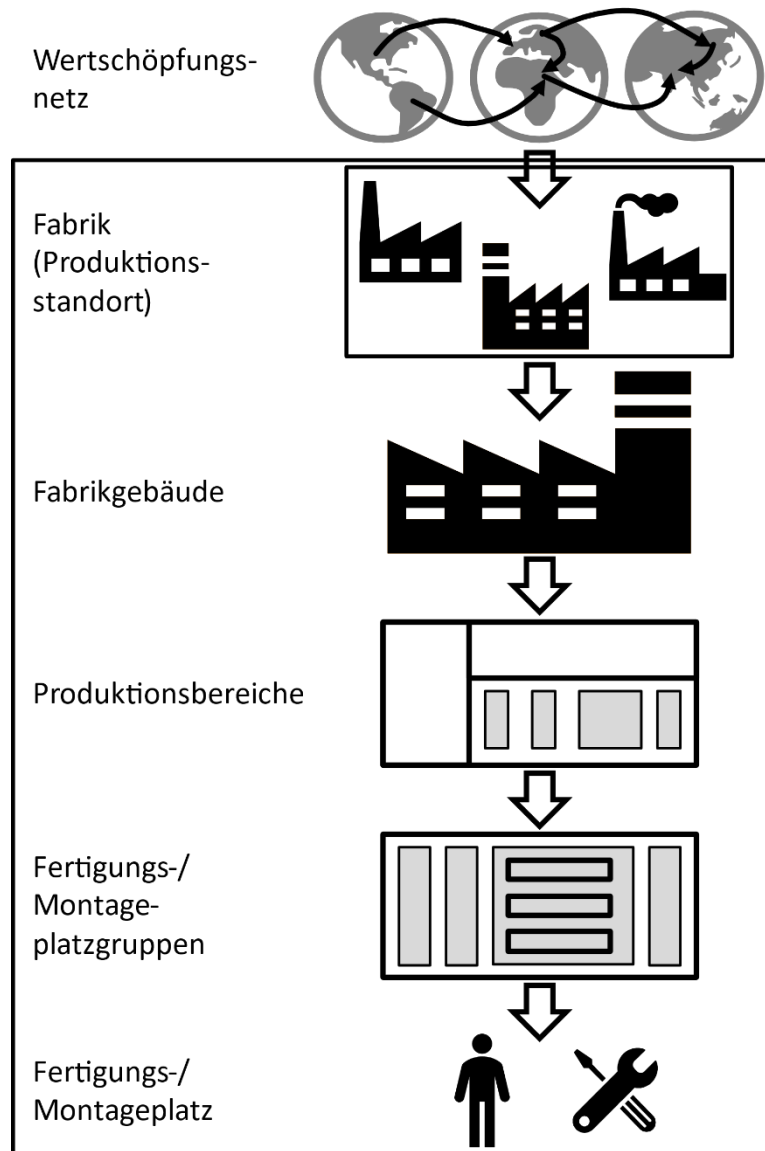


Abbildung 10 Hierarchische Ordnung der Fabrik in Anlehnung an (Müller et al. 2009, S. 42)

Diese hierarchische Ordnung ermöglicht zum einen, dass Verantwortungsträger und Ansprechpartner anhand dieser Struktur festgelegt und angesprochen werden können (zum Beispiel der Werksleiter auf der zweiten Ebene oder der Bereichsleiter auf der vierten Ebene). Zum anderen können auch komplexe Analysen und Planungen stufenweise, sowohl von der untersten Ebene zur obersten wie auch umgekehrt, durchgeführt werden. Dadurch kann der Energieverbrauch besser analysiert werden. Zusätzlich können die

einzelnen Verbraucher genauer identifiziert werden, wodurch eine gezielte Optimierung ermöglicht wird. (Müller et al. 2009, S. 41–42)

Periphere Ordnung der Fabrik

Nach der peripheren Ordnung einer Fabrik werden Prozesse, Ausrüstung und Anlagen nach ihrer Bedeutung für die Produktion sortiert, wobei der Hauptprozess als Mittelpunkt angenommen wird. (Müller et al. 2009, S. 43; Schenk et al. 2014, S. 135–137)

Das Produktionsprogramm ist die Definition der Erzeugnisse, welche in der Fabrik hergestellt werden sollen. Die Hauptprozesse dienen dazu, einen Fortschritt bei der Fertigung oder Montage zu erzielen. Hilfsprozesse erzeugen keinen Fertigungsfortschritt. Ihr Ziel ist es, dass der Hauptprozess möglichst problemlos funktionieren kann. (Müller et al. 2009, S. 43)

Wie in Abbildung 11 abgebildet, stehen der Hauptprozess und die dazugehörigen Anlagen im Mittelpunkt. Die Peripherie erster Ordnung besteht aus Hilfsprozessen und Anlagen, welche direkt vom Produktionsprogramm und somit vom Hauptprozess abhängig sind. In der zweiten Peripherie-Ordnung befinden sich Prozesse und Anlagen, welche direkt vom Hauptprozess abhängig sind, nicht aber vom Produktionsprogramm. Prozesse und Anlagen der dritten Peripherie-Ordnung sind auch vom Hauptprozess unabhängig. (Müller et al. 2009, S. 43–44; Schenk et al. 2014, S. 135–137)

Durch die Zuordnung zu den unterschiedlichen Peripherieebenen kann dargestellt werden, wie die Abhängigkeiten der Anlagen und Prozesse in Bezug auf das Produktionsprogramm sind. Beispielsweise kann ausgehend vom Produktionsprogramm bis zu den peripheren Prozessen und Anlagen der dritten Peripherie der Energiebedarf der Fabrik analysiert werden. (Müller et al. 2009, S. 44)

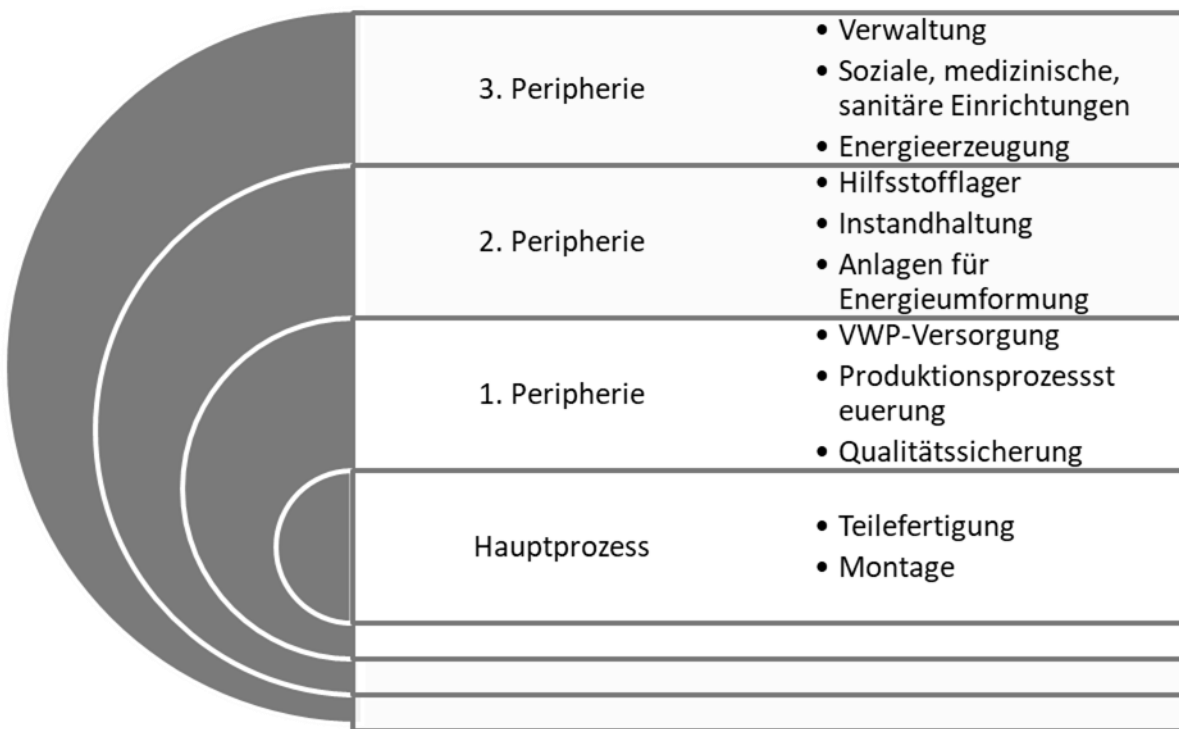


Abbildung 11 Periphere Ordnung der Fabrik in Anlehnung an (Schenk et al. 2014, S. 137)

2.4 Energieversorgung in einer Fabrik

Das Ziel einer Fabrik ist es, Erzeugnisse zu produzieren, sodass diese gewinnbringend verkauft werden können. Um Erzeugnisse herstellen zu können, werden Betriebsmittel, Stoffe, Informationen und Energie benötigt. Die Versorgung mit Energie und die relevanten Energieträger in einer Fabrik sind somit ein wichtiger Teil des Systems und werden nachfolgend betrachtet. (Müller et al. 2009, S. 35–37)

2.4.1 Definition Energie

Kaltschmitt definiert den Energiebegriff nach Max Planck als "die Fähigkeit eines Systems (...) äußere Wirkungen hervorzubringen" (Kaltschmitt et al. 2014, S. 2). In der Praxis zeigt sich die Wirkung von Energie beispielsweise durch Licht, Wärme und Kraft. (Kaltschmitt et al. 2014, S. 2)

(Kaltschmitt et al. 2013) gliedern die Energie in mehrere Energieformen. Unterschieden wird mechanische, thermische, elektrische und chemische Energie sowie Kern- und Strahlungsenergie. Welche Energieformen für den Fabrikbetrieb relevant sind, wird im Folgenden erläutert. Kern- und Strahlungsenergie gelten erst nach einer Umwandlung als arbeitsfähig. Chemische Energie muss für die Arbeitsfähigkeit ebenso umgewandelt werden, ist aber im Fabrikbetrieb beispielsweise durch die Verwendung von Kraftstoffen oder Gasen präsent und kann direkt stofflich oder energetisch verwendet werden. Beispiele für mechanische, thermische und elektrische Energie, die für den Betrieb von Produktionsanlagen benötigt werden, sind Druckluft, Fernwärme und elektrischer Strom. (Müller et al. 2009, S. 159; Kaltschmitt et al. 2014, S. 2)

Energie lässt sich im Allgemeinen in Primär-, Sekundär-, End- und Nutzenergie einteilen. Primärenergie ist dabei die Energieart, die natürlich vorkommt, und umfasst regenerative Energiequellen sowie fossile Energieträger. Durch Umwandlungen wird aus Primär-Sekundärenergie. Dies können stoffliche Umwandlungen sein, wie zum Beispiel das Raffinieren von Treibstoffen, aber auch Wandlungen in andere Energieträger, wie zum Beispiel die Wandlung von Windkraft zu Strom über Windkraftanlagen (Rebhan 2002, S. 36; Hesselbach 2012, S. 19–20).

Weiterhin kann die Energie in Endenergie und Nutzenergie unterteilt werden. Die Endenergie ist dabei die Energieart, die beim Verbraucher ankommt. Endenergie kann Primär- und Sekundärenergie umfassen. Die Nutzenergie ist das letzte Glied in der Kette und beschreibt alle Energieformen, die vom Nutzer benötigt werden. So wird zum Beispiel bei der Beleuchtung nicht der Strom benötigt, sondern das Licht einer Lampe. Somit kann Nutzenergie beispielsweise Licht, thermische und mechanische Energie sein (Rebhan 2002, S. 38–39; Hesselbach 2012, S. 20).

Darüber hinaus besteht Energie aus Exergie und Anergie. Exergie ist der Anteil, der für einen Vorgang maximal genutzt werden kann. Im Gegensatz dazu ist Anergie der Anteil, der nicht nutzbar ist. Um den Anteil an Exergie und Anergie bestimmen zu können, ist ein Bezugspunkt notwendig (Hesselbach 2012, S. 21). Die Anteile können sich je nach Anwendung verändern. So kann ein Heizkörper zum Beispiel nur so lange Energie

abgeben, bis er sich auf die Umgebungstemperatur abkühlt. Die Menge ist dabei abhängig von dem Temperaturniveau von Heizkörper und Umgebung.

Mithilfe von Energieträgern kann die Energie verteilt werden, wobei diese erst durch eine weitere Wandlung zur Nutzenergie wird. In produzierenden Unternehmen werden nach Hesselbach folgende Energieträger genutzt (Hesselbach 2012):

- Strom als elektrischer Energieträger
- Brennstoffe (Beispielsweise Erdgas, Benzin oder Kohle) als chemische Energieträger
- Druckluft und Hydrauliköl als mechanischer und hydraulischer Energieträger
- Enthalpieströme zur Wärmeübertragung (z.B. Kühlwasser, Heißwasser) als thermische Energieträger

Zu den Erscheinungsformen der Energie gehören die mechanische Energie, zu der potenzielle und kinetische Energie gehören, elektromagnetische Energie, zu der elektrische, magnetische und elektromagnetische Energie sowie Strom gehören, und Bindungsenergie, zu der chemische Energie, physikalische Bindungsenergie, atomare Energie und Kernenergie gehören. Zur thermischen Energie gehören Wärme, innere Energie und Wärmestrahlung. Daneben existieren Ruhemasseenergie, Vakuumenergie und Feldenergie. (Rebhan 2002, S. 15–22)

2.4.2 Energiewandlungskette

Energie liegt in der Natur in unterschiedlichen Formen vor. Bevor diese Energie transportiert oder in einer Fabrik verwendet werden kann, muss zuerst eine Umwandlung stattfinden. Diese Energiewandlungskette ist in Abbildung 12 dargestellt. (Rebhan 2002, S. 30; Müller et al. 2009, S. 72)

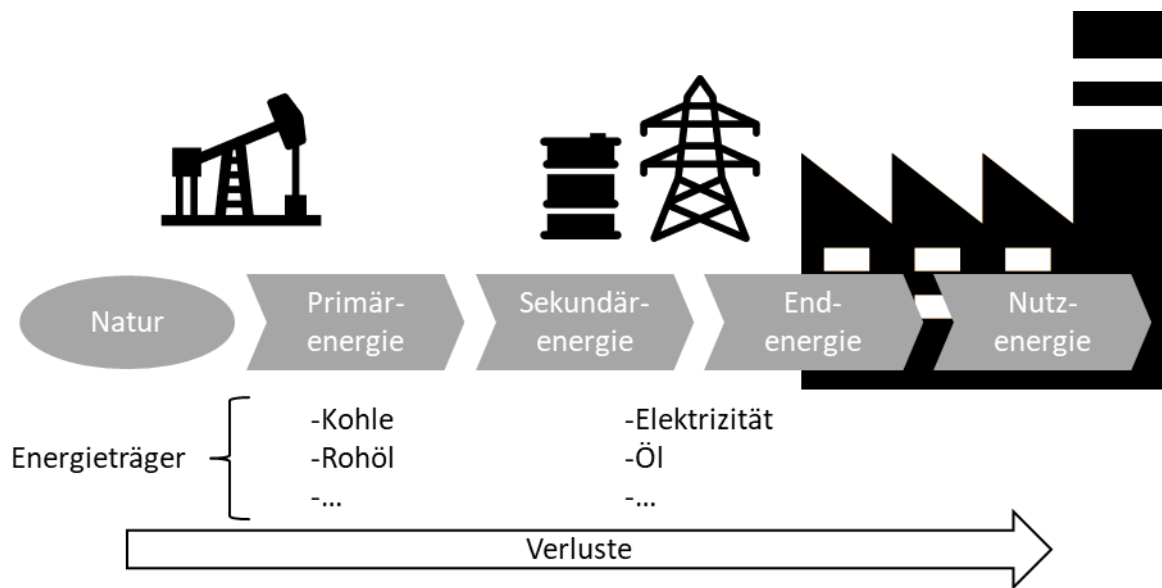


Abbildung 12 Energiewandlungskette in Anlehnung an (Müller et al. 2009, S. 73)

Energieträger speichern Energie und können in primäre und sekundäre Energieträger unterteilt werden. Primäre Energieträger speichern Primärenergie, haben natürliche Vorkommen und wurden nicht vom Menschen umgewandelt. Sekundäre Energieträger speichern Sekundärenergie und wurden vom Menschen aus primären Energieträgern umgewandelt. Der Teil der Sekundärenergie, welcher beim Nutzer ankommt, wird als Endenergie bezeichnet. Häufig muss die Endenergie in eine nutzbare Form umgewandelt werden. Die tatsächlich genutzte Energie wird als Nutzenergie bezeichnet. Entlang der Energiewandlungskette treten durch die Umwandlungsprozesse Verluste auf. (Rebhan 2002, S. 38–39; Müller et al. 2009, S. 72–74; Kaltschmitt et al. 2014, S. 3–4)

2.4.3 Industrielles Energiesystem

(Augenstein 2009) definiert mehrere Systeme, um die Energieversorgung in einer Fabrik zu beschreiben. Als industrielles Energiesystem definiert er die Summe aller „Einrichtungen zum Energietransport, -umwandlung, -speicherung und -nutzung, die einer technisch und betriebswirtschaftlich zusammenhängenden Einheit, z.B. einem Produktionsbetrieb, zuzuordnen sind“ (Augenstein 2009, S. 6). An dieses grenzt meist ein weiteres Energiesystem an, der öffentliche Energiemarkt. Dieser dient dem Bezug von Endenergie. Das industrielle Energiesystem kann, neben dem Energiemarkt, auch mit der

Umwelt Energie austauschen. Augenstein (2009) unterteilt das industrielle Energiesystem weiter in das industrielle Energieversorgungssystem und in die Energienutzung. Das industrielle Energieversorgungssystem wandelt, transportiert und speichert die Endenergie, welche vom Markt bezogen wurde, und stellt sie den Prozessen als Nutzenergie zur Verfügung. Das System, das die Nutzung dieser Energie beschreibt, um eine gewünschte Leistung zu erbringen, wird als Energienutzung beschrieben. Diese Zusammenhänge werden nachfolgend in Abbildung 13 dargestellt. (Augenstein 2009, S. 5–7)

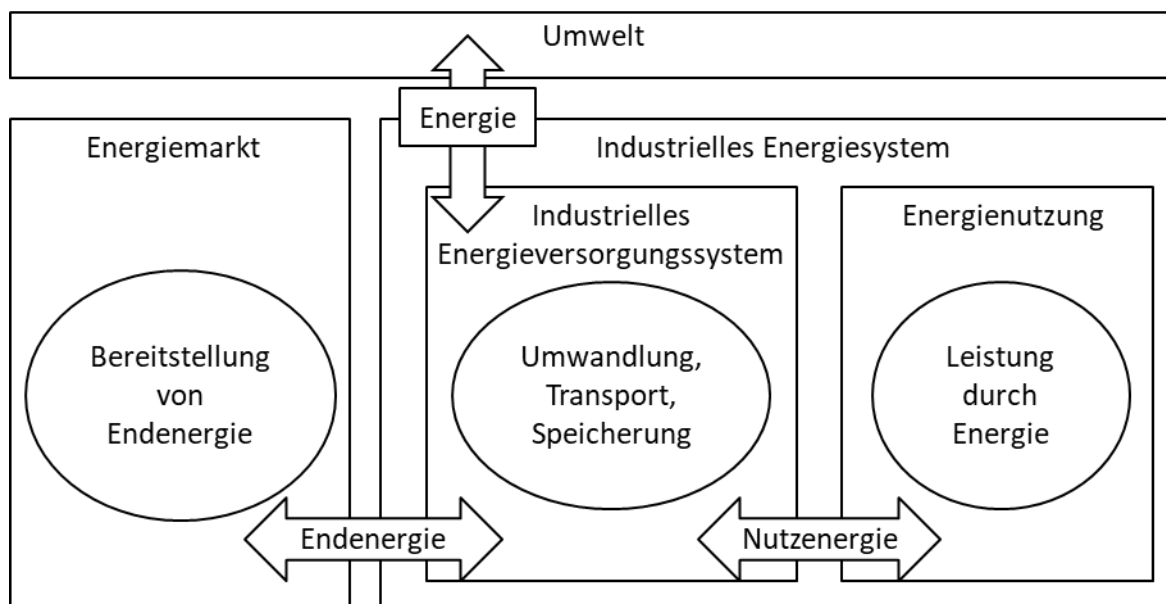


Abbildung 13 Energiesystem in Anlehnung an (Augenstein 2009, S. 6)

(Augenstein 2009) unterscheidet zwischen der Bereitstellung von Energie, der Umwandlung, dem Transport, der Speicherung von Energie und der Nutzung von Energie. Dadurch entsteht in diesem System eine klare Trennung von End- und Nutzenergie, wie sie zuvor auch in der Energiewandlungskette in Abbildung 12 dargestellt wurde. Der Grund dafür ist, dass Energie an Energieträger gebunden ist und über diese Energieträger transportiert wird. Dabei ist es in den meisten Fällen sinnvoll, die Energie in einer anderen Form als Endenergie bereitzustellen, als sie später in Form von Nutzenergie benötigt wird. (Rebhan 2002, S. 30; Augenstein 2009, S. 5–7; Müller et al. 2009, S. 73)

2.5 Öffentlicher Energiemarkt und Anwendungsfälle für Energiespeicher

Die Liberalisierung der europäischen Energiemärkte in den letzten Jahrzehnten hat dazu geführt, dass Unternehmen heutzutage in der Lage sind, ihren Energielieferanten frei und überregional zu wählen. Sie sind dadurch nicht mehr an ihren örtlichen Energieversorger gebunden, der Energieeinkauf wird dadurch jedoch von Jahr zu Jahr komplexer und intransparenter. (Matzen et al. 2017, S. 9)

Industrieunternehmen als Endabnehmer bezahlen den Endkundenpreis, im Gegensatz zu Energieversorgungsunternehmen und Energiehändlern, die den Großhandelspreis am Großhandelsmarkt bezahlen. Der Stromendkundenpreis setzt sich aus verschiedenen Preisbestandteilen zusammen und beinhaltet den Großhandelspreis, die Stromerzeugung und -beschaffung, die Netznutzung und Abgaben sowie die Umlagen und Steuern, welche vom Gesetzgeber vorgeschrieben werden. Der Endkundenpreis für Gas setzt sich aus dem Großhandelspreis für Gas, den Netzentgelten, den Steuern und Abgaben (Energiesteuer, Regelenenergieumlage, Konzessionsabgabe) zusammen. (Matzen et al. 2017, S. 365–367)

Industrieunternehmen müssen beim Energieeinkauf gewisse Risiken berücksichtigen. Zum einen besteht ein Marktrisiko. Hier können durch Schwankungen und den daraus resultierenden Preisentwicklungen an Großhandelsmärkten finanzielle Verluste entstehen. Zum anderen müssen Industrieunternehmen ein durch abweichendes Verbrauchsverhalten entstehendes mögliches Fahrplanrisiko (Strukturrisiko) berücksichtigen. Weiter besteht das Mengenrisiko (Volumenrisiko). Hier besteht das Risiko in einer möglichen Differenz zwischen prognostizierter (eingekaufter) und tatsächlich benötigter (verbrauchter) Energie. Ein weiteres Risiko besteht in der möglicherweise fehlenden Liquidität des Marktes. Dieses entsteht durch eventuelle Pflichtverletzungen des Energieversorgers oder etwaige Veränderungen der Preiskomponenten. (Matzen et al. 2017, S. 367–373)

2.5.1 Aktuelle Energiemarktsituation in Deutschland

Strom als Produktionsgut zeichnet sich durch besondere Eigenschaften wie Homogenität, Immaterialität und Nichtlagerbarkeit aus. Der Strommarkt unterscheidet sich somit grundlegend von anderen Märkten und es bedarf einer umfassenden Marktinfrastruktur für das Gelingen des Handelns. Stromnetzbetreiber stellen die Marktinfrastruktur bereit, die für den Transport und die Verteilung von Strom Voraussetzung ist und stellen somit die Funktionsfähigkeit des gesamten Stromversorgungssystems sicher. Aufgabe der Bundesnetzagentur und der Netzagenturen der einzelnen Bundesländer ist die Überwachung dieser Aufgabe der Stromnetzbetreiber. Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, TenneT, TransnetBW, Amprion) sind für die Höchstspannungsnetze und die zuverlässige Funktion des Stromnetzes in der jeweiligen Regelzone zuständig (Abbildung 14). (Graeber 2014)

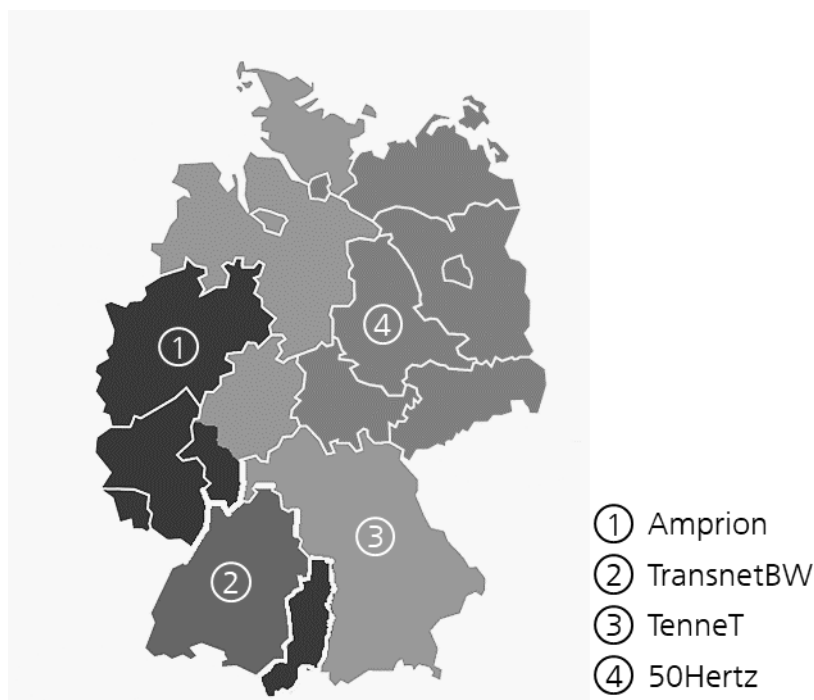


Abbildung 14 Aufteilung des deutschen Marktgebiets in Regelzonen (50Hertz 2014)

Der Stromhandel in Deutschland findet zwischen verschiedenen Parteien des Strommarktes statt. Zum einen gibt es Großhandelsmärkte und zum anderen Ausgleichsmärkte, welche Marktungleichgewichte mit Regelenergie ausgleichen. Der Großhandel zeichnet sich dadurch aus, dass nicht der Verkauf von Strom an den

Endverbraucher, sondern an Großkunden und Versorgungsunternehmen verfolgt wird. Die Handelsgeschäfte auf dem Großmarkt lassen sich nach Strukturkriterien der Handelsgeschäfte und nach Handelsform kategorisieren. Hinsichtlich der Struktur der Handelsgeschäfte wird zwischen Länge der Lieferverpflichtungen, verschiedenen Lieferstrukturen und Fristigkeiten der Verträge unterschieden. Des Weiteren wird unterschieden, ob es sich um eine physische Lieferung oder ein finanzielles Produkt handelt. Die Handelsform kann nach börslichem Handel oder außerbörslichem Handel (OTC=over the counter) unterschieden werden. Der börsliche Handel ist nur für gängige Kontrakte möglich. Der OTC-Handel hingegen ermöglicht individuelle Kontrakte, die häufig über einzeln organisierte Handelsplattformen mit Brokern oder bilateral durchgeführt werden, jedoch auch intransparent und risikohaft sind. Diese Kriterien ermöglichen das Aufteilen des Großhandelsmarktes in verschiedene Segmente. Die zwei wichtigsten Segmente des börslichen Marktes sind Terminmarkt und Spotmarkt. (Graeber 2014)

Längerfristige Terminkontrakte (Futures) werden im Marktsegment des Terminmarkts gehandelt. Auf der European Energy Exchange (EEX) wird der börsliche Terminhandel für das deutsche Marktgebiet ausgeführt. An der auf den Bereich Energie spezialisierten Börse mit Sitz in Leipzig werden neben Strom auch Erdgas, Kohle und Emissionsrechte gehandelt. Futures werden an der EEX auf dem Terminmarkt für Strom gehandelt. Die Lieferzeiträume können hier von einer Kalenderwoche, einem Kalendermonat, einem Quartal oder einem Kalenderjahr reichen. Die Futures können grundsätzlich sowohl finanziell als auch physisch gehandelt werden. Finanziell gehandelte Futures bringen lediglich einen finanziellen Ausgleich gegenüber einem Basiswert ein. Physisch gehandelte Kontrakte hingegen sind eine tatsächliche Stromlieferung zwischen der Börse und dem jeweiligen Handelsteilnehmer. (Graeber 2014)

Kurzfristige Kontrakte hingegen werden auf dem Spotmarkt gehandelt. Die Strom-Produkte können einzelne Stunden oder sogar Viertelstunden umfassen und werden gehandelt, sobald kurzfristige Prognosen für den darauffolgenden Tag möglich sind. Der Spotmarkt wiederum lässt sich weiter in zwei Teilmärkte untergliedern: den Day-Ahead-

Markt und den Intraday-Markt. Der Day-Ahead-Markt ermöglicht tägliche Strom-Auktionen, welche für jede Stunde des Folgetages durchgeführt werden. Der kontinuierliche Intraday-Markt entstand durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, wodurch ein noch kurzfristigeres Handeln erforderlich wurde. Dieser Markt ermöglicht die Anpassung des Stromverkaufs aus regenerativen Erzeugungsanlagen an die sich ständig ändernden Photovoltaik- und Wind-Prognosen. (EHA 2017)

Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 15 dargestellt.

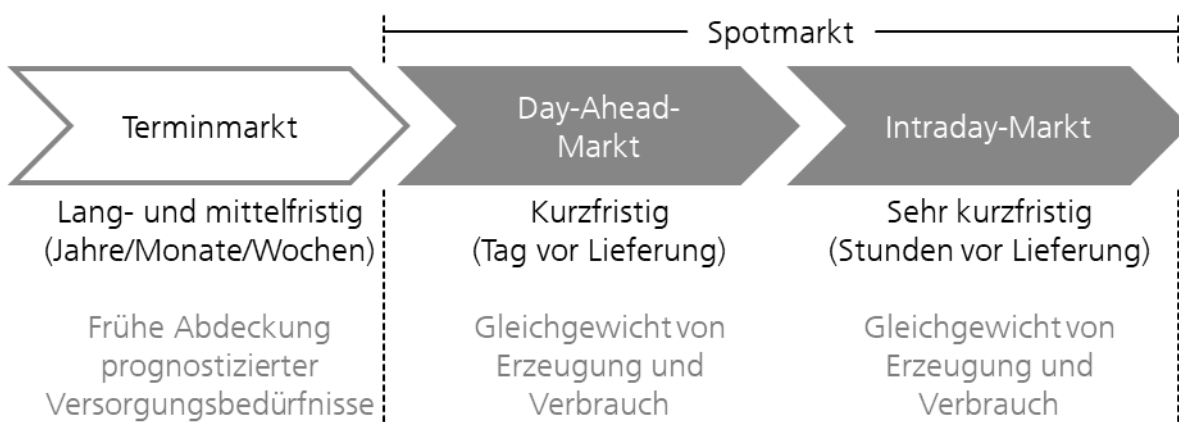


Abbildung 15 Übersicht und Zusammenhang der Energiemärkte (Orifici 2019, S. 7)

Der Regelenenergiemarkt dient zum Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz, welche unvorhersehbar und kurzfristig geschehen.

2.5.2 Netzdienlichkeit

Unter Lastmanagement oder auch Peak Load Shaving wird im Allgemeinen die „organisatorische oder technische Vergleichmäßigung des Leistungsbedarfs“ (VDI 4602, S. 44) verstanden (siehe Abbildung 16), was bedeutet, dass Lastspitzen vermieden werden sollen, um einen möglichst gleichmäßigen Bedarf zu erhalten.

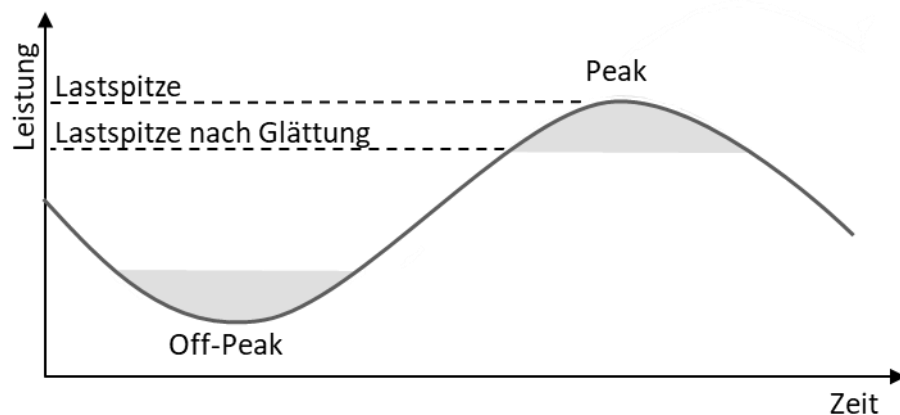


Abbildung 16 Beispiel einer Lastanpassung durch Peak Shaving und ein Lastmanagement (Emde et al. 2021)

Durch die Implementierung des Lastspitzenmanagements profitieren nach (Uddin et al. 2018) alle Marktteilnehmer. Auf der einen Seite verbessert sich die Qualität der Bereitstellung sowie die Auslastung, Effizienz und Verfügbarkeit der Netze bei den Netzbetreibern, auf der anderen Seite können sich je nach Stromvertrag finanzielle Vorteile für den Endkunden ergeben. Des Weiteren können, durch die Reduzierung der Spitzenleistung, die Netzentgelte, bei Verträgen mit einer gesonderten Abrechnung von Arbeitspreis und Leistungspreis, gesenkt werden. Bei Verträgen mit zeitvariablen Kosten, zum Beispiel der direkten Beschaffung an der Strombörse, können sich wirtschaftliche Vorteile ergeben, wenn die Last durch ein erweitertes Lastmanagement von Hochpreisphasen zu Niedrigpreisphasen verschoben werden kann. Eine Vergleichmäßigung des Leistungsbedarfs kann auf zwei Arten erzielt werden (Sterner et al. 2019). Einerseits können Prozesse, Anlagen oder Geräte flexibilisiert werden, sodass diese bei Überschreiten einer Last am Messpunkt heruntergeregelt oder abgestellt werden können.

Sollten Prozesse aus technischen oder ökonomischen Gründen nicht flexibilisiert werden können, können andererseits Energiespeicher zur zeitlichen Entkopplung von Bedarf und Bereitstellung eingesetzt werden. Durch Energiespeicherung kann die Spitzenleistung reduziert werden (Sauer 2018). Durch den Einsatz eines elektrochemischen Batterieenergiespeichers mit optimierter Kapazität und Leistung sowie eines optimierten

Betriebs konnten (Oudalov et al. 2007) die Spitzenlast eines Industriebetriebs um 8 % reduzieren. Weiterhin besteht außerdem die Möglichkeit, nicht-elektrische Energiespeicher einzusetzen (Emde et al. 2020).

Zwischen 2011 und 2018 sind die Netzentgelte der Industriekunden in Deutschland, mit einem Jahresverbrauch von mehr als 24 GWh, jährlich um 9 % gestiegen (Bundesnetzagentur 2019, S. 154). Die Netzentgelte setzen sich aus einem Leistungspreis in €/kW und einem Arbeitspreis in €/kWh zusammen (Amprion GmbH 2019). Die Gesamtkosten setzen sich zusammen aus der Summe der Produkte von Leistungspreis und Jahreshöchstleistung sowie Arbeitspreis und Jahresarbeit (Bundesnetzagentur 2019, S. 149–154).

Um die Netzentgelte zu reduzieren, kann die Maximalleistung reduziert, die Benutzungsstunden optimiert, eine atypische Netznutzung betrieben oder eine Einstufung als stromintensiver Letztverbraucher angestrebt werden (Rothacher et al. 2018, S. 100–106).

Die „atypische Netznutzung“ des Stromverbrauchers ist eine weitere Möglichkeit zur Verringerung der Netzentgelte. Das Grundprinzip basiert hierbei auf der Annahme, in sogenannten Hochlastzeitfenstern (HLZF) wenig Strom zu beziehen. Diese Hochlastzeitfenster zeigen, wann der Stromverbrauch reduziert werden sollte, da andere Verbraucher zu dieser Zeit viel Strom aus dem Netz benötigen. Die Netzbetreiber veröffentlichen nur einmal jährlich die Hochlastzeitfenster, wobei sich diese je nach Betreiber unterscheiden (Rothacher et al. 2018, S. 102).

Die ausgeschriebenen Zeiten, in denen die Last reduziert werden muss, gelten für ein komplettes Kalenderjahr. Diese Hochlastzeitfenster sind die Zeiten der maximalen Netzlast, wobei jede Netz- oder Umspannebene gesondert betrachtet wird (Rothacher et al. 2018, S. 102). Die Zeiträume können je nach Energieversorger sehr unterschiedlich ausfallen.

Durch eine zeitliche Verschiebung der Maximalleistung ergibt sich die Option, bei den Leistungspreisen und, falls weniger als 2.500 Benutzungsstunden anfallen, auch bei den Arbeitspreisen einzusparen (Rothacher et al. 2018, S. 102).

Voraussetzung, dass Unternehmen eine atypische Netznutzung betreiben können, ist die Gewährleistung, dass die Jahreshöchstlast der Unternehmen nicht mit der Höchstlast des Netzbetreibers zusammenfällt (Bolay et al. 2015, S. 2). Zur Überprüfung der Voraussetzung sind zwei Kriterien gem. § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV ausschlaggebend. Die Höchstlast des Verbrauchers innerhalb und außerhalb des Hochlastzeitfensters muss einen bestimmten Schwellenwert überschreiten, wobei die Leistungsdifferenz mindestens 100 kW betragen muss. Der zu überschreitende Schwellenwert ist das Verhältnis des Lastverlagerungspotenzials zur jeweiligen absoluten Jahreshöchstlast und wird als Erheblichkeitsschwelle bezeichnet (Rothacher et al. 2018, S. 102). In Tabelle 2 sind die unterschiedlichen Erheblichkeitsschwellen je nach Nutzungsebene dargestellt.

Tabelle 2 Erheblichkeitsschwellen des Verlagerungspotenzials für die unterschiedlichen Nutzungsebenen (Bundesnetzagentur 2011, S. 11).

Netz-/Umspannebene	Erheblichkeitsschwelle
Höchstspannung	5 %
Höchst-/Hochspannung	10 %
Hochspannung	10 %
Hoch-/Mittelspannung	20 %
Mittelspannung	20 %
Mittel-/Niederspannung	30 %
Niederspannung	30 %

Sofern die Voraussetzung erfüllt ist, wird das fällige Leistungsentgelt nicht über die absolute Jahreshöchstlast, sondern die geringere Leistung innerhalb des Hochlastzeitfensters berechnet (siehe Abbildung 17). Eingeschränkt wird dies jedoch dadurch, dass das individuelle Netzentgelt maximal bis auf 20 % des allgemeinen Entgelts vermindert werden darf (Rothacher et al. 2018, S. 103).

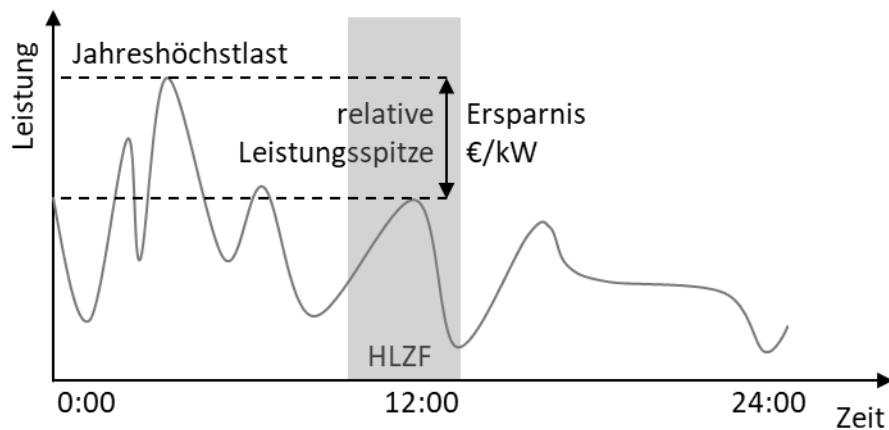


Abbildung 17 Ermittlung der Ersparnis über das Hochlastzeitfenster (Emde et al. 2021)

2.5.3 Energiespeicher innerhalb des Energiemarkts

Energiespeicher bieten Industrieunternehmen eine Vielzahl von Einsatzmöglichkeiten. Für den Einsatz von Energiespeichern können in diesem Zusammenhang drei große Bereiche definiert werden. Es kann zwischen Optimierung, Absicherung und Zusatzerlösen unterschieden werden (siehe Abbildung 18). Neben der Absicherung der Produktion gegen Netzrisiken und den zusätzlichen Einnahmepotenzialen, wie beispielsweise in der Bereitstellung von Regelleistung, finden Energiespeicher auch in der Optimierung von Produktionsprozessen oder der Energiebeschaffung Verwendung. Darunter fallen zum Beispiel die Reduktion der Netzentgelte und die finanziellen Einsparpotenziale, welche sich durch Stromhandel an der Strombörse ergeben. Die Reduzierung der Netzentgelte kann unter anderem durch die Reduzierung der Maximallast, welche in dieser Arbeit als Peak Shaving bezeichnet wird, und durch atypische Netznutzung realisiert werden. (Rothacher et al. 2018, S. 100–106; Zimmermann et al. 2019)

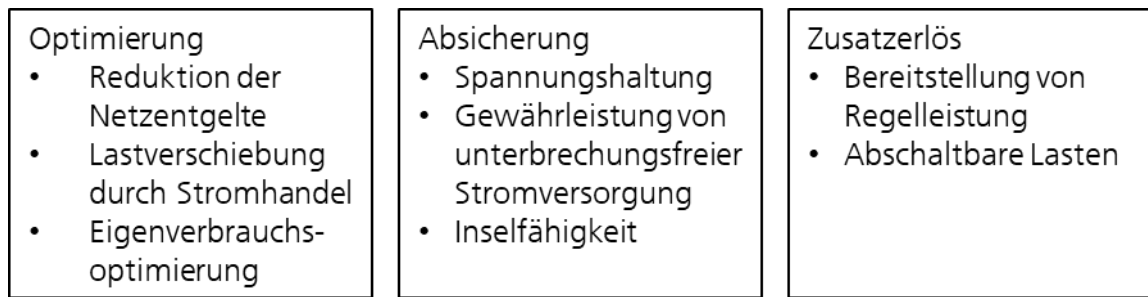


Abbildung 18 Einsatzoptionen von Energiespeichern im industriellen Umfeld und deren Aufteilung (Zimmermann et al. 2019)

Mithilfe der Einsatzoptionen und der Übersicht über den Energiemarkt können fünf allgemeine Anwendungsfälle für den Einsatz von Energiespeichern in Fabriken definiert werden. Diese Anwendungsfälle gliedern sich in Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung, Eigenverbrauchsoptimierung und Nutzung eines dynamischen Strompreises. Anhand dieser Anwendungsfälle lassen sich direkte Erlöse ableiten.

Die Anwendungsfälle Peak Shaving und Atypische Netznutzung wurden bereits im Kapitel 2.5.2 vorgestellt. Die weiteren Anwendungsfälle werden im Folgenden beschrieben.

Eigenverbrauchsoptimierung

Durch die hohen Strombezugskosten lohnt sich die Eigenerzeugung von Strom für Unternehmen und Haushalte in vielen Fällen nur, wenn dieser auch eigenverbraucht wird. Eigenverbrauchsoptimierung bedeutet, dass überschüssiger eigenproduzierter Strom in Energiespeichern gespeichert und später genutzt wird, anstatt diesen in das Netz zu speisen. Somit kann der Strombezug aus dem öffentlichen Netz reduziert werden, indem der gespeicherte Strom bei einem späteren Bedarfsfall verbraucht wird. (Köhler et al. 2018, S. 33; Emde et al. 2021, S. 614)

Dieses Prinzip ist in Abbildung 19 schematisch dargestellt.

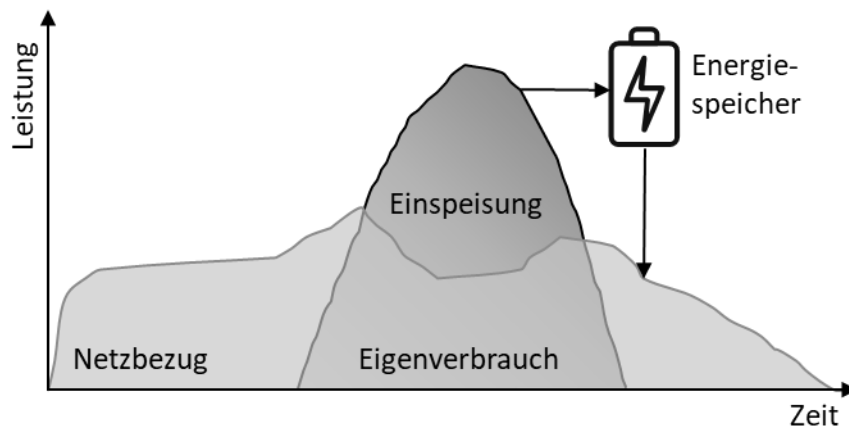


Abbildung 19 Eigenverbrauchsoptimierung mittels Energiespeicher (Emde et al. 2021)

Die Art, wie Industrieunternehmen Strom beziehen und verbrauchen, ändert sich. Früher waren Unternehmen reine Consumer (Verbraucher), nun entwickeln sie sich zu „Prosumern“. Das Wort Prosumer setzt sich aus den englischen Begriffen producer (Erzeuger) und consumer zusammen. Netzteilnehmer gelten als Prosumer, wenn sie nicht nur Strom aus dem Netz verbrauchen, sondern selbsterzeugten Strom nutzen oder zurück in das Netz speisen. Durch den Einsatz von Energiespeichern kann die Nutzung von eigenproduziertem Strom weiter optimiert werden. (BMW i 2016; Sauer et al. 2016a, S. 12; Zimmermann et al. 2019, S. 19)

Wenn Industrieunternehmen ihren eigenen Strom aus erneuerbaren Energien produzieren wollen, eignen sich dafür in erster Linie Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen). Allerdings beträgt die Eigenverbrauchsquote von Industrieunternehmen ohne Energiespeicher nur 20 bis 30 %. Wenn Energiespeicher genutzt werden, können Eigenverbrauchsquoten von 60 bis 75 % wirtschaftlich sinnvoll erreicht werden (Wahl et al. 2017, S. 12). Die Kapazität und Leistung der Speicher sollten unter Betrachtung der PV-Anlage gewählt werden. Je größer die Kapazität, desto größer ist der Zeitraum, in dem die Energie zwischengespeichert werden kann. Dieser Zeitraum ist abhängig vom Lastprofil des Unternehmens, da dieses die Möglichkeiten für Eigenverbrauch beschreibt. Durchschnittlich werden Energiespeicher in Deutschland im Falle der Eigenverbrauchsoptimierung mit jährlich 250 Vollzyklen belastet. (Wahl et al. 2017, S. 12;

Köhler et al. 2018, S. 31–34; Rothacher et al. 2018, S. 77; Zimmermann et al. 2019, S. 19–20)

Über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wird geregelt, dass Strom aus erneuerbaren Energien über eine Einspeisevergütung gefördert wird, welche ab der Inbetriebnahme einer Anlage 20 Jahre lang gezahlt wird. Je nach Nennleistung beträgt die Einspeisevergütung für Anlagen, deren Inbetriebnahme im Dezember 2021 lag, zwischen 6,93 Cent/kWh für kleine und 5,27 Cent/kWh für größere Anlagen. Im Vergleich dazu betrug der durchschnittliche Strompreis am 1. April 2020 für Haushaltskunden 32,05 Cent/kWh. Durch eine niedrige Einspeisevergütung, steigende Stromkosten und sinkende PV-Anlagenpreise lohnt es sich immer mehr, möglichst viel des selbsterzeugten Stroms selbst zu verbrauchen und dafür Energiespeicher zu nutzen. (Bundesnetzagentur 2020; Bundesnetzagentur 2021b; Fraunhofer ISE 2021, S. 10)

Effizienzsteigerung

Energieeffizienz beschreibt „den Versuch, eine größtmögliche Ausbringungsmenge pro Energieeinsatz zu erzeugen“ (Sauer et al. 2016b, S. 4). Häufig werden Erzeugeranlagen wie Stromgeneratoren oder Kältemaschinen nicht in ihrem optimalen Arbeitspunkt betrieben. Die Anlagen erzeugen also nicht die größtmögliche Menge an beispielsweise Strom oder Kälte pro Energieeinsatz. Durch die Nutzung von Energiespeichern ist es möglich, die zeitliche Kopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch aufzulösen. Dadurch können Erzeugeranlagen im optimalen Arbeitspunkt betrieben werden. Dies spart Energie, Kosten und steigert die Effizienz. (Schulz 2015, S. 166; Sauer et al. 2016b, S. 4; März et al. 2019, S. 114 - 117 und 130 - 133; Emde et al. 2021, S. 614–615)

Nachfolgend wird dies am Beispiel einer Kältekompressionsmaschine dargestellt. Kältemaschinen werden für Spitzenlasten ausgelegt. Diese Spitzenlast wird jedoch zumeist nur an wenigen Tagen im Jahr benötigt, weshalb die Anlagen im Teillastbereich laufen, welcher verhältnismäßig ineffizient ist. Zudem kann auf schwankende Lasten nicht direkt und energieeffizient reagiert werden. Wenn mehrere Kältemaschinen für die Kältebereitstellung genutzt werden, erfolgt eine Leistungsanpassung durch eine Parallelschaltung. Werden Maschinen in der Parallelschaltung stufenweise zu- oder

abgeschaltet, wird dies Kaskadenschaltung genannt. Eine Anschaltung ist nicht instantan, da eine nicht vernachlässigbare Anlaufzeit benötigt wird, um den Betriebspunkt zu erreichen. Diese beträgt bei Kältemaschinen typischerweise mehr als fünf Minuten. (Urbaneck 2012, S. 58, 204; Schulz 2015, S. 166; Brunner et al. 2021, S. 181)

Um Erzeugung und Bedarf an Kälte zeitlich zu entkoppeln, können Kurzzeit-Kältespeicher genutzt werden. In Abbildung 20 ist schematisch dargestellt, wie Kälteerzeuger, durch die Verwendung eines Energiespeichers, in ihrem optimalen Arbeitspunkt betrieben werden können. Liegt der Verbrauch in einem vorher definierten Normbereich, liegt auch die Kälteanlage in einem effizienten Betriebsbereich. Liegt der Verbrauch außerhalb effizienter Betriebsbedingungen wird dementsprechend ein Kältespeicher eingesetzt, um überschüssige Energie zu speichern oder bei hohen Abnahmen Energie wieder auszuspeichern. Somit ist es möglich, einen durchgehend effizienten Betrieb der Kälteanlage zu gewährleisten. Nach (Schulz 2015, S. 166) ist ein Einsparpotenzial von 9 % bis 18 % in Bezug auf die verbrauchsgebundenen Betriebskosten möglich. (Urbaneck et al. 2005, S. 2; Urbaneck 2012, S. 133–134; Schulz 2015, S. 166; Emde et al. 2021, S. 615)

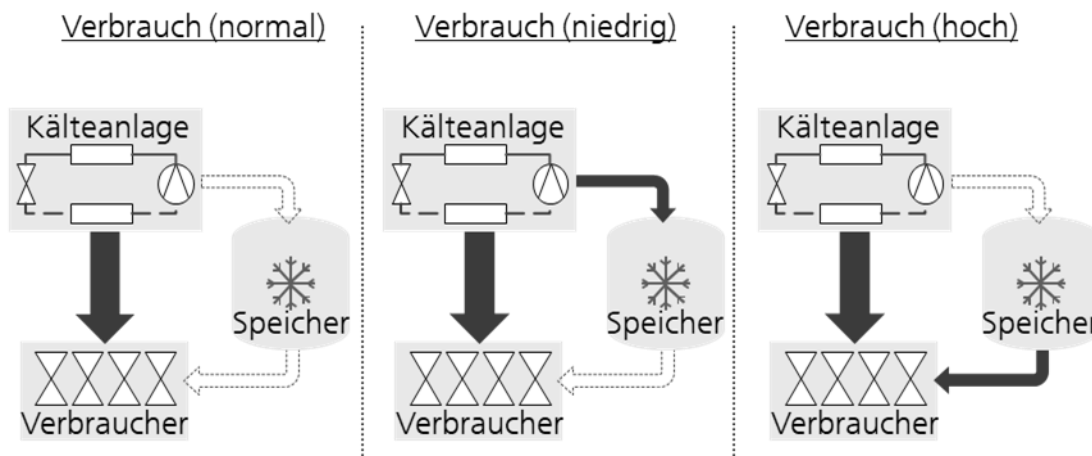


Abbildung 20 Effizienzsteigerung von Energiewandlungsanlagen mithilfe eines Kältespeichers (Emde et al. 2021, S. 615)

Nutzung dynamischer Strompreise

Die aktuelle Energiemarktsituation und die verfügbaren Märkte sind in dem Kapitel 2.5.1 beschrieben.

Die Differenz zwischen Zeiten mit hohen Bezugspreisen und Zeiten mit niedrigen Preisen kann durch das Verschieben von Lasten im Unternehmen ausgenutzt werden. Der Bezug von Strom in Stunden hoher Preise kann reduziert oder in Zeiten niedriger Bezugspreise verschoben werden (dena 2012, S. 31). Dies kann durch Energiespeicher ermöglicht werden. Der Energiespeicher wird im Falle von niedrigen Preisen geladen und kann bei hohen Strompreisen zur Deckung des Bedarfs entladen werden, um den Bezug vom Netz zu diesen Zeiten zu entlasten. Abbildung 21 zeigt einen beispielhaften Verlauf eines dynamischen Strompreises.

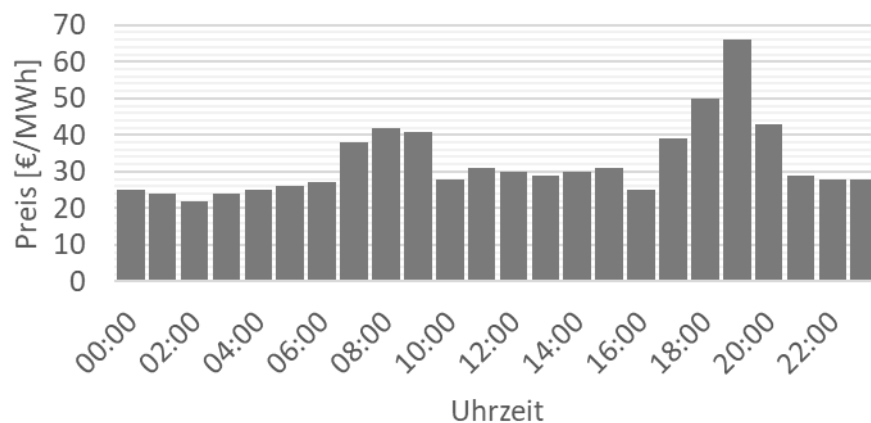


Abbildung 21 Beispielhafter Verlauf eines dynamischen Strompreises (Emde et al. 2021)

2.6 Energiewandlungstechnologien

Die Grundlage aller Vorgänge sowohl in der Natur als auch in der Technik ist die Umwandlung einer vorliegenden Energieform in eine andere Energieform. In der Natur beispielsweise vollziehen Pflanzen mittels der Photosynthese die Umwandlung von Licht- bzw. Strahlungsenergie in chemische Energie. In der Technik vollziehen vom Menschen konstruierte Maschinen Energieumwandlungen. Windmühlen und Wasserräder sind frühe Beispiele solcher Energiewandler. Im Laufe der Jahrhunderte entwickelte der Mensch mithilfe moderner Technik eine Vielzahl an weiteren Energiewandlern (Stierstadt 2018, S. 117). Energie kann dabei weder erzeugt noch vernichtet, sondern lediglich gewandelt werden (Rebhan 2002, S. 118).

Energiewandler haben zur Aufgabe, aus dem „Angebot an Primärenergie (meist fossile Energieträger) durch Energiewandlungsschritte geeignete Endenergie in Form von Sekundärenergieträgern bereitzustellen, aus denen dann die gewünschten Nutzenergieformen wie Arbeit, Wärme oder Strahlung gewonnen werden“ (Rebhan 2002, S. 109).

In den folgenden Kapiteln werden die für diese Arbeit relevanten Energiewandlungen und die dazugehörigen Technologien vorgestellt.

2.6.1 Regenerative Energieerzeugung

Der vom Menschen unterstützte Klimawandel stellt eines der größten Probleme der heutigen Zeit dar. Der Einfluss der Energiewirtschaft hierbei ist unbestritten. Ein wichtiger Bestandteil bei der Verlangsamung des Klimawandels stellt die Abkehr von fossilen und der Ausbau von regenerativen Energieträgern dar (Reich et al. 2018, S. 2).

Wind- und Solarenergie gewinnen immer mehr an Bedeutung und gelten als zentraler Baustein für den Energiemix der Zukunft (Sterner et al. 2017, S. 63). Für die weitere Betrachtung werden im Folgenden Windkraft- und Photovoltaikanlagen näher beschrieben. Angesichts ihrer sowohl Wetter- als auch Saisonabhängigkeit ergänzen sich hier Wind- und Solarenergie. Während Windkraftanlagen (WKA) in den Wintermonaten eine höhere Auslastung aufweisen, besitzen Photovoltaikanlagen (PV-Anlage) in den

Sommermonaten eine höhere Auslastung. Ähnlich verhält es sich bei der geografischen Verteilung innerhalb Deutschlands. Während sich dank der höheren und konstanteren Windgeschwindigkeiten besonders die Nord- und Ostsee für On- und Offshore-WKA eignen, wird in Süddeutschland aufgrund von mehr Sonnenstunden vermehrt auf PV-Anlagen gesetzt. (Sternner et al. 2017, S. 81; Reich et al. 2018, S. 68 und 154)

Wegen ihrer vorteilhaften Betriebsführung, werden heutzutage moderne WKA überwiegend mit drehzahlvariablen Konzepten betrieben. Der im Generator (sowohl Synchron- als auch Asynchrongenerator) gewonnene elektrische Strom weist somit aufgrund der variablen Drehzahl auch veränderliche Frequenzen auf, welche mithilfe von Frequenzumrichtern an die jeweilige konstante Netzfrequenz angepasst werden müssen. Die anfänglich erheblichen Wirkungsgradverluste konnten durch die fortschrittliche Umrichtertechnik nahezu vollständig eliminiert werden (Hau 2016, S. 444–449). Drehzahlvariable Konzepte können heutzutage sowohl mit als auch ohne Getriebe angewendet werden.

Ein Transformator (im Turm oder Fuß), welcher die Generatorausgangsspannung auf das Spannungsniveau des Mittelspannungsnetzes anhebt, ist Voraussetzung für die Anbindung von WKA an das Mittelspannungsnetz (Hau 2016, S. 464). Der Gesamtwirkungsgrad von WKA wird maßgeblich durch den „Betz'schen Wert“ bestimmt. Dieser besagt, dass maximal 60 % der Windenergie in mechanische Energie umgewandelt werden können (Hau 2016, S. 90). Abzüglich weiterer Verluste (am Rotor, Getriebe, Generator, Umrichter, Trafo etc.) resultiert schließlich ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 45 % (BWE 2020).

PV-Anlagen bestehen aus mehreren in Reihe und parallel geschalteten Solarmodulen, welche wiederum aus in Reihe und parallel geschalteten Solarzellen bestehen (Wesselak et al. 2017, S. 243). PVA liefern dabei Gleichstrom, zum Betrieb von handelsüblichen Geräten und Anlagen oder zur Einspeisung ins öffentliche Wechselstromnetz werden somit Wechselrichter benötigt (Kaltschmitt et al. 2014, S. 392). Der Leistungsbereich reicht dabei von wenigen kW bei netzgekoppelten dezentralen Anlagen bis hin zu netzgekoppelten PV-Kraftwerken von bis zu 1 GW (Kaltschmitt et al. 2014, S. 418).

Unter realen Bedingungen betragen die maximalen Modulwirkungsgrade für PVA im großtechnischen Einsatz ca. 19 %, unter Laborbedingungen werden bereits Zell-Wirkungsgrade von bis zu 25 % erreicht (Kaltschmitt et al. 2014, S. 373). Mit fortschreitender Lebensdauer sinkt der Wirkungsgrad von Solarzellen. Dieser Effekt wird als Degradation bezeichnet. Typische Degradationsraten betragen dabei zwischen 0,1 % und 0,3 % pro Jahr. Einzelne Hersteller geben eine Leistungsgarantie von bis zu 30 Jahren, bis zu der noch 80 % der Nennleistung vorliegen (Wesselak et al. 2017, S. 255–260).

Damit die geringeren Volllaststunden im Vergleich zu herkömmlichen fossilen Kraftwerken kompensiert werden können, um somit die Versorgungssicherheit langfristig durch erneuerbare Energien zu gewährleisten, ist eine Überinstallation an Wind- und Solarenergie notwendig (Sterner et al. 2017, S. 63).

2.6.2 Elektrische Energiewandler

In diesem Kapitel wird die Wandlung elektrischer Energie beschrieben. Dabei wird grundlegend zwischen Transformatoren und leistungselektronischen Schaltungen unterschieden.

Um elektrische Energie über große Entfernungen mit möglichst geringen Verlusten zu übertragen, werden kleine Ströme und hohe Spannungen benötigt. Transformatoren erhöhen die Ausgangsspannung eines Kraftwerksgenerators auf die notwendige Übertragungsspannung, da die Ausgangsspannung von Kraftwerksgeneratoren für die Energieübertragung zu gering ist. Nach erfolgreicher Übertragung wird die Spannung wieder, auf ein für den Verbraucher angepasstes Niveau, herabgesetzt. Da diese Umwandlung nur bei Wechselstrom möglich ist, arbeiten Übertragungsnetze vorrangig mit Wechselstrom (Spring 2009, S. 103). Dabei liegt das Spannungsniveau von Versorgungsnetzen bei 6-110 kV in der Nahversorgung bis hin zu maximal 750 kV für sehr große Entfernungen (Fischer 2017, S. 114). Transformatoren sind somit das Bindeglied zwischen den unterschiedlichen Spannungsebenen (Böker et al. 2019, S. 244). Sie dienen dabei als Spannungs- oder Stromwandler (Spring 2009, S. 103).

Leistungselektronische Schaltungen dienen zur Umformung, Schaltung und Steuerung elektrischer Energie (Frequenzen, Ströme und Spannungen) (Böker et al. 2019, S. 217). Ihre Funktionsweise beruht dabei auf Halbleiter-Komponenten wie Gleichrichterdiolen, Transistoren und Thyristoren. Grundlegend unterscheidet man zwischen Gleichrichtern (AC-DC-Wandler) zur Wandlung von Wechselstrom in Gleichstrom, Wechselrichtern (DC-AC-Wandler) zur Wandlung von Gleich- in Wechselstrom, Gleichstromumrichtern (DC-DC-Wandler) zur Wandlung von Gleichspannung in eine höhere/niedrigere Gleichspannung und Wechselstromumrichtern (AC-AC-Wandler) zur Wandlung von Frequenz oder Spannung einer Wechselfpannung in eine andere Wechselfpannung (Böker et al. 2019, S. 217).

Stromrichter können vielseitig eingesetzt werden, beispielsweise in USV-Anlagen (Unterbrechungsfreie Stromversorgung), in drehzahlvariablen elektrischen Antrieben, zur Netzintegration von PV- und WK-Anlagen oder auch bei der Hochspannungsgleichstromübertragung (Busch 2015, S. 242; Böker et al. 2019, S. 217–227).

2.6.3 Energiewandlung zwischen elektrischer und mechanischer Energie

Durch den Einsatz von elektrischen Maschinen erfolgt die Energiewandlung zwischen elektrischer und mechanischer Energie. Die Energiewandlung von elektrischer in mechanische Energie erfolgt im Motorbetrieb, die umgekehrte Energiewandlung von mechanischer in elektrische Energie erfolgt im Generatorbetrieb (Binder 2017, S. 1). In den folgenden Kapiteln werden die Gleichstrom- (GSM) sowie die Asynchron- (ASM), Synchron- (SM) und Reluktanzmaschine (RM) näher betrachtet.

Die in diesem Kapitel betrachteten elektrischen Maschinen können sowohl als Motor wie auch als Generator betrieben werden. Im Motorbetrieb treibt die elektrische Maschine eine Arbeitsmaschine (beispielsweise eine Pumpe) an, im Generatorbetrieb hingegen wird die elektrische Maschine von der Kraft-/Arbeitsmaschine (beispielsweise einer Turbine) angetrieben, um elektrische Energie zu erzeugen (Teigelkötter 2013, S. 1 f.).

Elektrische Maschinen sind in vielen Energiespeicherkonzepten zentraler Baustein, so zum Beispiel in Pumpspeicherwerken als Pumpenantrieb (Einspeichern) und als Generator zur Stromerzeugung aus der mechanischen Energie der Turbinen (Auspeichern), bei Schwungradmassenspeichern (Motor- und Generatorbetrieb) sowie bei Druckluftspeichern als Antrieb der Kompressoren (Einspeichern) und als Generator zur Stromerzeugung aus der mechanischen Energie der Turbinen (Auspeichern) (Sternier et al. 2017, S. 498, 521f., 559). Als Generator zur Stromerzeugung kommen sie ebenso bei Gasturbinen, GuD-Kraftwerken (Gas und Dampf) und Blockheizkraftwerken (BHKW) zum Einsatz (Sternier et al. 2017, S. 439 f.).

Eine Einteilung der rotierenden elektrischen Maschinen kann anhand von verschiedenen Charakteristika vorgenommen werden. Dabei werden grundlegend die Gleichstrommaschine, die Drehstrom-Asynchronmaschine und -Synchronmaschine und die Reluktanzmaschine unterschieden.

Grundsätzlich bestehen elektrische Maschinen aus zwei Baugruppen, dem Rotor (Läufer) und dem Stator (Ständer), die aufgrund ihrer Wechselwirkung die Energieumwandlung von elektrischer zu mechanischer (Motorbetrieb) bzw. von mechanischer zu elektrischer Energie (Generatorbetrieb) ermöglichen. Die Energieumwandlung, die in rotierenden elektrischen Maschinen von elektrischer zu mechanischer Energie stattfindet, beruht auf den Kräften, die aufgrund eines stromdurchflossenen Leiters in einem Magnetfeld entstehen. Die dabei durch das elektrodynamische Kraftgesetz hervorgerufene Kraft bewirkt eine Drehung. Wird hingegen der Rotor angetrieben, z.B. durch Wind-/Wasserkraft, so arbeitet die elektrische Maschine im Generatorbetrieb und induziert nach dem Induktionsgesetz eine Spannung, die abgegriffen werden kann (Busch 2015, S. 309 f.).

Diese grundsätzliche Wirkungsweise stellt die Grundlage für alle elektrischen Rotationsmaschinen dar. Besonders interessant für diese Arbeit ist die Energiewandlung von elektrischer zu mechanischer Energie mittels Verdichter.

Verdichter bzw. Kompressoren unterscheiden sich von Pumpen hinsichtlich des zu fördernden bzw. verdichtenden Mediums. Während Pumpen zur Förderung von Fluiden

eingesetzt werden, dienen Verdichter zur Komprimierung von Luft bzw. Gasen (Grabow 2002, S. 102). Dabei nutzt ein Verdichter „die ihm zugeführte mechanische Arbeit, um die Energie des ihn durchströmenden Luftstromes anzuheben“ (Lechner et al. 2019, S. 173). Verdichter werden im Kontext dieser Arbeit hauptsächlich zur Umsetzung von Druckluftspeichern sowie zur Einspeicherung von Gasen in Speichertanks betrachtet.

Bei diesen sogenannten Turboverdichtern kann zwischen Axial- und Radialverdichtern unterschieden werden. Unter den Turboverdichtern erreichen Axialverdichter bei moderaten Druckverhältnissen große Volumenströme und die höchsten Wirkungsgrade. Radialverdichter werden vor allem in Kombination mit Getrieben als sogenannte Getriebeverdichter gebaut und erreichen hierbei Drehzahlen von bis zu 50.000 1/min. Vorteile von Getriebeverdichtern sind eine geringere Investition und geringere Betriebskosten. Mit Turboverdichtern lassen sich grundsätzlich maximale Wirkungsgrade zwischen 85 - 86 % erreichen (Grabow 2002, S. 103). Der Leistungsbereich von Turboverdichtern liegt dabei zwischen 60 kW und einem MW, darunterliegende Bereiche ab wenigen kW werden mit Kolbenverdichtern realisiert (Indux the Industry 2019).

2.6.4 Energiewandlung zwischen elektrischer und chemischer Energie

Die Wandlung zwischen elektrischer und chemischer Energie wird mit dem Power-to-Gas (PtG)-Verfahren beschrieben. Dabei wird (erneuerbar erzeugte) elektrische Energie (power) in energiereiche Gase wie beispielsweise Wasserstoff (H_2) oder Methan (CH_4) umgewandelt. Mithilfe von Elektrolyseverfahren wird im ersten Schritt Wasserstoff hergestellt. Durch Zugabe von CO_2 kann in einem weiteren Schritt der gewonnene Wasserstoff zu Methan gewandelt werden (Zapf 2017, S. 165). Die so aus der (regenerativ erzeugten) Energie gewonnenen Gase können nun gespeichert werden und in weiteren Schritten in einem der drei Sektoren (Strom, Verkehr, Wärme) oder sektorenübergreifend genutzt werden. Wird das Power-to-Gas-Konzept umgekehrt, findet eine Rückverstromung („Gas-to-Power“) statt. Zur Rückverstromung von Wasserstoff oder Methan können Brennstoffzellen, Gasturbinen-/GuD-Kraftwerke oder Blockheizkraftwerke zum Einsatz kommen (Sterner et al. 2017, S. 801).

Durch den elektrochemischen Prozess der Wasserelektrolyse wird Wasser mithilfe von elektrischer Energie in Sauerstoff und Wasserstoff zerlegt. Durch eine externe Stromquelle wird elektrischer Strom durch zwei Elektroden eingespeist und erzeugt eine Redoxreaktion (Sternier et al. 2017, S. 336). Es findet dabei eine Elektronenabgabe (elektrochemische Oxidation) an der Anode und eine Elektronenaufnahme (elektrochemische Reduktion) an der Kathode statt. Da es sich bei reinem Wasser um einen Isolator handelt, wird stets eine Säure, Salzlösung oder Base zugesetzt, was eine Erhöhung der elektrischen Leitfähigkeit zur Folge hat. Somit ergibt sich anhand der theoretischen Zellspannungen von Kathode und Anode eine Zersetzungsspannung von mindestens 1,23 V. Oberhalb dieser Spannung beginnt die kontinuierliche Wasserelektrolyse (Kurzweil et al. 2018, S. 381).

Grundsätzlich kann bei dem Elektrolyseverfahren zwischen der atmosphärischen Elektrolyse (drucklos) und der Druckelektrolyse unterschieden werden. Nach heutigem Stand der Technik stehen zur Wasserelektrolyse drei verschiedene Elektrolyseure bzw. Elektrolyseverfahren zur Verfügung:

- alkalische Elektrolyseure (AEL – Alkaline Electrolysis) – Elektrolyt: wässrige Kali- oder Natronlauge
- Membranelektrolyseure (PEM – Proton Exchange Membrane bzw. PEMEL – Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis) – Elektrolyt: protonenleitende Membran
- Hochtemperaturelektrolyseure (SOEL – Solid Oxide Electrolysis bzw. HTES – High Temperature Electrolysis of Steam) – Elektrolyt: keramisch ionenleitende Membran (Viebahn et al. 2018, S. 95).

Für das Power-to-Gas-Verfahren wird nach der Elektrolyse die Methanisierung durchgeführt. Dabei wird zur Umwandlung des erzeugten Wasserstoffs in Methan zusätzlich CO₂ benötigt (Sternier et al. 2017, S. 455). Hierfür existieren zwei Varianten:

- chemische bzw. thermochemische Methanisierung
- biologische Methanisierung (Sternier et al. 2017, S. 371)

Als CO₂-Quelle kann dabei abgeschiedenes CO₂ aus der Luft, abgeschiedenes CO₂ aus Biogas, fossiles CO₂ aus Rauchgasen von Kraftwerken und CO₂-Recycling (abgeschieden aus Rauchgas von verbranntem klimaneutralem Gas) zum Einsatz kommen (Sterner et al. 2017, S. 371 f.).

Die Technologien zur Rückverstromung für die beiden Konzepte PtG-Wasserstoff und PtG-Methan sind prinzipiell dieselben. Zur Verfügung stehen hier:

- Brennstoffzellen,
- Gasturbinen, Gas- und Dampf-Kraftwerke (GuD) und
- Blockheizkraftwerke (BHKW)

Neben diesen Technologien zur Rückverstromung kann (erneuerbar erzeugter) Wasserstoff bzw. Methan z.B. zur stofflichen Nutzung oder dem Betrieb von Gaswärmepumpen genutzt werden (Sterner et al. 2017, S. 452–456).

2.6.5 Energiewandlung zwischen elektrischer und thermischer Energie

Im Folgenden wird Power-to-Heat (PtH) als Konzept zur Umwandlung von elektrischer zu thermischer Energie behandelt sowie die dafür möglichen Technologien zur Umsetzung betrachtet.

Power-to-Heat beschreibt ein Konzept zur Umwandlung elektrischer in thermische Energie. Es stellt somit die klassische Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor dar. Wenn überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung herangezogen wird, ist üblicherweise von Power-to-Heat (PtH) die Rede (Krzikalla et al. 2013, S. 36). Grundsätzlich können beim PtH-Konzept zwei Einsatzmöglichkeiten unterschieden werden. Zum einen der Einsatz von Wärmepumpen im Bereich von wenigen kW bis hin zu Anlagen im MW-Bereich und zum anderen die Verwendung elektrischer Widerstandsheizungen. Hierbei kann zwischen elektrischen Widerstandsheizungen beziehungsweise hybriden Heizsystemen für den Haushaltsbereich und den sogenannten Elektro- bzw. Elektrodenheizkesseln für industrielle Anwendungen unterschieden werden (Eller 2015, S. 12 f.).

Die erzeugte Wärme kann über Nah- oder Fernwärmenetze und durch den Einsatz dezentraler thermischer Energiespeicher genutzt werden (Drünert et al. 2019). Die Wirtschaftlichkeit von PtH kann durch einen Wärmespeicher erhöht werden (Fraunhofer IWES 2014b, S. 17). Eine Rückverstromung (Power-to-Heat-to-Power) der niederkalorischen Wärme ist theoretisch möglich, allerdings existieren derzeit keine Technologien zur wirtschaftlichen Umsetzung, weshalb PtH als Endverbraucher angesehen werden kann (Sterner et al. 2017, S. 29). Aufgrund dessen werden in dieser Arbeit Technologien zur Rückverstromung von thermischer Energie nicht näher betrachtet.

Vereinzelt werden bereits heute Elektroheizkessel in Wärmenetzen eingesetzt. Der Einsatz der Technik ist allerdings derzeit nur in regionalen Anwendungen bei räumlicher Nähe zwischen dem Ort des Wärmebedarfs und der EE-Anlage sinnvoll. Der dezentrale Einsatz zur Nutzung von EE-Überschüssen durch Heizpatronen in Wärmespeichern oder Kesseln ist prinzipiell möglich, allerdings ist die Realisierung solcher Systeme deutlich teurer und aufwendiger als die Ausschöpfung des großtechnischen Potenzials in Nah- und Fernwärmenetzen (Krzikalla et al. 2013, S. 36 f.).

Mit zunehmenden Anteilen von erneuerbaren Energien steigt die Bedeutung von PtH, ab EE-Anteilen von mehr als 85 % wird in Zukunftsszenarien ein PtH-Potential im GW-Maßstab ausgewiesen (Sterner et al. 2017, S. 70). Die hinter dem PtH-Konzept stehende Technik gilt bereits heute als weitentwickelt, einfach, kostengünstig und sofort verfügbar (Krzikalla et al. 2013, S. 36). Aufgrund des sehr hohen Entwicklungsstandes der Technik wird in Zukunft kaum Potential zur Kostensenkung ausgewiesen. Die derzeitige Anfangsinvestition für PtH-Anlagen liegen bei rund 100 €/kW (Fraunhofer IWES 2014a, S. 15). Durch die Kombination mit Wärmespeichern und die schnelle Zuschaltgeschwindigkeit aus dem Stillstand eignen sich PtH-Anlagen zur Integration von EE-Einspeisespitzen (Krzikalla et al. 2013, S. 37; Sterner et al. 2017, S. 158).

Der Unterschied zwischen einem Elektroden- und einem Elektrokessel besteht darin, dass bei einem Elektrodenkessel das Wasser direkt vom Strom durchflossen wird und dadurch

erwärmt wird, wohingegen bei einem Elektrokessel das Wasser indirekt über Heizstäbe bzw. eine Heizschleife erwärmt wird (Biedermann et al. 2014).

Der Leistungsbereich liegt dabei bei wenigen kW bis hin zu 100 MW. Wirkungsgrade von nahezu 100 % und Lebensdauern von 30 Jahren können bei diesen Technologien erreicht werden. (Biedermann et al. 2014; Estermann et al. 2017; Drünert et al. 2019)

Kompressions-Wärmepumpen (WP) sind in der Lage, Umgebungswärme mit niedriger thermischer Energie unter Aufwendung von technischer Arbeit in Nutz- bzw. Heizwärme mit höherer thermischer Energie umzuwandeln. Ist von Wärmepumpen die Rede, so sind meist elektrisch betriebene Kompressionswärmepumpen gemeint (Frey 2019, S. 325–341). Neben Elektrowärmepumpen stehen noch Gaswärmepumpen zur Verfügung.

Abbildung 22 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer Kompressionswärmepumpe. Diese besteht aus vier Komponenten: dem Verdampfer, dem Verdichter (Kompressor), dem Kondensator und dem Expansionsventil (Drossel).

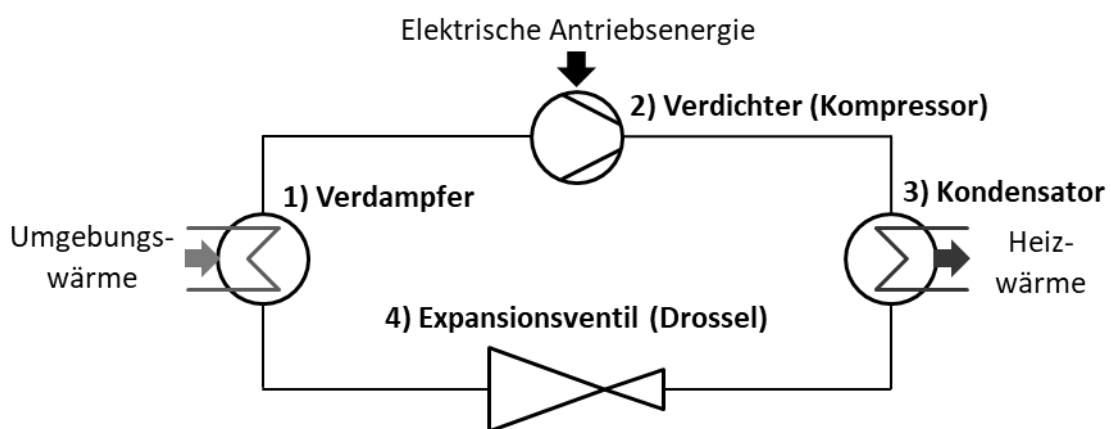


Abbildung 22 Prinzipskizze einer elektrisch betriebenen Kompressionswärmepumpe in Anlehnung an (Frey 2019, S. 331)

Wie in Abbildung 22 zu sehen, wird neben der elektrischen Arbeit zum Antrieb des Verdichters auch thermische Energie durch Umgebungswärme benötigt. Hierfür mögliche Quellen sind Wärme aus der Außenluft, aus dem Grundwasser, aus Gewässern oder auch aus dem Erdreich (Böckh et al. 2018, S. 229). Im geschlossenen System der Wärmepumpe zirkuliert Kältemittel. Im Verdampfer (1) wird das Kältemittel unter Zuhilfenahme von Umgebungswärme verdampft, anschließend wird das Gas im Verdichter (2) verdichtet,

sodass das Temperaturniveau des Kältemittels steigt. Über den Kondensator (3) (Wärmetauscher) wird das heiße und verdichtete Gas abgekühlt und verflüssigt. Dabei wird die Kondensationswärme für Heizzwecke ausgekoppelt. Der Kreislauf wird durch ein Expansionsventil bzw. eine Drossel (4) wieder geschlossen, wobei das noch unter Druck stehende Kältemittel entspannt und zurück zum Verdampfer geleitet wird (Sternier et al. 2017, S. 442). Als Verdichter kommen dabei meist Hubkolbenkompressoren bzw. bei Wärmepumpen mit geringerer Leistung Scroll-Verdichter zum Einsatz, bei sehr großen Wärmepumpen allerdings auch Schrauben- und Turboverdichter (Böckh et al. 2018, S. 232; Fraunhofer ISE 2018, S. 377).

Kenndaten für die Effizienz von Wärmepumpen sind die Leistungszahl (engl.: COP - Coefficient of Performance) und die Jahresarbeitszahl, welche ebenso zur Einschätzung der Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpe dient und sich aus dem Verhältnis von Nutzenergie zu aufgewendeter Energie über ein Jahr hinweg berechnet. Somit wird eine gemittelte Bewertung über ein Jahr hinweg möglich. (Rebhan 2002, S. 423; Wolf et al. 2014, S. 8)

Je geringer die Temperaturdifferenz zwischen dem oberen und unteren Temperaturniveau, desto geringer ist der Energieaufwand des Kompressors und umso größere Leistungszahlen sind möglich. Anzumerken ist, dass nach dieser Definition, im Gegensatz zu Elektroden- und Elektrokesseln, Wirkungsgrade größer als 100 % möglich sind (Sternier et al. 2017, S. 441). Typische Werte des COPs betragen zwischen 4 - 5, dies bedeutet, dass das Vier- bis Fünffache der eingesetzten elektrischen Leistung als Wärmeleistung zur Verfügung steht. Der Mehrgewinn stammt dabei aus der Umgebungswärme (Frey 2019, S. 338–340).

Der Leistungsbereich von Kompressionswärmepumpen erstreckt sich dabei von wenigen kW bis hin zu Großwärmepumpen im einstelligen MW-Bereich (Viessmann 2020). Als Lebensdauer von Wärmepumpenanlagen können 15 bis 20 Jahre angenommen werden (Wolf et al. 2014, S. 64).

Kompressions-Kältemaschinen (KKM) und –Wärmepumpen verfügen prinzipiell über den gleichen Aufbau und sind aus thermodynamischer Sicht identische Anlagen. Lediglich die jeweilige Nutzung unterscheidet die Anlagen (Böckh et al. 2018, S. 229).

Während Wärmepumpen beispielsweise der Umwelt mithilfe der elektrischen Leistung Wärme entziehen, um diese erhöht und effektiv weiterzugeben, entzieht die Kältemaschinen möglichst effektiv Wärme und gibt diese beispielsweise an die Umwelt ab.

Die Funktionsweise beider Anlagen ist somit identisch und unterscheidet sich lediglich durch die unterschiedlichen Ziele bei der Nutzung. Es existieren Anlagen, die reversibel, sprich als Wärmepumpen und Kältemaschinen, arbeiten (Böckh et al. 2018, S. 229). Kompressionskältemaschinen verfügen ähnlich wie Kompressionswärmepumpen über einen weit fortgeschrittenen Entwicklungsstand, sind kommerziell verfügbar und am Markt etabliert. Die Leistungszahl von Wärmepumpen (COP) wird bei KKM als EER (energy efficiency ratio) bezeichnet (Hausl 2018, S. 60).

Der Leistungsbereich von Kompressionskältemaschinen reicht von kleinen Geräten mit maximal 50 kW Kälteleistung bis hin zu großen Anlagen mit Turboverdichtern und Leistungen von bis zu 30 MW (Bruck 2018, S. 24). Der EER kann bis zu fünf erreichen, im kombinierten Betrieb bis zu neun. Die Lebensdauer der Anlagen beträgt 15 bis 20 Jahre. (Hinterndorfer et al. 2010, S. 33; Müller 2011, S. 21; Wietschel et al. 2015, S. 373; Bruck 2018, S. 24; Fraunhofer ISE 2018, S. 384)

2.6.6 Energiewandlung zwischen chemischer und thermischer Energie

Im vorherigen Kapitel wurden elektrisch betriebene Wärmepumpen behandelt. In diesem Kapitel werden Gaswärmepumpen betrachtet. Diese können in gasmotorische Wärmepumpen und Sorptionswärmepumpen unterteilt werden (Sternner et al. 2017, S. 441).

Der grundlegende Unterschied bei der sonst gleichen Funktionsweise von Gaswärmepumpen gegenüber elektrisch betriebenen Kompressionswärmepumpen ist, dass der Kompressor/Verdichter nicht elektrisch, sondern mithilfe eines Gasmotors

betrieben wird (Sterner et al. 2017, S. 441). Ein Vorteil dieser Anordnung ist, dass bis zu 90 % der Motorabwärme wieder in den Prozess / Heizkreislauf zurückgeführt werden können. Dies hat höhere thermische Wirkungsgrade als bei elektrisch angetriebenen Wärmepumpen zur Folge. Die deutlich höhere Investition sowie der höhere Wartungsaufwand im Vergleich zu Elektrowärmepumpen sind jedoch nachteilig. Moderne Gaswärmepumpen erreichen Lebensdauern von bis zu 80.000 Betriebsstunden (Frey 2019, S. 342).

Bei Sorptionswärmepumpen kann nach Adsorptions- (Feststoffsorption) und Absorptions-WP (Flüssigsorption) unterschieden werden. In beiden Fällen handelt es sich um thermisch bzw. direkt mit Brennstoff befeuerte Wärmepumpen (Fraunhofer ISE 2018, S. 377).

Der Leistungsbereich startet bei wenigen kW bis hin zu 20 MW. Der COP kann bis 2,2 erreichen. (Lambauer et al. 2008, S. 25; Wietschel et al. 2015, S. 388; Fraunhofer ISE 2018, S. 374–385)

Aktuell sind Sorptions-WP nicht so weit entwickelt wie Kompressions-WP, dies spiegelt sich in einer höheren Systemkomplexität und höheren Kosten wieder. Allgemein kann für Gaswärmepumpen (gasmotorische und Sorptions-WP) eine Lebensdauer von 20 bis maximal 30 Jahren angenommen werden (Appelhans 2014, S. 40).

Sorptionskältemaschinen, auch thermische Kältemaschinen genannt, können analog zu den Sorptionswärmepumpen in Ab- (AKM) und Adsorptionskältemaschinen (AdKM) unterteilt werden. Sorptionskältemaschinen arbeiten dabei nach dem gleichen Prinzip wie die Sorptionswärmepumpen. Der Unterschied liegt lediglich in den unterschiedlichen Zielen bei der Nutzung (Sterner et al. 2017, S. 445). Sorptionskältemaschinen nutzen dabei Wärme, um Kälte zu erzeugen. Als Wärmequellen können die direkte Brennstoffbefeuerung sowie Abwärme, KWK oder thermische Solaranlagen genutzt werden (Fraunhofer ISE 2018, S. 377–379). Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden Sorptionskältemaschinen an dieser Stelle zur Umwandlung chemischer in thermische Energie gezählt, obwohl sie wie bereits erwähnt auch thermische Energie zur Umwandlung verwenden können.

Gegenüber Kompressionskältemaschinen verfügen Absorptionskältemaschinen meist über einen geringeren Wirkungsgrad, besitzen jedoch Vorteile, wenn Wärme günstig oder kostenlos zur Verfügung steht (beispielsweise durch Abwärme) (Frey 2019, S. 225).

Der Leistungsbereich von Sorptionskältemaschinen beginnt bei wenigen kW bis hin zu 20 MW. Der EER kann bis zu 1,3 erreichen. Die Lebensdauer liegt bei über 20 Jahren. (Hinterndorfer et al. 2010, S. 32; Wietschel et al. 2015, S. 373)

Sorptionskältemaschinen weisen eine deutlich höhere Investition als elektrisch angetriebene Kompressionskältemaschinen auf. Vorteilhaft sind jedoch die geringeren Betriebskosten durch Abwärmenutzung oder durch Nutzung von Wärme aus EE als Wärmequelle für die thermische Verdichtung (Hinterndorfer et al. 2010, S. 32; Hausl 2018, S. 60).

2.7 Investitionsrechnung

In der Literatur existieren mehrere Begriffe für die „Investition“. So können beispielsweise Schulungsmaßnahmen oder Werbung als Investitionen oder aber als Kosten verstanden werden (Ermschel et al. 2013, S. 28). Für diese Arbeit ist nur die vermögensorientierte Definition von Bedeutung.

Die vermögensorientierte Interpretation definiert eine Investition in Objekte, welche materiell oder immateriell sein können, durch eine längerfristige Bindung finanzieller Mittel. (Götze 2014, S. 6–7)

Neben wirtschaftlichen Betrieben ist die Investitionsrechnung auch für die Gesellschaft sowie für private Haushalte bedeutend. Sie ist wichtig für die Bewertung langfristiger Kapitaldispositionen, aber auch für die quantitative Bewertung von unterschiedlichen Investitionsobjekten. (Poggensee 2015, S. 2)

Durch die Investitionsrechnung kann analysiert werden, ob eine Investition absolut vorteilhaft sowie relativ vorteilhaft ist. Eine Investition gilt als absolut vorteilhaft, wenn es besser wäre zu investieren, als dies nicht zu tun. Eine Investition gilt als relativ vorteilhaft, wenn sie alternativen Investitionsobjekten, welche sich gegenseitig ausschließen, vorzuziehen ist. (Götze 2014, S. 55)

Grundlage der Investitionsentscheidung ist die Investitionsrechnung. Bevor eine Entscheidung getroffen wird, sollte das Ergebnis unter Berücksichtigung aller Stärken und Schwächen der Methode ausgelegt werden und überprüft werden, ob die getroffenen Annahmen zur vorliegenden Situation passend sind. (Poggensee 2015, S. 9)

Im nächsten Kapitel wird zunächst der Investitionsprozess dargestellt. Im dritten Kapitel werden anschließend mehrere Investitionsrechnungsverfahren vorgestellt.

2.7.1 Investitionsprozess

Der Prozess einer Investition lässt sich in mehrere aufeinanderfolgende Phasen gliedern, welche in Abbildung 23 dargestellt sind. (Götze 2014) beschreibt den Investitionsprozess wie folgt: Der Investitionsprozess startet mit der Planung, welche in die Anregungs- und die Entscheidungsphase unterteilt werden kann. In der Anregungsphase werden das Problem und mögliche Ideen zur Lösung analysiert. Darauf folgt die Entscheidungsphase, in welcher mögliche Alternativen analysiert und bewertet werden. Zum Schluss der Entscheidungsphase wird die tatsächliche Entscheidung über die Investition getroffen. (Götze 2014, S. 14–15)

Nach der Planung erfolgt die Realisation. Diese beginnt mit der Projektplanung, in welcher die anschließende Projekterrichtung vorbereitet wird. In der Projekterrichtung wird sowohl die Investition getätigt wie auch Vorbereitungstätigkeiten durchgeführt. Nach der Errichtung folgt die Inbetriebnahme, welche den Start des Betriebs und der Nutzungsphase kennzeichnet. Während dieser Phase soll die Investition ihren Nutzen erbringen beziehungsweise ihre Aufgabe erfüllen. Zudem müssen Investitionsüberlegungen über mögliche Reparatur- und Wartungsarbeiten, über eine mögliche Weiterführung der Nutzung und über mögliche Folgeinvestitionen stattfinden. (Götze 2014, S. 14–15)

Für diese Arbeit ist die Entscheidungsphase relevant, da in dieser die Investitionsrechnung durchgeführt wird.

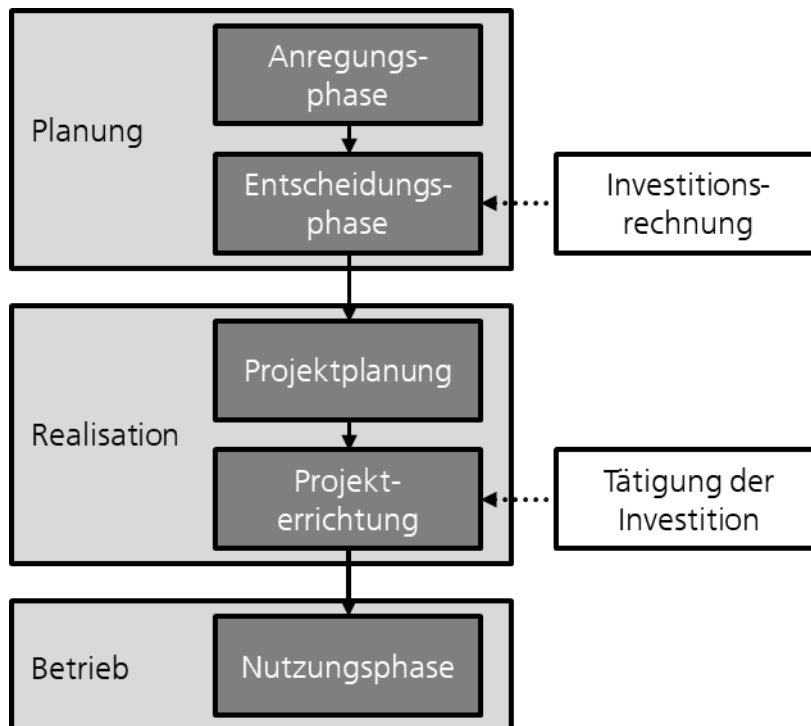


Abbildung 23 Investitionsprozess

2.7.2 Investitionsrechnungsverfahren

Im Folgenden werden statische und dynamische Verfahren zur Investitionsrechnung vorgestellt.

Statische Verfahren

Statische Investitionsrechnungsverfahren haben eindeutige Vor- und Nachteile. Größter Vorteil dieser Verfahren ist es, mit geringem Aufwand bezüglich Datenbeschaffung und Berechnung ein Ergebnis berechnen zu können. (Ermschel et al. 2013, S. 35; Poggensee 2015, S. 36–37)

Heutzutage sollten statische Investitionsrechnungsverfahren jedoch „für bedeutende Investitionen nicht mehr herangezogen werden. Dafür sind sie zu trivial“ (Poggensee 2015, S. 36). Zu ihren größten Nachteilen gehört, dass die Zeitpunkte der Zahlungen und somit auch die Verzinsung in den meisten Verfahren nicht oder nur in Teilen berücksichtigt werden. Außerdem werden Annahmen über Datensicherheit, einen konstant bleibenden

Betrachtungszeitraum sowie konstante Umsätze, Kosten und Erlöse getroffen. (Ermschel et al. 2013, S. 35; Poggensee 2015, S. 36–38)

Kostenvergleichsrechnung

Die Kostenvergleichsrechnung bezieht sich auf die Kosten einer Investition, welche als Durchschnitt pro Periode betrachtet werden. Für die Erlöse wird angenommen, dass diese für alle Objekte nicht existieren oder gleich sind. Somit gilt eine Investition als absolut vorteilhaft, wenn durch diese Kosten eingespart werden können. Als relativ vorteilhaft gilt eine Investition, wenn ihre Kosten, im Vergleich zu alternativen Investitionsobjekten, niedriger sind. (Ermschel et al. 2013, S. 36; Götze 2014, S. 57–58)

Die periodischen Durchschnittskosten K ergeben sich aus den variablen Kosten K^v und fixen Kosten K^f . Beispiele für variable Kosten sind unter anderem Kosten für Material und Energieverbrauch je Stück. Zu den fixen Kosten zählen beispielsweise Gehälter, Wartungsverträge, Abschreibungen A und Zinskosten Z_K . Dieses Verfahren geht von einer linearen Abschreibung aus. Die Zinsen berechnen sich auf Grundlage des durchschnittlich pro Periode gebundenen Kapitals. Abschreibungen und Zinskosten berechnen sich nach der Kostenvergleichsrechnung in Formel (1) und Formel (2). (Ermschel et al. 2013, S. 36–38; Götze 2014, S. 57–61)

Formel (1) Abschreibungen in der Kostenvergleichsrechnung (Ermschel et al. 2013, S. 37)

$$A = \frac{I_0 - L}{T} \quad (1)$$

Formel (2) Zinskosten in der Kostenvergleichsrechnung (Ermschel et al. 2013, S. 37; Götze 2014, S. 61)

$$Z_K = g * i = \frac{I_0 + L}{2} * i \quad (2)$$

Mit Formel (3) können die Durchschnittskosten K einer Investition ermittelt werden:

Formel (3) Durchschnittskosten in der Kostenvergleichsrechnung (Ermschel et al. 2013, S. 38)

$$K = K^v + K^f = K^v + K_{sonst}^f + A + Z_K \quad (3)$$

Gewinnvergleichsrechnung

Zusätzlich zu den Kosten K werden in der Gewinnvergleichsrechnung auch die Erlöse E berücksichtigt. Die betrachtete Größe ist der Gewinn G , welcher sich aus der Differenz zwischen den Erlösen E und den Kosten K berechnet. Wenn einer Investition kein Erlös zugeordnet werden kann, muss weiterhin auf die Kostenvergleichsrechnung zurückgegriffen werden. Eine Investition gilt als absolut vorteilhaft, sobald ein Gewinn erzielt wird. Eine Investition gilt als relativ vorteilhaft, wenn der Gewinn im Vergleich zu den Alternativen am höchsten ist. In der nachfolgenden Formel (4) ist das Investitionsobjekt A relativ vorteilhafter als das Objekt B. (Ermschel et al. 2013, S. 41–42; Götze 2014, S. 65–67)

Formel (4) Vergleich der Gewinne in der Gewinnvergleichsrechnung (in Anlehnung an Ermschel et al. 2013, S. 42)

$$G_A = E_A - K_A > G_B = E_B - K_B \quad (4)$$

Rentabilitätsvergleichsrechnung

In diesem Verfahren bezieht sich die Bewertung der Investition auf die Rentabilität R . Falls diese höher als ein vorgegebener Wert ist, gilt die Investition als absolut vorteilhaft. Eine Investition ist relativ vorteilhaft, wenn sie im Vergleich zu alternativen Investitionen die höchste Rentabilität besitzt. (Götze 2014, S. 67–68)

Die Rentabilität R berechnet sich nach Formel (5). In dieser Formel werden der Gewinn und die Zinsen durch das gebundene Kapital geteilt. (Götze 2014, S. 67)

Formel (5) Rentabilität in der Rentabilitätsvergleichsrechnung (Götze 2014, S. 67)

$$R = \frac{G + Z}{g} \quad (5)$$

Statische Amortisationsrechnung

Die statische Amortisationsrechnung bewertet Investitionsobjekte anhand ihrer Amortisationszeit n_{stat} . Die Amortisationszeit ist die Dauer, in der sich die Investition refinanziert. Falls die Amortisationszeit geringer als ein vorgegebener Wert, beispielsweise

die Nutzungsdauer, ist, gilt die Investition als absolut vorteilhaft. Im Vergleich mit anderen Investitionsobjekten gilt die Investition mit der kürzesten Amortisationszeit als relativ vorteilhaft. (VDI 6025, S. 60; Götze 2014, S. 70–71)

Die Amortisationszeit berechnet sich nach der nachfolgenden Formel (6). In dieser wird das eingesetzte Kapital I durch die Summe von Gewinn G und Abschreibungen A geteilt. (Götze 2014, S. 71–72)

Formel (6) Amortisationszeit in der statischen Amortisationsrechnung (Götze 2014, S. 71–72)

$$n_{stat} = \frac{I}{G + A} \quad (6)$$

Dynamische Verfahren

Bei den dynamischen Verfahren wird eine Investition, im Unterschied zu den statischen Verfahren, durch mehrere Ein- und Auszahlungen dargestellt, wobei mehrere Perioden betrachtet werden. Da diese Zahlungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattfinden, können diese durch Auf- und Abzinsung zusammengefasst betrachtet werden. Bei den dynamischen Verfahren werden mehrere Annahmen, wie beispielsweise über eine fest verfügbare Datensicherheit und einen fest vorgegebenen Zinssatz, getroffen. (Götze 2014, S. 73–74; Poggensee 2015, S. 92–94)

Kapitalwertmethode

Der Kapitalwert beschreibt die Summe aller durch die Investition verursachten Ein- und Auszahlungen, welche auf einen gemeinsamen, frei wählbaren Bezugszeitpunkt auf- oder abgezinst wurden. Eine Investition mit einem Kapitalwert größer Null gilt als absolut vorteilhaft. Relativ vorteilhaft ist das Investitionsobjekt mit dem höchsten Kapitalwert der Alternativen. (VDI 6025, S. 27; Götze 2014, S. 78–82)

Der Kapitalwert wird häufig auf den Anfang des Planungszeitraumes bezogen, also unmittelbar bevor die ersten Zahlungen getätigt werden. In diesem Fall kann der Kapitalwert als monetärer Vermögenszuwachs interpretiert werden. Die Abzinsung erfolgt mit einem festen Kalkulationszinssatz, Zahlungen und Verzinsung werden als periodisch angenommen. (Ermschel et al. 2013, S. 51–54)

Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 24 dargestellt.

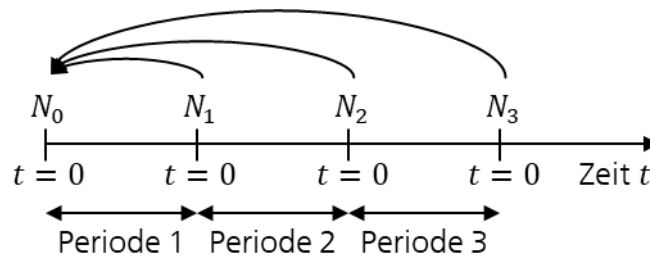


Abbildung 24 Abzinsung von Zahlungen (nach Götze 2014, S. 79)

Der Kapitalwert C_0 kann mit Formel (8) dargestellt werden. Dieser wird aus der Anfangsinvestition I_0 , der Summe über die einzelnen Einzahlungen e_t und Auszahlungen a_t und dem Liquidationserlös L berechnet, welche alle auf den Startzeitpunkt abgezinst werden. Die Einzahlungen e_t und die Auszahlungen a_t können als Cashflow c_t zusammengefasst werden. (Ermschel et al. 2013, S. 51)

Formel (7) Cashflow oder Einzahlungsüberschuss (Ermschel et al. 2013, S. 51)

$$c_t = e_t - a_t \quad (7)$$

Formel (8) Kapitalwert ohne Liquidationserlös (in Anlehnung an Ermschel et al. 2013, S. 51)

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^T c_t * (1 + i)^{-t} \quad (8)$$

Formel (9) Kapitalwert mit Liquidationserlös (Ermschel et al. 2013, S. 51; Götze 2014, S. 80)

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^T c_t * (1 + i)^{-t} + L * (1 + i)^{-T} \quad (9)$$

Die Kapitalwertmethode gilt als „das in der wissenschaftlichen Literatur am meisten beachtete und am stärksten akzeptierte Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung“ (Götze 2014, S. 87). Ein großer Vorteil ist der relativ geringe Berechnungsaufwand. Durch die Einbeziehung mehrerer Perioden sind alle dynamischen Verfahren näher an der Realität als die statischen. Aufgrund der größeren Realitätsnähe und dem nur geringfügig höheren Rechenaufwand ist die Kapitalwertmethode den

statischen Methoden in der Regel vorzuziehen. Allerdings basiert auch dieses Verfahren auf Annahmen, wie beispielsweise der Datensicherheit. Zudem muss die Nutzungsdauer bekannt sein und alle Zahlungen müssen den diskreten Zeitpunkten zugeordnet werden können. (Götze 2014, S. 87–88)

Annuitätenmethode

Die Annuitätenmethode wird von der Kapitalwertmethode abgeleitet. Das Verfahren wird nach der Annuität *Ann* ausgewertet, einer Folge gleich hoher, periodisch anfallender Zahlungen. Bei einer Annuität größer als Null gilt eine Investition als absolut vorteilhaft. Eine Investition gilt als relativ vorteilhaft, wenn sie im Vergleich zu den Alternativen die höchste Annuität aufweist. (VDI 6025, S. 38; Ermschel et al. 2013, S. 62; Götze 2014, S. 100–101)

Nach der Annuitätenmethode werden Zahlungen auf das Ende einer Periode bezogen. Zudem wird angenommen, dass der Betrachtungszeitraum der Nutzungsdauer entspricht. Die Annuität lässt sich mit Formel (10) aus dem Kapitalwert berechnen. (Götze 2014, S. 100–101)

Formel (10) Annuität in der Annuitätenmethode (Götze 2014, S. 100–101)

$$Ann = C_0 * \frac{(1+i)^T * i}{(1+i)^T - 1} \quad (10)$$

Die Annuitätenmethode ist geringfügig aufwendiger zu berechnen als die Kapitalwertmethode und liefert in vielen Fällen das gleiche Ergebnis. Die Annuität kann als durchschnittlicher Gewinn angesehen werden, welcher sich anschaulicher interpretieren lässt als der Kapitalwert. (Götze 2014, S. 103; Poggensee 2015, S. 122)

Methode des internen Zinsfußes

Die Methode des internen Zinsfußes, oder auch die interne Zinssatz-Methode, betrachtet die Rendite *r*. Dabei führt die Verwendung des internen Zinssatzes zu einem Kapitalwert und einer Annuität von Null. Es wird zu unterschiedlichen Zeitpunkten die Verzinsung des Kapitals betrachtet, welches an das Investitionsobjekt gebunden ist. Eine absolute Vorteilhaftigkeit besteht, wenn der interne Zinssatz größer als der Kalkulationszinssatz ist.

Wenn der interne Zinssatz größer als der der alternativen Investition ist, gilt die Investition als relativ vorteilhaft. (VDI 6025, S. 45–46; Götze 2014, S. 103–108; Poggensee 2015, S. 128-129, 131-132)

Zuerst werden für zwei Zinssätze i_1 und i_2 die Kapitalwerte C_1 und C_2 nach Formel (8) ermittelt. Der interne Zinssatz r , oder auch die Rendite r , wird dann mittels Inter- bzw. Extrapolation als Näherung nach Formel (11) berechnet. (Götze 2014, S. 107–108; Poggensee 2015, S. 131–132)

Formel (11) Interner Zinssatz in der Methode des internen Zinsfußes (Götze 2014, S. 108)

$$r \approx i_1 + \frac{C_{01}}{C_{01} - C_{02}} * (i_2 - i_1) \quad (11)$$

Dynamische Amortisationsrechnung

Die dynamische Amortisationsrechnung basiert auf der Kapitalwertmethode und betrachtet die Amortisationszeit n_{dyn} . Die Amortisationszeit ist die Dauer, mit der sich die Investition refinanziert. Genau wie in der statischen Betrachtung gilt eine Investition als absolut vorteilhaft, wenn die Amortisationszeit niedriger als ein vorgegebener Wert, beispielsweise die Nutzungsdauer, ist. Im Vergleich mit anderen Investitionsobjekten gilt die Investition mit der kürzesten Amortisationszeit als relativ vorteilhaft. (VDI 6025, S. 60; Götze 2014, S. 114–115)

Zuerst werden für zwei Versuchsnutzungsdauern T_1 und T_2 die dazugehörigen Kapitalwerte C_1 und C_2 nach Formel (8) ermittelt. Die Amortisationszeit n_{dyn} wird dann als Näherung nach Formel (12) berechnet. (Poggensee 2015, S. 141)

Formel (12) Amortisationszeit in der dynamischen Amortisationsrechnung (Poggensee 2015, S. 141)

$$n_{dyn} = T_1 - C_{01} * \frac{T_2 - T_1}{C_{02} - C_{01}} \quad (12)$$

Die dynamische Amortisationsrechnung gilt als „besser“ als die statische Amortisationsrechnung. Im Vergleich zur Kapitalwertmethode kann die Amortisationszeit jedoch „nicht als alleiniges Beurteilungskriterium“ (Götze 2014, S. 117) genutzt werden. Sie dient eher als Risikomaßstab. (Götze 2014, S. 117)

Horizontwertmethode

Die Horizontwertmethode betrachtet den Horizontwert C_T , den Vermögenszuwachs am Ende der Nutzungsdauer. Im Vergleich zum Kapitalwert bietet der Horizontwert in manchen Fällen eine bessere Interpretierbarkeit, aber kaum einen Informationsgewinn. Bei einem Horizontwert größer Null gilt eine Investition als absolut vorteilhaft. (Poggensee 2015, S. 117–120)

Die Berechnung erfolgt nach Formel (13) und ähnelt der Berechnung des Kapitalwerts nach Formel (8), nur mit einer Aufzinsung auf das Ende des Betrachtungszeitraumes. Alternativ kann der Horizontwert auch durch Aufzinsung des Kapitalwertes berechnet werden, wie in Formel (14) dargestellt ist.

Formel (13) Horizontwert in der Horizontwertmethode (Poggensee 2015, S. 118)

$$C_T = \sum_{t=1}^T c_t * (1 + i)^{T-t} + L - I_0 * (1 + i)^T \quad (13)$$

Formel (14) Berechnung des Horizontwertes durch den Kapitalwert (Poggensee 2015, S. 120)

$$C_T = C_0 * (1 + i)^T \quad (14)$$

Vermögensendwertmethode

Bei dieser Methode wird der Vermögensendwert VE betrachtet, also der durch eine Investition bewirkte Vermögenszuwachs am Ende der Nutzungsdauer. Bei einem Vermögensendwert größer Null gilt eine Investition als absolut vorteilhaft. Eine Investition gilt als relativ vorteilhaft, wenn ihr Vermögensendwert größer ist als der aller alternativer Investitionen. Es wird die Annahme getroffen, dass ein Sollzinssatz s und ein Habenzinssatz h existiert, mit denen finanzielle Mittel aufgenommen beziehungsweise angelegt werden können. Bei der Berechnung des Vermögensendwertes werden auch Nettozahlungen N_t und das Vermögen zu Beginn einer Periode V_{T-1} betrachtet. Zudem muss eine Fallunterscheidung nach Formel (15) vorgenommen werden. (Götze 2014, S. 117–120)

Formel (15) Vermögensendwert in der Vermögensendwertmethode (Götze 2014, S. 120)

$$VE = N_t + \begin{cases} V_{T-1} * (1 + h), & \text{für } V_{T-1} \geq 0 \\ V_{T-1} * (1 + s), & \text{für } V_{T-1} < 0 \end{cases} \quad (15)$$

Wegen der Verwendung eines Haben- und Sollzinssatzes, gilt die Vermögensendwertmethode als näher an der Realität als die Kapitalwertmethode. In der Praxis führen beide Methoden häufig zu fast gleichen Ergebnissen. (Götze 2014, S. 122)

Sollzinssatzmethode

Die Sollzinssatzmethode betrachtet den kritischen Sollzinssatz s_k . Dieser ist als der Zinssatz definiert, welcher einen Vermögensendwert von Null ergibt, wenn er als Sollzinssatz verwendet wird. Ist der kritische Sollzinssatz größer als der Sollzinssatz, gilt die Investition als absolut vorteilhaft. In der Praxis kann die Vermögensendwertmethode der Sollzinssatzmethode vorgezogen werden, da deren Annahmen realitätsnäher sind. (Götze 2014, S. 123, 126)

Für einen Sollzinssatz s_1 wird der dazugehörige Vermögensendwert VE_1 ermittelt. Falls dieser positiv ist, wird ein höherer Sollzinssatz s_2 gewählt, ansonsten ein niedrigerer. Für s_2 wird auch der Vermögensendwert VE_2 ermittelt, womit dann der kritische Sollzinssatz als Näherung nach Formel (16) berechnet werden kann. (Götze 2014, S. 124)

Formel (16) Kritischer Sollzinssatz nach der Sollzinssatzmethode (Götze 2014, S. 124)

$$s_k \approx s_1 + \frac{VE_1}{VE_1 - VE_2} * (s_2 - s_1) \quad (16)$$

Methode der vollständigen Finanzpläne

Die Methode der vollständigen Finanzpläne ist dadurch charakterisiert, dass zur Berechnung standardisierte Tabellen verwendet werden können. Zur Bewertung können unterschiedliche Größen verwendet werden, allerdings ist der Endwert am anschaulichsten. Somit gilt eine Investition als absolut vorteilhaft, wenn der Endwert größer ist als der Endwert der Alternative. Wenn der Endwert im Vergleich zu alternativen Investitionsobjekten größer ist, gilt die Investition als relativ vorteilhaft. (Ermschel et al. 2013, S. 71–73; Götze 2014, S. 126–128)

2.7.3 Investitionsrechnung für Energiespeicher

Investitionen in der Energiewirtschaft, speziell für Energiespeicher, zeichnen sich durch einen hohen Kapitaleinsatz, lange Laufzeiten und somit durch langfristige Wirkungen aus. (Konstantin 2017, S. 22–23; Zimmermann et al. 2019, S. 86)

Energiespeicher können sich in ihrer Leistung, Kapazität, Nutzungsdauer und ihren Kosten deutlich unterscheiden. Der Begriff Kosten umfasst unter anderem Anschaffungs-, Wartungs-, Reparatur- und Betriebskosten. Die Kosten und Erlöse treten zu unterschiedlichen Zeitpunkten auf und können sich jährlich ändern, zum Beispiel durch eine Änderung der Energiekosten. Die Nutzungsdauern hängen maßgeblich von der Technologie ab, so sind 3 bis 10 Jahre bei Batteriesystemen und bis zu 80 Jahre bei Pumpspeichern typisch. Für einen guten Vergleich ist wichtig, möglichst alle Kosten und Erlöse über unterschiedliche Nutzungsdauern vergleichbar zu machen. (Fraunhofer UMSICHT 2013, S. 93; Sterner et al. 2017, S. 46; Köhler et al. 2018, S. 29–30)

Statische Investitionsrechnungsverfahren haben den Vorteil, dass die Berechnung sehr einfach durchzuführen und die Zielgröße relativ einfach zu interpretieren ist. Der größte Nachteil ist die statische Auslegung, also eine als unzureichend geltende Betrachtung von Zahlungsströmen über die Zeit. Somit eignen sich statische Verfahren besonders für Investitionen mit geringen Beträgen und Laufzeiten. (Götze 2014, S. 63; Konstantin 2017, S. 22–23; Fluri 2020, S. 43–44)

Dynamische Verfahren sind, im Vergleich zu den statischen, aufwändiger zu berechnen. Sie bieten jedoch den Vorteil, dass durch Auf- und Abzinsung die Zahlungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten vergleichbar gemacht werden können. Durch diese Auslegung gelten dynamische Methoden als realitätsnaher. Dynamische Verfahren eignen sich aus diesem Grund vor allem bei Investitionen mit langer Laufzeit. (Götze 2014, S. 87; Konstantin 2017, S. 22–23; Fluri 2020, S. 43–44)

Auf Grundlage der Vor- und Nachteile statischer und dynamischer Verfahren sowie der charakteristischen Merkmale von Energiespeichern sollte bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung auf dynamische Verfahren zurückgegriffen werden.

Unter den dynamischen Investitionsrechnungsverfahren gilt die Kapitalwertmethode als „das in der wissenschaftlichen Literatur am meisten beachtete und am stärksten akzeptierte Verfahren“ (Götze 2014, S. 87). Die meisten anderen dynamischen Modelle basieren auf der Kapitalwertmethode, können von dieser abgeleitet werden und sind meist etwas aufwendiger zu berechnen. (Götze 2014, S. 100–117; Poggensee 2015, S. 117–141)

Der Kapitalwert ist eindeutig interpretierbar: Die Investition amortisiert sich für einen Kapitalwert größer Null und ein relativ größerer Kapitalwert ist besser. Die Annuität und der Horizontwert bieten beide in manchen Fällen eine bessere und leichtere Interpretierbarkeit, allerdings gibt es kaum einen Informationsgewinn. Auch der interne Zinsfuß und die dynamische Amortisationszeit bieten eine bessere und leichtere Interpretierbarkeit. Dem steht jedoch entgegen, dass die Methode des internen Zinsfußes nicht für jeden Fall problemlos einsetzbar ist und sich die Amortisationszeit nicht als alleiniges Kriterium zur Beurteilung eignet. Die Vermögensendwertmethode liefert eine realitätsnähere Beurteilung als die Kapitalwertmethode und die Sollzinssatzmethode. Allerdings führen Vermögensendwertmethode und Kapitalwertmethode in der Praxis häufig zu fast gleichen Ergebnissen. (Götze 2014, S. 78–126; Poggensee 2015, S. 117–120)

Die Kapitalwertmethode sticht unter den dynamischen Verfahren heraus, da alle wichtigen Zahlungen zu den unterschiedlichen Zeitpunkten betrachtet werden. Es wird ein Zinssatz berücksichtigt und es können unterschiedliche Nutzungs- beziehungsweise Betrachtungsdauern miteinander verglichen werden. Das Verfahren ist relativ gut bekannt, gilt als relativ einfach durchzuführen und liefert ein eindeutig interpretierbares Ergebnis. Sollten andere Zielgrößen dynamischer Verfahren von Belang sein, können diese meist vom Kapitalwert abgeleitet werden.

2.7.4 Sensitivitätsanalyse

Grundlage der verschiedenen Investitionsrechnungsverfahren sind Annahmen, die zu Beginn getroffen werden müssen. Das bedeutet, dass die Inputgrößen, mit denen gerechnet wird, mit Unsicherheit belegt sind. Eine beliebte Möglichkeit, mit dieser Unsicherheit umzugehen, ist die Sensitivitätsanalyse (Ermschel et al. 2013, S. 85). Sie ermöglicht es, die Abhängigkeit des Ergebnisses einer Investitionsrechnung von möglichen Parameteränderungen darzustellen. Investitionen können als risikobehaftet bewertet werden, falls diese Parameteränderung zu einem schlechten Ergebnis der Investitionsrechnung führt, wie beispielsweise zu einem negativen Kapitalwert. Mit der Sensitivitätsanalyse kann das Risiko einer Investition bezüglich möglicher Parameteränderungen beurteilt werden. (VDI 6025, S. 19; Ermschel et al. 2013, S. 79, 85; Götze 2014, S. 376)

Ein Vorteil der Sensitivitätsanalyse ist, dass diese auf alle Investitionsrechnungsverfahren flexibel angewendet werden kann. Die Bedeutung einzelner Inputgrößen kann ebenso untersucht werden, wie die Auswirkungen unsicherer Modelldaten und -annahmen. Die Sensitivitätsanalyse kann mit geringem Aufwand durchgeführt werden und kann bei der Auswahl unter mehreren Alternativen helfen. Neben der unrealistischen Annahme, dass die nicht untersuchten Inputgrößen konstant bleiben, ist es von Nachteil, dass die Sensitivitätsanalyse keine Entscheidungsregel bietet. Es kann keine Aussage über die Wahrscheinlichkeit getroffen werden, mit welcher die Größen eintreffen. (Ermschel et al. 2013, S. 88; Götze 2014, S. 399–400)

Eine Sensitivitätsanalyse kann auf sehr verschiedene Arten durchgeführt werden. Eine Möglichkeit ist die Szenario-Analyse. Bei dieser wird die Veränderung des Zielwerts betrachtet, während eine oder mehrere Inputgrößen in einem vorgegebenen Rahmen variiert werden. Häufig werden dabei drei Szenarien betrachtet: der wahrscheinlichste Fall („trend“), der „worst case“ sowie der „best case“. Bei dieser Analyse gibt es keine Entscheidungsregel, allerdings werden die Unsicherheit und mögliche Auswirkungen transparenter gemacht. (Ermschel et al. 2013, S. 85–86; Götze 2014, S. 388–389)

Die Sensitivitätsanalyse mit kritischen Werten ist eine weitere Möglichkeit. Hierbei wird ein Minimalwert für die Zielgröße definiert und anschließend untersucht, für welche Inputgrößen dieser erreicht wird. Konkret kann untersucht werden, ob die Variation der Inputgröße zur Ablehnung des Projektes führen kann. Bei der Kapitalwertmethode kann beispielsweise untersucht werden, wie stark die Inputgrößen variieren dürfen, unter der Voraussetzung, dass der Kapitalwert positiv bleibt. (Ermschel et al. 2013, S. 85–86; Götze 2014, S. 388–389)

Die VDI-Richtlinie 6025 (Abbildung 25) beschreibt ein weiteres mögliches Vorgehen. Zuerst werden die kritischen Werte der einzelnen Parameter bestimmt. Ein kritischer Wert ist der Grenzwert, für den das Wirtschaftlichkeitsergebnis noch hinnehmbar ist. Anschließend werden mehrere Risikoklassen für die spätere Unterteilung der Investitionsobjekte gebildet. Diese werden anhand der eigenen Risikovorstellungen und -einschätzungen ermittelt. Besonders wichtig ist dabei die Abgrenzung zu der Risikoklasse, zu der die Investitionen später zugeordnet werden, welche auf Grund ihres hohen Risikos auszuschließen sind. Die gebildeten Risikoklassen sollten dann von den Entscheidungsträgern, welche in vielen Fällen die Investoren sind, abgesegnet werden. Anschließend erfolgt die Zuordnung der unterschiedlichen Investitionsobjekte zu den Risikoklassen. Hierbei werden zuerst für die einzelnen Parameter Schwankungsbereiche, welche als realistisch angesehen werden, festgelegt. Mit dieser Festlegung können die Investitionen den Risikoklassen zugeordnet werden. Zu risikoreiche Objekte können direkt verworfen werden, für die restlichen Objekte können weitere Risikoabwägungen durchgeführt werden, wie beispielsweise die Betrachtung der Amortisationszeit. (VDI 6025, S. 19–25)

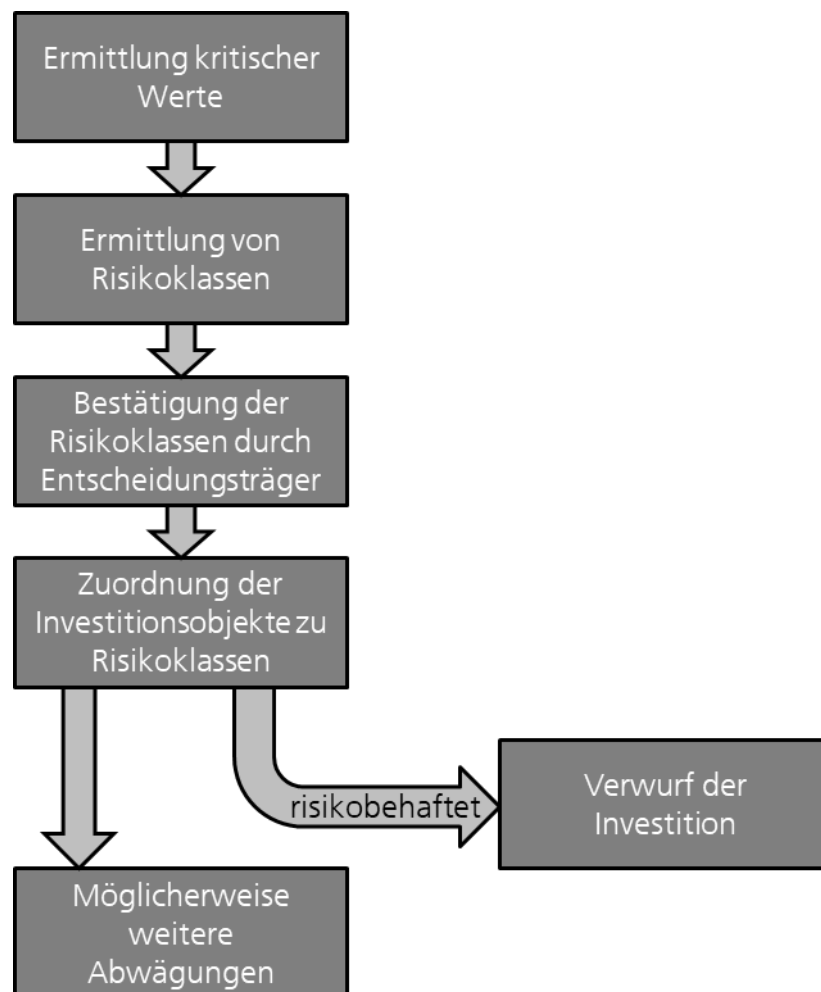


Abbildung 25 Sensitivitätsanalyse (nach VDI 6025, S. 19–25)

2.7.5 Szenario-Analyse

Die Szenario-Analyse beziehungsweise Szenario-Technik wird eingesetzt, um eine Einschätzung über den zukünftigen Verlauf von beispielsweise Investitionen treffen zu können und somit eine Szenario-Prognose zu erstellen, die ermöglicht mit Unsicherheiten umzugehen und eine Risikoabschätzung treffen zu können. Unsicherheiten können unter anderem politische und gesellschaftliche Entwicklungen sein, die Einfluss auf den gesamten Energiemarkt haben und somit die Wirtschaftlichkeit einer Investition beeinflussen können (Mietzner 2009). Im Gegensatz zu Prognosen, ermöglicht der Einsatz von Szenarien den Umgang mit Unsicherheiten durch die Verknüpfung von quantitativen Daten und qualitativen Abschätzungen (Mietzner 2009; Siebe et al. 2018). Die

theoretischen Grundlagen der Szenario-Technik sind vielfältig, wobei den meisten Methoden eine grundsätzlich ähnliche Struktur und Herangehensweise zu Grunde liegt. (Postma et al. 2005, S. 164)

Eine Methode zur Szenario-Analyse ist die der „multiplen Zukunft“. Bei der multiplen Zukunft liegt der Betrachtungszeitpunkt auf der heutigen Zeit und es wird davon ausgegangen, dass sich die Zukunft in verschiedene Richtungen entwickeln kann (Gausemeier et al. 2008, S. 50). Die Zeitspanne zwischen dem Betrachtungszeitpunkt und dem Zukunftshorizont kann dabei beliebig groß sein. Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass, je größer die Zeitspanne ist, desto mehr Zukunftsszenarien benötigt werden. Ein sogenanntes Szenario-Feld wird mithilfe von Einflussfaktoren beziehungsweise „Schlüsselfaktoren“ erstellt (Gausemeier et al. 2008, S. 52). Bei der Szenario-Prognose werden die Möglichkeiten erarbeitet, in welche Richtung sich die Schlüsselfaktoren entwickeln können. Dies wiederum ist die Grundlage, aus der die Zukunftsszenarien abgeleitet werden können (Gausemeier et al. 2008, S. 52–53). Die Zukunftsszenarien bilden mit dem Referenzszenario den sogenannten Szenario-Trichter (Gausemeier et al. 2001).

In der Literatur werden grundsätzlich zwei bis maximal fünf Szenarien als sinnvoll erachtet (Mietzner 2009, S. 95). Die Szenarien werden aus heutiger Sicht in drei grundlegende Typen unterschieden. Die ersten beiden Typen bilden zwei Extreme mit einem „positiven“ (best-case-scenario) und einem negativen (worst-case-scenario) Szenario ab. Der dritte Typ bildet das Trend- beziehungsweise Referenzszenario ab. (Reibnitz 1992, S. 27–28)

2.8 Zwischenfazit

Kapitel 2 stellt die für diese Arbeit relevanten Grundlagen dar. Im ersten Schritt wurden energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher definiert. Im Anschluss folgt der Überblick und die Charakterisierung von Energiespeichertechnologien. Diese Charakterisierung gliedert sich in elektrische, elektrochemische, thermische, mechanische und chemische Technologien.

Nach der Sichtung und Analyse der vorgestellten Literatur bezüglich Be- und Entladestrategien für Energiespeicher, lässt sich für den Anwendungsfall eines Energiespeichersystems im industriellen Umfeld sagen, dass die Betriebsstrategien vor allem von den jeweiligen Lastprofilen des Industriekunden abhängig sind. Die Lastprofile der Kunden sollten genau bekannt sein, damit die Betriebsführung des Energiespeichersystems optimal angepasst werden kann.

Die Betriebsführung ist von vielen weiteren Anforderungen und Randbedingungen abhängig. Daher sollten für die Auslegung die Einflüsse auf die Degradation und die Tiefenentladung für die Betriebsführung und die Auslegung der Energiespeicher berücksichtigt werden.

Anschließend wurden das Produktionssystem und die Fabrik als Objektbereich und als übergeordnetes System definiert. Innerhalb dieses Systems wird eine Peripherie-Ordnung definiert, womit die Energieversorgung in der Fabrik als wichtiger Aspekt eingeführt wird. Die relevanten Energieträger einer Fabrik untergliedern sich in thermisch, chemisch, mechanisch und elektrisch.

Auf Basis dieser Grundlagen konnte der Bezug zum Energiemarkt und den Einflüssen auf die Energiekosten hergestellt werden. Damit wurden die relevanten Anwendungsfälle Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung, Eigenverbrauchsoptimierung und Nutzung eines dynamischen Strompreises für Energiespeicher innerhalb einer Fabrik definiert. Um diese Anwendungsfälle für die relevanten Energieträger analysieren zu können, wird Grundlagenwissen über die Energiewandlung zwischen den Energieformen benötigt.

Um eine ökonomische Bewertung durchführen zu können, wird die Investitionsrechnung benötigt. Um die ökonomische Bewertung abschließen zu können, werden die Grundlagen zur Sensitivitätsanalyse und Szenario-Analyse eingeführt.

Anhand der Grundlagen des Kapitels 2.1 kann die erste Forschungsfrage beantwortet werden: Wie ist ein energieträgerübergreifendes hybrides Energiespeichersystem definiert?

Energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher werden als eine Kombination mehrerer monoenergetischer Speichertechnologien, welche unterschiedliche End- und Nutzenergieformen speichern, definiert. Die Anzahl der monoenergetischen Speicher ist dabei nicht festgelegt und beträgt mindestens zwei. Energiespeicher werden als kombiniert beziehungsweise hybrid definiert, wenn diese einen gemeinsamen Anwendungszweck erfüllen und im gleichen physikalischen Netzabschnitt wirken (Bocklisch 2015; Sterner et al. 2019; Zimmermann et al. 2019; Emde et al. 2020). In dieser Arbeit wird die Definition nach (Emde et al. 2020, S. 2) verwendet. Diese besagt, dass ein hybrider Energiespeicher Speichertechnologien mit verschiedenen End- und Nutzenergieformen kombinieren kann. (Emde et al. 2021, S. 614) Energieträgerübergreifend bezieht sich daher nicht auf einen spezifischen Energieträger, sondern auf alle relevanten Energieträger. Somit werden energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher definiert als eine Kombination mehrerer monoenergetischer Speicher, die mithilfe verschiedener Energieträger Energie speichern können. (Müller et al. 2009, S. 73; Emde et al. 2021, S. 614)

Auf Basis der Kapitel 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 und 2.7 kann die zweite Forschungsfrage beantwortet werden: Welche technischen und ökonomischen Parameter sind für die Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystemen relevant?

Diese Arbeit fokussiert sich auf die relevanten Energieträger und die zugehörigen Energiespeichertechnologien innerhalb des Energiesystems der Fabrik. Damit müssen zur Bewertung technische und ökonomische Parameter gewählt werden, die für alle Energiespeichertechnologien verfügbar sind. Anhand der Grundlagen des Kapitels 2 können als technische Parameter die Energiespeicherleistung, die

Energiespeicherkapazität, die Energiedichte, der Wandlungswirkungsgrad, die Selbstentladungsrate, die Entladetiefe, die Degradation, die zyklische Lebensdauer, die kalendarische Lebensdauer und die Reaktionszeit festgelegt werden. Als ökonomische Parameter können die leistungsspezifischen Anschaffungskosten, die energiespezifischen Anschaffungskosten, die leistungsspezifischen Betriebskosten und die energiespezifischen Betriebskosten festgelegt werden. Zudem muss die Energiewandlung zwischen den Energieträgern und der Bezug elektrischer Energie einer Fabrik berücksichtigt werden. Als geeigneter Parameter zur ökonomischen Bewertung wird der Kapitalwert identifiziert.

3 Stand der Technik und der Forschung

Es entstanden bereits zahlreiche Ansätze zur Auslegung und Bewertung von Energiespeichern. Dies spiegelt die aktuelle Relevanz, Energiespeicher technisch und wirtschaftlich zu nutzen, in der nationalen und internationalen Forschung wieder.

In diesem Kapitel wird zuerst das Vorgehen der Recherchearbeit vorgestellt. Anschließend werden die unterschiedlichen Ansätze, die den relevanten Stand der Technik und der Forschung in Bezug auf die Bewertung von Energiespeichertechnologien betreffen, dargestellt. Abschließend wird ein Zwischenfazit gezogen.

3.1 Vorgehen zur Ermittlung des Stands der Technik und der Forschung

Um die bestehenden Arbeiten innerhalb des Themengebiets der (energeträgerübergreifenden hybriden) Energiespeicherung strukturiert analysieren zu können, wurde auf Basis des Kapitels 2 eine Kategorisierung eingeführt. Die Kategorisierung richtet sich im ersten Schritt allgemein nach dem Forschungsfeld der Energiespeicherung. Hier sind die Unterforschungsfelder Betrieb, Entwicklung und Bewertung (Auslegung) zu unterscheiden. Das Ziel dieser Arbeit ist die Auslegung und Bewertung von (energeträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichern, daher kann die Entwicklung von Energiespeichertechnologien für diese Arbeit im Vorfeld ausgeschlossen werden.

Der Betrieb bzw. die Regelung von Energiespeichern stellt einen eigenen Forschungsschwerpunkt dar. Hier sind Regelungsstrategien für die Kurzzeitspeicherung, mittelfristige Speicherung und Langzeitspeicherung zu unterscheiden (Köhler et al. 2018). Der Betrieb und die Regelung von Energiespeichern mit dem Fokus der Kurzzeitspeicherung (Sekunden) können in dieser Arbeit ausgeschlossen werden. Diese Energiespeicher, meist elektrische Energiespeicher in Form von Kondensatoren, erfüllen meist den Anwendungsfall der Frequenz- oder Spannungshaltung und liegen daher nicht

im Fokus dieser Arbeit. Der Betrieb von Energiespeichern wird ausführlich im Kapitel 2.2 behandelt.

Das Unterforschungsfeld der Auslegung von Energiespeichersystemen kann wiederum in mehrere Unterforschungsfelder unterteilt werden. Diese Unterforschungsfelder können den Themenbereichen Industrie und Haushalt, Automobil und Schifffahrt zugeordnet werden. Vorab wurde eine Relevanzanalyse dieser Themenbereiche durchgeführt. So konnten im Vorfeld die Themenbereiche Automobil, mit hybriden Fahrzeugantrieben, und Schifffahrt, mit hybriden Nuklearantrieben, ausgeschlossen werden. Die Auslegung von Energiespeichern kann technologiespezifisch oder anwendungsspezifisch sein oder sich auf die Optimierungsmethode beziehen. Die Recherche bzgl. technologiespezifischer und anwendungsspezifischer Auslegungsveröffentlichungen wird im Folgenden in die Unterforschungsfelder der „Ansätze für monoenergetische Energiespeicher“ und „Ansätze für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher“ eingegliedert. Diese Unterforschungsfelder stellen für diese Arbeit die höchste Relevanz dar. (Abbildung 26)

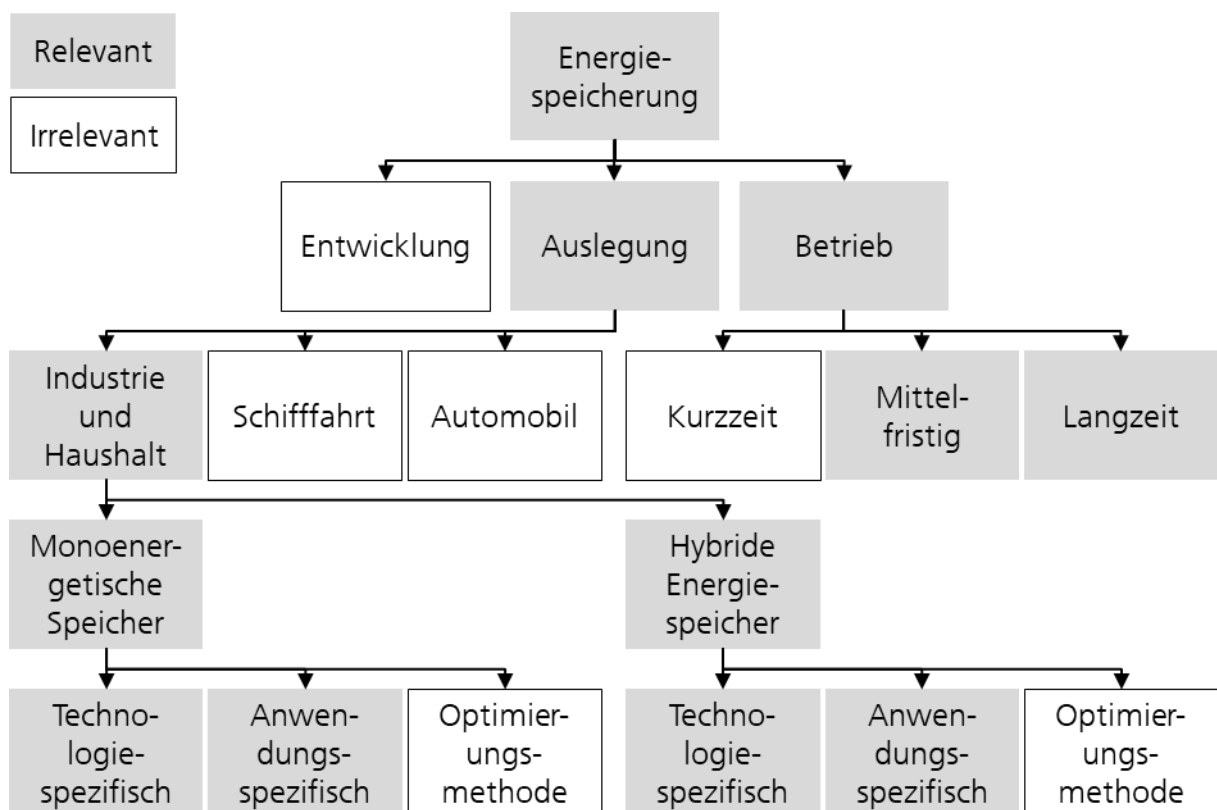


Abbildung 26 Relevanzanalyse der Literatur

3.2 Bestehende Ansätze zur techno-ökonomischen Bewertung von Energiespeichern

Für dieses Unterkapitel werden relevante wissenschaftliche Arbeiten in Bezug auf die allgemeinen Auslegungsansätze für Energiespeicher vorgestellt. Anschließend werden die Auslegungsansätze mit spezifischem Bezug auf energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher aufgezeigt.

3.2.1 Ansätze für monoenergetische Energiespeicher

Andresen et al. (2020) untersuchen die Auslegung von elektrochemischen Energiespeichern für den Anwendungsfall Peak Shaving im Bereich von „Prosumer“-Häusern. Als wichtige Größen werden dabei die erzeugte PV-Energie, der Energieverbrauch und der Netzbezug der Häuser für die Auslegung genutzt. Mittels Lastprofilanalyse wird der überschüssige und eingespeiste Strom ermittelt. Ziel der analytischen Optimierungsmethode ist es, den überschüssigen Strom der PV-Anlagen zu speichern und für Peak Shaving zu nutzen. Mittels iterativer Leistungs- und Kapazitätsbestimmung wird die wirtschaftlichste Speicherauslegung ermittelt. (Andresen et al. 2020)

Balaji et al. (2020) beschreiben einen Ansatz zur optimalen Planung von Energiespeichern in einem Verteilnetz, um die System-Resilienz zu optimieren. Dabei beschreiben sie die Optimierung beim Einsatz von Energiespeichern mithilfe einer Kombination von analytischen, konventionellen und Meta-Heuristik Optimierungsmethoden. (Balaji et al. 2020)

Balischewski (2020) beschreibt in seiner Dissertation die optimale Auslegung und den Betrieb von Batteriespeichern in elektrischen Verteilnetzen mit multifunktionalem Einsatz. In Bezug auf die Netzdienlichkeit werden:

- die Senkung der Residuallast,
- die Steigerung der lokalen Eigenverbrauchsquote,
- die Minderung des Netzausbaubedarfs,
- die Vermeidung von Einspeisemanagementmaßnahmen und

- die Entlastung von Einzelkomponenten (Leitungen, Transformatoren) untersucht.

Für den Markteinsatz von Batteriespeichern werden:

- die Steigerung von Erlösen,
- die Senkung von Betriebskosten und
- die Verbesserung der eigenen Marktposition beschrieben.

Als Objektbereich für Batteriespeicher werden:

- die Netznutzung,
- die Industrie und
- die Kombination mit regenerativen Erzeugern beschrieben.

Die Zielfunktion richtet sich nach der Maximierung des Kapitalwerts. Den Kern der Arbeit bildet die Modellierung und die Alterung von Batteriespeichern in Bezug auf deren technische Restriktionen wie Lebenszeit und Zyklenfestigkeit. (Balischewski 2020)

Daryanian et al. (1993) beschreiben den Ausgleich der Energiepreisschwankungen auf dem Energiemarkt mithilfe thermischer Energiespeicher, die über Power-to-heat-Anlagen oder KKM an das elektrische Netz gekoppelt sind. Über eine deterministische Optimierungsmethode wurde der höchste Kapitalwert für die Energiespeicherauslegung bestimmt. (Daryanian et al. 1993)

Fluri (2019) entwickelt das lineare Optimierungsmodell „ENTIGRIS Unit“ weiter, um dezentrale Energiespeicher nach ihrer Anwendung bewerten zu können. Mithilfe dieses Tools werden die Energiespeicherparameter Leistung und Kapazität hinsichtlich der Zielfunktion „den Kapitalwert zu maximieren“ optimiert. Als Anwendungsszenarien wurden Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser und Quartiere in Kombination mit PV-Anlagen und KWK-Anlagen hinsichtlich der Eigenverbrauchsoptimierung untersucht. (Fluri 2020)

Das Ziel der Dissertation von Genoese (2013) ist, den Bedarf und die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern im deutschen Stromversorgungssystem bis 2030 zu untersuchen. Betrachtet wird dabei der Ausgleich der Energie von erneuerbaren Energieerzeugern im deutschen Stromnetz. Die Bedarfsermittlung der Energiespeicher wurde auf Basis von

Reserve- und Preisprognosen in Bezug auf die Kraftwerksreserven in Deutschland durchgeführt. Als entscheidendes Bewertungskriterium wurden die Vollkosten für die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern berücksichtigt. (Genoese 2013)

Gong et al. (2020) entwickeln eine Auslegung für Energiespeicher mit den Optimierungszielen Anschaffungskosten, Betriebskosten, Emissionen und Maximierung der Erlöse. Die technischen Parameter für die Energiespeicher sind mit zyklischer Lebensdauer, Kapazität und Leistung beschrieben. Die Auslegung wird simulativ, auf Basis typischer Tagesverbrauchs- und Erzeugungslasten, durchgeführt. (Gong et al. 2020)

Hittinger et al. (2020) modellieren die Kosten und Erlöse von verschiedenen Energiespeichersystemen. Dabei werden mechanische, thermische, elektrische und elektrochemische Energiespeichertechnologien berücksichtigt. Für die Auslegung werden die Parameter spezifische Leistungskosten, Effizienz während der Be- und Entladung, zyklische Lebensdauer, kalendarische Lebensdauer und Limitation, wie maximale Kapazität und geografische Lage, genutzt. Unter Berücksichtigung verschiedener Betriebsstrategien werden für die Energiespeicher die Stromgestehungskosten und der Kapitalwert ermittelt. Um die Auslegung effizienter durchführen zu können, soll zukünftig die Modellierung mit einem Partikel-Schwarm-Algorithmus kombiniert werden. (Hittinger et al. 2020)

Das Review von Jamali et al. (2015) zeigt die Arten der Energiespeicherung und deren Auslegungsmethoden auf. Dabei werden die Anwendungsfälle:

- Ausgleich der Schwankung durch erneuerbare Energieerzeugung,
- Peak Shaving,
- Erhöhung der Versorgungsqualität und
- Notstromversorgung identifiziert.

Die Untersuchung bezieht sich auf

- elektrische,
- elektrochemische,
- thermische und

- mechanische Energiespeichertechnologien.

Laut Jamali et al. spielt die Auslegung von Energiespeichern für den Ausgleich der erzeugten Energie aus PV-Anlagen die größte Rolle. Die relevanten Kennwerte für die Auslegung sind laut Jamali et al. die minimalen Gesamtkosten, welche sich auf die Minimierung der Anschaffungskosten im Verhältnis zur Maximierung des Erlöses beziehen. (Jamali et al. 2015)

Kanngießer (2013) entwickelt ein generisches Modell zur Einsatzoptimierung von elektrochemischen Energiespeichern. Dabei werden im ersten Schritt verschiedene Energiespeicheranwendungen bewertet. Die größten Potenziale stellten dabei die Netzentgeltreduktion und die Eigenverbrauchsoptimierung dar. Die Bewertung wurde auf die Kapitalwertmethode bezogen. (Kanngießer 2013)

Kanngießer et al. (2010) beschreiben eine Auslegung eines CAES zur Optimierung eines Windparks. Der Kern dieser Arbeit liegt dabei auf der Nutzung der Optimierungssoftware GOMES (Generic Optimization Model for Energy Storage). (Kanngießer et al. 2010)

Lian et al. (2019) untersucht verschiedene Auslegungsansätze für Energiesysteme mit Energiespeichern. Als wichtige Parameter werden dabei die jährlichen Gesamtkosten, die jährlichen Betriebskosten, die Energiekosten, die Lebenszykluskosten und der Kapitalwert genannt. Bei den Auslegungsmethoden wird zwischen traditionellen Methoden (grafische Modellierung, kombinatorische Methoden, iterative Methoden, numerische Methoden und analytische Methoden), künstlicher Intelligenz (Algorithmen, Partikelschwarm, Ameisenkolonien, Bienenkolonien, suchbasierte) und hybriden Methoden unterschieden. (Lian et al. 2019)

Liu et al. (2017) entwickeln mithilfe numerischer Berechnungsmethoden eine Auslegungsmethode für elektrochemische Energiespeicher. Ziel ist die Einbindung einer Partikelschwarm-Optimierung zur effizienteren Bewertung von Energiespeichern während der Planungsphase. (Liu et al. 2017)

Oh et al. (2016) untersuchen die Planung von „großen“ elektrochemischen Energiespeichern für die Versorgung von Gebäuden. Die Zielfunktion richtet sich nach den

Stromgestehungskosten und den Anschaffungskosten. Im ersten Schritt wird ein allgemeines Stromkostenminimierungsproblem formuliert. Darauf aufbauend werden zwei Unterprobleme in Bezug auf die Betriebskosten und die Anschaffungskosten entwickelt. Mithilfe eines iterativen Prozesses werden im letzten Schritt die vorformulierten Szenarien berechnet. Anhand eines Suchalgorithmus kann die ökonomischste Variante aufgezeigt werden. (Oh et al. 2016)

Oudalov et al. (2007) entwickeln eine Methode zur Auslegung von elektrochemischen Energiespeichern für den Anwendungsfall Peak Shaving. Die Zielfunktion richtet sich nach der Maximierung der Einsparung des Netzentgelts im Verhältnis zur Minimierung der Investition. Mittels Simulation wird die Auslegung auf die Dynamik eines Lastprofils angepasst, um so die vorgegebene Betriebsstrategie testen zu können und eine Plausibilisierung, ob der Energiespeicher die physikalischen Einschränkungen einhält, durchführen zu können. (Oudalov et al. 2007)

Pellinger (2016) beschreibt in seiner Dissertation den Beitrag funktionaler Energiespeicher aus Systemsicht und Akteursicht bis zum Jahr 2030. Dabei werden „klassische“ Speichertechnologien wie Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Batteriespeicher sowie Power2Gas, Power2Heat, Wärmespeicher in Kombination mit einer KWK-Anlage, das Beladen von Elektrofahrzeugen, die Steuerung von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen und das industrielle Lastmanagement als funktionale Speicher beschrieben und innerhalb der Arbeit betrachtet. Als Anwendungsfälle werden Lastglättung, Ausgleich von Prognosefehlern, überschüssige Energieeinspeisung, Bereitstellung von Leistung und Frequenzhaltung untersucht. In dieser Arbeit wird keine direkte Auslegung durchgeführt, sondern der Bedarf an Energiespeicherung mittels linearer Optimierung ermittelt. (Pellinger 2016)

Pinnau et al. (2015) untersuchen die Auslegung thermischer Energiespeicher mittels Fourier-Analyse. Für die Auslegung wird ein Wärmelastprofil mit einem Zeithorizont von einem Jahr und stündlichen Zeitschritten genutzt. Untersucht wurden dabei industrielle, private und öffentliche Energieverbraucher. Als Anwendungsfälle werden die Eigenverbrauchsoptimierung und die Effizienzsteigerung betrachtet. (Pinnau et al. 2015)

Prakruti et al. (2020) entwickeln ein Auslegungsmodell, um elektrochemische Energiespeicher dimensionieren zu können. Ziel ist der kostengünstige Betrieb von Microgrids und die Reduktion der Gesamtbetriebskosten. Die Modellierung wird mittels numerischer Simulation auf Basis von Lastprofilen mit einem Zeithorizont von einem Tag und stündlichen Zeitschritten durchgeführt. Die Zielfunktion richtet sich nach den minimalen Gesamtkosten für das System. (Prakruti et al. 2020)

Resener et al. (2020) beschreiben die Auslegung von Energiespeichersystemen für den Anwendungsfall „Ausgleich der erzeugten Energie aus erneuerbaren Energien“. Als Hauptanwendung wurden dabei die zeitliche Verschiebung von Energieangebot und –nachfrage, die Reduzierung der Spitzenlast, die Notstromversorgung, die Frequenzregelung, die Spannungseinhaltung und die Energienachfrage in Bezug auf den Energiemarkt erarbeitet. Ein wichtiges Kriterium zur Bewertung von Energiespeichern stellen die Stromgestehungskosten dar. Daneben wurden für die Auslegung die Parameter, die Kosten und die Art der Energiespeicherung, der zeitliche Rahmen der Energiespeicherung von Stunden bis zu Jahren, die Kapazität der Energiespeicher, die maximale Leistung, die Zyklen und der Standort des Systems ausgewiesen. Die Auslegung wird mithilfe eines hybriden Optimierungsmodells durchgeführt. (Resener et al. 2020)

Sayfutdinov et al. (2018) untersuchen unter Berücksichtigung einer variablen Lebensdauer und Selbstentladung die Dimensionierung und Technologieauswahl von elektrochemischen Energiespeichersystemen. Wichtige Parameter für die Auslegung sind dabei die Effizienz der Energiespeicherung, die zyklische und kalendarische Lebensdauer, die Selbstentladung pro Tag, die energie- und leistungsspezifische Anschaffungskosten und das Verhältnis zwischen Leistung und Kapazität. Für die Modellierung werden historische Strom- und Energieverbrauchsdaten genutzt. Angestrebt werden eine Auslegung und ein Betrieb der Energiespeicher, um möglichst viele Zyklen innerhalb der kalendarischen Lebensdauer erreichen zu können. (Sayfutdinov et al. 2018)

Shu et al. (2012) beschreiben einen Auslegungsansatz, um Energiespeicher für Windparks zu planen. Dabei lag der Fokus auf CAES und Pumpspeicherkraftwerken. Mittels Sensitivitätsanalyse wurde das optimale Verhältnis zwischen Kosten und Erlösen ermittelt,

in dem die möglichen Speicherleistungen mit der Speicherkapazität verglichen wurden und auf Erzeugungs- und Verbrauchslastprofile mit einem Zeithorizont von einer Woche abgebildet wurden. (Shu et al. 2012)

Strobel (2020) entwickelt eine Methode zur Bewertung und Identifizierung von inhärenten Energiespeichern in Produktionssystemen zum elektrischen Lastmanagement. Der Fokus liegt auf der Energiewandlung von elektrischer Energie in andere Energieformen. Die Ausnutzung verschiedener prozessspezifischer Toleranzen wird dabei als inhärente Energiespeicherung bezeichnet. Beispielsweise das Temperatur- oder Druckniveau verschiedener Prozesse. Als Anwendungsfälle werden die Netzentgeltreduktion und der Handel am Energiemarkt betrachtet. (Strobel 2020)

Das Review von Sufyan et al. (2019) beschreibt die Auslegung von Batteriespeichertechnologien anhand der Anwendungen Peak Shaving, Eigenverbrauchsoptimierung im „Home-Energy-Management“-Bereich, Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Lastausgleich, Verlustminimierung (Effizienzsteigerung), Elektrofahrzeuge, Erhöhung der Versorgungsqualität und die Notstromversorgung innerhalb von Smart-Grid-Systemen. Im Allgemeinen beinhalten die betrachteten Auslegungsmethoden stochastische Methoden. Einfluss auf die Auslegung haben die Parameter Degradation, Entladetiefe, Lebensdauer, Temperatur, Lade- und Entladeverhalten und die Integration innerhalb des lokalen Netzes. (Sufyan et al. 2019)

Tiemann et al. (2020) untersuchen mehrere Industrieunternehmen in Deutschland, um mithilfe von elektrochemischen Energiespeichern (Lithium-Ionen, Bleisäure und Redox-Flow-Batterien) die Netzentgelte zu reduzieren. Als Anwendungsfälle zur Reduktion der Netzentgelte werden Peak Shaving, Atypische Netznutzung und energieintensiver Letztverbraucher untersucht. Als wichtige Parameter für die Auslegung werden die spezifischen Energie- und Leistungskosten je Energiespeichertechnologie, die zyklische Lebenserwartung, die kalendarische Lebenserwartung und die Leistungspreise der Industrieunternehmen genutzt. Durch die Ermittlung der Leistungs- und Kapazitätswerte der Energiespeicher kann anhand der potenziellen Energieeinsparung die Amortisation in Jahren ermittelt werden. (Tiemann et al. 2020)

Das Review von Wong et al. (2019) beschreibt die Integration, Steuerung und Dimensionierung von Energiespeichersystemen innerhalb eines Verteilnetzes. Als Energieverbraucher werden industrielle, private und öffentliche Verbrauchslasten beschrieben. Berücksichtigt werden elektrochemische, elektrische und mechanische Energiespeichertechnologien. Wichtige Parameter für die Auslegung von Energiespeichern sind die Be- und Entladeeffizienz, die Speicherdauer, die spezifischen Leistungs- und Energiekosten, die kalendarische Lebensdauer und die Leistung. Als Anwendungsfälle werden Notstromversorgung, Schwarzstartreserve, Peak Shaving und die Eigenverbrauchsoptimierung beschrieben. (Wong et al. 2019)

Xia et al. (2018) führen eine stochastische Kosten-Nutzen-Analyse durch, um Energiespeicher in Kombination mit Windkraftanlagen auslegen zu können. Die Arbeit wird auf elektrochemische Energiespeicher referenziert. Laut (Xia et al. 2018) ist eine Übertragung auf hybride Energiespeicherlösungen möglich. Wichtige Parameter bei der Auslegung bilden die leistungs- und energiespezifische Investition, die Be- und Entladeeffizienz und die kalendarische Lebensdauer. (Xia et al. 2018)

Yang et al. (2020) haben ein Review über die Auslegung von Energiespeichertechnologien geschrieben. Untersucht werden elektrische, elektrochemische, thermische, chemische und mechanische Energiespeichertechnologien. Wichtige ökonomische Parameter zur Auslegung von Energiespeichern gliedern sich in jährliche Gesamtkosten, Stromgestehungskosten, Lebenszykluskosten, Kapitalwert und Gewinne aus dem Energiehandel. Wichtige technische Parameter zur Auslegung von Energiespeichern gliedern sich in Energieverluste pro Jahr, die Möglichkeit der Lastverschiebung, die Wahrscheinlichkeit des Energieüberschusses, die Wahrscheinlichkeit des Netzbezugs und die mögliche Unterversorgung durch Stromausfall. Die Energiespeichertechnologien werden grundlegend nach den Eigenschaften ihres Speichermediums und der Speicherdauer in Kurzzeitspeicher und Langzeitspeicher untergliedert. Die verschiedenen betrachteten Auslegungsmethoden werden vereinfacht als iterativer Prozess dargestellt. Die Berücksichtigung von unterschiedlichen Lastprofilen, die Erzeuger und Verbraucher in einem Versorgungssystem und die Bildung einer Residuallast spielten ebenso eine Rolle.

Unter den Auslegungsmethoden wird zwischen analytischen, mathematischen, statistischen, metaheuristischen, künstlichen neuronalen Netz- und hybriden Methoden unterschieden. (Yang et al. 2020)

Zimmermann (2022) bewertet verschiedene elektrochemische Energiespeichertechnologien nach zuvor definierten Anwendungsfällen sowie der Kombination dieser Anwendungsfälle im industriellen Umfeld. Diese Kombination wird als multifunktionaler Einsatz von Stromspeichern bezeichnet. Als Anwendungsfälle werden Netzentgeltreduktion, Eigenverbrauchsoptimierung und Arbitrage-Handel untersucht. Dabei berücksichtigt er technische Restriktionen wie Zyklenzahl und unternehmensspezifische Parameter wie Energie- und Leistungspreis. Als Anforderungen für die Bewertung werden die vollständige Berücksichtigung der Kosten, eine Ausspeicherdauer größer 15 Minuten, die Berücksichtigung technischer Restriktionen, die ökonomische Bewertung durch den Kapitalwert, die Optimierung des Energiebezugs und der multifunktionale Einsatz von Stromspeichern genannt. In seinem Ausblick beschreibt Zimmermann als nächsten logischen Schritt das Potenzial der Sektorkopplung innerhalb der Fabrik und die Kombination mehrerer Energiespeicher zu einem energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystem. (Zimmermann 2022)

Zimmermann et al. (2020) beschreiben ein Dimensionierungsverfahren für elektrochemische Energiespeicher für die Anwendungsfälle Peak Shaving und Atypische Netznutzung zur Reduzierung des Netzentgelts im industriellen Umfeld. Für die Dimensionierung wurden die wirtschaftlichen Größen Kapitalwert, Anschaffungskosten, Energiespeicherleistung, Energiespeicherkapazität, Lebenszeit des Energiespeichers und Netzentgelteinsparung als wichtig definiert. (Zimmermann et al. 2020a)

Zimmermann et al. (2020) entwickeln einen Auslegungsansatz für elektrochemische Energiespeicher und den Anwendungsfall der atypischen Netznutzung im industriellen Umfeld. Dieser Auslegungsansatz bietet die Möglichkeit, auf andere Anwendungsfälle (z.B. Peak Shaving) übertragen zu werden. Als besonders wichtig wird die wirtschaftliche Größe Kapitalwert herausgestellt sowie der Einfluss des individuellen Zinssatzes auf den Kapitalwert. (Zimmermann et al. 2020b)

3.2.2 Ansätze für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher

Baniasadi et al. (2020) beschreiben eine Auslegungsmethode und den Betrieb für elektrische und thermische Energiespeichersysteme in einem „smart building“. Die Wärmeversorgung wird über eine Wärmepumpe sichergestellt. Für die elektrische Eigenversorgung wird ein PV-System betrachtet. Die Optimierung richtet sich nach einem schwankenden Strompreis, mit dem Ziel, die täglichen Energiebezugskosten zu minimieren. Die Simulation zur Auslegung wird iterativ durchgeführt, mit einem Zehn Minuten Zeitstempel auf ein komplettes Jahr bezogen. (Baniasadi et al. 2020)

Begluk et al. (2013) beschreiben für eine Modellregion ein hybrides System, bestehend aus elektrochemischen, thermischen und mechanischen Energiespeichern. Die Optimierung des Energiebezugs richtete sich nach einer 100%igen Versorgung durch erneuerbare Energien ohne Netzbezug. Die Simulation zur Auslegung wurde mit einem 15 Minuten Zeitstempel bezogen auf drei Wochen durchgeführt. Jede Woche bildete dabei eine Jahreszeit (Sommer, Winter und Übergangszeit) ab. Dabei wurden die Parameter aktueller Energieinhalt (Füllstand), elektrischer Leistungsbezug, Speicherkapazität und elektrische Anschlussleistung optimiert. (Begluk et al. 2013)

Bruno et al. (2019) entwickeln ein lineares Optimierungsmodell zur Auslegung eines hybriden Energiespeichersystems, bestehend aus elektrischen und thermischen Speichertechnologien. Auslegungsziel ist dabei die Verwendung von 100 % erneuerbaren Energien und eine Autarkie des Versorgungssystems. Die Auslegung wird mit historischen Daten und einem Zeithorizont von einem Jahr durchgeführt. Wichtige Parameter für die Auslegung sind die Erzeugung der PV-Anlage, die Erzeugung der Windkraftanlagen, der Strompreis, die Speichergröße und die Stromgestehungskosten. (Bruno et al. 2019)

Ding et al. (2020) entwickeln eine Auslegungsmethode für ein hybrides Energiespeichersystem. Der hybride Energiespeicher besteht aus einem elektrochemischen Lithium-Ionen und einem thermischen sensiblen Energiespeicher. Das hybride Energiespeichersystem wird mit einer KWK-Anlage und erneuerbaren Energieerzeugern gekoppelt. Die Zielfunktion ist die Minimierung der Anschaffungskosten in Abhängigkeit der erneuerbaren Energieerzeugung und der thermischen und elektrischen Lasten.

Wichtige Parameter für die Auslegung sind die energie- und leistungsspezifische Anschaffungskosten (Capex), die spezifischen Betriebskosten (Opex), die Verluste von Be- und Entladung, die Entladetiefe, das Belademaximum, die Energiekosten für Gas und Strom, die Kosten für die Abschaltung der erneuerbaren Energieerzeuger und die Gesamtkosten. (Ding et al. 2020)

Emde et al. (2020) beschreiben eine grundlegende Methode zur Auslegung von hybriden Energiespeichern, um das Anwendungsziel Peak Shaving für ein Industrieunternehmen erfüllen zu können. Als Energiespeicher wurden dabei elektrische, elektrochemische, chemische, thermische und mechanische Energiespeicher berücksichtigt. Für die Auslegung wurde ein mathematisches Modell mit einer linearen Optimierungsmethode erstellt. Die Parameter Energiedichte, Selbstentladung, kalendarische Lebensdauer, Wirkungsgrad, energiespezifischen Anschaffungskosten und leistungsspezifischen Anschaffungskosten wurden dabei berücksichtigt. Ziel der Optimierung war die Minimierung der jährlichen Gesamtkosten im Vergleich zu einem monovalenten elektrochemischen Energiespeichersystem. (Emde et al. 2020)

Gabrielli et al. (2018) entwickeln eine Auslegungsmethode und die optimale Betriebsstrategie für ein Energiesystem, bestehend aus erneuerbaren Energieerzeugern, Power2Gas, Power2Heat, saisonalen thermischen, elektrochemischen und chemischen (Wasserstoff) Energiespeichern und einem elektrischen und thermischen Verbraucher in Form eines Stadtquartiers. Die Variablen in der Auslegung beziehen sich auf die Größe der Anlagen, die Betriebs- und Volllaststunden, den Energiebezug vom öffentlichen Netz, die Möglichkeit verschiedene Energiespeichertechnologien zu nutzen und die Möglichkeit Energie von Strom zu Gas bzw. von Gas zu Strom zu wandeln. Der Zeithorizont der Auslegung bezieht sich auf ein komplettes Jahr mit stündlichen Zeitschritten. Mithilfe eines linearen Optimierungsmodells werden die verschiedenen Konfigurationen berechnet, um die jährlichen Gesamtkosten im Verhältnis zu den jährlichen CO₂-Emissionen zu minimieren. (Gabrielli et al. 2018)

Gjorgievski et al. (2019) entwickeln eine Auslegung für elektrische und thermische Energiespeicher für die 100%ige Eigenversorgung eines „Zero-Energy“-Hauses in der

Kombination mit einer PV-Anlage. Die thermische Energie wird mittels Wärmepumpe zur Verfügung gestellt. Die Bewertung der Energiespeicher erfolgt mittels Kapitalwertmethode. Für die Auslegung werden standardisierte Verbrauchsprofile genutzt. (Gjorgievski et al. 2019)

Günther et al. (2018) beschreiben die theoretischen technischen Limits bei der Auslegung von hybriden Energiespeichern. Der Fokus liegt dabei auf der Kombination von elektrochemischen und elektrischen oder elektrochemischen und mechanischen Energiespeichern (in Form von Schwungmassenspeichern). Umgesetzt wurde dies mithilfe eines mathematischen Modells zur Abbildung des Regelverhaltens. Fokus lag bei der Aufteilung zwischen der Leistung und Energie der einzelnen Energiespeichertechnologien und der jeweiligen Regelungsstrategie. Laut Günther et al. ist es möglich, jedes Speicherpotenzial auf ein hybrides Energiespeichersystem abzubilden. Großes Potenzial wird dabei auf die Kombination eines Kondensators mit einer Batterie gelegt. Größter Nachteil sei die gemeinsame Regelungsstrategie. (Günther et al. 2018)

Hajiaghasi et al. (2018) haben ein Review für hybride Energiespeicher in Microgrids veröffentlicht. Das Review unterscheidet zwischen kurzfristiger und langfristiger Energiespeicherung. Der Fokus liegt auf der Kombination von elektrochemischen mit chemischen und mechanischen mit elektrochemischen Energiespeichern. Bei den Auslegungsmethoden wird zwischen analytischen, statistischen, suchbasierten, Pinch-Analyse und Ragone-Plot Methoden unterschieden. Die Kriterien für die Bewertung von hybriden Energiespeichern gliedern sich zum einen in den Objektbereich, der als Microgrid mit AC/DC-Netzanschluss definiert ist, die Möglichkeit des Inselbetriebs, Energieerzeugung und -wandlung und Speichertechnologien. Zum anderen nach der Auslegungsmethode und dem Anwendungsfall des hybriden Energiespeichersystems, z.B. Erhöhung der Wirtschaftlichkeit, Erhöhung der Lebenserwartung der Energiespeicher und Minimierung der Betriebskosten. Als technische Restriktionen werden die Installationskosten, die Betriebsweise, die Lebenserwartung und die Ersatzinvestitionen für hybride Energiespeicher berücksichtigt. (Hajiaghasi et al. 2018)

Javed et al. (2020) beschreiben ein hybrides System für Microgrids, bestehend aus Batteriespeicher, Pumpspeicherung und erneuerbaren Energien (PV-Anlage und Windkraftanlagen). Wichtige Parameter dabei sind die kalendarische Lebensdauer, die zyklische Lebensdauer, die Reaktionszeit, die Effizienz der Be- und Entladung, die Selbstentladerate, die spezifische Energiedichte, die spezifische Leistungsdichte und der mögliche Leistungsbereich. Anwendungsziel ist eine 100%ige Eigennutzung der Energie aus erneuerbaren Energien und die Möglichkeit ein Microgrid autark mithilfe von Energiespeichern betreiben zu können. Die Auslegung limitiert sich auf die monatliche Erzeugung von Energie aus PV- und Windkraftanlagen. (Javed et al. 2020)

Ji et al. (2020) führen eine „Optimierungsstudie“ für ein KWKK-Anlagensystem durch, in Kombination mit einem hybriden Energiespeicher und einer ORC-Anlage. Der hybride Energiespeicher besteht aus elektrischen, elektrochemischen und thermischen Technologien. Betrachtet werden ein Sommer- und ein Wintertag mit einem Zeitraster von fünf Sekunden. Zielfunktion ist der optimierte Betrieb der KWKK-Anlage und die Effizienzsteigerung des Gesamtsystems. (Ji et al. 2020)

Jiang et al. (2020) entwickeln ein Auslegungsmodell für elektrische, thermische und elektrochemische Energiespeicher für den Anwendungsfall der Eigenverbrauchsoptimierung. Dabei wurden verschiedene Optimierungsmethoden, wie Pinch-Analyse, deterministischer Algorithmus und evolutionärer Algorithmus miteinander verglichen. Die Datenbasis bilden Verbrauchs- und Erzeugungsprofile als stündliche Zeitschritte auf ein Jahr bezogen. (Jiang et al. 2020)

Krishan et al. (2020) führen eine mathematische Modellierung mithilfe des Tools „HOMER“ durch, um eine techno-ökonomische Analyse für eine Auslegung von einem PV-System in Kombination mit einer Brennstoffzelle, einem Superkondensator und einem Batteriespeicher durchzuführen. Die Auslegung bezieht sich auf ein öffentliches Energieversorgungsnetz. (Krishan et al. 2020)

Ma et al. (2019) entwickeln eine generische „multi-objective“ Auslegungsmethode für hybride Energiespeichersysteme, um den Eigenverbrauch von erzeugter Energie aus PV-Großanlagen maximieren zu können. Dabei werden mehrere

Energiespeicherkombinationen und –auslegungen miteinander verglichen, um das wirtschaftlichste System auszuwählen. Zudem wird eine prognosebasierte Betriebsstrategie vorgestellt, um die Lebenserwartung zu optimieren und den Eigenverbrauch von erzeugter PV-Energie zu maximieren. Unter hybriden Energiespeichern wird eine Kombination aus einem Leistungsspeicher (Superkondensator oder Schwungmassenspeicher) und einem Energiespeicher (Lithium-Ionen, Bleisäure oder Vanadium-Redox-Flow) verstanden. Die Auslegung wurde über eine statistische Methode mithilfe der Prognose von PV-Erzeugung durchgeführt. Als Parameter für die Auslegung wurden die Systemkosten, die zyklische Lebensdauer, die Ein- und Ausspeichereffizienz, die Entladetiefe und die Lebenszykluskosten berücksichtigt. (Ma et al. 2019)

Mazzoni et al. (2019) beschreiben eine übergreifende Planungsmethode für die Kombination aus einem thermischen und einem elektrochemischen Energiespeicher sowie das optimale Energieverhältnis zwischen den Technologien. Der thermische Energiespeicher speichert Kälte in Form von Wasser und ist in ein Kältenetz integriert. Zur Bewertung des Systems werden die Kennzahlen Kapitalwertmethode, Anschaffungskosten (Capex), Betriebskosten (Opex), Return of Investment (ROI), und Emissionssteuern (Carbon Tax) gebildet bzw. ermittelt. Mithilfe einer Sensitivitätsanalyse wurde die optimale Kapazität der Speicher ermittelt. Das System wurde als Microgrid und netzgekoppelt miteinander verglichen. Optimierungsziel ist die Erhöhung der Eigenversorgung, bestehend aus PV-Anlage, KWK-Anlage und Absorptionskältemaschine. (Mazzoni et al. 2019)

Monforti Ferrario et al. (2021) entwickeln eine Auslegung für ein hybrides Energiespeichersystem, bestehend aus einem Batterie- und einem Wasserstoffspeicher, für die Eigenverbrauchsoptimierung eines Microgrids. Als wichtige Inputdaten werden Wetterdaten und der Energieverbrauch als stündliches Zeitintervall über ein Jahr beschrieben. Laut Monforti Ferrario et al. müssen klare Anforderungen an die Auslegung eines hybriden Energiespeichersystems definiert werden. Zudem fehlt die einheitliche Betrachtung des Energieversorgungssystems, da besonders dieses einen großen Einfluss

auf die mögliche Leistung, Kapazität und das Verhältnis eines hybriden Energiespeichersystems hat. (Monforti Ferrario et al. 2021)

Münderlein (2020) entwickelt eine numerische Methode zur Auslegung von hybriden Energiespeichern. Das System besteht aus elektrischen, thermischen und chemischen Energiespeichertechnologien. Als Anwendungsfälle werden die Netzentgeltreduktion (Peak Shaving) und die Anbindung an einen Energiemarkt (Primärregelenergieleistung) berücksichtigt. Die Zielfunktion der numerischen Methode richtet sich nach der Minimierung des Kapitalwerts. (Münderlein 2020)

Premadasa et al. (2020) entwickeln eine Auslegungsmethode, um die Gesamtkosten für ein hybrides Energiespeichersystem, bestehend aus einem elektrischen und elektrochemischen Energiespeicher, in Kombination mit einer PV-Anlage, zu minimieren. Ziel der Auslegung ist die Eigenverbrauchsoptimierung der PV-Anlage. Dabei werden die Erzeugungsprofile der PV-Anlage auf die Jahreszeiten (Frühjahr, Sommer, Herbst und Winter) aufgeteilt. Die entwickelte Methode betrachtet einen SOC (State-of-Charge) Optimierungsansatz, der das optimale Verhältnis zwischen Batteriespeicher und Kondensator ermitteln soll. Als Inputparameter für die Auslegung werden die solare Einstrahlung, der Energieverbrauch, die PV-Anlage, die Außentemperatur und die Parameter für das hybride Energiespeichersystem genutzt. Neben der Ermittlung der minimalen Gesamtkosten werden die zukünftigen Ersatzinvestitionen für die Energiespeichertechnologien berücksichtigt. (Premadasa et al. 2020)

Yan et al. (2020) entwickeln eine Auslegungsmethode für hybride Systeme, bestehend aus elektrischen und thermischen Energiespeichern. Anwendungsziel ist dabei die Lastverschiebung auf Basis von saisonalen Verbrauchsunterschieden. Relevante Parameter für die Energiespeicherdimensionierung sind die Speicherleistung, die spezifische Energiedichte, die Effizienz der Ein- und Ausspeicherung, die kalendarische Lebenserwartung, die zyklische Lebenserwartung, die Anschaffungskosten (Capex) und die Betriebskosten (Opex). Die Auslegung wird mittels Lastganganalyse durchgeführt. Dabei ist die Berücksichtigung der Kenntnis über die Aufteilung der einzelnen

Energieträger und die Anteile der Energieträger am Strombezug hervorzuheben. (Yan et al. 2020)

Yun et al. (2019) untersuchen die Auslegung eines hybriden Energiespeichersystems, bestehend aus einem chemischen Wasserstoffspeicher, gekoppelt mit einer Brennstoffzelle, und einem thermischen Wärmespeicher, gekoppelt mit einer Power-to-Heat-Anlage. Als Anwendungsfall wird die Eigenverbrauchsoptimierung und Peak Shaving untersucht. Für die Auslegung wurden Erzeugungs- und Verbrauchslastprofile als stündliche Werte für einen Tag genutzt. Kernerkenntnis ist, dass diese hybride Energiespeicherkonfiguration ein besseres Kosten/Nutzen-Ergebnis im Vergleich zu einem elektrochemischen Energiespeicher liefert. (Yun et al. 2019)

Zhang et al. (2020) beschreiben in einer Studie die Optimierung der Lebenserwartung für ein hybrides Energiespeichersystem, bestehend aus einem elektrochemischen Batteriespeicher und einem chemischen Wasserstoffspeicher. Als Anwendungsfall wird die Eigenverbrauchsoptimierung von PV- und Windkraftanlagen untersucht. Neben den Energiespeichern werden ein Elektrolyseur, eine Brennstoffzelle, eine Wärmepumpe und der elektrische und thermische Energieverbrauch berücksichtigt. Durch die verhältnismäßig geringen Kosten für einen chemischen Energiespeicher und die hohen Kosten für die Wandlung von Wasserstoff ist eine Kernaussage der Untersuchung, die Möglichkeit Wasserstoff bzw. das chemische Energiespeichersystem als Langzeitenergiespeicher einzusetzen. Für die Lösung wird ein gemischt-ganzzahliges nichtlineares Optimierungsproblem formuliert. Als wichtige Parameter für die Auslegung dienen die energienormierten Anschaffungskosten, die kalendarische Lebensdauer, der Wirkungsgrad, die jährlichen Betriebskosten und die leistungsspezifischen Anschaffungskosten für die Energiewandlung. (Zhang et al. 2020)

Zhao et al. (2019) beschreiben die Auslegung eines multivalenten Energiesystems, bestehend aus erneuerbaren Energien, Power2Gas, Power2Heat, KWK-Anlagen und elektrochemischen, thermischen und chemischen Energiespeichern. Ziel der mathematischen Optimierung ist die Erhöhung des Eigenverbrauchs und die Verringerung der Energiekosten. Berücksichtigt wird eine Lastprofilanalyse auf Erzeuger- und

Verbraucherseite. Wichtige Parameter für die Bewertung sind die Effizienz der Energiespeicher, die Selbstentladerate, die Anschaffungskosten (Capex), die Betriebskosten (Opex), die kalendarische Lebenserwartung, die Energiekosten für Strom und Gas und die Gesamtkosten pro Jahr. Die geringsten jährlichen Gesamtkosten lassen sich mit einer hybriden Energiespeicherkonfiguration, bestehend aus einem elektrochemischen, thermischen und chemischen Anteil, erzielen. Die Ergebnisse werden mittels Sensitivitätsanalyse validiert. (Zhao et al. 2019)

3.3 Zwischenfazit

Kapitel 3 beschreibt den relevanten Stand der Technik und der Forschung, der für die vorliegende Arbeit benötigt wird. Zu Beginn wird das Vorgehen zur Erfassung und Analyse des Stands der Technik und der Forschung beschrieben. Anschließend werden die bestehenden Auslegungs- und Bewertungsansätze für monoenergetische Speicher und die bestehenden Auslegungs- und Bewertungsansätze für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher untersucht.

Aus den beiden vorher beschriebenen Unterkapiteln lässt sich bereits ein starker Trend hinsichtlich der Auslegung von Energiespeichern erkennen. Besonders die Auslegung von monoenergetischen Speichertechnologien wurde weitreichend untersucht. Es existieren zum Teil etablierte Tools und Programme, die für die Auslegung von monoenergetischen Speichern genutzt werden können. Viele aktuelle Veröffentlichungen und Forschungsvorhaben handeln von der effizienteren Durchführung der Auslegung mittels Algorithmus oder Optimierungsmethode, um damit die Auslegung weiter zu standardisieren.

In Kapitel 3.2.2 wird hingegen deutlich, dass viele Veröffentlichungen einen ersten Ansatz für die Auslegung von hybriden Energiespeicher zu entwickeln versuchen, ein Auslegungsansatz für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher bisher jedoch fehlt. Die vorgestellten Ansätze sind stets mit festgeschriebenen Energiespeichertechnologien vorgesehen und bieten keine energieträgerübergreifende Auslegung.

Prinzipiell liegt ein starker Fokus auf dem Anwendungsfall der Eigenverbrauchsoptimierung. Dieser Anwendungsfall wird in den meisten Veröffentlichungen als Haupt- oder Nebenaspekt betrachtet. Die Anwendungsfälle Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung und Nutzung dynamischer Strompreise werden zwar vereinzelt betrachtet, spielen aber meist eine untergeordnete Rolle.

4 Anforderungen und Einordnung des Stands der Technik und der Forschung

Die Analyse des Stands der Technik und Forschung, unter Berücksichtigung der Grundlagen, zeigt eine Vielzahl verschiedener Ansätze zur Auslegung von Energiespeichertechnologien auf. In diesem Kapitel wird untersucht, inwieweit die vorgestellten Ansätze aus Kapitel 3 die dritte abgeleitete Forschungsfrage beantworten können.

Im ersten Schritt werden Anforderungen an eine techno-ökonomische Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern entwickelt. Im Anschluss werden die Anforderungen mit den Ansätzen aus dem Stand der Technik und der Forschung abgeglichen und im letzten Schritt der daraus resultierende Handlungsbedarf abgeleitet.

4.1 Ableitung der Anforderungen

Die Anforderungen werden in zwei Kategorien, Anforderungen an den Objektbereich und Anforderungen an die Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern, gegliedert, um diese systematisch strukturieren zu können.

4.1.1 Anforderungen an den Objektbereich

Die Anforderungen an den Objektbereich beschreiben den Einfluss- und Aufgabenraum. Damit werden alle Einflüsse, die auf das Zielsystem einwirken, und alle Aufgaben, die das Zielsystem abbilden muss, beschrieben. Somit spielen diese Anforderungen eine entscheidende Rolle bei der Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern im industriellen Umfeld. Die Anforderungen werden wie folgt definiert:

Vollständigkeit des Objektbereichs

Ziel dieser Arbeit ist es, energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher im Umfeld von Fabriken und Produktionssystemen bewerten zu können. Wie in den Kapiteln 2.3 und 2.4 beschrieben, umfasst die Fabrik, als übergeordnetes System, eine Produktionsumgebung und ein Energiesystem. Diese Anforderung wird zum einen über die verschiedenen Energieverbräuche bzw. Lastprofile beschrieben, die eine Produktionsumgebung definieren. Zum anderen muss das Energiesystem über einen zentralen Anschluss an das öffentliche Stromnetz und über die Energieverteilung innerhalb der Fabrik vertreten sein.

Berücksichtigung aller relevanten Energieformen innerhalb der Fabrik

Fabriken haben verschiedene Produktionsumgebungen und verschiedene Anforderungen an ihr Energiesystem. Damit energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher bewertet werden können, müssen alle relevanten Energieformen innerhalb einer Fabrik berücksichtigt werden. Diese Energieformen unterteilen sich in elektrische, mechanische, thermische und chemische Energie (Kapitel 2.4). Die Anteile der relevanten Energieformen sind unterschiedlich verteilt und können einzeln, kombiniert oder gesamthaft innerhalb eines Energiesystems auftreten.

Berücksichtigung der Energiewandlungen innerhalb der Fabrik

Die Energieversorgung innerhalb der Fabrik ist ein komplexes System und besteht nicht nur aus einem Verbraucher, sondern aus unzähligen Energieverbrauchern mit unterschiedlichen Nutzenergieformen (Kapitel 2.4). Nutzenergien können innerhalb der Fabrik durch die Umwandlung von elektrischer Energie „erzeugt“ werden. Diese Umwandlung ist nachfrage- und produktionsabhängig. Daher müssen diese Energiewandlungen, mit unterschiedlichen Kennlinien und Wirkungsgraden, innerhalb der Fabrik für die Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern berücksichtigt werden.

Berücksichtigung einer Strategie zur Energiebeschaffung

Die richtige Strategie zur Energiebeschaffung spielt eine zentrale Rolle innerhalb der Kostenstruktur und der Energieversorgung von Industrieunternehmen. Kapitel 2.4 und 2.5 zeigen, dass viele unterschiedliche Strategien zur Anpassung der Energiebeschaffung genutzt werden können. Die Netzentgeltreduktion (Peak Shaving und Atypische Netznutzung), Effizienzsteigerung, Eigenverbrauchsoptimierung von erneuerbaren Energien und die Nutzung eines dynamischen Strompreises sind dabei die essentiellsten Stellhebel, um die Strategien und die Energiebeschaffung verbessern zu können. Damit sind diese Anwendungsfälle ebenso für eine Auslegung und Bewertung von (energeträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichern relevant und müssen betrachtet werden.

4.1.2 Anforderungen an die Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern

Um eine techno-ökonomischen Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern durchführen zu können, müssen verschiedene auslegungsspezifische und energiespeichertechnologiespezifische Anforderungen definiert werden (siehe: Definition von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern, Kapitel 2.1).

Für die zu entwickelnde Methode werden folgende Anforderungen abgeleitet:

Berücksichtigung einer multivalenten Auslegung

Ziel dieser Arbeit ist die Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern. „Energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher“ definieren sich als eine Kombination mehrerer monoenergetischer Speicher, die mithilfe verschiedener Energieträger Energie speichern können (Kapitel 2.1). Damit beschränkt sich die Auslegung und Bewertung von hybriden Energiespeichern nicht auf eine vordefinierte Anzahl von Technologien. Demnach sieht eine multivalente Auslegung bzw. Bewertung vor, dass die Anzahl der Energiespeichertechnologien weder vordefiniert noch eingeschränkt ist und theoretisch für jede betrachtete Energieform mindestens ein Energiespeicher bewertet werden kann.

Berücksichtigung einer energieträgerübergreifenden Auslegung

Die Energieversorgung einer Fabrik besteht aus vielen relevanten Energieformen und dazugehörigen Energiewandlungsstellen (Kapitel 2.6). Zugehörig zu den Energieformen können entsprechende Energiespeicher ausgelegt und bewertet werden. Eine energieträgerübergreifende Auslegung beschränkt sich demzufolge nicht auf einen einzelnen Energieträger, sondern betrachtet alle verfügbaren Energieträger.

Berücksichtigung der Dynamik und der Wechselwirkungen der Energieverbräuche

Der Energieverbrauch einer Fabrik ist zum einen von der Produktion und zum anderen von äußeren saisonalen Einflüssen abhängig (Kapitel 2.4). Je nach Produkt, Auslastung und Art der Anlagen ist der Bedarf an Energie und der Bedarf der verschiedenen Energieträger zu jedem Zeitpunkt unterschiedlich. Zudem ist der Energieverbrauch von dem Wirkungsgrad und den Kennlinien der Energiewandlung abhängig. Dadurch entstehen dynamische Schwankungen und Wechselwirkungen zwischen den Energieträgern, den Energieformen und der Energiewandlung. Diese Dynamiken und Wechselwirkungen können über die Lastprofile der Verbraucher und Energiewandlungsanlagen dargestellt werden. Dafür muss für jeden Verbraucher und jede Energiewandlungsstelle ein Lastprofil mit einer Schrittweite von 15 Minuten über ein vollständiges Kalenderjahr vorliegen.

Berücksichtigung der technischen Restriktionen von Energiespeichertechnologien

In den Kapiteln 2 und 3 sind die Grundlagen und die aktuelle Forschung zu Energiespeichertechnologien dargestellt. Es existiert eine Vielzahl von Parametern, die den Betrieb und die Auslegung von Energiespeichertechnologien beeinflussen. Ein besonderer Einflussfaktor für die Auslegung und Bewertung von Energiespeichertechnologien ist die Berücksichtigung der technischen Restriktionen. Wichtige Parameter sind die Degradation, die kalendarische Lebensdauer, die zyklische Lebensdauer und die Entladetiefe. Diese Parameter beeinflussen die technische Auslegung und die anschließende ökonomische Bewertung eines (energieträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichers und sind für dessen Realisierung innerhalb eines Produktionsstandorts notwendig.

4.2 Bewertung des Stands der Technik und der Forschung

In diesem Kapitel werden die Ansätze und Veröffentlichungen aus dem Stand der Technik und der Forschung hinsichtlich der entwickelten Anforderungen bewertet. Abschließend wird der Handlungsbedarf für die vorliegende Arbeit abgeleitet.

4.2.1 Bewertung der Auslegungsansätze für monoenergetische Speicher

Werden die Anforderungen an den Objektbereich betrachtet, so wird die Vollständigkeit des Objektraums von drei Ansätzen umfänglich und von zwei weiteren teilweise abgedeckt (Abbildung 27). Die Berücksichtigung der relevanten Energieformen wird nur von einem Ansatz umfänglich und von einem weiteren Ansatz teilweise abgedeckt. Daneben wird die Energiewandlung von einem Ansatz umfänglich und von vier Ansätzen teilweise berücksichtigt. 16 Ansätze berücksichtigen teilweise eine Strategie zur Energiebeschaffung und zwei Ansätze beschreiben diese umfänglich.

Die Anforderungen an die Auslegung von hybriden Energiespeichern weist deutliche Lücken auf. Keiner der Ansätze betrachtet eine multivalente Auslegung und nur drei Ansätze berücksichtigen teilweise eine energieträgerübergreifende Auslegung. Die Dynamik und die Wechselwirkung der Energieverbräuche wird hingegen in Teilen von 13 Ansätzen berücksichtigt. Technische Restriktionen bei der Auslegung von Energiespeichern werden von fünf Ansätzen umfänglich und von 15 Ansätzen teilweise betrachtet.

Autoren, die mehrere relevante Veröffentlichungen in dem Themengebiet haben, wurden in einer Zeile zusammengefasst (Abbildung 27).

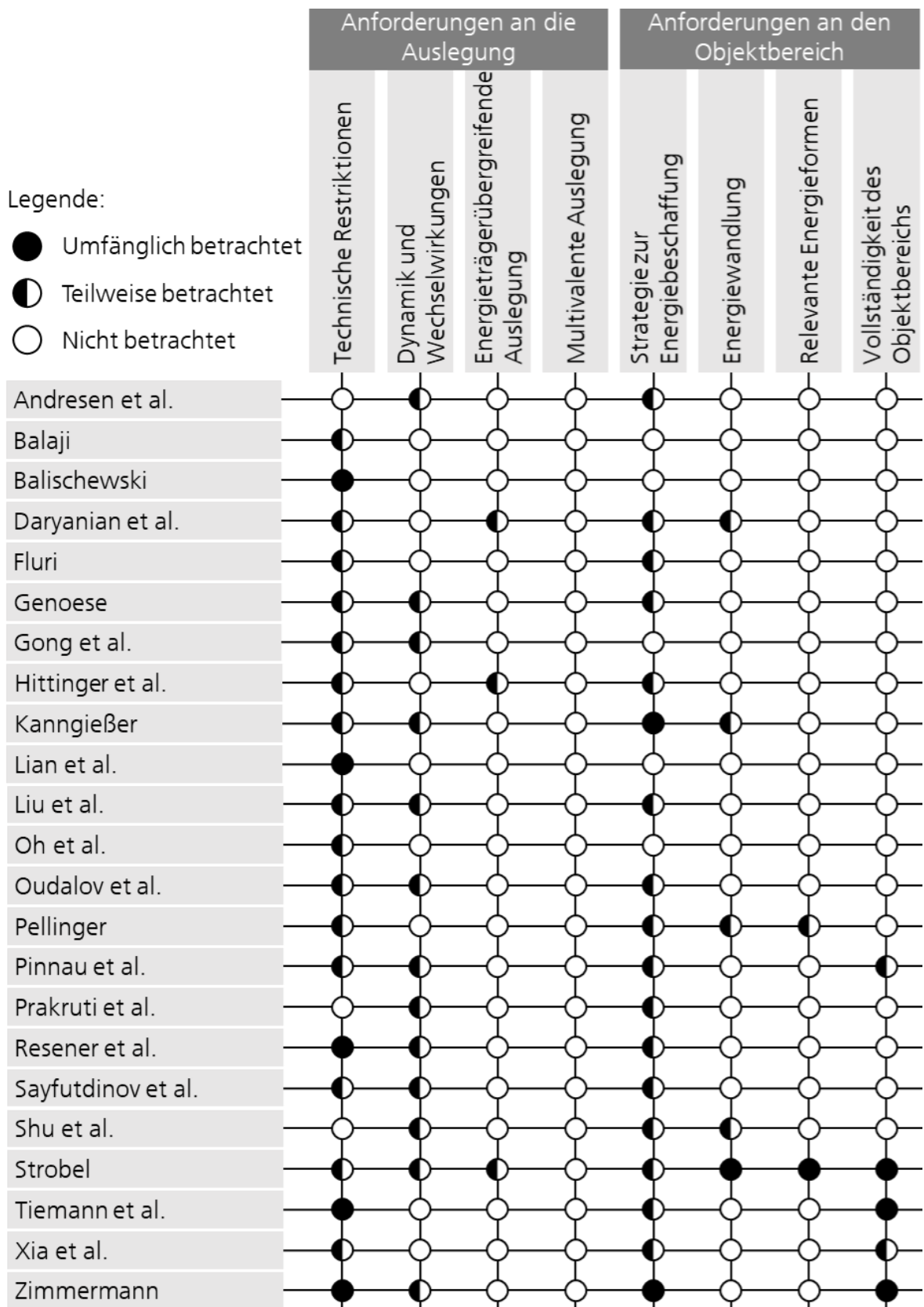


Abbildung 27 Bewertung der Auslegungsansätze für monoenergetische Speicher

4.2.2 Bewertung der Auslegungsansätze für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher

Werden die Anforderungen an den Objektbereich betrachtet, so wird die Vollständigkeit des Objektraums von fünf Ansätzen teilweise abgedeckt (Abbildung 28). Die Berücksichtigung der relevanten Energieformen wird von 14 Ansätzen teilweise abgedeckt. Daneben wird die Energiewandlung von elf Ansätzen teilweise und von zwei Ansätzen umfänglich berücksichtigt. 18 Ansätze beschreiben teilweise eine Strategie zur Energiebeschaffung.

Bei den Anforderungen an die Auslegung von hybriden Energiespeichern weisen für die Betrachtung einer multivalenten Auslegung alle Ansätze eine teilweise Berücksichtigung auf. 14 Ansätze berücksichtigen teilweise eine energieträgerübergreifende Auslegung. Die Dynamik und die Wechselwirkung der Energieverbräuche wird in Teilen von 13 Ansätzen berücksichtigt. Technische Restriktionen bei der Auslegung von Energiespeichern werden von 18 Ansätzen teilweise betrachtet.

Autoren, die mehrere relevante Veröffentlichungen in dem Themengebiet haben, wurden in einer Zeile zusammengefasst. Zudem wurden die eigenen Veröffentlichungen nicht aufgeführt. (Abbildung 28)

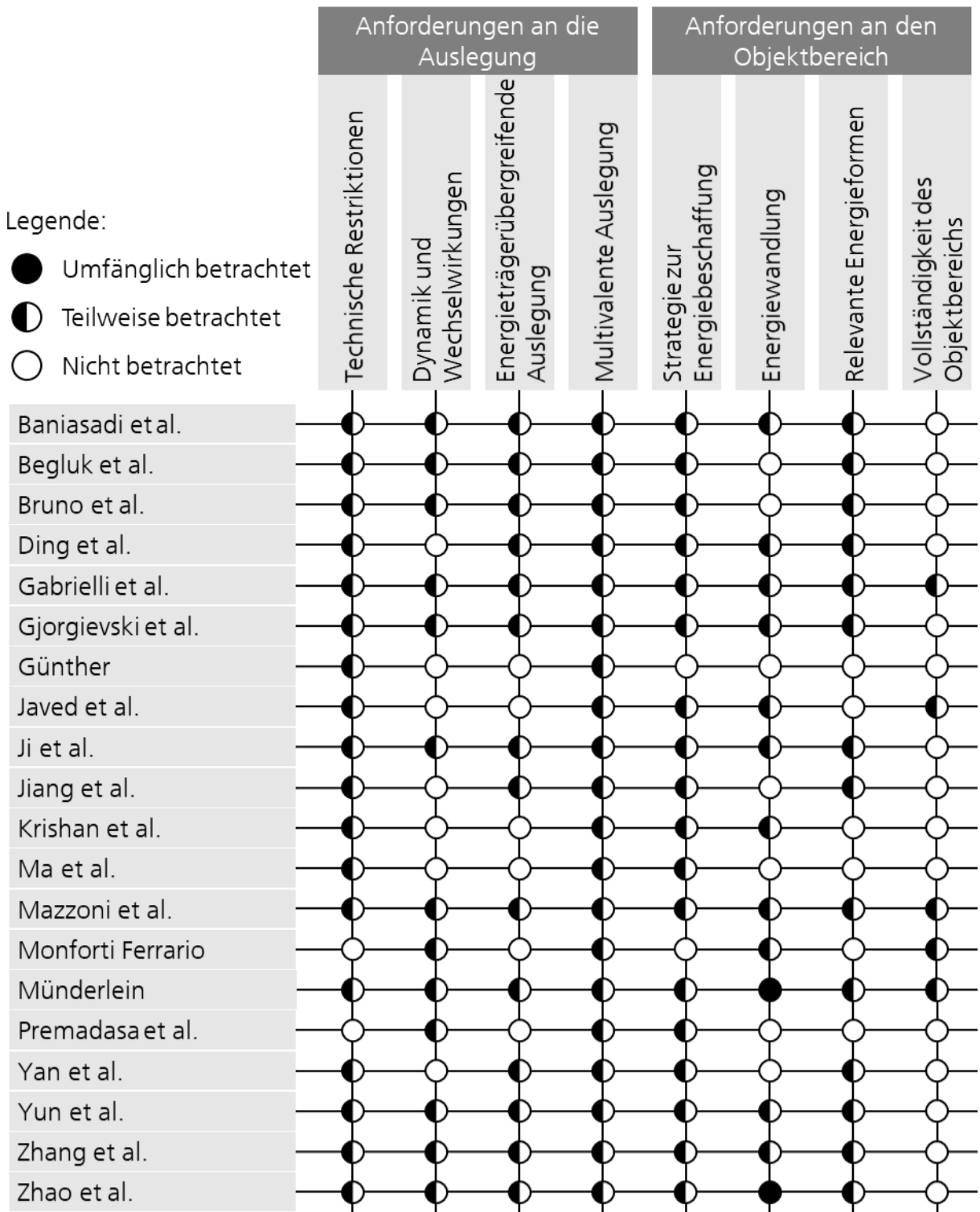


Abbildung 28 Bewertung der Auslegungsansätze für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher

4.3 Zwischenfazit

Wird die Bewertung des Stands der Technik und der Forschung betrachtet, sind in den Bereichen der Anforderungen an den Objektbereich und den Anforderungen an die Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern Defizite zu erkennen.

Die Vollständigkeit des Objektbereichs und der Bezug auf eine Produktionsumgebung bzw. eine Fabrik ist in vielen Ansätzen nicht gegeben. Viele Ansätze spielen sich im öffentlichen Energienetz ab oder beschreiben keinen klaren Bezug zu einem Objektbereich. Die relevanten Energieformen werden von den allgemeinen Auslegungsansätzen kaum berücksichtigt. Die Ansätze sind somit stets energieformbezogen. Viele spezifische Ansätze berücksichtigen teilweise mehrere Energieformen, allerdings nicht alle relevanten Energieformen, womit mögliche Potenziale außer Acht gelassen werden. Die Berücksichtigung der Energiewandlung und die Kennlinien und Wirkungsgrade werden nur von einem Ansatz umfänglich betrachtet. Die anderen Ansätze betrachten diese Anforderungen nur in Teilen oder gar nicht, womit kein realitätsnahes Abbild einer Energieversorgung von Fabriken geschaffen werden kann. Bezüglich der Anforderungen an die Berücksichtigung einer Strategie der Energiebeschaffung weisen viele Ansätze Defizite auf. Die Eigenverbrauchsoptimierung von erneuerbaren Energieanlagen steht in den meisten Fällen im Fokus. Nur wenige Ansätze betrachten auch andere Anwendungsfälle.

Die Vollständigkeit der Anforderungen an die Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern wird im Bereich der technischen Restriktionen von fast allen Ansätzen zumindest teilweise abgedeckt. Diese Ansätze berücksichtigen bereits technische Restriktionen, um eine Auslegung von Energiespeichertechnologien beispielsweise hinsichtlich der Lebensdauer realistisch bewerten zu können. Hinsichtlich der Anforderungen an eine multivalente Auslegung beschränken sich die meisten Ansätze auf eine Lösung beziehungsweise eine Kombination aus zwei Energiespeichertechnologien. Die Möglichkeit einer multivalenten Auslegung und die theoretisch unbegrenzten Kombinationsmöglichkeiten mehrerer

Energiespeichertechnologien werden somit von keinem Ansatz berücksichtigt. Die Anforderungen an eine energieträgerübergreifende Auslegung wird in Teilen von den vorgestellten Ansätzen berücksichtigt. Die Ansätze beziehen sich auf vorgegebene Energieträger und schränken dadurch die Möglichkeiten einer übergreifenden Auslegung ein. Die Dynamik und die Wechselwirkungen der Energieverbräuche werden von den vorgestellten Ansätzen teilweise betrachtet. Dabei bezieht sich der Betrachtungsrahmen in fast allen Ansätzen auf einen einzelnen Energieverbrauch, zum Teil sogar auf einen Verlauf über ein Jahr. Die Berücksichtigung mehrerer Energieverbräuche, einem jeweiligen Verlauf über ein komplettes Jahr in 15 Minuten Zeitschritten und die Berücksichtigung gegenseitiger Wechselwirkungen fehlt komplett.

Keiner der Ansätze wird den Anforderungen in vollem Umfang gerecht, wodurch sich für diese Arbeit in den folgenden Kapiteln Möglichkeiten ergeben, die Anforderungen umfänglich abzubilden.

Somit kann auf Basis des Kapitels 4 die dritte abgeleitete Forschungsfrage beantwortet werden: Welche Anforderungen werden an eine energieträgerübergreifende hybride Energiespeicherbewertung innerhalb eines industriellen Umfelds gestellt?

Nach der Sichtung und Analyse der vorgestellten Literatur bezüglich Be- und Entladestrategien für Energiespeicher (Kapitel 2.2), lässt sich für den Anwendungsfall eines Energiespeichersystems im industriellen Umfeld sagen, dass die Betriebsstrategien vor allem von den jeweiligen Lastprofilen des Industriekunden abhängig sind. Die Lastprofile der Kunden sollten genau bekannt sein, damit die Betriebsführung des Energiespeichersystems optimal angepasst werden kann. Unter diesen Annahmen kann als geeignete Betriebsstrategie „Spätest mögliche Ladung für zukünftige Wegefolge“ von (Kaschub 2017) übernommen und für diese Arbeit zur Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern im industriellen Umfeld angepasst werden.

Die Betriebsführung ist von vielen weiteren Anforderungen und Randbedingungen abhängig. Daher sollten für die Auslegung die Einflüsse auf die Degradation und die

Tiefenentladung für die Betriebsführung und die Auslegung der Energiespeicher berücksichtigt werden.

Um eine ökonomische Bewertung durchführen zu können, wird die Investitionsrechnung benötigt (Kapitel 2.7). Durch eine Analyse der statischen und dynamischen Verfahren wird der Kapitalwert als geeignetes Bewertungskriterium identifiziert (Kapitel 2.7).

Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen kann nun mit der Entwicklung einer techno-ökonomischen Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern begonnen werden.

5 Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern

Dieses Kapitel bildet den Kern der Arbeit. Im Folgenden wird die entwickelte Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern vorgestellt. Grundlage hierfür bildet der methodische Ansatz der VDI 3633 „Simulation von Logistik-, Materialfluss- und Produktionssystemen“ und die Planungsschritte nach (Müller et al. 2009). Mit Hilfe dieses Ansatzes wird das Vorgehen zur techno-ökonomischen Bewertung strukturiert und mathematisch beschrieben.

5.1 Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen orientiert sich an den Planungsschritten und Planungsaktivitäten nach (Müller et al. 2009, S. 110–113). Die Planungsschritte und Planungsaktivitäten untergliedern sich dort in Analyse, Konzipierung, Synthese, Integration und Realisierung. Ziel dieser Arbeit ist es, ein übergreifendes Vorgehen für die techno-ökonomische Bewertung und Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern im Umfeld der Produktion zu entwickeln. Um dieses Ziel zu erreichen, werden die Planungsschritte und Planungsaktivitäten nach (Müller et al. 2009) mit der VDI-Richtlinie 3633 „Simulation von Logistik-, Materialfluss- und Produktionssystemen“ verknüpft. Die VDI-Richtlinie besteht aus den Phasen Zielbeschreibung, Aufgabendefinition, Systemanalyse, Datenbeschaffung, Modellformalisierung, Datenaufbereitung, Implementierung und Experimente (siehe Abbildung 29). Diese Phasen werden nacheinander durchlaufen.

In einer ersten Phase werden konkrete Ziele und Anforderungen erarbeitet, um daraus Aufgaben ableiten zu können (Kapitel 4). In der nächsten Phase wird eine erste Systemanalyse durchgeführt, aus der ein Konzeptmodell erstellt wird. Die Ziele können dabei in Unterziele untergliedert werden, die sich untereinander ergänzen können (VDI 2014). Um ein methodisches Vorgehen entwickeln zu können, sind verschiedene Daten bzw. Inputparameter notwendig. Nachdem die Ziele, die Anforderungen und die Aufgaben definiert sind, wird die nächste Phase eingeleitet. Dabei wird die Datenbeschaffung durchgeführt. Sind die Daten erfasst, können diese analysiert werden. Mit diesen Daten kann das zu definierende Modell formalisiert werden. Im Anschluss daran werden die Daten aufbereitet. Sind diese Schritte abgeschlossen, startet die Implementierung. In der letzten Phase werden Experimente und Analysen zur Validierung des Vorgehens durchgeführt. Am Ende jeder Phase steht eine Verifikation und Validierung der Daten und des Modells an. Damit wird die Durchführbarkeit sichergestellt und Fehler werden präventiv vermieden. (VDI 3633)

Um dieses methodische Vorgehen der VDI und die darin beinhalteten Phasen vereinfachen und mit den Planungsschritten nach (Müller et al. 2009, S. 112; Emde et al. 2021) verknüpfen zu können, werden diese in die Schritte Referenz, Datenbasis, Voranalyse, Auslegung und Bewertung zusammengefasst. Die Referenz beinhaltet die Zielbeschreibung, die Aufgabendefinition und die Systemanalyse. Die Datenbasis entspricht der Datenbeschaffung. Die Voranalyse befasst sich mit der Datenaufbereitung und der Formalisierung. Im Schritt der Auslegung werden die Implementierung, Experimente und Analysen durchgeführt. Der letzte Schritt Bewertung entspricht den Schlussfolgerungen.

Die Phasen der VDI wurden bei der Erstellung der Methode genutzt und finden sich innerhalb der Planungsschritte wieder (siehe Abbildung 29).

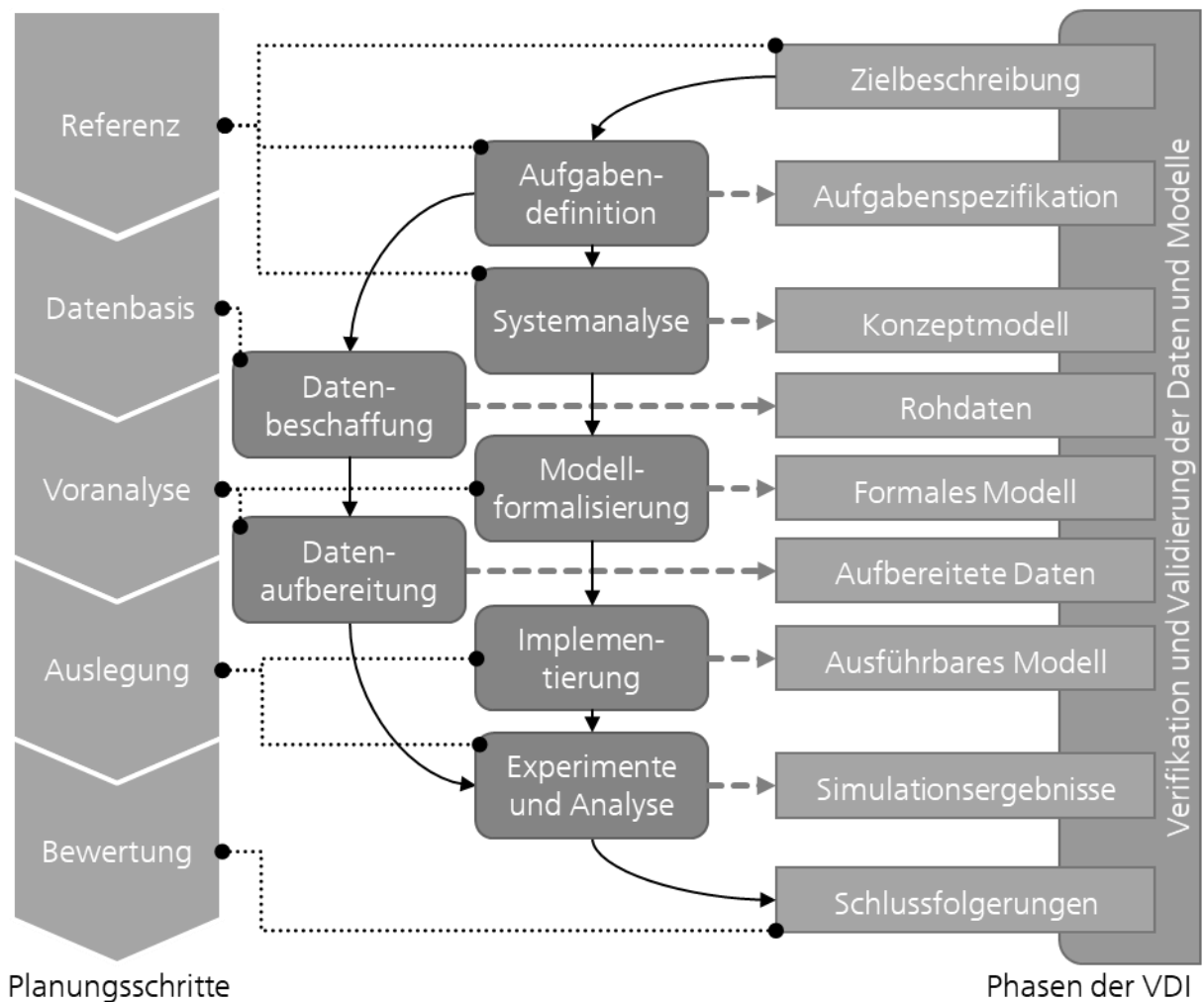


Abbildung 29 Methodisches Vorgehen anhand der Planungsschritte nach (Müller et al. 2009, S. 112; Emde et al. 2021) und der Phasen der (VDI 3633)

5.2 Konzept

Das Vorgehen für die Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern ist in Abbildung 31 dargestellt. Die Phasen sind angelehnt an die Planungsschritte und Planungsaktivitäten nach (Müller et al. 2009, S. 112; Emde et al. 2021). Die Schritte sind in den folgenden Kapiteln detailliert beschrieben.

Im ersten Schritt Referenz wird eine Unternehmensbeschreibung durchgeführt, um die unternehmensspezifischen Daten erfassen zu können. Im anschließenden Schritt

Datenbasis folgt die Aufbereitung und Vereinheitlichung der Daten. Im dritten Schritt Voranalyse wird die Datenbasis hinsichtlich benötigter Parameter zur weiteren Auslegung untersucht. Der vierte Schritt Auslegung ist der zentrale Kern des Vorgehens. Hier finden in einem anwendungsfallspezifischen iterativen Prozess die technische Auslegung und ökonomische Bewertung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher statt. Im letzten Schritt Bewertung werden die Auslegungsergebnisse miteinander verglichen, eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt und die Ergebnisse bewertet.

Die Darstellung orientiert sich an der DIN 66001 – Sinnbilder und ihre Anwendung (Abbildung 30) (DIN 66001). Eine Untermethode kann weitere Untermethoden und Operationen beinhalten. Operationen sind in sich geschlossen und beinhalten keine weiteren Operationen oder Untermethoden. Datenbanken dienen als externe Informationslieferanten. Daten dienen zur Speicherung von (Zwischen-)Ergebnissen und stellen Ein- und Ausgabedaten bereit. An Verzweigungen müssen Entscheidungen und Fallunterscheidungen getroffen werden. Start und Stopp kennzeichnen den Anfang und das Ende der Ablaufdiagramme.

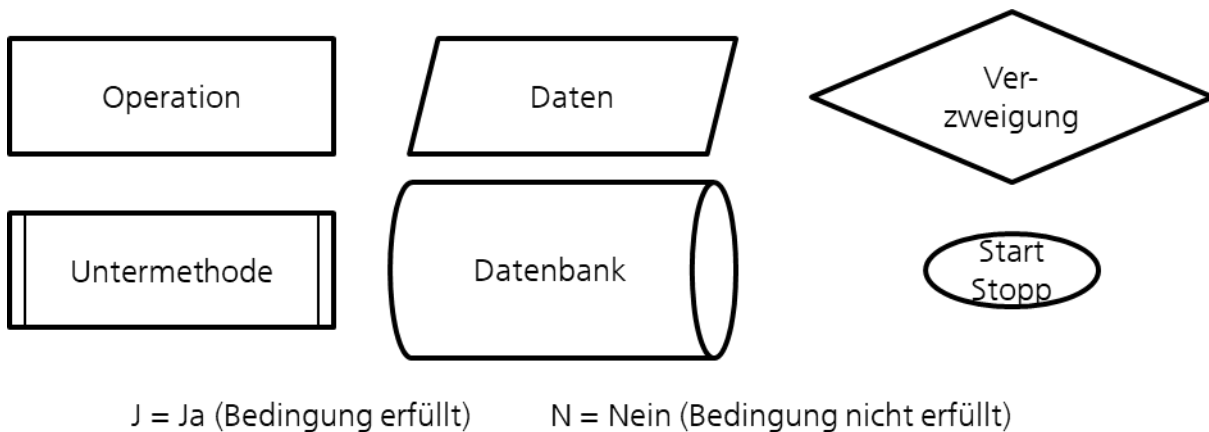


Abbildung 30 Legende der Ablaufdiagramme (DIN 66001)

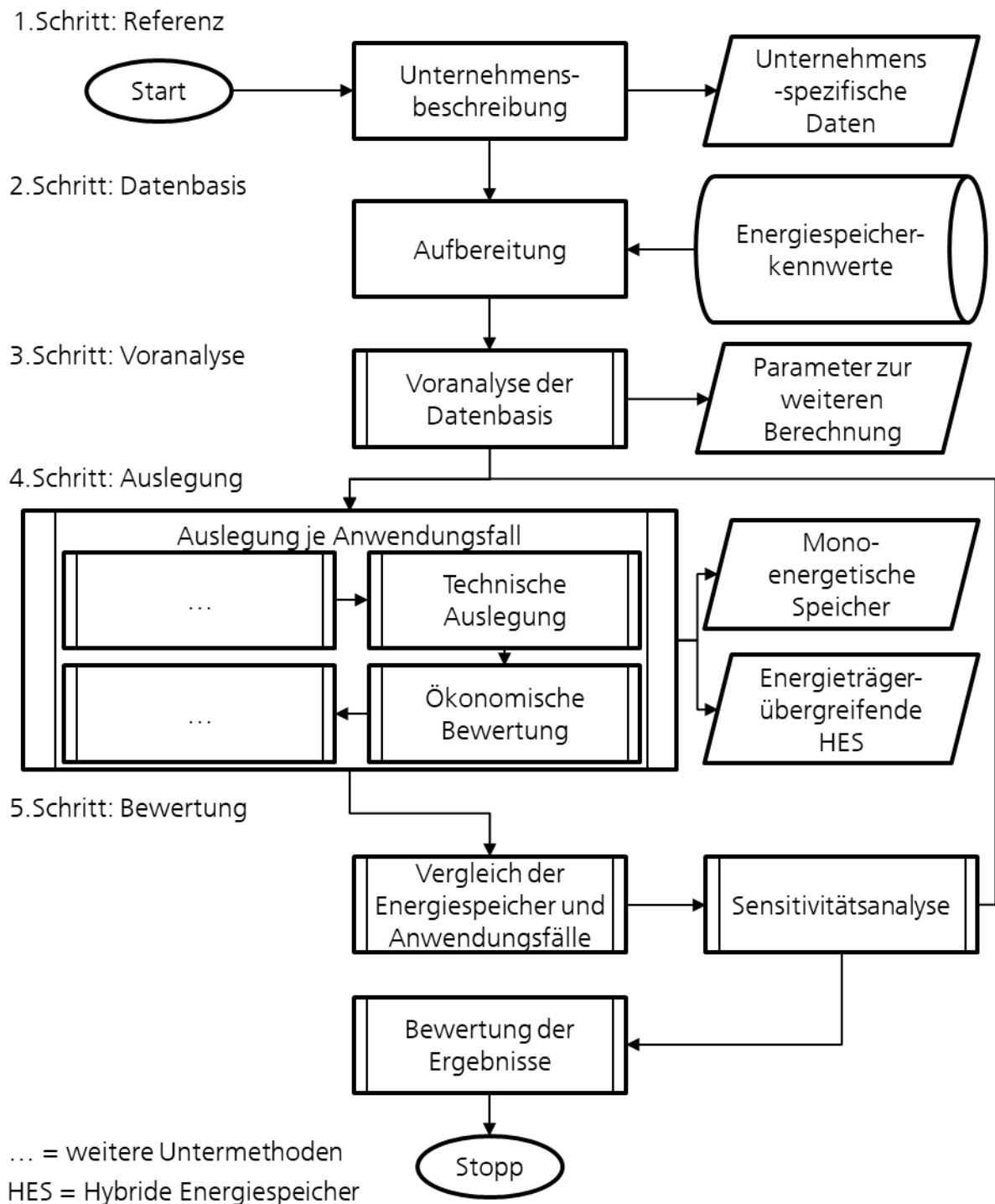


Abbildung 31 Vorgehen für die Bewertung von (energieträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichersystemen (Schritte in Anlehnung an (Müller et al. 2009, S. 112; Emde et al. 2021))

5.2.1 Referenz

Der Schritt Referenz bildet den Start des Vorgehens. Hier werden die Zielbeschreibung, die Aufgabendefinition und die Systemanalyse durchgeführt. Diese beziehen sich auf ein zu untersuchendes Unternehmen. Die Zielbeschreibung und Aufgabendefinition des Vorgehens ergeben sich aus den Anwendungsfällen für Energiespeicher. Die Anwendungsfälle unterteilen sich in Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung, Eigenverbrauchsoptimierung und Nutzung dynamischer Strompreise. Dabei helfen Beschreibungen von unternehmensspezifischen Parametern, wie die Art der Anbindung an das öffentliche Netz, die vorhandenen Energieträger und die Energiewandlungstechnologien. Dies ist die Basis für das weitere Vorgehen. Die Information, welche Energieträger erzeugt, transportiert und genutzt werden, bestimmt die Komplexität und den Umfang der Bewertung beziehungsweise der Auslegung der Energiespeicher.

5.2.2 Datenbasis

Der Umfang der benötigten Datenbasis wird über den vorherigen Schritt bestimmt. Um eine Auslegung durchführen zu können, müssen Grundlagendaten zur Verfügung stehen und für die weitere Verarbeitung aufgearbeitet werden. Welche Datensätze benötigt werden und wie diese Daten vorliegen beziehungsweise aufgearbeitet werden müssen, ist in Tabelle 3 und Tabelle 4 beschrieben.

Tabelle 3 Unternehmensspezifische Datenbasis / Energiemarktspezifische Datenbasis

Datensatz	Beschreibung	Einheit
Lastverlauf / Energieverbrauch jedes relevanten Energieträgers	35.040 Datenpunkte pro Jahr entspricht einer Schrittweite von 15 Minuten	kW
Leistungskurve der relevanten Energiewandlungstechnologien	Leistung über Wirkungsgrad oder Leistung über COP / EER	kW
Energiepreis	Energiekosten, die für den Bezug von Energie (Strom) aus dem öffentlichen Netz anfallen	€/kWh
Leistungspreis	Leistungskosten, die für den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz anfallen	€/kW
Hochlastzeitfenster	Angabe der Zeitfenster in Bezug auf die Hochlast für jede Jahreszeit	
Kapitalzins	Angabe des internen Zinssatzes zur Berechnung des Kapitalwertes	%
Berechnungsdauer	Angabe, über wie viele Jahre die Betrachtung bezüglich Auslegung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit durchgeführt werden soll	a
Energiepreissteigerung pro Jahr	Angabe der jährlichen Energiepreissteigerung	%
Spannungsebene	Angabe bezüglich der Netzanbindung des Unternehmens	
Einspeisevergütung	Vergütung für die Einspeisung von elektrischer Energie in das öffentliche Netz	€/kWh
Erzeugerkurven von erneuerbaren Energien	Erzeugungsprofil von erneuerbaren Energien mit 35.040 Datenpunkten pro Jahr entspricht einer Schrittweite von 15 Minuten	kW
Dynamische Strompreiskurve	Strompreiskurve eines zu untersuchenden Energiemarkts mit 35.040 Datenpunkten pro Jahr; entspricht einer Schrittweite von 15 Minuten	€/kWh

Tabelle 4 Energiespeicherspezifische Datenbasis / Parameter der Energiespeicherdatenbank

Datensatz	Beschreibung	Einheit
Spezifische Leistungskosten (Capex)	Spezifische Leistungskosten pro installiertem kW	€/kW
Spezifische Energiekosten (Capex)	Spezifische Energiekosten pro installierter kWh	€/kWh
Spezifische leistungsbezogene Betriebskosten (Opex)	Betriebskosten in Bezug auf die installierte Leistung	€/kW*a
Spezifische energiebezogene Betriebskosten (Opex)	Betriebskosten in Bezug auf die installierte Energie	€/kWh*a
Wirkungsgrad	Wirkungsgrad des Systems inklusive Ein- und Ausspeicherung	%
Entladetiefe	Maximale Entladetiefe	%
Selbstentladung	Selbstentladung beziehungsweise Selbstentladerate pro Tag	%/d
Degradation	Degradation des Energiespeichers	%/a
Zyklische Lebensdauer	Anzahl der Zyklen, die ein Energiespeicher über seine Lebensdauer erreichen kann	-
Kalendarische Lebensdauer	Anzahl der Jahre, die ein Energiespeicher über a seine Lebensdauer erreichen kann	a
Reaktionszeit	Reaktionszeit eines Energiespeichers	ms; s; min

5.2.3 Voranalyse

In diesem Schritt der Voranalyse erfolgt eine Analyse der verfügbaren Daten. Zu Beginn werden die jeweiligen Lastprofile durch die Energiewandlerkurven dividiert, um so auf den elektrischen Energiebezug schließen zu können. Dies wird über die Formel (17) zu jedem Zeitpunkt (t) des Lastprofils berechnet.

$$L_j = \frac{P_j}{\eta_{EW}}(t) \quad (17)$$

Darauf folgt die Bestimmung des Lastprofils am Netzanschlusspunkt über die Formel (18).

$$L_N = L_{el} + L_{th,W} + L_{th,K} + L_{mech} + L_{chem} \quad (18)$$

Im Anschluss werden die Lastspitzen der jeweiligen Lastprofile mit der Funktion (19) untersucht.

$$L_{j,max} = P_{j,max} = \max(L_j) \quad (19)$$

Nach der Untersuchung der Lastspitzen kann die mittlere Leistung je Lastprofil nach Formel (20) berechnet werden. Die mittlere Leistung entspricht ebenso der Leistung, auf die die Lastspitzen reduziert werden können.

$$L_{j,mittel} = P_{j,mittel} = \frac{\sum P_j}{\text{Anzahl der Zeitschritte}} \quad (20)$$

Mit der Funktion (21) wird die minimale Leistung je Lastprofil, der sogenannte Stand-by Verbrauch, ermittelt.

$$L_{j,min} = P_{j,min} = \min(L_j) \quad (21)$$

Im Anschluss wird mithilfe der Formel (22) der Energieverbrauch je Lastprofil über ein Jahr berechnet (8.760 = Stunden pro Jahr).

$$E_{j,Jahr} = P_{j,mittel} * 8760 \text{ h} \quad (22)$$

Über die Formel (23) wird der mittlere Wirkungsgrad der Energiewandler pro Lastprofil ermittelt.

$$\eta_{EW,mittel} = \frac{\sum \eta_{EW,j}}{\text{Anzahl der Zeitschritte}} \quad (23)$$

Im nächsten Schritt sollten die ermittelten Daten qualitativ beschrieben werden. Um eine erste Aussage über den Einsatz von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern tätigen zu können, ist die Beschreibung der Lastprofile ein wichtiger Aspekt. Dabei wird beschrieben, ob ein typischer Verlauf erkennbar ist und in welchen Zeiträumen die Lastprofile ihre maximalen Werte aufweisen. Für ein Kältelastprofil ist ein typischer Verlauf, dass die Lastspitzen in den Sommermonaten auftreten. Im Winter ist typischerweise der Bedarf niedriger als im Sommer.

Anhand dieser Analysen können die Energiespeichertechnologien bestimmt werden, die für die Bewertung und Auslegung infrage kommen.

Über die unternehmensspezifische Angabe der Hochlastzeitfenster innerhalb eines Jahres, können die Datensätze der Lastprofile ermittelt werden, die innerhalb dieser Zeitfenster liegen ($L_{j,HLZF}$).

Die Erheblichkeitsschwelle ergibt sich aus dem Netzanschluss eines Unternehmens an die Nutzungsebene (Kapitel 2.5).

Mittels des Lastprofils am Netzanschlusspunkt und der Energieerzeugerkurve von erneuerbaren Energieanlagen kann die überschüssige Energie, die in das öffentliche Netz eingespeist wird, über die Formel (24) ermittelt werden.

$$L_{\ddot{U}} = L_N - L_{EE} \quad (24)$$

Mithilfe der Funktion (25) kann der Median einer dynamischen Strompreiskurve, mit der Funktion (26) der maximale Wert und mithilfe der Funktion (27) der minimale Wert ermittelt werden.

$$K_{DS,med} = \text{Median}(L_{DS}) \quad (25)$$

$$K_{DS,max} = \max(L_{DS}) \quad (26)$$

$$K_{DS,min} = \min(L_{DS}) \quad (27)$$

Diese Voranalyse stellt die Grundlage für die weitere Auslegung und die Berechnung der Anwendungsfälle für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher dar.

Der Ablauf ist in der Abbildung 32 dargestellt. Die Eingabe- und Ausgabedaten sind in der Tabelle 5 angegeben.

Tabelle 5 Eingabe- und Ausgabedaten

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Leistung je Energieträger/-wandler und Zeitschritt $P_j(t)$	kW	Lastprofildaten ($L_{(j)}(k)$ und $L_{(N)}(k)$)	kW
Hochlastzeitfenster		Maximale Leistung am Netzanschlusspunkt ($P_{N,max}$)	kW
Erheblichkeitsschwelle	kW	Mittlere Leistung am Netzanschlusspunkt ($P_{N,mittel}$)	kW
Energiewandlerkurven (η_{EW})	% - COP	Maximale Leistung je Lastprofil ($L_{j,max}$)	kW
Energieerzeugerkurven (L_{EE})	kW	Mittlere Leistung je Lastprofil ($L_{j,mittel}$)	kW
Dynamische Strompreiskurve	€	Mittlerer Wirkungsgrad der EW ($\eta_{EW,mittel}$)	
		Maximaler, medianer und minimaler Wert der dynamischen Strompreiskurve (K_{DS})	€

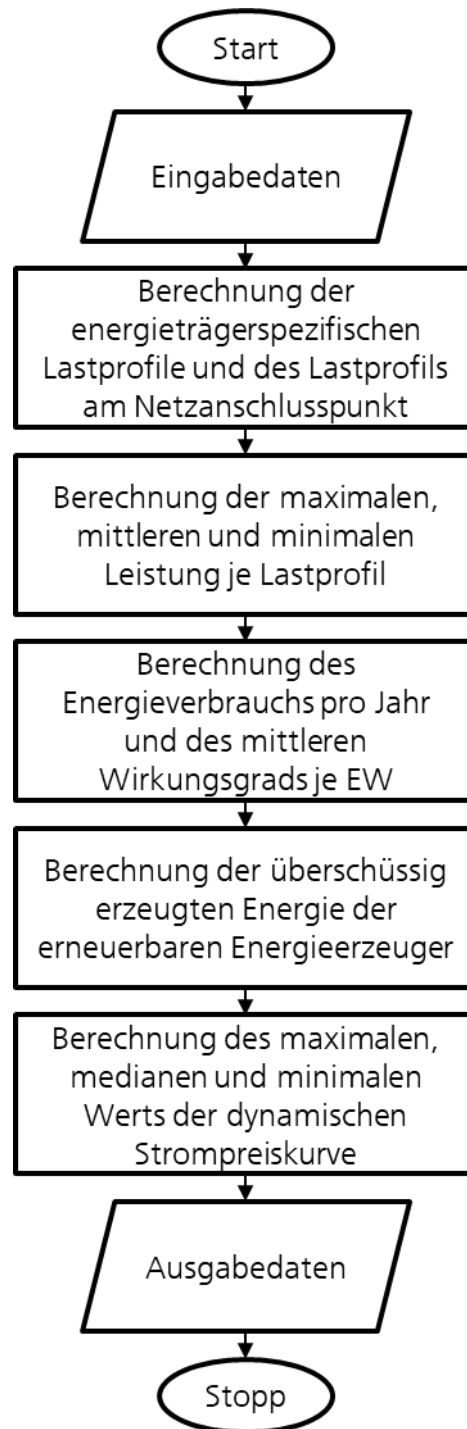


Abbildung 32 Voranalyse

Die Voranalyse kann, wie in der Abbildung 33 dargestellt, visualisiert werden. Um die saisonalen und betrieblichen Einflüsse erkennen zu können, sollten die Ausgabedaten über ein komplettes Jahr abgebildet werden. Wenn verfügbar können die Daten in 15 Minuten Schritten oder in 60 Minuten Schritten dargestellt werden. Damit die Anonymität der Unternehmensdaten gewahrt wird, sollten diese in Prozent abgebildet werden. Allgemein verfügbare Daten, wie dynamische Strompreiskurven, können mit den vorgegebenen Einheiten (beispielsweise €) dargestellt werden.

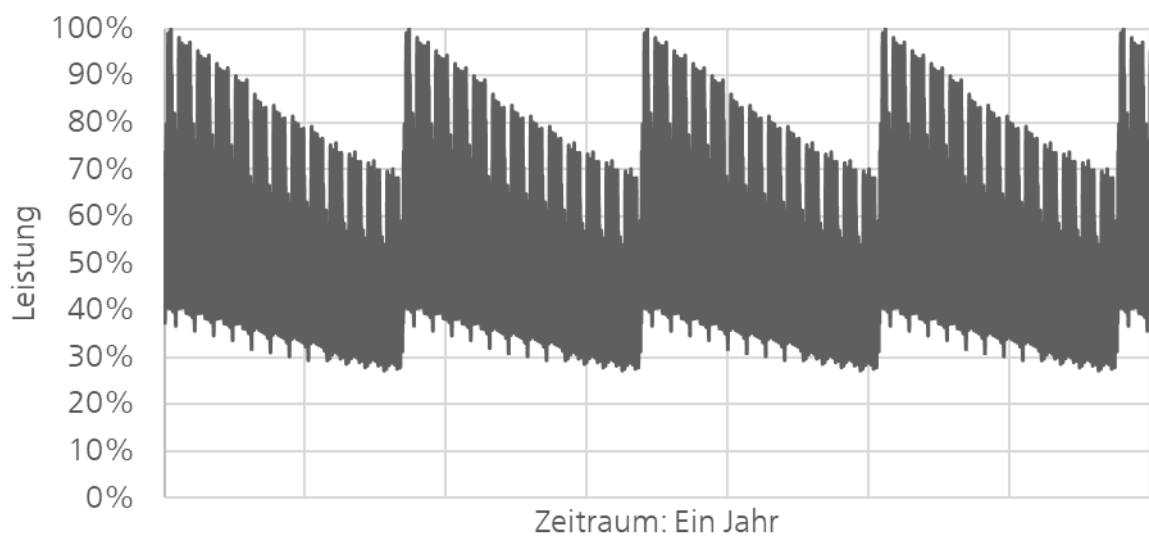


Abbildung 33 Visualisierung der Voranalyse

5.2.4 Auslegung

In diesem Schritt erfolgt die technische und die ökonomische Auslegung der (energieträgerübergreifenden hybriden) Energiespeicher. Das Ergebnis ist eine detaillierte Berechnung verschiedener Energiespeicherkombinationen für die vorhandenen Daten. Die Ablaufbilder sind angelehnt an die DIN 66001. Das Vorgehen unterteilt sich in die fünf Anwendungsfälle Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Eigenverbrauchsoptimierung, Effizienzsteigerung und Nutzung eines dynamischen Strompreises. Das Vorgehen wird anhand des Anwendungsfalls Peak Shaving beschrieben. Schritte, die nur auf andere Anwendungsfälle zutreffen, werden am Ende einer Unter Methode separat aufgeführt. Unter Methoden, die auf andere Anwendungsfälle zutreffen und auf Peak Shaving nicht zutreffen, werden ebenso separat aufgeführt.

5.2.4.1 Allgemeines Vorgehen der Auslegung

Im folgenden Kapitel wird das Vorgehen zur Auslegung der (energieträgerübergreifenden hybriden) Energiespeicher dargestellt, sowie die schematische Darstellung der Ablaufpläne nach Din 66001.

Jeder Ablaufplan ist mit einem Start und einem Stopp gekennzeichnet. Zuerst werden die Eingabedaten eingelesen. Daraufhin folgt ein Anwendungsfall spezifisches Vorgehen in Form einer Unter Methode. Innerhalb dieser Unter Methoden sind für alle Anwendungsfälle die grundlegenden Unter Methoden technische Auslegung von monoenergetischen Speichern, technische Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern und ökonomische Bewertung der Energiespeicher enthalten. Im letzten Schritt erfolgt die Ausgabe der Daten. Damit endet das grundlegende Vorgehen.

Kurzbeschreibung der Anwendungsfälle

Beim Peak Shaving wird versucht, durch Lastspitzenkappung zu Zeiten von hohen Lastspitzen, die Kosten für das Netzentgelt zu verringern und dadurch ein gleichmäßigeres Lastprofil zu erhalten. Für diesen Anwendungsfall werden Lastprofilaten analysiert und anhand von Energiespeicherauslegungen überprüft, ob Kosten reduziert werden können. Die Ermittlung der Rentabilität erfolgt mittels Kapitalwertmethode. Das Ergebnis gibt ein Energiespeicherkonzept unter Berücksichtigung wirtschaftlicher und unternehmerischer Aspekte vor. In den folgenden Kapiteln wird die methodische Vorgehensweise anhand von Ablaufdiagrammen beschrieben.

Das Vorgehen und das Ziel des Anwendungsfalls Atypische Netznutzung gleichen dem des Anwendungsfalls Peak Shaving. Hier wird versucht, die Lastspitze innerhalb des Hochlastzeitfensters (HLZF) zu reduzieren.

Mithilfe des Anwendungsfalls Effizienzsteigerung wird versucht, die Effizienz der Energiewandlungsanlagen eines Unternehmens durch die Nutzung von Energiespeichern zu erhöhen und den Energiebezug vom öffentlichen Netz und die Energiekosten zu senken. Dieser Anwendungsfall unterliegt der Annahme, dass die Energiewandlungstechnologien ohne die Nutzung eines Energiespeichers immer im aktuell möglichen effizientesten Bereich betrieben werden. Dies beinhaltet auch eine effiziente Einschaltreihenfolge bei der Nutzung mehrerer Energiewandlungstechnologien, beispielsweise mehrerer Kompressionskältemaschinen. Daneben muss die Bedingung erfüllt werden, dass mit Energiespeichertechnologien der Energiebedarf zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden muss. Dies bedeutet für die Anwendung mit Energiespeicherung, dass die ausspeicherbare Energie die Kapazität der Energiespeicher vorgibt. Falls die ausspeicherbare Energie, die Energiespeicherleistung in Kombination mit der Energiewandlung im effizientesten Betriebsbereich, nicht ausreicht, wird zugunsten der Produktionssicherheit die Leistung der Energiewandlungstechnologien erhöht und auf den effizienten Betrieb verzichtet.

Durch den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung wird mithilfe von (energeträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichern die Eigenverbrauchsquote von erneuerbaren Energieerzeugern gesteigert. Überschüssige Energie, die zuvor in das öffentliche Netz eingespeist wurde, wird in einem Energiespeicher zwischengespeichert und bei späterem Bedarf wieder entnommen.

Für den Anwendungsfall Nutzung dynamischer Strompreise wird eine vom Unternehmen vorgegebene dynamische Strompreiskurve genutzt. Mithilfe von (energeträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichern wird versucht, zu niedrigen Preisen Energie zu beziehen, zwischenzuspeichern und in Zeiten von hohen Energiepreisen die Energie wieder auszuspeisen und so die jährlichen Gesamtkosten zu reduzieren.

5.2.4.2 Ablaufdiagramme der Anwendungsfälle

Im Folgenden werden die Programmabläufe beschrieben, die bei den Anwendungsfällen Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung, Eigenverbrauchsoptimierung und Nutzung dynamischer Strompreise durchlaufen werden. Der übergeordnete Ablauf ist in Abbildung 34 dargestellt.

Der Ablauf für den Anwendungsfall Peak Shaving startet mit dem Einlesen der Daten. Anschließend folgen jeweils in einer Untermethode die Lastprofilanalyse, die Berechnung der Leistung für Peak Shaving, die Auslegung der monoenergetischen Speicher, die Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher, die Berechnung der neuen Lastprofile und die ökonomische Bewertung. Abschließend werden die neuen Daten ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet.

Das grundlegende Vorgehen bei der atypischen Netznutzung gleicht dem des Anwendungsfalls Peak Shaving und beinhaltet die gleichen Untermethoden und das gleiche übergeordnete Ablaufdiagramm (Abbildung 34).

Der Ablauf für die Anwendungsfälle Effizienzsteigerung und Eigenverbrauchsoptimierung startet mit dem Einlesen der Daten. Anschließend folgen jeweils in einer Untermethode die Lastprofilanalyse, Ermittlung der resultierenden Lastprofile, die technische Auslegung

der monoenergetischen Speicher, die technische Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher und die ökonomische Bewertung. Abschließend werden die neuen Daten ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet.

Der Ablauf für den Anwendungsfall Nutzung dynamischer Strompreise startet mit dem Einlesen der Daten. Anschließend folgen jeweils in einer Untermethode die Analyse des dynamischen Strompreisprofils, Lastprofilanalyse, Berechnung der spezifischen Ein- und Ausspeicherpotenziale, die technische Auslegung der monoenergetischen Speicher, die technische Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher und die ökonomische Bewertung. Abschließend werden die neuen Daten ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet.

Die Eingabe- und Ausgabedaten für die Ablaufdiagramme sind in der Tabelle 6 angegeben.

Tabelle 6 Eingabe- und Ausgabedaten für den Schritt Auslegung

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Lastprofile und Datensätze (L_j (k) und L_N (k))	kW	energiespeicherspezifische Lastprofilaten ($L_{(j,i)}$ (k) und $L_{(N,neu)}$ (k))	kW
Energiewandlerkurven (η_{EW})	% - COP	Energiespeicher(-kombinationen)	
Leistungspreis (E_{PN})	€/kW	Energiespeicherleistungen ($P_{Speicher}$)	kW
Energiepreis (E_W)	€/kWh	Energiespeicherkapazitäten ($W_{Speicher}$)	kWh
leistungsspezifische Anschaffungskosten (e_p)	€/kW	Energiespeicherverhältnisse	
energiespezifische Anschaffungskosten (e_w)	€/kWh	Jährliche Betriebskosten (B_G)	€
leistungsspezifische Betriebskosten (b_p)	€/kW	Kapitalwert (K_w)	€
energiespezifische Betriebskosten (b_w)	€/kWh	Amortisationszeit (t_A)	Jahre
Kapitalzins (i)	%	Investition (I)	€
Berechnungsdauer (t)	Jahre	Restwert (R_N)	€
Energiepreissteigerung pro Jahr (i_{ep})	%	Gesamtkosten (K_G)	
Maximale Leistung am Netzanschlusspunkt ($P_{N,max}$)	kW	Ersatzinvestitionen (n_{EI})	Anzahl
Mittlere Leistung am Netzanschlusspunkt ($P_{N,mittel}$)	kW	Zyklen (zyk)	
Maximale Leistung je Lastprofil ($L_{j,max}$)	kW	Einsparungen (E_G)	€
Mittlere Leistung je Lastprofil ($L_{j,mittel}$)	kW		

Wirkungsgrad Energiespeicher %
(η_{Speicher})

Wirkungsgrad Energiewandler % - COP
(η_{EW})

Einspeisevergütung (e_{EE}) €

Atypische Netznutzung

Lastprofile und Datensätze innerhalb des HLZF ($L_{j,\text{HLZF}}$ (k))	kW	Energiespeicherspezifische Lastprofilaten ($L_{(j,i)}$ (k), $L_{(N,\text{neu})}$ (k) und ($L_{j,i,\text{HLZF}}$ (k)))	kW
--	----	---	----

Eigenverbrauchsoptimierung

Energieerzeugungsprofil (L_{EE})	kW	Energiespeicherspezifische Lastprofilaten ($L_{(j,i)}$ (k), $L_{(N,\text{neu})}$ (k), ($L_{\text{EE},i}$) und ($L_{\text{Ü}}$))	kW
---	----	--	----

Lastprofil Energieüberschuss ($L_{\text{Ü}}$) kW

Nutzung dynamischer Strompreise

Strompreiskurve und Datensätze (K_{DS} (k)) €

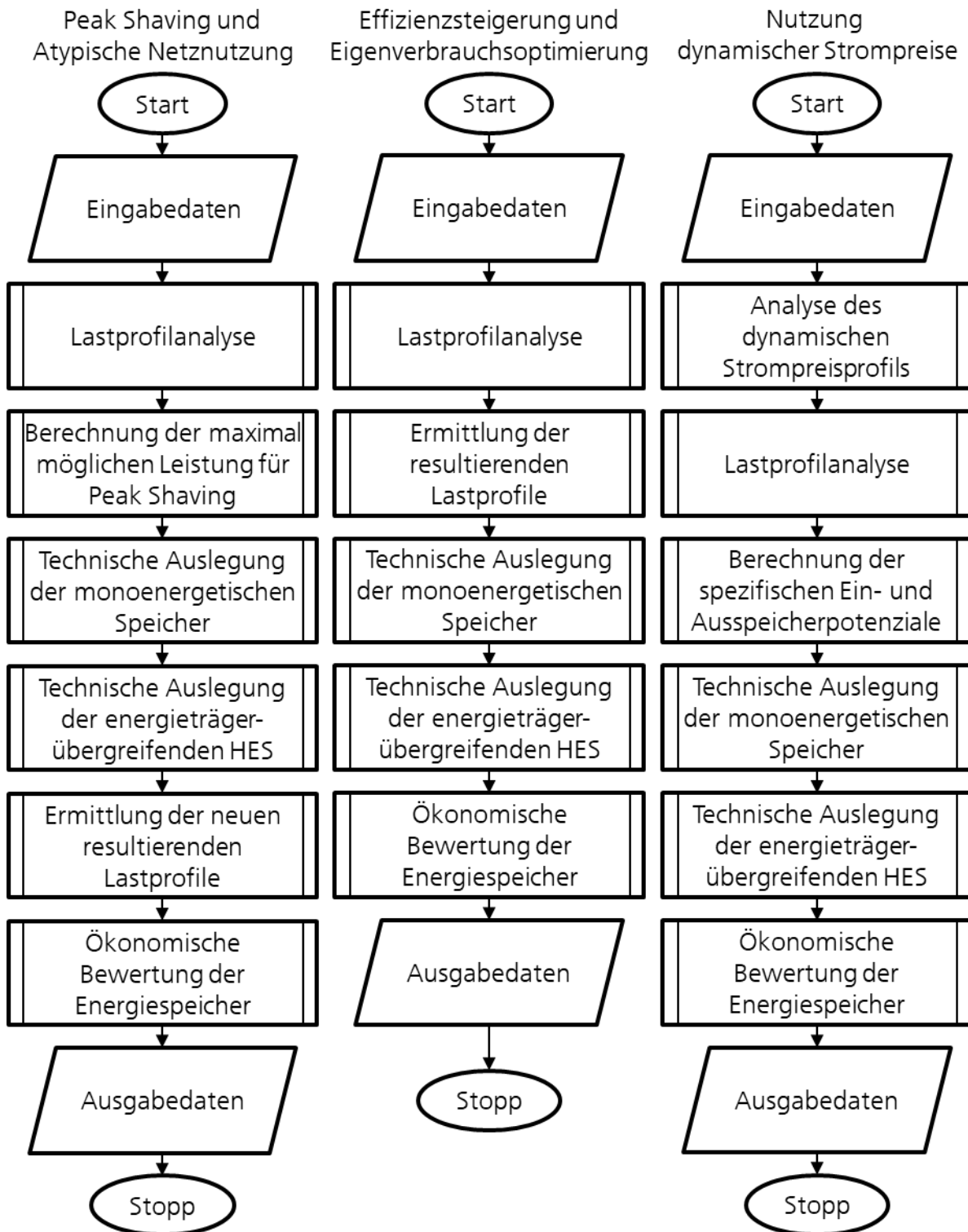


Abbildung 34 Übergeordnete Ablaufdiagramme für die Anwendungsfälle

5.2.4.3 Untermethode Analyse des dynamischen Strompreisprofils

Die Analyse des dynamischen Strompreisprofils ist in Abbildung 35 dargestellt. Für die Analyse werden alle Datensätze der Strompreiskurve im ersten Schritt eingelesen und anschließend untersucht. Dafür wird abgeglichen, ob der aktuelle Datensatz größer oder kleiner als der Medianwert der Strompreiskurve ist. Ist der Datensatz kleiner, kann hier grundsätzlich eine Einspeicherung stattfinden. Ist der Datensatz größer, ist eine Ausspeicherung möglich. Nach dem alle Datensätze untersucht wurden, ist das Ablaufdiagramm mit der Ausgabe der Ausgabedaten abgeschlossen (Tabelle 7).

Tabelle 7 Eingabe- und Ausgabedaten für die Analyse des dynamischen Strompreisprofils

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Strompreiskurve und Datensätze ($K_{DS}(k)$)	€	Ausspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($A_{pot,j}(k)$)	kW
Median der Strompreiskurve ($K_{DS,median}$)	€	Einspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($E_{pot,j}(k)$)	kW

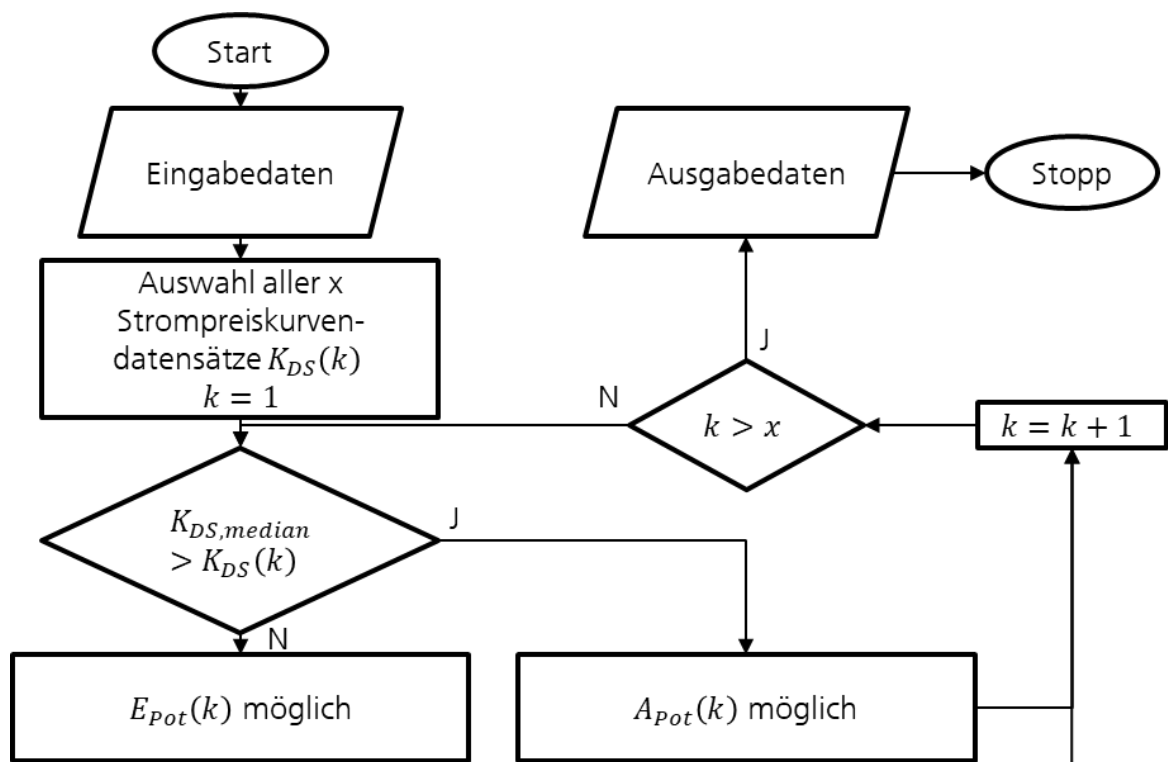


Abbildung 35 Ablaufdiagramm Analyse des Strompreisprofils

5.2.4.4 Untermethode Lastprofilanalyse

Bei der Lastprofilanalyse werden alle vorhandenen Lastprofile und die möglichen Peak Shaving Leistungen je Lastprofil untersucht. Abbildung 36 zeigt den Ablaufplan zur Lastprofilanalyse. Zu Beginn werden die Eingabedaten eingelesen. Im nächsten Schritt werden die zu untersuchenden Leistungen in eine Anfangsleistung (P_1) und eine maximale Leistung (P_2) über eine Schrittweite definiert. P_2 stellt die maximale Peak Shaving Leistung dar und wird mittels Formel (28) berechnet.

$$P_2 = \max(P_N) - P_{N,mittel} \quad (28)$$

Anschließend werden alle verfügbaren Lastprofile (L_j) mit den dazugehörigen Leistungen zu den Datensätzen (k) untersucht. Mit der Formel (29) werden die benötigten Leistungen für Peak Shaving bestimmt. Die Peak Shaving Leistung errechnet sich, indem die Leistung am Netzanschlusspunkt vom Datensatz (k) mit der maximalen Leistung am Netzanschlusspunkt subtrahiert und mit der zu untersuchenden Leistung $P(y)$ addiert wird.

$$P_{S,j}(k) = P_N(k) - \max(P_N) + P(y) \quad (29)$$

Im nächsten Schritt wird überprüft, ob $P_{S,j}(k)$ größer oder kleiner Null ist. Wenn $P_{S,j}(k)$ kleiner Null ist, wird die nächste Leistung des Datensatzes (k) untersucht. Wenn die $P_{S,j}(k)$ größer Null ist, wird abgeglichen, ob $P_{S,j}(k)$ kleiner oder größer der jeweiligen Leistung des Lastprofils zum Datensatz (k) ist. Wenn $P_{S,j}(k)$ kleiner ist, wird diese Leistung als sogenannte Ausspeicherleistung definiert (A_{pot}). Wenn $P_{S,j}(k)$ größer ist, wird überprüft, ob die jeweilige Leistung des Lastprofils ($L_j(k)$) größer oder kleiner der zu untersuchenden Leistung $P(y)$ ist. Wenn die Leistung des Lastprofils kleiner ist, wird diese als Ausspeicherleistung definiert. Sollte die Leistung des Lastprofils kleiner sein, wird die zu untersuchende Leistung als Ausspeicherleistung definiert. Sobald alle Schleifen vollständig durchlaufen wurden und somit alle Lastprofile, alle Lastprofilaten und der Leistungsbereich untersucht sind, wird die maximale Ausspeicherleistung je Lastprofil (A_{pot}) und die kombinierte Ausspeicherleistung ($A_{pot,k}$) definiert. Abschließend werden die neuen Daten ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet. Die Eingabe- und Ausgabedaten sind in der Tabelle 8 angegeben.

Tabelle 8 Eingabe- und Ausgabedaten für die Lastprofilanalyse

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Lastprofile und Datensätze (L_j (k))	kW	Peak Shaving Leistung je Lastprofil und Datensatz ($P_{S,j}$ (k))	kW
Maximale Leistung am Netzanschlusspunkt ($P_{N,max}$)	kW	Ausspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($A_{pot,j}$ (k))	kW
Mittlere Leistung am Netzanschlusspunkt ($P_{N,mittel}$)	kW	Maximale Ausspeicherleistung je Lastprofil ($A_{pot,j,max}$)	kW
Maximale Leistung je Lastprofil ($L_{j,max}$)	kW	Maximale kombinierte Ausspeicherleistung ($A_{pot,k,max}$)	kW
Mittlere Leistung je Lastprofil ($L_{j,mittel}$)	kW		
Effizienzsteigerung			
Energiewandlerkurven (η_{EW})	% - COP	Einspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($E_{pot,j}$ (k))	kW
Eigenverbrauchsoptimierung			
Energieerzeugungsprofil (L_{EE})	kW		
Lastprofil Energieüberschuss ($L_{\ddot{U}}$)	kW		
Nutzung dynamischer Strompreise			
Strompreiskurve und Datensätze (K_{DS} (k))	€	Energiespeicherspezifische Lastprofilaten ($L_{(j,i)}$ (k))	kW
Median der Strompreiskurve ($K_{DS,median}$)	€	Energiespeicherspezifische Ausspeicherpotenziale ($A_{pot,j,i}$ (k))	kW
Ausspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($A_{pot,j}$ (k))	kW	Energiespeicherspezifische Einspeicherpotenziale ($E_{pot,j,i}$ (k))	kW
Einspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($E_{pot,j}$ (k))	kW		
Wirkungsgrad Energiespeicher ($\eta_{Speicher}$)	%		

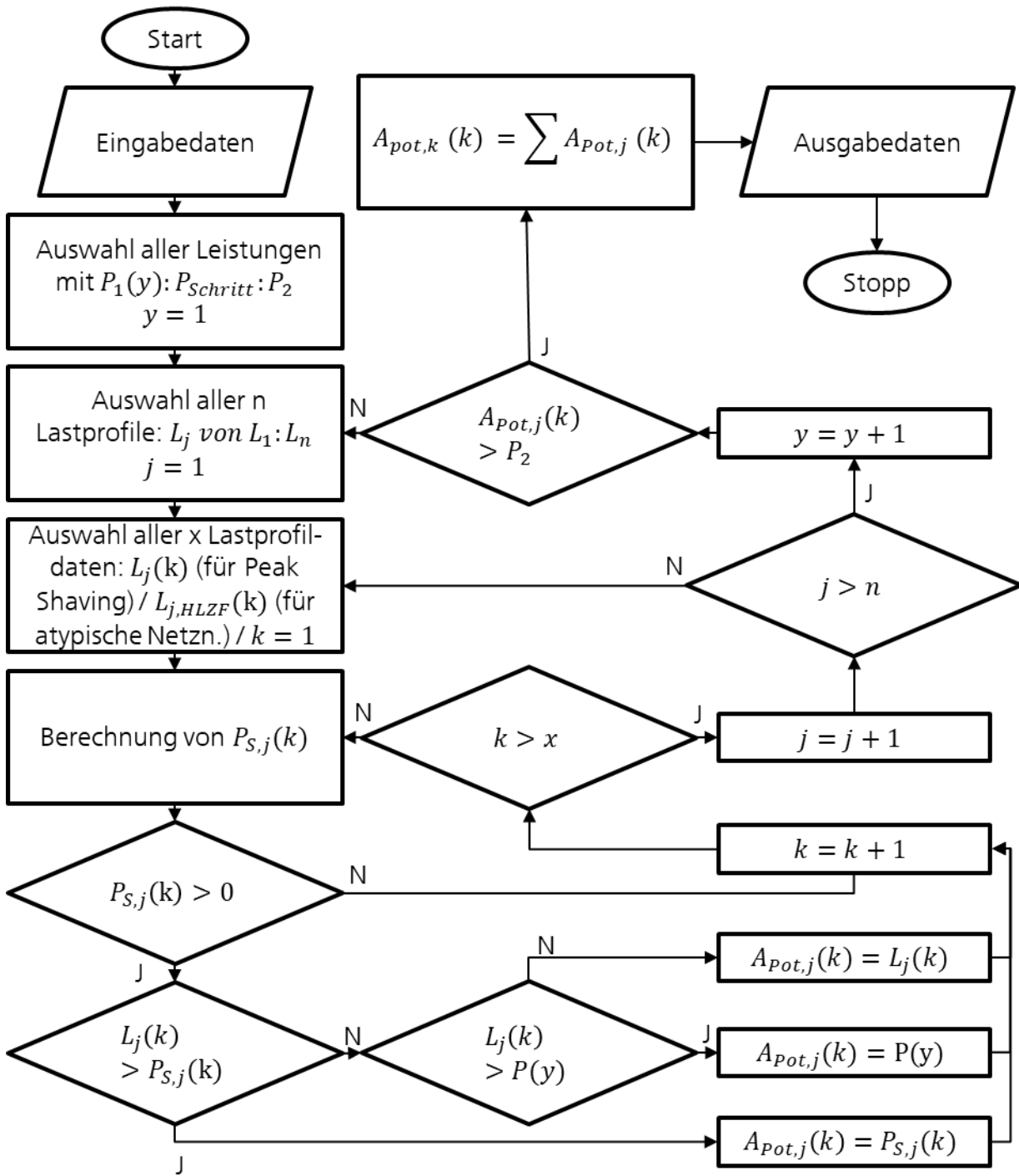


Abbildung 36 Ablaufdiagramm Lastprofilanalyse

Unterschiede des Anwendungsfalls Atypische Netznutzung

Bei der Lastprofilanalyse erfolgt die Berechnung der maximalen Leistung, die durch eine bestimmte Speichertechnologie gedeckt werden kann. Hierbei wird überprüft, ob zu jedem Zeitpunkt die Möglichkeit besteht, die Lastspitze über das Lastprofil decken zu können. Der Ablauf der Lastprofilanalyse orientiert sich an dem gleichen Ablauf und den gleichen Formeln wie der Anwendungsfall Peak Shaving (Abbildung 36). Der einzige Unterschied ist, dass nicht die kompletten Datensätze (k) der Lastprofile (L_j) untersucht werden müssen, sondern nur die innerhalb des HLZF ($L_{j,HLZF}(k)$).

Unterschiede des Anwendungsfalls Effizienzsteigerung

In Abbildung 37 ist das Ablaufdiagramm für die Lastprofilanalyse des Anwendungsfalls Effizienzsteigerung dargestellt. Im ersten Schritt werden alle nötigen Eingabedaten eingelesen. Anschließend folgt eine Untersuchung aller Energiewandler (EW)-Wirkungsgradlastprofile und derer Datensätze. Für jeden Datensatz wird überprüft, ob dieser dem maximal möglichen Wirkungsgrad für diesen Bereich entspricht oder nicht. Entspricht dieser Datensatz dem maximal möglichen Wirkungsgrad, wird der nächste Datensatz überprüft. Wenn nicht, wird überprüft, ob die benötigte Leistung des Lastprofils größer oder kleiner der maximalen Leistung im Betriebspunkt des maximalen möglichen Wirkungsgrads liegt. Ist die Leistung größer, kann das Ausspeicherpotenzial ermittelt werden. Ist die Leistung kleiner, kann das Einspeicherpotenzial ermittelt werden. Sobald alle Datensätze und alle EW-Wirkungsgradprofile untersucht wurden, können die neuen Daten ausgegeben werden und das Ablaufdiagramm ist beendet.

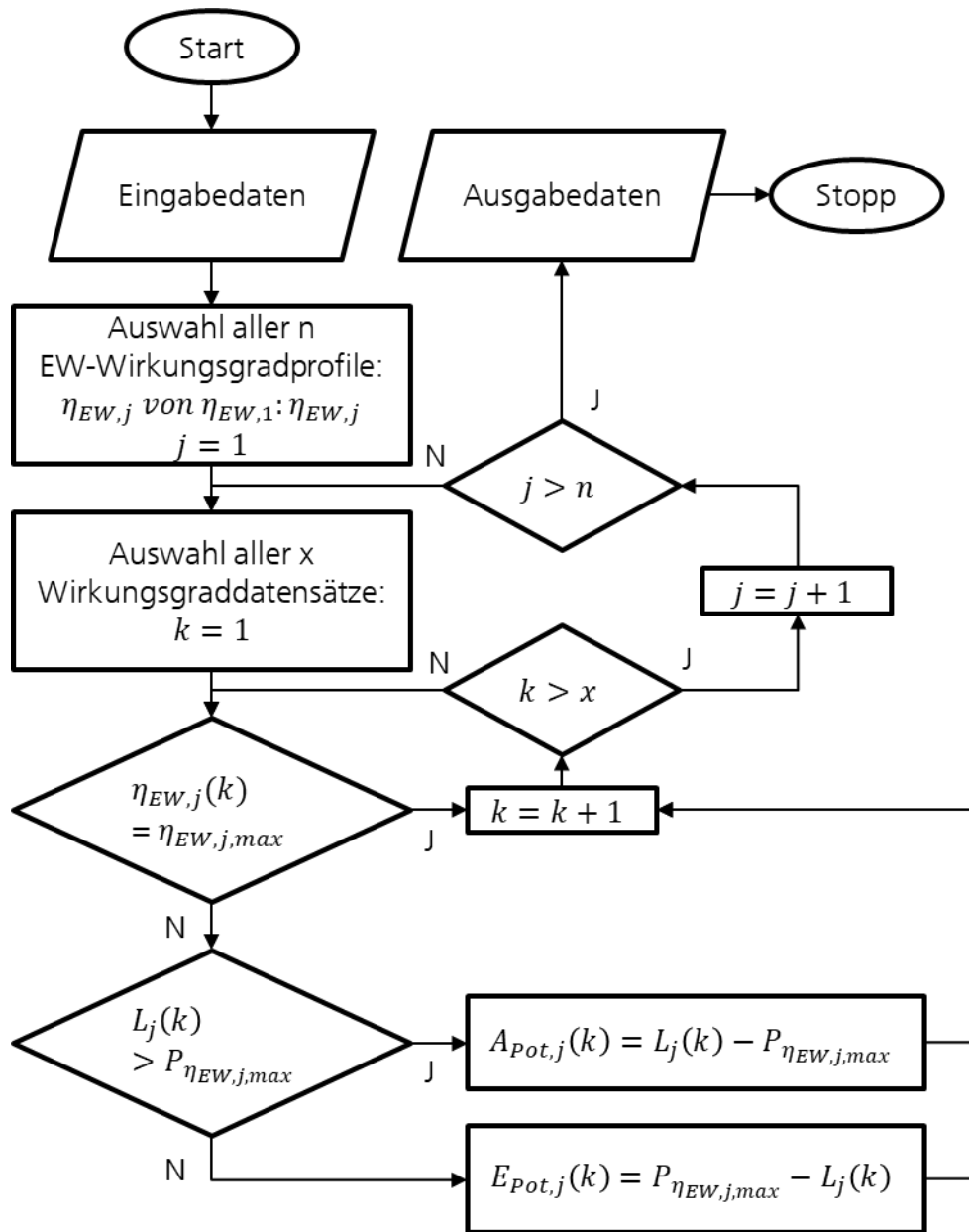


Abbildung 37 Ablaufdiagramm Lastprofilanalyse für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung

Unterschiede des Anwendungsfalls Eigenverbrauchsoptimierung

Abbildung 38 zeigt die Lastprofilanalyse für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung. Im ersten Schritt werden die Eingabedaten eingelesen. Darauf folgt die Betrachtung der einzelnen spezifischen Lastprofile und deren Datensätze. Im folgenden Schritt wird überprüft, ob die überschüssige Leistung, die in das öffentliche Netz eingespeist wird, größer oder kleiner Null ist. Wenn die Leistung größer Null ist, wird diese Leistung mit dem Einspeicherpotenzial gleichgesetzt. Ist die Leistung kleiner, wird überprüft, ob die spezifische Leistung des Lastprofils größer oder kleiner ist, als die Leistung des erneuerbaren Energieerzeugungsprofils (L_{EE}). Ist die spezifische Leistung des Lastprofils größer, kann ein Ausspeicherpotenzial für einen Energiespeicher berechnet werden. Wenn die spezifische Leistung kleiner ist, ist die Ausspeicherleistung gleich Null. Nachdem alle Datensätze und alle Lastprofile untersucht wurden, schließt dieses Ablaufdiagramm mit der Übergabe der Ausgabedaten ab.

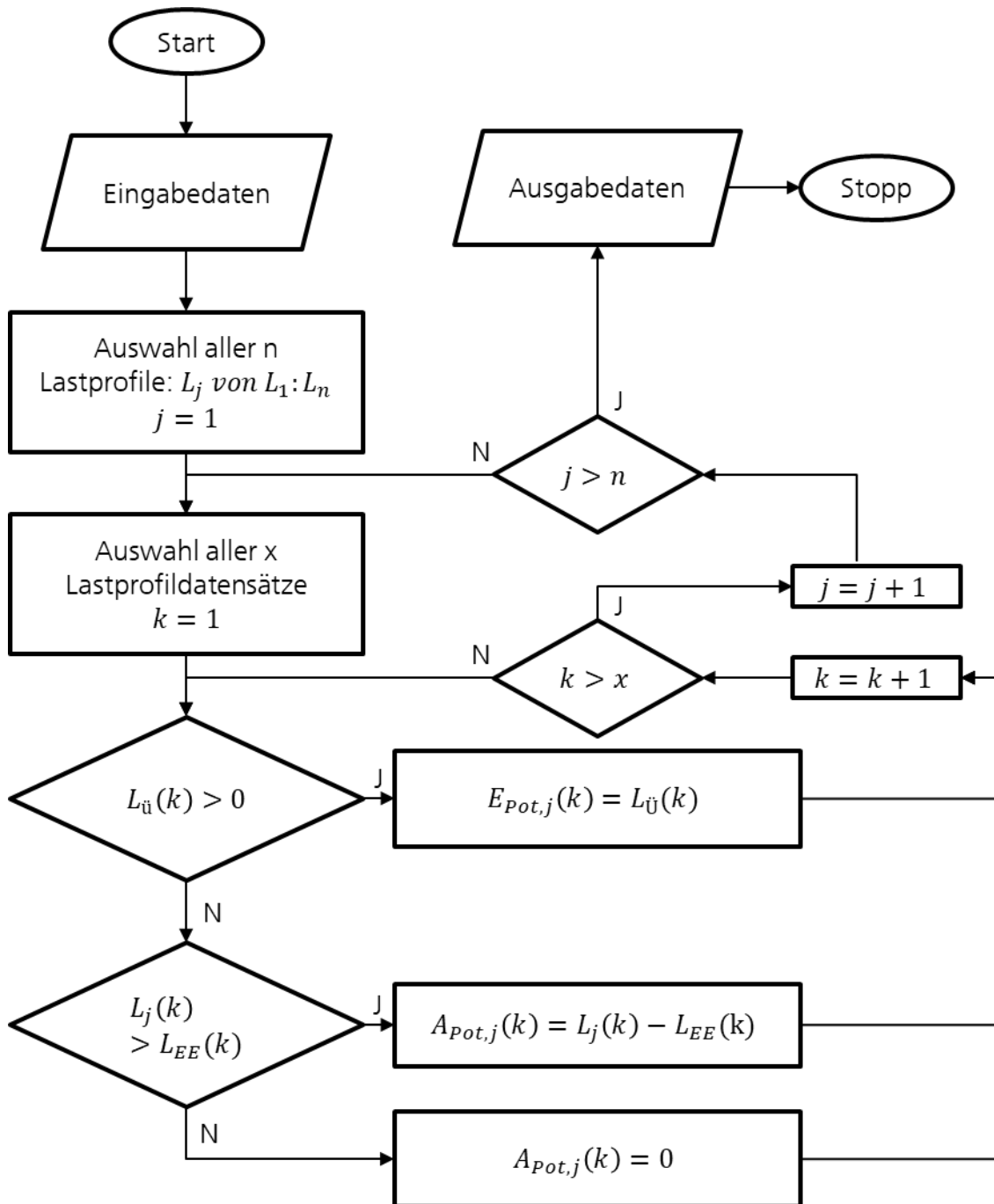


Abbildung 38 Ablaufdiagramm Lastprofilanalyse des Anwendungsfalls Eigenverbrauchsoptimierung

Unterschiede des Anwendungsfalls Nutzung dynamischer Strompreise

Abbildung 39 stellt die Analyse der spezifischen Lastprofile, die Berechnung der neuen spezifischen Lastprofile und die Berechnung der energiespeicherspezifischen Ein- und Ausspeicherprofile dar. Dafür werden im ersten Schritt alle benötigten Eingabedaten eingelesen. Anschließend werden nacheinander alle spezifischen Lastprofile untersucht. Durch die Analyse der dynamischen Strompreiskurve ist bekannt, an welchen Stellen ein- und ausgespeichert werden kann (siehe Abbildung 35). Mit der Bedingung Nr. 1 wird überprüft, ob die Summe der lastprofilspezifischen Einspeicherpotenziale größer oder kleiner als die Summe der lastprofilspezifischen Ausspeicherpotenziale ist. Ist die Summe der lastprofilspezifischen Einspeicherpotenziale kleiner, geben diese Werte die maximale Leistung vor. Ist diese Summe größer, geben die Ausspeicherpotenziale die maximale Leistung vor. Im nächsten Schritt werden damit die spezifischen Energiespeicherwirkungsgrade untersucht, um damit in der Untermethode die Berechnung der energiespeicherspezifischen Ein- und Ausspeicherpotenziale durchführen zu können. Sobald alle Wirkungsgrade und Lastprofile untersucht wurden, können anschließend die neuen Lastprofile anhand der Formel (30) bestimmt werden.

$$L_{j,i}(k) = L_j(k) - A_{pot,j,i}(k) + E_{pot,j}(k) \quad (30)$$

Das Ablaufdiagramm ist mit der Ausgabe der Ausgabedaten abgeschlossen.

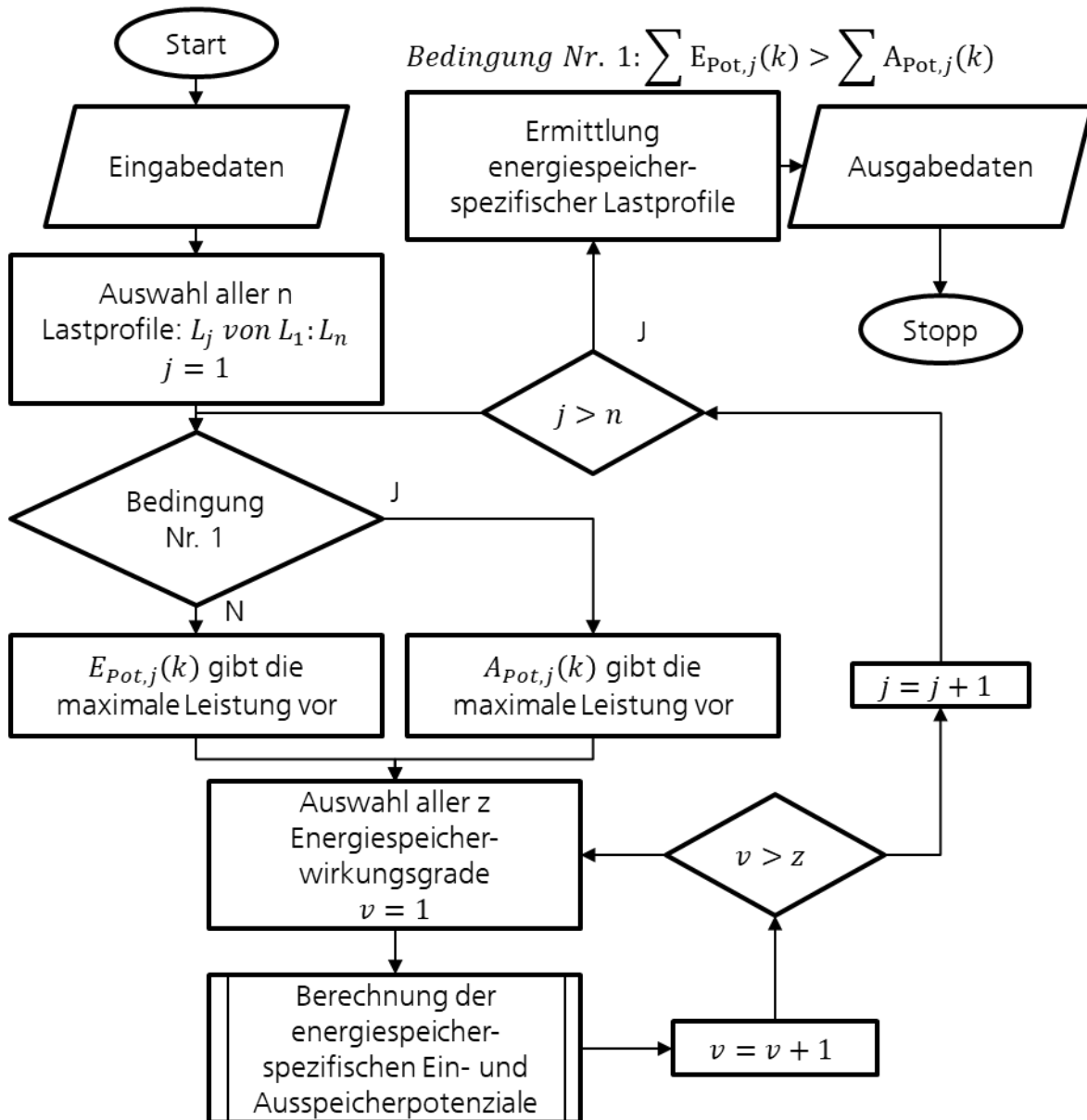


Abbildung 39 Ablaufdiagramm Lastprofilanalyse des Anwendungsfalls Nutzung dynamischer Strompreise

5.2.4.5 Untermethode Berechnung der energiespeicherspezifischen Ein- und Ausspeicherpotenziale

Abbildung 40 zeigt das Ablaufdiagramm zur Berechnung der energiespeicherspezifischen Ein- und Ausspeicherpotenziale. Im ersten Schritt werden alle Leistungen der Ein- und Ausspeicherpotenziale vom kleinsten bis zum größten Wert hin untersucht. Anschließend werden alle Datensätze der spezifischen Lastprofile und der Strompreiskurve untersucht. Dafür folgt in den nächsten zwei Schritten die Möglichkeit Energie auszuspeichern, wenn der aktuelle Preis der Strompreiskurve über dem Median liegt und die Energie einzuspeichern, wenn der aktuelle Preis der Strompreiskurve unter dem Median liegt. Diese Betrachtung wird in mehreren Schleifen durchgeführt bis alle Kombinationsmöglichkeiten der Ein- und Ausspeicherung zu verschiedenen Preisen, bis zum Erreichen des maximalen und des minimalen Preises der Strompreiskurve, erreicht sind. Innerhalb dieser Schleifen werden die zusammenhängenden Zeiträume der Ein- und Ausspeicherpotenziale ermittelt und vom kürzesten bis zum längsten Zeitraum untersucht.

Mithilfe der Formel (31) wird die benötigte Einspeicherenergie für den jeweiligen Zeitraum (Zeit in h) berechnet.

$$W_{A/E_{pot}} = \sum_{t_1}^{t_{max}} A/E_{Pot,j}(k) * t(z) * \eta_{Speicher} \quad (31)$$

Nach diesem Schritt wird der Zeitraum für das Ein- und Ausspeicherpotenzial bestimmt. Mit diesem Zeitraum und den Formeln (32) und (33) kann das neue Ein- und Ausspeicherpotenzial berechnet werden.

$$\sum E/A_{Pot,j,i}(k) = \frac{\sum_{t=1}^{t_{max}} A/E_{Pot,j}(k)}{\eta_{Speicher}} \quad (32)$$

$$E/A_{Pot,j,i}(k) = \frac{\sum E/A_{Pot,j,neu}(k)}{\text{Zeitraum } A_{Pot,j} > 0} \quad (33)$$

Nach diesem Schritt werden mehrere iterative Schleifen durchgeführt, um alle Zeiträume, alle Leistungen und Datensätze untersuchen zu können. Im letzten Schritt werden die neuen Daten ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet.

Die Ein- und Ausgabedaten können der Tabelle 9 entnommen werden.

Tabelle 9 Eingabe- und Ausgabedaten für die Berechnung der energiespeicherspezifischen Ein- und Ausspeicherpotenziale

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Strompreiskurve und Datensätze ($K_{DS}(k)$)	€	Energiespeicherspezifische Ausspeicherpotenziale ($A_{pot,j,i}(k)$)	kW
Median der Strompreiskurve ($K_{DS,median}$)	€	Energiespeicherspezifische Einspeicherpotenziale ($E_{pot,j,i}(k)$)	kW
Ausspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($A_{pot,j}(k)$)	kW		
Einspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($E_{pot,j}(k)$)	kW		
Lastprofile und Datensätze ($L_j(k)$)	kW		
Wirkungsgrad Energiespeicher ($\eta_{Speicher}$)	%		

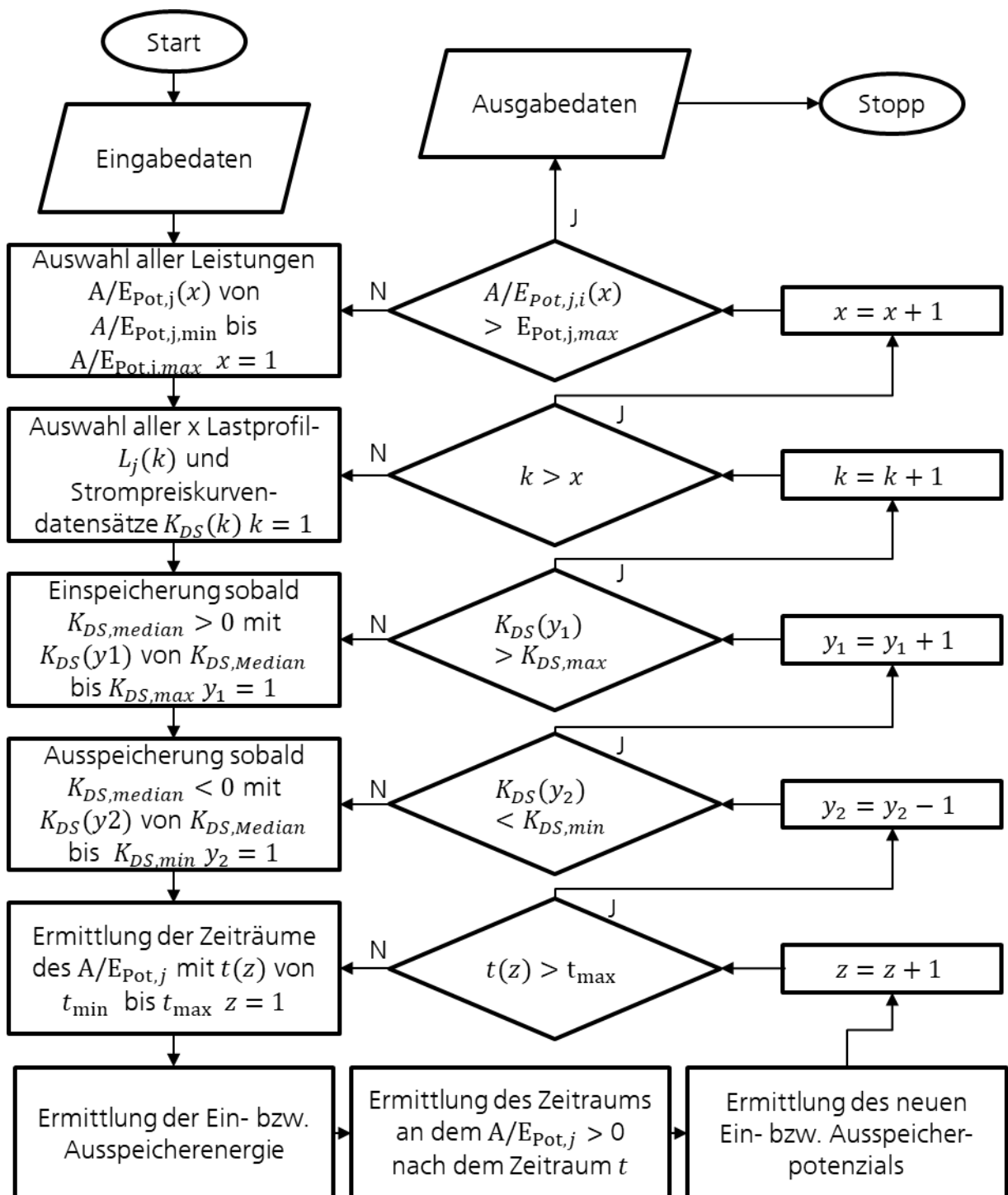


Abbildung 40 Ablaufdiagramm für die Berechnung der energiespeicherspezifischen Ein- und Ausspeicherpotenziale

5.2.4.6 Untermethode Ermittlung der resultierenden Lastprofile

Die Berechnung der neuen resultierenden Lastprofile, des Einspeicherpotenzials, des Ausspeicherpotenzials und der neuen Energiewandler (EW)-Wirkungsgradprofile für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung wird anhand des folgenden Ablaufdiagramms durchgeführt (Abbildung 41). Im ersten Schritt werden die Eingabedaten eingelesen. Für jeden Energiespeicher werden die Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade untersucht. Anschließend wird das zuvor ermittelte Ausspeicherpotenzial je Lastprofil vom kleinsten bis zum größten Leistungswert analysiert. Dafür wird der längste zusammenhängende Zeitraum der Ausspeicherleistungen ermittelt. Mithilfe der Formel (34) kann die benötigte Ausspeicherenergie für den ermittelten Zeitraum berechnet werden. Diese Formel unterliegt folgender Bedingung: Die untersuchte Leistung muss kleiner oder gleich dem spezifischen Einspeicherpotenzial des Lastprofils sein. Wenn die untersuchte Leistung größer ist, wird stattdessen die spezifische Einspeicherleistung aufsummiert. Ist die untersuchte Leistung kleiner, wird diese Leistung aufsummiert.

$$W_{A_{pot}} = \sum_{t_1}^{t_{max}} A_{Pot,j}(k) * \text{Zeit in h} \quad (34)$$

Nach diesem Schritt wird der Zeitraum für das Einspeicherpotenzial bestimmt. Mit diesem Zeitraum und den Formeln (35) und (36) kann das neue Einspeicherpotenzial berechnet werden.

$$\sum E_{Pot,j,neu}(k) = \frac{\sum_{t=1}^{t_{max}} A_{Pot,j}(k)}{\eta_{Speicher}} \quad (35)$$

$$E_{Pot,j,neu}(k) = \frac{\sum E_{Pot,j,neu}(k)}{\text{Zeitraum } E_{Pot,j} > 0} \quad (36)$$

Anschließend werden mehrere iterative Schleifen durchgeführt, um alle Zeiträume, alle Leistungen und alle Energiespeicherwirkungsgrade untersuchen zu können. Anschließend können die neuen Lastprofile anhand der Formel (37) bestimmt werden.

$$L_{j,i}(k) = L_j(k) - A_{pot,j}(k) + E_{Pot,j}(k) \quad (37)$$

Mithilfe der Einspeicherpotenziale der neuen Lastprofile und den Leistungskurven der Energiewandlungstechnologien können die neuen EW-Wirkungsgradprofile ermittelt werden, indem die neue benötigte Leistung des Lastprofils mit dem neuen EW-Wirkungsgradprofil abgeglichen wird. Im letzten Schritt werden die neuen Daten ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet. Tabelle 10 zeigt die Eingabe- und Ausgabedaten.

Tabelle 10 Eingabe- und Ausgabedaten für die Ermittlung der resultierenden Lastprofile des Anwendungsfalls Effizienzsteigerung

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Lastprofile und Datensätze (L_j (k))	kW	Energiespeicherspezifische Lastprofilaten ($L_{(j,i)}$ (k))	kW
Energiewandlerkurven (η_{EW})	% - COP	Einspeicherpotenzial je Lastprofil, Datensatz und Technologie ($E_{pot,j,i}$ (k))	kW
Einspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($E_{pot,j}$ (k))	kW	Ausspeicherenergie (W_{Apot})	kWh
Ausspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($A_{pot,j}$ (k))	kW	Energiespeicherspezifische Energiewandlerkurven ($\eta_{EW,i}$)	% - COP
Wirkungsgrad Energiespeicher ($\eta_{Speicher}$)	%		

Anhand der Formel (23) lässt sich der neue durchschnittliche Wirkungsgrad aller Energiewandlungstechnologien bestimmen.

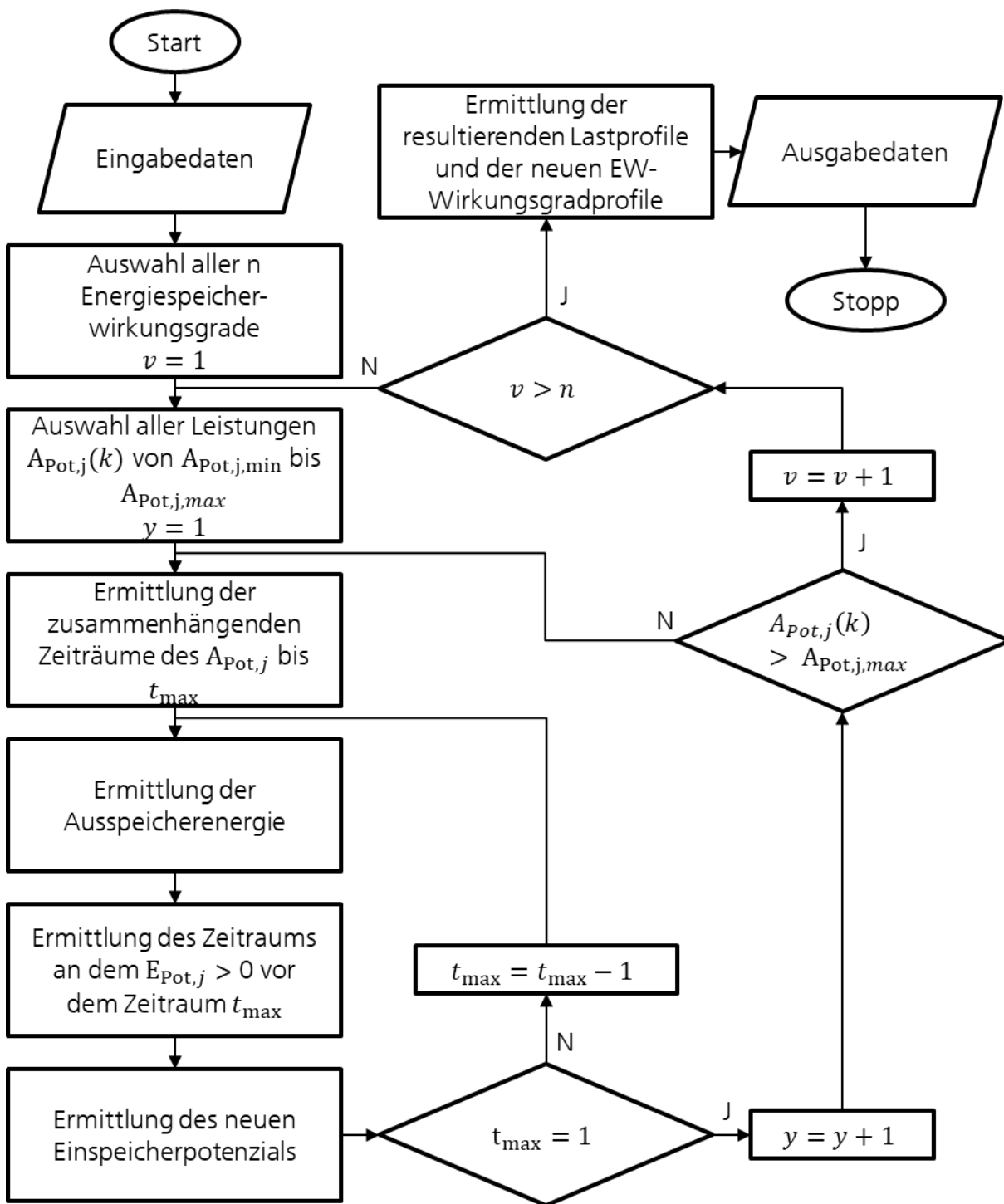


Abbildung 41 Ablaufdiagramm Ermittlung der resultierenden Lastprofile des Anwendungsfalls Effizienzsteigerung

Unterschiede des Anwendungsfalls Eigenverbrauchsoptimierung

Die Berechnung der neuen resultierenden Lastprofile, des Einspeicherpotenzials, des Ausspeicherpotenzials und des neuen Überschusses der erneuerbaren Energien für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung wird anhand des folgenden Ablaufdiagramms durchgeführt (Abbildung 42). Im ersten Schritt werden die Eingabedaten eingelesen und anschließend alle spezifischen Lastprofile untersucht. Im nächsten Schritt muss die Bedingung 1 erfüllt sein. Für das jeweilige Lastprofil muss die summierte Einspeicherleistung größer sein, als die summierte Ausspeicherleistung. Ist die Bedingung 1 erfüllt, wird die summierte Einspeicherleistung auf die summierte Ausspeicherleistung begrenzt, damit die überschüssige eingespeicherte Leistung komplett genutzt werden kann. Ist die Bedingung 1 nicht erfüllt, folgt der nächste Schritt. In diesem werden für jeden Energiespeicher die Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade untersucht. Anschließend wird das zuvor ermittelte Einspeicherpotenzial je Lastprofil vom kleinsten bis zum größten Leistungswert analysiert. Dafür wird der längste zusammenhängende Zeitraum der Einspeicherleistungen ermittelt. Mithilfe der Formel (38) kann die benötigte Einspeicherenergie für den Zeitraum berechnet werden. Diese Formel (38) unterliegt folgender Bedingung: Die untersuchte spezifische Leistung des Lastprofils muss dem spezifischen Ausspeicherpotenzial des Lastprofils entsprechen. Wenn die untersuchte Leistung größer ist, wird stattdessen die spezifische Ausspeicherleistung aufsummiert. Ist die untersuchte Leistung kleiner, wird diese Leistung aufsummiert.

$$W_{E_{pot}} = \sum_{t_1}^{t_{max}} E_{Pot,j}(k) * \text{Zeit in h} * \eta_{Speicher} \quad (38)$$

Nach diesem Schritt wird der Zeitraum für das Ausspeicherpotenzial bestimmt. Mit diesem Zeitraum und den Formeln (39) und (40) kann das neue Ausspeicherpotenzial berechnet werden.

$$\sum A_{Pot,j,neu}(k) = \frac{\sum_{t=1}^{t_{max}} E_{Pot,j}(k)}{\eta_{Speicher}} \quad (39)$$

$$A_{Pot,j,neu}(k) = \frac{\sum A_{Pot,j,neu}(k)}{\text{Zeitraum } A_{Pot,j} > 0} \quad (40)$$

Nach diesem Schritt werden mehrere iterative Schleifen durchgeführt, um alle Zeiträume, alle Leistungen und alle Energiespeicherwirkungsgrade untersuchen zu können. Anschließend können die neuen Lastprofile anhand der Formeln (41) und (42) bestimmt werden.

$$L_{j,i}(k) = L_j(k) - A_{pot,j,neu}(k) + E_{Pot,j}(k) \quad (41)$$

$$L_{\ddot{u},neu}(k) = L_{N,neu} - L_{EE} \quad (42)$$

Im letzten Schritt werden die neuen Daten ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet. Tabelle 11 zeigt die Eingabe- und Ausgabedaten.

Tabelle 11 Eingabe- und Ausgabedaten für die Ermittlung der resultierenden Lastprofile des Anwendungsfalls Eigenverbrauchsoptimierung

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Lastprofile und Datensätze ($L_j(k)$)	kW	Energiespeicherspezifische Lastprofilaten ($L_{(j,i)}(k)$)	kW
Energieerzeugungsprofil (L_{EE})	kW	Energiespeicherspezifische Ausspeicherpotenziale ($A_{pot,j,i}(k)$)	kW
Lastprofil Energieüberschuss ($L_{\ddot{u}}$)	kW	Einspeicherenergie (W_{Epot})	kWh
Wirkungsgrad Energiespeicher η_{Speicher}	%	Energiespeicherspezifisches Lastprofil Energieüberschuss ($L_{\ddot{u},i}$)	
Ausspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($A_{pot,j}(k)$)	kW		
Einspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($E_{pot,j}(k)$)	kW		

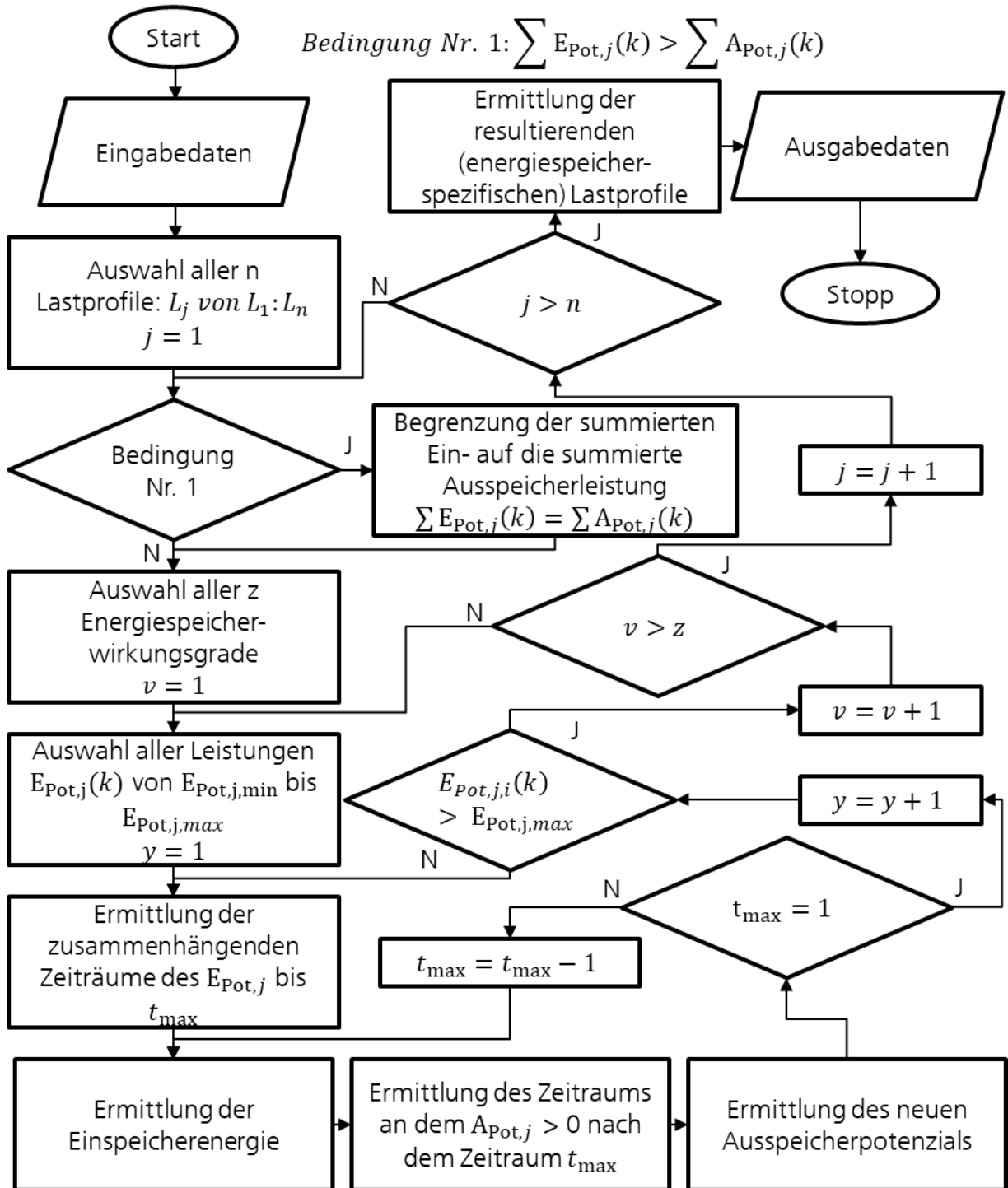


Abbildung 42 Ablaufdiagramm für Ermittlung der resultierenden Lastprofile des Anwendungsfalls Eigenverbrauchsoptimierung

5.2.4.7 Untermethode Berechnung der maximal möglichen Peak Shaving Leistung

Abbildung 43 zeigt das Ablaufdiagramm zur Berechnung der maximal möglichen Peak Shaving Leistung je Datensatz (k). Im ersten Schritt werden die Eingabedaten eingelesen. Anschließend werden alle verfügbaren Lastprofile (L_j) mit den dazugehörigen Leistungen zu den Datensätzen (k) untersucht. Mit der Formel (43) wird die maximale Peak Shaving Leistung je Datensatz (k) berechnet.

$$P_{S,G}(k) = P_N(k) - \max(P_N) + \sum_{j=1}^n P_{S,j}(k) \quad (43)$$

Anschließend erfolgt die Untersuchung aller Lastprofile sowie die Untersuchung der Lastprofil Datensätze. Es folgt eine Reihe von iterativen Schleifen, diese liefern als Ergebnis die neue maximale Peak Shaving Leistung des Netzbezuges über die Formel (44). Abschließend werden die neuen Daten ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet. Die Eingabe- und Ausgabedaten sind in der Tabelle 12 angegeben.

$$L_{N,neu}(k) = P_{S,G}(k) + \max(P_N) - \sum_{j=1}^n P_{S,j}(k) \quad (44)$$

Tabelle 12 Eingabe- und Ausgabedaten für die Berechnung der maximalen möglichen Peak Shaving Leistung des Anwendungsfalls Peak Shaving

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Lastprofile und Datensätze (L_j (k))	kW	Summierte Peak Shaving Leistung je Lastprofil und Datensatz ($P_{S,G}(k)$)	kW
Peak Shaving Leistung je Lastprofil und Datensatz ($P_{S,j}(k)$)	kW	Neues Lastprofil am Netzanschlusspunkt ($L_{N,neu}(k)$)	kW

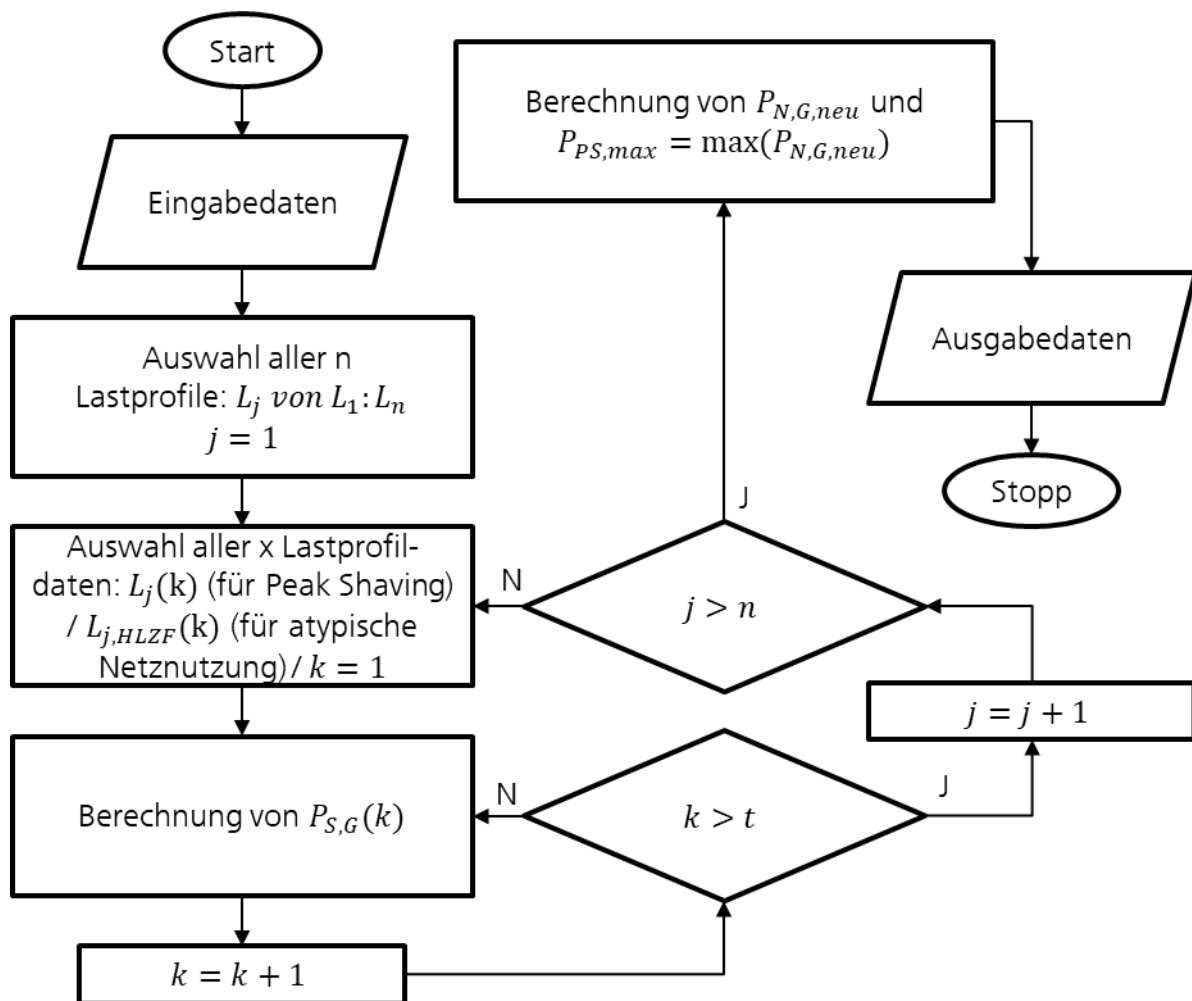


Abbildung 43 Ablaufdiagramm Berechnung der maximalen möglichen Peak Shaving Leistung des Anwendungsfalls Peak Shaving

Unterschiede des Anwendungsfalls Atypische Netznutzung

Die Berechnung der maximal möglichen Peak Shaving Leistung wird simultan zu dem Ablauf der Abbildung 43 durchgeführt. Der einzige Unterschied ist, dass nicht die kompletten Datensätze (k) der Lastprofile (L_j) untersucht werden müssen, sondern die innerhalb des HLZF ($L_{j,HLZF}(k)$).

5.2.4.8 Untermethode Technische Auslegung der monoenergetischen Speicher

In diesem Berechnungsschritt wird für jede Technologie der monoenergetische Speicher, die Energiespeicherleistung und die Energiespeicherkapazität bestimmt.

In Abbildung 44 wird die technische Auslegung der monoenergetischen Speicher dargestellt. Zu Anfang des Ablaufplans werden die benötigten Eingabedaten eingelesen. Im Anschluss werden n Energiespeichermöglichkeiten betrachtet. Die Variable n steht für die Anzahl aller möglichen Energiespeicher. Diese wird bestimmt über die Anzahl und Art der Lastprofile. Dementsprechend können bei einem elektrischen Lastprofil fünf elektrochemische Energiespeichertechnologien (Li-Ionen, Bleisäure, Natrium-Schwefel, Nickel-Cadmium und Red-Ox-Flow), je thermischem Lastprofil zwei Energiespeichertechnologien (sensible und latente), bei einem mechanischen Lastprofil ein Druckluftspeicher und bei einem chemischen Lastprofil ein chemischer Energiespeicher (Methan oder Wasserstoff) berücksichtigt werden. In Summe werden so bis zu 12 Energiespeichermöglichkeiten betrachtet. Im nächsten Schritt wird die Anfangsleistung, die Schrittweite und die maximal mögliche Leistung je Lastprofil betrachtet. Nach diesem Schritt werden die technischen Parameter Energiespeicherleistung und Energiespeicherkapazität berechnet.

Ermittlung der Kapazität von Energiespeichern

Die Speichergröße ergibt sich aus dem Integral der Lastspitzen, die über der Peak-Shave Leistung liegen. Falls zwischen zwei Lastspitzen nicht ausreichend Zeit und Leistung zur Verfügung steht, um die folgende Lastspitze zu kappen, so muss dem entgegengewirkt werden. Dies wird durch eine größere Dimensionierung des Energiespeichers realisiert, um so alle kommenden Lastspitzen mit der Zwischenladung zuverlässig kappen zu können.

Bei der Speichergrößenauslegung wird davon ausgegangen, dass der Speicher optimal vor der Lastspitze geladen wird, so dass die Selbstentladung vernachlässigt werden kann. Dies bedeutet, dass so viel Energie vor der Lastspitze geladen wird, wie benötigt wird (Kapitel 2.2 und Kapitel 4.3).

Die Kapazität von Energiespeichern lässt sich mit der Formel (45) berechnen.

$$W_S = \int_{t_0}^{t_1} P dt \quad (45)$$

Da diese Formel die reine Energie beschreibt, die beispielsweise für die Kappung einer Lastspitze benötigt wird, muss die Degradation und die Entladetiefe zusätzlich für die Berechnung der Kapazität berücksichtigt werden.

Degradation

Die Degradation wird mittels Formel (46) berechnet. Ein Energiespeicher verliert mit zunehmender Lebensdauer an Kapazität. Um bis zum Ende der Lebensdauer ausreichend Energie liefern zu können, wird zusätzlich zur nutzbaren Kapazität ein Degradationsanteil hinzugerechnet. Für elektrochemische Speicher wird die Degradation d zu 10 % über die Lebensdauer angenommen (Köhler et al. 2018). Für die restlichen Energiespeicher wird die Degradation vernachlässigt, da diese auf andere Technologien keinen oder nur einen sehr geringen Einfluss hat.

$$W_{\text{Speicher,deg}} = \frac{W_{\text{Speicher}}}{1 - d} \quad (46)$$

Entladetiefe

Energiespeichertechnologien können nicht vollständig entladen werden. Der Energiespeicher weist zu jeder Zeit eine nicht nutzbare Restmenge an Energie auf. Diese Restmenge wird als Entladetiefe bezeichnet. Die Entladetiefe beträgt bei Li-Ionen-Speichern beispielsweise 20 %, somit können ausschließlich 80 % der Energiespeicherkapazität genutzt werden (Köhler et al. 2018). Dies muss bei der Auslegung dementsprechend berücksichtigt werden. Die neue Kapazität berechnet sich wie folgt nach Formel (47):

$$W_{\text{Speicher,deg,et}} = \frac{W_{\text{Speicher,deg}}}{1 - et} \quad (47)$$

Selbstentladung

Die Energiespeicher werden, wie in Kapitel 2.2, 2.8 und 4.3 vorgestellt, betrieben und somit vor ihrem jeweiligen Einsatz mit maximal möglicher Leistung bis zur benötigten Energie beladen, um im nächsten Zeitschritt vollständig entladen zu werden. Die Selbstentladung kann aus diesem Grund vernachlässigt werden.

Energiespeicherleistung

Die Energiespeicherleistung errechnet sich über die nötige Peak Shaving Leistung, den jeweiligen Wirkungsgrad des Energiespeichers und den maximalen Wirkungsgrad der Energiewandlung (Formel (48)).

$$P_{\text{Speicher}} = \frac{A_{\text{pot},j}(k)}{\eta_{\text{Speicher}}} * \eta_{\text{max(Energiewandler)}} \quad (48)$$

Abschließend werden die neuen Daten ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet. Die Eingabe- und Ausgabedaten sind in der Tabelle 13 angegeben.

Tabelle 13 Eingabe- und Ausgabedaten für die technische Auslegung der monoenergetischen Speicher

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Lastprofile und Datensätze (L_j (k) und L_N (k))	kW	Energiespeicherleistungen je Technologie und je untersuchter Leistung (P_{Speicher})	kW
Peak Shaving Leistung je Lastprofil und Datensatz ($P_{S,j}$ (k))	kW	Energiespeicherkapazitäten je Technologie und je untersuchter Leistung (W_{Speicher})	kWh
Ausspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($A_{\text{pot},j}$ (k))	kW		
Maximale Ausspeicherleistung je Lastprofil ($A_{\text{pot},j,\text{max}}$)	kW		
Effizienzsteigerung			
Ausspeicherenergie (W_{Apot})	kWh		
Eigenverbrauchsoptimierung			
Einspeicherenergie (W_{Epot})	kWh		
Einspeicherpotenzial je Lastprofil und Datensatz ($E_{\text{pot},j}$ (k))	kW		
Maximale Einspeicherleistung je Lastprofil ($E_{\text{pot},j,\text{max}}$)	kW		
Nutzung dynamischer Strompreise			
Energiespeicherspezifische Ausspeicherpotenziale ($A_{\text{pot},j,i}$ (k))	kW		
Energiespeicherspezifische Einspeicherpotenziale ($E_{\text{pot},j,i}$ (k))	kW		

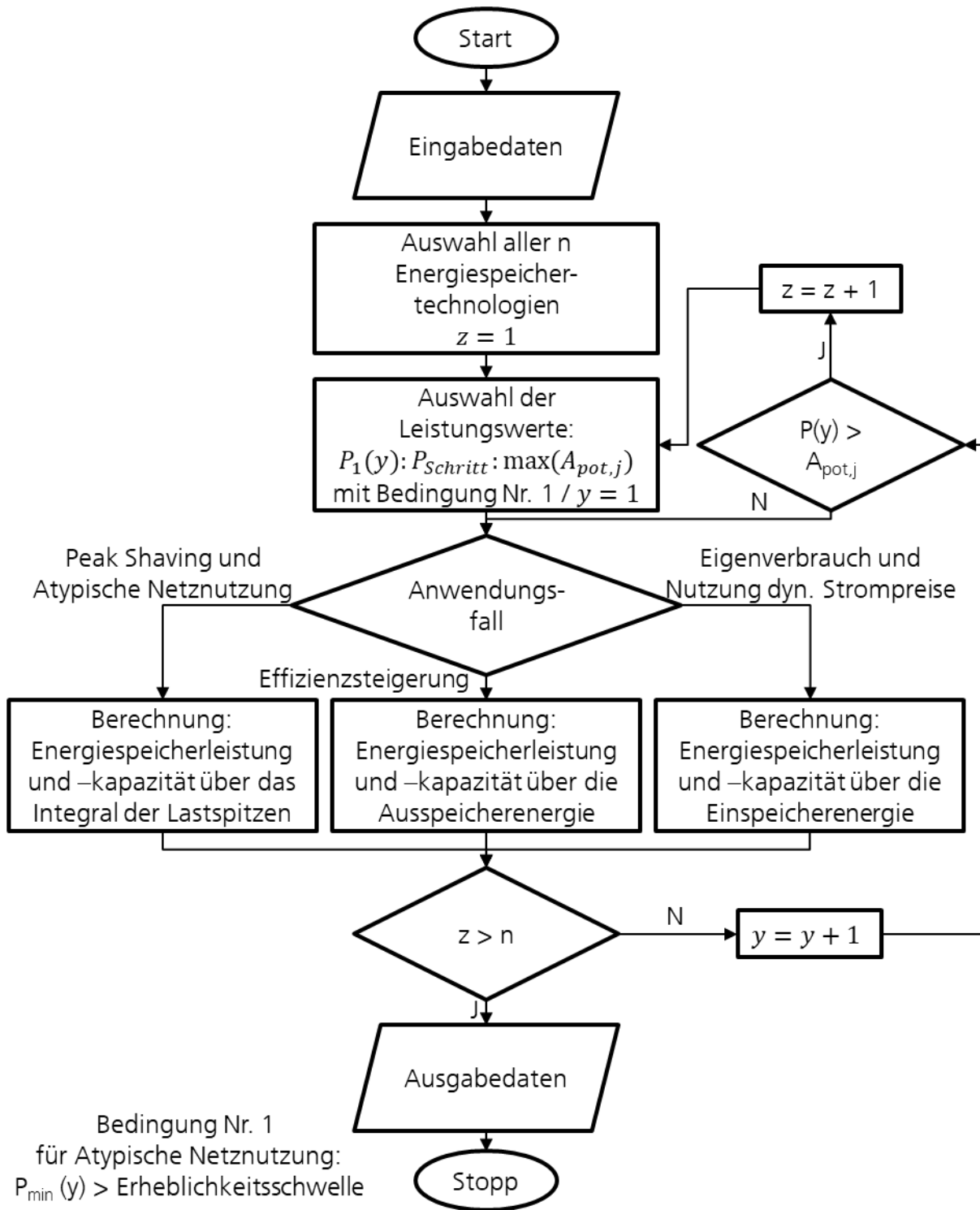


Abbildung 44 Ablaufdiagramm Technische Auslegung der monoenergetischen Speicher

Unterschiede des Anwendungsfalls Atypische Netznutzung

Für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung werden alle möglichen Leistungen und monoenergetischen Energiespeicher untersucht und ausgelegt. Für die ökonomische Bewertung werden nur die monoenergetischen Energiespeicher betrachtet, die je nach Netzebene die Erheblichkeitsschwelle erreichen (Kapitel 2.5.2). Für die Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher werden alle monoenergetischen Energiespeicher genutzt.

Unterschiede des Anwendungsfalls Effizienzsteigerung

In diesem Berechnungsschritt wird für jede Technologie der monoenergetischen Speicher die Energiespeicherleistung und die Energiespeicherkapazität bestimmt. Die technische Auslegung der monoenergetischen Speicher erfolgt grundlegend dem Ablauf der Abbildung 44. Unterschied ist, dass nicht das Integral der Lastspitzen zur Ermittlung der Kapazität genutzt wird, sondern die Ausspeicherenergie als erster Schritt verwendet wird. Die Degradation und die Entladetiefe werden wieder nach Formel (46) und (47) berechnet. Die Energiespeicherleistung wird anhand der Formel (48) berechnet.

Unterschiede des Anwendungsfalls Eigenverbrauch

In diesem Berechnungsschritt wird für jede Technologie der monoenergetischen Speicher die Energiespeicherleistung und die Energiespeicherkapazität bestimmt. Die technische Auslegung der monoenergetischen Speicher folgt grundlegend dem Ablauf der Abbildung 44. Unterschied ist, dass nicht das Integral der Lastspitzen zur Ermittlung der Kapazität genutzt wird, sondern nach Formel (38) die Einspeicherenergie als erster Schritt verwendet wird. Die Degradation und die Entladetiefe werden wieder nach Formel (46) und (47) berechnet. Die Energiespeicherleistung wird anhand der Formel (48) berechnet.

Unterschiede des Anwendungsfalls Nutzung eines dynamischen Strompreises

In diesem Berechnungsschritt wird für jede Technologie der monoenergetischen Speicher die Energiespeicherleistung und die Energiespeicherkapazität bestimmt. Die technische Auslegung der monoenergetischen Speicher folgt grundlegend dem Ablauf der Abbildung 44. Unterschied ist, dass nicht das Integral der Lastspitzen zur Ermittlung der

Kapazität genutzt wird, sondern nach Formel (31) die Einspeicherenergie als erster Schritt verwendet wird. Die Degradation und die Entladetiefe werden wieder nach Formel (46) und (47) berechnet. Die Energiespeicherleistung wird anhand der Formel (48) berechnet.

5.2.4.9 Untermethode Technische Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher

Das Ablaufdiagramm zur technischen Auslegung der Energiespeicherkombinationen ist in Abbildung 45 dargestellt. Dieses Ablaufdiagramm wurde vereinfacht und besteht aus einer Vielzahl von iterativen Abläufen. Diese Vereinfachung wurde mithilfe der folgenden Bedingungen umgesetzt:

Bedingung Nr. 1.: Jede Energiespeicherkombination muss aus mindestens zwei Technologien bestehen.

Bedingung Nr. 2.: Pro Kombination kann maximal eine Technologie je Energieform verwendet werden.

Bedingung Nr. 3.: Energiespeichertechnologien mit den gleichen Energieformen (beispielsweise elektrochemische Energiespeicher) können nicht miteinander kombiniert werden.

Bedingung Nr. 4.: Jede Kombinationsmöglichkeit, unter Berücksichtigung der Bedingungen Nr. 1 bis 3, muss untersucht werden.

Bedingung Nr. 5.: Für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung werden nur die Kombinationen betrachtet, deren Wirkleistung $>$ Erheblichkeitsschwelle ist.

Bedingung Nr. 6.: Für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung werden nur die Kombinationen betrachtet, deren Summe des spezifischen Einspeicherpotenzials kleiner oder gleich der überschüssigen Leistung ist.

Im ersten Schritt des Ablaufdiagramms werden alle benötigten Eingabedaten eingelesen. Anhand der technische Auslegung der monoenergetischen Speicher, der Lastprofile, der Anfangsleistung, Schrittweite und maximal möglichen Leistung kann bestimmt werden, wie viele Kombinationen möglich sind. Pro Lastprofil ist eine spezifische Technologie pro

Kombination möglich. Die technische Auslegung startet mit der Betrachtung von zwei Energiespeicherkombinationen, beispielsweise die Kombination eines elektrochemischen und eines thermischen Energiespeichers. Untersucht werden Kombinationen mit bis zu fünf Technologien. Dies wird von den Eingabedaten über die verfügbaren Lastprofile (bis zu fünf) vorgegeben. Alle Technologien werden mit allen verfügbaren Leistungen kombiniert. Anschließend werden die Energiespeicherkennwerte ermittelt, in dem die Kennwerte der monoenergetischen Speicher miteinander kombiniert werden.

Abschließend werden die neuen Daten ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet. Die Eingabe- und Ausgabedaten sind in der Tabelle 14 angegeben.

Tabelle 14 Eingabe- und Ausgabedaten für die technische Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Energiespeicherleistungen je Technologie und je untersuchter Leistung (P_{Speicher})	kW	Kombinationen der Energiespeichertechnologien	
Energiespeicherkapazitäten je Technologie und je untersuchter Leistung (W_{Speicher})	kWh		

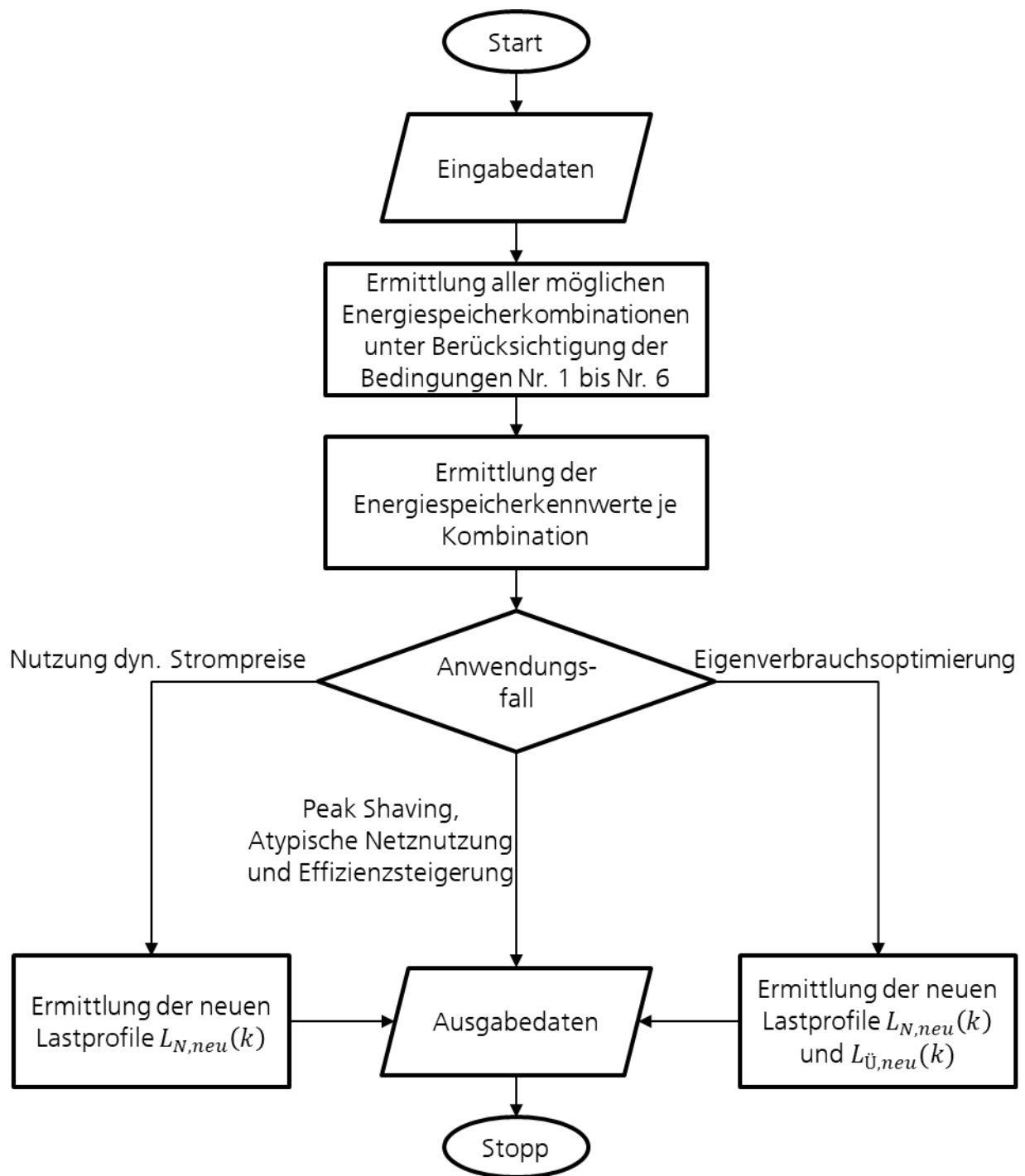


Abbildung 45 Ablaufdiagramm Technische Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher

Unterschiede des Anwendungsfalls Atypische Netznutzung

Die technische Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher erfolgt anhand des gleichen Vorgehens wie in Abbildung 45. Für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung werden alle Kombinationsmöglichkeiten untersucht. Für die ökonomische Bewertung werden nur die Kombinationen betrachtet, die je nach Netzebene die Erheblichkeitsschwelle erreichen (Bedingung Nr. 5) (Kapitel 2.5.2).

Unterschiede des Anwendungsfalls Eigenverbrauchsoptimierung

Die technische Auslegung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher erfolgt anhand des gleichen Vorgehens wie in Abbildung 45. Allerdings werden als weitere Bedingung die Kombinationen untersucht, deren Summe des spezifischen Einspeicherpotenzials kleiner oder gleich der überschüssigen Leistung ist (Bedingung Nr. 6). Mit dieser Bedingung kann die Kombination begrenzt und vereinfacht werden. Im letzten Schritt werden die neuen resultierenden Lastprofile mittels der Formeln (49) und (50) berechnet.

$$L_{N,neu}(k) = \sum L_j(k) - \sum A_{pot,j}(k) + \sum E_{pot,j}(k) \quad (49)$$

$$L_{\ddot{u},neu}(k) = L_{N,neu} - L_{EE} \quad (50)$$

Unterschiede des Anwendungsfalls Nutzung eines dynamischen Strompreises

Die technische Auslegung der hybriden Energiespeicher erfolgt anhand des gleichen Vorgehens wie in Abbildung 45. Im letzten Schritt werden die neuen Lastprofile der hybriden Energiespeicher mittels der Formel (51) berechnet.

$$L_{N,neu}(k) = \sum L_j(k) - \sum A_{pot,j}(k) + \sum E_{pot,j}(k) \quad (51)$$

5.2.4.10 Untermethode Ermittlung der neuen resultierenden Lastprofile und des Einspeicherpotenzials

Die Ermittlung der resultierenden Lastprofile und des Einspeicherpotenzials ist im folgenden Ablaufdiagramm dargestellt (Abbildung 46). Im ersten Schritt werden alle benötigten Eingabedaten eingelesen. Anhand mehrerer iterativer Schleifen werden alle Energiespeicher, Energiespeicherkombinationen, Lastprofile und deren Datensätze hinsichtlich der Peak Shaving Leistung untersucht. Liegt die Peak Shaving Leistung über Null, wird das Einspeicherpotenzial und das summierte Einspeicherpotenzial über die Formeln (52) und (53) ermittelt.

$$E_{Pot,j}(k) = \sum_{j=1}^n \frac{P_{S,j}(k)}{\eta_{Speicher}} \quad (52)$$

$$E_{Pot,G}(k) = \sum_{j=1}^n \frac{P_{S,G}(k)}{\eta_{Speicher}} \quad (53)$$

Sobald alle Schleifen durchlaufen wurden, können anhand der Formeln (54) und (55) die neuen resultierenden und energiespeicherspezifischen Lastprofile ermittelt werden.

$$L_{j,i}(k) = L_j(k) - P_{S,j}(k) + E_{Pot,j}(k) \quad (54)$$

$$L_{N,neu}(k) = L_N(k) - P_{S,G}(k) + E_{Pot,G}(k) \quad (55)$$

Abschließend werden die neuen Daten ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet. Die Eingabe- und Ausgabedaten sind in der Tabelle 15 angegeben.

Tabelle 15 Eingabe- und Ausgabedaten für die Ermittlung der resultierenden Lastprofile

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Energiespeicherleistungen je Technologie und je untersuchter Leistung ($P_{Speicher}$)	kW	Energiespeicherspezifische Lastprofile ($L_{j,i}$ und $L_{N,Neu}$)	kW
Energiespeicherkapazitäten je Technologie und je untersuchter Leistung ($W_{Speicher}$)	kWh	Einspeicherpotenzial je Lastprofil, Datensatz und Technologie ($E_{pot,j,i}(k)$)	kW

Summierte Peak Shaving Leistung je Lastprofil und Datensatz ($P_{S,G}$ (k))	kW
Peak Shaving Leistung je Lastprofil und Datensatz ($P_{S,j}$ (k))	kW
Kombinationen der Energiespeichertechnologien	
Lastprofile und Datensätze (L_j (k))	kW
Wirkungsgrad Energiespeicher (η_{Speicher})	%
Wirkungsgrad Energiewandler (η_{EW})	% - COP

Unterschiede des Anwendungsfalls Atypische Netznutzung

Die Berechnung der neuen resultierenden Lastprofile und des Einspeicherpotenzials wird simultan zu der Abbildung 46 durchgeführt. Der einzige Unterschied ist, dass nicht die kompletten Datensätze (k) der Lastprofile (L_j) untersucht werden müssen, sondern nur die innerhalb des HLZF ($L_{j,HLZF}$ (k)).

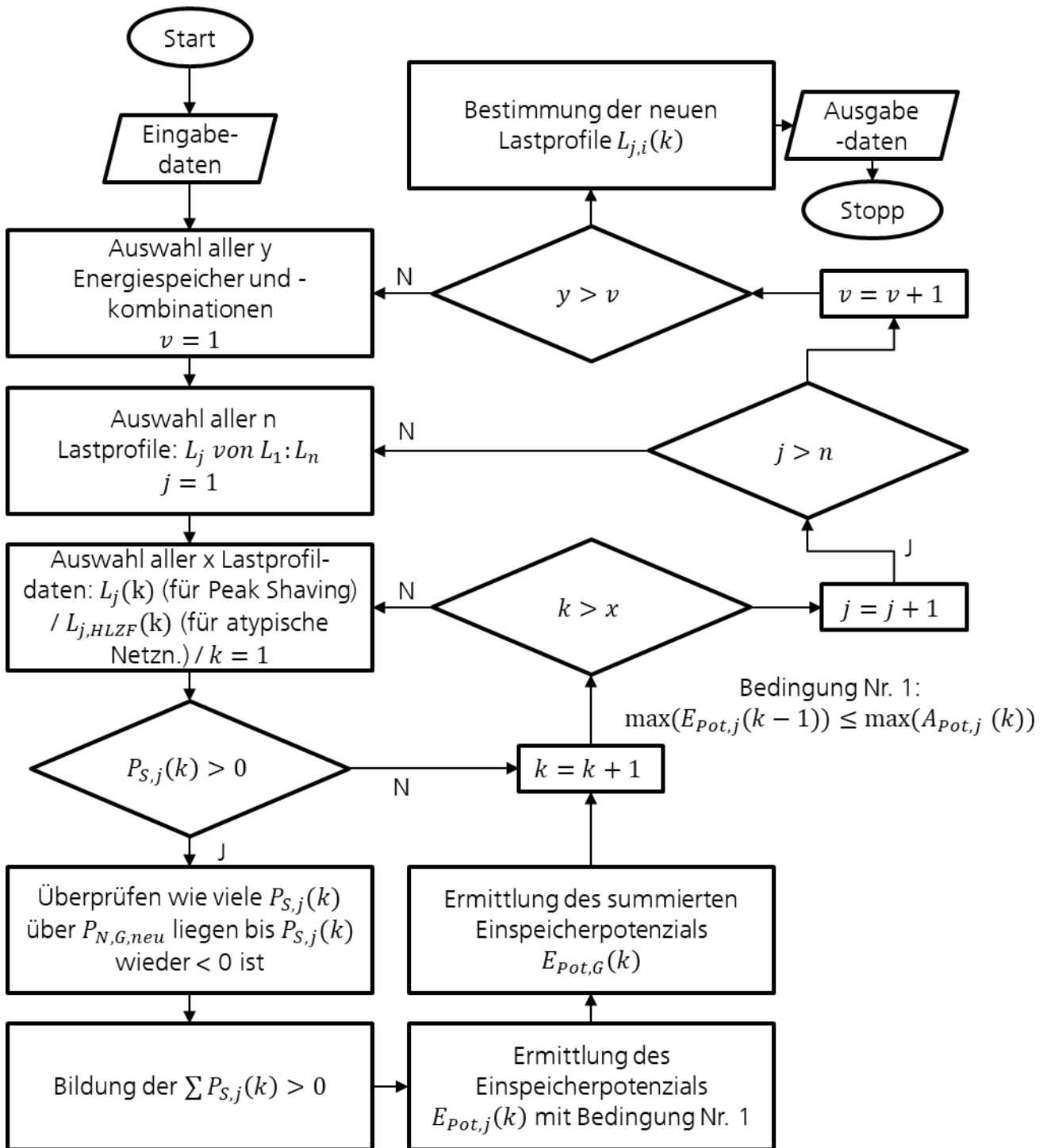


Abbildung 46 Ablaufdiagramm Ermittlung der neuen resultierenden Lastprofile und des Einspeicherpotenzials

5.2.4.11 Untermethode Ökonomische Bewertung der monoenergetischen Speicher und energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher

Mit dieser Untermethode „Ökonomische Bewertung“ wird die ökonomische Analyse durchgeführt (Abbildung 47).

Anfangsinvestition (Anschaffungskosten)

Die Anfangsinvestition der Energiespeicher berechnen sich aus den spezifischen Leistungs- und Energiekosten nach Formel (56).

$$I_0 = P_{\text{Speicher}} * e_P + W_{\text{Speicher,deg,et}} * e_W \quad (56)$$

Für die spezifischen Leistungs- und Energiekosten werden die Mittel- oder Medianwerte der Literatur aus dem Kapitel 2.1 verwendet. Die für die Bewertung verwendeten Werte können dem Anhang entnommen werden.

Lebensdauer der Speicher

Die Lebensdauer von Energiespeichern ergibt sich entweder über die Zyklenzahl oder über die kalendarische Lebensdauer. Die Lebensdauer nach zyklischer Beanspruchung berechnet sich aus der zyklischen Lebensdauer und der jährlichen Zyklenzahl, die notwendig ist.

Die Berechnung der zyklischen Lebensdauer ist in Formel (57) zu sehen.

$$t_{\text{zyk}} = \frac{n_{\text{zyk}}}{\text{zyk}} \quad (57)$$

Die Anzahl der Zyklen ergibt sich aus der Formel (58).

$$\text{zyk} = \frac{\sum E_{\text{Pot},j}(k) * \Delta T}{W_{\text{Speicher}}} \quad (58)$$

Ist die Bedingung $t_{\text{zyk}} \geq t_{\text{kal}}$ erfüllt, wird die kalendarische Lebensdauer t_{kal} als Lebensdauer des Speichers angenommen. Ist $t_{\text{zyk}} < t_{\text{kal}}$ wird die zyklische Lebensdauer t_{zyk} als Lebensdauer ($t_{\text{Lebensdauer}}$) gewählt.

Restwert

Der Restwert wird über die lineare Abschreibung nach Formel (59) berechnet (Poggensee 2015). Dabei steht t_{Ber} für den Betrachtungszeitraum.

$$R_N = I_0 - I_0 * \frac{t_{Ber}}{t_{Lebensdauer}} \quad (59)$$

Ersatzinvestitionen

Wenn $t_{Lebensdauer} < t_{Ber}$ ist, müssen Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden. Dies bedeutet, dass nach Formel (60) ermittelt wird, wie viele Ersatzinvestitionen notwendig sind. Die Zahl dieser Berechnung wird auf die nächste Zahl aufgerundet. Die Anfangsinvestition muss im Anschluss mit dieser Zahl multipliziert und für die weitere Betrachtung als Investition berücksichtigt werden.

$$n_{EI} = \frac{t_{Ber}}{t_{Lebensdauer}} \quad (60)$$

Berechnung der jährlichen Betriebskosten

Die Berechnung der jährlichen Betriebskosten gleicht der Berechnung der Investition. Hierbei werden die leistungsspezifischen Anschaffungskosten (e_p) und energiespezifischen Anschaffungskosten (e_w) durch die jeweiligen Betriebskosten (b_p und b_w) ersetzt (Formel (61)).

$$B_G = P_{Speicher} * b_p + W_{Speicher,deg,et} * b_w \quad (61)$$

Für die spezifischen Betriebskosten werden die Mittel- oder Medianwerte der Literatur aus dem Kapitel 2.1 verwendet. Die für die Bewertung verwendeten Werte können dem Anhang entnommen werden.

Berechnung der neuen Energie- und Leistungskosten

Für die Berechnung der Energiebezugskosten werden im ersten Schritt die Kosten für die bezogene Energie vom öffentlichen Netz über die Formel (62) ermittelt. Dabei steht E_w für den unternehmensspezifischen Energiebezugspreis pro kWh.

$$K_{E,alt} = P_{N,mittel} * 8760 h * E_w \quad (62)$$

Mit der Formel (63) werden die Netzentgeltkosten berechnet. Dabei steht E_{PN} für die unternehmensspezifischen Leistungskosten pro kW.

$$K_{P,alt} = P_{N,max} * E_{PN} \quad (63)$$

Die Summe ergibt die jährlichen Gesamtkosten (Formel (64)).

$$K_{G,alt} = K_{P,alt} + K_{E,alt} \quad (64)$$

Die Ermittlung der neuen Energie- und Leistungskosten wird simultan zu den Formeln (20), (62), (63) und (64) durchgeführt.

Ermittlung der Energie- und Leistungskosteneinsparung

Die Ermittlung der Energie-, Leistungs- und Gesamtkosteneinsparung wird nach den Formeln (65), (66) und (67) durchgeführt.

$$E_E = K_{E,alt} - K_{E,neu} \quad (65)$$

$$E_P = K_{P,alt} - K_{P,neu} \quad (66)$$

$$E_G = K_{G,alt} - K_{G,neu} \quad (67)$$

Energiepreissteigerung

Die jährliche unternehmensspezifische Energiepreissteigerung i_{ep} wird über die spezifischen Energie- und Leistungspreise des Unternehmens berücksichtigt und können somit jährlich steigen. Die jährliche Energiepreissteigerung kann linear sein, sich jährlich ändern oder in Form einer Funktion angegeben werden. Dafür werden die jährlichen neuen Kosten für Energie- und Leistungsbereitstellung über die Formel (68) ermittelt (Ermschel et al. 2013, S. 9).

$$K_n = \left(K_0 * 1 + \frac{i_{ep}}{100} \right)^t \quad (68)$$

Cashflow

Der Cashflow wird nach Formel (69) berechnet. Dabei werden die jährlichen Einsparungen mit den jährlichen Ausgaben verrechnet. Die jährlichen Ausgaben werden mit den Betriebskosten für Energiespeicher gleichgesetzt.

$$C_T = E_G(t) - A_G(t) \quad (69)$$

Amortisationszeit

Die Amortisation wird über die Kapitalwertmethode bestimmt. Sobald der Kapitalwert positiv wird, wird dieses Jahr bzw. dieser Zeitraum als Amortisationszeit ausgegeben.

Kapitalwert

Die Bewertung und der Vergleich der Energiespeicher basieren auf dem Kapitalwert. Dieser wird mit der Formel (70) von (Poggensee 2015) berechnet.

$$K_{w0} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_T}{(1+i)^t} \quad (70)$$

Abschließend werden die monoenergetischen Speicher und die energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten verglichen, die neuen Daten werden ausgegeben und das Ablaufdiagramm ist beendet. Die Eingabe- und Ausgabedaten sind in der Tabelle 16 angegeben.

Tabelle 16 Eingabe- und Ausgabedaten für die ökonomische Bewertung

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Energiespeicherleistungen je Technologie und je untersuchter Leistung (P_{Speicher})	kW	Jährliche Betriebskosten (B_G)	€
Energiespeicherkapazitäten je Technologie und je untersuchter Leistung (W_{Speicher})	kWh	Kapitalwert (K_w)	€
Kombinationen der Energiespeichertechnologien		Amortisationszeit (t_A)	Jahre
Lastprofile und Datensätze (L_j (k))	kW	Investition (I)	€
Energiespeicherspezifische Lastprofile ($L_{j,i}$)	kW	Restwert (R_N)	€
Einspeicherpotenzial je Lastprofil, Datensatz und Technologie ($E_{\text{pot},j,i}$ (k))	kW	Gesamtkosten (K_G)	
Leistungspreis (E_{PN})	€/kW	Ersatzinvestitionen (n_{EI})	Anzahl
Energiepreis (E_w)	€/kWh	Zyklen (zyk)	
leistungsspezifische Anschaffungskosten (e_p)	€/kW	Einsparungen (E_G)	€
energiespezifische Anschaffungskosten (e_w)	€/kWh		
leistungsspezifische Betriebskosten (b_p)	€/kW		
energiespezifische Betriebskosten (b_w)	€/kWh		
Kapitalzins (i)	%		
Berechnungsdauer (t)	Jahre		
Energiepreissteigerung pro Jahr (i_{ep})	%		
Eigenverbrauchsoptimierung			
Einspeisevergütung (e_{EE})	€		

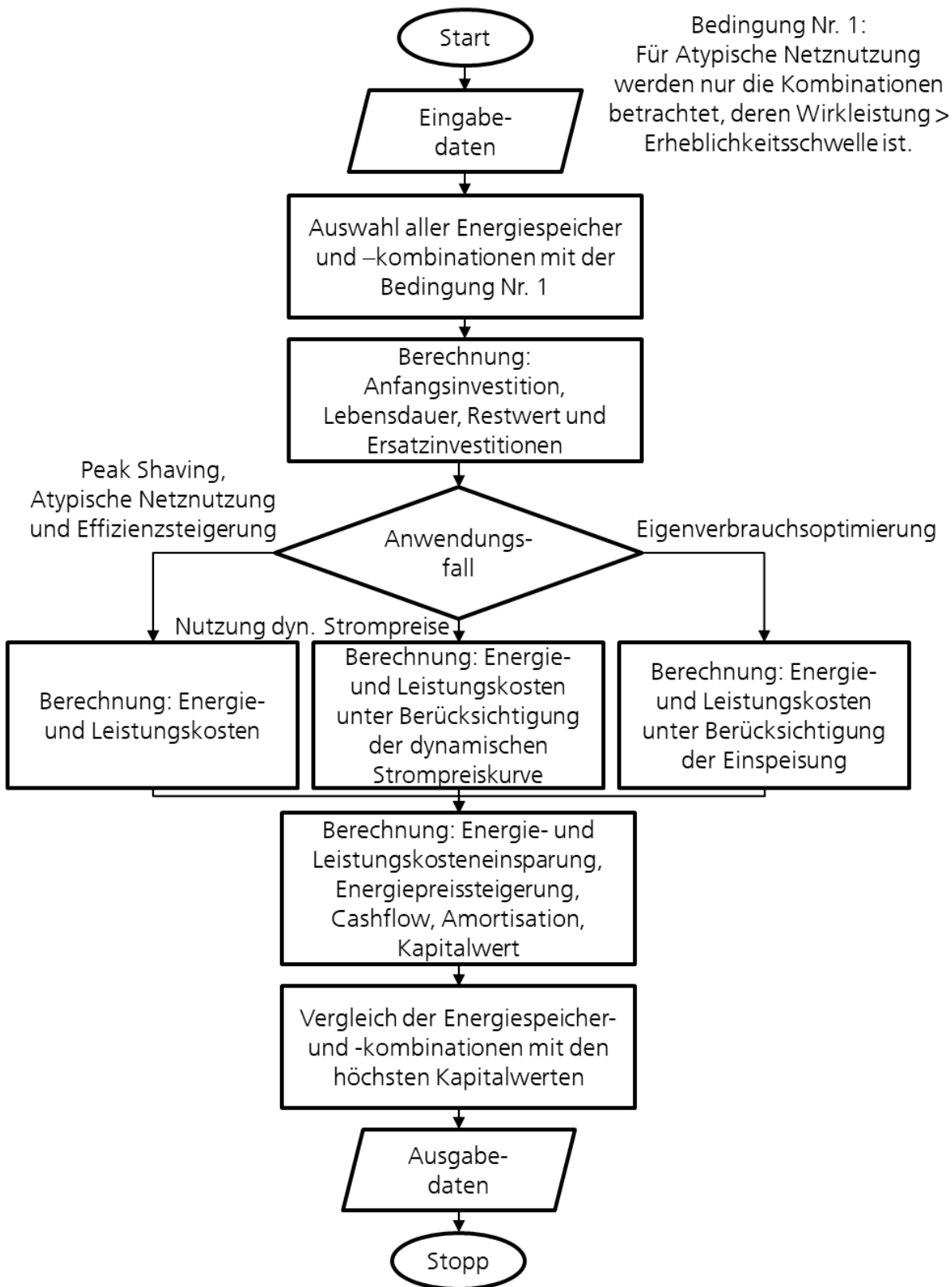


Abbildung 47 Ablaufdiagramm für die ökonomische Bewertung

Unterschiede des Anwendungsfalls Atypische Netznutzung

Die Untermethode der ökonomischen Bewertung erfolgt anhand des gleichen Ablaufdiagramms, der gleichen Formeln und des gleichen Vorgehens der Abbildung 47. Der Unterschied ist, dass nur Energiespeicher und –kombinationen untersucht werden, deren Leistung größer ist als die Leistung, die für die Erheblichkeitsschwelle notwendig ist. Daneben wird für die Berechnung der Einsparung der Leistungskosten nicht das komplette neue Lastprofil am Netzanschlusspunkt untersucht, sondern nur die Datensätze des neuen Lastprofils innerhalb des HLZFs.

Unterschiede des Anwendungsfalls Eigenverbrauchsoptimierung

Die Untermethode der ökonomischen Bewertung folgt grundlegend dem Ablaufdiagramm der Abbildung 47. Investition, die Lebensdauer der Energiespeicher, der Restwert, die Ersatzinvestitionen und die jährlichen Betriebskosten werden gleich berechnet. Die Berechnung der Energie- und der Leistungskosten unterscheidet sich zu dem Ablauf des Anwendungsfalls Peak Shaving.

Berechnung der neuen Energie- und Leistungskosten

Für die Berechnung der Energiebezugskosten werden im ersten Schritt die Kosten für die bezogene Energie vom öffentlichen Netz über die Formel (71) ermittelt. Dabei steht e_E für den unternehmensspezifischen Energiebezugspreis pro kWh.

$$K_{E,alt} = P_{N,mittel} * 8760 h * e_E \quad (71)$$

Mit der Formel (72) werden die Netzentgeltkosten berechnet. Dabei steht $e_{P,N}$ für die unternehmensspezifischen Leistungskosten pro kW.

$$K_{P,alt} = P_{N,max} * e_{P,N} \quad (72)$$

Mit der Formel (73) wird die Vergütung durch die Einspeisung der überschüssigen Energie der erneuerbaren Energie ermittelt. Dabei steht t (k) für die Zeit in Stunden und e_{EE} für die Einspeisevergütung in €/kWh.

$$E_{EE,alt} = \sum (L_{\ddot{U}}(k) * t(k)) * e_{EE} \quad (73)$$

Die Summe ergibt die jährlichen Gesamtkosten (Formel (74)).

$$K_{G,alt} = K_{P,alt} + K_{E,alt} - E_{EE,alt} \quad (74)$$

Die Ermittlung der neuen Energiekosten, Leistungskosten, Vergütung für die Einspeisung und Gesamtkosten werden simultan zu den Formeln (20), (71), (72), (73) und (74) durchgeführt.

Die Ermittlung der Energie- und Leistungskosteneinsparung, der Energiepreissteigerung, des Cashflows und des Kapitalwerts folgt wieder dem Ablaufdiagramm des Anwendungsfalls Peak Shaving.

Unterschiede des Anwendungsfalls Nutzung dynamischer Strompreise

Die Untermethode der ökonomischen Bewertung folgt grundlegend dem Ablaufdiagramm der Abbildung 47. Investition, die Lebensdauer der Energiespeicher, der Restwert, die Ersatzinvestitionen und die jährlichen Betriebskosten werden gleich berechnet. Die Berechnung der Energie- und der Leistungskosten unterscheidet sich zu dem Ablauf des Anwendungsfalls Peak Shaving.

Berechnung der neuen Energie- und Leistungskosten

Für die Berechnung der Energiebezugskosten werden im ersten Schritt die Kosten für die bezogene Energie vom öffentlichen Netz über die Formel (75) ermittelt. Dabei wird der Lastbezug vom öffentlichen Netz mit der dynamischen Strompreiskurve verrechnet und die Summe gebildet. Da die Daten für den Lastbezug in 15 Minuten Werten vorliegen, müssen diese Werte durch vier geteilt werden, um auf den stündlichen Energiebezug schließen zu können.

$$K_{E,alt} = \sum \frac{L_{N,alt}(k)}{4} * K_{DS}(k) \quad (75)$$

Mit der Formel (76) werden die Netzentgeltkosten berechnet. Dabei steht $e_{p,N}$ für die unternehmensspezifischen Leistungskosten pro kW.

$$K_{P,alt} = P_{N,max} * e_{P,N} \quad (76)$$

Die Summe ergibt die jährlichen Gesamtkosten (Formel (77)).

$$K_{G,alt} = K_{P,alt} + K_{E,alt} \quad (77)$$

Die Ermittlung der neuen Energiekosten, Leistungskosten, Vergütung für die Einspeisung und Gesamtkosten wird analog zu den Formeln (20), (75), (76) und (77) durchgeführt.

Die Ermittlung der Energie- und Leistungskosteneinsparung, der Energiepreissteigerung, des Cashflows und des Kapitalwerts folgt wieder dem Ablaufdiagramm des Anwendungsfalls Peak Shaving.

Die Auslegung der Energiespeicher kann, wie in der Abbildung 48 dargestellt, visualisiert werden. Im oberen Diagramm können die bewerteten Energiespeicher über den Kapitalwert und deren Wirkleistung am Netzanschlusspunkt dargestellt werden. Somit kann für die jeweilige Wirkleistung der Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert ermittelt werden. Im unteren Diagramm können die hybriden Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten und ihre Technologiekombinationen über die Wirkleistung und der Investition abgebildet werden.

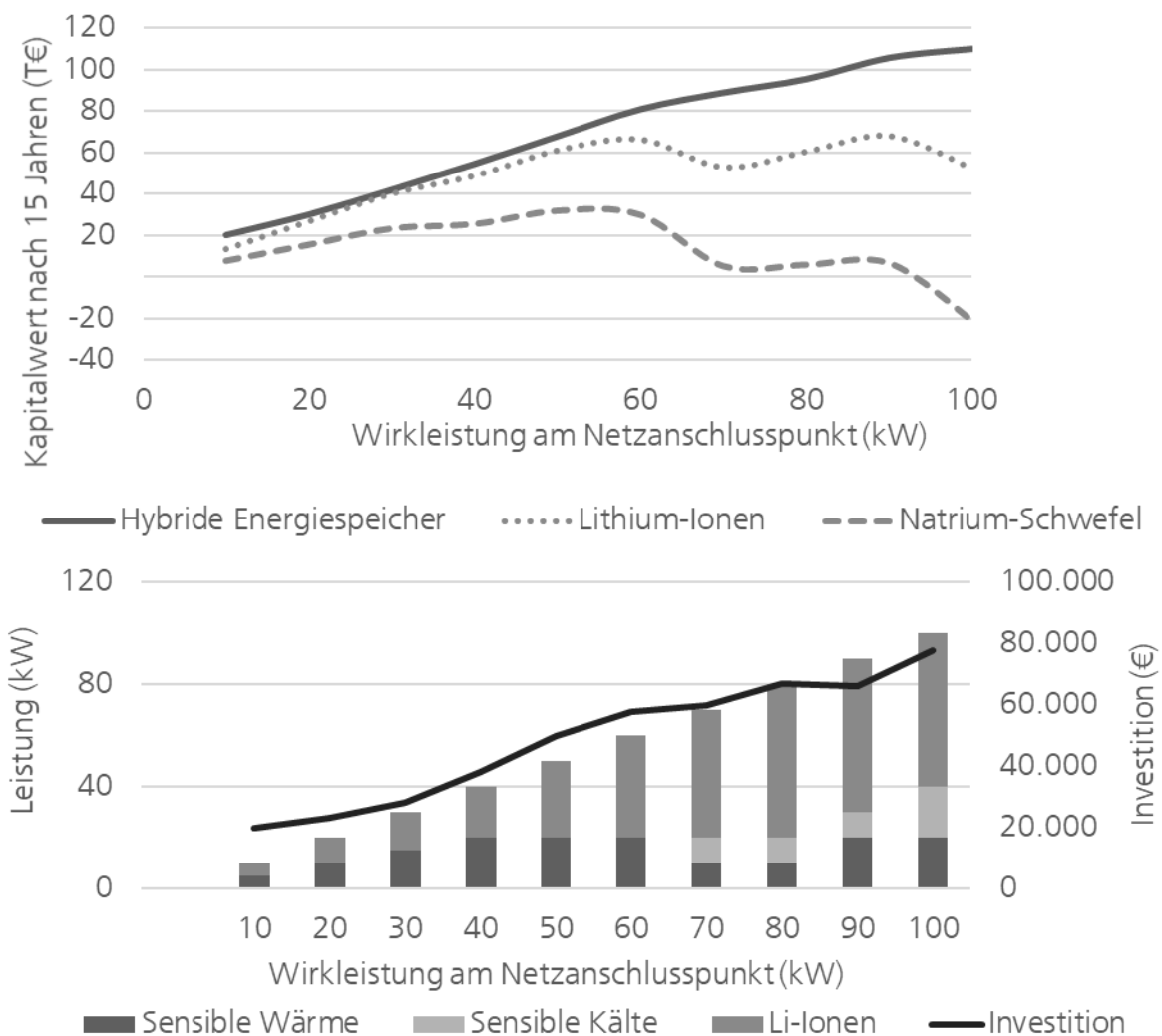


Abbildung 48 Visualisierung der Auslegung

Der Kapitalwert und die summierte Energiekosteneinsparung können, wie in der Abbildung 49 abgebildet, für den Energiespeicher beziehungsweise die Energiespeicherkombination mit dem höchsten Kapitalwert visualisiert werden. Durch die

Darstellung der Werte über die einzelnen Jahre kann ermittelt werden, in welchem Jahr sich die Investition amortisiert.

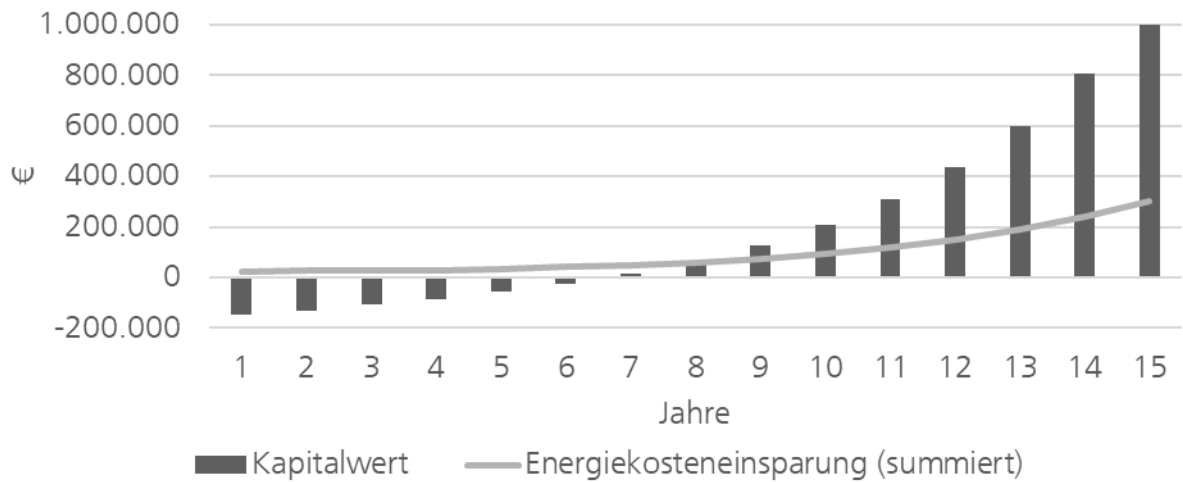


Abbildung 49 Visualisierung des Kapitalwerts und der summierten Energiekosteneinsparung

5.2.5 Bewertung

In diesem Schritt wird ein Vergleich der Energiespeicher und der Anwendungsfälle, eine Sensitivitätsanalyse und eine Bewertung der Ergebnisse durchgeführt.

Vergleich der Energiespeicher und der Anwendungsfälle

Nachdem alle Anwendungsfälle für ein Unternehmen analysiert wurden, werden in diesem Schritt die (energieträgerübergreifenden hybriden) Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten je Anwendungsfall miteinander verglichen. Um die Investitionsentscheidung unterstützen zu können, werden die Investition, die Amortisationszeiten, die Kapitalwerte und die Renditen, bezogen auf den Betrachtungszeitraum, verglichen (Abbildung 50).

Die Rendite (oder auch Rentabilität) ist ein Maß für die Erfolgsgröße von Investitionen. Dieses Maß kann für die Bewertung von Einzelinvestitionen und als Vergleich von Alternativinvestitionen genutzt werden. (Poggensee 2015, S. 67)

Die Rendite wird in der Literatur anhand des Gewinns und dem Kapitaleinsatz (Investition) berechnet. Da in dieser Arbeit kein Gewinn ausgewiesen wird, wird anstelle des Gewinns der Kapitalwert genutzt. Die Rendite (in %) wird über die Formel (78) mittels Kapitalwert und Anfangsinvestition ermittelt.

$$R_{ent} = \frac{K_W}{I_0} \quad (78)$$

Die Eingabe- und Ausgabedaten sind in der Tabelle 17 angegeben.

Tabelle 17 Eingabe- und Ausgabedaten Bewertung

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Kapitalwerte (K)	€	Renditen (R_{ent})	%
Investition (I)	€		
Amortisationszeiten (t_A)	Jahre		

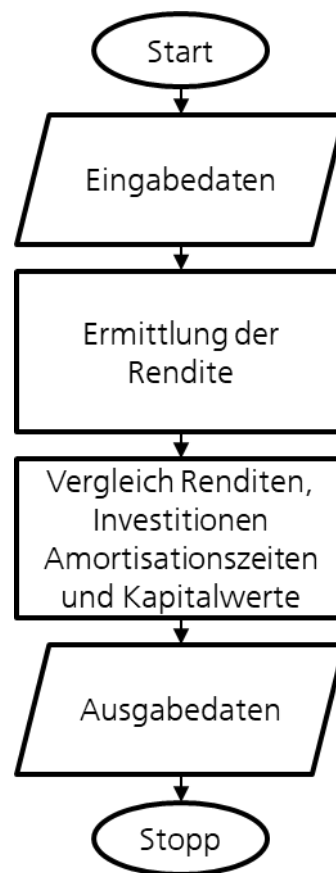


Abbildung 50 Ablaufdiagramm Vergleich der Energiespeicher und der Anwendungsfälle

Vorschlag für die Darstellung der Ergebnisse

Der Vergleich der Energiespeicher und der Anwendungsfälle können, wie in der Abbildung 51 dargestellt, visualisiert werden. In diesem Diagramm können die Energiespeicher (mit den höchsten Kapitalwerten), sortiert nach den Anwendungsfällen, über die ökonomischen Kennwerte Investition, Kapitalwert, Rendite und Amortisation miteinander verglichen werden. Je nach Ziel des Unternehmens können so die Energiespeicher und die Anwendungsfälle mit der kürzesten Amortisation, geringsten Investition, höchsten Rendite oder höchstem Kapitalwert ermittelt werden.

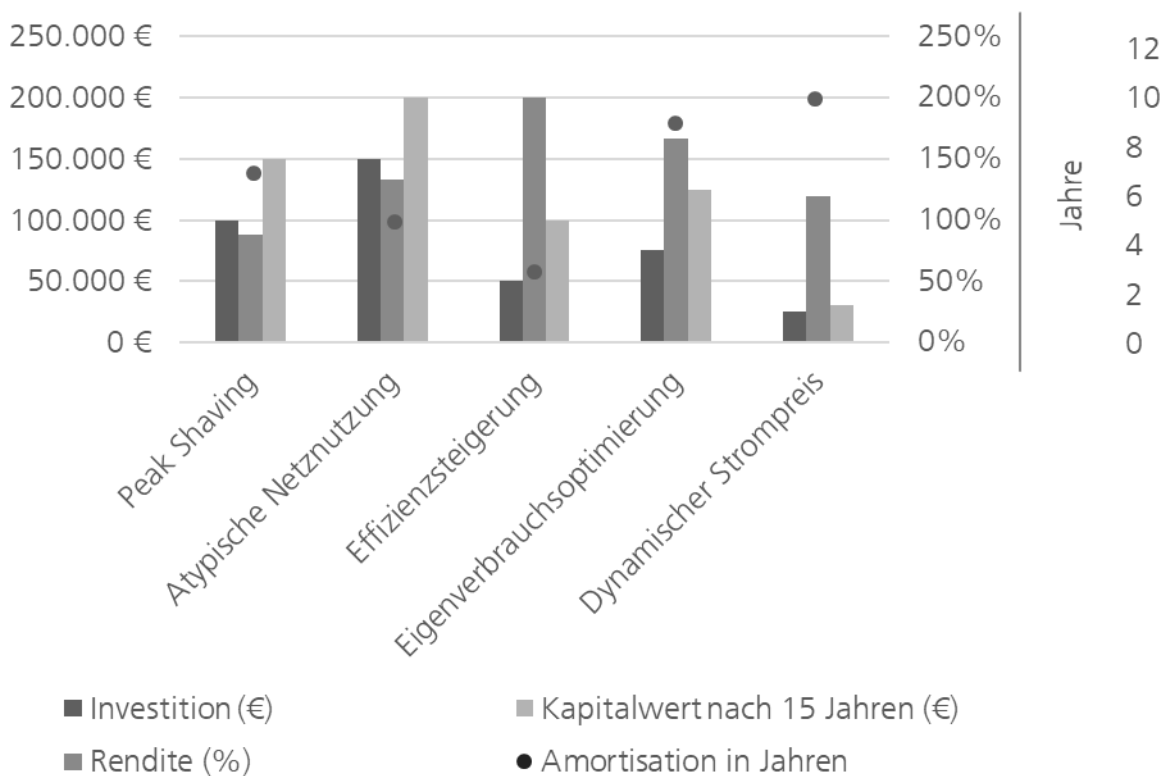


Abbildung 51 Visualisierung des Vergleichs der Energiespeicher

Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse ermöglicht es, die Abhängigkeit des Ergebnisses einer Investitionsrechnung von möglichen Parameteränderungen darzustellen. Wie im Kapitel 2.7 vorgestellt, wird die Sensitivitätsanalyse nach der Szenarioanalyse durchgeführt. Die Szenarien werden in „Bestcase“, „Worstcase“ und „Trendcase“ untergliedert. Bei der Szenarioanalyse werden die ökonomischen Eingabeparameter verändert, um die Auswirkung auf den Zielwert, in diesem Fall den Kapitalwert, betrachten zu können. In der Literatur werden zwei bis maximal fünf unterschiedliche Szenarien und zwei bis maximal fünf veränderbare Parameter vorgeschlagen (Kapitel 2.7.4 und 2.7.5). Die Ergebnisse der Szenarien werden in einem Diagramm als sogenannter Trichter aufgezeigt. Die Parameter für die Szenarien und deren Veränderbarkeit werden im Folgenden vorgestellt.

Einer der wichtigsten Parameter, der einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern hat, sind die Kennwerte von Energiespeichertechnologien. Diese geben die Grenzen der technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten für Energiespeicher vor (Kapitel 2). Wie im Kapitel 2 vorgestellt, werden für das Trendszenario die durchschnittlichen Werte verwendet. Für das Bestcaseszenario wird die Literaturquelle, mit den niedrigsten ökonomischen Kennwerten verwendet und für das Worstcaseszenario entsprechend die Literaturquelle mit den höchsten ökonomischen Kennwerten. Somit lässt sich der Einfluss der gewählten Kennwerte für Energiespeichertechnologien auf die Auslegung und den Kapitalwert zeigen.

Der nächste wichtige Parameter ist der Kapitalzins. Dieser Parameter stellt das Potenzial zur Steigerung der Investitionssumme für andere Investments dar. Dieser Parameter hat bei der Betrachtung einer Investition über die Kapitalwertmethode einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und die Amortisation. Dieser Parameter wird von der deutschen Bundesbank erfasst und verändert sich stetig. Für den Trendcase wird der vorgegebene Wert der Unternehmen genutzt. Für den Bestcase wird der niedrigste Wert zwischen 1970 und 2020 genutzt. Der niedrigste Wert lag bei 0 %. Für den Worstcase wird der höchste Wert zwischen 1970 und 2020 genutzt und lag bei 10 %. (Deutsche Bundesbank 2021)

Als weiterer wichtiger Parameter wird die Energiepreissteigerung untersucht. Der Parameter der Energiepreissteigerung gibt an, um wie viel Prozent sich die Energie- und Leistungskosten durchschnittlich pro Jahr verändern. Damit hat dieser Parameter einen hohen Einfluss auf eine mögliche Investition in Energiespeichertechnologien. Für das Trendszenario werden von den Unternehmen vorgegebene Werte genutzt. Für das Bestcaseszenario wird die höchste Energiepreissteigerung mit 5 % genutzt. Für den Worstcase wird der niedrigste Wert mit -4 % genutzt. (Bundesnetzagentur 2021a)

Die letzten beiden szenariobildenden Parameter stellen die unternehmensspezifischen Energie- und Leistungspreise dar. Ohne diese Parameter könnte keine Kosteneinsparung berechnet werden. Um den Einfluss dieser Parameter abbilden zu können, wird im Trendcase der unternehmensspezifische Wert abgebildet, im Bestcase werden diese Werte verdoppelt und im Worstcase werden diese Werte halbiert.

Für den Anwendungsfall der Eigenverbrauchsoptimierung wird ein weiterer szenariobildender Parameter, die Einspeisevergütung für PV-Anlagen, untersucht. Dieser Parameter ist stark abhängig von der Größe und dem Jahr des Anschlusses an das öffentliche Netz. Anlagen ab 750 kW müssen nach aktuellem Erneuerbaren Energie Gesetz (EEG) an einer Ausschreibung teilnehmen und können keine vorher festgelegte Vergütung erwarten (Fraunhofer ISE 2021). Daher wird für die Trendkurve die unternehmensspezifische Einspeisevergütung verwendet. Für das Bestcaseszenario wird angenommen, dass keine Einspeisevergütung bezogen wird. Für das Worstcaseszenario wird davon ausgegangen, dass die höchstmögliche Vergütung pro kWh bezogen wird. Als Beispiel beträgt diese Vergütung im August 2021 5,6 Cent/kWh (Fraunhofer ISE 2021).

Der letzte individuelle Parameter für den Anwendungsfall der Nutzung eines dynamischen Strompreises bildet die Energiepreiskurve ab. Für den Trendcase wird eine reale unternehmensspezifische Energiepreiskurve verwendet. Für den Worstcase werden niedrigere Preise und weniger Schwankungen erwartet. Somit wird die reale unternehmensspezifische Kurve dementsprechend angepasst. Innerhalb des Forschungsprojekts „SynErgie“ wurde eine prognostizierte Energiepreiskurve für das Jahr

2030 mit höheren Energiepreisen und mehr Schwankungen entwickelt. Diese Kurve wird für das Bestcaseszenario genutzt.

Als letztes Szenario bleibt die Kombination der unterschiedlichen Parameter zu einem Best- und Worstcase Szenario. Hier werden alle Bestcase- und Worstcaseparameter miteinander kombiniert und der Einfluss auf den Kapitalwert wird aufgezeigt.

Abbildung 52 beschreibt das Ablaufdiagramm für die Sensitivitätsanalyse. Die Eingabe- und Ausgabedaten sind in der Tabelle 18 dargestellt.

Tabelle 18 Eingabe- und Ausgabedaten Sensitivitätsanalyse

Eingabedaten		Ausgabedaten	
Beschreibung	Einheit	Beschreibung	Einheit
Leistungspreis (E_{PN})	€/kW	Jährliche Betriebskosten (B_G)	€
Energiepreis (E_W)	€/kWh	Kapitalwert (K_w)	€
leistungsspezifische Anschaffungskosten (e_p)	€/kW	Amortisationszeit (t_A)	Jahre
energiespezifische Anschaffungskosten (e_w)	€/kWh	Investition (I)	€
leistungsspezifische Betriebskosten (b_p)	€/kW	Restwert (R_N)	€
energiespezifische Betriebskosten (b_w)	€/kWh	Gesamtkosten (K_G)	
Kapitalzins (i)	%	Ersatzinvestitionen (n_{EI})	Anzahl
Einspeisevergütung (e_{EE})	€	Zyklen (zyk)	
Energiepreissteigerung pro Jahr (i_{ep})	%	Einsparungen (E_G)	€
Dynamische Strompreiskurve (K_{DS})	€		

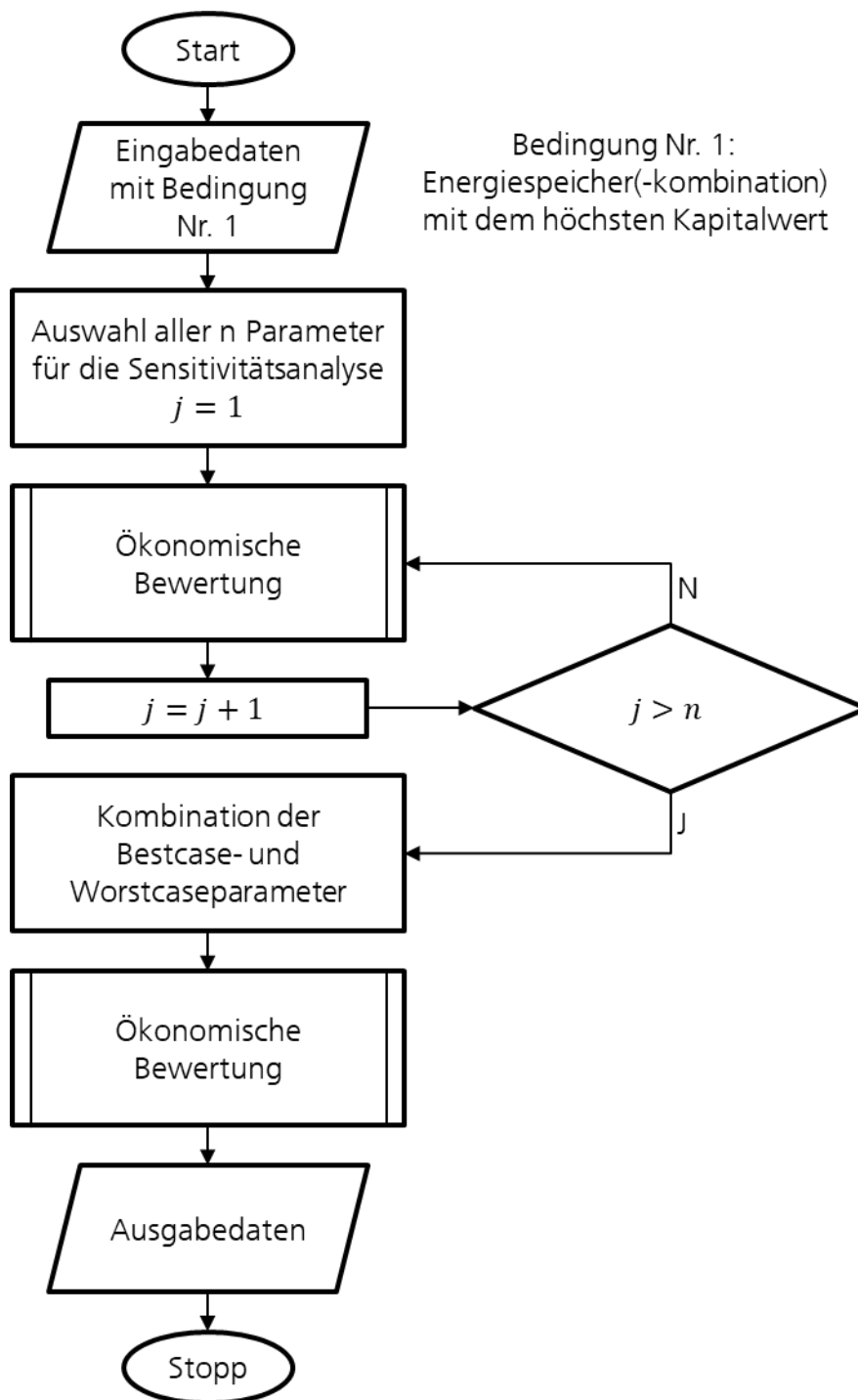


Abbildung 52 Ablaufdiagramm für die Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse kann, wie in Abbildung 53 abgebildet, visualisiert werden. Diese Abbildung stellt den „Bestcase“, „Worstcase“ und „Trendcase“ der Energiespeicher und

der zugehörigen Anwendungsfälle dar. Mit dieser Abbildung können die Einflüsse der verschiedenen Parameter auf den Zielwert, in diesem Fall der Kapitalwert, ermittelt werden.

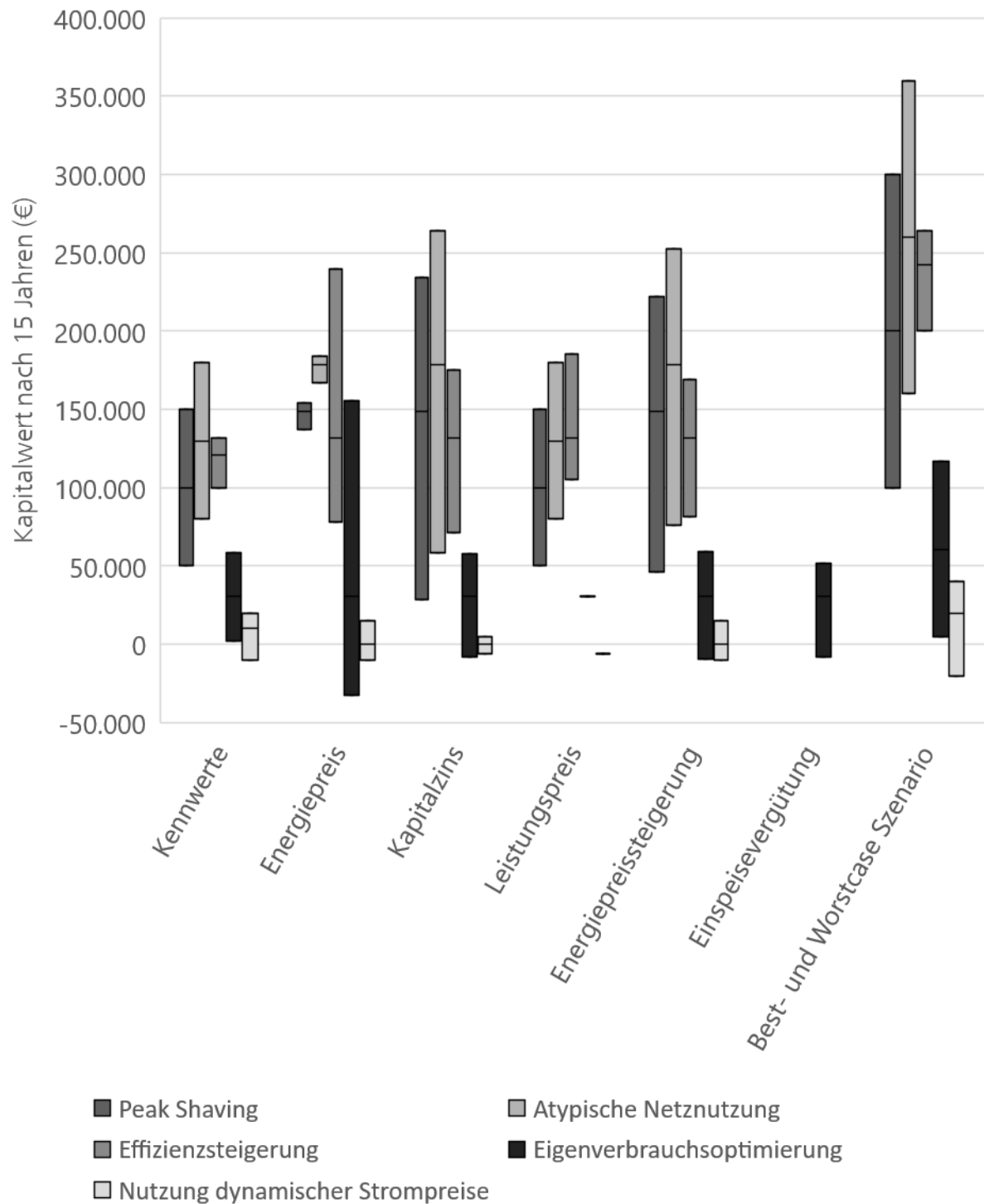


Abbildung 53 Visualisierung der Sensitivitätsanalyse

Bewertung der Ergebnisse

Im letzten Schritt erfolgt die Bewertung der durchgeführten Methode. Dabei werden die Ergebnisse und die Sensitivitätsanalyse zusammengefasst und eine Investitionsempfehlung für das Unternehmen ausgesprochen (Abbildung 54).

Die Eingabe- und Ausgabedaten sind in der Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19 Eingabe- und Ausgabedaten für die Bewertung der Ergebnisse

Eingabedaten

Beschreibung

Vergleich der Energiespeicher
und Anwendungsfälle

Sensitivitätsanalyse

Ausgabedaten

Beschreibung

Investitionsempfehlung

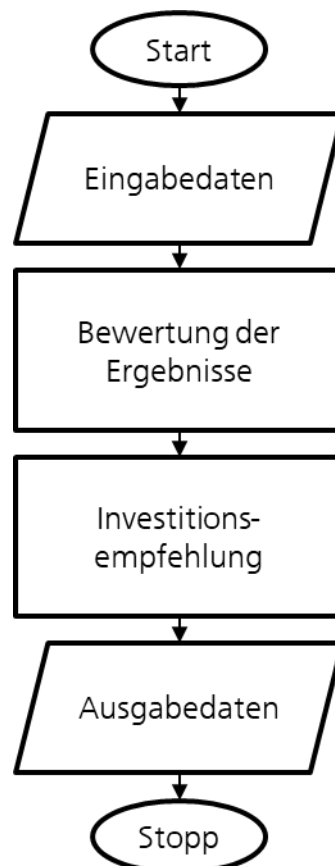


Abbildung 54 Ablaufdiagramm Bewertung der Ergebnisse

5.3 Zusammenfassung und Zwischenfazit

In dem zurückliegenden Kapitel wurde das Konzept zur techno-ökonomischen Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern entwickelt. Als übergeordnetes methodisches Vorgehen werden die Phasen der VDI 3633 und die Schritte von (Müller et al. 2009) kombiniert und verwendet. Für die Struktur und übersichtliche Darstellung werden die Ablaufdiagramme nach der DIN 66001 verwendet.

Der erste Schritt bildet die Referenz ab. Hier werden grundlegende Beschreibungen zur Orientierung des zu untersuchenden Objektbereichs beziehungsweise einer Fabrik oder eines Produktionssystems durchgeführt. Im darauffolgenden Schritt Datenbasis werden alle relevanten Daten erfasst und abgebildet. Dies umfasst beispielsweise die relevanten Lastprofile, die Energiewandlungsschritte und Energiekosten. Anschließend wird im Schritt Voranalyse die Datenbasis für die weiteren Schritte analysiert und erste Parameter und Kennwerte berechnet. Der Schritt Auslegung bildet den Kern des Konzepts ab. Dort wird anwendungsfallspezifisch die technische Auslegung der monoenergetischen Speicher und der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher durchgeführt. Anschließend wird die ökonomische Bewertung durchgeführt und der Einfluss auf den Energiebezug des Unternehmens ermittelt. Im letzten Schritt wird die Bewertung durchgeführt. Dort werden die Energiespeicherkonfigurationen miteinander verglichen, eine Sensitivitätsanalyse der ökonomischsten Parameter durchgeführt und letztendlich diese Erkenntnis bewertet und eine Empfehlung für das Unternehmen ausgesprochen.

Mit diesem Konzept kann die vierte abgeleitete Forschungsfrage beantwortet werden: Wie kann eine techno-ökonomische Bewertung methodisch durchgeführt werden?

Dies ist die Grundlage für die Implementierung und die Tests der Bewertung.

6 Validierung

Die Anwendbarkeit der entwickelten techno-ökonomischen Bewertung wird im Folgenden anhand zweier Fallstudien validiert. Die Fallstudien und die verwendeten Daten basieren auf zwei Unternehmen.

6.1 Fallstudie mittelständisches Zulieferunternehmen

Die erste Fallstudie wird mithilfe der Daten eines mittelständigen Zulieferunternehmens durchgeführt. Die einzelnen Schritte und die Ergebnisse basieren auf der entwickelten Bewertung aus dem 5. Kapitel.

6.1.1 Referenz

Die Datenbasis für die erste Fallstudie bildet ein mittelständiges deutsches Zulieferunternehmen. Das Unternehmen stellt elektromechanische Komponenten für den Verkehrssektor her. Das Unternehmen weist einen elektrischen und zwei thermische (Kälte und Wärme) Energieverbräuche auf. Das Unternehmen ist elektrisch an das öffentliche Netz gekoppelt. Weitere Anschlüsse, wie ein Anschluss an das öffentliche Gasnetz, und andere externe Energieträger liegen nicht vor. Die Erzeugung von thermischer Energie wird über vier Wärmepumpen und vier Kompressionskältemaschinen sichergestellt. Mechanische oder chemische Energie wird nicht genutzt. Das Unternehmen besitzt eine PV-Anlage.

Ziel des Unternehmens ist die Anpassung der Strategie zur Energiebereitstellung und -beschaffung. Damit werden in dieser Fallstudie alle Anwendungsfälle (Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung, Eigenverbrauchsoptimierung und die Nutzung dynamischer Strompreise) untersucht.

6.1.2 Datenbasis

Der aktuelle Energiepreis des Unternehmens liegt bei 0,16 €/kWh und der Leistungspreis liegt bei 134 €/kW. Das Unternehmen ist über die Mittelspannungsebene an das öffentliche Netz angeschlossen und besitzt HLZF im Frühling, Herbst und Winter. Im Sommer liegt kein HLZF vor. Der Betrachtungszeitraum für die Kapitalwertmethode wird vom Unternehmen auf 15 Jahre festgelegt. Der vom Unternehmen vorgegebene Kapitalzins beträgt 3 % und die jährliche Energiepreissteigerung 2 %. Das Unternehmen besitzt eine PV-Anlage mit einer maximalen Leistung von 1,4 MW. Die Einspeisevergütung liegt bei 0,02 €/kWh. Eine dynamische Strompreiskurve liegt für den Day-Ahead Markt vor. In der Tabelle 20 ist die gegebene Datenbasis der ersten Fallstudie aufgelistet.

Tabelle 20 Datenbasis der ersten Fallstudie

Datensatz	Beschreibung	Einheit
Lastverlauf / Energieverbrauch jedes relevanten Energieträgers	Liegt vor für den thermischen (Kälte und Wärme) und elektrischen Energieverbrauch in 35.040 Datenpunkten pro Jahr	kW
Leistungskurve der relevanten Energiewandlungstechnologien	Liegt vor für je vier Wärmepumpen und je vier Kompressionskältemaschinen	kW
Energiepreis	0,16	€/kWh
Leistungspreis	134	€/kW
Hochlastzeitfenster	Frühling (01.03. – 31.05.) von 08:45 bis 11:45 Uhr Sommer (01.06. – 30.08.): kein HLZF Herbst (01.09. – 30.11.): 08:15 bis 13:00 Uhr und 14:30 bis 17:30 Uhr Winter (01.12. – 28./29.02.): 07:45 bis 12:00 Uhr und 14:30 bis 17:30 Uhr	
Kapitalzins	3	%
Betrachtungszeitraum	15	a
Energiepreissteigerung pro Jahr	2	%
Spannungsebene	Mittelspannung	

Einspeisevergütung	0,02	€/kWh
Erzeugerkurven von EE	Liegt vor für eine PV-Anlage mit 1,4 MW _p	kW
Strompreiskurve	Liegt vor für den Day-Ahead Market	€/kWh

6.1.3 Voranalyse

Das Unternehmen weist eine maximale elektrische Spitzenleistung von unter einem MW auf und ist ausschließlich elektrisch an das öffentliche Netz gekoppelt. Die minimale Leistung, die vom öffentlichen Netz bezogen wird, liegt bei unter 50 kW. Der Bedarf am Netzanschlusspunkt setzt sich aus einem elektrischen Energiebedarf für Produktion und Gebäude, einem thermischen Kältebedarf und einem thermischen Wärmebedarf zusammen. Die thermischen Bedarfe werden über elektrisch betriebene Wärmepumpen und Kompressionskältemaschinen zur Verfügung gestellt.

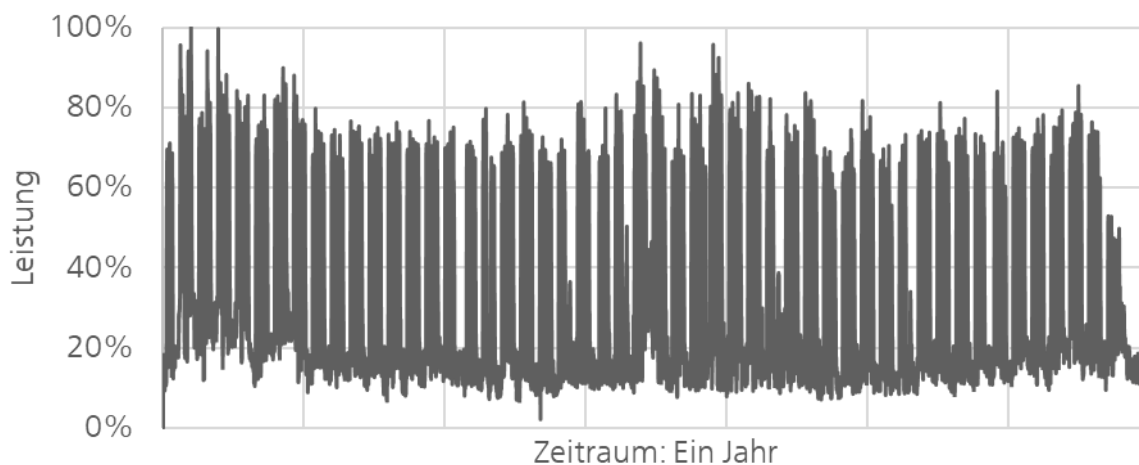


Abbildung 55 Elektrischer Strombezug vom öffentlichen Netz

Abbildung 55 zeigt den elektrischen Strombezug vom öffentlichen Netz über ein Jahr. Die mittlere Leistung beträgt ca. 280 kW. Der Gesamtenergieverbrauch des Unternehmens liegt bei ca. 2.400.000 kWh. Die Spitzenlast des Unternehmens wird im Winter erreicht, daneben treten weitere Spitzenlasten in den Sommermonaten auf.

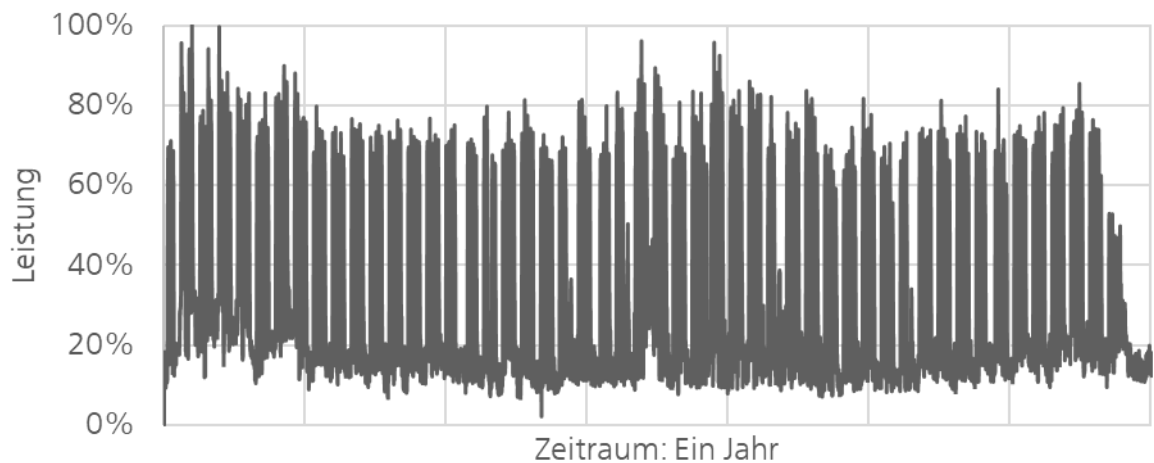


Abbildung 55 Elektrischer Strombezug vom öffentlichen Netz

Abbildung 56 zeigt den rein elektrischen Energiebedarf des Unternehmens. Die Spitzenlast wird in den Sommermonaten erreicht. Daneben treten weitere Spitzenlasten verteilt über das ganze Jahr auf. Die mittlere Leistung beträgt ca. 220 kW.

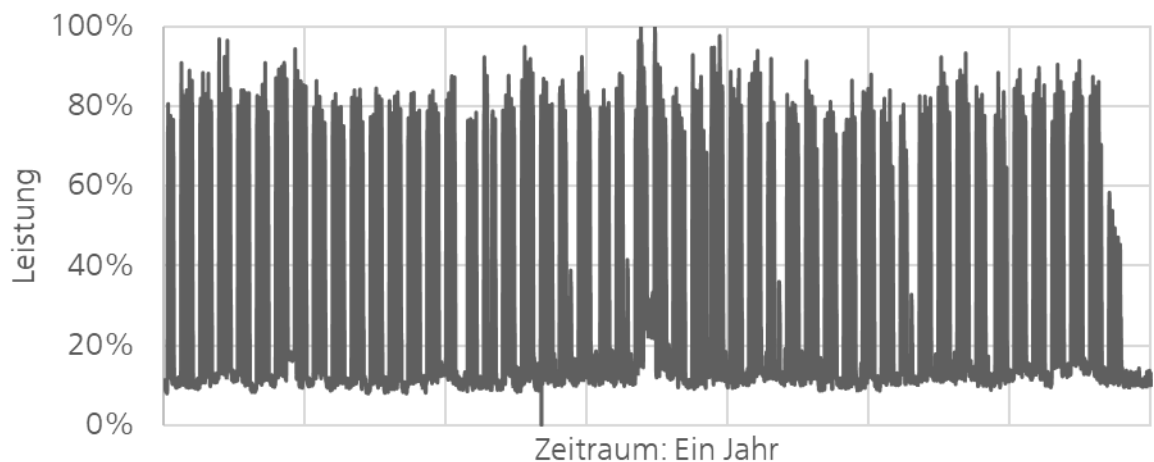


Abbildung 56 Elektrischer Energiebedarf über ein Jahr

Der thermische Wärmebedarf des Unternehmens wird mithilfe von Wärmepumpen gedeckt. Abbildung 57 stellt den thermischen Wärmebedarf über ein Jahr dar. Die Spitzenlast wird in den Wintermonaten erreicht und liegt bei unter einem MW. Die mittlere thermische Leistung liegt bei ca. 110 kW. Für die Sommermonate ist erkennbar, dass der thermische Wärmebedarf nahezu bei null liegt, da das Unternehmen keinen konstant betriebenen thermischen Prozess besitzt.

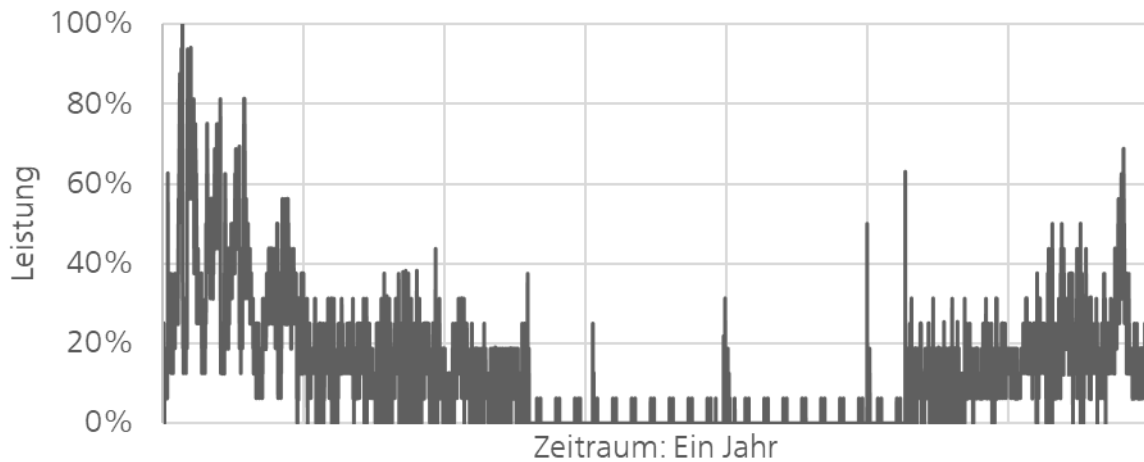


Abbildung 57 Thermischer Wärmebedarf über ein Jahr

Abbildung 58 stellt den thermischen Kältebedarf über ein Jahr dar. Die Spitzenlast wird in den Sommermonaten erreicht und liegt bei ca. 750 kW. Die mittlere thermische Leistung liegt bei ca. 100 kW. Der thermische Kältebedarf des Unternehmens wird mithilfe von KKM gedeckt.

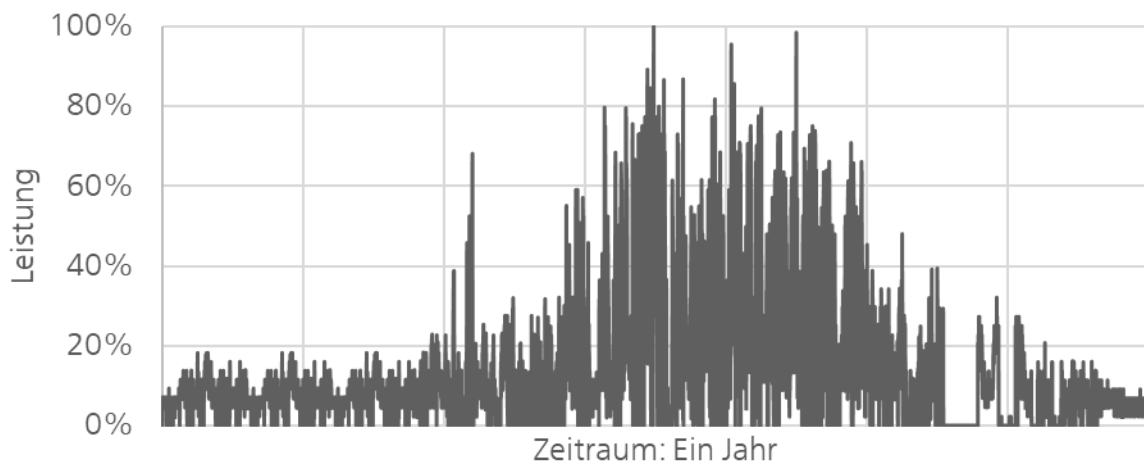


Abbildung 58 Thermischer Kältebedarf über ein Jahr

Anhand dieser Daten können dementsprechend für das elektrische Lastprofil fünf elektrochemische Energiespeichertechnologien (Li-Ionen, Bleisäure, Natrium-Schwefel, Nickel-Cadmium und Red-Ox-Flow) und je thermischem Lastprofil zwei Energiespeichertechnologien (sensible und latente) ausgelegt und bewertet werden. Die

für die Auslegung verwendeten Energiespeicherkennwerte können der Tabelle 34 und Tabelle 35 im Anhang entnommen werden.

Das Unternehmen besitzt eine PV-Anlage mit einer maximalen Leistung von unter 1,5 MW. Damit soll ein Großteil des eigenen Energiebedarfs gedeckt werden. Das Lastprofil entstammt dem Deutschen Wetterdienst für den Standort des Produktionsunternehmens und wurde auf die maximale PV-Anlagen-Leistung skaliert.

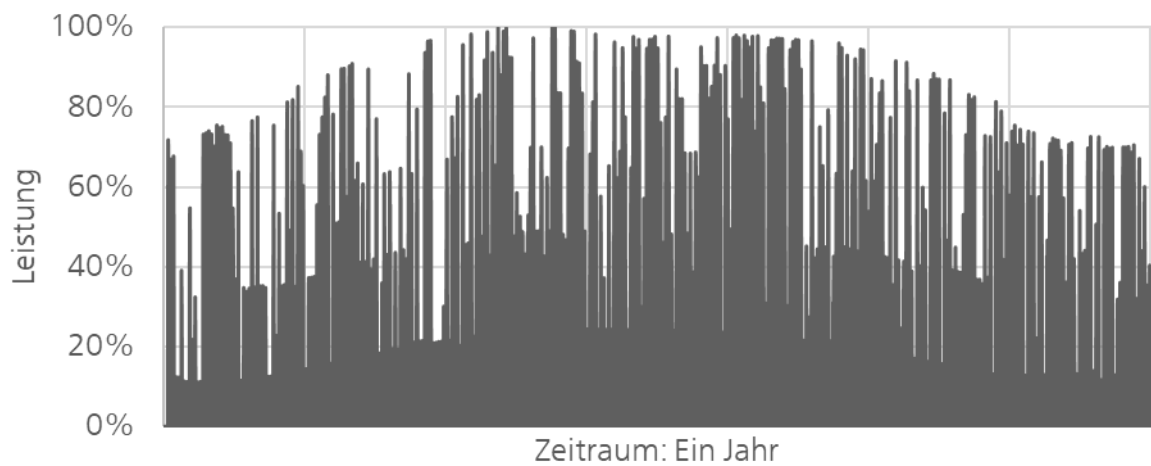


Abbildung 59 PV-Erzeugung über ein Jahr

Abbildung 60 zeigt die überschüssige PV-Erzeugung über ein Jahr. Dies entspricht der eingespeisten Energie in das öffentliche Stromnetz.

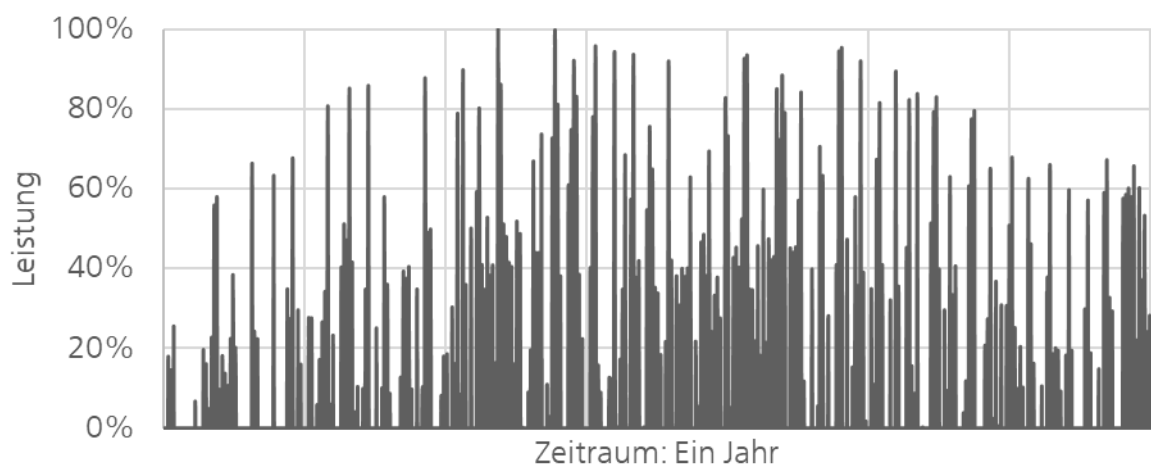


Abbildung 60 Eingespeiste Energie in das öffentliche Netz aus überschüssiger Erzeugung erneuerbarer Energien

Abbildung 61 zeigt eine vom Unternehmen gegebene Energiepreiskurve über ein Jahr. Diese Kurve entstammt dem Day-Ahead-Handel und dem Spotmarkt. Der kleinste Wert liegt bei $-0,09 \text{ €/kWh}$. Der größte Wert liegt bei $0,12 \text{ €/kWh}$. Der Median und Mittelwert liegen jeweils bei $0,04 \text{ €/kWh}$.

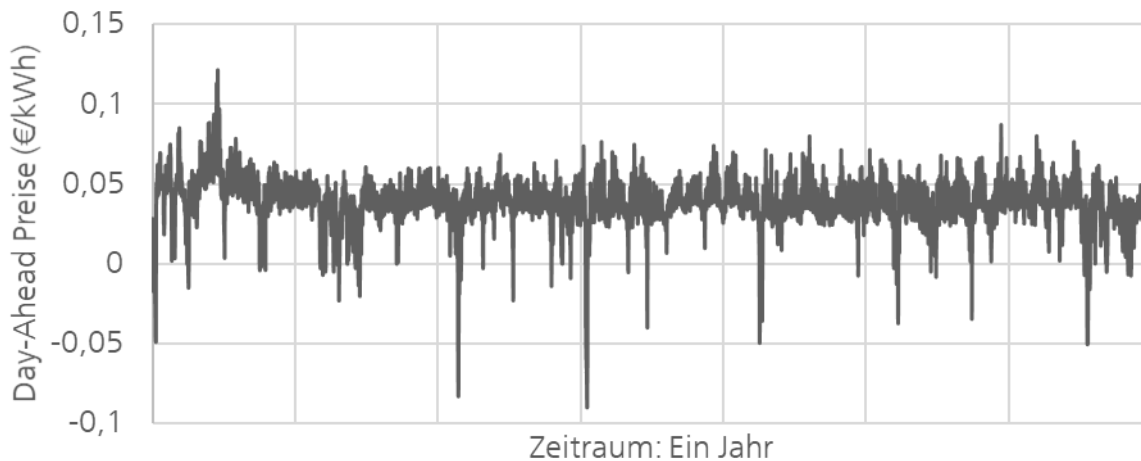


Abbildung 61 Day-Ahead-Energiepreiskurve über ein Jahr

Für die Sensitivitätsanalyse wird eine prognostizierte Energiepreiskurve über ein Jahr verwendet, um eine mögliche zukünftige Entwicklung dynamischer Strompreise abbilden zu können. Abbildung 62 stellt den Verlauf dieser Kurve über ein Jahr dar. Der kleinste Wert liegt bei $-0,19 \text{ €/kWh}$. Der größte Wert liegt bei $0,38 \text{ €/kWh}$. Der Median und Mittelwert liegen jeweils bei $0,09 \text{ €/kWh}$. Diese Werte unterscheiden sich massiv von den aktuellen Energiepreiskurven. Zudem ist zu erkennen, dass die Volatilität und die Abweichung vom Mittel stark zunehmen, wodurch die Schwankungen zunehmen und mehr negative Energiepreise entstehen. Diese mögliche prognostizierte Energiepreiskurve wurde innerhalb des Kopernikus-Forschungsprojekts „SynErgie“ entwickelt und stellt eine mögliche Energiepreisentwicklung dar.

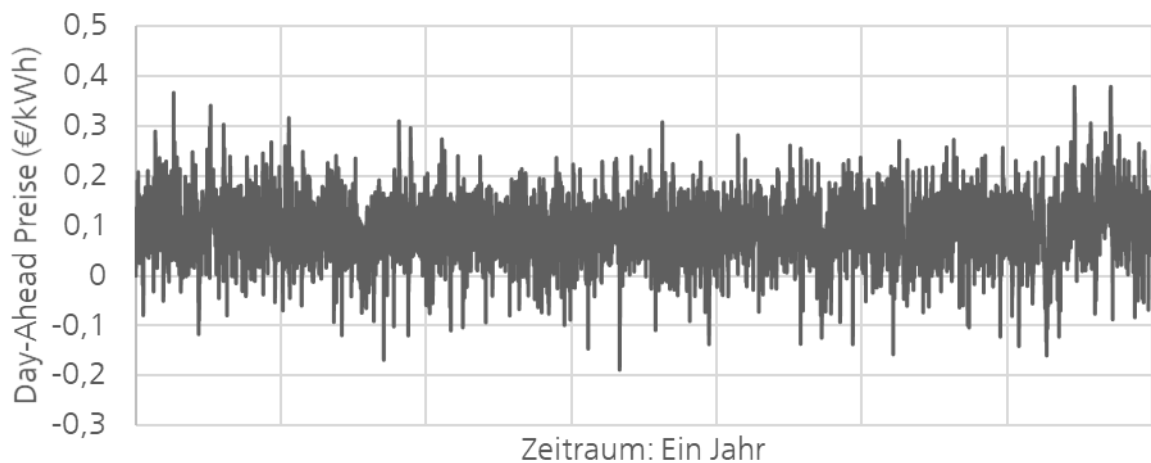


Abbildung 62 Prognostizierte Day-Ahead-Energiepreiskurve über ein Jahr

6.1.4 Auslegung

In diesem Kapitel werden die Anwendungsfälle (Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung, Eigenverbrauchsoptimierung und die Nutzung dynamischer Strompreise) für die erste Fallstudie analysiert. Im Folgenden wird unter Wirkleistung die Leistung der Energiespeicher verstanden, die am Netzanschlusspunkt wirkt. Darin eingeschlossen sind die Energiewandlungsstellen und die Ein- bzw. Ausspeicherverluste.

Peak Shaving

Die detaillierten Ergebnisse der Bewertung können für die Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten der Tabelle 21 entnommen werden. Die maximal mögliche Peak Shaving Leistung liegt bei ca. 300 kW.

Abbildung 63 beschreibt den Kapitalwert ausgelegter Energiespeichertechnologien über die Peak Shaving- beziehungsweise Wirkleistung am Netzanschlusspunkt. Da für jede Leistung am Netzanschlusspunkt mehrere Kombinationen für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher möglich sind, wird nur die Kombination betrachtet, die den höchsten Kapitalwert aufweist. Beispielsweise eine Kombination eines Lithium-Ionen- und thermischen Kältespeichers. Bis zu einer Leistung von ca. 50 kW weisen alle Energiespeichertechnologien einen positiven Kapitalwert auf. Für die Lastkappung bis 30 kW eignen sich zudem sensible und latente Wärmespeicher. Nach dieser Leistung sind thermische Energiespeicher nur noch in Kombination mit anderen Energiespeichern als

energeträgerübergreifende hybride Energiespeichersysteme einsetzbar. Durch die Auslegung und Kombination der Technologien können die energeträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher einen größeren Peak Shaving-Bereich abdecken. Sie besitzen in diesem Beispiel zu jedem Leistungspunkt den höchsten Kapitalwert und erreichen ihren maximalen Kapitalwert bei 280 kW.

In Abbildung 63 ist die jeweilige Technologiekombination der hybriden Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten über die entsprechenden Leistungen und die zugehörige Investition dargestellt. Der höchste Kapitalwert wird mit einem energeträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher und einer Wirkleistung von 280 kW erreicht. Der HES kombiniert einen sensiblen Wärmespeicher mit 130 kW, einen sensiblen Kältespeicher mit 90 kW und einen Lithium-Ionen Speicher mit 60 kW.

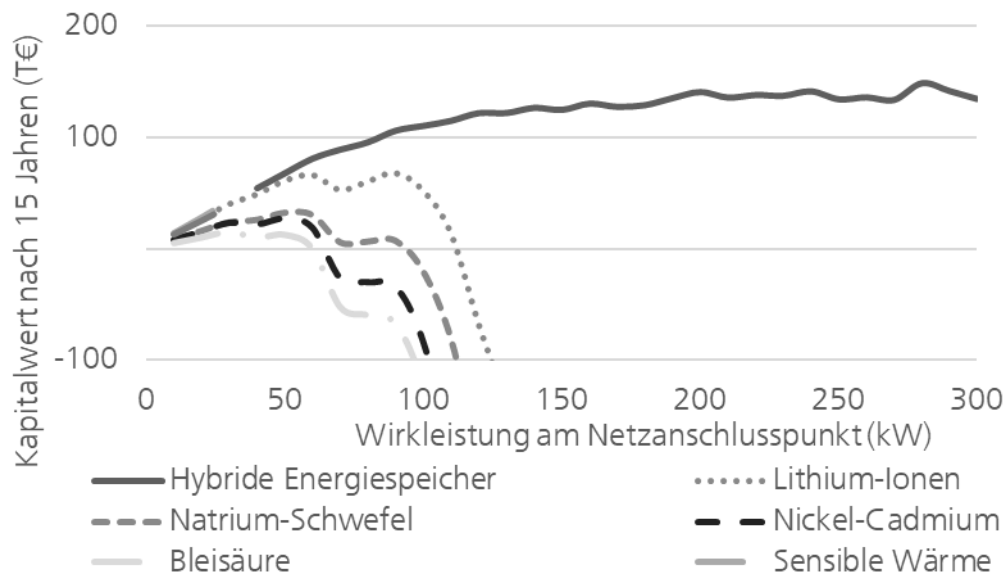


Abbildung 63 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Peak Shaving der ersten Fallstudie

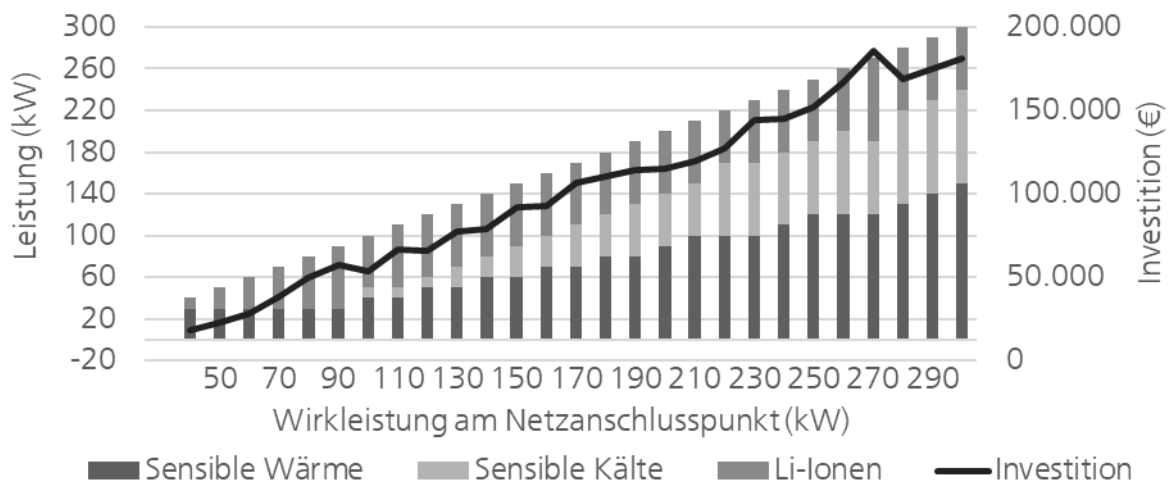


Abbildung 64 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Peak Shaving der ersten Fallstudie

Tabelle 21 zeigt die Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten je Energieträger für den Anwendungsfall Peak Shaving. Die Tabelle ist in einen technischen, ökonomischen und organisatorischen Teil untergliedert.

Der höchste Kapitalwert wird mit einem energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher und einer Wirkleistung von 280 kW erreicht, bestehend aus einem sensiblen thermischen Kältespeicher, einem sensiblen thermischen Wärmespeicher und einem elektrochemischen Lithium-Ionen Speicher. Mit einem Lithium-Ionen Speicher wird der höchste Kapitalwert für die monoenergetischen Speichersysteme erreicht. Ein sensibler Wärmespeicher mit einer Wirkleistung von 30 kW erzielt für die thermischen Energiespeicher den höchsten Kapitalwert.

Das HES weist im Vergleich die höchste jährliche Energieeinsparung, aber auch die höchste Investition auf. Die Amortisation des HES wird in unter acht Jahren erreicht. Daneben erreicht der Lithium-Ionen Speicher eine Amortisation von unter neun Jahren. Die Vorteile des thermischen sensiblen Wärmespeichers sind, neben der verhältnismäßig geringen Investition, die kurze Amortisation von unter vier Jahren und die hohe Lebenserwartung von bis zu 40 Jahren. Um das hybride Energiespeichersystem in dieser Konfiguration nach 15 Jahren weiterhin betreiben zu können, muss der elektrochemische Bestandteil, bestehend aus einem Lithium-Ionen Speicher, erneuert werden.

Tabelle 21 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien

Technologie	EHES (Sensible Wärme / Sensible Kälte / Lithium-Ionen)	Lithium-Ionen	Sensible Wärme
Technisch			
Wirkleistung (kW)	280 (130 + 90 + 60)	90	30
Energiespeicherleistung (kW)	535 / 396 / 63	94	116
Bruttokapazität (kWh)	4.110 / 1.195 / 35	157	31
Nettokapazität (kWh)	3.515 / 1.021 / 25,5	115	26
Zyklenzahl pro Jahr	7 / 12 / 15	6	2
Lebensdauer (Jahre)	40 / 40 / 15	15	40
Ökonomisch			
Kapitalwert (€)	148.388	67.866	42.328
Investition (€)	168.664	95.946	12.350
Durchschnittliche Einsparung pro Jahr (€)	27.390	13.893	4.633
Amortisation (Jahre)	< 8	< 9	< 4
Restwert (€)	51.934 / 30.845 / 0	0	7.718
Anzahl der Ersatzinvestitionen	0	0	0
Jährliche Betriebsführungs-kosten (€)	535	20	3
Organisatorisch			
Veränderung Energiebezug (kWh)	+5.207	+58	+6
Veränderung Peak-Leistung (kW)	-184	-90	-30

Abbildung 65 stellt die Veränderung des Kapitalwerts und die summierte Energiekosteneinsparung über den Betrachtungszeitraum für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert dar. Zu erkennen ist, dass der Kapitalwert zwischen dem siebten und dem achten Jahr positiv wird und somit die Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums liegt. Die Steigung des Kapitalwerts nimmt in dieser Abbildung über den Betrachtungszeitraum nur leicht zu. Dies liegt an dem gegenläufigen Effekt des Kapitalzinseszinses und der jährlichen Energiekostensteigerung. Daher ist keine zunehmende Steigung auf der Abbildung erkennbar und es liegt kein charakteristischer Verlauf vor.

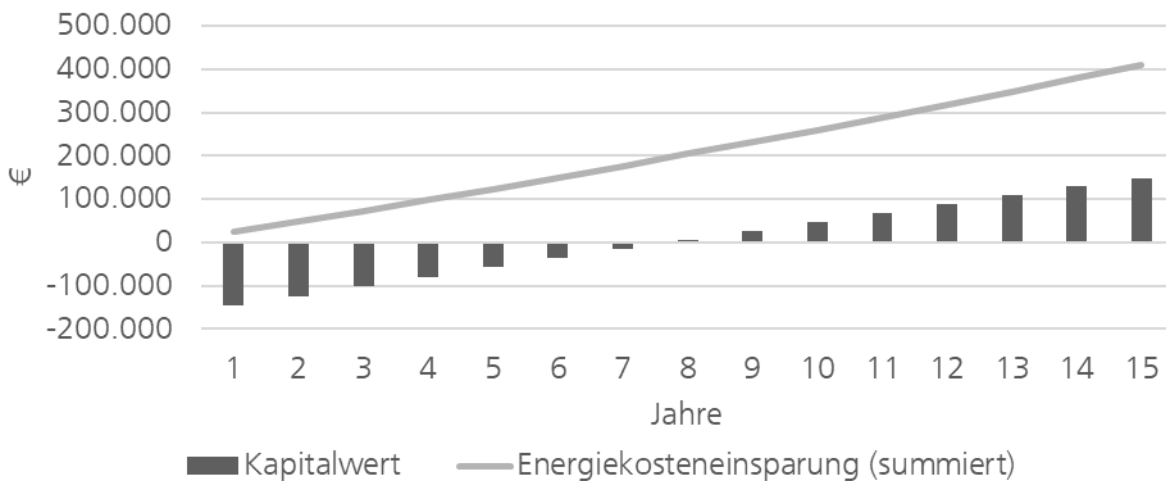


Abbildung 65 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Peak Shaving der ersten Fallstudie

Atypische Netznutzung

Die detaillierten Ergebnisse der Bewertung können für die Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten der Tabelle 22 entnommen werden. Die Erheblichkeitsschwelle liegt bei ca. 180 kW. Abbildung 66 beschreibt den Kapitalwert verschiedener Energiespeichertechnologien über die Wirkleistung am Netzanschlusspunkt für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der ersten Fallstudie. Da für jede Leistung am Netzanschlusspunkt mehrere Kombinationen für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher (EHES) möglich sind, wird nur die Kombination betrachtet, die den höchsten Kapitalwert aufweist. Beispielsweise eine Kombination eines Lithium-Ionen- und thermischen Kältespeichers. Für diesen Anwendungsfall können Energiespeicher eingesetzt werden, die eine Leistung von mindestens 180 kW erzielen und die Erheblichkeitsschwelle erreichen. Zwei verschiedene Energiespeicherkonfigurationen können einen positiven Kapitalwert erreichen. Zum einen energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher und zum anderen elektrochemische Lithium-Ionen Speicher. Andere Energiespeicher können entweder nicht die Erheblichkeitsschwelle der atypischen Netznutzung überschreiten oder keinen positiven Kapitalwert aufweisen. Der höchste Kapitalwert wird mit einem EHES und einer Wirkleistung von 260 kW erreicht.

In Abbildung 67 sind die jeweiligen Technologiekombinationen der EHES mit den höchsten Kapitalwerten über die entsprechenden Leistungen und die zugehörige Investition dargestellt. Die Kombination mit dem höchsten Kapitalwert besteht aus einem sensiblen Wärmespeicher mit 180 kW Wirkleistung und einem Lithium-Ionen Energiespeicher mit 80 kW Wirkleistung.

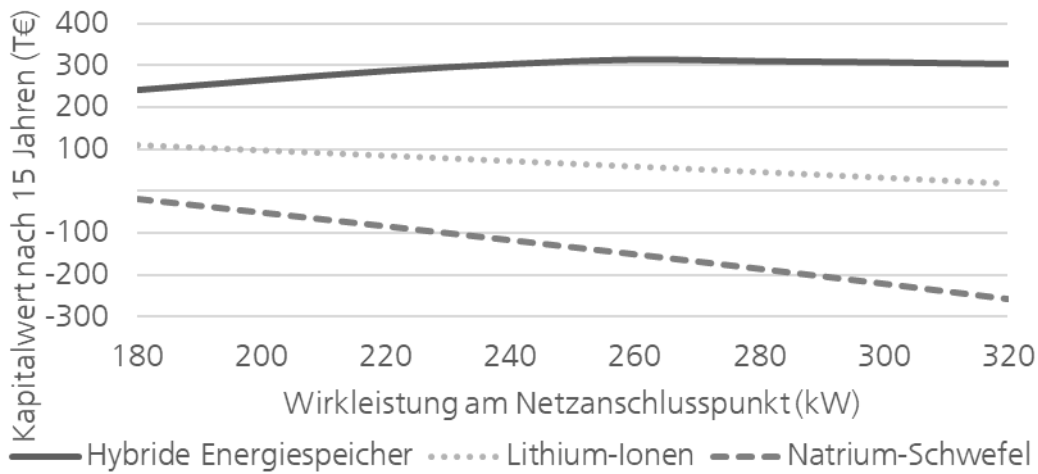


Abbildung 66 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der ersten Fallstudie

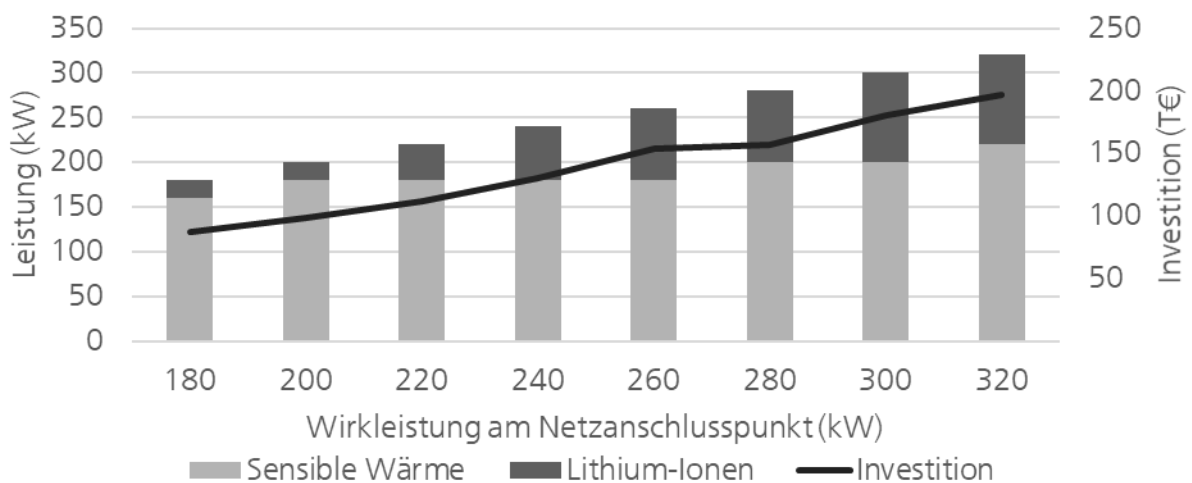


Abbildung 67 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der ersten Fallstudie

Tabelle 22 zeigt die Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten je Energieträger für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung auf. Die Tabelle ist in einen technischen, ökonomischen und organisatorischen Teil untergliedert.

Der höchste Kapitalwert wird mit einem EHES und einer Wirkleistung von 260 kW erreicht. Mit einem Lithium-Ionen Speicher wird der höchste Kapitalwert für die monoenergetischen Speichersysteme erreicht. Weitere Energiespeichertechnologien können entweder die Erheblichkeitsschwelle nicht erreichen oder keinen positiven Kapitalwert erzielen.

Der EHES weist die höchste jährliche Energieeinsparung auf. Zudem muss weniger Investition getätigt werden im Vergleich zu dem monoenergetischen Lithium-Ionen Speicher mit dem höchsten Kapitalwert. Die Amortisation des EHES wird in unter fünf Jahren erreicht. Daneben erreicht der Lithium-Ionen Speicher eine Amortisation von unter neun Jahren.

Hervorzuheben ist, dass sich die Spitzenleistung außerhalb des HLZF für beide Energiespeichersysteme um 180 kW erhöht.

Tabelle 22 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien

Technologie	EHES (Sensible Wärme / Lithium-Ionen)	Lithium-Ionen
Technisch		
Wirkleistung (kW)	260 (180 + 80)	180
Energiespeicherleistung (kW)	740 / 84	189
Bruttokapazität (kWh)	2.760 / 73	387
Nettokapazität (kWh)	2.360 / 53	282
Zyklenzahl pro Jahr	12 / 16	7
Lebensdauer (Jahre)	40 / 15	15
Ökonomisch		
Kapitalwert (€)	313.082	111.239
Investition (€)	153.890	220.841
Durchschnittliche Einsparung pro Jahr (€)	39.828	28.173
Amortisation (Jahre)	< 5	< 9
Restwert (€)	59.909 / 0	0
Anzahl der Ersatzinvestitionen	0	0
Jährliche Betriebsführungskosten (€)	285	50
Organisatorisch		
Veränderung Energiebezug (kWh)	+3.442	+178
Veränderung Peak-Leistung (kW)	+180	+180
Lastverlagerungspotenzial im HLZF (kW)	-260	-180
Erheblichkeitsschwelle (%)	30	21

Abbildung 68 stellt die Veränderung des Kapitalwerts und die summierte Energiekosteneinsparung über den Betrachtungszeitraum für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert dar. Zu erkennen ist, dass der Kapitalwert zwischen dem vierten und dem fünften Jahr positiv wird und somit die Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums liegt. Die Steigung des Kapitalwerts nimmt in dieser Abbildung über den Betrachtungszeitraum nur leicht zu. Dies liegt an dem gegenläufigen Effekt des Kapitalzinseszinses und der jährlichen Energiekostensteigerung. Daher ist keine zunehmende Steigung auf der Abbildung erkennbar und es liegt kein charakteristischer Verlauf vor.

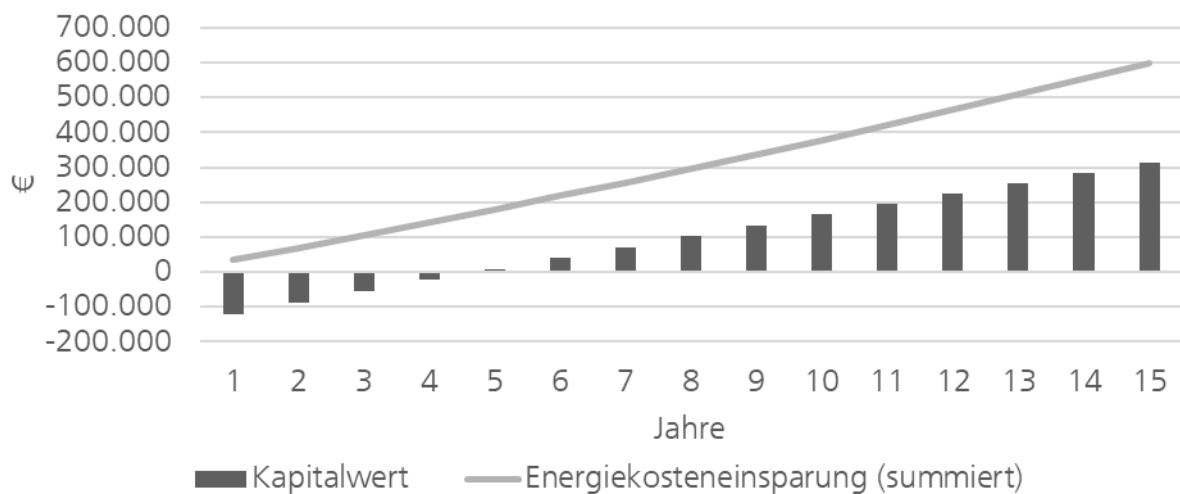


Abbildung 68 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der ersten Fallstudie

Effizienzsteigerung

Die detaillierten Ergebnisse der Bewertung können für die Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten der Tabelle 23 entnommen werden. Abbildung 69 beschreibt den Kapitalwert verschiedener Energiespeichertechnologien über die Wirkleistung am Netzanschlusspunkt für den Anwendungsfall der Effizienzsteigerung. Da für jede Leistung am Netzanschlusspunkt mehrere Kombinationen für EHES möglich sind, wird nur die Kombination betrachtet, die den höchsten Kapitalwert aufweist. Beispielsweise eine Kombination eines thermischen Wärmespeichers und thermischen Kältespeichers. Die Energiewandlungsanlagen des Unternehmens unterteilen sich in Wärmepumpen für die Wärmeversorgung und Kompressionskältemaschinen für die Kälteversorgung. Das Ziel dieses Anwendungsfalls ist es, die Energiewandlungsanlagen am energetisch optimalen Betriebspunkt betreiben zu können. Für diesen Anwendungsfall können vier monoenergetische Speichertechnologien und die Kombination zu EHES mit positiven Kapitalwerten ausgelegt werden. Bis zu einer Wirkleistung von 30 kW besitzen alle Technologien einen positiven Kapitalwert über den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren. Der höchste Kapitalwert für die Kälteversorgung wird mit einem sensiblen thermischen Kältespeicher und einer Wirkleistung von 20 kW erreicht. Der höchste Kapitalwert für die Wärmeversorgung wird mit einem sensiblen thermischen Wärmespeicher und einer Wirkleistung von 30 kW erreicht. Mit einem EHES, bestehend aus einem sensiblen thermischen Kältespeicher und einem sensiblen thermischen Wärmespeicher, und einer Wirkleistung von 50 kW lässt sich der höchste Kapitalwert erzielen.

In Abbildung 70 ist die jeweilige Technologiekombination der EHES mit den höchsten Kapitalwerten über die entsprechenden Leistungen und die zugehörige Investition dargestellt. Der höchste Kapitalwert wird mit einem hybriden Energiespeicher und einer Wirkleistung von 50 kW erreicht.

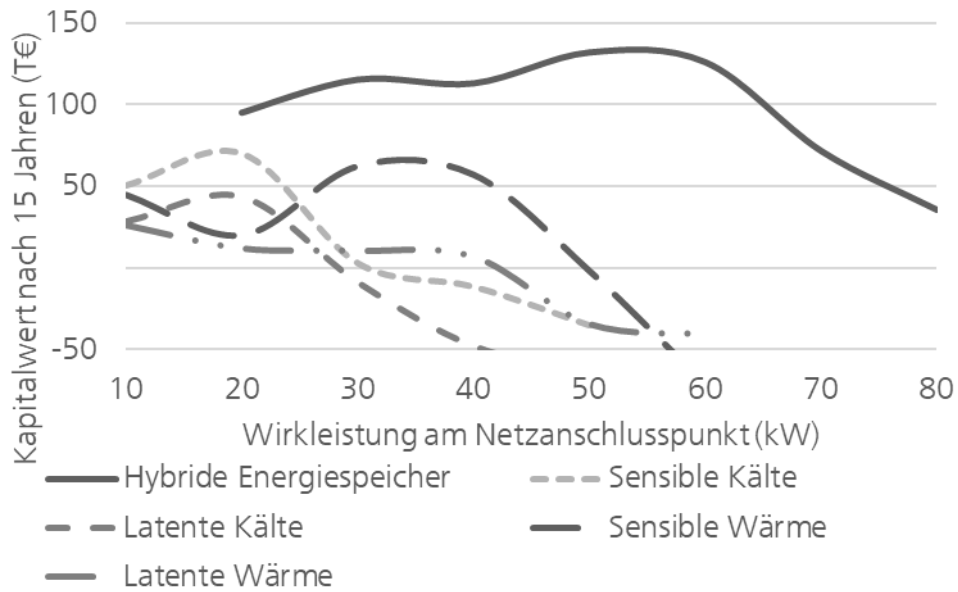


Abbildung 69 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der ersten Fallstudie

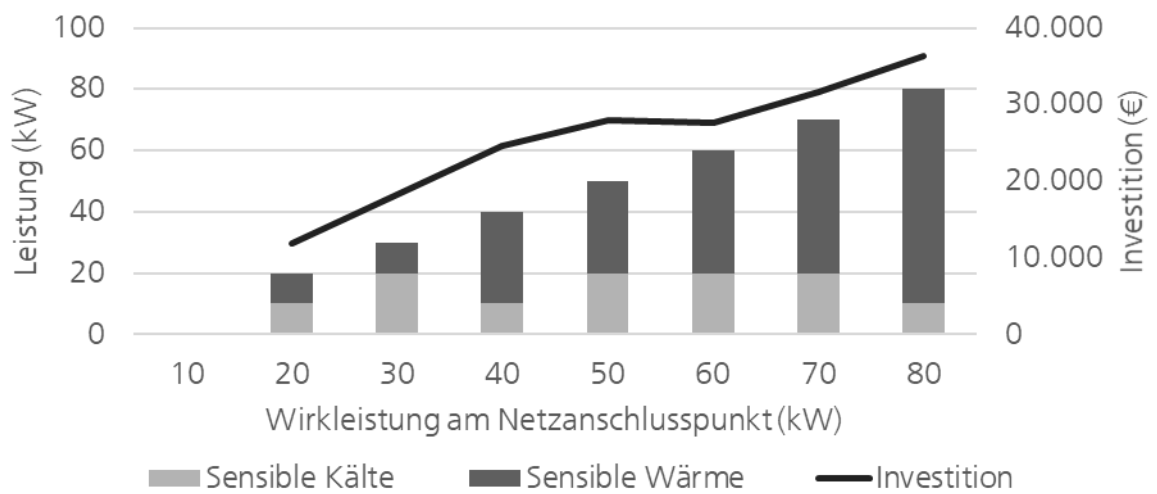


Abbildung 70 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der ersten Fallstudie

Tabelle 23 zeigt die Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten je Energieträger für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung auf. Die Tabelle ist in einen technischen, ökonomischen und organisatorischen Teil untergliedert.

Der höchste Kapitalwert wird mit einem EHES und einer Wirkleistung von 50 kW erreicht. Hervorzuheben ist, dass sich die Kennwerte aus den Werten der beiden monoenergetischen Speichertechnologien für das Kälte- und das Wärmeversorgungssystem mit dem höchsten Kapitalwert zusammensetzen. Der Vorteil ergibt sich hier aus der Nutzung einer gemeinsamen Betriebsstrategie, damit keine gegenseitige Beeinflussung entsteht und somit beispielsweise keine neuen Lastspitzen erzeugt werden.

Die Amortisation liegt bei den aufgeführten Technologien bei unter vier Jahren. Die Zyklenzahl mit 1.935 pro Jahr ist für einen sensiblen thermischen Kältespeicher verhältnismäßig hoch und bedeutet mindestens fünf Vollzyklen pro Tag. Die Lebensdauer des Energiespeichers liegt deswegen bei 15 Jahren. Die sensiblen thermischen Wärmespeicher erreichen eine Zyklenzahl von 90 pro Jahr. Damit ist mit einer Lebensdauer von 40 Jahren zu rechnen. Die Effizienz bzw. der COP / EER der Systeme kann jeweils um 0,58 für das Kältesystem und um 0,21 für das Wärmesystem gesteigert werden.

Tabelle 23 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien

Technologie	EHES (Sensible Kälte / Sensible Wärme)	Sensible Kälte	Sensible Wärme
Technisch			
Wirkleistung (kW)	50 (20 + 30)	20	30
Energiespeicherleistung (kW)	84 / 126	84	126
Bruttokapazität (kWh)	63 / 821	63	821
Nettokapazität (kWh)	54 / 702	54	702
Zyklenzahl pro Jahr	1.935 / 90	1.935	90
Lebensdauer (Jahre)	15 / 40	15	40
Ökonomisch			
Kapitalwert (€)	132.049	69.785	62.264
Investition (€)	27.896	9.255	18.641
Durchschnittliche Einsparung pro Jahr (€)	13.634	6.700	6.934
Amortisation (Jahre)	< 3	< 2	< 4
Restwert (€)	11.650	0	11.650
Anzahl der Ersatzinvestitionen	0	0	0
Jährliche Betriebsführungskosten (€)	88	6	82
Organisatorisch			
Veränderung Energiebezug (kWh)	-49.490	-36.321	-13.168
Veränderung Peak-Leistung (kW)	-29	0	-29
Erhöhung des COPs / EERs	0,58 / 0,21	0,58	0,21

Abbildung 71 stellt die Veränderung des Kapitalwerts und die summierte Energiekosteneinsparung über den Betrachtungszeitraum für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert dar. Zu erkennen ist, dass der Kapitalwert zwischen dem zweiten und dem dritten Jahr positiv wird und somit die Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums liegt. Die Steigung des Kapitalwerts nimmt in dieser Abbildung über den Betrachtungszeitraum nur leicht zu. Dies liegt an dem gegenläufigen Effekt des Kapitalzinseszinses und der jährlichen Energiekostensteigerung. Daher ist keine zunehmende Steigung auf der Abbildung erkennbar und es liegt kein charakteristischer Verlauf vor.

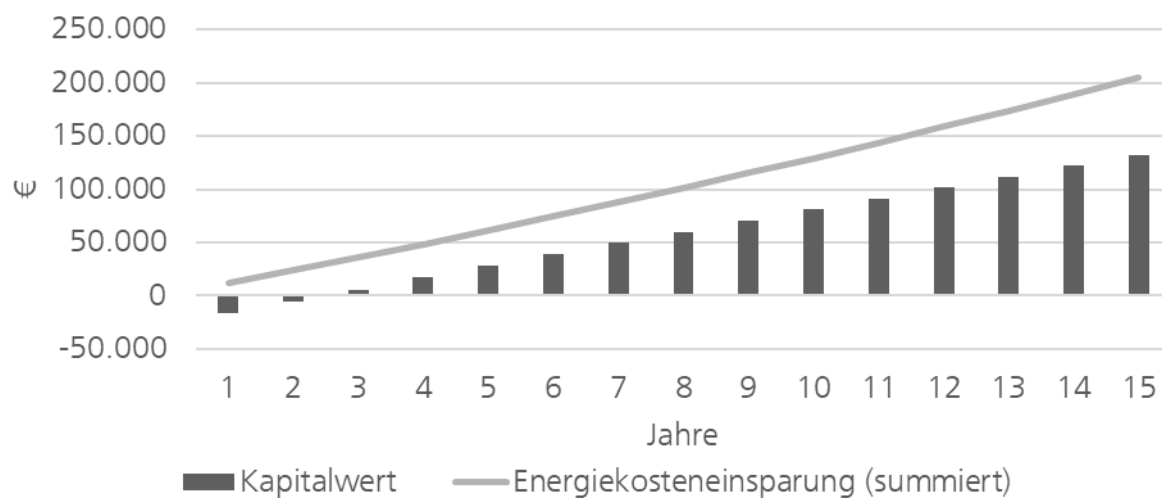


Abbildung 71 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der ersten Fallstudie

Eigenverbrauchsoptimierung

Die detaillierten Ergebnisse der Bewertung können für die Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten der Tabelle 24 entnommen werden. Abbildung 72 beschreibt den Kapitalwert verschiedener Energiespeichertechnologien über die Wirkleistung am Netzanschlusspunkt für den Anwendungsfall der Eigenverbrauchsoptimierung. Da für jede Leistung am Netzanschlusspunkt mehrere Kombinationen für EHES möglich sind, wird nur die Kombination betrachtet, die den höchsten Kapitalwert aufweist. Beispielsweise eine Kombination eines thermischen Wärmespeichers und thermischen Kältespeichers.

Der höchste Kapitalwert wird mit einem sensiblen thermischen Kältespeicher erreicht. Ebenso erreichen EHES, bestehend aus sensiblen Kältespeichern und elektrochemischen Lithium-Ionen Speichern, einen positiven Kapitalwert. Sonstige Energiespeicherauslegungen können keinen positiven Kapitalwert erzielen.

In Abbildung 73 ist die jeweilige Technologiekombination der EHES mit den höchsten Kapitalwerten über die entsprechenden Leistungen und die zugehörige Investition dargestellt. Für EHES wird der höchste Kapitalwert mit einer Wirkleistung von 80 kW erreicht. Ab einer Wirkleistung von 300 kW wird der EHES um einen sensiblen thermischen Wärmespeicher ergänzt. In diesem Schritt sinken zwar die Investitionen, allerdings sinkt ebenso der Kapitalwert weiter im Vergleich zur vorherigen Leistungsstufe (Abbildung 72 und Abbildung 73). Die Senkung der Investition liegt an der benötigten Speicherkapazität, die niedriger ausfällt.

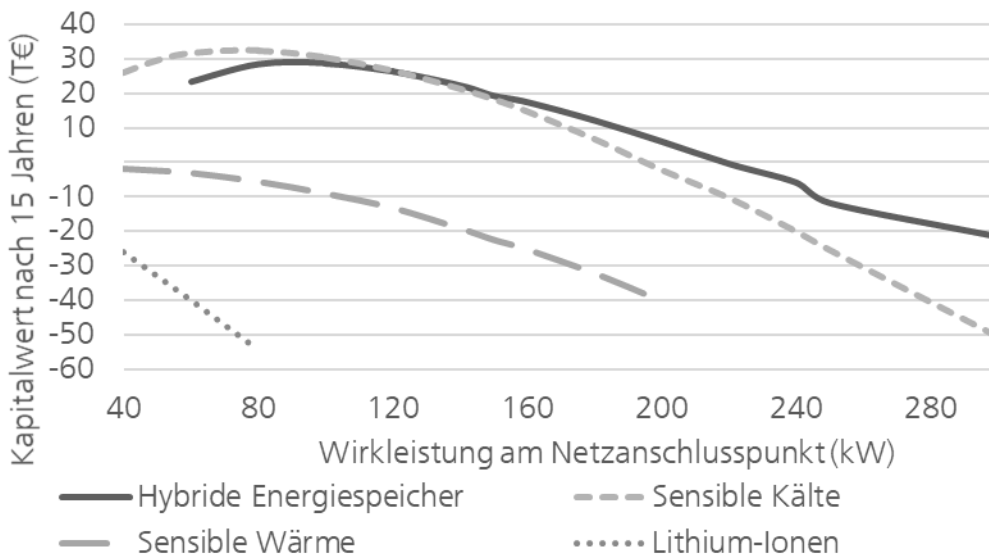


Abbildung 72 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der ersten Fallstudie

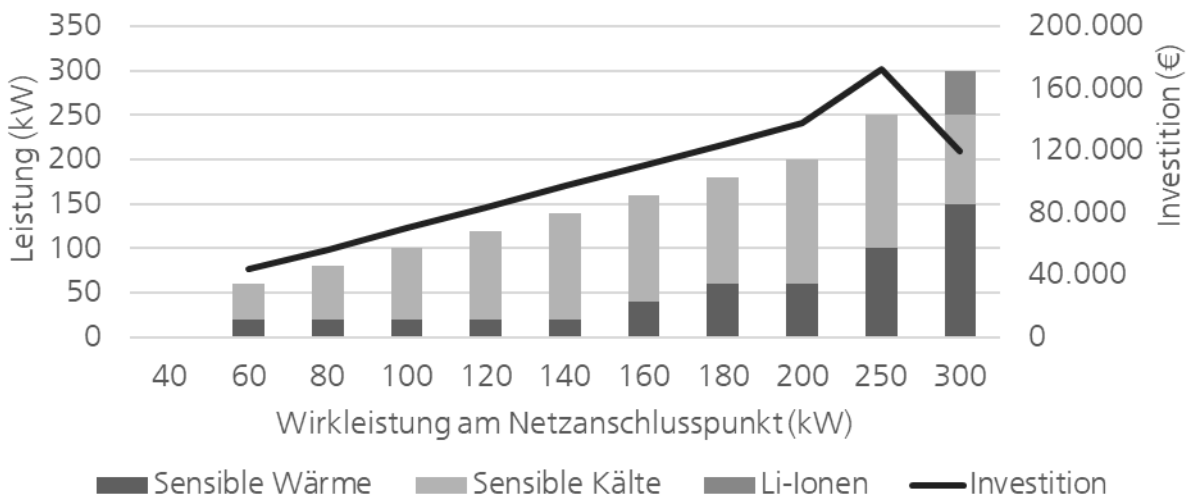


Abbildung 73 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der ersten Fallstudie

Tabelle 24 zeigt die Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten je Energieträger für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung auf. Die Tabelle ist in einen technischen, ökonomischen und organisatorischen Teil untergliedert.

Der höchste Kapitalwert wird mit einem sensiblen thermischen Kältespeicher und einer Wirkleistung von 100 kW erreicht. Eine Amortisation wird in unter elf Jahren erreicht. Die Eigenverbrauchsquote der PV-Anlage steigt um sieben Prozent. Damit werden 89.791 kWh mehr eigenverbraucht und weniger in das öffentliche Netz eingespeist.

Hervorzuheben ist hier der gegenläufige Effekt der Energiespeicherverluste und der Vergütung für die Einspeisung in das öffentliche Netz.

Tabelle 24 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien

Technologie	EHES (Sensible Kälte / Wärme)	Lithium -Ionen	Sensible Kälte	Sensible Wärme
Technisch				
Wirkleistung (kW)	80	50	100	50
Energiespeicherleistung (kW)	316 / 105	52	526	264
Bruttokapazität (kWh)	1.432 / 302	150	2.320	892
Nettokapazität (kWh)	1.224 / 302	110	1.983	763
Zyklenzahl pro Jahr	123 / 83	217	104	91
Lebensdauer (Jahre)	40 / 40	15	40	40
Ökonomisch				
Kapitalwert (€)	28.482	-32.968	30.391	-2.707
Investition (€)	55.906	78.156	70.454	33.581
Durchschnittliche Einsparung pro Jahr (€)	7.344	3.852	8.794	2.712
Amortisation (Jahre)	< 12	-	< 11	< 14
Restwert (€)	26.585 / 8.356	0	44.034	20.988
Anzahl der Ersatzinvestitionen	0	0	0	0
Jährliche Betriebsführungskosten (€)	178	19	232	89
Organisatorisch				
Veränderung Energiebezug (kWh)	-48.665	-23.707	-57.411	-18.351
Veränderung Peak-Leistung (kW)	0	0	0	0
Veränderung Eigenverbrauchsquote (%)	+6	+2	+7	+2,5
Veränderung Energieeinspeisung (kWh)	-81.597	-26.052	-89.791	-33.658

Abbildung 74 stellt die Veränderung des Kapitalwerts und die summierte Energiekosteneinsparung über den Betrachtungszeitraum für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert dar. Zu erkennen ist, dass der Kapitalwert zwischen dem zehnten und dem elften Jahr positiv wird und somit die Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums liegt. Die Steigung des Kapitalwerts nimmt in dieser Abbildung über den Betrachtungszeitraum nur leicht zu. Dies liegt an dem gegenläufigen Effekt des Kapitalzinses und der jährlichen Energiekostensteigerung. Daher ist keine zunehmende Steigung auf der Abbildung erkennbar und es liegt kein charakteristischer Verlauf vor.

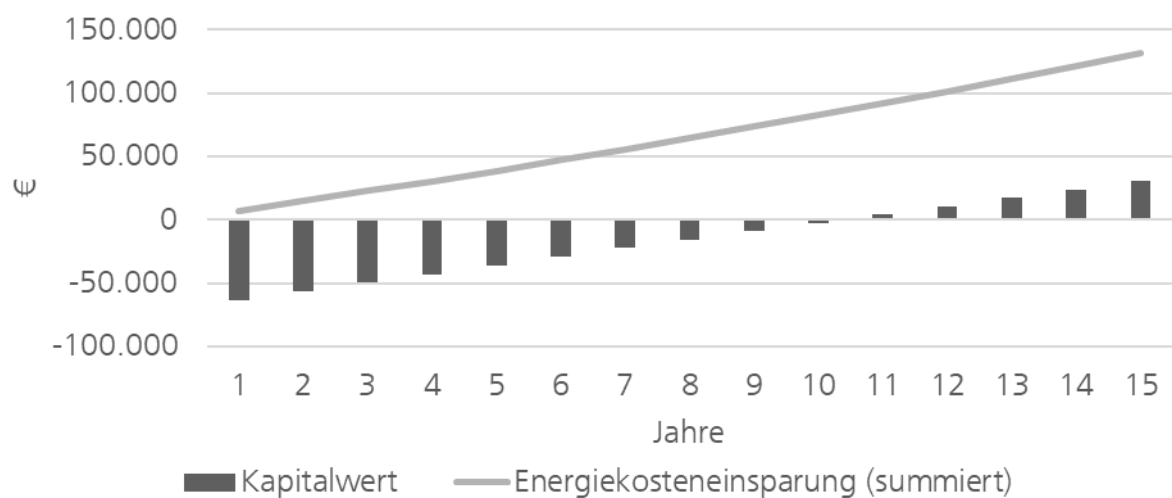


Abbildung 74 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der ersten Fallstudie

Nutzung eines dynamischen Strompreises

Der Anwendungsfall der dynamischen Strompreise wurde mithilfe einer vom Unternehmen zur Verfügung gestellten Strompreiskurve des Day-Ahead-Markts berechnet. Die detaillierten Ergebnisse der Bewertung können für die Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten der Tabelle 25 entnommen werden. Für diesen Anwendungsfall lässt sich unter der aktuellen Kostensituation keine wirtschaftliche Technologie auslegen beziehungsweise keine Kombination, die sich innerhalb von 15 Jahren amortisiert, und keine, die einen positiven Kapitalwert vorweist (Abbildung 75). Dies liegt vor allem an den Verlusten, die durch die Ein- bzw. Ausspeicherung der Energiespeicher entstehen. Diese Verluste stehen somit einer möglichen Einsparung entgegen. Für diesen Anwendungsfall spielt zudem die Betriebsstrategie der Energiespeicher eine wichtige Rolle, die vorgibt, zu welchem Preis die Energiespeicher beziehungsweise entladen werden sollen.

Abbildung 76 stellt die jeweilige Technologiekombination der EHES mit den höchsten Kapitalwerten über die entsprechenden Leistungen und die zugehörige Investition dar.

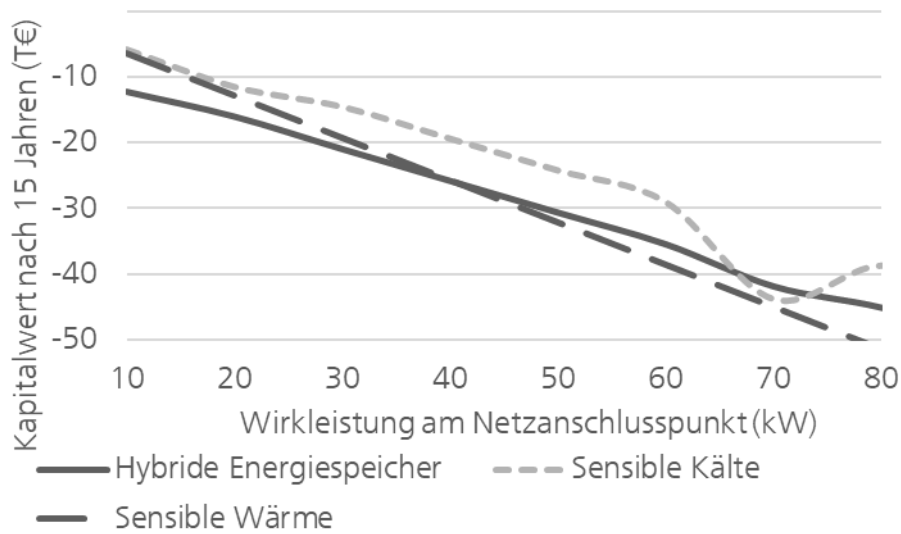


Abbildung 75 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der ersten Fallstudie

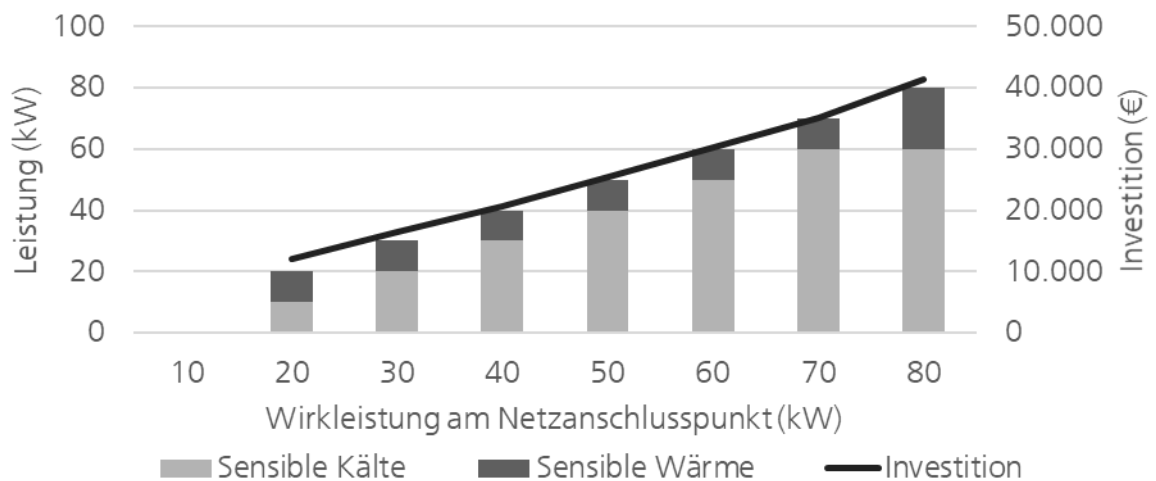


Abbildung 76 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der ersten Fallstudie

Tabelle 25 zeigt die Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten je Energieträger für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises auf. Die Tabelle ist in einen technischen, ökonomischen und organisatorischen Teil untergliedert.

Keine Energiespeicherkonfiguration kann einen positiven Kapitalwert erzielen. Die Grenze der Ein- bzw. Ausspeicherung liegt jeweils bei 60 % über bzw. unter dem Median des Day-Ahead-Markts. Durch die hohen Verluste für die Energiespeicherung können kaum wirtschaftlich positive Effekte erzielt werden. Die Energiespeicher werden pro Jahr nur für einen Zyklus genutzt. Eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums findet nicht statt.

Tabelle 25 Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien

Technologie	EHES (Sensible Kälte / Sensible Wärme)	Sensible Kälte	Sensible Wärme
Technisch			
Wirkleistung (kW)	20 (10 + 10)	10	10
Energiespeicherleistung (kW)	49 / 51	49	51
Bruttokapazität (kWh)	88 / 137	88	137
Nettokapazität (kWh)	75 / 118	75	117
Zyklenzahl pro Jahr	1 / 1	1	1
Lebensdauer (Jahre)	40 / 40	40	40
Ökonomisch			
Kapitalwert (€)	-12.211	-5.784	-6.427
Investition (€)	12.061	5.728	6.333
Durchschnittliche Einsparung (€/Jahr)	10	4	6
Amortisation (Jahre)	-	-	-
Restwert (€)	7.538	3.580	3.958
Anzahl der Ersatzinvestitionen	0	0	0
Jährliche Betriebsführungskosten (€)	9 / 14	9	14
Organisatorisch			
Veränderung Energiebezug (kWh)	+24	+21	+3
Veränderung Peak-Leistung (kW)	0	0	0
Grenze Einspeicherung (%)	60	60	60
Grenze Ausspeicherung (%)	60	60	60

Abbildung 77 stellt die Veränderung des Kapitalwerts und die summierte Energiekosteneinsparung über den Betrachtungszeitraum für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert dar. Der Kapitalwert und die summierte Energiekosteneinsparung ändern sich über den Betrachtungszeitraum kaum. Die Einsparung ist im Vergleich zu den gesteigerten Kosten durch den erhöhten Energiebezug, den Betriebskosten der Energiespeicher und der Anfangsinvestition zu gering. Eine Amortisation kann innerhalb des Betrachtungszeitraums nicht erfolgen. Die Steigung des Kapitalwerts nimmt in dieser Abbildung über den Betrachtungszeitraum nur leicht zu. Dies liegt an dem gegenläufigen Effekt des Kapitalzinses und der jährlichen Energiekostensteigerung. Daher ist keine zunehmende Steigung auf der Abbildung erkennbar und es liegt kein charakteristischer Verlauf vor.

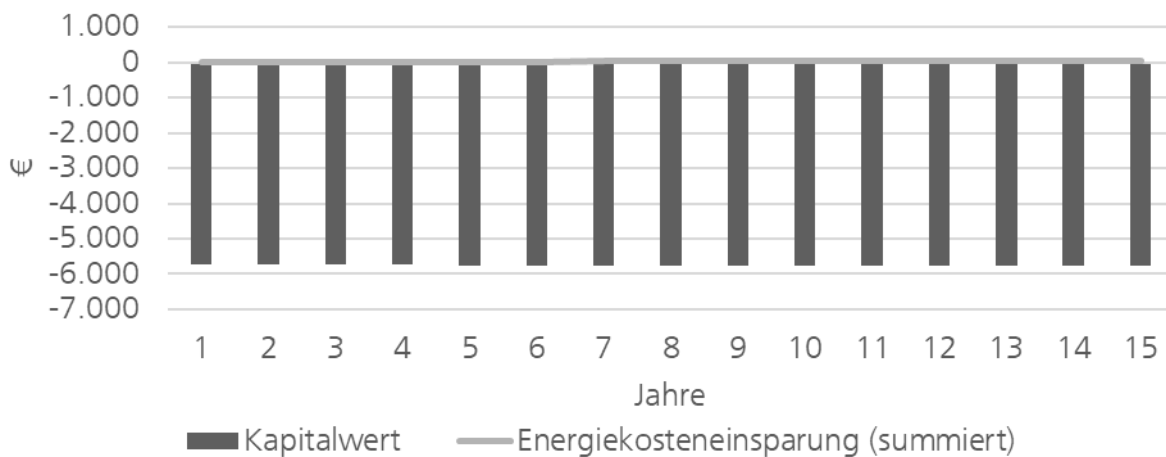


Abbildung 77 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der ersten Fallstudie

6.1.5 Bewertung

Vergleich der Anwendungsfälle

In Abbildung 78 werden Anwendungsfälle und Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten der Fallstudie Mittelständisches Zulieferunternehmen miteinander verglichen. Der Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises kann keine Amortisation und keinen positiven Kapitalwert innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren erzielt werden. Die höchste Rendite wird mit dem Anwendungsfall Effizienzsteigerung und einem energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher erreicht. Der höchste Kapitalwert wird mit dem Anwendungsfall Atypische Netznutzung und einem energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystem erreicht. Wenn das Unternehmen die Netzentgelte reduzieren möchte, wird daher die atypische Netznutzung und der Einsatz eines EHES empfohlen. Im Vergleich zu dem Anwendungsfall Peak Shaving ist die Investition für atypische Netznutzung geringer, der Kapitalwert ist höher und die Rendite größer.

Wenn das Unternehmen eine möglichst kurze Amortisationszeit erreichen möchte, wird als erstes der Anwendungsfall Effizienzsteigerung empfohlen und als zweites der Anwendungsfall Atypische Netznutzung. Der Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung kann ebenso einen positiven Kapitalwert und eine Amortisation von unter elf Jahren erzielen. Der Kapitalwert und die Rendite fallen allerdings verhältnismäßig gering aus.

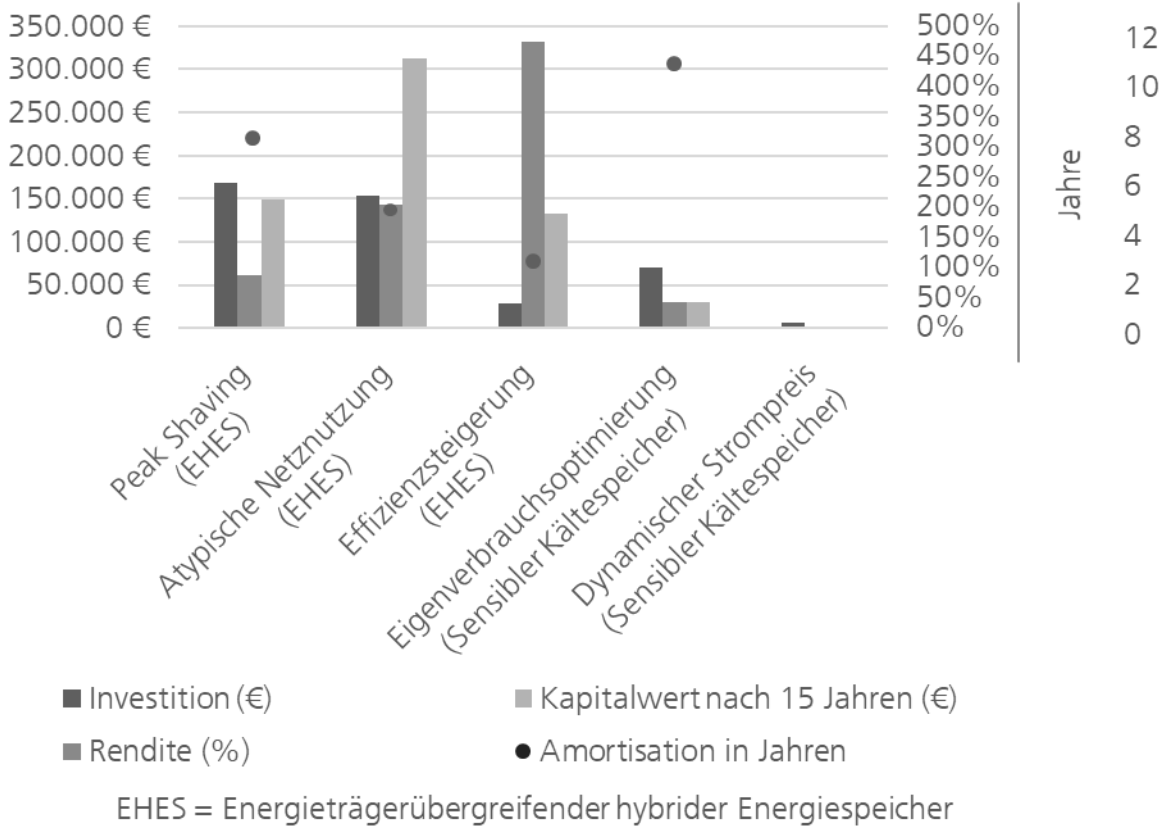


Abbildung 78 Vergleich der Anwendungsfälle der ersten Fallstudie mittelständisches Zulieferunternehmen

Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse wurde nach dem vorgestellten Vorgehen im Kapitel 5.2.5 durchgeführt. Die Parameter für die Sensitivitätsanalyse sind der Tabelle 26 zu entnehmen.

Tabelle 26 Parameter für die Sensitivitätsanalyse

Parameter	Trend	Bestcase	Worstcase	Fall	Quelle
Kennwerte Speicher	Tabelle im Anhang	Höchster Wert der Quellen	Niedrigster Wert der Quellen	Alle	Kapitel 9.3
Kapitalzins	Spezifisch	0 %	10 %	Alle	Bundesbank – 1970
Energiepreissteigerung	Spezifisch	5 %	- 4 %	Alle	Bundesnetzagentur
Energiepreis	Spezifisch	Verdoppelung	Halbierung	Alle	Unternehmen
Leistungspreis	Spezifisch	Verdoppelung	Halbierung	Alle	Unternehmen
PV-Vergütung	Spezifisch	0 Cent/kWh	5,6 Cent/kWh	Eigenverbrauchs-optimierung	Ausschreibung über 750 kW - EEG
Energiepreiskurve	Reale Kurve Day-Ahead	Mehr Schwankung	Weniger Schwankung	Dyn. Strompreis	Prognostizierte Kurve

Die Sensitivitätsanalyse wurde für die jeweilige Fallstudie nach Anwendungsfall und den jeweiligen Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert durchgeführt.

Peak Shaving

Für den Anwendungsfall Peak Shaving ist erkennbar, dass die Parameter Energiepreis und Energiepreissteigerung einen geringen Einfluss auf die Sensitivität der Bewertung haben (Abbildung 79). Ein größerer Einfluss ist bei den Parametern Leistungspreis, Energiespeicherkennwerte und Kapitalzins erkennbar. Da der Anwendungsfall Peak Shaving das Ziel hat, die Spitzenleistung eines Unternehmens zu reduzieren, um damit die jährlichen Energiekosten bzw. Netzentgelte reduzieren zu können, hat somit auch die Sensitivität des Leistungspreises einen großen Einfluss auf die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit. Bei einer Halbierung des Leistungspreises amortisiert sich dieser Anwendungsfall noch innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren. Verdoppelt sich der Leistungspreis ist eine Amortisation von unter vier Jahren möglich. Die Veränderung des Kapitalwerts führt im Bestcase und im Worstcase zu einer geringen Abweichung der Amortisation. Im Worstcase-Szenario ist eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums noch möglich. Den größten Einfluss hat der Parameter der Energiespeicherkennwerte. Im Bestcase ist eine Amortisation in unter fünf Jahren möglich. Im Worstcase kann innerhalb des Betrachtungszeitraums keine Amortisation erreicht werden. Die Kombination der Parameter führt im Bestcase zu einer Amortisation in unter zwei Jahren. Im Worstcase kann keine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums erreicht werden.

Werden diese Parameter berücksichtigt, bleibt die Umsetzung dieses Anwendungsfalls weiterhin interessant. Das größte Risiko stellt die Veränderung bzw. die Steigerung der Kosten für Energiespeichertechnologien dar. Historisch gesehen, konnten in den letzten Jahren die Kosten für Energiespeicher reduziert werden, daher ist eher davon auszugehen, dass sich dieser Trend fortsetzt oder stagniert und somit der Anwendungsfall wirtschaftlich und kalkulierbar bleibt.

Atypische Netznutzung

Für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung ist erkennbar, dass die Parameter Energiepreis und Energiepreissteigerung den geringsten Einfluss auf die Sensitivität der Bewertung des empfohlenen Energiespeichersystems haben (Abbildung 79). Ein größerer Einfluss ist bei den Parametern Leistungspreis, Energiespeicherwerte und Kapitalzins erkennbar. Der Anwendungsfall Atypische Netznutzung hat das Ziel, die Spitzenleistung innerhalb des Hochlastzeitfensters eines Unternehmens zu reduzieren, um damit die jährlichen Energiekosten bzw. Netzentgelte reduzieren zu können. Somit hat auch die Sensitivität des Leistungspreises einen großen Einfluss auf die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit. Bei einer Halbierung des Leistungspreises, welche den Worstcase darstellt, amortisiert sich dieser Anwendungsfall noch innerhalb von 10 Jahren und liegt im Betrachtungszeitraum. Verdoppelt sich der Leistungspreis ist eine Amortisation von unter drei Jahren möglich. Die Veränderung des Kapitalwerts führt im Bestcase und im Worstcase zu einer geringen Abweichung der Amortisation. Im Worstcase-Szenario ist eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums noch möglich. Den größten Einfluss hat der Parameter der Energiespeicherwerte. Im Bestcase ist eine Amortisation in unter drei Jahren möglich. Im Worstcase kann innerhalb des Betrachtungszeitraums keine Amortisation erreicht werden. Die Kombination der Parameter führt im Bestcase zu einer Amortisation in unter zwei Jahren. Im Worstcase kann keine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums erreicht werden.

Werden diese ganzen Parameter berücksichtigt, bleibt die Umsetzung dieses Anwendungsfalls weiterhin interessant. Das größte Risiko stellt die Veränderung bzw. die Steigerung der Kosten für Energiespeichertechnologien dar. Historisch gesehen, konnten in den letzten Jahren die Kosten für Energiespeicher reduziert werden, daher ist eher davon auszugehen, dass sich dieser Trend fortsetzt oder stagniert und somit der Anwendungsfall wirtschaftlich und kalkulierbar bleibt.

Effizienzsteigerung

Die Parameter Energiespeicherkennwerte und Energiepreissteigerung haben den geringsten Einfluss auf den Anwendungsfall Effizienzsteigerung (Abbildung 79). Bei diesem Anwendungsfall handelt es sich um einen energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher bestehend aus einem sensiblen Wärme- und einem sensiblen Kältespeicher. Bei den Technologien liegen die Kennwerte der verwendeten Quellen näher zusammen, im Vergleich zu anderen Technologien wie Lithium-Ionen Energiespeicher (Kapitel 2.1). Ein größerer Einfluss ist bei den Parametern Energiepreis, Leistungspreis und Kapitalzins erkennbar. Der Anwendungsfall Effizienzsteigerung erhöht die Effizienz der Kompressionskältemaschinen und der Wärmepumpen des Unternehmens, wodurch diese Anlagen öfter in ihren optimalen Betriebspunkten laufen können. So können die jährlichen Energiekosten und der Energieverbrauch reduziert werden. Als Nebeneffekt wird die Spitzenleistung der Anlagen reduziert. Dies wirkt sich positiv auf die Anschlussleistung und somit auf die Netzentgelte des Unternehmens aus. Die Sensitivität des Leistungspreises und Energiepreises hat somit einen großen Einfluss auf die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit dieses Anwendungsfalles. Dieser Anwendungsfall und somit die empfohlene Energiespeicherkombination erreicht in jedem Worstcase-Szenario eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums. Ebenso führt die Kombination der Parameter im Worstcase-Szenario zu einer Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren.

Werden diese ganzen Parameter berücksichtigt, bleibt die Umsetzung dieses Anwendungsfalles in jedem Szenario empfehlenswert. Das Risiko dieser Maßnahme ist als sehr gering einzuschätzen und sollte demnach vom Unternehmen umgesetzt werden.

Eigenverbrauchsoptimierung

Der Parameter Leistungspreis hat den geringsten bzw. kaum einen Einfluss auf den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung (Abbildung 79). Bei diesem Anwendungsfall handelt es sich um einen monovalenten sensiblen Kältespeicher. Bei dieser Technologie liegen die Kennwerte der verwendeten Quellen näher zusammen, im Vergleich zu anderen Technologien wie Lithium-Ionen Speicher (Kapitel 2.1). Daher ist dieser Parameter weniger sensitiv als andere. Einen großen Einfluss auf die Sensitivität weisen die Parameter Energiepreis, Kapitalzins, Energiepreiserhöhung und Einspeisevergütung auf. Durch die Sensitivität kann für diese Parameter im Bestcase-Szenario die Amortisation deutlich verkürzt werden. In den Worstcase-Szenarien ist eine Amortisation nicht mehr möglich. Die Kombination der Parameter führt im Bestcase zu einer deutlichen Verkürzung der Amortisationszeit.

Im Vergleich zu den vorherigen Anwendungsfällen weist die Eigenverbrauchsoptimierung eine verhältnismäßig lange Amortisation im Trend-Szenario auf. Ebenso wird das Investitionsrisiko durch den Parameter der Einspeisevergütung nicht verringert. Da die geplante Anlage des Unternehmens eine Leistung von über 750 kW aufweisen soll, kann keine feste Einspeisevergütung angesetzt werden. Die Einspeisevergütung wird bei Anlagen über 750 kW per Ausschreibung vergeben.

Im Trend- und Bestcase-Szenario kann dieser Anwendungsfall und somit der Energiespeicher empfohlen werden. Allerdings weisen die Parameter im Worstcase-Szenario ein erhebliches Investitionsrisiko auf.

Nutzung eines dynamischen Strompreises

Der Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises und die bewerteten (energieträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichertechnologien können im Trend-Szenario während des Betrachtungszeitraums keinen positiven Kapitalwert und keine Amortisation erzielen. Die Sensitivität der Parameter hat einen Einfluss auf den Verlauf der Best- und Worstcase-Szenarien, führt aber auch hier zu keiner Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums. Zur Bewertung des zukünftigen Verlaufs solcher Energiepreiskurven, wurde eine prognostizierte Kurve aus dem Kopernikus-Forschungsprojekt „SynErgie“ verwendet. Der Einfluss dieser Kurve kann in Abbildung 79 unter „Energiepreis“ entnommen werden. Falls sich die Energiepreise am Day-Ahead-Handel wie prognostiziert entwickeln, könnte das bewertete (hybride) Energiespeichersystem eine Amortisation innerhalb von elf Jahren erreichen. Dies hat auch einen großen Einfluss auf die Kombination der Parameter womit im Bestcase eine Amortisation innerhalb von fünf Jahren möglich ist.

Dieser Anwendungsfall und somit der Einsatz eines (energieträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichers kann zum aktuellen Zeitpunkt nicht empfohlen werden. Sobald neue Daten und Energiepreiskurven zur Bewertung vorliegen, sollte dieser Anwendungsfall erneut analysiert werden.

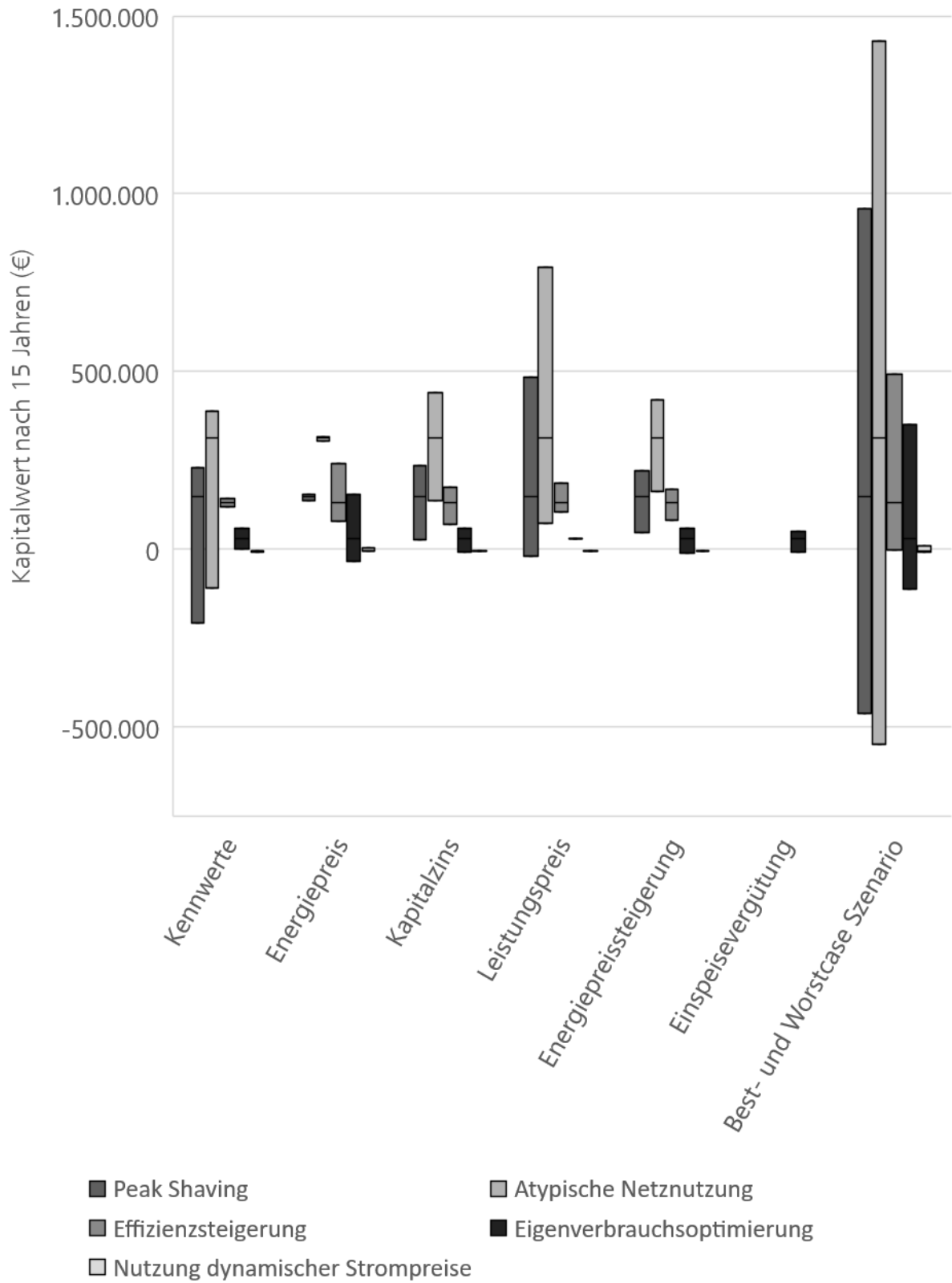


Abbildung 79 Sensitivitätsanalyse der ersten Fallstudie

Bewertung der Ergebnisse und Zwischenfazit

Der Vergleich der Anwendungsfälle und die Sensitivitätsanalyse haben gezeigt, dass eine Amortisation und eine Wirtschaftlichkeit der (energieträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichertechnologien für die meisten Anwendungsfälle erreicht werden kann.

Zu empfehlen ist ein energieträgerübergreifendes hybrides Energiespeichersystem für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung. Bei diesem Anwendungsfall wird die schnellste Amortisation erreicht. Die Sensitivität der Parameter hat zwar einen hohen Einfluss auf die Amortisation, durch die Kombination der Parameter wird jedoch auch im Worstcase-Szenario eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren erreicht.

Weiterhin zu empfehlen sind die Anwendungsfälle Peak Shaving, mit einem EHES bestehend aus einem sensiblen Wärmespeicher, einem sensiblen Kältespeicher und einem Lithium-Ionen Speicher, und Atypische Netznutzung, mit einem EHES bestehend aus einem sensiblen Wärmespeicher und einem Lithium-Ionen Speicher.

Ein höheres Investitionsrisiko birgt der Anwendungsfall der Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit einem sensiblen Kältespeicher. Dieser Fall hat eine verhältnismäßig lange Amortisationszeit. Dazu kommt der Einfluss und die Sensitivität der Einspeisevergütung durch die Änderungen des EEG.

Zum aktuellen Zeitpunkt nicht zu empfehlen ist die Nutzung eines dynamischen Strompreises. Für diesen Fall konnte kein positiver Kapitalwert innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren erreicht werden. Die Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass eine prognostizierte Energiepreiskurve, mit einem höheren Durchschnittspreis und stärkeren Energiepreisschwankungen, einen positiven Einfluss auf diesen Anwendungsfall hat und eine Amortisation möglich macht. Sobald neue Daten und Energiepreiskurven zur Bewertung vorliegen, sollte dieser Anwendungsfall erneut analysiert werden.

6.2 Fallstudie Automobilhersteller

Die zweite Fallstudie wird mithilfe der Daten eines Automobilherstellers durchgeführt. Die einzelnen Schritte und die Ergebnisse basieren auf der entwickelten Bewertung aus dem 5. Kapitel.

6.2.1 Referenz

Die zweite Fallstudie wurde mit den Daten eines Produktionsstandorts eines deutschen Automobilherstellers durchgeführt. Die Prozessschritte am Standort gliedern sich in Presswerk, Rohbau, Lackiererei und Montage. Das Unternehmen weist eine maximale elektrische Anschlussleistung von circa 100 MW auf und ist elektrisch an das öffentliche Netz gekoppelt. Die Erzeugung von thermischer Energie in Form von Kälte wird über Kompressionskältemaschinen und von mechanischer Energie über Druckluftkompressoren sichergestellt. Die Wärmeenergie wird mittels Gas über Brennwertkessel zur Verfügung gestellt. Chemische Energie wird am Standort nicht erzeugt oder genutzt. Das Unternehmen besitzt eine PV-Anlage.

Ziel des Unternehmens ist die Anpassung der Strategie zur Energiebereitstellung. Damit werden in dieser Fallstudie alle Anwendungsfälle (Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung, Eigenverbrauchsoptimierung und die Nutzung dynamischer Strompreise) untersucht.

6.2.2 Datenbasis

Der aktuelle Energiepreis des Unternehmens liegt bei 0,13 €/kWh und der Leistungspreis liegt bei 90 €/kW. Das Unternehmen ist über die Mittelspannungsebene an das öffentliche Netz angeschlossen und besitzt HLZF im Frühling, Sommer, Herbst und Winter. Der Betrachtungszeitraum für die Kapitalwertmethode wird vom Unternehmen auf 15 Jahre festgelegt. Der vom Unternehmen vorgegebene Kapitalzins beträgt 3 % und die jährliche Energiepreissteigerung wird mit 2 % kalkuliert. Das Unternehmen besitzt eine PV-Anlage mit einer maximalen Leistung von 45 MW. Die Einspeisevergütung liegt bei 0,03 €/kWh. Eine dynamische Strompreiskurve liegt für den Day-Ahead Markt vor. In der Tabelle 27 sind die gegebenen Inputparameter der zweiten Fallstudie aufgelistet, mit denen im Anschluss die Anwendungsfälle untersucht werden.

Tabelle 27 Datenbasis für die zweite Fallstudie

Datensatz	Beschreibung	Einheit
Lastverlauf / Energieverbrauch jedes relevanten Energieträgers	Liegt vor für den thermischen (Kälte), mechanischen (Druckluft) und elektrischen Energieverbrauch in 35.040 Datenpunkten für ein Jahr	kW
Leistungskurve der relevanten Energiewandlungstechnologien	Liegt vor für die Kompressionskältemaschinen und Druckluftkompressoren	kW
Energiepreis	0,13	€/kWh
Leistungspreis	90	€/kW
Hochlastzeitfenster	Frühling (01.03. – 31.05.) von 07:45 bis 09:00 Uhr und 09:15 bis 15:15 Uhr Sommer (01.06. – 30.08.): von 09:45 bis 13:45 Uhr Herbst (01.09. – 30.11.): 08:30 bis 12:00 Uhr und 12:30 bis 14:45 Uhr Winter (01.12. – 28./29.02.): 08:15 bis 12:00 Uhr und 12:30 bis 14:00 Uhr	
Kapitalzins	3	%
Berechnungsdauer	15	a
Energiepreissteigerung pro Jahr	2	%
Spannungsebene	Mittelspannung	
Einspeisevergütung	0,03	€/kWh
Erzeugerkurven von erneuerbaren Energien	Liegt vor für eine PV-Anlage mit 45 MW _p	kW
Strompreiskurve	Liegt vor für den Day-Ahead Markt	€/kWh

6.2.3 Voranalyse

Das Unternehmen weist eine maximale elektrische Spitzenleistung von ca. 100 MW auf. Die minimale Leistung, die vom öffentlichen Netz bezogen wird, liegt bei unter 15 MW. Der Bedarf am Netzanschlusspunkt setzt sich aus einem elektrischen Energiebedarf für Produktion und Gebäude, einem thermischen Kältebedarf und einem mechanischen Druckluftbedarf zusammen. Die thermischen und mechanischen Bedarfe werden über elektrisch betriebene Kompressionskältemaschinen und Druckluftkompressoren zur Verfügung gestellt. Abbildung 80 zeigt den elektrischen Strombezug vom öffentlichen Netz über ein Jahr. Die mittlere Leistung beträgt ca. 66 MW. Der Gesamtenergieverbrauch des Unternehmens liegt bei ca. 580.000 MWh. Die Spitzenlast des Unternehmens wird in den Sommermonaten erreicht.

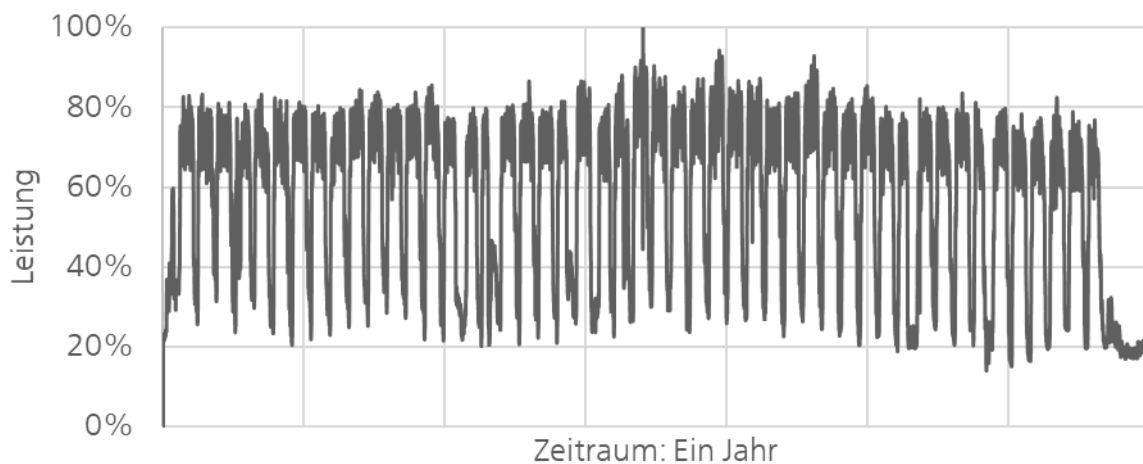


Abbildung 80 Elektrischer Strombezug vom öffentlichen Netz

Abbildung 81 zeigt den rein elektrischen Energiebedarf des Unternehmens. Die Spitzenlast wird in den Sommermonaten erreicht. Die mittlere Leistung beträgt ca. 60 MW.

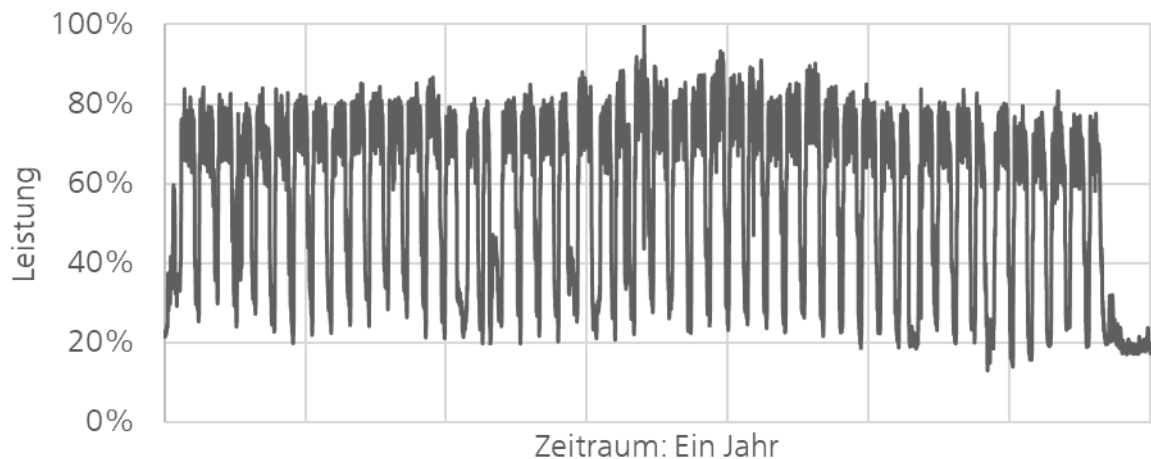


Abbildung 81 Elektrischer Energiebedarf über ein Jahr

Der thermische Kältebedarf des Unternehmens wird mithilfe von KKM gedeckt. Abbildung 82 stellt den thermischen Kältebedarf über ein Jahr dar. Die Spitzenlast wird in den Sommermonaten erreicht und liegt bei ca. 27 MW. Die mittlere thermische Leistung liegt bei ca. vier MW. In den Wintermonaten und in der Übergangszeit liegt eine Grundlast von unter 20 % der Spitzenleistung vor.

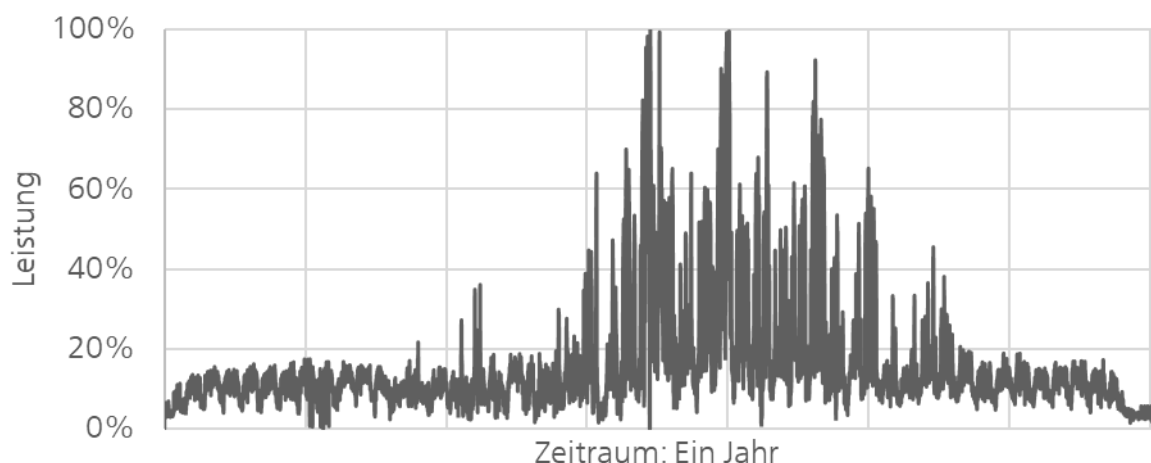


Abbildung 82 Thermischer Kältebedarf über ein Jahr

Der mechanische Druckluftbedarf wird mithilfe von elektrisch betriebenen Druckluftkompressoren gedeckt. Abbildung 83 stellt den Druckluftbedarf über ein Jahr dar. Spitzenlasten treten mehrfach über das ganze Jahr auf und liegen ca. bei drei MW. Der mittlere mechanische Leistungsbedarf liegt bei ca. einem MW.

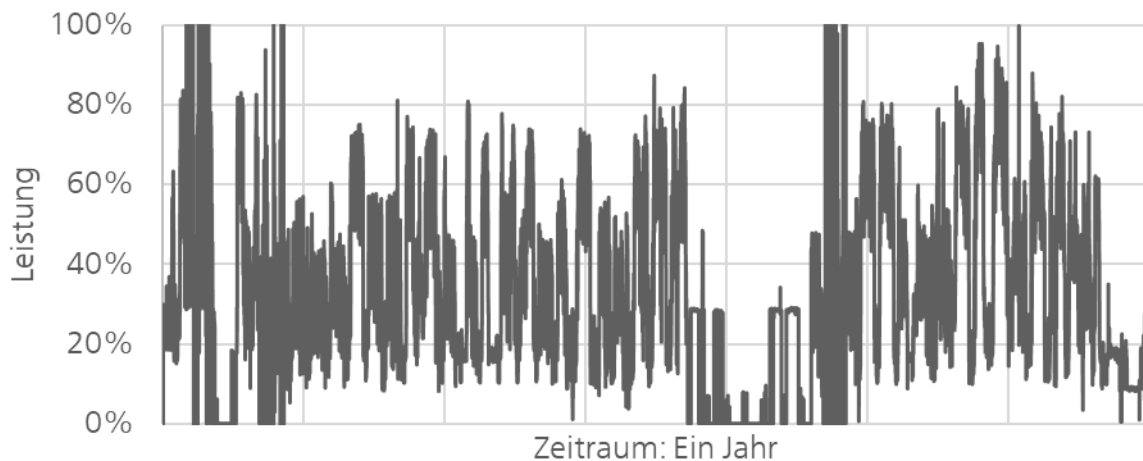


Abbildung 83 Mechanischer Druckluftbedarf über ein Jahr

Anhand dieser Daten können dementsprechend für das elektrische Lastprofil fünf elektrochemische Energiespeichertechnologien (Li-Ionen, Bleisäure, Natrium-Schwefel, Nickel-Cadmium und Red-Ox-Flow), für das thermische Lastprofil zwei Energiespeichertechnologien (sensible und latente) und für das mechanische Lastprofil eine Energiespeichertechnologie (Druckluft) ausgelegt und bewertet werden. Die für die Auslegung verwendeten Energiespeicherwerte können der Tabelle 34 und Tabelle 35 im Anhang entnommen werden.

Das Unternehmen besitzt eine PV-Anlage mit einer maximalen Leistung von unter 45 MW. Damit kann ein Teil des eigenen Energiebedarfs gedeckt werden. Das Lastprofil stammt vom Deutschen Wetterdienst für den Standort des Produktionsunternehmens und wurde auf die maximale PV-Anlagen Leistung skaliert (Abbildung 84).

Die Erzeugung der PV-Anlage wird unter der Woche, während einem normalen Schichtbetrieb, zu 100 % eigenverbraucht. Am Wochenende beziehungsweise bei Produktionsstillstand ist ein Überschuss an erzeugter PV-Energie vorhanden und wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist (Abbildung 85).

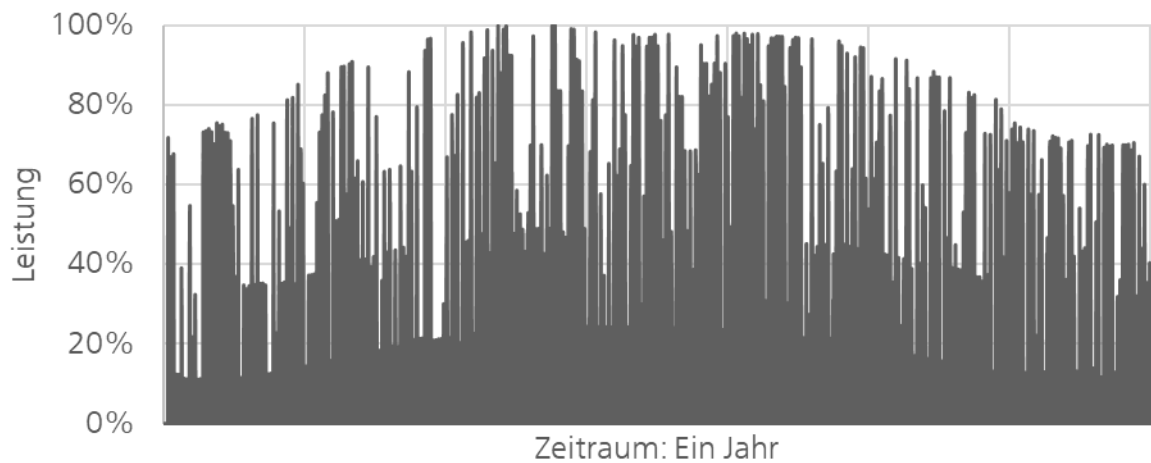


Abbildung 84 PV-Erzeugung über ein Jahr

Abbildung 85 zeigt die überschüssige PV-Erzeugung über ein Jahr. Dies entspricht der eingespeisten Energie in das öffentliche Stromnetz. Die Einspeisung findet nur an wenigen Stunden im Jahr und zumeist am Wochenende, bei niedrigen Energiebedarfen, statt.

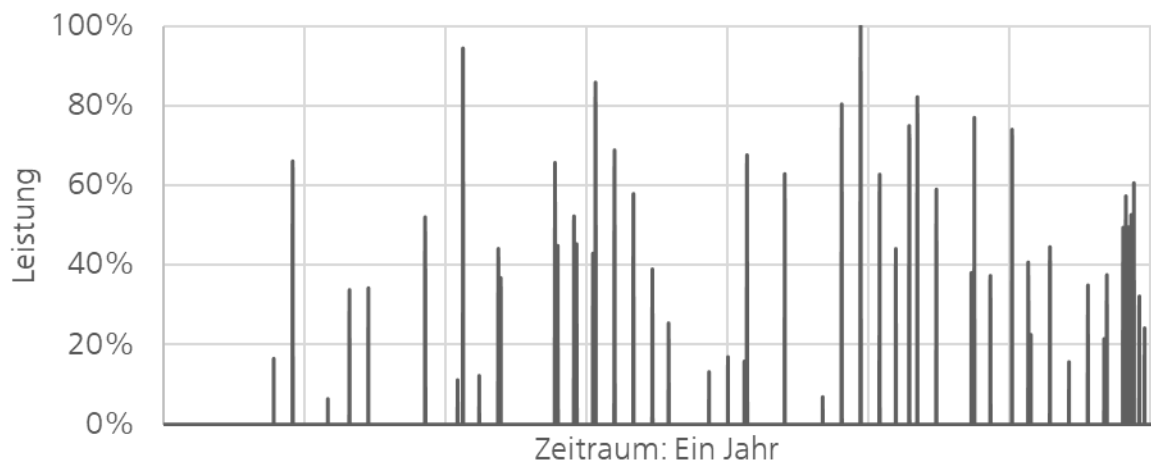


Abbildung 85 Eingespeiste Energie in das öffentliche Netz aus überschüssiger Erzeugung erneuerbarer Energien

Abbildung 86 zeigt eine vom Unternehmen gegebene Energiepreiskurve über ein Jahr. Diese Kurve entstammt dem Day-Ahead-Handel und dem Spotmarkt. Der kleinste Wert liegt bei $-0,09 \text{ €/kWh}$. Der größte Wert liegt bei $0,12 \text{ €/kWh}$. Der Median und Mittelwert liegen jeweils bei $0,04 \text{ €/kWh}$.

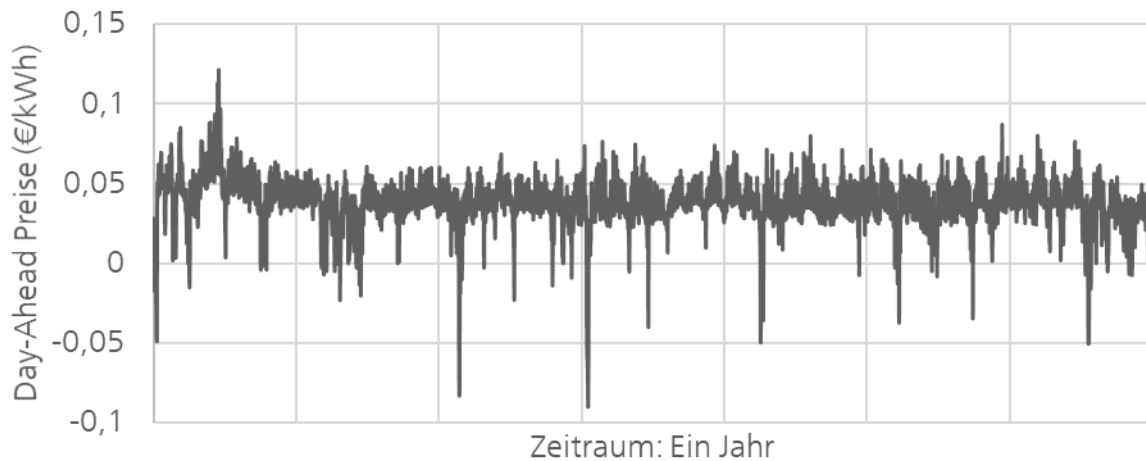


Abbildung 86 Day-Ahead-Energiepreiskurve über ein Jahr

Für die Sensitivitätsanalyse wird eine prognostizierte Energiepreiskurve über ein Jahr verwendet, um eine mögliche zukünftige Entwicklung dynamischer Strompreise abbilden zu können. Abbildung 87 stellt den Verlauf dieser Kurve über ein Jahr dar. Der niedrigste Wert liegt bei $-0,19 \text{ €/kWh}$. Der höchste Wert liegt bei $0,38 \text{ €/kWh}$. Der Median und Mittelwert liegen jeweils bei $0,09 \text{ €/kWh}$. Diese Werte unterscheiden sich massiv von den aktuellen Energiepreiskurven. Zudem ist zu erkennen, dass die Volatilität und die Abweichung vom Mittel stark zunehmen, somit die Schwankungen zunehmen und deutlich mehr negative Energiepreise vorhanden sind. Diese mögliche prognostizierte Energiepreiskurve wurde innerhalb des Kopernikus-Forschungsprojekt „SynErgie“ entwickelt und stellt eine mögliche Energiepreisentwicklung dar.

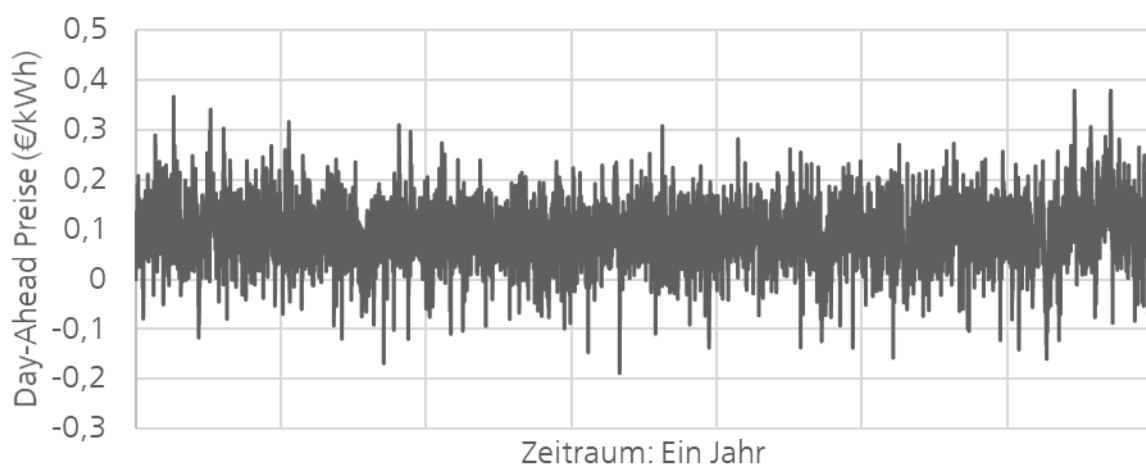


Abbildung 87 Prognostizierte Day-Ahead-Energiepreiskurve über ein Jahr

6.2.4 Auslegung

In diesem Kapitel werden die Anwendungsfälle (Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung, Eigenverbrauchsoptimierung und die Nutzung dynamischer Strompreise) für die zweite Fallstudie analysiert. Im Folgenden wird unter Wirkleistung die Leistung der Energiespeicher verstanden, die am Netzanschlusspunkt wirkt. Darin eingeschlossen sind die Energiewandlungsstellen und die Ein- bzw. Ausspeicherverluste.

Peak Shaving

Die detaillierten Ergebnisse der Bewertung können für die Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten der Tabelle 28 entnommen werden. Abbildung 88 beschreibt den Kapitalwert verschiedener Energiespeichertechnologien über die Peak Shaving-beziehungsweise Wirkleistung am Netzanschlusspunkt. Da für jede Leistung am Netzanschlusspunkt mehrere Kombinationen für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher (EHES) möglich sind, wird nur die Kombination betrachtet, die den höchsten Kapitalwert aufweist. Beispielsweise eine Kombination eines Lithium-Ionen- und thermischen Kältespeichers. Bis zu einer Leistung von ca. 2.000 kW weisen alle Energiespeichertechnologien einen positiven Kapitalwert auf. Für die Lastkappung bis 2.000 kW eignen sich zudem sensible und latente Kältespeichersysteme und weisen in diesem Bereich den höchsten Kapitalwert auf. Nach dieser Leistung sind thermische Energiespeicher nur noch in Kombination mit anderen Energiespeichern als energieträgerübergreifende hybride Energiespeichersysteme einsetzbar. Lithium-Ionen Energiespeicher weisen bis zu einer Wirkleistung von 10.000 kW einen positiven Kapitalwert auf und erreichen ihren maximalen Kapitalwert bei 7.500 kW. Durch die optimale Auslegung und Kombination der Technologien können die energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher einen größeren Peak Shaving-Bereich abdecken, besitzen in diesem Fall ab einer Leistung von 2.000 kW den höchsten Kapitalwert und erreichen ihren maximalen Kapitalwert bei 11.900 kW.

Abbildung 89 stellt die jeweilige Technologiekombination der EHES mit den höchsten Kapitalwerten über die entsprechenden Leistungen und die zugehörigen Investitionskosten dar. Der höchste Kapitalwert wird mit einem EHES und einer

Wirkleistung von 11.900 kW erreicht. Der EHES kombiniert einen sensiblen Kältespeicher und einen Lithium-Ionen Speicher.

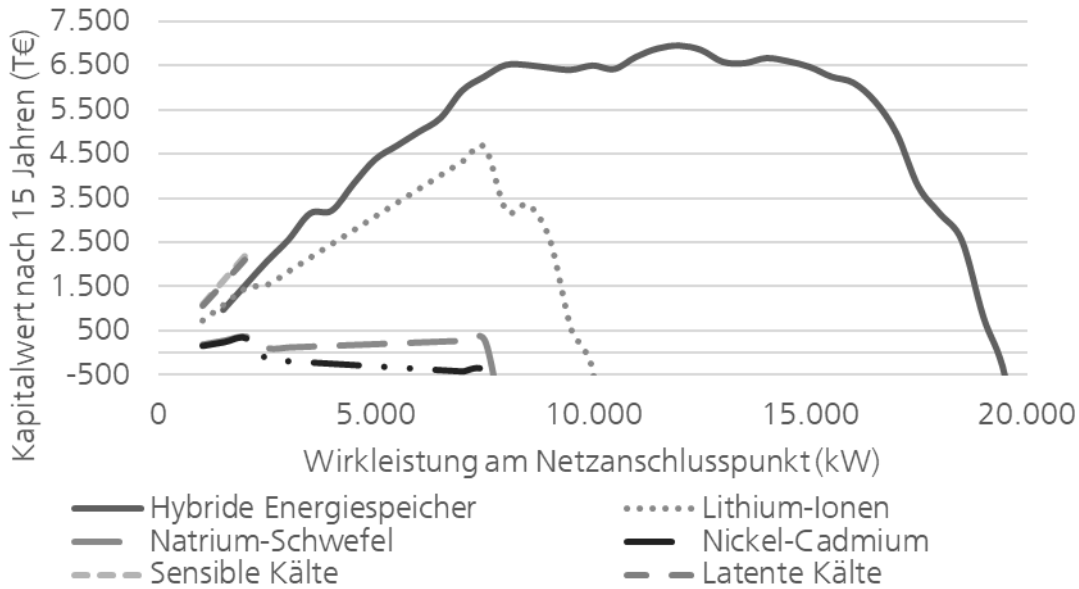


Abbildung 88 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Peak Shaving der zweiten Fallstudie

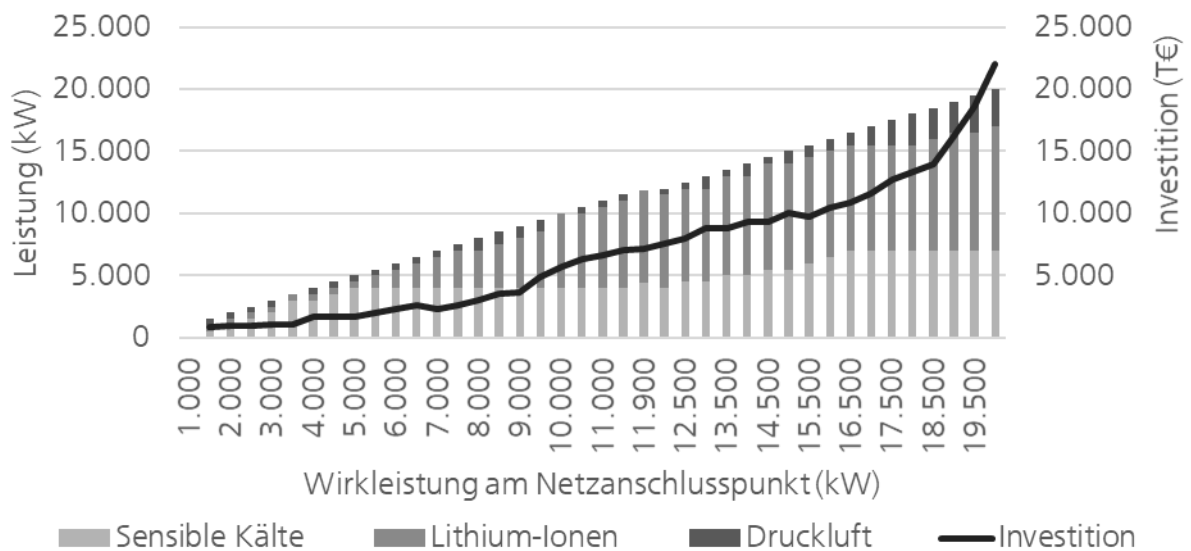


Abbildung 89 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Peak Shaving der zweiten Fallstudie

Tabelle 28 zeigt die Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten je Energieträger für den Anwendungsfall Peak Shaving auf. Die Tabelle ist in einen technischen, ökonomischen und organisatorischen Teil untergliedert. Die maximal mögliche Peak Shaving Leistung liegt bei ca. 30 MW.

Der höchste Kapitalwert wird mit einem EHES und einer Wirkleistung von 11.900 kW erreicht, bestehend aus einem sensiblen thermischen Kältespeicher und einem elektrochemischen Lithium-Ionen Speicher. Mit einem Lithium-Ionen Speicher wird der höchste Kapitalwert für die monoenergetischen Speichersysteme erreicht. Ein thermischer sensibler Kältespeicher mit 2.000 kW Wirkleistung erzielt für die thermischen Energiespeicher den höchsten Kapitalwert und die kürzeste Amortisationszeit von unter zwei Jahren. Ein mechanischer Druckluftspeicher kann ebenso einen positiven Kapitalwert und eine Amortisation innerhalb von 11 Jahren erreichen.

Der EHES weist im Vergleich die höchste jährliche Energieeinsparung, aber auch die höchste Investition, auf. Die Amortisation des EHES wird in unter sieben Jahren erreicht. Die Vorteile des thermischen sensiblen Kältespeichers sind, neben der verhältnismäßig geringen Investition, die kurze Amortisation von unter zwei Jahren und die hohe Lebenserwartung von bis zu 40 Jahren. Um das energieträgerübergreifende hybride Energiespeichersystem in dieser Konfiguration nach 15 Jahren weiterhin betreiben zu können, muss hier der elektrochemische Bestandteil, bestehend aus einem Lithium-Ionen Speicher, erneuert werden.

Tabelle 28 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien

Technologie	EHES (Sensible Kälte / Lithium-Ionen)	Lithium-Ionen	Sensible Kälte	Druckluft
Technisch				
Wirkleistung (kW)	11.900	7.500	2.000	1.000
Energiespeicherleistung (kW)	18.420 / 8.060	7.850	2.340	1.045
Bruttokapazität (kWh)	80.000 / 4.660	4.363	585	262
Nettokapazität (kWh)	68.340 / 3.400	3.290	500	98
Zyklenzahl pro Jahr	5 / 3	3	1	3
Lebensdauer (Jahre)	40 / 15	15	40	40
Ökonomisch				
Kapitalwert (€)	7.222.628	4.653.961	2.199.985	130.332
Investition (€)	7.177.843	4.526.963	249.444	1.094.211
Durchschnittliche Einsparung pro Jahr (€)	1.228.204	778.064	207.490	103.736
Amortisation (Jahre)	< 7	< 7	< 2	< 11
Restwert (€)	1.536.102	0	155.902	683.882
Anzahl der Ersatzinvestitionen	0	0	0	0
Jährliche Betriebsführungskosten (€)	8.600	567	58	35
Organisatorisch				
Veränderung Energie-bezug (kWh)	+43.670	+927	+204	+158
Veränderung Peak-Leistung (kW)	-11.900	-7.500	-2.000	-1.000

Abbildung 90 stellt die Veränderung des Kapitalwerts und die summierte Energiekosteneinsparung über den Betrachtungszeitraum für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert dar. Zu erkennen ist, dass der Kapitalwert zwischen dem sechsten und dem siebten Jahr positiv wird und somit die Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums liegt. Die Steigung des Kapitalwerts nimmt in dieser Abbildung über den Betrachtungszeitraum nur leicht zu. Dies liegt an dem gegenläufigen Effekt des Kapitalzinseszinses und der jährlichen Energiekostensteigerung. Daher ist keine zunehmende Steigung auf der Abbildung erkennbar und es liegt kein charakteristischer Verlauf vor.

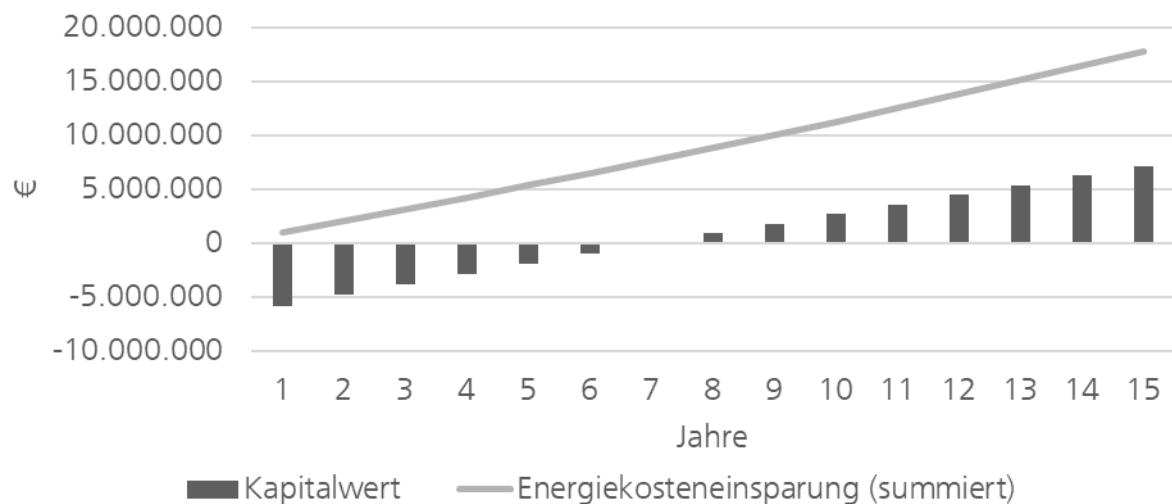


Abbildung 90 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Peak Shaving der zweiten Fallstudie

Atypische Netznutzung

Die detaillierten Ergebnisse der Bewertung können für die Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten der Tabelle 29 entnommen werden. Die Erheblichkeitsschwelle liegt bei 24.000 kW. Abbildung 91 beschreibt den Kapitalwert verschiedener Energiespeichertechnologien über die Wirkleistung am Netzanschlusspunkt für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der zweiten Fallstudie. Da für jede Leistung am Netzanschlusspunkt mehrere Kombinationen für EHES möglich sind, wird nur die Kombination betrachtet, die den höchsten Kapitalwert aufweist. Beispielsweise eine Kombination eines Lithium-Ionen- und thermischen Kältespeichers. Für diesen Anwendungsfall können Energiespeicher eingesetzt werden, die eine Wirkleistung am Netzanschlusspunkt von mindestens 24.000 kW erzielen und die Erheblichkeitsschwelle und das Lastverlagerungspotenzial erreichen. In dieser Fallstudie können nur energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher einen positiven Kapitalwert erreichen. Der höchste Kapitalwert wird mit einem EHES, bestehend aus einer Kombination von Lithium-Ionen Energiespeicher, sensiblem Kältespeicher und mechanischem Druckluftspeicher, und einer Wirkleistung von 24.000 kW, erzielt. Die Erheblichkeitsschwelle kann ebenso von einem monoenergetischen Lithium-Ionen Speicher erreicht werden, weist aber keinen positiven Kapitalwert auf.

In Abbildung 92 sind die jeweiligen Technologiekombinationen der EHES mit den höchsten Kapitalwerten über die entsprechende Wirkleistung und die zugehörige Investition dargestellt.

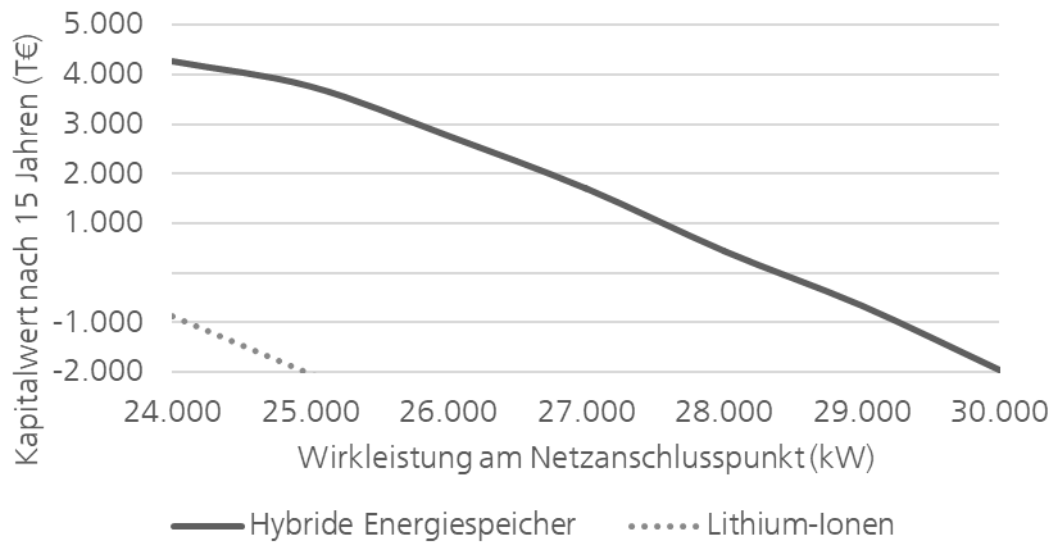


Abbildung 91 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der zweiten Fallstudie

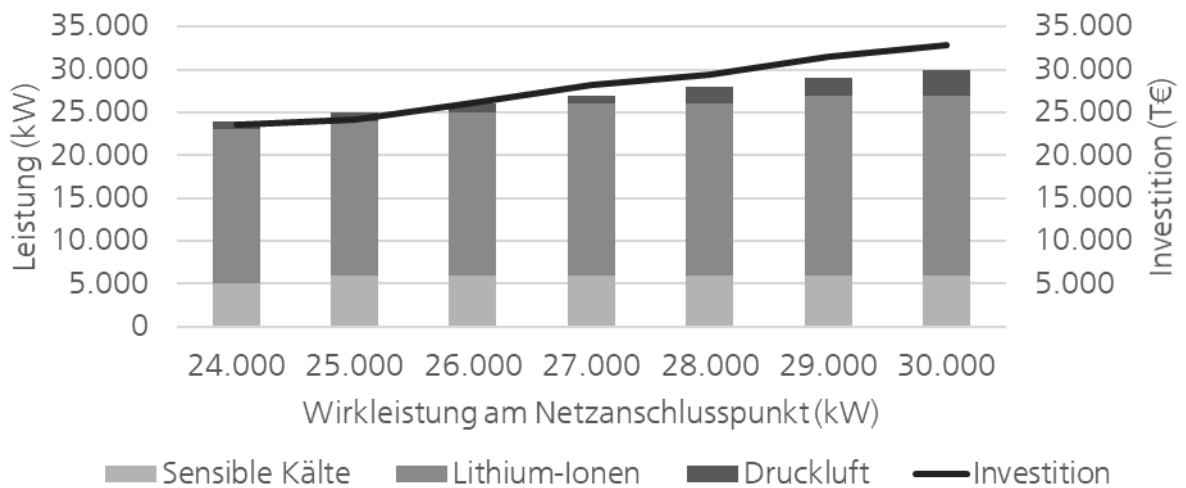


Abbildung 92 Technologiekombination der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der zweiten Fallstudie

Tabelle 29 zeigt die Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten je Energieträger für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung auf. Die Tabelle ist in einen technischen, ökonomischen und organisatorischen Teil untergliedert.

Der höchste Kapitalwert wird mit einem EHES und einer Wirkleistung von 24.000 kW erreicht. Monoenergetische Speichersysteme können in dieser Fallstudie keinen positiven Kapitalwert erzielen. Mit einem Lithium-Ionen Speicher wird der höchste Kapitalwert für die monoenergetischen Speichersysteme erreicht. Weitere Energiespeichertechnologien können entweder die Erheblichkeitsschwelle nicht erreichen oder keinen positiven Kapitalwert erzielen.

Der EHES weist im Vergleich eine geringere Investition und eine geringere jährliche Energieeinsparung, im Vergleich zu einem monoenergetischen Lithium-Ionen Speicher mit der gleichen Wirkleistung, auf. Die Amortisation des EHES wird in unter 13 Jahren erreicht. Daneben erreicht der Lithium-Ionen Speicher keine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums.

Hervorzuheben ist, dass sich die Spitzenleistung außerhalb des HLZF für beide Energiespeichersysteme um 10.800 kW erhöht.

Tabelle 29 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien

Technologie	EHES (Druckluft / Sensible Kälte / Lithium-Ionen)	Lithium-Ionen
Technisch		
Wirkleistung (kW)	24.000	24.000
Energiespeicherleistung (kW)	1.175 / 21.930 / 18.850	25.130
Bruttokapazität (kWh)	6.965 / 70.313 / 31.580	31.585
Nettokapazität (kWh)	2.610 / 60.120 / 23.075	23.075
Zyklenzahl pro Jahr	43 / 14 / 12	20
Lebensdauer (Jahre)	40/ 40 / 15	15
Ökonomisch		
Kapitalwert (€)	4.256.750	-879.951
Investition (€)	23.601.852	30.067.859
Durchschnittliche Einsparung pro Jahr (€)	2.371.430	2.478.779
Amortisation (Jahre)	< 13	-
Restwert (€)	2.715.628	0
Anzahl der Ersatzinvestitionen	0	0
Jährliche Betriebsführungskosten (€)	12.077	6.910
Organisatorisch		
Veränderung Energiebezug (kWh)	+282.864	+76.545
Veränderung Peak-Leistung (kW)	+10.800	+10.800
Lastverlagerungspotenzial im HLZF (kW)	23.300	24.000
Erheblichkeitsschwelle (%)	20	21

Abbildung 93 stellt die Veränderung des Kapitalwerts und die summierte Energiekosteneinsparung über den Betrachtungszeitraum für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert dar. Zu erkennen ist, dass der Kapitalwert zwischen dem zwölften und dem dreizehnten Jahr positiv wird und somit die Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums liegt. Die Steigung des Kapitalwerts nimmt in dieser Abbildung über den Betrachtungszeitraum nur leicht zu. Dies liegt an dem gegenläufigen Effekt des Kapitalzinseszinses und der jährlichen Energiekostensteigerung. Daher ist keine zunehmende Steigung auf der Abbildung erkennbar und es liegt kein charakteristischer Verlauf vor.

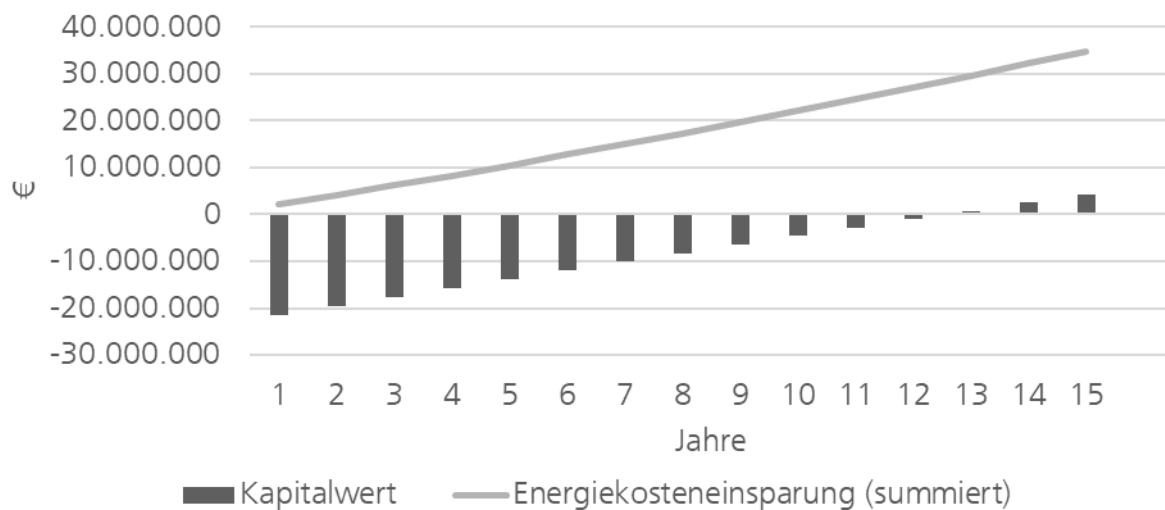


Abbildung 93 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung der zweiten Fallstudie

Effizienzsteigerung

Die detaillierten Ergebnisse der Bewertung können für die Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten der Tabelle 30 entnommen werden. Abbildung 94 beschreibt den Kapitalwert verschiedener Energiespeichertechnologien über die Wirkleistung am Netzanschlusspunkt für den Anwendungsfall der Effizienzsteigerung. Da für jede Leistung am Netzanschlusspunkt mehrere Kombinationen für EHES möglich sind, wird nur die Kombination betrachtet, die den höchsten Kapitalwert aufweist. Beispielsweise eine Kombination eines thermischen Kältespeichers und mechanischen Druckluftspeichers. Die Energiewandlungsanlagen des Unternehmens unterteilen sich in Kompressionskältemaschinen für die Kälteversorgung und Druckluftkompressoren für die Druckluftversorgung. Das Ziel dieses Anwendungsfalls ist es, die Energiewandlungsanlagen im energetisch optimalen Betriebspunkt betreiben zu können. Für diesen Anwendungsfall können sensible und latente Kältespeicher einen positiven Kapitalwert aufweisen. Mechanische Druckluftspeicher können keinen positiven Kapitalwert erzielen. In diesem Anwendungsfall besteht die Möglichkeit, thermische Kältespeicher und mechanische Druckluftspeicher zu einem energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystem zu kombinieren. Diese Kombination kann allerdings keinen positiven Kapitalwert erzielen. Der höchste Kapitalwert wird mit einem sensiblen thermischen Kältespeicher und einer Wirkleistung von 600 kW erreicht.

In Abbildung 95 ist die jeweilige Technologiekombination der EHES mit den höchsten Kapitalwerten über die entsprechenden Leistungen und die zugehörige Investition dargestellt. Hervorzuheben ist, dass die Zusammensetzung der EHES einen konstanten Anteil von mechanischen Druckluftspeichern aufweist. Der limitierende Faktor ist somit dieser Anteil und die Nutzung bzw. Integration eines EHES ist nicht sinnvoll.

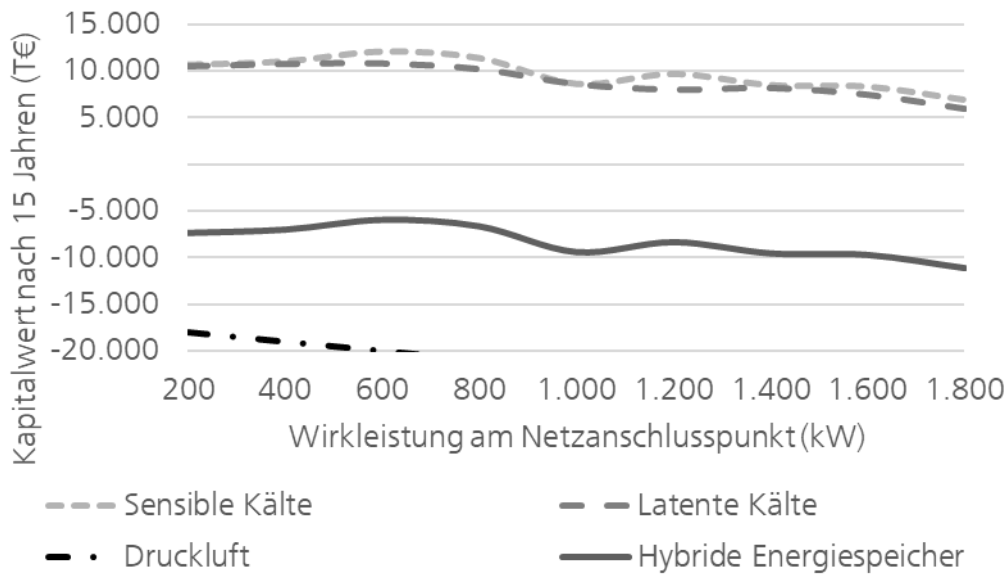


Abbildung 94 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der zweiten Fallstudie

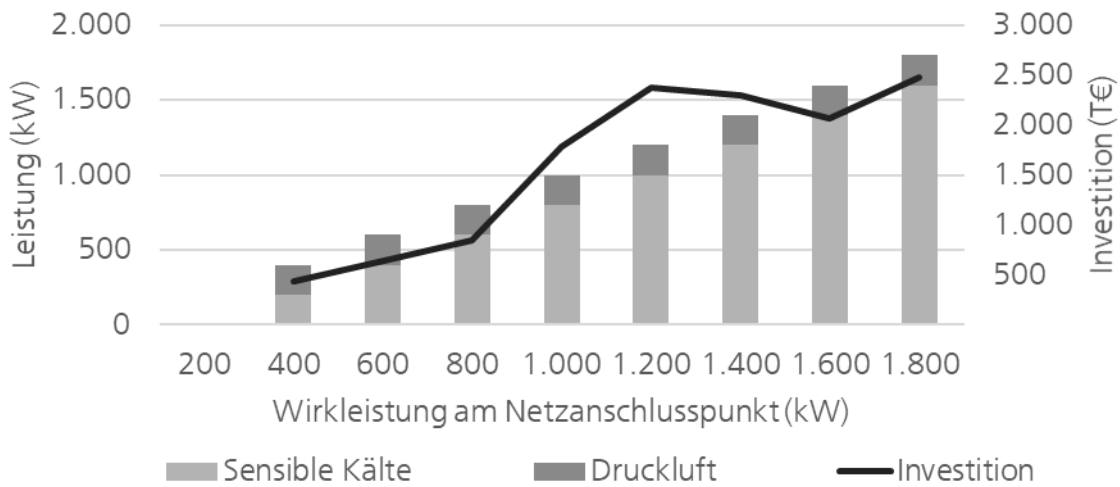


Abbildung 95 Technologiekombination der hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der zweiten Fallstudie

Tabelle 30 zeigt die Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten je Energieträger für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung auf. Die Tabelle ist in einen technischen, ökonomischen und organisatorischen Teil untergliedert.

Der höchste Kapitalwert wird mit einem sensiblen Kältespeicher und einer Wirkleistung von 600 kW erreicht. Die Amortisation liegt bei unter einem Jahr. Dies deutet auf eine schlechte Betriebsführung der Energiebereitstellung hin. Neben der jährlichen Energieeinsparung von 4.716.551 kWh pro Jahr durch den effizienteren Anlagenbetrieb, kann zudem die Spitzenleistung um 3,2 MW reduziert werden. Dies trägt enorm zu der hohen jährlichen Kosteneinsparung und der kurzen Amortisationszeit bei. Die Zyklenzahl mit 1.600 pro Jahr ist für einen sensiblen Kältespeicher verhältnismäßig hoch und bedeutet mindestens vier Vollzyklen pro Tag. Die Lebensdauer des Energiespeichers liegt aus diesem Grund bei 18 Jahren. Die Effizienz bzw. der EER des Energieversorgungsverbunds kann jeweils um 1,00 für das Kältesystem gesteigert werden.

Tabelle 30 Energiespeicherkonfigurationen mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien

Technologie	Sensible Kälte	Druckluft
Technisch		
Wirkleistung (kW)	600	200
Energiespeicherleistung (kW)	2.525	240
Bruttokapazität (kWh)	1.900	125
Nettokapazität (kWh)	1.620	50
Zyklenzahl pro Jahr	1.601	2.555
Lebensdauer (Jahre)	18	21
Ökonomisch		
Kapitalwert (€)	12.031.025	-17.981.291
Investition (€)	277.673	255.841
Durchschnittliche Einsparung pro Jahr (€)	1.042.560	-1.501.071
Amortisation (Jahre)	< 1	-
Restwert (€)	46.278	73.097
Anzahl der Ersatzinvestitionen	0	0
Jährliche Betriebsführungskosten (€)	190	17
Organisatorisch		
Veränderung Energiebezug (kWh)	-4.716.551	+9.387.482
Veränderung Peak-Leistung (kW)	-3.234	+906
Erhöhung des EERs / Wirkungsgrads	+1	+15 %

Abbildung 96 stellt die Veränderung des Kapitalwerts und die summierte Energiekosteneinsparung über den Betrachtungszeitraum für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert dar. Zu erkennen ist, dass der Kapitalwert innerhalb des ersten Jahres positiv wird und somit die Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums liegt. Die Steigung des Kapitalwerts nimmt in dieser Abbildung über den Betrachtungszeitraum nur leicht zu. Dies liegt an dem gegenläufigen Effekt des Kapitalzinses und der jährlichen Energiekostensteigerung. Daher ist keine zunehmende Steigung auf der Abbildung erkennbar und es liegt kein charakteristischer Verlauf vor.

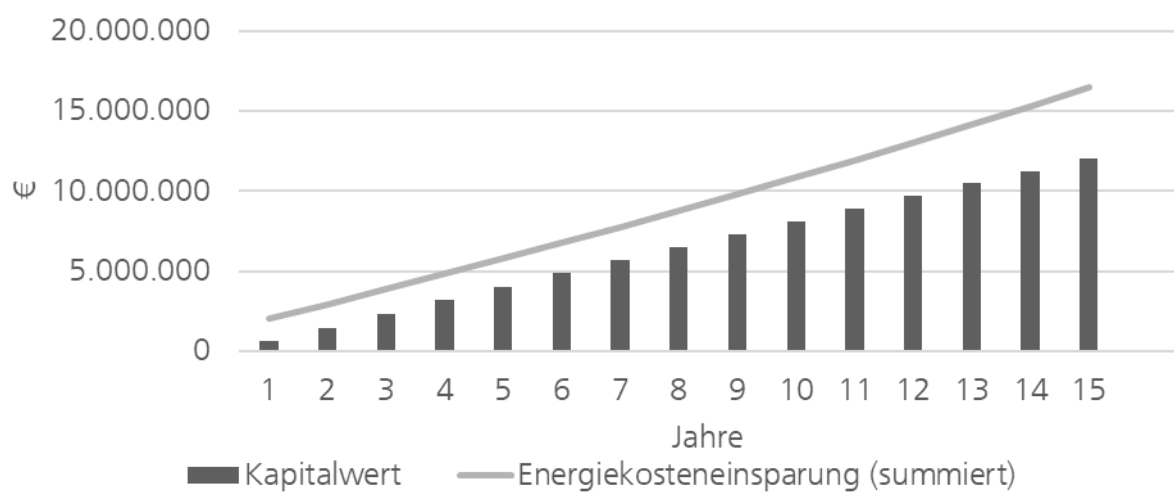


Abbildung 96 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung der zweiten Fallstudie

Eigenverbrauchsoptimierung

Die detaillierten Ergebnisse der Bewertung können für die Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten der Tabelle 31 entnommen werden. Abbildung 97 beschreibt den Kapitalwert verschiedener Energiespeichertechnologien über die Wirkleistung am Netzanschlusspunkt für den Anwendungsfall der Eigenverbrauchsoptimierung. Da für jede Leistung am Netzanschlusspunkt mehrere Kombinationen für hybride Energiespeicher (HES) möglich sind, wird nur die Kombination betrachtet, die den höchsten Kapitalwert aufweist. Beispielsweise eine Kombination eines thermischen Wärmespeichers und thermischen Kältespeichers.

Der höchste Kapitalwert wird mit einem sensiblen thermischen Kältespeicher erreicht. Keine Energiespeichertechnologie oder –kombination kann einen positiven Kapitalwert erzielen. Die erzeugte Energie der PV-Anlage wird unter der Woche zu normalen Schichtzeiten zu 100 % eigenverbraucht (vgl. Kapitel 6.2.2). Lediglich am Wochenende und bei Produktionsstillstand kann ein Überschuss an PV-Energie erzeugt und für die Zwischenspeicherung verwendet werden. Diese energetischen und wirtschaftlichen Einsparpotenziale sind nicht ausreichend, um eine Investition und einen positiven Kapitalwert mit einem Energiespeicher innerhalb des Betrachtungszeitraum zu begründen.

In Abbildung 98 ist die jeweilige Technologiekombination der EHES mit den höchsten Kapitalwerten über die entsprechenden Leistungen und die zugehörige Investition dargestellt. Der höchste Kapitalwert wird mit einem EHES und einer Wirkleistung von 200 kW erreicht.

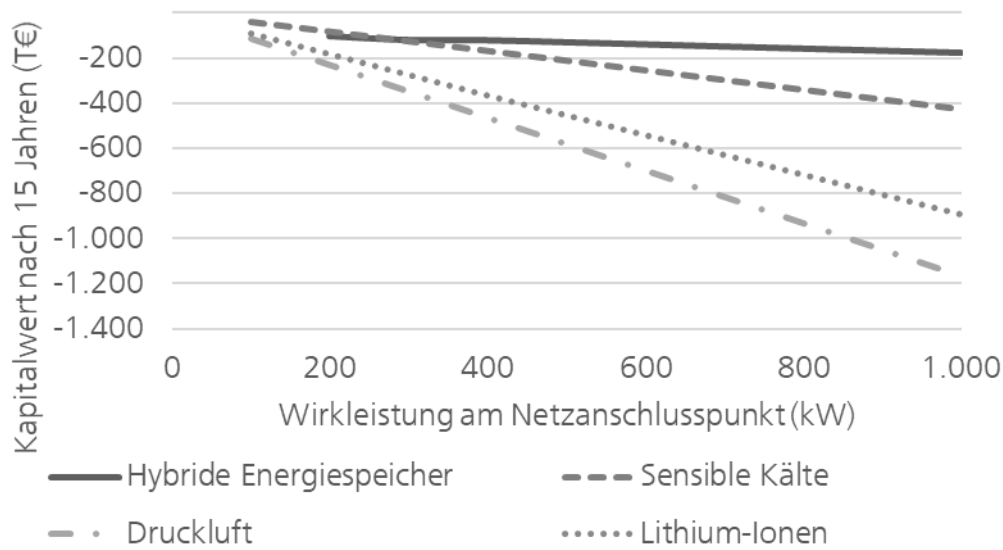


Abbildung 97 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der zweiten Fallstudie

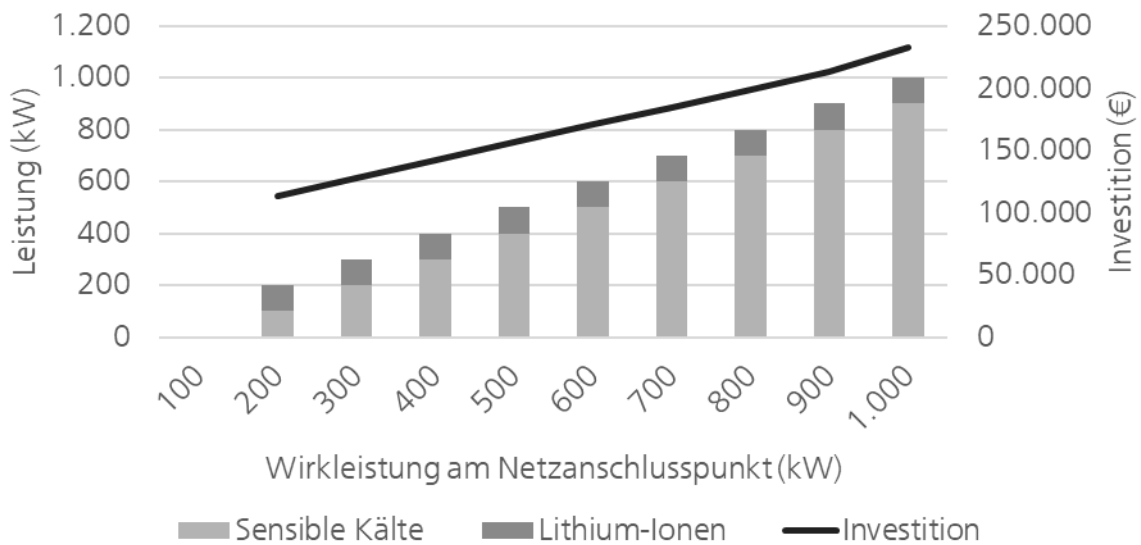


Abbildung 98 Technologiekombination der hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der zweiten Fallstudie

Tabelle 31 zeigt die Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten je Energieträger für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung auf. Die Tabelle ist in einen technischen, ökonomischen und organisatorischen Teil untergliedert.

Der höchste Kapitalwert wird mit einem sensiblen thermischen Kältespeicher und einer Wirkleistung von 100 kW erreicht. Eine Amortisation kann nicht erreicht werden. Die Eigenverbrauchsquote der PV-Anlage steigt um weniger als ein Prozent. Damit werden 13.858 kWh mehr eigenverbraucht und weniger in das öffentliche Netz eingespeist.

Hervorzuheben ist hier der gegenläufige Effekt der Energiespeicherverluste und der Vergütung für die Einspeisung in das öffentliche Netz.

Tabelle 31 Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien

Technologie	EHES (Lithium- Ionen / Sensible Kälte)	Lithium -Ionen	Sensible Kälte	Druckluft
Technisch				
Wirkleistung (kW)	200	100	100	100
Energiespeicherleistung (kW)	105 / 117	105	467	109
Bruttokapazität (kWh)	156 / 311	156	878	152
Nettokapazität (kWh)	114 / 266	114	751	57
Zyklenzahl pro Jahr	52 / 38	52	38	50
Lebensdauer (Jahre)	15 / 40	15	40	40
Ökonomisch				
Kapitalwert (€)	-100.623	-91.377	-42.093	-116.272
Investition (€)	113.446	99.126	54.857	120.193
Durchschnittliche Einsparung pro Jahr (€)	1.142	679	1.175	355
Amortisation (Jahre)	-	-	-	-
Restwert (€)	8.950	0	34.286	75.120
Anzahl der Ersatzinvestitionen	0	0	0	0
Jährliche Betriebsführungs- kosten (€)	51	20	88	21
Organisatorisch				
Veränderung Energiebezug (kWh)	-9.950	-5.806	-10.609	-3.740
Veränderung Peak-Leistung (kW)	0	0	0	0
Veränderung Eigenverbrauchsquote (%)	< 1	< 1	< 1	< 1
Veränderung Energie- einspeisung (kWh)	-11.651	-6.380	-13.858	-6.846

Abbildung 99 stellt die Veränderung des Kapitalwerts und die summierte Energiekosteneinsparung über den Betrachtungszeitraum für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert dar. Innerhalb des Betrachtungszeitraums kann kein positiver Kapitalwert und keine Amortisation erreicht werden. Die Steigung des Kapitalwerts nimmt in dieser Abbildung über den Betrachtungszeitraum nur leicht zu. Dies liegt an dem gegenläufigen Effekt des Kapitalzinses und der jährlichen Energiekostensteigerung. Daher ist keine zunehmende Steigung auf der Abbildung erkennbar und es liegt kein charakteristischer Verlauf vor.

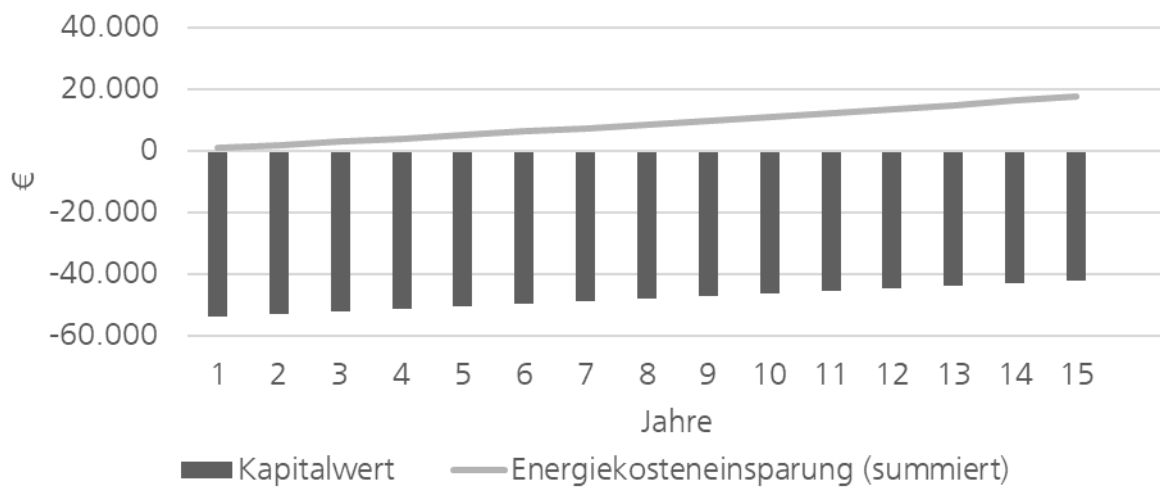


Abbildung 99 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung der zweiten Fallstudie

Nutzung eines dynamischen Strompreises

Der Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises wurde mithilfe dynamische Strompreise vom Day-Ahead Markt berechnet. Die detaillierten Ergebnisse der Bewertung können für die Energiespeicher mit den höchsten Kapitalwerten der Tabelle 32 entnommen werden. Für diesen Anwendungsfall lässt sich keine wirtschaftliche Technologie auslegen beziehungsweise keine Kombination, die sich innerhalb von 15 Jahren amortisiert und keine die einen positiven Kapitalwert aufweist (Abbildung 100). Dies liegt vor allem an den Verlusten, die durch die Ein- bzw. Ausspeicherung der Energiespeicher entstehen. Diese Verluste stehen somit einer möglichen Einsparung entgegen. Für diesen Anwendungsfall spielt zudem die Betriebsstrategie der Energiespeicher eine wichtige Rolle, die vorgibt, zu welchem Preis die Energiespeicher be- beziehungsweise entladen werden sollen.

Abbildung 101 stellt die jeweilige Technologiekombination der EHES mit den höchsten Kapitalwerten über die entsprechenden Leistungen und die zugehörige Investition dar.

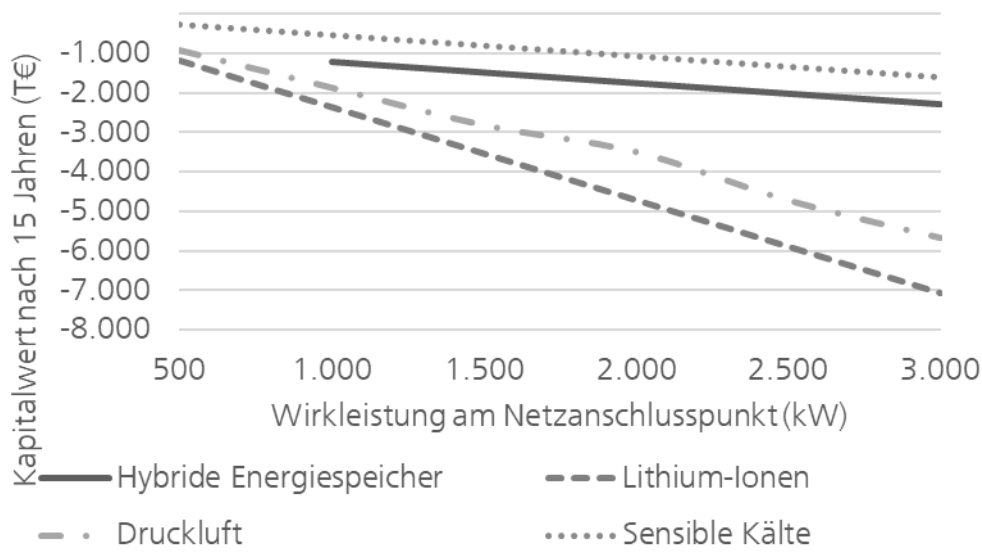


Abbildung 100 Vergleich der Energiespeicherauslegung für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der zweiten Fallstudie

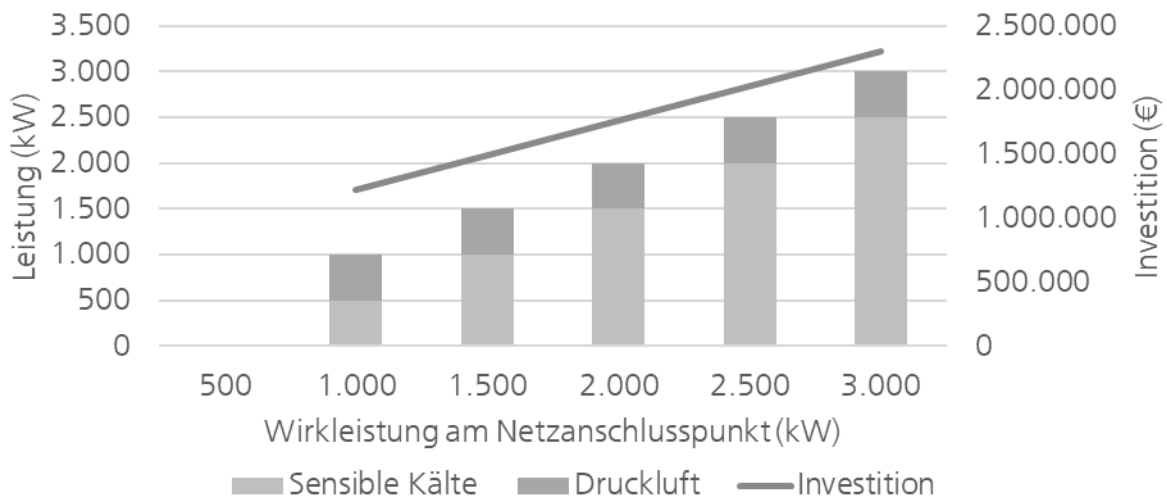


Abbildung 101 Technologiekombination der hybriden Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert und der dazugehörigen Leistung für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der zweiten Fallstudie

Tabelle 32 zeigt die Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten je Energieträger für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises auf. Die Tabelle ist in einen technischen, ökonomischen und organisatorischen Teil untergliedert.

Keine Energiespeicherkonfiguration kann einen positiven Kapitalwert erzielen. Die Grenze, ab der ein- bzw. ausgespeichert wird, liegt zwischen 40 und 80 % über bzw. unter dem Medianwert des Day-Ahead Markts. Durch die hohen Verluste für die Energiespeicherung können kaum wirtschaftlich positive Effekte erzielt werden. Die Energiespeicher werden pro Jahr nur für einen bis vier Zyklen genutzt. Eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums findet nicht statt.

Tabelle 32 Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert nach Technologien

Technologie	EHES (Druckluft / Sensible Kälte)	Lithium- Ionen	Sensible Kälte	Druckluft
Technisch				
Wirkleistung (kW)	1.000	500	500	500
Energiespeicherleistung (kW)	601 / 2.288	524	1.980	601
Bruttokapazität (kWh)	6.142 / 4.691	2.491	2.952	6.142
Nettokapazität (kWh)	2.298 / 4.011	1.820	2.524	2.298
Zyklenzahl pro Jahr	5 / 1	1	1	4
Lebensdauer (Jahre)	40 / 40	15	40	40
Ökonomisch				
Kapitalwert (€)	-1.212.090	-1.176.281	-226.718	-941.601
Investition (€)	1.217.388	1.176.425	227.285	946.403
Durchschn. Einsparung (€/Jahr)	1.761	340	347	1.245
Amortisation (Jahre)	-	-	-	-
Restwert (€)	760.867	0	142.053	591.502
Anzahl der Ersatzinvestitionen	0	0	0	0
Jährliche Betriebsführungskosten (€)	1.298	324	295	829
Organisatorisch				
Veränderung Energiebezug (kWh)	+6.978	+180	-1.340	+8.860
Veränderung Peak-Leistung (kW)	0	0	0	0
Grenze Einspeicherung (%)	40 und 60	60	40	40
Grenze Ausspeicherung (%)	40 und 60	80	80	40

Abbildung 77 stellt die Veränderung des Kapitalwerts und die summierte Energiekosteneinsparung über den Betrachtungszeitraum für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert dar. Der Kapitalwert und die summierte Energiekosteneinsparung ändern sich über den Betrachtungszeitraum kaum. Die Einsparung ist im Vergleich zu den gesteigerten Kosten durch den erhöhten Energiebezug, die Betriebskosten und die Anfangsinvestition der Energiespeicher zu gering. Eine Amortisation kann innerhalb des Betrachtungszeitraums nicht erfolgen. Die Steigung des Kapitalwerts nimmt in dieser Abbildung über den Betrachtungszeitraum nur leicht zu. Dies liegt an dem gegenläufigen Effekt des Kapitalzinses und der jährlichen Energiekostensteigerung. Daher ist keine zunehmende Steigung auf der Abbildung erkennbar und es liegt kein charakteristischer Verlauf vor.

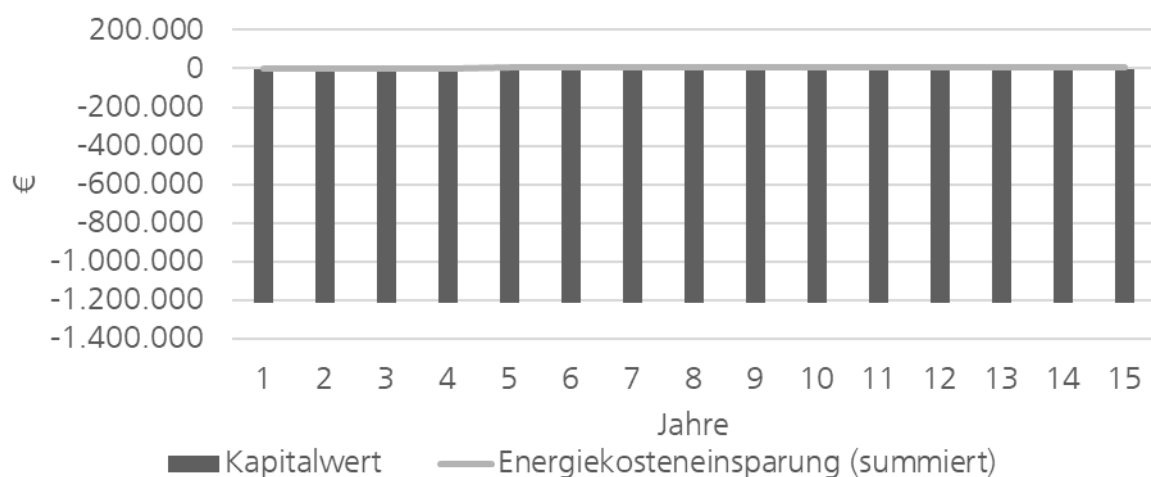


Abbildung 102 Kapitalwert und summierte Energiekosteneinsparung für den Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert für den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises der zweiten Fallstudie

6.2.5 Bewertung

Vergleich der Anwendungsfälle

In Abbildung 103 werden Anwendungsfälle und Energiespeicherkonfigurationen mit den höchsten Kapitalwerten der Fallstudie Automobilhersteller miteinander verglichen. Bis auf die Anwendungsfälle Eigenverbrauchsoptimierung und Nutzung eines dynamischen Strompreises kann eine Amortisation und ein positiver Kapitalwert innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren erzielt werden. Die höchste Rendite von 4.300 % wird mit dem Anwendungsfall Effizienzsteigerung und einem thermischen Kältespeicher erreicht. Ebenso wird mit diesem Anwendungsfall der höchste Kapitalwert erreicht. Für die Reduktion der Netzentgelte kann sowohl mit dem Anwendungsfall Peak Shaving als auch mit atypischer Netznutzung ein positiver Kapitalwert erreicht und der Einsatz eines EHES empfohlen werden. Im Vergleich ist die Investition für Peak Shaving deutlich geringer, der Kapitalwert höher, die Amortisationszeit kürzer und die Rendite höher.

Wenn das Unternehmen eine möglichst kurze Amortisationszeit erreichen und einen hohen Kapitalwert erzielen möchte, wird als erstes der Anwendungsfall Effizienzsteigerung empfohlen und als zweites der Anwendungsfall Peak Shaving. Der Anwendungsfall Atypische Netznutzung kann ebenso empfohlen werden und eine Amortisation von unter elf Jahren erzielen. Der Kapitalwert und die Rendite fallen allerdings verhältnismäßig gering aus.

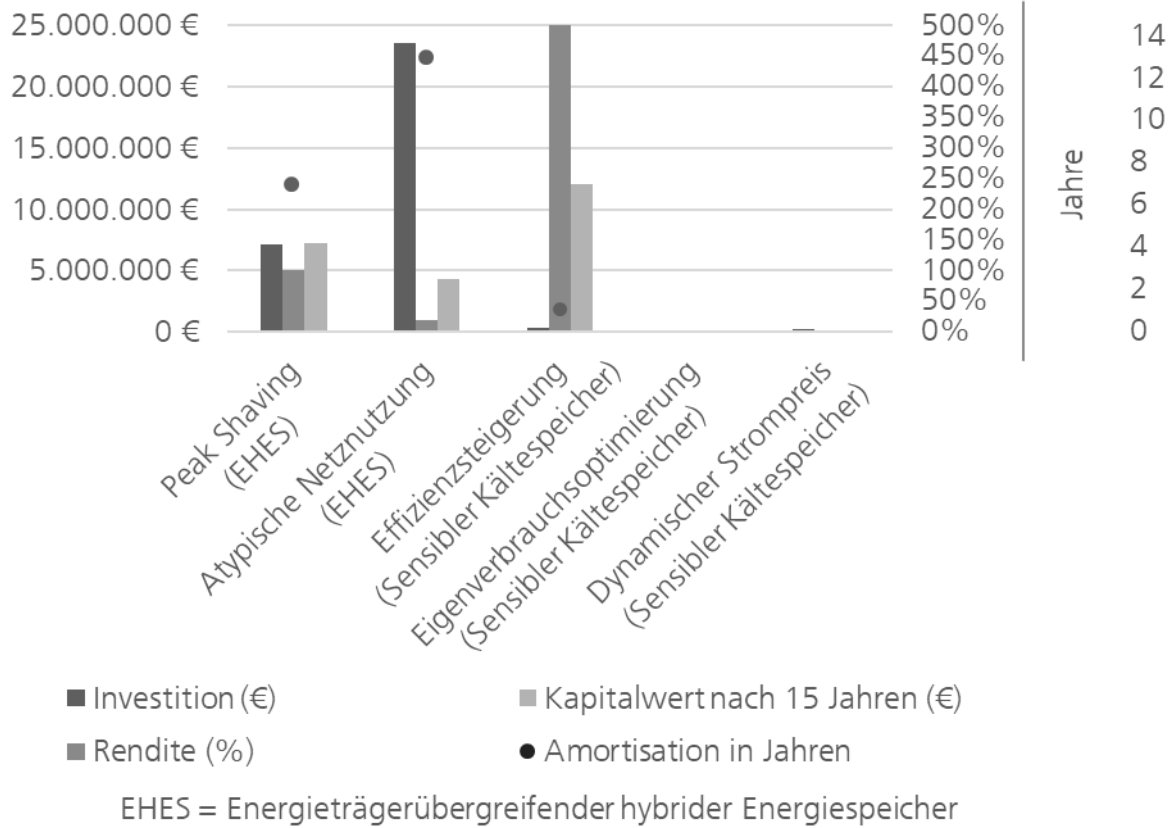


Abbildung 103 Vergleich der Anwendungsfälle der Fallstudie Automobilhersteller

Sensitivitätsanalyse

Die Sensitivitätsanalyse wurde nach dem vorgestellten Vorgehen im Kapitel 5.2.5 durchgeführt. Die Parameter für die Sensitivitätsanalyse sind der Tabelle 33 zu entnehmen.

Tabelle 33 Parameter für die Sensitivitätsanalyse

Parameter	Trend	Bestcase	Worstcase	Fall	Quelle
Kennwerte Speicher	Tabelle im Anhang	Höchster Wert der Quellen	Niedrigster Wert der Quellen	Alle	Kapitel 9.3
Kapitalzins	Spezifisch	0 %	10 %	Alle	Bundesbank – 1970
Energiepreissteigerung	Spezifisch	5 %	- 4 %	Alle	Statista - ab 2015
Energiepreis	Spezi-fisch	Verdoppelung	Halbierung	Alle	Unternehmen
Leistungspreis	Spezi-fisch	Verdoppelung	Halbierung	Alle	Unternehmen
PV-Vergütung	Spezi-fisch	0 Cent/kWh	5,6 Cent/kWh	Eigenverbrauchs-optimierung	Ausschreibung über 750 kW - EEG
Energiepreiskurve	Reale Kurve Day-Ahead	Mehr Schwankung	Weniger Schwankung	Dyn. Strompreis	Prognostizierte Kurve

Die Sensitivitätsanalyse wurde für die jeweilige Fallstudie nach Anwendungsfall und dem jeweiligen Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert durchgeführt.

Peak Shaving

Für den Anwendungsfall Peak Shaving ist erkennbar, dass die Parameter Energiepreis und Energiepreissteigerung einen geringen Einfluss auf die Sensitivität des Anwendungsfalls haben (Abbildung 104). Ein größerer Einfluss ist bei den Parametern Leistungspreis, Energiespeicher kennwerte und Kapitalzins erkennbar. Da der Anwendungsfall Peak Shaving das Ziel hat, die Spitzenleistung eines Unternehmens zu reduzieren, um damit die

jährlichen Energiekosten bzw. Netzentgelte reduzieren zu können, hat somit auch die Sensitivität des Leistungspreises einen großen Einfluss auf die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit. Bei einer Halbierung des Leistungspreises amortisiert sich dieser Anwendungsfall noch innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren. Verdoppelt sich der Leistungspreis ist eine Amortisation von unter drei Jahren möglich. Die Veränderung des Kapitalwerts führt im Bestcase und im Worstcase zu einer geringen Abweichung der Amortisation. Im Worstcase-Szenario ist eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums weiterhin möglich. Den größten Einfluss hat der Parameter der Energiespeicherkennwerte. Im Bestcase ist eine Amortisation in unter fünf Jahren möglich. Im Worstcase kann innerhalb des Betrachtungszeitraums keine Amortisation erreicht werden. Die Kombination der Parameter führt im Bestcase zu einer Amortisation in unter zwei Jahren. Im Worstcase kann keine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums erreicht werden.

Werden diese ganzen Parameter berücksichtigt, bleibt die Umsetzung dieses Anwendungsfalls weiterhin interessant. Das größte Risiko stellt die Veränderung bzw. die Steigerung der Kosten für Energiespeichertechnologien dar. Historisch gesehen, konnten in den letzten Jahren die Kosten für Energiespeicher reduziert werden, daher ist eher davon auszugehen, dass sich dieser Trend fortsetzt oder stagniert und somit der Anwendungsfall wirtschaftlich und kalkulierbar bleibt.

Atypische Netznutzung

Für den Anwendungsfall Atypische Netznutzung ist erkennbar, dass die Parameter Energiepreis und Energiepreissteigerung den geringsten Einfluss auf die Sensitivität der Auslegung des empfohlenen Energiespeichersystems haben (Abbildung 104). Ein größerer Einfluss ist bei den Parametern Leistungspreis, den Energiespeicherkennwerten und dem Kapitalzins erkennbar. Da der Anwendungsfall Atypische Netznutzung das Ziel hat, die Spitzenleistung innerhalb des Hochlastzeitfensters eines Unternehmens zu reduzieren, um damit die jährlichen Energiekosten bzw. Netzentgelte reduzieren zu können, hat somit auch die Sensitivität des Leistungspreises einen großen Einfluss auf die

Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit. Bei einer Halbierung des Leistungspreises, welche den Worstcase darstellt, amortisiert sich dieser Anwendungsfall nicht innerhalb des Betrachtungszeitraums. Verdoppelt sich der Leistungspreis ist eine Amortisation von unter sechs Jahren möglich. Die Veränderung des Kapitalzinses führt im Bestcase und im Worstcase zu einer geringeren Abweichung der Amortisation. Im Worstcase-Szenario ist eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums nicht mehr möglich. Den größten Einfluss hat der Parameter der Energiespeicherkennwerte. Im Bestcase ist eine Amortisation in unter fünf Jahren möglich. Im Worstcase kann innerhalb des Betrachtungszeitraums keine Amortisation erreicht werden (Kapitalwert -137.000.000 €). Die Kombination der Parameter führt im Bestcase zu einer Amortisation in unter drei Jahren (Kapitalwert 81.000.000 €). Im Worstcase kann keine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums erreicht werden (Kapitalwert -160.000.000 €).

Werden diese ganzen Parameter berücksichtigt, bleibt die Umsetzung dieses Anwendungsfalls weiterhin interessant. Das größte Risiko stellt die Veränderung bzw. die Steigerung der Kosten für Energiespeichertechnologien dar. Historisch gesehen, konnten in den letzten Jahren die Kosten für Energiespeicher reduziert werden, daher ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend fortsetzt oder stagniert und somit der Anwendungsfall wirtschaftlich und kalkulierbar bleibt.

Effizienzsteigerung

Die Parameter Energiespeicherkennwerte und Energiepreissteigerung haben den geringsten Einfluss auf den Anwendungsfall Effizienzsteigerung (Abbildung 104). Bei diesem Anwendungsfall handelt es sich um einen monovalenten sensiblen Kältespeicher mit dem höchsten Kapitalwert. Bei dieser Technologie liegen die Kennwerte der verwendeten Quellen näher zusammen, im Vergleich zu anderen Technologien wie Lithium-Ionen Speicher (Kapitel 2.1). Ein größerer Einfluss ist bei den Parametern Energiepreis, Leistungspreis und Kapitalzins erkennbar. Der Anwendungsfall Effizienzsteigerung erhöht die Effizienz der Kompressionskältemaschinen des Unternehmens, wodurch diese Anlagen öfter in ihren optimalen Betriebspunkten laufen

können. So können die jährlichen Energiekosten und der Energieverbrauch reduziert werden. Als Nebeneffekt wird die Spitzenleistung der Anlagen reduziert. Dies wirkt sich positiv auf die Anschlussleistung und somit auf die Netzentgelte des Unternehmens aus. Die Sensitivität des Leistungspreises und Energiepreises hat somit einen großen Einfluss auf die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit dieses Anwendungsfalls. Dieser Anwendungsfall und somit der empfohlene Energiespeicher erreicht in jedem Worstcase-Szenario eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums. Ebenso führt die Kombination der Parameter im Worstcase-Szenario zu einer Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren.

Werden diese ganzen Parameter berücksichtigt, bleibt die Umsetzung dieses Anwendungsfalls in jedem Szenario empfehlenswert. Das Investitionsrisiko dieser Maßnahme ist als gering einzuschätzen und sollte demnach vom Unternehmen umgesetzt werden.

Eigenverbrauchsoptimierung

Der Parameter Leistungspreis hat den geringsten bzw. kaum einen Einfluss auf den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung (Abbildung 104). Bei diesem Anwendungsfall handelt es sich um einen monovalenten sensiblen Kältespeicher mit dem höchsten Kapitalwert. Bei dieser Technologie liegen die Kennwerte der verwendeten Quellen näher zusammen, im Vergleich zu anderen Technologien wie Lithium-Ionen Speicher (Kapitel 2.1). Daher ist dieser Parameter weniger sensitiv im Vergleich zu den vorherigen Anwendungsfällen. Einen großen Einfluss auf die Sensitivität weisen die Parameter Energiepreis, Kapitalzins, Energiepreissteigerung und Einspeisevergütung auf. In keinem Fall kann ein positiver Kapitalwert innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren erreicht werden. Lediglich die Kombination der Parameter führt im Bestcase zu einem positiven Kapitalwert und einer Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums. Im Vergleich zu den vorherigen Anwendungsfällen weist die Eigenverbrauchsoptimierung nur in der Kombination der Bestcase-Szenarien einen positiven Kapitalwert auf. Ebenso wird das Investitionsrisiko durch den Parameter der Einspeisevergütung nicht verringert.

Die Anlage des Unternehmens weist eine Leistung von über 750 kW auf. Daher kann keine feste Einspeisevergütung angesetzt werden. Die Einspeisevergütung wird bei Anlagen über 750 kW per Ausschreibung vergeben. Dieses Szenario kann unter aktuellen Bedingungen nicht empfohlen werden.

Nutzung eines dynamischen Strompreises

Der Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises und die bewerteten (energieträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichertechnologien können im Trend-Szenario keine positiven Kapitalwerte erzielen. In den Bestcase-Szenarien und in den Worstcase-Szenarien können keine positiven Kapitalwerte und keine Amortisationen innerhalb des Betrachtungszeitraums erzielt werden. Die Sensitivität der Parameter hat einen Einfluss auf den Verlauf der Best- und Worstcase-Szenarien, führt aber auch hier zu keiner Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums (Abbildung 104).

Zur Bewertung des zukünftigen Verlaufs solcher Energiepreiskurven wurde eine prognostizierte Kurve aus dem Kopernikus-Forschungsprojekt „SynErgie“ verwendet. Der Einfluss dieser Kurve zeigt sich in Abbildung 104 und „Prognostizierte Kurve“. Hier ändert sich die Auslegung des Energiespeichers. Der Energiespeicher mit dem höchsten Kapitalwert ist in diesem Fall ein sensibler Kältespeicher mit einer Wirkleistung von 2.500 kW, Anschaffungskosten in Höhe von 1.579.748 € und einem Endkapitalwert von 404.717 €. Falls sich die Energiepreise am Day-Ahead Markt wie prognostiziert entwickeln, könnte das „neu“ bewertete Energiespeichersystem eine Amortisation innerhalb von zehn Jahren erreichen.

Dieser Anwendungsfall und somit der Einsatz eines Energiespeichers kann zum aktuellen Zeitpunkt nicht empfohlen werden. Sobald neue Daten und Energiepreiskurven zur Bewertung vorliegen, sollte dieser Anwendungsfall erneut analysiert werden.

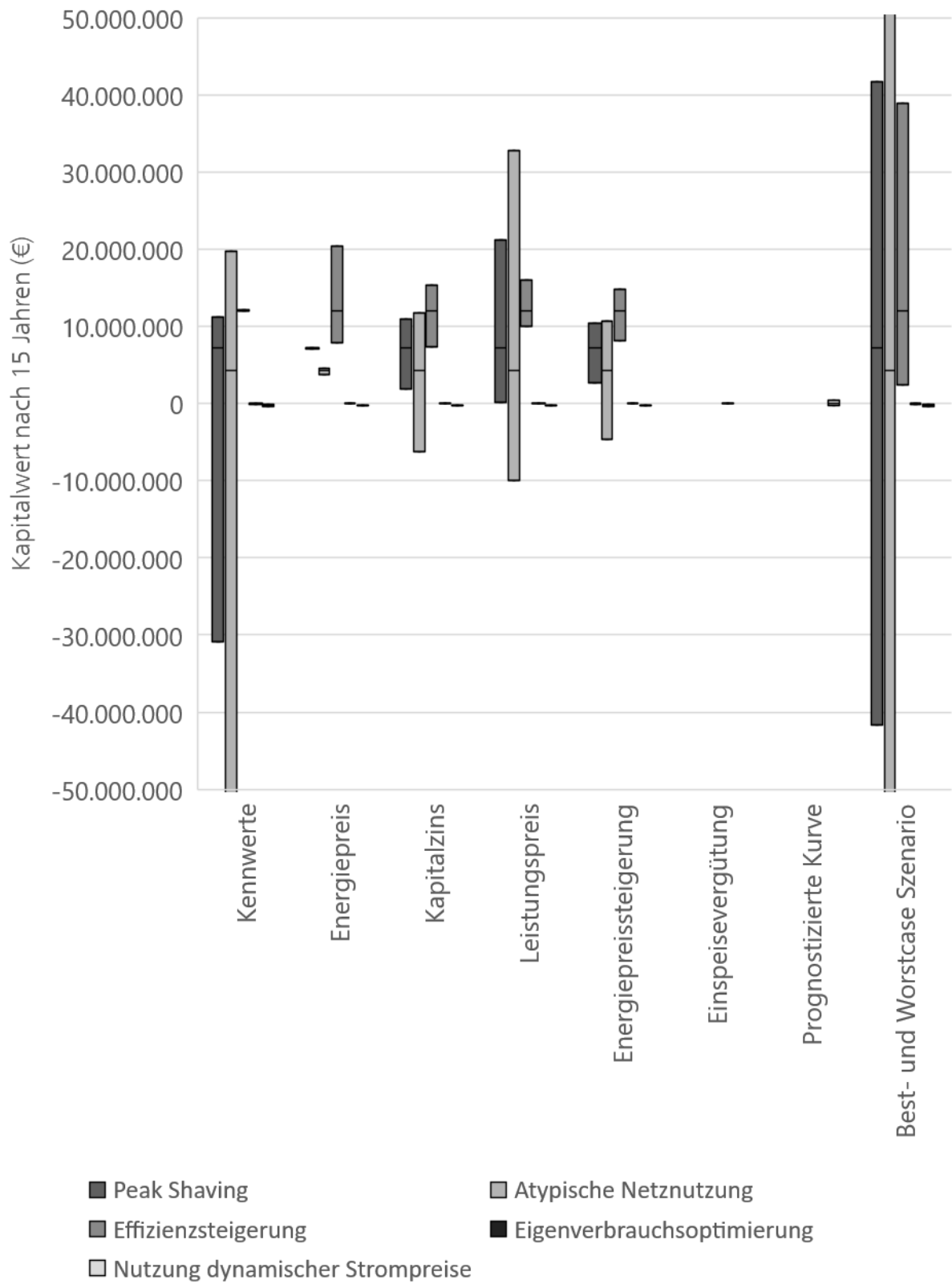


Abbildung 104 Sensitivitätsanalyse der zweiten Fallstudie

Bewertung der Ergebnisse und Zwischenfazit

Die Bewertung der Anwendungsfälle und die Sensitivitätsanalyse haben gezeigt, dass eine Amortisation und eine Wirtschaftlichkeit der (energieträgerübergreifenden hybriden) Energiespeichertechnologien für die meisten Anwendungsfälle erreicht werden kann.

Zu empfehlen ist ein sensibler Kältespeicher für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung. Bei diesem Anwendungsfall wird die schnellste Amortisation erreicht. Die Sensitivität der Parameter hat einen hohen Einfluss auf die Amortisation. Selbst durch die Kombination der Parameter wird im Worstcase-Szenario eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren erreicht.

Weiterhin zu empfehlen sind die Anwendungsfälle Peak Shaving, mit einem EHES bestehend aus einem sensiblen Kältespeicher und einem Lithium-Ionen Speicher, und Atypische Netznutzung, mit einem EHES bestehend aus einem Druckluftspeicher, einem sensiblen Kältespeicher und einem Lithium-Ionen Speicher.

Zum aktuellen Zeitpunkt nicht zu empfehlen sind die Anwendungsfälle Eigenverbrauchsoptimierung und Nutzung eines dynamischen Strompreises. Für diese Fälle konnten keine positiven Kapitalwerte innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren erreicht werden.

Die Sensitivitätsanalyse hat gezeigt, dass eine prognostizierte Energiepreiskurve mit einem höheren Durchschnittspreis und stärkeren Energiepreisschwankungen einen positiven Einfluss auf den Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises hat und eine Amortisation möglich macht. Sobald neue Daten und Energiepreiskurven zur Bewertung vorliegen, sollte dieser Anwendungsfall erneut analysiert werden.

6.3 Zusammenfassung und Zwischenfazit

In den vorherigen beiden Kapiteln wurde das Vorgehen zur techno-ökonomischen Bewertung für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher anhand zweier Fallstudien durchgeführt und angewendet. Auf Basis der Ergebnisse der zwei Fallstudien können die gewonnen Erkenntnisse kombiniert und übergreifend formuliert werden.

Für die Anwendungsfälle Peak Shaving, Atypische Netznutzung und Effizienzsteigerung können in beiden Fallstudien ökonomische Energiespeicherkonfigurationen ausgelegt und bewertet werden. Im Fall von Peak Shaving und atypischer Netznutzung weisen dabei energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher den höchsten Kapitalwert auf.

Im Fall der Effizienzsteigerung können in der ersten Fallstudie ebenso energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher den höchsten Kapitalwert erzielen. In der zweiten Fallstudie erzielt für Effizienzsteigerung ein monoenergetischer Speicher den höchsten Kapitalwert. Als Schlussfolgerung können besonders thermische Energiespeicher für Effizienzsteigerung eingesetzt werden. Mechanische Energiespeicher hingegen können keinen ökonomischen Einsatz in diesen Fallstudien ermöglichen.

Im Anwendungsfall der Eigenverbrauchsoptimierung lassen sich für die erste Fallstudie positive Kapitalwerte mit monoenergetischen und energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern erzielen. Den höchsten Kapitalwert erzielt ein monoenergetischer sensibler Kältespeicher. In der zweiten Fallstudie lässt sich kein Energiespeicher mit einem positiven Kapitalwert bewerten. Wenn die Datenbasis der beiden Fallstudien miteinander verglichen werden, kann festgestellt werden, dass die erste Fallstudie überschüssige PV-Erzeugung an Wochentagen und am Wochenende aufweist. Die zweite Fallstudie weist hingegen eine überschüssige PV-Erzeugung nur am Wochenende auf. Damit ist die Nutzung von Energiespeichertechnologien seltener möglich und die mögliche Einsparung zu gering, um eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums zu erreichen.

Im Anwendungsfall der Nutzung eines dynamischen Strompreises können in keiner Fallstudie Energiespeicherkonfigurationen mit positivem Kapitalwert bewertet werden.

Für elektrochemische Energiespeicher stellen sich in allen Anwendungsfällen der Fallstudien die Lithium-Ionen Technologien als ökonomischste Option heraus. Als großer Vorteil ist hier die Reduktion der Anfangsinvestition in den vergangenen Jahren zu nennen, die vor allem durch die Elektromobilität vorangetrieben wird sowie der hohe Wandlungswirkungsgrad. Für thermische Energiespeicher stellen sich in allen Anwendungsfällen der Fallstudien die sensiblen Energiespeichertechnologien als ökonomischste Option heraus. Als größter Vorteil stellen sich hier die verhältnismäßig niedrigen Kosten, im Vergleich zu anderen Technologien, heraus.

Die häufigste Kombination für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher sind thermische und elektrochemische Energiespeicher. Dabei bestehen diese aus elektrochemischen Lithium-Ionen Speichern und thermischen sensiblen Energiespeichern. Durch den enormen Kostenvorteil von thermischen Energiespeichern können die summierte Investition der Energiespeicherkombinationen im Vergleich zu einem monoenergetischen (Lithium-Ionen) Speicher vermindert werden. Durch die Kombination der zwei Technologien können zudem größere Leistungsbereiche abgedeckt werden.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Anwendungsfälle der Netzentgeltreduktion (Peak Shaving und Atypische Netznutzung) für Energiespeichertechnologien zu empfehlen sind und energieträgerübergreifende hybride Energiespeichertechnologien hier den höchsten Kapitalwert aufweisen können. Im Anwendungsfall der Effizienzsteigerung sind monoenergetische Speichertechnologien zu empfehlen. Für den Anwendungsfall der Eigenverbrauchsoptimierung ist entscheidend, wann und wieviel überschüssige PV-Erzeugung vorliegt. Die Nutzung von dynamischen Strompreisen, in Kombination mit dem Einsatz von Energiespeichertechnologien, ist aktuell nicht zu empfehlen.

Zum Abschluss kann festgehalten werden, dass durch die beiden Fallstudien die Anwendbarkeit und der Nutzen der techno-ökonomischen Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern nachgewiesen wurde. Die Fallstudien zeigen das Einsatzpotenzial durch energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher auf und bieten die Möglichkeit, weitere Untersuchungen zu ermöglichen.

7 Reflexion, Zusammenfassung und Ausblick

Das letzte Kapitel dieser Arbeit reflektiert die Inhalte hinsichtlich Erfüllung der Anforderungen und Beantwortung der Forschungsfragen. Anschließend wird die Arbeit zusammengefasst und mit einem Ausblick abgeschlossen.

7.1 Reflexion

Die grundlegende Funktion des entwickelten Vorgehens konnte im vorangegangenen Kapitel nachgewiesen werden. Offen bleibt, ob die in Kapitel 4 gestellten Anforderungen erfüllt werden und die zentrale Forschungsfrage abschließend beantwortet werden kann.

7.1.1 Bewertung der Erfüllung der Anforderungen

Zur Strukturierung der Anforderungen wurden zwei Anforderungsklassen definiert. Anforderungen an den Objektbereich und Anforderungen an die Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern. Im Folgenden werden diese mit der entwickelten Bewertung abgeglichen.

Abbildung und Vollständigkeit des relevanten Objektbereichs

Wie in Kapitel 4.1.1 beschrieben, wird der relevante Objektbereich über das Energiesystem der Fabrik, die Energieverbräuche, den Anschluss an das öffentliche Netz und über die Energieverteilung innerhalb der Fabrik definiert. Die in Kapitel 5 entwickelte Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern optimiert den Bezug elektrischer Energie für verschiedene Anwendungsfälle, berücksichtigt die Energieverbräuche in Form von Lastprofilen, betrachtet den elektrischen Anschluss an das

öffentliche Netz und berücksichtigt über die Energiewandlung die Energieverteilung innerhalb der Fabrik.

Daher kann dieses Anforderungskriterium als voll erfüllt bewertet werden.

Berücksichtigung aller relevanten Energieformen innerhalb der Fabrik

Diese Anforderung (Kapitel 4.1.1) beschreibt die Berücksichtigung aller relevanten Energieformen innerhalb der Fabrik. Dazu zählen mechanische, elektrische, thermische und chemische Energien. Die in Kapitel 5 entwickelte Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern berücksichtigt all diese Energieformen. Für jede Energieform können monoenergetische Speicher und energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher ausgelegt und bewertet werden.

Somit kann dieses Anforderungskriterium als voll erfüllt eingestuft werden.

Berücksichtigung der Energiewandlungen innerhalb der Fabrik

Wie in Kapitel 4.1.1 beschrieben, besteht die Energieversorgung der Fabrik nicht nur aus Energieverbrauchern sondern auch aus unzähligen Energiewandlungsstellen. Die Anforderung definiert die Nutzung dieser Energiewandlung in Form von Kennlinien und Wirkungsgraden. Dazu zählen mechanische, elektrische, thermische und chemische Energien. Die in Kapitel 5 entwickelte Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern berücksichtigt Kennlinien und Wirkungsgrade für alle Energiewandlungstechnologien. Diese Daten müssen für die Datenbasis zur Verfügung gestellt werden und werden innerhalb der Auslegung zu jedem Zeitpunkt berücksichtigt.

Daher kann dieses Anforderungskriterium als umfänglich betrachtet bewertet werden.

Berücksichtigung einer Strategie zur Energiebeschaffung

Die richtige Strategie zur Energiebeschaffung spielt eine zentrale Rolle innerhalb der Kostenstruktur und der Energieversorgung von Industrieunternehmen. Die

Netzentgeltreduktion durch Peak Shaving und atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung, Erhöhung des Eigenverbrauchs von erneuerbaren Energien und die Nutzung eines dynamischen Strompreises sind dabei die essentiellsten Stellhebel, um die Strategien und die Energiebeschaffung von Fabriken verbessern zu können. Die in Kapitel 5 entwickelte Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern berücksichtigt alle Anwendungsfälle der Anforderung und bewertet dazu die jeweiligen Energiespeicher(-kombinationen).

Somit kann dieses Anforderungskriterium als voll erfüllt beurteilt werden.

Anforderungen an die Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystemen

Um eine techno-ökonomische Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern durchführen zu können, müssen verschiedene auslegungsspezifische und energiespeichertechnologiespezifische Anforderungen definiert werden.

Berücksichtigung einer multivalenten Auslegung

Diese Anforderung beschreibt im Kapitel 4.1.2 eine Auslegung von Energiespeichertechnologien, die sich nicht auf eine vorher definierte Anzahl der möglichen Technologien innerhalb einer Kombination beschränkt und pro Energieträger mindestens eine Technologie ermöglicht. Die in Kapitel 5 entwickelte Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern berücksichtigt eine multivalente Auslegung. Es gibt keine Beschränkung der Anzahl der einzelnen Technologien in einer Kombination, je nach Nutzen wird die Anzahl frei bestimmt und definiert.

Daher kann dieses Anforderungskriterium als voll erfüllt bewertet werden.

Berücksichtigung einer energieträgerübergreifenden Auslegung

Diese Anforderung beschreibt im Kapitel 4.1.2 eine Auslegung von Energiespeichertechnologien, die sich nicht nur auf einzelne Energieträger spezifiziert, sondern energieträgerunabhängige Bewertungen zulässt. Die in Kapitel 5 entwickelte Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern berücksichtigt eine multivalente Auslegung. Energieträger werden unabhängig voneinander bewertet und kombiniert. Durch die anschließende Analyse und Bewertung der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher kann das kombinierte Potenzial ermittelt werden und die Kombinationen mit den höchsten Kapitalwerten festgestellt werden.

Somit kann dieses Anforderungskriterium als umfänglich betrachtet bewertet werden.

Berücksichtigung der Dynamik und der Wechselwirkungen der Energieverbräuche

Wie in Kapitel 4.1.2 beschrieben, ist die Energieversorgung der Fabrik abhängig von der Produktion und von äußeren Faktoren wie den saisonalen Einflüssen. Durch die Kennlinien und die Auslastungen von Energiewandlungstechnologien hat dies einen hohen Einfluss auf den Einsatz von Energiespeichertechnologien. Die in Kapitel 5 entwickelte Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern berücksichtigt Lastprofile beziehungsweise Energieverbrauchsprofile aller relevanten Energieträger innerhalb einer Fabrik. Diese Lastprofile liegen in 15 Minuten-Werten über ein Jahr vor. Durch diese Schrittweite können die produktionsabhängigen und saisonalen Einflüsse auf die Energieversorgung innerhalb der Bewertung abgebildet werden.

Daher kann dieses Anforderungskriterium als voll erfüllt beurteilt werden.

Berücksichtigung der technischen Restriktionen von Energiespeichertechnologien

Diese Anforderung beschreibt im Kapitel 4.1.2 die technischen Restriktionen, die den Betrieb und die Bewertung von Energiespeichertechnologien beeinflussen. Darunter fallen die Degradation, die kalendarische Lebensdauer, die zyklische Lebensdauer und die

Entladetiefe. Die in Kapitel 5 entwickelte Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern berücksichtigt in der Auslegung die Degradation und die Entladetiefe von Energiespeichertechnologien. Daneben werden die kalendarische und zyklische Lebensdauer in der ökonomischen Bewertung in Form von Ersatzinvestitionen und im Kapitalwert berücksichtigt.

Somit kann dieses Anforderungskriterium als voll erfüllt bewertet werden.

Der Abgleich der Anforderungen zeigt, dass alle Kriterien umgesetzt wurden und somit erfüllt sind. Für die Reflexion der Ergebnisse ist neben der Anforderungserfüllung weiterhin zu prüfen, inwieweit die zentrale Forschungsfrage beantwortet wurde.

7.1.2 Beantwortung der Forschungsfragen

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist erreicht, wenn die zentrale Forschungsfrage umfassend beantwortet werden kann und ein fundierter Ergebnismachweis vorliegt. Die zentrale Forschungsfrage lautet:

Wie kann ein energieträgerübergreifendes hybrides Energiespeichersystem im industriellen Umfeld techno-ökonomisch bewertet werden?

Neben der zentralen Forschungsfrage wurden vier weitere Forschungsfragen entwickelt. Diese bilden gemeinsam die Antwort der zentralen Forschungsfrage ab. Diese wurden bereits in den vorangegangenen Kapiteln systematisch und umfassend beantwortet.

1. Wie ist ein energieträgerübergreifendes hybrides Energiespeichersystem definiert?

In Kapitel 2.1 wurden die relevanten Grundlagen zu Energiespeichertechnologien erarbeitet. Auf Basis dessen konnten energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher definiert werden. Als hybrider Energiespeicher wird eine Kombination aus mindestens zwei Energiespeichern verstanden. Energieträgerübergreifend bezieht sich nicht auf einen spezifischen Energieträger, sondern auf alle relevanten Energieträger. Somit werden energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher definiert als eine Kombination mehrerer monoenergetischer Speicher, die mithilfe verschiedener Energieträger Energie speichern können.

2. Welche technischen und ökonomischen Parameter sind für die Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichersystemen relevant?

Das Kapitel 2 fokussiert sich auf die relevanten Energieträger und die zugehörigen Energiespeichertechnologien innerhalb des Energiesystems der Fabrik. Damit können zur Bewertung technische und ökonomische Parameter definiert werden, die für alle Energiespeichertechnologien verfügbar sind.

3. Welche Anforderungen werden an eine energieträgerübergreifende hybride Energiespeicherbewertung innerhalb eines industriellen Umfelds gestellt?

In Kapitel 4 wurden die Anforderungen an eine techno-ökonomische Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern definiert. Diese wurden hinsichtlich des Objektbereichs, der Auslegung und des Sachsystems strukturiert.

4. Wie kann eine techno-ökonomische Bewertung methodisch durchgeführt werden?

In Kapitel 5 wurde das Konzept für eine techno-ökonomische Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern entwickelt. Dabei wurde auf Basis einer methodischen Vorgehensweise für fünf Anwendungsfälle ein schrittweises Vorgehen entwickelt. Im Kapitel 6 konnte zudem durch zwei Fallbeispiele gezeigt werden, dass dieses Vorgehen funktioniert. In beiden Fallbeispielen ist für die Anwendungsfälle Peak Shaving und Atypische Netznutzung ein energieträgerübergreifender hybrider Energiespeicher zu empfehlen. Mit einem EHES konnten die schnellsten Amortisationszeiten und der höchste Kapitalwert erreicht werden. Für den Anwendungsfall Effizienzsteigerung ist in der ersten Fallstudie ein EHES und in der zweiten Fallstudie ein sensibler Kältespeicher zu empfehlen. Hiermit können die schnellsten Amortisationen erreicht werden. Zudem zeigt die Sensitivitätsanalyse, dass selbst in den Worstcase-Szenarien eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums von 15 Jahren erreicht wird. Für den Anwendungsfall Eigenverbrauchsoptimierung konnte in einem Fallbeispiel mit einem sensiblen Kältespeicher eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums erreicht werden. In dem zweiten Fallbeispiel ist für die Eigenverbrauchsoptimierung mit keinem Energiespeicher ein positiver Kapitalwert und damit eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums möglich. Zum aktuellen Zeitpunkt nicht zu empfehlen ist der Anwendungsfall Nutzung eines dynamischen Strompreises. In keinem der Fallbeispiele konnte hier ein positiver Kapitalwert oder eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums erreicht werden.

In der vorliegenden Arbeit wurde eine Bewertung entwickelt, die es ermöglicht, neben monoenergetischen Speichern auch energieträgerübergreifende hybride Energiespeichersysteme für die Anwendungsfälle Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung, Eigenverbrauchsoptimierung und Nutzung eines dynamischen Strompreises technisch und ökonomisch bewerten zu können. Darüber hinaus wurde

dieses Vorgehen auf der Basis von zwei repräsentativen Praxisbeispielen (Fallstudien) erfolgreich getestet, analysiert und bewertet. Dies zeigt, dass das Konzept von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern praxistauglich ist und eine wirtschaftliche Lösung für Unternehmen darstellen kann. Somit kann die zentrale Forschungsfrage beantwortet und der Forschungsprozess dieser Arbeit abgeschlossen werden.

7.2 Zusammenfassung und Ausblick

Industrieunternehmen zeigen zunehmend Interesse, sich mit den Technologien der Energiespeicherung auseinanderzusetzen, um sich so durch Peak Shaving, Atypische Netznutzung, Effizienzsteigerung und Eigenverbrauchsoptimierung 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 an der hohen Investition im Vergleich zum erwirtschafteten Erlös. Eine potenzielle Lösung sind hybride Energiespeicher. Hybride Energiespeicher bieten eine Reduktion der Investition, erhöhen die Systemeffizienz und bieten eine höhere Lebenserwartung im Vergleich zu monoenergetischen Speicherlösungen. Die vorhandenen Ansätze zur Bewertung und Auslegung von hybriden Energiespeichern weisen Limitationen hinsichtlich der Anwendung, der Energieträger und der Anzahl der Energiespeichertechnologien auf.

Vor diesem Hintergrund war es das **Ziel dieser Arbeit**, eine techno-ökonomische Bewertung für energieträgerübergreifende hybride Energiespeicher zu entwickeln, um die vorhandenen Ansätze zu verbessern, somit einen breiteren und einfacheren Einsatz zu ermöglichen und schlussendlich die Probleme der Energiespeicherung im industriellen Einsatz zu adressieren. Im Fokus der Arbeit steht daher ein Vorgehen zur Bewertung von energieträgerübergreifenden Energiespeichern und fünf Anwendungsfällen für Industrieunternehmen.

Um dieses Ziel zu erreichen, wurden die Grundlagen der energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeicher (Kapitel 2.1), der Be- und Entladestrategien von Energiespeichern (Kapitel 2.2), des Produktionssystems (Kapitel 2.3), der Energieversorgung in der Fabrik (Kapitel 2.4), des deutschen Energiemarkts und der Anwendungsfälle von Energiespeichern (Kapitel 2.5) analysiert, bewertet und aufbereitet. Darauf aufbauend wurden die Energiewandlungstechnologien (Kapitel 2.6) und Investitionsrechnungsarten (Kapitel 2.7) analysiert, bewertet und aufbereitet. Anhand dieser Grundlagen konnte der aktuelle Stand der Technik und der Forschung mit dem Schwerpunkt Auslegungsansätze für Energiespeichertechnologien recherchiert und

bewertet werden (Kapitel 3). Dieser Stand der Technik und der Forschung wurde anhand von Anforderungen bewertet. Keiner der Ansätze konnte die Anforderungen in vollem Umfang erfüllen (Kapitel 4). Auf dieser Grundlage wurde eine techno-ökonomische Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern entwickelt (Kapitel 5). Anhand von zwei Fallstudien konnte letztendlich die Bewertung validiert werden (Kapitel 6). Mit der Beantwortung der zentralen und der abgeleiteten Forschungsfragen und damit der Erfüllung des Ziels dieser Arbeit konnte diese abgeschlossen werden.

Die vorliegende Arbeit ist Ausgangsbasis für **weitere Untersuchungen** hinsichtlich Energiespeichertechnologien. Ein hohes Potenzial liegt in der Kombination von thermischen und elektrochemischen Energiespeichertechnologien vor. Der enorme Kostenvorteil von thermischen Energiespeichertechnologien stellt dabei das höchste Potenzial dar. Da ein Großteil der Endenergie im Industriesektor der thermischen Energie zuzuordnen ist, sollten diese Potenziale zukünftig stärker von der Forschung und der Industrie betrachtet werden. Daneben könnten weitere technische Restriktionen für die Auslegung von Energiespeichertechnologien berücksichtigt werden. Eine Möglichkeit stellt dabei die Begrenzung des verfügbaren Raums dar. Für Industrieunternehmen ist verfügbarer Raum beziehungsweise verfügbare Fläche ein kostbares Gut. Diese Restriktionen sollten in zukünftigen Forschungsvorhaben berücksichtigt werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Berücksichtigung des Temperaturniveaus für thermische Energiespeicher. Das Temperaturniveau wurde in dieser Arbeit indirekt über die Lastprofile der Unternehmen berücksichtigt. Neben der energieträgerübergreifenden Kombination von Energiespeichertechnologien ist auch die Kombination der Anwendungsfälle denkbar. Somit könnte ein oder mehrere Energiespeicher gleichzeitig für mehrere Anwendungsfälle eingesetzt werden und die Wirtschaftlichkeit somit noch weiter steigern. Diese Steigerung der Wirtschaftlichkeit würde es Unternehmen erlauben, Energiespeichersysteme einfacher in ihre Energieversorgung zu integrieren und somit einen effektiven Beitrag für eine nachhaltige Energieversorgung leisten zu können.

8 Literaturverzeichnis

- 50Hertz 2014** 50Hertz, 2014. *Regelzonen deutscher Übertragungsnetzbetreiber*.
Verfügbar unter: <https://pq-portal.energy/kontakt>
Zugriff am: 28.02.2019
- Amiryar et al. 2017** Amiryar, Mustafa; Pullen, Keith, 2017. A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications.
Applied Sciences (3), S. 286
DOI: 10.3390/app7030286
- Amprion GmbH 2019** Amprion GmbH, 2019. *Leitfaden für die Ermittlung der Netzentgelte*.
Verfügbar unter:
<https://www.amprion.net/Strommarkt/Netzkunde/Netzentgelte/Leitfaden-f%C3%BCr-die-Ermittlung-der-Netzentgelte.html>
Zugriff am: 21.11.2019
- Andresen et al. 2017** Andresen, Lisa; Badede, Julia, 2017. Energiespeicher - VDI Statusreport
- Andresen et al. 2020** Andresen, Christian Andre; Sale, Hanne; Degefa, Merkebu Z., 2020. Sizing Electric Battery Storage System for Prosumer Villas.
In: AlSkaif, Tarek; Lofti, Mohamed (Hrsg.): *SEST'20*, Istanbul, Turkey, 07.09.2020 - 09.09.2020, S. 1–5
DOI: 10.1109/SEST48500.2020.9203343
- Appelhans 2014** Appelhans, Kirsten, 2014. Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes
Verfügbar unter: <https://docplayer.org/25047416-Analyse-des-deutschen-waermepumpenmarktes.html>
- Augenstein 2009** Augenstein, Eckardt Marc Günter, 2009. *Rechnergestützte Analyse und Konzeption industrieller Energiesysteme*.
Aachen, RWTH, Diss., 2009.
URN: urn:nbn:de:hbz:82-opus-29075

- Balaji et al. 2020** Balaji, Venkateswaran V; Devender, K.Saini; Madhu, S., 2020. Approaches for optimal planning of the energy storage units in distribution network and their impacts on system resiliency — A review.
CSEE Journal of Power and Energy Systems, S. 1–19
DOI: 10.17775/CSEEJPES.2019.01280
- Balischewski 2020** Balischewski, Stephan, 2020. *Multifunktionaler Einsatz von Batteriespeichern in elektrischen Verteilnetzen*. Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Diss., 2020.
URN: urn:nbn:de:gbv:ma9:1-1981185920-328227
- Baniasadi et al. 2020** Baniasadi, Ali; Habibi, Daryoush; Al-Saedi, Waleed, 2020. Optimal sizing design and operation of electrical and thermal energy storage systems in smart buildings.
Journal of Energy Storage (28), S. 1–17
DOI: 10.106/j.est.2019.101186
- Begluk et al. 2013** Begluk, Sabina; Boxleitner, Martin; Schlager, Rainer; Heimberger, Markus; Maier, Christoph; Gawlik, Wolfgang, 2013. SYMBIOSE und Speicherfähigkeit von dezentralen Hybridsystemen.
8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien
- Biedermann et al. 2014** Biedermann, Franziska; Kolb, Michael, 2014. Power to Heat.
IHK Faktenblatt
- Binder 2017** Binder, Andreas, 2017. *Elektrische Maschinen und Antriebe*. Berlin, Heidelberg: Springer.
ISBN 978-3-662-53240-9
DOI: 10.1007/978-3-662-53241-6
- BMWi 2016** BMWi, 2016. *Was ist ein "Prosumer"?*
Verfügbar unter: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2016/06/Meldung/direkt-erklaert.html>
Zugriff am: 18.11.2021

- BMWi 2020** BMWi, 2020. *Energieeffizienz in Zahlen 2020*.
Verfügbar unter:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=20
Zugriff am: 02.12.2021
- Böckh et al. 2018** Böckh, Peter von; Stripf, Matthias, 2018. *Thermische Energiesysteme*.
Berlin, Heidelberg: Springer.
ISBN 978-3-662-55334-3
DOI: 10.1007/978-3-662-55335-0
- Bocklisch 2015** Bocklisch, Thilo, 2015. Hybrid Energy Storage Systems for Renewable Energy Applications. *Energy Procedia* (73), S. 103–111
DOI: 10.1016/j.egypro.2015.07.582
- Böker et al. 2019** Böker, Andreas; Boggasch, Ekkehard; Paerschke, Hartmuth, 2019. Elektrische Energiewandler und Speicher.
In: Böker, Andreas (Hrsg.): *Elektrotechnik für Gebäudetechnik und Maschinenbau*.
Berlin: Springer, S. 243–353
ISBN 978-3-658-20971-1
DOI: 10.1007/978-3-658-20971-1_4
- Bolay et al. 2015** Bolay, Sebastian; Otto, Christian, 2015. *Faktenpapier zur atypischen Netznutzung: Chancen, Beispiele, Rechtsrahmen*.
Verfügbar unter:
https://www.vea.de/fileadmin/user_upload/06_Publikationen/Faktenpapier_Atypische_Netznutzung2015.pdf
Zugriff am: 21.10.2019
- Bruck 2018** Bruck, Philipp (Hrsg.), 2018. *Grundlagenwissen Kältetechnik*.
Bremen.
Verfügbar unter:
https://energiekonsens.de/media/05_Vortraege/2018/180621_Vortrag%20Grundlagen%20K%C3%A4ltetechnik%20-%20Bruck.pdf
Zugriff am: 20.08.2022

- Brunner et al. 2021** Brunner, Arnold; Kriegers, Michael; Prochaska, Vladimir; Tillenkamp, Frank, 2021. *Klimakälte heute: Kluge Lösungen für ein angenehmes Raumklima*. Zürich: Die Planer. ISBN 978-3-905711-48-6
- Bruno et al. 2019** Bruno, Sergio; Dicorato, Maria; La Scala, Massimo; Sbrizzai, Roberto; Lombardi, Pio Alessandro; Arendarski, Bartlomiej, 2019. Optimal Sizing and Operation of Electric and Thermal Storage in a Net Zero Multi Energy System. *Energies* (17), S. 1–16
DOI: 10.3390/en12173389
- Bundesnetzagentur 2011** Bundesnetzagentur, 2011. *Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV*. Bonn.
Verfügbar unter: <https://www.bonn-netz.de/Stromnetz/Preisblaetter/Preisblaetter/201109-Leitfaden-19-StromNEV-NetzA.pdf>
Zugriff am: 14.05.2019
- Bundesnetzagentur 2019** Bundesnetzagentur, 2019. *Monitoringbericht 2018*. Bonn.
Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5
Zugriff am: 21.11.2019
- Bundesnetzagentur 2020** Bundesnetzagentur, 2020. *Monitoringbericht Energie 2020*. Bonn.
Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Media/therk/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=8
Zugriff am: 25.11.2021

-
- Bundesnetzagentur 2021a** Bundesnetzagentur, 2021. *Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden in Deutschland*. Bonn.
Verfügbar unter:
https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4
Zugriff am: 25.06.2022
- Bundesnetzagentur 2021b** Bundesnetzagentur, 2021. *EEG-Registerdaten und Fördersätze*. Bonn.
Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/start.html
Zugriff am: 25.06.2022
- Busch 2015** Busch, Rudolf, 2015. *Elektrotechnik und Elektronik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
ISBN 978-3-658-09674-8
DOI: 10.1007/978-3-658-09675-5
- BVES 2016** BVES, 2016. *Speichertechnologien Steckbriefe*. Verfügbar unter: <https://www.bves.de/speicher/die-speichertechnologien-sind-reif-fuer-den-markt-und-fuer-jede-anforderung/>
Zugriff am: 11.11.2019
- BWE 2020** BWE, 2020. *Energiewandlung*BWE e.V. Verfügbar unter: <https://www.windenergie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/energiewandlung/>
Zugriff am: 25.07.2020
- Chen et al. 2009** Chen, Haisheng; Cong, Thang Ngoc; Yang, Wei; Tan, Chunqing; Li, Yongliang; Ding, Yulong, 2009. Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science* (3), S. 291–312
DOI: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014

- Chong et al. 2016** 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.
Renewable and Sustainable Energy Reviews (66), S. 174–189
DOI: 10.1016/j.rser.2016.07.059
- Corrodi et al. 2015** Corrodi, Raffael; Bertsch, Stefan, 2015.
Hochtemperaturspeicher in der Industrie.
Verfügbar unter: <https://docplayer.org/49482145-les-institut-fuer-energiesysteme.html>
Zugriff am: 30.10.2018
- Daryanian et al. 1993** Daryanian, B; Bohn, R. E., 1993. Sizing of electric thermal storage under real time pricing.
IEEE Transactions on Power Systems (1), S. 35–43
DOI: 10.1109/59.221246
- dena 2012** dena, 2012. *Handbuch Lastmanagement: Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften - zur Energiewende beitragen*.
Verfügbar unter:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/1408_Lastmanagement_Handbuch.pdf
Zugriff am: 21.05.2019
- Deutsche Bundesbank 2021** Deutsche Bundesbank, 2021. *Entwicklung der Zinsen*.
Verfügbar unter:
<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/201419/umfrage/entwicklung-des-kapitalmarktzinssatzes-in-deutschland/>
Zugriff am: 10.10.2021
- Deutscher Bundestag** Deutscher Bundestag. Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes **2021**
Verfügbar unter: www.bundesgesetzblatt.de
Zugriff am: 02.12.2021
- DIN 66001** DIN 66001.
Sinnbilder und ihre Anwendung.

- Ding et al. 2020** Ding, Yixing; Xu, Qingshan; Yang, Bin, 2020. Optimal configuration of hybrid energy storage in integrated energy system.
Energy Reports **2020** (6), S. 739–744
DOI: 10.1016/j.egy.2020.11.137
- Drünert et al. 2019** Drünert, Sebastian; Neuling, Ulf; Timmerberg, Sebastian; Kaltschmitt, Martin, 2019. Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse.
Zeitschrift für Energiewirtschaft **2019** (43), S. 511
DOI: 10.1007/s12398-019-00256-7
- EHA 2017** Energiehandelsgesellschaft, 2017. *Wie läuft der Handel mit Strom*.
Verfügbar unter:
<https://www.eha.net/blog/details/handel-mit-strom.html>
Zugriff am: 28.02.2019
- Eller 2015** Eller, Dominik, 2015. *Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland*.
Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
ISBN 978-3-658-10560-0
DOI: 10.1007/978-3-658-10561-7
- Elsner et al. 2015** Elsner, Peter; Sauer, Dirk Uwe (Hrsg.), 2015.
Energiespeicher: Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050":
acatech
- Emde et al. 2020** Emde, Alexander; Kratzer, Benedikt; Sauer, Alexander, 2020. Auslegung von hybriden Energiespeichern.
TU Graz, 12.-14.2.2020, 16. Symposium Energieinnovation
DOI: 10.3217/978-3-85125-734-2
- Emde et al. 2021** Emde, Alexander; Ritter, Michael; Sauer, Alexander, 2021. Methode zur Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern: Bewertung von Anwendungsfällen.
ZWF Zeitschrift für wirtschaftlichen Fabrikbetrieb **2021** (116), S. 613–618
DOI: 10.1515/zwf-2021-0151

-
- Ermschel et al. 2013** Ermschel, Ulrich; Möbius, Christian; Wengert, Holger, 2013. *Investition und Finanzierung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN 978-3-642-32265-5
DOI: 10.1007/978-3-642-32266-2
- Estermann et al. 2017** Estermann, Thomas; Pichlmaier, Simon; Guminski, Andrey; Pellingner, Christoph, 2017. Kurzstudie Power-to-X.
FfE
- Fischer 2017** Fischer, Rolf, 2017. *Elektrische Maschinen*. 17., aktualisierte Auflage. München: Hanser. ISBN 9783446452183
DOI: 10.3139/9783446452954
- Fischhaber et al. 2016** Fischhaber, Sebastian; Regett, Anika; Schuster, Simon F; Hesse, Holger, 2016. *Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen*. Frankfurt am Main: Begleit- und Wirkungsforschungs Schaufenster Elektromobilität
- Fluri 2020** Fluri, Verena, 2020. *Wirtschaftlichkeit von zukunftsfähigen Geschäftsmodellen dezentraler Stromspeicher*, Diss. Stuttgart: Fraunhofer Verl. ISBN 978-3-8396-1565-2
- Förster et al. 1982** Förster, A; Lohwasser, F; Herbst, H., 1982. Hierarchische Ordnung der Fertigungssysteme. *Wissenschaftliche Zeitschrift der Hochschule Karl-Marx-Stadt 24*, S. 28–38
- Fraunhofer ISE 2018** Fraunhofer ISE, 2018. *Technologiebericht 1.7 Umweltwärme*. Verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/files/7047/7047_Umweltwaerme.pdf
Zugriff am: 20.07.2020

-
- Fraunhofer ISE 2021** Fraunhofer ISE, 2021. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*.
Verfügbar unter:
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
Zugriff am: 09.11.2021
- Fraunhofer ISI 2015a** Fraunhofer ISI, 2015. *Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030*.
Verfügbar unter:
<https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/TRM-SES.pdf>
Zugriff am: 09.11.2021
- Fraunhofer ISI 2015b** Fraunhofer ISI, 2015. *Gesamt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030*.
Verfügbar unter:
<https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/GRM-LIB.pdf>
Zugriff am: 09.11.2021
- Fraunhofer ISI 2017** Fraunhofer ISI, 2017. *Energiespeicher Roadmap Update 2017*.
Verfügbar unter:
<https://www.econbiz.de/Record/energiespeicher-roadmap-update-2017-hochenergie-batterien-2030-und-perspektiven-zuk%C3%BCnftiger-batterietechnologien-thielmann-axel/10011866420/Description#tabnav>
Zugriff am: 09.11.2021
- Fraunhofer IWES 2014a** Fraunhofer IWES, 2014. *Geschäftsmodell Energiewende*.
Verfügbar unter:
https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/forschungsthemen/energie/Studie_Energiewende_Fraunhofer-IWES_20140-01-21.pdf
Zugriff am: 09.11.2021

- Fraunhofer IWES 2014b** Fraunhofer IWES, 2014. *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien*.
Verfügbar unter:
<https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/1a4e6d07-a97a-4e73-acdc-75722b830ea8/details>
Zugriff am: 09.11.2021
- Fraunhofer IWES 2018** Fraunhofer IWES, 2018. *Technologiebericht 3.3a Energiespeicher (elektrisch- und elektro-chemisch)*.
Verfügbar unter:
https://epub.wupperinst.org/files/7055/7055_Energiespeicher.pdf
Zugriff am: 09.11.2021
- Fraunhofer UMSICHT 2013** Fraunhofer UMSICHT, 2013. *Studie Speicher fuer die Energiewende*.
Verfügbar unter: <https://speicherinitiative.at/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/18-Speicher-fuer-die-Energiewende-Fraunhofer-UMSICHT.pdf>
Zugriff am: 09.11.2021
- Frey 2019** Frey, Hartmut, 2019. *Energieautarke Gebäude*.
Berlin, Heidelberg: Springer.
ISBN 978-3-662-57873-5
DOI: 10.1007/978-3-662-57874-2
- Fuchs et al. 2012** Fuchs, Georg; Lunz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, Dirk Uwe, 2012. *Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität*.
Verfügbar unter:
<http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/technology-overview-on-electricity-storage>
Zugriff am: 12.03.2019
- FVEE 2015** FVEE, 2015. *Forschung für die Wärmewende. Jahrestagung 2015 des Forschungsverbunds Erneuerbare Energien 3. und 4. November 2015*.
Berlin.
Verfügbar unter:
<http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2015/th2015.pdf>
Zugriff am: 06.11.2019

- Gabrielli et al. 2018** Gabrielli, Paolo; Gazzani, Matteo; Martelli, Emanuele; Mazzotti, Marco, 2018. Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage. *Applied Energy*, S. 408–424
DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.07.142
- Gausemeier et al. 2001** Gausemeier, Jürgen; Ebbesmeyer, Peter; Kallmeyer, Ferdinand, 2001. *Produktinnovation: Strategische Planung und Entwicklung der Produkte von morgen*. München: Hanser.
ISBN 3446216316
- Gausemeier et al. 2008** Gausemeier, Jürgen; Klinkel, Steffen, 2008. *Strategische Technologieplanung mit Zukunft-Szenarien*. 1. Aufl. Frankfurt am Main: VDMA.
ISBN 9783816305569
- Genoese 2013** Genoese, Fabio, 2013. *Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland*. Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Diss., 2013.
URN: urn:nbn:de:0072-340170
- Gjorgievski et al. 2019** Gjorgievski, Vladimir; Nousedilis, Angelos I; Kontis, Eleftherios O; Kryonidis, Georgios C; Barzegkar-Ntovom, Georgios A; Cundeva, Snezana; Christoforidis, Georgios C; Papagiannis, Grigoris K. Sizing of Electrical and Thermal Storage Systems in the Nearly Zero Energy Building Environment - A Comparative Assessment. In: *1st International Conference 28.05.2019 - 30.05.2019*, S. 1–6
DOI: 10.1109/SyNERGY-MED.2019.8764142
- Gong et al. 2020** Gong, Qingwu; Wang, Yubo; Fang, Jintao; Qiao, Hui; Liu, Dong, 2020. Optimal configuration of the energy storage system in ADN considering energy storage operation strategy and dynamic characteristic. *IET Generation, Transmission & Distribution* (6), S. 1005–1011
DOI: 10.1049/iet-gtd.2019.1274

- Goris et al. 2018** Goris, Franziska; Eric L. Severson, 2018. *A Review of Flywheel Energy Storage Systems for Grid Application*. Piscataway, NJ: IEEE. ISBN 9781509066841
- Götze 2014** Götze, Uwe, 2014. *Investitionsrechnung*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN 978-3-642-54621-1
DOI: 10.1007/978-3-642-54622-8
- Grabow 2002** Grabow, G., 2002. Optimalbereiche von Fluidenergiemaschinen-Pumpen und Verdichter. *Forschung im Ingenieurwesen* (3), S. 100–106
DOI: 10.1007/s10010-002-0084-1
- Graeber 2014** Graeber, Dietmar Richard, 2014. *Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien*: Springer Fachmedien Wiesbaden
DOI: 10.1007/978-3-658-05941-5_2
- Günther et al. 2018** Günther, Sebastian; Bensmann, Astrid; Hanke-Rauschenbach, Richard, 2018. Theoretical dimensioning and sizing limits of hybrid energy storage systems. *Applied Energy*, S. 127–137
DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.116
- Hajiaghasi et al. 2018** Hajiaghasi, Salman; Salemnia, Ahmad; Hamzeh, Mohsen, 2018. Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review. *Journal of Energy Storage*, S. 543–570
DOI: 10.1016/j.est.2018.12.017
- Hau 2016** Hau, Erich, 2016. *Windkraftanlagen*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN 978-3-662-53153-2
DOI: 10.1007/978-3-662-53154-9
- Hauer et al. 2013** Hauer, Andreas; Hiebler, Stefan; Reuß, Manfred, 2013. *Wärmespeicher*. 5., vollständig überarbeitete Auflage. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag. BINE-Fachbuch / BINE Informationsdienst, FIZ Karlsruhe. ISBN 978-3-8167-8366-4

-
- Hausl 2018** Hausl, Stephan Philipp, 2018. *Auswirkungen des Klimawandels auf regionale Energiesysteme*. München, Technische Universität München, Diss., 2018
- He et al. 2018** He, Wei; Wang, Jihong, 2018. Optimal selection of air expansion machine in Compressed Air Energy Storage: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, S. 77–95
DOI: 10.1016/j.rser.2018.01.013
- Hesselbach 2012** Hesselbach, Jens, 2012. *Energie- und klimaeffiziente Produktion*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag
DOI: 10.1007/978-3-8348-9956-9
- Hewicker et al.** Hewicker, Christian; Raadschelders, Jillis; Werner, Oliver; Ebert, Michael; Engelhardt, Christian; Mennel, Tim; Verhaegh, Nynke. *Energiespeicher in der Schweiz: Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*. Bern: Bundesamt für Energie
- Hinterndorfer et al. 2010** Hinterndorfer, Martin; Laaber, Michael; Sattler, Peter, 2010. *Energieeffiziente Klimatisierung*. Verfügbar unter:
<https://silo.tips/download/energieeffiziente-klimatisierung>
Zugriff am: 17.12.2019
- Hittinger et al. 2020** Hittinger, Eric; Ciez, Rebecca E., 2020. Modeling Costs and Benefits of Energy Storage Systems. *Annual Review of Environment and Resources* (1), 3.1-3.25
DOI: 10.1146/annurev-environ-012320-082101
- Indux the Industry 2019** Indux the Industry, 2019. Turbokompressoren: Aufbau, Funktion & Hersteller. *indux international gmbh*, 04.12.2019
Verfügbar unter:
<https://wiki.induux.de/Turbokompressoren>
Zugriff am: 27.07.2020.078Z

- Jamali et al. 2015** Jamali, A. A; Nor, N. M; Ibrahim, T. Energy storage systems and their sizing techniques in power system — A review.
In: *IEEE Conference on Energy Conversion, Institute of Electrical and Electronics Engineers et al. 2015 – IEEE Conference on Energy*, S. 215–220
DOI: 10.1109/CENCON.2015.7409542
- Javed et al. 2020** Javed, Muhammad Shahzad; Zhong, Dan; Ma, Tao; Song, Aotian; Ahmed, Salman, 2020. Hybrid pumped hydro and battery storage for renewable energy based power supply system.
Applied Energy, S. 114026
DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114026
- Ji et al. 2020** Ji, Jie; Ding, Zujun; Xia, Xin; Wang, Yeqin; Huang, Hui; Zhang, Chu; Peng, Tian; Wang, Xiaolu; Nazir, Muhammad Shahzad; Zhang, Yue; Liu, Baolian; Jia, Xiaoying; Li, Ruisheng; Wang, Yaodong, 2020. System Design and Optimisation Study on a Novel CCHP System Integrated with a Hybrid Energy Storage System and an ORC.
Complexity, S. 1–14
DOI: 10.1155/2020/1278751
- Jiang et al. 2020** Jiang, Yinghua; Kang, Lixia; Liu, Yongzhong, 2020. Optimal configuration of battery energy storage system with multiple types of batteries based on supply-demand characteristics.
Energy, S. 118093
DOI: 10.1016/j.energy.2020.118093
- Kaltschmitt et al. 2014** Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas, 2014. *Erneuerbare Energien*. Berlin, Heidelberg: Springer.
ISBN 978-3-642-03248-6
DOI: 10.1007/978-3-642-03249-3
- Kanngießer 2013** Kanngießer, Annedore, 2013. *Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von stationären Speicheranwendungen*, Diss. Dortmund: Karl Maria Laufen.
ISBN 978-3-87468-304-3

-
- Kanngießer et al. 2010** Kanngießer, Annedore; Wolf, Daniel; Budt, Marcus, 2010. Einsatz- und Auslegungsoptimierung von Energiespeichern mit GOMES®
- Kaschub 2017** Kaschub, Thomas, 2017. *Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung*: KIT Scientific Publishing
DOI: 10.5445/KSP/1000071259
- Kerskes et al. 2011** Kerskes, Henner; Bertsch, Florian; Mette, Barbara; Wörner, Antje; Schaub, Franziska, 2011. Thermochemische Energiespeicher. *Chemie Ingenieur Technik* (11), S. 2014–2026
DOI: 10.1002/cite.201100091
- Köhler et al. 2018** Köhler, Andreas; Baron, Yifaat; Bulach, Winfried; Heinemann, Christoph; Vogel, Moritz; Behrendt, Siegfried; Degel, Melanie; Krauß, Norbert; Buchert, Matthias, 2018. *Ökologische und ökonomische Bewertung des Ressourcenaufwands - Stationäre Energiespeichersysteme in der industriellen Produktion*. Berlin: VDI Zentrum Ressourceneffizienz GmbH (VDI ZRE) 2018
- Köllner 2018** Köllner, Christiane, 2018. *Batterie: Diese Zellformate setzen sich für Lithium-Ionen-Akkus durch*. Verfügbar unter:
<https://www.springerprofessional.de/batterie/elektrofahrzeuge/diese-zellformate-setzen-sich-fuer-lithium-ionen-akkus-durch/15365986>
Zugriff am: 20.05.2020
- Konstantin 2017** Konstantin, Panos, 2017. *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Berlin, Heidelberg: Springer.
ISBN 978-3-662-49822-4
DOI: 10.1007/978-3-662-49823-1
- Kornwachs 2013** Kornwachs, Klaus, 2013. *Philosophie Der Technik*. München: C.H.BECK.
ISBN 978-3-406-63833-6

- Krishan et al. 2020** Krishan, Om; Suhag, Sathans, 2020. Grid-independent PV system hybridization with fuel cell-battery/supercapacitor: Optimum sizing and comparative techno-economic analysis. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* **37**, S. 100625
DOI: 10.1016/j.seta.2019.100625
- Krzikalla et al. 2013** Krzikalla, N; Achner, S; Brühl, S., 2013. *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien*. Aachen: Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ISBN 978-3-920328-64-5
- Kübler et al. 2005** Kübler, Rainer; Fisch, Norbert, 2005. *Wärmespeicher*. 4., erw. und völlig überarb. Aufl. Köln: TÜV-Verl. BINE-Informationspaket. ISBN 3410179879
- Kuhn 2012** Kuhn, Philipp, 2012. *Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung*. München, Technische Universität München, Diss., 2012
- Kurzweil et al. 2018** Kurzweil, Peter; Dietlmeier, Otto K., 2018. *Elektrochemische Speicher*. Wiesbaden: Springer. ISBN 978-3-658-21828-7
DOI: 10.1007/978-3-658-21829-4
- Lambauer et al. 2008** Lambauer, J; Fahl, U; Ohl, M; Blesl, M; Voß, A., 2008. *Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele*. Verfügbar unter: <https://docplayer.org/20742383-ler-industrielle-grosswaermepumpen-potenziale-hemmnisse-und-best-practice-beispiele-forschungsbericht.html>
Zugriff am: 19.11.2019

-
- Lechner et al. 2019** Lechner, Christof; Seume, Jörg (Hrsg.), 2019. *Stationäre Gasturbinen*. 3. Aufl. 2019. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN 9783662561331 DOI: 10.1007/978-3-662-56134-8
- Lian et al. 2019** Lian, Jijian; Zhang, Yusheng; Ma, Chao; Yang, Yang; Chaima, Evance, 2019. A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems. *Energy Conversion and Management* (199) DOI: 10.1016/j.enconman.2019.112027
- Liu et al. 2017** Liu, Wenxia; Niu, Shuya; Xu, Huiting, 2017. Optimal planning of battery energy storage considering reliability benefit and operation strategy in active distribution system. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* (2), S. 177–186 DOI: 10.1007/s40565-016-0197-4
- Ma et al. 2018** Ma, Jianli; Li, Qi; Kühn, Michael; Nakaten, Natalie, 2018. Power-to-gas based subsurface energy storage: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, S. 478–496 DOI: 10.1016/j.rser.2018.08.056
- Ma et al. 2019** Ma, Chao; Dong, Sen; Lian, Jijian; Pang, Xiulan, 2019. Multi-Objective Sizing of Hybrid Energy Storage System for Large-Scale Photovoltaic Power Generation System. *Sustainability* (19), S. 5441 DOI: 10.3390/su11195441
- Magnor 2017** Magnor, Dirk, 2017. *Globale Optimierung netzgekoppelter PV-Batteriesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Batteriealterung*. Aachen, RWTH, Diss., 2017. URN: urn:nbn:de:hbz:82-rwth-2017-065929

- März et al. 2019** März, Martin; Öchsner, Richard, 2019. *Innovative Technologien für intelligente dezentrale Energiesysteme*. Stuttgart: Fraunhofer Verl. ISBN 978-3-8396-1486-0
- Matos et al. 2019** Matos, Catarina R; Carneiro, Júlio F; Silva, Patrícia P., 2019. Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification. *Journal of Energy Storage*, S. 241–258
DOI: 10.1016/j.est.2018.11.023
- Matzen et al. 2017** Matzen, Frank J; Tesch, Ralf (Hrsg.), 2017. *Industrielle Energiestrategie: Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes*. Wiesbaden: Springer Gabler
DOI: 10.1007/978-3-658-07606-1
- Mazzoni et al. 2019** Mazzoni, Stefano; Ooi, Sean; Nastasi, Benedetto; Romagnoli, Alessandro, 2019. Energy storage technologies as techno-economic parameters for master-planning and optimal dispatch in smart multi energy systems. *Applied Energy*, S. 113682
DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113682
- Mietzner 2009** Mietzner, Dana, 2009. *Strategische Vorausschau und Szenarioanalyse: Methodenevaluation und neue Ansätze*. Wiesbaden: Gabler. ISBN 978-3-8349-1687-7
- Monforti Ferrario et al. 2021** Monforti Ferrario, Andrea; Bartolini, Andrea; Comodi, Gabriele; McPhail, Stephen John; Segura Manzano, Francisca; Andujar, José Manuel; Vivas, Francisco José, 2021. Optimal sizing of Battery and Hydrogen Energy Storage Systems configurations in a Hybrid Renewable Microgrid. *E3S Web of Conferences*, S. 9002
DOI: 10.1051/e3sconf/202123809002

-
- Müller 2011** Müller, Wolfgang (Hrsg.), 2011. *Kältetechnik im Kontext der Klima- und Energiepolitik der Bundesregierung*. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/dokumente/3.runder_tisch_supermarktkaelte_mueller.pdf
Zugriff am: 20.11.2021
- Müller et al. 2009** Müller, Egon; Engelmann, Jörg; Löffler, Thomas; Strauch, Jörg, 2009. *Energieeffiziente Fabriken planen und betreiben*. Berlin, Heidelberg: Springer
DOI: 10.1007/978-3-540-89644-9
- Münderlein 2020** Münderlein, Jeanette, 2020. *Numerische Methode zur Auslegung eines hybriden Speichersystems mit Multinutzen*. Aachen, RWTH, Diss., 2020.
DOI: 10.18154/RWTH-2021-00867
- Neugebauer 2014** Neugebauer, Reimund, 2014. *Handbuch ressourcenorientierte Produktion*. München: Hanser.
ISBN 9783446430082
DOI: 10.3139/9783446436237
- OECD 2002** OECD, 2002. *Frascati Manual 2002: Proposed Standard Practice for Surveys on Research and Experimental Development*. Paris, Frankreich: OECD
DOI: 10.1787/9789264199040-en
- Oertel 2008** Oertel, Dagmar, 2008. *Energiespeicher. Stand und Perspektiven: Sachstandbericht zum Monitoring "Nachhaltige Energieversorgung"*. Berlin.
Verfügbar unter: <https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab123.pdf>
Zugriff am: 07.11.2019

- Oh et al. 2016** Oh, Eunsung; Son, Sung-Yong, 2016. Electric energy storage design decision method for demand responsive buildings.
Energy and Buildings **2016** (126), S. 139–145
DOI: 10.1016/j.enbuild.2016.05.048
- Orifici 2019** Orifici, Davide, 2019. *Day-Ahead und Intraday Stromhandel: was würde sich mit dem Stromabkommen ändern?*
Verfügbar unter:
https://www.strommarkttreffen.org/2019-01-16_Orifici_Day-Ahead_und_Intraday_Was_wuerde_sich_mit_Stromabkommen_aendern.pdf
Zugriff am: 22.10.2019
- Oudalov et al. 2007** Oudalov, Alexandre; Cherkaoui, Rachid; Beguin, Antoine, 2007. *Sizing and Optimal Operation of Battery Energy Storage System for Peak Shaving Application*.
Piscataway, NJ: IEEE
- Pellinger 2016** Pellinger, Christoph, 2016. *Mehrwert Funktionaler Energiespeicher aus System- und Akteurssicht*.
München, Technische Universität München, Diss., 2016.
URN: urn:nbn:de:bvb:91-diss-20161012-1303981-1-0
- Pinnau et al. 2015** Pinnau, Sebastian; Breitkopf, Cornelia, 2015. Determination of Thermal Energy Storage (TES) characteristics by Fourier analysis of heat load profiles.
Energy Conversion and Management **2015** (101), S. 343–351
DOI: 10.1016/j.enconman.2015.05.055
- Poggensee 2015** Poggensee, Kay, 2015. *Investitionsrechnung*.
Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
ISBN 978-3-658-03090-2
DOI: 10.1007/978-3-658-03091-9
- Popper 1967** Popper, Karl R., 1967. *Methodologie als Erkenntnistheorie. Zur Wissenschaftslehre*.
Frankfurt am Main: Suhrkamp Verlag KG.
ISBN 3518570161

-
- Postma et al. 2005** Postma, Theo J.B.M; Liebl, Franz, 2005. How to improve scenario analysis as a strategic management tool?
Technological Forecasting and Social Change (2), S. 161–173
DOI: 10.1016/j.techfore.2003.11.005
- Prakruti et al. 2020** Prakruti, Shah; Bhinal, Metha, 2020. Determination of Optimal Sizing Model for Battery Energy Storage System in Grid connected Microgrid.
Journal of Engineering Science and Technology **2020** (15), S. 778–791
DOI: 10.3390/en12122412
- Premadasa et al. 2020** Premadasa, P.N.D; Chandima, D. P., 2020. An innovative approach of optimizing size and cost of hybrid energy storage system with state of charge regulation for stand-alone direct current microgrids.
Journal of Energy Storage, S. 101703
DOI: 10.1016/j.est.2020.101703
- Rebhan 2002** Rebhan, Eckhard (Hrsg.), 2002. *Energiehandbuch: Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie*. Berlin, Heidelberg: Springer.
ISBN 9783642625183
DOI: 10.1007/978-3-642-55451-3
- Reibnitz 1992** Reibnitz, Ute von, 1992. *Szenario-Technik: Instrumente für die unternehmerische und persönliche Erfolgsplanung*. Wiesbaden: Gabler.
ISBN 978-3-409-23431-3
- Reich et al. 2018** Reich, Gerhard; Reppich, Marcus, 2018. *Regenerative Energietechnik*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
ISBN 978-3-658-20607-9
DOI: 10.1007/978-3-658-20608-6

- Resener et al. 2020** Resener, Mariana; Rebennack, Steffen; Pardalos, Panos M; Haffner, Sérgio (Hrsg.), 2020. *Handbook of Optimization in Electric Power Distribution Systems: Energy Storage System Siting and Sizing for Renewable Support*: Springer Nature
DOI: 10.1007/978-3-030-36115-0_5
- Ropohl 2009** Ropohl, Guenter, 2009. *Signaturen der technischen Welt: Neue Beiträge zur Technikphilosophie*.
Münster: Lit-Verlag.
ISBN 978-3-643-10465-6
- Rothacher et al. 2018** Rothacher, Tobias; Schwarzburger, Heiko; Timke, Thomas, 2018. *Stromspeicher für Gewerbe und Industrie*.
Berlin: Beuth Verlag.
ISBN 9783410257561
- Sauer 2018** Sauer, Alexander, 2018. Energieeffizient und flexibel: Die Fabrik der Zukunft
Verfügbar unter: www.eep.uni-stuttgart.de/dokumente/Gipfel-2018/Sauer-Vortrag-2018-Gipfel.pdf
- Sauer et al. 2016a** Sauer, Alexander; Weckmann, Sebastian; Zimmermann, Fabian, 2016. *Softwarelösungen für das Energiemanagement von morgen: Eine vergleichende Studie*.
Verfügbar unter: http://www.eep.uni-stuttgart.de/publikationen/studien/EMS_Studie/EMS-Studie.pdf
Zugriff am: 10.01.2022
- Sauer et al. 2016b** Sauer, Alexander; Bauernhansl, Thomas, 2016. *Energieeffizienz in Deutschland - eine Metastudie*.
Berlin, Heidelberg: Springer.
ISBN 978-3-662-48883-6
DOI: 10.1007/978-3-662-48883-6

- Sayfutdinov et al. 2018** Sayfutdinov, Timur; Patsios, Charalampos; Bialek, Janusz W; Greenwood, David M; Taylor, Phil C., 2018. Incorporating variable lifetime and self-discharge into optimal sizing and technology selection of energy storage systems.
IET Smart Grid **2018** (1), S. 11–18
DOI: 10.1049/iet-stg.2018.0014
- Schenk et al. 2014** Schenk, Michael; Wirth, Siegfried; Müller, Egon, 2014. *Fabrikplanung und Fabrikbetrieb*. Berlin, Heidelberg: Springer.
ISBN 978-3-642-05459-4
DOI: 10.1007/978-3-642-05459-4
- Schmiegel 2019** Schmiegel, Armin U., 2019. *Energiespeicher für die Energiewende: Auslegung und Betrieb von Speichersystemen*. München: Hanser.
ISBN 978-3-446-45653-2
- Schmigalla 1995** Schmigalla, Hans, 1995. *Fabrikplanung: Begriffe und Zusammenhänge*. München
Zugriff am: 22.03.2019
- Schossig et al. 2011** Schossig, Peter; Haussmann, Thomas, 2011. *Wärme- und Kältespeicherung - Stand der Technik und Ausblicke*
Verfügbar unter: https://leibniz-institut.de/archiv/schossig_11_04_11.pdf
- Schulz 2015** Schulz, Detlef (Hrsg.), 2015. *Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern: Tagungsband zur NEIS 2015*. Wiesbaden: Springer Vieweg
DOI: 10.1007/978-3-658-10958-5
- Shah Danish et al. 2020** Shah Danish, Sayed Mir; Ahmadia, Mikaeel; Mandal, Paras, 2020. A coherent strategy for peak load shaving using energy storage systems.
Journal of Energy Storage **2020** (32)
DOI: 10.1016/j.est.2020.101823

- Shu et al. 2012** Shu, Zhen; Jirutitijaroen, P., 2012. Optimal sizing of energy storage system for wind power plants. In: *IEEE Power and Energy Society general meeting, 2012*, San Diego, CA, 22.07.2012 - 26.07.2012, S. 1–8
DOI: 10.1109/PESGM.2012.6345647
- Siebe et al. 2018** Siebe, Andreas; Michl, Christian, 2018. *Die Zukunft vorausdenken und gestalten: Stärkung der Strategiekompetenz im Spitzencluster*. Berlin: Springer Vieweg.
ISBN 978-3-662-56264-2
- Smolinka et al. 2018** Smolinka, Tom; Nikolai Wiebe; Philip Sterchele; Andreas Palzer; Franz Lehner; Malte Jansen; Steffen Kiemel; Robert Mieke; Sylvia Wahren; Fabian Zimmermann, 2018. *Studie IndWEde Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in -Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme*. Berlin
- Spring 2009** Spring, Eckhard, 2009. *Elektrische Maschinen*. Berlin, Heidelberg: Springer.
ISBN 978-3-642-00884-9
DOI: 10.1007/978-3-642-00885-6
- Sterner et al. 2015** Sterner, Michael; Thema, Martin; Eckert, Fabian, 2015. Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland
- Sterner et al. 2017** Sterner, Michael; Stadler, Ingo, 2017. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer.
ISBN 978-3-662-48892-8
DOI: 10.1007/978-3-662-48893-5
- Sterner et al. 2019** Sterner, Michael; Stadler, Ingo, 2019. *Handbook of Energy Storage: Demand, Technologies, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer
DOI: 10.1007/978-3-662-55504-0

- Stierstadt 2018** Stierstadt, Klaus, 2018. Energiewandler.
In: Stierstadt, Klaus (Hrsg.): *Thermodynamik für das Bachelorstudium*.
2., vollständig überarbeitete Auflage.
Berlin: Springer Spektrum, S. 177–233
ISBN 978-3-662-55716-7
DOI: 10.1007/978-3-662-55716-7_8
- Strobel 2020** Strobel, Nina, 2020. *Einsatz inhärenter Energiespeicher in Produktionssystemen zum elektrischen Lastmanagement*.
Darmstadt, Technische Universität Darmstadt, Diss., 2020.
URN: urn:nbn:de:tuda-tuprints-175810
- Sufyan et al. 2019** Sufyan, M; Rahim, N. A; Aman, M. M; Tan, C. K; Raihan, S. R. S., 2019. Sizing and applications of battery energy storage technologies in smart grid system: A review.
Journal of Renewable and Sustainable Energy (1), S. 14105
DOI: 10.1063/1.5063866
- Teigelkötter 2013** Teigelkötter, Johannes, 2013. *Energieeffiziente elektrische Antriebe*.
Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag.
ISBN 978-3-8348-1938-3
DOI: 10.1007/978-3-8348-2330-4
- Tiemann et al. 2020** Tiemann, Paul Hendrik; Bensmann, Astrid; Stuke, Volker; Hanke-Rauschenbach, Richard, 2020. Electrical energy storage for industrial grid fee reduction – A large scale analysis.
Energy Conversion and Management **2020** (208), S. 112539
DOI: 10.1016/j.enconman.2020.112539
- Uddin et al. 2018** Uddin, Moslem; Romlie, Mohd Fakhizan; Abdullah, Mohd Faris; Abd Halim, Syahirah; Abu Bakar, Ab Halim; Chia Kwang, Tan, 2018. A review on peak load shaving strategies.
Renewable and Sustainable Energy Reviews **2018** (82), S. 3323–3332
DOI: 10.1016/j.rser.2017.10.056

- Ulrich 2001** Ulrich, Hans, 2001. *Systemorientiertes Management: Das Werk von Hans Ulrich*. Sankt Gallen: Stiftung zur Förderung der Systemorientierten Managementlehre. ISBN 9783258063591 DOI: 10.1007/978-3-658-30633-5_34
- Ulrich et al. 1976** Ulrich, Peter; Hill, Wilhelm, 1976. *Wissenschaftstheoretische Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre (Teil I)*. München: Beck. ISBN 0340-1650
- Urbaneck 2012** Urbaneck, Thorsten, 2012. *Kältespeicher: Grundlagen, Technik, Anwendung*. München: Oldenbourg. Technik 10-2012. ISBN 978-3-486-71988-8 DOI: 10.1524/9783486719888
- Urbaneck et al. 2005** Urbaneck, Thorsten; Schirmer, Ulrich; Platzer, Bernd, 2005. *Kältespeicher – Überblick zum Stand der Technik*. Verfügbar unter: <https://docplayer.org/21103739-Kaeltespeicher-ueberblick-zum-stand-der-technik.html> Zugriff am: 04.04.2019
- VDI 3633** VDI 3633. *Simulation von Logistik-, Materialfluss- und Produktionssystemen Grundlagen: Simulation von Logistik-, Materialfluss- und Produktionssystemen Grundlagen*
- VDI 4602** VDI 4602. *Energiemanagement*.
- VDI 6025** VDI 6025. *Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen*.

-
- Viebahn et al. 2018** Viebahn, Peter; Zelt, Ole; Fishedick, Manfred, 2018. *Technologien für die Energiewende*. Verfügbar unter: <https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/626>
Zugriff am: 20.11.2020
- Viessmann 2020** Viessmann, 2020. *Großwärmepumpen - Umweltfreundliches Heizen | Viessmann*. Verfügbar unter: <https://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/waermepumpe/grosswaermepumpen.html>
Zugriff am: 27.07.2020
- Voigt et al. 2014** Voigt, Kai-Ingo; Steven, Marion; Piekenbrock, Dirk, 2014. *Definition: Produktion*. Wiesbaden. Verfügbar unter: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/produktion-42040>
Zugriff am: 22.03.2019
- Wahl et al. 2017** Wahl, Winfried; Igel, Sebastian, 2017. *Energiekostensenkungspotentiale durch Anwendung geltenden Rechts und wirtschaftliche Lösungsmöglichkeiten durch elektrische Energiespeicher*. Verfügbar unter: <https://de.slideshare.net/WinfriedWahl/20170217-white-paper-energiekostensenkungspotentiale-durch-anwendung-geltenden-rechts-und-wirtschaftliche-l>
Zugriff am: 16.11.2021
- Wang et al. 2017** Wang, Jidai; Ma, Lan; Lu, Kunpeng; Miao, Shihong; Wang, Dan; Wang, Jihong, 2017. Current research and development trend of compressed air energy storage. *Systems Science & Control Engineering* **2017** (5), S. 434–448
DOI: 10.1080/21642583.2017.1377645

- Wesselak et al. 2017** Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link, Thomas; Fischer, Joachim, 2017. *Handbuch Regenerative Energietechnik*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN 978-3-662-53072-6 DOI: 10.1007/978-3-662-53073-3
- Wietschel et al. 2015** Wietschel, Martin; Ullrich, Sandra Johanna (Hrsg.), 2015. *Energietechnologien der Zukunft: Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN 9783658071288 DOI: 10.1007/978-3-658-07129-5
- Wirth 1989** Wirth, Siegfried (Hrsg.), 1989. *Flexible Fertigungssysteme: Gestaltung und Anwendung in der Teilefertigung*. 1. Aufl. Berlin: Verl. Technik. ISBN 3341006540
- Wolf et al. 2014** Wolf, S; Fahl, U; Blesl, M; Voß, A; Jakobs, A., 2014. *Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland: Forschungsbericht*. Verfügbar unter: <https://docplayer.org/17023907-Ier-analyse-des-potenzials-von-industriewaermepumpen-deutschland-forschungsbericht-ier-s-wolf-u-fahl-m-blesl-a-voss-izw-r.html> Zugriff am: 19.11.2019
- Wong et al. 2019** Wong, Ling Ai; Ramachandaramurthy, Vigna K; Taylor, Phil; Ekanayake, J. B; Walker, Sara L; Padmanaban, Sanjeevikumar, 2019. Review on the optimal placement, sizing and control of an energy storage system in the distribution network. *Journal of Energy Storage* **2019** (21), S. 489–504 DOI: 10.1016/j.est.2018.12.015
- Xia et al. 2018** Xia, Shiwei; Chan, K. W; Luo, Xiao; Bu, Siqi; Ding, Zhaohao; Zhou, Bin, 2018. Optimal sizing of energy storage system and its cost-benefit analysis for power grid planning with intermittent wind generation. *Renewable Energy*, S. 472–486 DOI: 10.1016/j.renene.2018.02.010

- Yan et al. 2020** Yan, Zhe; Zhang, Yongming; Liang, Runqi; Jin, Wenrui, 2020. An allocative method of hybrid electrical and thermal energy storage capacity for load shifting based on seasonal difference in district energy planning. *Energy* **2020**, S. 118139
DOI: 10.1016/j.energy.2020.118139
- Yang et al. 2020** Yang, Bo; Wang, Junting; Chen, Yixuan; Li, Danyang; Zeng, Chunyuan; Chen, Yijun; Guo, Zhengxun; Shu, Hongchun; Zhang, Xiaoshun; Yu, Tao; Sun, Liming, 2020. Optimal sizing and placement of energy storage system in power grids: A state-of-the-art one-stop handbook. *Journal of Energy Storage* **2020** (32), S. 101814
DOI: 10.1016/j.est.2020.101814
- Yun et al. 2019** Yun, Teng; Zedi, Wang; Yan, Li; Qian, Ma; Qian, Hui; Shubin, Li, 2019. A multi energy storage system model based on electricity heat and hydrogen coordinated optimization for power grid flexibility. *CSEE Journal of Power and Energy Systems* **2019** (5)
DOI: 10.17775/CSEEJPES.2019.00190
- Zapf 2017** Zapf, Martin, 2017. Power-to-Gas – Stand der Technik und Einsatzmöglichkeiten.
In: Zapf, Martin (Hrsg.): *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*.
Wiesbaden: Springer Vieweg, S. 165–265
ISBN 978-3-658-15073-0
DOI: 10.1007/978-3-658-15073-0_3
- Zhang et al. 2020** Zhang, Yisong; Hua, Q. S; Sun, Li; Liu, Qie, 2020. Life Cycle Optimization of Renewable Energy Systems Configuration with Hybrid Batterie/Hydrogen Storage: A Comparative Study
- Zhao et al. 2019** Zhao, Dongmei; Xia, Xuan; Tao, Ran, 2019. Optimal Configuration of Electric-Gas-Thermal Multi-Energy Storage System for Regional Integrated Energy System. *Energies* (13), S. 2586
DOI: 10.3390/en12132586

- Zimmermann 2022** Zimmermann, Fabian, 2022. *Techno-ökonomische Auslegung von Stromspeichern für Fabriken*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Diss., 2022.
URN: urn:nbn:de:bsz:93-opus-ds-123334
- Zimmermann et al. 2019** Zimmermann, Fabian; Emde, Alexander; Laribi, Raoul; Wang, Diana; Sauer, Alexander, 2019. Energiespeicher in Produktionssystemen
DOI: 10.24406/IPA-N-552073
- Zimmermann et al. 2020a** Zimmermann, Fabian; Emde, Alexander; Sauer, Alexander, 2020. Comparison of peak shaving and atypical grid usage application for energy storage systems in the german industrial sector.
16. Symposium Energieinnovation der TU Graz
DOI: 10.3217/978-3-85125-734-2
- Zimmermann et al. 2020b** Zimmermann, Fabian; Wurster, Annika; Sauer, Alexander, 2020. Sizing electric storage system for atypical grid usage of industrial consumers.
CONFERENCE ON PRODUCTION SYSTEMS AND LOGISTICS (2020)
DOI: 10.15488/9666

9 Anhang

9.1 Thematisch bezogene und vom Autor betreute Studienarbeiten

Im Rahmen dieser Promotion sind folgende studentische Arbeiten unter wissenschaftlicher Anleitung des Autors entstanden:

- | | |
|--------------|---|
| Feil, M. | Auslegung elektrische Energiespeichersysteme für unterschiedliche Anwendungsfälle anhand von Lastprofilanalysen |
| Gamnitzer M. | Identifikation von heutigen und zukünftigen ökonomischen Anwendungsszenarien für thermische Energiespeicher im industriellen Umfeld |
| Schmid A. | Bewertung von Energiewandlungsprozessen zur Überprüfung der grundlegenden Umsetzbarkeit von neuen hybriden Energiespeicherkonzepten |
| Kratzer B. | Konzeptentwicklung hybrider Energiespeicher für den Anwendungsfall Lastspitzenglättung |
| Gauch B. | Entwicklung eines Analysetools für Energiesysteme mit mehreren Energieformen |

9.2 Thematisch bezogene Veröffentlichungen des Autors

- Emde et al. 2018 Emde, Alexander; Zimmermann, Fabian; Feil, Miriam; Sauer, Alexander, 2018. Erstellung und Validierung von Lastprofilen für die energieintensive Industrie: Methodische Ableitung der Erstellung von "Standardlastprofilen". Zeitschrift für wirtschaftlichen Fabrikbetrieb (ZWF) 113 (9), S. 545–549
- Emde et al. 2020 Emde, Alexander; Kratzer, Benedikt; Sauer, Alexander, 2020. Auslegung von hybriden Energiespeichern. 16. Symposium Energieinnovation der TU Graz DOI: 10.3217/978-3-85125-734-2
- Emde et al. 2021 Emde, Alexander; Ritter, Michael; Sauer, Alexander, 2021. Methode zur Auslegung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern: Bewertung von Anwendungsfällen 2021 DOI: 10.1515/zwf-2021-0151
- Zimmermann et al. 2019 Zimmermann, Fabian; Emde, Alexander; Laribi, Raoul; Wang, Diana; Sauer, Alexander, 2019. Energiespeicher in Produktionssystemen DOI: 10.24406/IPA-N-552073
- Zimmermann et al. 2020 Zimmermann, Fabian; Emde, Alexander; Sauer, Alexander, 2020. Comparison of peak shaving and atypical grid usage application for energy storage systems in the german industrial sector. 16. Symposium Energieinnovation der TU Graz 2020 DOI: 10.3217/978-3-85125-734

9.3 Energiespeicher kennwerte

Die für die Auslegung verwendeten Energiespeicher kennwerte sind in der Tabelle 34 und Tabelle 35 hinterlegt. Ab Tabelle 36 sind die verwendeten Quellen und den dazugehörigen Energiespeicher kennwerten sortiert nach den Energiespeichertechnologien aufgeführt.

Tabelle 34 Für die Auslegung verwendete Energiespeicher kennwerte (1)

Technologie	Bleisäure	Nickel-Cadmium	Natrium-Schwefel	Lithium-Ionen	Redox-Flow
Technische Kennwerte					
Wirkungsgrad (%)	77,5	80	78	91	74
Selbstentladungsrate (%/Tag)	0,4	0,4	0,05	0,2	1
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	10	20	15	15	25
Entladetiefe (%)	72	50	80	85	100
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	1800	2175	5500	10.000	10.000
Ökonomische Kennwerte					
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	410	742,5	808	355,6	1.425
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	337,5	742,5	447,25	397,5	860
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0,16	0	0,07	0,13	46,5

Tabelle 35 Für die Auslegung verwendete Energiespeicherkennwerte (2)

Technologie	Wasser- stoff	Methan	Sensible Wärme	Latente Wärme	Druckluft
Technische Kennwerte					
Wirkungsgrad (%)	95	99	71	86	57,5
Selbstentladungsrate (%/Tag)	0,03	10	1,8	1,8	5
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	25	40	40	25	40
Entladetiefe (%)	100	47,5	100	100	47,5
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	10.000	54.310	30.000	10.000	54.000
Ökonomische Kennwerte					
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	3.400	1032,5	105	120	1032,5
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	0,2	53	6,55	106,5	53
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	30	17,5	0,1	3,05	0,13

Tabelle 36 Kennwerte Bleiakкумуляtor (Sternner et al. 2017)¹, (Sternner et al. 2019)², (Elsner et al. 2015)³, (Köhler et al. 2018)⁴, (Fraunhofer UMSICHT 2013)⁵, (Andresen et al. 2017)⁶, (Fraunhofer ISI 2017)⁷, (Kurzweil et al. 2018)⁸, (Hauer et al. 2013)⁹

Kennwerte (Einheit)	Von	Bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)	1 ⁷	50.000 ⁴
Kapazität (kWh (skalierbar))	1 ⁷	50.000 ⁴
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	20 ⁵	50 ⁵
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	25 ¹	100 ⁶
Wirkungsgrad (%)	65 ⁹	90 ⁵
Selbstentladungsrate (%/Tag)	0 ¹	0,4 ⁶
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	0 ¹	20 ⁴
Entladetiefe (%)		72 ³
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	100 ⁴	3.500 ⁶
Reaktionszeit (msec)		1.000 ⁷
Ökonomische Kennwerte		
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	45 ⁴	992 ⁴
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	90 ¹	1.100 ⁹
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0,16 ¹	102 ⁹

Tabelle 37 Kennwerte Blei-Säure Akku

Kennwerte (Einheit)	(Sternner et al. 2017)		(Sternner et al. 2019)		(Elsner et al. 2015)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	25	40	25	40		
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	25	65	25	65		
Wirkungsgrad (%)	74	89	74	89	82	86
Selbstentladungsrate (%/Tag)	0	0,17	0	0,17	0,09	0,36
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	0	10	0	10	9	12
Entladetiefe (%)						72
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	203	1.500	203	1.500		2.500
Reaktionszeit (msec)						10
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	200	490	200	490		
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	90	355	90	355		
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0,16	0,76	0,16	0,76		

Tabelle 38 Kennwerte Blei-Säure Akku

Kennwerte (Einheit)	(Köhler et al. 2018)		(Fraunhofer UMSICHT 2013)		(Andresen et al. 2017)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Leistung (kW)		50.000				
Kapazität (kWh (skalierbar))		50.000				
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)			20	50		
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)					50	100
Wirkungsgrad (%)			80	90	82	86
Selbstentladungsrate (%/Tag)				0,08	0,1	0,4
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	3	20				
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	100	2.500	200	2.000	500	3.500
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	45	992			150	200
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)					100	250

Tabelle 39 Kennwerte Blei-Säure Akku

Kennwerte (Einheit)	(Fraunhofer ISI 2017) (Hauer et al. 2013)			
	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte				
Leistung (kW)	1	10.000	100	30.000
Kapazität kWh (skalierbar)	1	1.000		30.000
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	30	50	22	34
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	60	100	25	65
Wirkungsgrad (%)	75	90	65	85
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	3	15		
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	250	1.500	160	1.060
Reaktionszeit (msec)		1.000		
Ökonomische Kennwerte				
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)			350	850
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)			130	1.100
Betriebskosten OPEX (€/kWh)			21	102

Tabelle 40 Kennwerte Natrium-Schwefel-Batterien (Sternner et al. 2017)¹, (Sternner et al. 2019)², (Elsner et al. 2015)³, (Köhler et al. 2018)⁴, (Fraunhofer UMSICHT 2013)⁵, (Andresen et al. 2017)⁶, (Fraunhofer ISI 2017)⁷, (Kurzweil et al. 2018)⁸, (Hauer et al. 2013)⁹

Kennwerte (Einheit)	Von	Bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)	30 ⁷	60.000 ⁹
Kapazität (kWh (skalierbar))	100 ⁷	450.000 ⁹
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	99 ⁹	250 ⁷
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	150 ⁶	760 ⁶
Wirkungsgrad (%)	70 ⁷	86 ⁹
Selbstentladungsrate (%/Tag)		0,05 ³
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	0 ¹	25 ³
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	1.000 ⁵	10.000 ³
Reaktionszeit (msec)		1.000 ⁷
Ökonomische Kennwerte		
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	140 ³	2.560 ⁹
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	210 ⁹	920 ⁹
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0,07 ¹	55 ⁹

Tabelle 41 Kennwerte Natrium-Schwefel-Batterien

Kennwerte (Einheit)	(Sterner et al. 2017)		(Sterner et al. 2019)		(Elsner et al. 2015)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	100	165	100	165		
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	155	255	155	255		
Wirkungsgrad (%)	72	81	72	81	77	82
Selbstentladungsrate (%/Tag)						0,05
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	0	17	0	17	19	25
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	2.500	8.250	2.500	8.250		10.000
Reaktionszeit (msec)						10
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	285	1.075	285	1.075	140	180
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	265	645	265	645	240	348
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0,07	0,76	0,07	0,76		

Tabelle 42 Kennwerte Natrium-Schwefel-Batterien

Kennwerte (Einheit)	(Köhler et al. 2018)		(Fraunhofer UMSICHT 2013)		(Andresen et al. 2017)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Leistung (kW)		10.000				
Kapazität (kWh (skalierbar))		100.000				
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)				130		150
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)					150	760
Wirkungsgrad (%)				85	77	82
Selbstentladungsrate (%/Tag)						0,05
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	10	20				
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	2.500	8.250	1.000	2.500		4.500
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	210	645				2.500
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)					500	450

Tabelle 43 Kennwerte Natrium-Schwefel-Batterien

Kennwerte (Einheit)	(Fraunhofer ISI 2017) (Hauer et al. 2013)			
	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte				
Leistung (kW)	30	10.000	1.000	60.000
Kapazität (kWh (skalierbar))	100	100.000	7.000	450.000
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	100	250	99	150
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	150	250	156	255
Wirkungsgrad (%)	70	85	75	86
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	10	15		
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	2.500	4.500	1.620	4.500
Reaktionszeit (msec)		1.000		
Ökonomische Kennwerte				
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)			260	2.560
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)			210	920
Betriebskosten OPEX (€/kWh)			9	55

Tabelle 44 Kennwerte Lithium-Ionen-Akkus (Sternner et al. 2017)¹, (Sternner et al. 2019)², (Elsner et al. 2015)³, (Köhler et al. 2018)⁴, (Fraunhofer UMSICHT 2013)⁵, (Andresen et al. 2017)⁶, (Fraunhofer ISI 2017)⁷, (Kurzweil et al. 2018)⁸, (Hauer et al. 2013)⁹

Kennwerte (Einheit)	Von	Bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)	1 ⁷	10.000 ⁷
Kapazität (kWh (skalierbar))	1 ⁷	22.000 ⁹
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	60 ⁷	400 ⁸
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	190 ¹	400 ⁷
Ausspeicherdauer (Sec/Min)		
Wirkungsgrad (%)	84 ³	98 ⁹
Selbstentladungsrate (%/Tag)	0,01 ¹	0,37 ³
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	0 ¹	20 ⁴
Entladetiefe (%)		85 ³
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	300 ⁴	20.000 ²
Reaktionszeit (msec)		1.000 ⁷
Ökonomische Kennwerte		
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	100 ²	3.770 ⁹
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	140 ²	2.760 ⁹
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0,13 ¹	102 ⁹

Tabelle 45 Kennwerte Lithium Batterien

Kennwerte (Einheit)	(Sterner et al. 2017)		(Sterner et al. 2019)		(Elsner et al. 2015)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	110	190	110	190		
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	190	375	190	375		
Wirkungsgrad (%)	90	97	90	97	84	87
Selbstentladungsrate (%/Tag)	0,01	0,04	0,01	0,04	0,1	0,37
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	0	15	0	15	11	15
Entladetiefe (%)						85
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	400	6.000	3.500	20.000		5.000
Reaktionszeit (msec)						10
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	170	600	100	200	140	180
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	170	600	140	180	580	2.100
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0,13	0,76	0,13	0,76		

Tabelle 46 Kennwerte Lithium Batterien

Kennwerte (Einheit)	(Köhler et al. 2018)		(Fraunhofer UMSICHT 2013)		(Andresen et al. 2017)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Leistung (kW)		1.000				
Kapazität (kWh (skalierbar))		10.000				
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)			90	160	200	350
Wirkungsgrad (%)			90	95	84	87
Selbstentladungsrate (%/Tag)			0,17	0,33	0,05	0,2
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	5	20				
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	300	15.000	300	1.200	1.000	5.000
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	158	3.608			150	200
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)					250	800

Tabelle 47 Kennwerte Lithium Batterie

Kennwerte (Einheit)	(Fraunhofer ISI 2017)		(Kurzweil et al. 2018)		(Hauer et al. 2013)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Leistung (kW)	1	10.000			1.700	
Kapazität (kWh (skalierbar))	1	10.000			22.000	
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	60	200	400		84	160
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	200	400	1		190	375
Wirkungsgrad (%)	85	95	95		89	98
Selbstentladungsrate (%/Tag)			0,03			
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	5	20				
Entladetiefe (%)			60			
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	1.000	15.000			2.960	5.440
Reaktionszeit (msec)		1.000	1.000			
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)					1.230	3.770
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)					620	2.760
Betriebskosten OPEX (€/kWh)					17	102

Tabelle 48 Kennwerte Redox-Flow-Batterien (Sternner et al. 2017)¹, (Sternner et al. 2019)², (Elsner et al. 2015)³, (Köhler et al. 2018)⁴, (Fraunhofer UMSICHT 2013)⁵, (Andresen et al. 2017)⁶, (Fraunhofer ISI 2017)⁷, (Kurzweil et al. 2018)⁸, (Hauer et al. 2013)⁹

Kennwerte (Einheit)	Von	Bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)	50 ⁷	100.000 ⁴
Kapazität (kWh (skalierbar))		10.000 ⁹
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	10 ⁶	85 ⁷
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	20 ¹	65 ⁷
Wirkungsgrad (%)	63 ³	85 ⁹
Selbstentladungsrate (%/Tag)	0 ¹	1 ⁶
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	0 ¹	25 ⁴
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	10 ⁶	20.000 ⁴
Reaktionszeit (msec)		1.000 ³
Ökonomische Kennwerte		
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	100 ⁴	2.750 ⁶
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	120 ⁹	1.600 ⁹
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	5 ⁹	88 ⁹

Tabelle 49 Kennwerte Redox-Flow-Batterie

Kennwerte (Einheit)	(Sterner et al. 2017)		(Sterner et al. 2019)		(Elsner et al. 2015)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	16	41	16	41		
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	20	60	20	60		
Wirkungsgrad (%)	70	79	70	79	63	71
Selbstentladungsrate (%/Tag)	0	0,3	0	0,3	0,1	0,37
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	0	17,5	0	17,5	11	15
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	7.000	15.000	7.000	15.000		13.000
Reaktionszeit (msec)						1.000
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	710	1.790	710	1.790	1.264	1.656
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	250	700	250	700	280	360

Tabelle 50 Kennwerte Redox-Flow-Batterie

Kennwerte (Einheit)	(Köhler et al. 2018)		(Andresen et al. 2017)	
	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte				
Leistung (kW)		100.000		
Kapazität (kWh (skalierbar))		1.000		
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)			10	20
Wirkungsgrad (%)			65	75
Selbstentladungsrate (%/Tag)				1
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	2	25		
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	800	20.000	10	20.000
Reaktionszeit (msec)				
Ökonomische Kennwerte				
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	100	1.153		2.750
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)				750

Tabelle 51 Kennwerte Redox-Flow-Batterie

Kennwerte (Einheit)	(Fraunhofer ISI 2017)		(Hauer et al. 2013)	
	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte				
Leistung (kW)	50	20.000		7.000
Kapazität (kWh (skalierbar))				10.000
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	75	85	18	28
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)		65	21	34
Wirkungsgrad (%)	65	75	72	85
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	5	10		
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	1.000	3.650	1.510	2.780
Reaktionszeit (msec)		1.000		
Ökonomische Kennwerte				
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)			650	2.730
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)			120	1.600
Betriebskosten OPEX (€/kWh)			5	88

Tabelle 52 Kennwerte Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren (Sternner et al. 2017)¹, (Sternner et al. 2019)², (Elsner et al. 2015)³, (Köhler et al. 2018)⁴, (Fraunhofer UMSICHT 2013)⁵, (Andresen et al. 2017)⁶, (Fraunhofer ISI 2017)⁷, (Kurzweil et al. 2018)⁸, (Hauer et al. 2013)⁹

Kennwerte (Einheit)	Von	Bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)	1 ⁷	100 ⁷
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	15 ⁷	80 ⁵
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	15 ⁷	110 ⁷
Wirkungsgrad (%)	0 ¹	80 ⁷
Selbstentladungsrate (%/Tag)	0,17 ⁵	1 ⁵
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	5 ⁷	20 ⁷
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	350 ¹	4.000 ⁵
Reaktionszeit (msec)		1.000 ⁷
Ökonomische Kennwerte		
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	385 ¹	1.100 ¹
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	385 ¹	1.100 ¹

Tabelle 53 Kennwerte Nickel-Cadmium-Batterie

Kennwerte (Einheit)	(Sterner et al. 2017)		(Sterner et al. 2019)		(Fraunhofer UMSICHT 2013)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	55	75	55	75	25	80
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	60	105	60	105		
Wirkungsgrad (%)	0	71	0	71	57	70
Selbstentladungsrate (%/Tag)					0,17	0,67
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	350	2.000	350	2.000	1.000	4.000
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	385	1.100	385	1.100		
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	385	1.100	385	1.100		

Tabelle 54 Kennwerte Nickel-Cadmium-Batterie

Kennwerte (Einheit)	(Fraunhofer ISI 2017)	
	von	bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)	1	100
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	15	45
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	15	110
Wirkungsgrad (%)	60	80
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	5	20
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	500	3.000
Reaktionszeit (msec)		1.000

Tabelle 55 Kennwerte sensibler Wärmespeicher (Sternner et al. 2017)¹, (Sternner et al. 2019)², (Elsner et al. 2015)³, (Köhler et al. 2018)⁴, (Fraunhofer UMSICHT 2013)⁵, (Andresen et al. 2017)⁶, (Fraunhofer ISI 2017)⁷, (Kurzweil et al. 2018)⁸, (Hauer et al. 2013)⁹

Kennwerte (Einheit)	Von	Bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)		50.000 ³
Kapazität (kWh (skalierbar))		1 Mio. ³
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	10 ¹	50 ¹
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	100 ¹	300 ¹
Wirkungsgrad (%)	45 ¹	97 ³
Selbstentladungsrate (%/Tag)	1,33 ³	2 ³
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)		40 ³
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	0 ¹	30.000 ³
Reaktionszeit (msec)		300.000 ³
Ökonomische Kennwerte		
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	80 ¹	130 ¹
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	0,1 ⁹	13 ⁹
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0 ¹	0 ¹

Tabelle 56 Kennwerte Sensibler Wärmespeicher

Kennwerte (Einheit)	(Sternner et al. 2017)		(Sternner et al. 2019)		(Elsner et al. 2015)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Leistung (kW)						50.000
Kapazität (kWh (skalierbar))						1 Mio.
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	10	50	10	50		
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	100	300	100	300		
Wirkungsgrad (%)	45	75	45	75	95	97
Selbstentladungsrate (%/Tag)					1,33	2,33
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)						40
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	0	5.000	0	5.000		30.000
Reaktionszeit (msec)						300.000
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	80	130	80	130		
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	0,2	8	0,2	8		
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0	0,1	0	0,1		

Tabelle 57 Kennwerte Sensibler Wärmespeicher

Kennwerte (Einheit)	(Hauer et al. 2013)	
	von	bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)		10.000
Kapazität (kWh (skalierbar))		100.000
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	10	50
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)		60
Wirkungsgrad (%)	50	90
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)		5.000
Ökonomische Kennwerte		
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	0,1	13
Betriebskosten OPEX (€/kWh)		0,01

Tabelle 58 Kennwerte latenter Wärmespeicher (Sternner et al. 2017)¹, (Sternner et al. 2019)², (Elsner et al. 2015)³, (Köhler et al. 2018)⁴, (Fraunhofer UMSICHT 2013)⁵, (Andresen et al. 2017)⁶, (Fraunhofer ISI 2017)⁷, (Kurzweil et al. 2018)⁸, (Hauer et al. 2013)⁹

Kennwerte (Einheit)	Von	Bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)	0 ³	10.000 ⁹
Kapazität (kWh (skalierbar))		10.000 ⁹
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	49 ¹	150 ⁹
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	0 ¹	120 ⁹
Wirkungsgrad (%)	75 ¹	97 ³
Selbstentladungsrate (%/Tag)	1,33 ³	2 ³
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)		25 ³
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	0 ¹	10.000 ³
Reaktionszeit (msec)		120.000 ³
Ökonomische Kennwerte		
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	80 ¹	160 ¹
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	13 ⁹	200 ⁵
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0,1 ¹	6 ⁹

Tabelle 59 Kennwerte Latenter Wärmespeicher

Kennwerte (Einheit)	(Sternner et al. 2017)		(Sternner et al. 2019)		(Elsner et al. 2015)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Leistung (kW)					0	300
Kapazität (kWh (skalierbar))						700
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	49	97	49	97		
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	0	113	0	113		
Wirkungsgrad (%)	75	90	75	90	95	97
Selbstentladungsrate (%/Tag)					1,33	2,33
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)						25
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	0	5.000	0	5.000		10.000
Reaktionszeit (msec)						120.000
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	80	160	80	160		
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	15	50	15	50		
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0,1	0,5	0,1	0,5		

Tabelle 60 Kennwerte Latenter Wärmespeicher

Kennwerte (Einheit)	(Hauer et al. 2013)	
	von	bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)		10.000
Kapazität (kWh (skalierbar))		10.000
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	50	150
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)		120
Wirkungsgrad (%)	75	90
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)		5.000
Ökonomische Kennwerte		
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	13	65
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	1,3	6

Tabelle 61 Kennwerte thermochemischer Wärmespeicher (Sternner et al. 2017)¹, (Sternner et al. 2019)², (Elsner et al. 2015)³, (Köhler et al. 2018)⁴, (Fraunhofer UMSICHT 2013)⁵, (Andresen et al. 2017)⁶, (Fraunhofer ISI 2017)⁷, (Kurzweil et al. 2018)⁸, (Hauer et al. 2013)⁹

Kennwerte (Einheit)	Von	Bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)		1.000 ⁹
Kapazität (kWh (skalierbar))		10.000 ⁹
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	120 ¹	960 ¹
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	120 ¹	250 ¹
Wirkungsgrad (%)	75 ³	100 ¹
Selbstentladungsrate (%/Tag)		0 ³
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	0 ¹	3.500 ¹
Reaktionszeit (msec)		900.000 ³
Ökonomische Kennwerte		
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	8 ¹	130 ⁹
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	1 ⁹	5 ⁹

Tabelle 62 Kennwerte Thermochemischer Wärmespeicher

Kennwerte (Einheit)	(Sternier et al. 2017)		(Sternier et al. 2019)		(Elsner et al. 2015)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	120	960	120	960		
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	120	250	120	250		
Wirkungsgrad (%)	80	100	80	100	75	97
Selbstentladungsrate (%/Tag)						0
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	0	3.500	0	3.500		
Reaktionszeit (msec)						900.000
Ökonomische Kennwerte						
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	8	100	8	100		

Tabelle 63 Kennwerte Thermochemischer Wärmespeicher

Kennwerte (Einheit)	(Hauer et al. 2013)	
	von	bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)		1.000
Kapazität (kWh (skalierbar))		10.000
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	120	250
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	120	250
Wirkungsgrad (%)	80	100
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)		3.500
Ökonomische Kennwerte		
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	10	130
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	1	5

Tabelle 64 Kennwerte Methanspeicher (Sternier et al. 2017)¹, (Sternier et al. 2019)², (Elsner et al. 2015)³, (Köhler et al. 2018)⁴, (Fraunhofer UMSICHT 2013)⁵, (Andresen et al. 2017)⁶, (Fraunhofer ISI 2017)⁷, (Kurzweil et al. 2018)⁸, (Hauer et al. 2013)⁹

Kennwerte (Einheit)	Von	Bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)	1.000 ⁷	1 Mio. ⁷
Kapazität (kWh (skalierbar))	10.000 ⁷	10 Mio. ⁷
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	0 ¹	16.000 ⁹
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	0 ¹	9.970 ⁶
Wirkungsgrad (%)	0 ¹	99 ¹
Selbstentladungsrate (%/Tag)		0,03 ³
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	10 ⁷	40 ³
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	1.000 ⁷	100.000 ³
Reaktionszeit (msec)		600.000 ³
Ökonomische Kennwerte		
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	2.000 ⁶	4.800 ³
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	0,1 ³	0,3 ³
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	16 ⁹	44 ⁹

Tabelle 65 Kennwerte Methanspeicher

Kennwerte (Einheit)	(Sterner et al. 2017)		(Sterner et al. 2019)		(Elsner et al. 2015)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	0	14.300	0	14.300		
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	0	110	0	110		
Wirkungsgrad (%)	0	99	0	99	21	42
Selbstentladungsrate (%/Tag)						0,03
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)						40
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)						100.000
Reaktionszeit (msec)						600.000
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)					2.350	4.800
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)					0,1	0,3

Tabelle 66 Kennwerte Methanspeicher

Kennwerte (Einheit)	(Andresen et al. 2017)		(Fraunhofer ISI 2017)		(Hauer et al. 2013)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Leistung (kW)			1.000	1 Mio.		
Kapazität (kWh (skalierbar))			10.000	10 Mio.		
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)		13.900		10.000		16.000
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)		9.970		1.800		10
Wirkungsgrad (%)	35	65	30	38	24	42
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)			10	30		
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)			1.000	10.000		1
Reaktionszeit (msec)				60.000		
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	2.000	4.000				
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	0,1	0,2				
Betriebskosten OPEX (€/kWh)					16	44

Tabelle 67 Kennwerte Wasserstoffspeicher (Sternner et al. 2017)¹, (Sternner et al. 2019)², (Elsner et al. 2015)³, (Köhler et al. 2018)⁴, (Fraunhofer UMSICHT 2013)⁵, (Andresen et al. 2017)⁶, (Fraunhofer ISI 2017)⁷, (Kurzweil et al. 2018)⁸, (Hauer et al. 2013)⁹

Kennwerte (Einheit)	Von	Bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)	1.000 ⁷	1 Mio. ⁷
Kapazität (kWh (skalierbar))	10.000 ⁷	10 Mio. ⁷
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	0 ¹	34.000 ¹
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	0 ¹	3.000 ⁶
Wirkungsgrad (%)	0 ¹	95 ¹
Selbstentladungsrate (%/Tag)		0,03 ³
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	10 ⁷	40 ³
Entladetiefe (%)		35 ³
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	1.000 ⁷	10.000 ³
Reaktionszeit (msec)		60.000 ⁷
Ökonomische Kennwerte		
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	384 ⁹	3.000 ⁶
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	0,3 ³	1 ³
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	25 ⁹	64 ⁹

Tabelle 68 Kennwerte Wasserstoffspeicher

Kennwerte (Einheit)	(Sternier et al. 2017)		(Sternier et al. 2019)		(Elsner et al. 2015)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	0	34.000	0	34.000		
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	0	350	0	350		
Wirkungsgrad (%)	0	95	0	95	40	45
Selbstentladungsrate (%/Tag)						0,03
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)						40
Entladetiefe (%)						35
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)						10.000
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)					1.107	1.323
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)					0,3	0,6

Tabelle 69 Kennwerte Wasserstoffspeicher

Kennwerte (Einheit)	(Andresen et al. 2017)		(Fraunhofer ISI 2017)		(Hauer et al. 2013)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Leistung (kW)			1.000	1 Mio.		
Kapazität (kWh (skalierbar))			10.000	10 Mio.		
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)		33.390		33.330		34.000
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)		3.000		600	2,7	160
Wirkungsgrad (%)	43	53	34	44	24	42
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)			10	30		
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)			1.000	10.000		1
Reaktionszeit (msec)				60.000		
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	1.000	3.000			384	1.408
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	0,3	0,6				
Betriebskosten OPEX (€/kWh)					25	64

Tabelle 70 Kennwerte Druckluftspeicher CAES (Sternner et al. 2017)¹, (Sternner et al. 2019)², (Elsner et al. 2015)³, (Köhler et al. 2018)⁴, (Fraunhofer UMSICHT 2013)⁵, (Andresen et al. 2017)⁶, (Fraunhofer ISI 2017)⁷, (Kurzweil et al. 2018)⁸, (Hauer et al. 2013)⁹

Kennwerte (Einheit)	Von	Bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)	10 ³	300.000 ⁹
Leistungsdichte (kW/kg)		
Kapazität (kWh (skalierbar))	14.000 ⁹	2,05 Mio. ⁹
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)	2 ⁸	6 ⁸
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	2 ¹	7 ¹
Wirkungsgrad (%)	40 ¹	75 ⁷
Selbstentladungsrate (%/Tag)	0 ¹	10 ¹
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	0 ¹	40 ¹
Entladetiefe (%)	35 ⁸	60 ³
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	8.620 ¹	100.000 ³
Reaktionszeit (msec)	180.000 ³	600.000 ³
Ökonomische Kennwerte		
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	15 ⁹	2.050 ⁹
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	6 ⁶	100 ⁹
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0,01 ¹	35 ⁹

Tabelle 71 Kennwerte Druckluftspeicher CAES

Kennwerte (Einheit)	(Sternner et al. 2017)		(Sternner et al. 2019)		(Elsner et al. 2015)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Leistung (kW)					10	300
Kapazität (kWh (skalierbar))						1,2 Mio.
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	2	7	2	7		
Wirkungsgrad (%)	40	55	40	55	63	71
Selbstentladungsrate (%/Tag)	0	10	0	10	0,5	1
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)	0	40	0	40		25
Entladetiefe (%)						60
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	8.620	17.100	8.620	17.100		100.000
Reaktionszeit (msec)					180.000	600.000
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	340	1.145	340	1.145	785	1.055
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	40	80	40	80	30	38
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	0,01	0,26	0,01	0,26		

Tabelle 72 Kennwerte Druckluftspeicher CAES

Kennwerte (Einheit)	(Andresen et al. 2017)		(Fraunhofer ISI 2017)		(Kurzweil et al. 2018)	
	von	bis	von	bis	von	bis
Technische Kennwerte						
Leistung (kW)			10.000	100.000		
Kapazität (kWh (skalierbar))			100.000	1 Mio.		
Energiedichte gravimetrisch (Wh/kg)					2	6
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	2	5	2	6		
Wirkungsgrad (%)	42	54	41	75	42	54
Selbstentladungsrate (%/Tag)		0,5			0,5	1
Kalendarische Lebensdauer (Jahre)				25		
Entladetiefe (%)					35	50
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)				10.000		
Reaktionszeit (msec)				60.000		600.000
Ökonomische Kennwerte						
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	650	850				
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	6	25				

Tabelle 73 Kennwerte Druckluftspeicher CAES

Kennwerte (Einheit)	(Hauer et al. 2013)	
	von	bis
Technische Kennwerte		
Leistung (kW)	2.000	300.000
Kapazität (kWh (skalierbar))	14.000	2,05 Mio.
Energiedichte volumetrisch (kWh/m ³)	2	7
Wirkungsgrad (%)	40	75
Zyklische Lebensdauer (Zyklen)	8.620	17.100
Ökonomische Kennwerte		
Leistungsspezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kW)	15	2.050
Energiespezifische Anschaffungskosten CAPEX (€/kWh)	30	100
Betriebskosten OPEX (€/kWh)	2	35

