

---

# **Batteriespeicher in Nichtwohngebäuden**

## Untersuchungen zum Einsatz zur Lastspitzenkappung und Steigerung der Netzdienlichkeit

Von der Fakultät für Architektur und Landschaft  
der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover  
zur Erlangung des Grades

**Doktor-Ingenieurin (Dr.-Ing.)**

genehmigte Dissertation  
von

Dipl.-Ing. Elena Paul, M.Sc.

HANNOVER 2020

---

Referent: Prof. Dr.-Ing. Dirk Bohne

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Richard Hanke-Rauschenbach

Tag der Promotion: 08.10.2020

# Kurzfassung

Im Fokus dieser Dissertation steht die Integration von Batteriespeichersystemen in Energieversorgungskonzepte von Nichtwohngebäuden unter Beachtung des Einflusses auf das Elektrizitätsnetz. Letzteres wird im Kontext effizienter Stromversorgung von Gebäuden aus der Perspektive des Elektrizitätsmarktes in Deutschland betrachtet. Als Indikatoren für Effizienz fungieren hier der geringe Großhandelsstrompreis und der hohe Anteil der volatilen Erneuerbaren Energien am Erzeugungsmix. Als Maß dient das sog. „netzdienliche“ Lastverhalten, d. h. ein bezüglich des entsprechend gewählten Netzsignals vorteilhaftes Lastverhalten.

Die Gruppe der Untersuchungsgebäude stellen 10 Hotelgebäude an unterschiedlichen Standorten in Deutschland dar. Als Datengrundlage dienen elektrische Lastgänge der Gebäude in 15-minütiger Auflösung für einen Zeitraum von einem Jahr, zur Verfügung gestellt von den zuständigen Hotelbetreibern.

Der erste Teil der Arbeit ist dem Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Lastspitzenkappung bei den Hotelgebäuden gewidmet. Ziel dabei ist es, die optimale Auslegung von Batteriespeichersystemen zur Erreichung der maximalen Wirtschaftlichkeit dieser Anwendung zu bestimmen. In der Untersuchung werden zudem Lithium-Ionen- und Blei-Säure-Batteriespeichersysteme bezüglich der notwendigen Systemgrößen und der erreichten Wirtschaftlichkeit einander gegenübergestellt. Die Analyse zeigt, dass der wirtschaftliche Einsatz von Lithium-Ionen-Batteriespeichersystemen bei einem Anschaffungspreis unter 570 Euro/kWh möglich ist. Bei der Erreichung maximaler Wirtschaftlichkeit ist zudem das optimal gewählte Leistungslimit für die Lastspitzenkappung maßgeblich. Die notwendigen Batteriekapazitäten variieren je nach Gebäude zwischen 5–25 kWh pro 1 MWh Tagesstromverbrauch. Ferner zeigt die Analyse keine Veränderung der Netzdienlichkeit der Gebäude bezüglich der untersuchten Netzsignale beim Einsatz von Lithium-Ionen-Batteriespeichersystemen zur Lastspitzenkappung für die Erreichung der maximalen Wirtschaftlichkeit.

Im zweiten Teil der Arbeit wird ein Konzept für die Betriebsführung der Batteriespeichersysteme zur Steigerung der Netzdienlichkeit von Gebäuden vorgeschlagen. Dabei wird das Batteriespeichersystem anhand des gewählten Netzsignals („netzreaktiv“) und des daraus errechneten Lade- und Entladeschwellwerts gesteuert. Die Analyse zeigt, dass mithilfe der entwickelten Betriebsführung eine Verbesserung der Netzdienlichkeit der Hotelgebäude hinsichtlich der untersuchten Netzsignale erzielt werden kann. Ferner kann diese Verbesserung durch die Anpassung der maximalen spezifischen Leistung oder des Schwellwerts für das Laden und Entladen der Batterie noch weiter gesteigert werden. Dabei führt insbesondere die Absenkung der maximalen spezifischen Leistung der Batterie zur Verbesserung der Effizienz ihres Einsatzes bezüglich der Steigerung der Netzdienlichkeit sowie der relativen Erhöhung der maximalen Last und des Stromverbrauchs der Gebäude.

**Schlagworte:** Batteriespeicher, Nichtwohngebäude, Netzdienlichkeit





---

# Abstract

This thesis focuses on integrating battery energy storage systems (BESS) in energy supply concepts of non-residential buildings, taking into account the influence on the electricity grid. The latter is considered in the context of the efficient power supply of buildings from the German power market and system perspective. A low wholesale electricity price and a high share of volatile renewable energies in power generation mix are assumed to indicate the more efficient power supply. A “grid-supportive” operation of the building in compliance with these indicators (“grid signals”) is considered to be a measure of the market efficient power demand.

This work explores a group of non-residential buildings consisting of ten hotels from different locations in Germany. The study is conducted with historical electricity load profiles of the buildings, obtained from responsible building operators.

The first part of the thesis assesses the potential of BESS for peak shaving application in the hotel buildings. For this purpose, the peak shaving by a BESS is analyzed concerning the optimal sizing and feasibility under current technological and economic parameters. The technologies considered in this analysis are lithium-ion and lead-acid BESS. It is shown that demand peak shaving with a lithium-ion BESS becomes economically feasible when capacity installation cost drops below 570 euros/kWh threshold. Besides the capacity cost, the maximum grid demand limit impacts the feasibility of BESS significantly and, therefore, should be determined precisely. Sufficient battery capacity ranges hereby between 5 kWh and 25 kWh per 1 MWh daily electricity consumption of the building. Furthermore, it is shown that maintaining the maximum grid demand of the building within the optimal grid demand limit (in terms of maximum net present value of the investment in BESS) has no impact on the examined grid support characteristic of the considered buildings.

The second part of the thesis proposes an operation strategy of BESS to improve the grid support of the considered buildings. Therein, the BESS is controlled according to the selected grid signal and defined thresholds for charge and discharge. It is revealed that the proposed operation strategy enhances the grid support characteristic of the buildings. Furthermore, this enhancement can be further increased by adjusting the specific charge and discharge power of the BESS or the thresholds for charge and discharge. In particular, a reduction of the specific charge and discharge power helps to enhance the efficiency of the application in terms of better grid support and less impact on the power demand and electricity consumption of the building.

**Keywords:** Battery energy storage systems, non-residential buildings, grid support



# Abkürzungsverzeichnis

<b>a</b>	Jahr
<b>AbLaV</b>	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV)
<b>BGF</b>	Brutto-Grundfläche
<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>BKV</b>	Bilanzkreisverantwortliche
<b>BNetzA</b>	die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
<b>BSS</b>	Batteriespeichersystem
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlendioxid
<b>DR</b>	Demand-Response (engl. für Nachfragesteuerung)
<b>DSM</b>	Demand-Side-Management (engl. für Laststeuerung)
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien
<b>EEG</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz
<b>EEX</b>	European Energy Exchange (Energiebörse)
<b>EnWG</b>	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)
<b>GHD</b>	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>GWh</b>	Gigawattstunde
<b>h</b>	Stunde
<b>kV</b>	Kilovolt
<b>kW</b>	Kilowatt
<b>kWh</b>	Kilowattstunde
<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>LSK</b>	Lastspitzenkappung
<b>Li-Ionen</b>	Lithium-Ionen
<b>MCP</b>	Market Clearing Price (engl. für Gleichgewichtspreis)
<b>MW</b>	Megawatt
<b>MWh</b>	Megawattstunde
<b>MWp</b>	Megawatt Peak
<b>NaNiCl</b>	Natrium-Nickel-Chlorid
<b>NaS</b>	Natrium-Schwefel
<b>NiCd</b>	Nickel-Cadmium
<b>NWG</b>	Nichtwohngebäude
<b>NMC</b>	Nickel-Cobalt-Mangan bzw. Lithium-Nickel-Cobalt-Mangan
<b>Pb-Säure</b>	Blei-Säure
<b>PV</b>	Photovoltaik

<b>reBAP</b>	Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
<b>RLM</b>	Registrierte Leistungsmessung
<b>SSS</b>	Stromspeichersystem
<b>StromNEV</b>	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)
<b>StromNZV</b>	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV)
<b>TOU</b>	Time-of-Use (engl. im Zusammenhang mit zeitvariablem Stromtarif)
<b>TWh</b>	Terawattstunde
<b>VNB</b>	Verteilnetzbetreiber
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber

# Symbolverzeichnis

Nachstehend werden die in dieser Dissertation am häufigsten verwendeten Symbole aufgeführt. Die anderen Symbole werden direkt am Ort ihrer Verwendung erläutert.

## Speichermodell, Betriebsführung BSS

$C_E$	nutzbare Batterieenergie bzw. Kapazität
$F$	Ladezustand
$k_{sd}$	Selbstentladerate
$P_{grid}$	Netzbezug des Gebäudes
$P_{grid}^{max, set}$	erforderliches maximales Leistungslimit
$P_l$	elektrische Last des Gebäudes
$P_s$	Leistung der Batterie
$P_{s, ch}^{max}$	Maximale Ladeleistung der Batterie
$P_{s, dis}^{max}$	Maximale Entladeleistung der Batterie
$P_s^{set}$	Sollwert für die Betriebsführung des BSS
$t$	Zeitintervall
$\eta_{ch}$	Ladewirkungsgrad
$\eta_{cyc}$	Gesamtwirkungsgrad
$\eta_{dis}$	Entladewirkungsgrad
$\pi_{ch}$	maximale spezifische Ladeleistung
$\pi_{dis}$	maximale spezifische Entladeleistung

## Netzdienlichkeit, Betriebsführung BSS

$G$	stromnetzbasierende Größe/Netzsignal
$G_{dis}$	Signal für das Entladen des BSS
$G_{ch}$	Signal für das Laden des BSS
$GSC$	Grid Support Coefficient (Netzdienlichkeitskennzahl)

## Wirtschaftlichkeit

$c_E$	spezifischer Anschaffungspreis des eigentlichen Speichers bezogen auf die installierte Kapazität
$c_L$	spezifischer Anschaffungspreis des eigentlichen Speichers bezogen auf die installierte Leistung
$c_p$	spezifischer Anschaffungspreis der Leistungselektronik bezogen auf die installierte Leistung
$K$	Kapitalwert der Investition
$k_e$	Strompreis (inkl. Stromsteuer)
$k_p$	Leistungspreis des Netznutzungsentgelts
$i$	Kalkulationszinssatz
$i_I$	Interner Zinsfuß
$T_L$	Nutzungsdauer

## Sonstige untere Indizes

eex	bezüglich des Day-Ahead-Strompreises der EEX
re	bezüglich des Anteils von Wind- und PV-Strom am Erzeugungsmix der entsprechenden Regelzone

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>13</b>
1.1	Motivation und Problemstellung . . . . .	13
1.2	Ziele und wissenschaftlicher Beitrag der Arbeit . . . . .	14
1.3	Aufbau der Arbeit . . . . .	15
1.4	Die Untersuchungsgebäude . . . . .	16
1.5	Stand der Forschung . . . . .	16
1.5.1	Einsatz von Stromspeichersystemen zur Lastspitzenkappung . . . . .	16
1.5.2	Netzdienlichkeit . . . . .	27
1.6	Stand der Technik und Praxis . . . . .	30
<b>2</b>	<b>Grundlagen</b>	<b>35</b>
2.1	Elektrizitätsmarkt in Deutschland . . . . .	35
2.2	Stromhandel . . . . .	36
2.3	Strompreise in Deutschland . . . . .	38
2.4	Lastspitzenkappung . . . . .	40
2.5	Verfahren der Investitionsrechnung . . . . .	40
<b>3</b>	<b>Methodik</b>	<b>45</b>
3.1	Speichermodell . . . . .	45
3.2	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen . . . . .	47
3.3	Darstellen von Daten mit Boxplots . . . . .	52
3.4	Untersuchungen zur Netzdienlichkeit von Gebäuden . . . . .	53
3.4.1	Bewertung der Netzdienlichkeit . . . . .	53
3.4.2	Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Erhöhung der Netzdienlichkeit . . . . .	55
<b>4</b>	<b>Datengrundlage</b>	<b>57</b>
4.1	Lastgangdaten . . . . .	57
4.2	Stromnetzbasierete Größen . . . . .	60
<b>5</b>	<b>Ergebnisse und Diskussion</b>	<b>63</b>
5.1	Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Lastspitzenkappung . . . . .	63
5.1.1	Dimensionierung von Batteriespeichersystemen . . . . .	63
5.1.2	Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen . . . . .	70
5.1.3	Sensitivitätsanalyse . . . . .	73
5.2	Einfluss der Lastspitzenkappung auf die Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden . . . . .	75

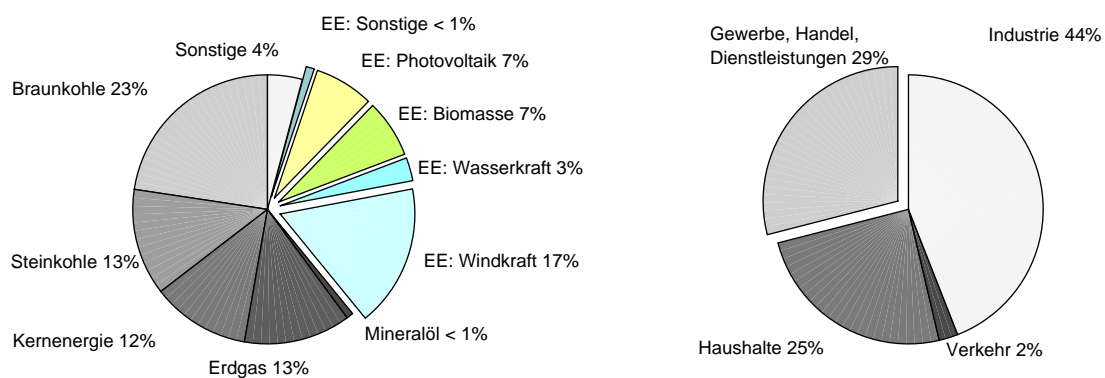
5.3	Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Erhöhung der Netzdienlichkeit . . . . .	79
5.3.1	Referenzfall . . . . .	79
5.3.2	Sensitivitätsanalyse: maximale spezifische Lade-/ Entladeleistung . . . . .	83
5.3.3	Sensitivitätsanalyse: Signal für das Laden/Entladen . . . . .	88
5.3.4	Gegenüberstellung der Sensitivitäten . . . . .	101
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick</b>	<b>103</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>107</b>



# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation und Problemstellung

2018 betrug der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung in Deutschland ca. 35%.<sup>1</sup> 24% entfallen dabei auf Anlagen mit volatiler Stromerzeugung. Der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) war 2018 für ca. 30% des Stromverbrauchs in Deutschland verantwortlich.<sup>2</sup> Der Anteil volatiler Stromerzeugung im Erzeugungsmix nimmt kontinuierlich zu, ebenso wie der Bedarf nach Flexibilisierung der Stromnachfrage. Demand Side Management (DSM, Lastmanagement) oder Demand Response (DR)<sup>3</sup> stellen ein wichtiges Instrument zur Flexibilisierung dar, welches verschiedene Maßnahmen zur zeitlichen Anpassung der Stromnachfrage auf der Verbraucherseite umfasst. Die Möglichkeiten des DSM reichen derzeit von der Regelleistungsbereitstellung bis hin zur Variation der verschiedenen Maßnahmen rund um die flexible Lastgestaltung (Lastverschiebung, Lastspitzenkappung). (vgl. von Roon und Gobmaier [2010]; Seidl et al. [2016])



(a) Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, (b) Sektorspezifischer Endenergieverbrauch an Strom, insgesamt 513 TWh.<sup>2</sup>

**Abbildung 1.1:** Statistik zu Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland für das Jahr 2018.

Wirtschaftliche Anreize für DSM im Sektor der Nichtwohngebäude (NWG) in Deutschland sind

<sup>1</sup>Eigene Berechnung nach Angaben von AG Energiebilanzen e. V. [2020b].

<sup>2</sup>Daten entnommen der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2018 der AG Energiebilanzen e. V. [2020a].

<sup>3</sup>In der Literatur werden die beiden Termini sowohl synonym verwendet, als auch abgegrenzt definiert.

derzeit durch die begrenzte Anzahl an Stromtarifen<sup>1</sup> (wie bspw. Niedertarif vs. Hochtarif) sowie z. T. durch die bestehende Netzentgeltsystematik gegeben. Ein Großteil des DSM-Potenzials bleibt für NWG meist aufgrund der geforderten technischen Voraussetzungen ungenutzt. Beispiele hierfür sind sog. abschaltbare Lasten nach Abschaltverordnung (AbLaV) mit mindestens 5 MW abschaltbarer Leistung, Regelleistungsbereitstellung mit je nach Regelreserveart einer minimal anzubietenden Leistung ab 1 MW, individuelle Netznutzungsentgelte nach § 19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) mit Mindestlastverlagerung von 100 kW etc. (vgl. Langrock et al. [2015])

Dabei sind die technischen Umsetzungsmöglichkeiten zur Flexibilisierung im NWG-Sektor sehr vielfältig. Gebäudetechnische Anlagen für Power-to-Heat- und Power-to-Cold-Anwendungen<sup>2</sup> wie bspw. Wärmepumpen und Kältemaschinen in Kombination mit entsprechenden Energiespeichern, die Gebäudemasse selbst, Fuel-Switch,<sup>3</sup> Elektrofahrzeuge, Batteriespeichersysteme (BSS) können zur Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität herangezogen werden [Kalz et al., 2018]. Die Herausforderung besteht somit darin, mehr wirtschaftliche Anreize für eine netzdienliche Flexibilisierung zu schaffen, die mit den technischen Gegebenheiten von NWG korrespondiert. Die Einführung variabler Netznutzungsentgelte oder Stromtarife, direkter Vergütungen durch den Netzbetreiber für die Erbringung netzdienlicher Flexibilität etc. sind einige der aktuell diskutierten Ansätze zur besseren Erschließung netzdienlicher Flexibilität [BNetzA, 2017].

## 1.2 Ziele und wissenschaftlicher Beitrag der Arbeit

Diese Arbeit adressiert die Integration von BSS in Energieversorgungskonzepte von NWG am Beispiel von Hotelgebäuden unter Beachtung des Einflusses auf das Elektrizitätsnetz. Dieser Einfluss wird durch die Evaluierung der sog. „Netzdienlichkeit“ der Gebäude vor und nach dem Einsatz von BSS analysiert. Als Netzdienlichkeit wird hier in Anlehnung an [Klein et al., 2014] ein bezüglich einer gewählten stromnetzbasierter Größe bzw. eines Netzsignals vorteilhaftes Lastverhalten bezeichnet. Die Untersuchung analysiert das Lastverhalten der Gebäude im Detail, um die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf Gebäude ähnlicher Nutzung bzw. mit ähnlichem Lastverhalten zu erleichtern.

Im Fokus der Untersuchung steht zunächst der Einsatz von BSS zur Reduzierung des maximalen Netzbezugs der Hotelgebäude zur sog. Lastspitzenkappung (LSK). Der wirtschaftliche Anreiz zur LSK ist in der aktuellen Netzentgeltsystematik durch die Bepreisung des maximalen Netzbezugs innerhalb der Abrechnungsperiode gegeben. Als Voraussetzung gilt lediglich, dass beim Gebäude eine viertelstündige registrierte Leistungsmessung (RLM)<sup>4</sup> erfolgt. Das Ziel dieser Arbeit ist

---

<sup>1</sup>In Deutschland ist die Anzahl an variablen Stromtarifen nach bestem Wissen des Autors sehr eingeschränkt und richtet sich vorwiegend an Industrie- und Gewerbebetriebe mit registrierter Leistungsmessung. Vgl. Stromtarife der Next Kraftwerke GmbH [2020].

<sup>2</sup>Unter Power-to-Heat- und Power-to-Cold-Anlagen werden Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme oder Kälte verstanden.

<sup>3</sup>Fuel-Switch meint die Umschaltung zwischen verschiedenen Energieträgern bei der Energieversorgung des Gebäudes.

<sup>4</sup>RLM ist für Kunden mit Stromverbrauch über 100 MWh p. a. vorgeschrieben, vgl. § 12 der StromNZV [2005].

es, die optimale Auslegung von BSS zur Erreichung der maximalen Wirtschaftlichkeit dieser Anwendung zu bestimmen.

Ferner wird der Einsatz von BSS zur Erhöhung der Netzdienlichkeit der Gebäude untersucht. Derzeit existieren noch keine Geschäftsmodelle für die hier betrachtete Netzdienlichkeit. Das Ziel besteht deshalb darin, die Effektivität (bezüglich der Verbesserung der Netzdienlichkeit) und die Effizienz (bezüglich der Erhöhung des Stromverbrauchs und des maximalen Netzbezugs) des Einsatzes von BSS zu bestimmen.

## 1.3 Aufbau der Arbeit

Dieser Erklärung zur Gliederung der Arbeit folgt zunächst die Darstellung der Untersuchungsgebäude. Sodann wird der aktuelle Forschungsstand in Bezug auf den Einsatz von Stromspeichern zur LSK und Lastverschiebung dargelegt. Im Fokus steht dabei die optimale Auslegung und Wirtschaftlichkeit verschiedener Stromspeichertechnologien für eine Vielzahl von Stromtarifen bzw. bei einer unterschiedlichen Anreizsystematik. Ferner folgen die Abgrenzung der hier verwendeten Interpretation der Netzdienlichkeit und die Darstellung der auf diesem Gebiet aktuellen Forschungserkenntnisse. Im Anschluss wird der Stand der Technik zu Energiespeichern mit dem Fokus auf die elektrochemischen Speichersysteme erläutert. Dabei wird insbesondere auf aktuelle Vor- und Nachteile sowie die zu erwartende Entwicklung der Technologien vor dem Hintergrund der Anwendung im NWG-Sektor eingegangen. Das Kapitel schließt mit einer Diskussion zur Aktualität der bestehenden Netzentgeltsystematik bezüglich der Anreize zur Flexibilisierung der Stromverbraucher in Deutschland.

In Kapitel 2 werden Grundlagen zum Elektrizitätsmarkt in Deutschland, zur Strompreisbildung und -zusammensetzung und anschließend zu Verfahren der Investitionsrechnung zusammengefasst. In Kapitel 3 werden die in der vorliegenden Arbeit verwendeten Modelle und Methoden sowie der hier entwickelte Ansatz der Betriebsführung von BSS zur Erhöhung der Netzdienlichkeit vorgestellt.

Kapitel 4 befasst sich mit der Darstellung und Analyse der Datengrundlage, welche die Lastgangdaten der Hotelgebäude, Informationen zur Stromerzeugung nach Regelzonen sowie zu Börsenstrompreisen umfasst. In Kapitel 5 folgt die Auslegung von BSS zur LSK bei den untersuchten Hotelgebäuden mit der Diskussion der Wirtschaftlichkeit von BSS bei dieser Anwendung. Dieser Untersuchungsabschnitt schließt mit der Analyse und Diskussion der Veränderung der Netzdienlichkeit der Gebäude infolge der LSK. Dem folgt die Auslegung von BSS zur Steigerung der Netzdienlichkeit der Hotelgebäude bezüglich ausgewählter stromnetzbasierter Größen. Weiterhin wird der Einfluss verschiedener Simulationsparameter auf die Effektivität und Effizienz des Einsatzes von BSS analysiert. In der abschließenden Diskussion werden die optimalen Parameter verdeutlicht. In Kapitel 6 werden die wesentlichen Erkenntnisse der Arbeit zusammengefasst und der weitere Forschungsbedarf aufgezeigt.

## 1.4 Die Untersuchungsgebäude

Die Untersuchungsgebäude bestehen aus 10 Hotels verschiedener Typen, darunter: City-, Resort- und MICE<sup>1</sup>-Hotels. Die City-Hotels sind in der Auswahlgruppe am stärksten vertreten. Die Eckdaten der Hotelgebäude sind in Tabelle 1.1 gelistet. Aus Datenschutzgründen werden die Gebäude lediglich durch ein Kürzel und deren Standorte in Deutschland nur grob gekennzeichnet. Die Brutto-Grundflächen der Hotels variieren von knapp 5.000 m<sup>2</sup> bis ca. 13.500 m<sup>2</sup>. Der jährliche Energieverbrauch für Strom liegt im Bereich von ca. 0,5 GWh bis zu knapp 1,9 GWh.<sup>2</sup> Der spezifische elektrische Energieverbrauch ist bei Hotel H05 mit ca. 60 kWh/(m<sub>BGF</sub><sup>2</sup> · a) am geringsten und bei Hotel H09 mit ca. 160 kWh/(m<sub>BGF</sub><sup>2</sup> · a) am höchsten.

Ein wichtiger Kennwert zur Charakterisierung der Stromabnahme ist die jährliche Benutzungsdauer<sup>3</sup> – je höher sie ist, desto gleichmäßiger ist die Stromabnahme [Schumacher und Würfel, 2015b]. Die Benutzungsdauer spielt neben der Entnahmeebene und Höhe des Stromverbrauchs bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte und evtl. diesbezüglicher Entlastungen eine wichtige Rolle [Konstantin, 2017b]. Bei den untersuchten Hotels ist die Stromabnahme bei H01 mit ca. 2.800 h am wenigsten stetig und bei H09 mit 4.950 h am gleichmäßigsten.

**Tabelle 1.1:** Eckdaten der untersuchten Hotels.

Kürzel	H01	H02	H03	H04	H05	H06	H07	H08	H09	H10
Standort <sup>4</sup>	Süd	Südwest	West	West	West	Ost	Nord	Nord	West	West
Hoteltyp	Resort	MICE	City	MICE	City	City	City	Resort	City	City
BGF [m <sup>2</sup> ]	6.041	13.400	7.841	11.960	7.711	7.085	17.906	4.961	7.318	12.134
Stromverbrauch [MWh/a]	789,6	1.857,7	723,7	1.416,1	474,0	727,6	1.448,2	585,9	1.180,5	1.176,8
Stromverbrauch, spezifisch [kWh/(m <sub>BGF</sub> <sup>2</sup> · a)]	131	139	92	118	61	103	81	118	161	97
Lastspitze [kW]	278	410	176	338	120	208	405	139	239	272
Grundlast [kW]	34	41	35	18	25	35	70	28	76	65
Benutzungsdauer [h/a]	2.842	4.531	4.112	4.185	3.950	3.498	3.575	4.204	4.950	4.327

## 1.5 Stand der Forschung

### 1.5.1 Einsatz von Stromspeichersystemen zur Lastspitzenkappung

Laut [Uddin et al., 2017] adressieren die meisten der Veröffentlichungen zum Thema Einsatz von Stromspeichersystemen (SSS) zur LSK grundsätzlich einen oder mehrere der folgenden Schwerpunkte:

- *Optimale Betriebsweise*

<sup>1</sup>MICE steht für Meeting, Incentive, Congress, Event [Saubier et al., 2019].

<sup>2</sup>Errechnet aus Lastgangdaten für das Jahr 2015.

<sup>3</sup>Auch Benutzungstunden genannt, Quotient von Stromverbrauch und maximaler Lastspitze innerhalb eines Jahres, kann maximal 8760 h/a betragen [Schumacher und Würfel, 2015b].

<sup>4</sup>Anonymisiert. Abkürzungen Süd, Südwest, West, Ost, Nord stehen jeweils für Süd-, Südwest-, West-, Ost- und Norddeutschland.

- *Dimensionierung*
- *Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen, und zwar differenziert nach Einsatz bei Energieversorgungsunternehmen oder Letztverbrauchern*

Gemäß der Zielsetzung dieser Arbeit wird nachfolgend aus der Vielzahl der Veröffentlichungen auf jene eingegangen, die für das Thema Einsatz von SSS zur LSK beim Letztverbraucher<sup>1</sup> von Relevanz sind und einen oder mehrere der soeben aufgeführten Schwerpunkte adressieren.

Oudalov et al. [2007] stellen einen Ansatz zur Auslegung und optimalen Betriebsweise von BSS zur Erzielung des wirtschaftlichen Vorteils durch die LSK vor. Die Batterieauslegung ist darin als Optimierungs- bzw. Maximierungsproblem formuliert, bei welchem der Gewinn durch die Reduzierung der maximalen Last mithilfe von BSS (mit minimal notwendiger Kapazität) maximiert werden soll. Die Autoren betrachten die Pb-Säure- und Redox-Flow-Technologie und nutzen den Tageslastgang eines Industriegebäudes in 15-minütiger Auflösung als Grundlage für die Analysen. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse basiert auf Berechnung des entsprechenden Kapitalwertes und zeigt auf, dass das Pb-Säure-BSS bei Einhaltung der Entladedauer von maximal einer Stunde eine bessere Wirtschaftlichkeit hat als ein Redox-Flow-BSS. Die minimale Amortisationsdauer des BSS beträgt dabei 6 Jahre. Die Optimierung der Regelungsstrategie erfolgt mithilfe eines auf dynamischer Programmierung basierenden Algorithmus, mit dem Ziel, die Energiekosten bei Änderung des Ladezustandes des BSS zu minimieren.

Leadbetter und Swan [2012] untersuchen den Einsatz von Li-Ionen-BSS zur LSK in Wohngebäuden (Ein- und Mehrfamilienhäusern) im Hinblick auf optimale Dimensionierung und Lebensdauer. Die Basis der Untersuchung bilden synthetische Jahreslastprofile in 5-minütiger Auflösung von 5 verschiedenen Wohngebäudetypen. Bei der Auslegung wird die notwendige Kombination aus Batteriekapazität und maximaler Leistung der Leistungselektronik für ein vorher festgelegtes Leistungslimit durch einen iterativen Ansatz ermittelt. Das hierfür entwickelte Speichermodell wird auf das Lastprofil angewendet, wobei die Auslegungsgrößen schrittweise variiert und eventuelle Fehlermeldungen mitgezählt werden. Die Fehlermeldung entsteht, wenn die gewählte Batteriekapazität oder maximale Leistung zur Einhaltung des gewünschten Leistungslimits nicht ausreicht. Die jeweiligen geringsten Auslegungsgrößen, die bei der Simulation für das gegebene Leistungslimit keine Fehlermeldungen gezeigt haben, stellen die optimale Größe des BSS dar. Für die Ladung des BSS wird der Zeitraum von 00:00 Uhr bis 5:00 Uhr gewählt. Der Ladezustand darf grundsätzlich den Wert zwischen 15 % und 85 % annehmen. Für die Untersuchung der Lebensdauer werden die täglichen minimalen Ladezustände des BSS innerhalb des Jahres analysiert. Daraus schließen Leadbetter und Swan [2012] auf die erreichte Anzahl an Zyklen und vergleichen diese mit der maximalen Anzahl an Vollzyklen. Abschließend werden die zyklische und die kalendarische Lebensdauer gegenübergestellt und die geringste von diesen beiden wird in das Ergebnis übernommen. Die erwartete Lebensdauer für die analysierten Fälle variiert zwischen 10 und 20 Jahren. Der maximale Netzbezug kann dabei um 28 % bis 49 % gesenkt werden. Die optimalen BSS-Größen liegen bei 5 kWh/2,6 kW für Gebäude mit relativ geringem Stromverbrauch und bei 22 kWh/5,2 kW für Gebäude mit größerem Stromverbrauch (aufgrund der el. Heizung).

---

<sup>1</sup>Für eine Erläuterung zum Begriff „Letztverbraucher“ vgl. Kapitel 2.1.

Lu et al. [2014] konzentrieren sich auf die optimale Dimensionierung und Betriebsweise von BSS für die LSK. Hierfür stellen sie ein universelles bzw. technologieunabhängiges Speichermodell auf. Die Speicherdimensionierung ist als gemischt-ganzzahliges (lineares) Optimierungsproblem auf Grundlage des Speichermodells formuliert, mit dem Ziel, die minimal notwendige Kapazität zur Einhaltung des Leistungslimits zu bestimmen. Die Einschränkungen im Hinblick auf Leistungsaufnahme/-abgabe und Ladezustand des BSS werden in den Nebenbedingungen des Optimierungsproblems berücksichtigt. Die Autoren verwenden einen Monatslastgang einer Umspannanlage in 5-minütiger Auflösung für die Dimensionierung des BSS. Mit dem entwickelten Optimierungsverfahren wird für jeden Tag des Auswertungsmonats die minimal notwendige Kapazität zur Einhaltung des vorgegebenen Leistungslimits ermittelt. Zusätzlich zum Verfahren zur optimalen Dimensionierung des BSS schlagen Lu et al. [2014] zwei Modelle zur Optimierung der Lade- und Entladestrategie des BSS vor. Das erste basiert auf Minimierung der Differenz zwischen der Peak- und der Grundlast im Tagesverlauf unter Beschränkung der maximalen Anzahl an Lade- und Entladezyklen. Das zweite Modell basiert auf Minimierung der Varianz der Last im Tagesverlauf. Bei der zweiten Variante für die Lade- und Entladestrategie können Lu et al. [2014] eine höhere Zyklisierung und tiefere Entladung des BSS bei der LSK feststellen als bei der ersten Variante.

Zheng et al. [2015] vergleichen die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern für die LSK in durchschnittlichen amerikanischen Haushalten mit zeitvariablem Stromtarif (sog. Time-of-Use-Tarif (TOU)). Hierbei erfolgt die Abrechnung von Verbrauchern monatsweise und unter Berücksichtigung sowohl der bezogenen Strommenge als auch des Zeitraums/Zeitpunktes des Netzbezugs und der maximalen Leistung (als Mittelwert über 30 Minuten). Die Autoren untersuchen ein breites Spektrum an Stromspeichertechnologien, darunter die mechanischen (Schwungrad-, Druckluft- und Pumpspeicher), die elektrischen (Superkondensator und supraleitender magnetischer Energiespeicher) und die elektrochemischen Stromspeicher (Metall-Luft-, Pb-Säure-, Nickel-Cadmium-, Li-Ionen-, Natrium-Schwefel- und Natrium-Nickel-Chlorid-Batterien sowie Redox-Flow-Batterien wie die Zink-Brom-, Vanadium-, Nickel-Zink- und Alkali-Mangan-Batterie). Grundlage der Analysen bildet ein synthetisches jährliches Lastprofil für einen typischen Haushalt in minütiger Auflösung. Als Leistungslimit wird dabei entweder ein über das Jahr konstanter Wert angenommen oder ein Satz aus drei verschiedenen Werten: je einem für den Sommer, den Winter und den Frühling/Herbst.

Die Lade-/Entladestrategie des Stromspeichers wird wie folgt definiert: Wenn der Netzbezug das erforderliche Leistungslimit übersteigt, wird der Speicher entladen. Die Entladeleistung wird dabei dynamisch und technologiespezifisch unter Berücksichtigung der maximalen Entladeleistung und maximalen Entladetiefe sowie des Entladewirkungsgrades definiert. Wenn der Netzbezug unter dem Leistungslimit liegt, wird der Speicher (sofern nicht voll) mit der Ladeleistung beladen, welche ebenfalls dynamisch und technologiespezifisch unter Berücksichtigung der maximalen Ladeleistung und des Entladewirkungsgrades bestimmt wird. Die im Hinblick auf den wirtschaftlichen Vorteil optimalen Größen für Speicherkapazität und Leistungslimit werden mit einem iterativen Ansatz bestimmt. Dabei werden die Speicherkapazität und das Leistungslimit einzeln variiert und die entsprechenden Gesamtkosten (annualisiert) ermittelt. Als optimales Ergebnis

gilt die Kombination mit den geringsten Gesamtkosten. Die Ermittlung der Gesamtkosten erfolgt auf Basis der mit der Kapazität skalierenden Anschaffungskosten des Stromspeichers, der einmaligen Installationskosten (exkl. Speicher) und der Stromkosten gem. TOU, berechnet für den Netzbezug nach der Anwendung der LSK. Die Abschätzung der Nutzungsdauer des Stromspeichers erfolgt durch die Gegenüberstellung der kalendarischen und der zyklischen Lebensdauer: Die im Vergleich geringere wird als Nutzungsdauer in die beschriebene Wirtschaftlichkeitsanalyse übernommen. Für die kalendarische Lebensdauer werden unter Berücksichtigung der nicht-nutzungsabhängigen Alterung der Installation 20 Jahre angenommen. Für die Berechnung der zyklischen Lebensdauer wird der maximale Energie-Durchsatz des Speichers (hierfür wird die maximale Anzahl an Vollzyklen gem. Herstellerangaben mit der Speicherkapazität multipliziert) durch den jährlichen Energie-Durchsatz (ermittelt aus der Simulation) geteilt.

Zheng et al. [2015] kommen zu dem Ergebnis, dass die notwendige Kapazität für die Einhaltung desselben Leistungslimits saisonal variiert. Des Weiteren kann die gelegentliche Verletzung des Leistungslimits aufgrund des unterdimensionierten bzw. kleineren Stromspeichers verglichen mit einem ausreichend dimensionierten bzw. größeren System für die Wirtschaftlichkeit des Systems vorteilhaft sein. Die Analyse der Nutzungsdauer zeigt, dass diese mit der verringerten Kapazitätsanforderung und dem verringerten Leistungslimit abnimmt. Zudem variiert die Nutzungsdauer bei den untersuchten Systemen je nach Speichertechnologie zwischen 11 und 20 Jahren. Für Li-Ionen- und Redox-Flow-Batterien sowie mechanische und elektrische Stromspeicher wird dabei die Nutzungsdauer von 20 Jahren identifiziert. Bei den Metall-Luft-, Pb-Säure-, NiCd-, NaS- und NaNiCl-Batterien liegt diese stets unter 20 Jahren. Hinsichtlich der untersuchten Technologien haben sich NiCa-, Li-Ionen-, Schwungrad- und supraleitende magnetische Speicher bei der LSK mit dem über das Jahr konstanten Leistungslimit sowie die beiden letztgenannten Technologien mit dem saisonal variierenden Leistungslimit als wirtschaftlich nicht tragbar erwiesen.

Telaretti et al. [2016] fokussieren auf die Wirtschaftlichkeit von elektrochemischen Speichersystemen zum Lastmanagement bei Endkunden in Italien. Dabei werden Li-Ionen-, Pb-Säure-, NaS-, Redox-Flow- und Zink-basierte Technologien untersucht. Die Basis der Untersuchung bildet ein stündlich aufgelöster Lastgang einer Lebensmitteleinzelhandelsfiliale. Der Stromtarif berücksichtigt den Stromverbrauch während der Peak-Stunden und Offpeak-Stunden sowie die maximale monatliche Leistung. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse basiert auf der Kapitalwertmethode sowie der Methode des internen Zinsfußes. In die Berechnung fließen die diskontierten Anschaffungsauszahlungen und betriebsbedingten Auszahlungen für das BSS sowie Einzahlungen ein, die durch die LSK und die Lastverschiebung generiert werden. Zudem werden bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse bestimmte Annahmen getroffen, darunter:

- *Die Nutzungsdauer für alle BSS beträgt 10 Jahre, der Betrieb läuft nur an Werktagen*
- *Eventuelle Strompreisentwicklungen werden vernachlässigt*
- *Die BSS durchlaufen einen Vollzyklus pro Tag mit einer Entladetiefe von 80 % und werden nach jeder Entladung bis zum Ausgangsladezustand aufgeladen*
- *Der Kapazitätsverlust durch die Selbstentladung sowie aufgrund der Alterungsprozesse während der Nutzungsdauer wird vernachlässigt*

Die notwendige Batteriekapazität wird vor dem Hintergrund der Maximierung des wirtschaftlichen Vorteils durch die Lastverschiebung ermittelt. Hierbei wird die Leistungsaufnahme des Gebäudes in den Peak-Stunden durch die Entladung des BSS mit dessen Beladung in den Offpeak-Stunden teilweise ausgeglichen. Als Grundlage der Auslegung dient dabei der Tageslastgang mit dem maximal flachsten Verlauf der Leistungsaufnahme. Die Kapazität des BSS soll ausreichen, um den Netzbezug an dem Tag auf ein Leistungslimit komplett abzuflachen. An anderen Tagen wird demnach eine teilweise Abflachung des Netzbezugs erreicht. Bei den aktuellen Preisen für die Anschaffung (Stand 2015) ist keine der untersuchten Speichertechnologien rentabel, wobei Zink-, Li-Ionen-, Redox-Flow-Batterien sich dem Break-even-Point (Gewinnschwelle) annähern. Im Prognoseszenario für das Jahr 2020 kann unter Annahme sinkender Anschaffungspreise bei Li-Ionen-BSS ein positiver Kapitalwert erzielt werden ebenso wie bei Redox-Flow-BSS, hier jedoch in geringerer Höhe.

Als Nächstes widmen sich Telaretti und Dusonchet [2016a,b] einem anderen Gebäudetyp, dem Bürogebäude. Die Methode bleibt dieselbe wie in [Telaretti et al., 2016], nur die Sensitivitätsanalyse beinhaltet neben dem Strompreis (aufgegliedert entsprechend dem Tarif in Preiskomponenten für die bezogene Strommenge und die maximale Leistung) zusätzlich die Anschaffungskosten für die BSS. Auch in dieser Studie kommen die Autoren zu dem Ergebnis, dass durch den Einsatz von BSS zur Lastverschiebung und LSK erst im Szenario für das Jahr 2020 und nur unter Anwendung der Li-Ionen- und Redox-Flow-Technologie ein positiver Kapitalwert erzielt werden kann. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass unter den aktuellen Preisbedingungen (Stand 2015) eine mindestens 60%ige Kapitalbeihilfe im Falle von Li-Ionen-BSS notwendig wäre, um einen höheren internen Zinsfuß zu erreichen als den angenommenen Kalkulationszinssatz (3 %). Bei Nutzung der anderen Technologien wären hierfür noch größere Kapitalbeihilfen erforderlich.

Lombardi und Schwabe [2017] untersuchen die Wirtschaftlichkeit von BSS im Rahmen des sog. Sharing Economy-Geschäftsmodells unter den ökonomischen, rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland. Hier teilen sich mehrere Nutzer das BSS für je verschiedene Anwendungen, darunter LSK, Eigenverbrauchserhöhung und Fahrplaneinhaltung für volatile Erzeugungsanlagen. Die Nutzergruppe besteht aus einem industriellen Hersteller, einer stromintensiven Forschungseinrichtung, einem Prosumenten (engl. „prosumer“) mit Aufdach-PV-Anlage, einem Solaranlagen- und einem Windparkbetreiber, die den Strom auf dem Day-Ahead-Markt vertreiben. Zur Untersuchung werden sowohl synthetische Lastprofile als auch reale Lastgänge in 15-minütiger Auflösung herangezogen. Es werden drei Technologien untersucht: die Li-Ionen-, die NaS- und die Vanadium-Redox-Flow-Batterie. Das für die Analysen aufgestellte Speichermodell ist für alle Technologien identisch und gewährleistet die Veränderung seiner Zustandsvariablen unter Einhaltung des Ladezustandes der Batterie im zulässigen Betriebsbereich. Anhand des Modells wird der Betrieb des BSS für verschiedene Batteriegrößen unter Berücksichtigung der jeweiligen Anwendungen sowie der technologischen und wirtschaftlichen Parameter für das ganze Jahr simuliert. Die Minderung der Kapazität mit der Zeit und Zyklenzahl wird zum jeweiligen Jahresende über die gesamte Nutzungsdauer aktualisiert. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse wird einmal mit den aktuellen technologischen und wirtschaftlichen Parametern (Stand 2016) sowie für das Referenzszenario 2025 durchgeführt.



Zunächst wird der wirtschaftliche Nutzen beim Einsatz von BSS für einzelne Anwendungsfälle untersucht. Für die LSK wird das BSS in den Zeiträumen geladen, in welchen die Leistungsaufnahme des Gebäudes weit unter dem gewünschten Leistungslimit liegt, und entladen, wenn die Leistungsaufnahme das gewünschte Leistungslimit übersteigt. Der wirtschaftliche Vorteil resultiert aus der Differenz zwischen den Netznutzungsentgelten ohne und mit Anwendung der LSK abzüglich der äquivalenten jährlichen Kosten des BSS. Für die Eigenverbrauchserhöhung wird das BSS mit dem Überschussstrom aus der PV-Anlage geladen und entladen, sobald die Leistungsaufnahme des Gebäudes die PV-Erzeugungsleistung übersteigt. In der Wirtschaftlichkeitsanalyse werden die vermiedenen Strombezugskosten (berechnet als Produkt aus Strompreis abzüglich der EEG-Umlage und der durch das BSS über das Jahr ausgespeicherten Energie) abzüglich entgangener Einspeisevergütung (berechnet als Produkt aus Einspeisevergütung und der durch das BSS über das Jahr eingespeicherten Energie) mit den äquivalenten jährlichen Kosten des BSS verglichen. Die Fahrplaneinhaltung hat den Hintergrund, dass Abweichungen von der Einspeisungsprognose vom Vortag beim Stromerzeuger Kosten oder Einnahmen verursachen können, sofern zur Korrektur dieses Prognosefehlers die Bereitstellung von Regelenergie erforderlich war. Die eingesetzte Regelenergie wird hierzu mit dem Ausgleichsenergiepreis (reBAP) verrechnet. Beim Einsatz des BSS für die Fahrplaneinhaltung soll es in den Zeiträumen mit Leistungsüberschuss im Netz (wenn Bedarf an negativer Regelenergie vorliegt) geladen werden. Sobald der ÜNB positive Regelenergie bereitstellt ( $\text{reBAP} > 0$ ), soll das BSS entladen werden. In der Wirtschaftlichkeitsanalyse werden die BSS-Stromgestehungskosten und der erwartete wirtschaftliche Nutzen durch die Reduzierung von reBAP-Kosten miteinander verglichen.

Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse einzelner Anwendungsfälle zeigen für das Szenario 2016 einen wirtschaftlichen Vorteil beim Einsatz von Li-Ionen-BSS zur LSK beim industriellen Hersteller. Im Szenario 2025 erweisen sich alle Technologien sowohl beim industriellen Hersteller als auch bei der Forschungseinrichtung als wirtschaftlich. Hingegen lassen sich durch die Eigenverbrauchserhöhung in keinem Szenario wirtschaftliche Vorteile erzielen. Der Einsatz von BSS zur Fahrplaneinhaltung erweist sich für den Windpark (11,5 MW) im Szenario 2025 als wirtschaftlich vorteilhaft, allerdings nur unter Verwendung von Li-Ionen- und Vanadium-Redox-Flow-Technologie. Der Einsatz von BSS zur Fahrplaneinhaltung beim Solarpark (1 MW) ist dagegen nicht wirtschaftlich.

Lombardi und Schwabe [2017] vergleichen anschließend die Ergebnisse der Analyse einzelner Anwendungsfälle mit den Ergebnissen nach dem Sharing Economy-Geschäftsmodell. Das Sharing-Modell des BSS beruht auf einer Anwendungshierarchie, die über die Höhe des internen Zinsfußes einzelner Anwendungsfälle bestimmt wird. Das Laden des BSS über das Netz ist im Sharing-Modell nicht gestattet, damit der im BSS zwischengespeicherte regenerativ erzeugte Strom im Zuge der Netzeinspeisung entsprechend vergütet werden kann. Als Erstes wird der wirtschaftliche Nutzen des Sharing-Szenarios untersucht, bei welchem der industrielle Hersteller sein für die LSK optimal dimensioniertes Li-Ionen-BSS (Szenario 2016) mit den anderen Nutzern für weitere Anwendungen teilt. Die Autoren stellen fest, dass hierbei im Vergleich zur einzelnen Anwendung (LSK) ein etwa 6facher Kapitalwert generiert wird. Die meisten Erlöse entstehen neben der eigentlichen LSK beim industriellen Hersteller durch die Fahrplaneinhaltung beim Windpark sowie

durch LSK bei der stromintensiven Forschungseinrichtung. Im Anschluss vergleichen Lombardi und Schwabe [2017] den wirtschaftlichen Nutzen durch die Fahrplaneinhaltung beim Windparkbetreiber (Szenario 2025, Einsatz vom Redox-Flow-BSS) als einzelne Anwendung mit der Anwendung des Sharing-Geschäftsmodells. Auch hier wird ein höherer Kapitalwert durch das Teilen des BSS erzielt. Dabei generiert die Präferenz der LSK (industrieller Hersteller) neben der Fahrplaneinhaltung mehr Erlöse, als wenn die Eigenverbrauchserhöhung neben der Fahrplaneinhaltung priorisiert wird. Ein noch größerer Kapitalwert lässt sich generieren, wenn das BSS unmittelbar für die gemeinsame Nutzung dimensioniert wird. Hier werden, im Unterschied zu den oben beschriebenen Szenarien mit optimaler Auslegung des BSS für die einzelne Anwendung mit anschließendem Sharing, aber deutlich größere BSS benötigt. Dies wiederum bietet in einzelnen Anwendungen mehr Flexibilität und führt jeweils zu mehr Betriebsstunden. Die kumulierten Erlöse werden folglich größer.

Möller et al. [2017] untersuchen die Wirtschaftlichkeit von BSS (Pb-Säure-, Li-Ionen- und Redox-Flow-Technologie) zur LSK bei fünf Unternehmen aus verschiedenen Gewerben, darunter: ein Kühlhaus, eine Hochschule, ein Fertigungsbetrieb, ein Hospital und eine Spedition. Im weiteren Verlauf der Untersuchung wird das BSS um eine PV-Anlage erweitert und zusätzlich zur LSK für die Eigenverbrauchserhöhung eingesetzt, um den wirtschaftlichen Vorteil dieser Variante zu ermitteln. Basis der Untersuchungen bilden die Lastgänge der Gebäude in 15-minütiger Auflösung. Zur Ermittlung der optimalen Konfiguration des BSS wird das Modellierungsframework oemof (Open Energy Modelling Framework) herangezogen. Dabei wird anhand linearer Optimierung die Systemkonfiguration mit den minimalen Stromkosten bestimmt. Die zu minimierende Zeitfunktion berücksichtigt die Investitionskosten, die jährlichen Betriebskosten für das BSS sowie die Stromkosten. In der durch die PV-Anlage erweiterten Variante werden zusätzlich deren Investitionskosten berücksichtigt, welche jedoch fix angesetzt sind und sich nicht auf das Ergebnis der Optimierung auswirken sollen. Die Untersuchung schließt mit einer Sensitivitätsanalyse in Bezug auf den Leistungspreis des Netznutzungsentgelts, den Kalkulationszinssatz sowie die spezifischen Investitionskosten des BSS. Die Autoren stellen fest, dass bei allen betrachteten Gebäuden ein rentabler Einsatz von BSS zur LSK möglich ist. Je nach der Technologie und Gewerbeart amortisieren sich die BSS innerhalb von mehr als 10 Jahren, oder im Falle von Pb-Säure BSS, im Zeitraum von beinahe 10 Jahren, beim angesetzten Investitionszeitraum für diese Technologie von 10 Jahren. In der Variante mit PV-Anlage kann durch das BSS der Eigenverbrauchsanteil geringfügig erhöht werden. Ein zusätzlicher wirtschaftlicher Vorteil für das BSS entsteht hierdurch jedoch nicht. Die Sensitivitätsanalyse zeigt ferner insbesondere den großen Einfluss des Leistungspreises auf die Wirtschaftlichkeit des BSS bei der LSK. Der Einfluss der weiteren untersuchten Parameter ist dagegen geringer.

L'Heureux und Lackner [2017] untersuchen die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern beim Einsatz zur LSK in einem Universitätscampus. Hierbei wird insbesondere der Frage nachgegangen, ob auch mit relativ geringen Speicherkapazitäten ein wirtschaftlicher Vorteil erzielt werden kann. Basis der Untersuchung bilden die Lastgänge des Campus für die Jahre 2013 bis 2015 in 15-minütiger Auflösung sowie die Erzeugungsprofile der campuseigenen PV-Anlage (16 MWp). Der Campus unterliegt einem zeitvariablen Stromtarif (engl. „Extra Large General Service TOU“)

mit monatsweiser Abrechnung der bezogenen Strommenge und maximaler Leistung in den sog. On-Peak- und Off-Peak-Zeiten. Die Autoren vergleichen die Wirtschaftlichkeit von drei auf dem Markt vorhandenen Stromspeichern (darunter zwei auf Basis der Li-Ionen- und einer auf Basis der Schwungrad-Technologie) anhand des jeweiligen Kapitalwertes. Der Kapitalwert wird in jedem Szenario anhand der durch die LSK erzielten Auszahlungseinsparungen für den Strombezug und der Anschaffungsauszahlung für den Stromspeicher ermittelt. Für alle Stromspeicher wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren und ein Kalkulationszinssatz i. H. v. 7 % angesetzt. Im Fokus der Untersuchungen liegt neben der Lade- und Entladestrategie die Festlegung des Leistungslimits für die LSK. Es findet keine Optimierung der Speichergröße statt, sondern es werden auf dem Markt verfügbare Stromspeicher einer jeweils fixen Größe betrachtet. Innerhalb der Regelstrategie wird zunächst zu Beginn jedes Monats das Leistungslimit definiert. Anschließend erfolgt das Laden des Stromspeichers innerhalb von Off-Peak-Zeiten mit dessen Entladung während der On-Peak-Zeiten, sobald der Netzbezug das festgelegte Leistungslimit übersteigt. Als anfänglicher Wert des Leistungslimits für den aktuellen Monat wird das Leistungslimit gewählt, welches am letzten Werktag des Vormonats zur vollständigen Entladung des Stromspeichers führen würde. Sofern die vorhandene Speicherkapazität für dieses Limit nicht ausreicht, wird es entsprechend angepasst. Das Prozedere wird für jeden Monat wiederholt. Die Analysen zeigen, dass allein durch den Einsatz der 16 MWp PV-Anlage die Stromkosten des Campus aufgrund der damit verbundenen Lastspitzenreduktion um ca. 10 % gesenkt werden. Des Weiteren wird bei allen untersuchten Stromspeichern ein positiver Kapitalwert erzielt. In den meisten Fällen liegt die Amortisationsdauer unter 10 Jahren. L'Heureux und Lackner [2017] betonen, dass bei dem oben genannten Stromtarif und Verbraucher der Einsatz selbst vergleichsweise geringer Speicherkapazitäten zur LSK wirtschaftlich von Vorteil ist.

Martins et al. [2018] betrachten den Einsatz von Li-Ionen BSS (auf Basis der NMC-Technologie) zur LSK bei Industrie-Kunden. Basis der Untersuchung bilden die Jahreslastgänge von vier verschiedenen Industrieunternehmen in 15-minütiger Auflösung. Im Fokus der Untersuchung steht neben der optimalen Dimensionierung und Betriebsstrategie des BSS auch das optimale Abrechnungsschema für die maximalen Leistungsspitzen (differenziert zwischen monatsweiser und jahresweiser Abrechnung des maximalen Netzbezugs). Für die optimale Dimensionierung und Betriebsweise des BSS formulieren Martins et al. [2018] ein lineares Optimierungsproblem mit Nebenbedingungen und lösen dieses in MATLAB unter Verwendung des Dual-Simplex-Algorithmus. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Gesamtkosten des LSK-Szenarios, die sich aus den Kosten für die in der Abrechnungsperiode bezogene Strommenge sowie die maximale Leistung und den durch die alterungsbedingte Degradation des BSS entstehenden Kosten zusammensetzen. Das Alterungsmodell berücksichtigt dabei die additiv überlagerte zyklische und kalendarische Alterung der Batterie. Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse werden für die jeweils optimal dimensionierten BSS der interne Zinsfuß sowie die Amortisationsdauer ermittelt.

Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass die kalendarische Alterung des BSS den ausschlaggebenden kostentreibenden Faktor in LSK-Anwendungen darstellt. Die zyklische Alterung ist hingegen nicht entscheidend, da die erreichte Anzahl an Lade- und Entladezyklen bei dieser An-

wendung relativ gering ist. Die Lade- und Entladestrategie als eines der Optimierungsergebnisse bedingt das Laden der Batterie bis zum benötigten Ladegrad erst kurz vor der notwendigen Entladung, sodass die elektrische Energie nie über eine lange Zeit gespeichert werden muss. Bei drei der vier Industrieunternehmen lässt sich das BSS zur LSK wirtschaftlich nutzen, wenn der maximale Netzbezug monatsweise abgerechnet wird. Jahresweise Abrechnung vorausgesetzt, erweist sich die LSK nur bei einem der Industrieunternehmen als wirtschaftlich. Des Weiteren zeigen die Analysen, dass bei größeren Lasten mit LSK wirtschaftlich gesehen bessere Ergebnisse erzielt werden können. Bei Variation des Leistungslimits für die LSK zwischen 75 % und 99 % am Beispiel eines der Industrieunternehmen wird ein optimales Leistungslimit von 95 % festgestellt. In diesem Fall resultiert aus der Investition in das entsprechend dimensionierte BSS der maximale Zinsfuß sowie die minimale Amortisationsdauer. Bei weiterhin sinkendem Leistungslimit sinkt der interne Zinsfuß und die Amortisationsdauer des BSS nimmt zu.

Im Unterschied der Mehrheit der Forschungsarbeiten, welche sich für die Dimensionierung von BSS zur LSK komplexer mathematischer Optimierungsmethoden bzw. -modelle bedienen, schlagen Fisher et al. [2018] hierfür ein simples ökonomisches Modell vor. Mit dessen Hilfe soll es auch Nicht-Experten ermöglicht werden, die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von BSS zur LSK bei gegebenem Lastgang einzuschätzen bzw. zu prognostizieren. Grundlage für diese Prognose bildet eine Metrik (engl. „threshold ratio“), die sich direkt vom Lastgang ableiten lässt und ohne Optimierung auskommt. Die Berechnung der Threshold Ratio für ein gegebenes BSS, welches über den nutzbaren Energieinhalt, die maximale Leistung sowie die Lade- und Entladedauer definiert ist, wird wie folgt durchgeführt:

Aus der gegebenen Abrechnungsperiode wird der Zeitraum mit dem maximalen Netzbezug ausgewählt. Sodann berechnet man das maximal mögliche Leistungslimit, indem man vom maximalen Netzbezug die maximale Leistung des BSS subtrahiert. Das Verhältnis der oberhalb dieses Leistungslimits bezogenen Strommenge zur nutzbaren Kapazität des BSS stellt eine Zwischenmetrik dar (engl. „spike-to-battery ratio“). So impliziert die Spike-to-Battery Ratio größer als 1, dass die vorhandene Kapazität des BSS nicht mehr ausreicht, um die Leistungsspitze auf das Leistungslimit zu verringern. Des Weiteren berechnet man die jeweilige Spike-to-Battery Ratio unter Annahme der in äquidistanten Schritten sinkenden Leistung des BSS. Die Threshold Ratio definieren die Autoren nun als Verhältnis der Leistung des BSS, bei der man die Spike-to-Battery Ratio von 1 erhält, zur maximalen Leistung des BSS.

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse stellen Fisher et al. [2018] eine einvariable Funktion zur Verfügung, welche die Beziehung zwischen den Erlösen durch die LSK (je nach der Lade- und Entladedauer des BSS und dem Preis der Leistungsspitze) und der Threshold Ratio beschreibt. Die entsprechende Funktionsgleichung stellen die Autoren im Rahmen einer ökonomischen Untersuchung von 665 Jahreslastgängen von Industrie- und Gewerbegebäuden auf. Die Berechnung von Erlösen ist darin als lineare Optimierungsaufgabe modelliert. Annahmen in der Untersuchung sind u. a.: Die maximale Leistung der betrachteten BSS liegt zwischen 10 % und 35 % des maximalen Netzbezugs, die technologischen Parameter entsprechen der Lithium-Eisenphosphat-Technologie. In der Wirtschaftlichkeitsanalyse soll man für den gegebenen Lastgang zunächst die Spike-to-Battery Ratio für verschiedene Leistungen des BSS mit einer gewünschten Lade- und

Entladedauer berechnen und anschließend die entsprechenden Threshold Ratios. Daraus leitet man den Zusammenhang zwischen der Kapazität und der Threshold Ratio ab. Des Weiteren entwickelt man aus der ökonomischen Untersuchung die Vorhersage für den Zusammenhang zwischen den Erlösen und der Threshold Ratio für den gegebenen Preis der Leistungsspitze sowie die gegebene Lade- und Entladedauer. Aus der Korrelation beider Zusammenhänge kann für die Relation zwischen den Erlösen und der Kapazität für die gegebenen Parameter eine Prognose abgeleitet werden.

Tiemann et al. [2020] untersuchen den Einsatz von BSS als Alternative zum DSM zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte bei Unternehmen im Industrie- und Nichtwohngebäudesektor. Drei Technologien werden dabei verglichen: die Li-Ionen, die Redox-Flow und die Pb-Säure-Technologie. Für die Analyse werden die Jahreslastgänge in 15-minütiger Auflösung für das Jahr 2016 von über 5.300 Unternehmen herangezogen sowie die dazugehörigen Informationen der ÜNB zu der Anschlussebene, den Strompreisen und Hochlastzeitfenstern. Folgende Möglichkeiten bzw. Betriebsstrategien zur Reduktion des Netznutzungsentgelts durch den Einsatz von BSS werden untersucht: LSK, atypische Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV) sowie das individuelle Netznutzungsentgelt für sog. stromintensive Verbraucher (mit mind. 10 GWh/a) bei einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7000 h (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV). Für die Untersuchung stellen Tiemann et al. [2020] ein Speichermodell auf und formulieren die Speicherdimensionierung als Optimierungsproblem, innerhalb dessen die Amortisationsdauer des BSS bei der jeweiligen Betriebsstrategie minimiert werden soll. Die Berechnung der Amortisationsdauer erfolgt dynamisch unter Berücksichtigung von Anschaffungsauszahlungen für ein BSS, betriebsbedingten Auszahlungen aufgrund der Energieverluste des BSS sowie von Einzahlungen aufgrund der Einsparungen, die je nach Betriebsstrategie erzielt werden.

Die Autoren stellen fest, dass sich bei einem Teil der Unternehmen der Einsatz von Li-Ionen-BSS zur LSK unter aktuellen Preisbedingungen innerhalb der Nutzungsdauer amortisiert. In diesem Falle reichen meistens Kapazitäten von weniger als 600 kWh aus, womit die maximale Leistung um ca. 10 % reduziert werden kann. In einigen Fällen ist die LSK von bis zu 40 % ebenfalls wirtschaftlich. Tiemann et al. [2020] identifizieren zudem einen Zusammenhang zwischen der minimal möglichen Amortisationsdauer und dem Leistungspreis des Netznutzungsentgelts und stellen hierfür eine entsprechende Funktionsgleichung auf. Demnach soll der Lastgang keinen Einfluss auf die minimal mögliche Amortisationsdauer des BSS haben, sondern nur der Leistungspreis (vorausgesetzt die Preise und Kalkulationszinssatz sind fix und die maximale spezifische Entladeleistung des BSS ist bekannt). Für die Nutzungsdauer der BSS ist laut den Untersuchungen die kalendarische Lebensdauer entscheidend, denn die Anzahl an erreichten äquivalenten Vollzyklen ist verhältnismäßig gering. Eine weitere Feststellung der Autoren lautet, dass das Verhältnis zwischen dem Leistungslimit und der zu seiner Einhaltung erforderlichen Kapazität das Leistungslimit bestimmt, bei welchem die geringste Amortisationsdauer erzielt wird. Hierfür soll dieses Verhältnis der maximalen spezifischen Entladeleistung der eingesetzten Batterietechnologie gegenübergestellt werden. Die kürzesten Amortisationsdauern werden bei möglichst hoher Reduktion des Netzbezugs erreicht, bei der das o. g. Verhältnis die maximale spezifische Entladeleistung nicht überschreitet. Des Weiteren steigt bei verhältnismäßig geringer Reduktion

des Netzbezugs die notwendige Kapazität proportional zur Reduktion, wohingegen bei mäßiger Reduktion ein überproportionaler Anstieg der notwendigen Kapazität zu beobachten ist. Bei 380 von den insgesamt über 5.300 Unternehmen der Studie sind zudem die Voraussetzungen für individuelles Netznutzungsentgelt nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV erfüllt. Davon ist bei 16 % der Einsatz von BSS zu diesem Zweck wirtschaftlich attraktiver als zur LSK. Von diesen 16 % zeigen drei Viertel kürzere Amortisationsdauern von BSS als deren Nutzungsdauer. Die benötigten Kapazitäten sind im Allgemeinen größer als bei der LSK, die Amortisationsdauer ist jedoch kürzer. Bei einigen Unternehmen haben sich die BSS bereits nach einem Jahr amortisiert. Demnach kann der Einsatz von BSS zur Reduzierung des Netznutzungsentgelts nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV eine attraktive Option für Verbraucher mit mindestens 10 GWh/a darstellen. In Bezug auf atypische Netznutzung erfüllen alle untersuchten Unternehmen die notwendigen Voraussetzungen und bei 28 % davon lohnt sich der Einsatz von BSS aufgrund relativ kurzer Amortisationsdauer. Dabei werden die kürzesten Amortisationsdauern bei BSS mit relativ geringen Kapazitäten erreicht mit folglich nur um wenige Prozent reduzierter maximaler Leistung innerhalb vorgegebener Hochlastzeitfenster. Die abschließende Sensitivitätsanalyse zeigt, dass von den drei untersuchten Technologien insbesondere die Li-Ionen-Technologie in der nächsten Dekade die attraktivste Option zur Reduzierung des Netznutzungsentgelts durch die LSK und die atypische Netznutzung darstellt. Für stromintensive Verbraucher kann hingegen der Einsatz von Pb-Säure-BSS wirtschaftlich attraktiver sein.

Zusammenfassend lässt sich zunächst auf eine Vielzahl verschiedener Stromtarife sowie Abrechnungsschemata hinweisen, die in der bisherigen Forschung über den Einsatz von BSS zur LSK sowie Lastverschiebung genannt werden. Darunter fallen bspw. verschiedene TOU-Stromtarife [Leadbetter und Swan, 2012; Zheng et al., 2015; Telaretti et al., 2016; Telaretti und Dusonchet, 2016a,b] sowie Tarife mit jahres- oder monatsweiser Abrechnung des maximalen Netzbezugs [Lombardi und Schwabe, 2017; Möller et al., 2017; Martins et al., 2018; Tiemann et al., 2020]. Ebenso wird eine breite Skala von Gebäudenutzungen betrachtet, mit Wohngebäuden [Leadbetter und Swan, 2012; Zheng et al., 2015], Nichtwohngebäuden des GHD-Sektors und anderer Sektoren sowie Industriebauten [Lombardi und Schwabe, 2017; Martins et al., 2018].

Zur Dimensionierung von BSS kommen in der bisherigen Forschung überwiegend Methoden der linearen Optimierung zum Einsatz. Die Optimierungsaufgaben nehmen dabei Bezug auf betriebswirtschaftliche Kennzahlen wie den Kapitalwert oder die Amortisationsdauer [Lombardi und Schwabe, 2017; Tiemann et al., 2020] sowie auf Stromkosten [Fisher et al., 2018; Möller et al., 2017; Martins et al., 2018] oder direkt auf die Kapazität des BSS [Lu et al., 2014]. Im Übrigen wird die optimale Größe des BSS ebenfalls mithilfe iterativer Simulation unter Variation des Leistungslimits und/oder der maximalen Leistung und Kapazität des BSS ermittelt [Zheng et al., 2015; Leadbetter und Swan, 2012; Chua et al., 2016; Oudalov et al., 2007]. Die für die Dimensionierung aufgestellten Speichermodelle unterscheiden sich v. a. in ihrer Komplexität, bedingt durch die Anzahl an berücksichtigten technologischen Parametern. Lebensdauerbetrachtungen können ebenfalls unterschiedlich komplex ausfallen. Das einfachere Lebensdauermodell basiert üblicherweise auf Ermittlung der Anzahl an erreichten äquivalenten Vollzyklen während der Nutzungsdauer über den jährlichen Energiedurchsatz des BSS. Einige Arbeiten betrachten

zudem die jährliche Minderung der Kapazität des BSS in Korrelation mit der Zyklenzahl und der Zeit. Die Letztere kann über die fixe Degradationsrate [Lombardi und Schwabe, 2017] oder als Funktion des Ladegrads, der Temperatur und der Zeit berücksichtigt werden [Martins et al., 2018].

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in Bezug auf den Einsatz von BSS zur LSK stützen sich meist auf Methoden der dynamischen Investitionsrechnung. Im Fokus steht dabei der finanzielle Ausgleich der Investitionsauszahlung für ein BSS durch aufgrund der LSK erzielten Auszahlungseinsparungen für den Strombezug. Eine wesentliche Erkenntnis hier ist, dass die Höhe des Leistungspreises die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von BSS zur LSK stark beeinflusst [Tiemann et al., 2020; Möller et al., 2017]. Einige Forscher verweisen auf die Möglichkeit zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit von BSS bei der LSK durch das Sharing-Modell, d. h. durch die Freigabe von BSS für weitere Anwendungen bzw. Nutzer [Lombardi und Schwabe, 2017; Martins et al., 2018]. Hierdurch kann ebenfalls eine bessere Ausschöpfung der zyklischen Lebensdauer der Batterie erzielt werden, denn beim Einsatz von BSS ausschließlich zur LSK soll dessen Zyklisierung relativ gering sein [Martins et al., 2018; Tiemann et al., 2020; Möller et al., 2017]. Aus der Vielzahl der untersuchten Stromspeicher-Technologien kommen mit Blick auf die LSK in den letzten Jahren besonders die Pb-Säure, die Redox-Flow- und die Li-Ionen-Technologie immer mehr in den Fokus der Forschung. Die Li-Ionen-BSS erweisen sich unter derzeitigen preislichen Bedingungen meistens als wirtschaftlich attraktiver. Angesichts der prognostizierten Reduktion der Anschaffungspreise ist für Li-Ionen-BSS in dieser Anwendung eine Amortisationsdauer von unter 5 Jahren zu erwarten [Tiemann et al., 2020].

## 1.5.2 Netzdienlichkeit

Der Begriff „Netzdienlichkeit“ wird je nach Fachgebiet unterschiedlich definiert und interpretiert. Alle Definitionen und Interpretationen gehen von einem gemeinsamen Hintergrund aus – den Herausforderungen für das Stromnetz, die der intensive Ausbau volatiler Stromerzeugung mit sich bringt. Von sämtlichen Akteuren im Energiesystem wird zunehmend erwartet, zur Integration von fluktuierendem Strom aktiv beizutragen und eigenes Verhalten dahingehend anzupassen.

In diesem Zusammenhang definieren bspw. Sterner et al. [2015] eine klare Differenz zwischen den Begriffen Netzdienlichkeit, Netzverträglichkeit, Systemverträglichkeit und Systemdienlichkeit. Im Unterschied zu den Begriffen Netzverträglichkeit und Systemverträglichkeit, die über die Einhaltung von Mindestanforderungen für den zuverlässigen und sicheren Betrieb des Netz- oder Energieversorgungssystems definiert werden, verstehen sie unter Netzdienlichkeit einen aktiven Beitrag zum stabilen Netzbetrieb. Als Beispiele werden an der Stelle die Erbringung von Systemdienstleistungen oder die Wirkleistungsreduzierung bei Überfrequenz genannt. Der Begriff Systemdienlichkeit wird noch weiter gefasst und impliziert den aktiven Beitrag zur Flexibilisierung des Energieversorgungssystems (z. B. über Sektorkopplung). In [dena, 2017] werden netzdienliche Anwendungen als jene definiert, die v. a. den Netzausbau eindämmen. Beispiele hierfür sind die Spannungshaltung, das Engpassmanagement sowie die Schwarzstartfähigkeit. Die Erbringung

der Regelleistung wird im Unterschied zu [Sternier et al., 2015] zusammen mit bspw. Spotmarkt-Trading und dem Bilanzkreismanagement marktorientierten Anwendungen zugeordnet. Müller et al. [2017] sehen Netzdienlichkeit in der Verhinderung von Netzengpässen und nehmen dabei Bezug auf einige Führungsgrößen für elektrische Verteilnetze wie bspw. die Netzkapazität.

Kalz et al. [2018]; Kalz und Klein [2017] betonen, dass Netzdienlichkeit je nach Bilanzgrenze und Zielsetzung aus unterschiedlichen, z. T. kontroversen Blickwinkeln definiert werden kann. Entscheidend ist die Deckung der Stromnachfrage jederzeit und zu minimalen volkswirtschaftlichen Kosten. Im Einzelfall kann es daher angemessener erscheinen, die lokale Last maximal über die lokale Erzeugung zu decken oder an diese anzupassen. Netzdienliches Verhalten kann auch über den Strombezug vorwiegend zu Zeiten minimaler Marginalkosten der Stromerzeugung definiert werden. Die Zielsetzung dabei ist, die Markteffizienz der Stromversorgung zu maximieren. Als weitere Zielsetzungen nennen Kalz und Klein [2017] die Reduktion von Netzengpässen sowie die Regelleistungsbereitstellung.

*In dieser Dissertation* wird die Netzdienlichkeit von Gebäuden aus Perspektive der Energiemärkte nach Klein [2017] sowie Kalz und Klein [2017, S. 107ff.] betrachtet. Demnach trägt netzdienliches Verhalten intensiv zur Integration von volatilen Strom in die Energiemärkte bei, indem es sich an die erneuerbare Stromerzeugung flexibel anpasst (oder an sie angepasst ist). Dieser Ansatz zur Bewertung der Netzdienlichkeit wurde im Rahmen des Projektes „Netzreaktive Gebäude“ (Förderkennzeichen 03ET1111A/B) am Fraunhofer ISE erarbeitet.

In Bezug auf die bereits erfolgten Untersuchungen zu diesem Thema ist an erster Stelle die umfangreiche Arbeit von Klein [2017] zu erwähnen, die zum Teil die Ergebnisse aus Klein et al. [2016], Kalz und Klein [2017] sowie Klein et al. [2017] zusammenfasst. Die Arbeit fokussiert die Analyse des Flexibilisierungspotenzials heutiger Gebäudeenergiesysteme. Der Kontext bezieht sich v. a. auf die zeitliche Anpassung des Strombezuges an die Stromerzeugung auf nationaler Ebene unter Beachtung eines variablen Netzsignals. Als Netzsignal können je nach Zielsetzung und Bilanzgrenze der Analyse bspw. der EEX Day-Ahead-Strompreis, der (nichterneuerbare) kumulierte Energieverbrauch, die Residuallast oder der Anteil von Wind- und PV-Strom im Strommix herangezogen werden.

Einer der Schwerpunkte der Arbeit liegt in der Ermittlung des Status quo bezüglich der Netzdienlichkeit heutiger gebäudetechnischer Anlagen. Hierfür wird das Betriebsverhalten von 8 Wärmepumpen und 4 Kompressionskältemaschinen in Bürogebäuden, 3 KWK-Anlagen in Mehrfamilienhäusern und 37 Wärmepumpen in Einfamilienhäusern auf Basis von Messdaten (Profile für Strombezug und Stromerzeugung) analysiert. Die elektrischen Nennleistungen der Anlagen liegen zwischen 4,5 kW und 84,5 kW. Die Ergebnisse zeigen, dass die untersuchten Anlagen im Durchschnitt netzneutral bis leicht netzadvers in Bezug auf die betrachteten Netzsignale betrieben werden.<sup>1</sup> Dabei zeigen die Wärmepumpen ein netzdienlicheres Verhalten in Bezug auf die Residuallast, welche den nächtlichen Strombezug präferiert als in Bezug auf den Anteil von Wind- und PV-Strom im Strommix, für welchen der Strombezug gegen Mittag von Vorteil ist. Das Gegenteil gilt für Kompressionskältemaschinen.

---

<sup>1</sup>Folgende Netzsignale wurden untersucht: Residuallast, Anteil von Wind- und PV-Strom im Strommix.



Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeit bezieht sich auf die Quantifizierung des Potenzials zur Erhöhung der Netzdienlichkeit von Gebäudeenergiesystemen am Beispiel eines Modells für Bürogebäude. Es werden zwei Varianten der Energieversorgung des Bürogebäudes betrachtet. Die erste Variante basiert auf einer reversiblen Erdsonden-Wärmepumpe zur Kälte- und Wärmebereitstellung sowie einem gasbefeuerten Spitzenlastkessel und einer PV-Anlage zur Stromversorgung. Die zweite Variante nutzt ein gasbefeuertes BHKW zur Strom- und Wärmebereitstellung, einen gasbefeuerten Spitzenlastkessel sowie eine Kompressionskältemaschine zur Kältebereitstellung und eine PV-Anlage zur Stromversorgung. Folgende Optionen zur Erhöhung der Netzdienlichkeit werden betrachtet: Batterie, Gebäudemasse und Wasserspeicher als thermische Speicher sowie Fuel-Switch bei den Wärmeerzeugern (hier zwei Optionen: Switch entweder zwischen der Wärmepumpe und dem Spitzenlastkessel oder zwischen dem BHKW und dem Spitzenlastkessel). Die dargestellten Optionen werden hinsichtlich ihrer Effektivität bei der Erhöhung der Netzdienlichkeit der Wärme- und Kälteversorgung sowie bezogen auf Änderungen in der Effizienz hinsichtlich des Endenergieverbrauchs und des nichterneuerbaren kumulierten Energieverbrauchs verglichen. Als Netzsignal wird ein in der Arbeit prognostiziertes Profil der Residuallast für das Jahr 2023 verwendet.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich mit allen untersuchten Optionen eine Verbesserung der Netzdienlichkeit des Betriebs der untersuchten Energieversorgungssysteme erreichen lässt. Die erzielte Effektivität und Effizienz des Einsatzes der einen oder der anderen Option hängen dabei von der Art der Wärmeerzeugung ab. Batterien und Gebäudemasse stellen sich als eine hocheffektive Option bei beiden Energieversorgungssystemen heraus. Die Effektivität bei der Erhöhung der Netzdienlichkeit mithilfe der Batterien korrespondiert nahezu linear mit deren Kapazität. Für die Verwendung der Gebäudemasse sind im untersuchten Szenario neben Kenntnissen über das Nutzerverhalten präzise Last- und Wettervorhersagen notwendig, was die Praktikabilität dieser Option einschränken kann. Wasserspeicher sind effektiv beim Einsatz zur Verbesserung der Netzdienlichkeit, beeinträchtigen dabei aber stark die Effizienz der Wärmepumpe und der Kompressionskältemaschine und führen bei der BHKW-Variante zum erhöhten Teillastbetrieb. Fuel-Switch zeigt sich effektiv bei der BHKW-basierten Variante der Energieversorgung. Jedoch ist dies größtenteils durch Eigenschaften des eingesetzten Netzsignals bedingt (Residuallast). Bei der wärmepumpenbasierten Variante ist der Einsatz von Fuel-Switch wenig effektiv und mit hohem Mehrverbrauch verbunden. Insgesamt kann die Last beim Energieversorgungskonzept auf Basis des BHKW mithilfe der soeben dargestellten Optionen meistens effizienter verschoben werden als beim wärmepumpenbasierten Konzept.

Im Rahmen einer abschließenden Wirtschaftlichkeitsanalyse stellt der Autor fest, dass ein netzdienlicher Betrieb von Energieversorgungssystemen unter derzeitigen Marktbedingungen (Stand 2015) nicht wirtschaftlich ist. Ein wirtschaftlicher Vorteil könnte sich ergeben, falls die relative Variabilität der Strompreise für Endkunden siebenmal höher ist als die des Börsenstrompreises im Jahre 2015.

## 1.6 Stand der Technik und Praxis

Laut der Studie der International Renewable Energy Agency [IRENA, 2017] betrug im Jahre 2017 die weltweit installierte Gesamtleistung von Energiespeichern ca. 176 GW.<sup>1</sup> 1,9 % davon entfallen auf thermische Energiespeicher und 98 % auf Stromspeicher, darunter 96 % Pumpspeicher, 1,1 % elektrochemische und 0,9 % mechanische Speicher. Mit insgesamt 48 % zählen China, Japan und die USA zu den weltweiten Vorreitern in Bezug auf die installierte Speicherleistung. Deutschland nimmt hierbei mit ca. 7,6 GW den 4. Platz ein.

78 % der installierten Gesamtleistung von elektrochemischen Speichern entfallen auf vier Länder: die USA, Südkorea, Japan und Deutschland. In Deutschland sind laut [IRENA, 2017] ca. 152 MW bis 162 MW im Jahre 2017 im Einsatz<sup>2</sup> und weitere 122 MW (davon 92 MW auf Basis der Li-Ionen-Technologie) in Bau, in Auftrag gegeben oder für die nächsten Jahre angekündigt.

In kleinen bis mittelgroßen stationären Anwendungen sind die elektrochemischen Speicher derzeit v. a. durch die Pb- und Li-Ionen-Technologie vertreten. Im Bereich von PV-BSS beträgt momentan das Verhältnis der in Deutschland verkauften Li-Ionen-Batterien zu Pb-Batterien 70 % zu 30 % [Thielmann et al., 2015]. Bei dieser Speicherart wird die Pb-Technologie mit über 100 Jahren am längsten eingesetzt und gilt als ausgereift [Graulich et al., 2018]. Weitere Vorteile bestehen v. a. in den geringen Investitionskosten (vgl. Tabelle 1.2), einer sehr guten Recyclingrate sowie einer hohen Recyclingeffizienz (in Deutschland ca. 81 % für das Jahr 2018) [Sauer, 2013; Umweltbundesamt, 2019]. Nachteile der Technologie liegen v. a. in der relativ geringen Energiedichte, dementsprechend größerem Platzbedarf sowie der Notwendigkeit einer Belüftung des Aufstellungsraums aufgrund der Ausgasung. Da die Pb-Technologie ausgereift ist, ist hier künftig nicht von bedeutenden Weiterentwicklungen auszugehen. Eine leichte Erhöhung der Lebensdauer und Energiedichte sowie eine weitere Senkung der Investitionskosten sind künftig jedoch noch zu erwarten. Die Pb-Technologie bleibt daher auch mittelfristig für stationäre Anwendungen noch konkurrenzfähig [Fuchs et al., 2012].

Verglichen mit der Pb-Technologie ist die Li-Ionen-Technologie mit ihrer Einführung in den Markt Anfang der 90er Jahre (als wiederaufladbare Batterie) erst relativ kurz im Einsatz. Sie vereint verschiedene Materialkombinationen in Bezug auf Elektroden sowie verschiedene Elektrolyt-Zusammensetzungen und bietet deshalb eine gewisse Variabilität hinsichtlich der technologischen Eigenschaften, wie bspw. der Zyklfestigkeit sowie der Energie- und Leistungsdichte. Auch in Bezug auf Sicherheit bzw. Gefahr einer Überhitzung der Batterie gibt es hier gewisse Unterschiede. (vgl. Jülch et al. [2017]; Sauer [2013])

Vorteile der Li-Ionen-Technologie sind v. a. eine geringe Selbstentladerate, ein hoher Wirkungsgrad sowie eine hohe Energiedichte. Letztere ist bei räumlich eingeschränkten Anwendungen

<sup>1</sup>Die weltweit installierte Speicherkapazität in der Elektromobilität, die in dieser Statistik nicht enthalten ist, belief sich laut IRENA [2017] zum Ende 2016 auf 40 bis 60 GWh.

<sup>2</sup>Im Unterschied hierzu schätzt der BVES zum Jahr 2017 die installierte Leistung von Großbatteriespeichern in Deutschland auf 178 MW und von Heimbatteriespeichern auf 280 MW [BVES, TEAM CONSULT, 2018]. Dies widerspricht den Angaben des Fraunhofer IEE in „Barometer der Energiewende“, das die installierte Leistung von stationären Batteriespeichern zum Jahr 2017 auf 0,8 GW beziffert [Fraunhofer IEE, 2020].

(bspw. in der Elektromobilität oder auf beengten technischen Flächen) von besonderem Vorteil. Nachteilig bzw. einschränkend sind dagegen derzeit die hohen Investitionskosten und die Brandgefahr der Batterie aufgrund von Überhitzung oder durch mechanische Einflüsse [Fleischhammer und Döring, 2013].

Angesichts der großen Nachfrage insbesondere aus dem Bereich der Elektromobilität ist mittel- und langfristig mit Fortschritten in Bezug auf die Weiterentwicklung der technologischen Eigenschaften von Li-Ionen-Batterien zu rechnen. Hierbei werden v. a. eine weitere Erhöhung der Energiedichte, Lebensdauer und Sicherheit sowie eine Kostenreduktion erwartet. Bei dieser Technologie besteht daher künftig ein großes Potenzial, sich auf dem Bereich der kleinen bis mittelgroßen stationären Anwendungen gegenüber anderen elektrochemischen Technologien durchzusetzen. (vgl. Thielmann et al. [2015]; Mahnke et al. [2014])

**Tabelle 1.2:** Überblick über die aktuellen und zu erwartenden technologiespezifischen Parameterwerte für die ausgewählten Batterietechnologien.

Parameter nach Technologie	Technologie							
	Li-Ionen		Pb-Säure		Redox-Flow		NaS	
	heute	2030	heute	2030	heute	2030	heute	2030
Gesamtwirkungsgrad [%]	90–97	k. A.	74–89	k. A.	70–79	75–85 <sup>4</sup>	68–75	78–83
Selbstentladegrate [%/Tag]	0,008–0,041	k. A.	0,17	0,05–0,2	0,3	0,05–0,2	10	5–10 <sup>4</sup>
Kalendarische Lebensdauer [Jahre]	15	10–30	10	10–20	17,5	15–25	15–20	20–30
Zyklische Lebensdauer [Tausend Zyklen]	0,4–6	3–10	0,2–1,5	1,5–5	7–15	über 10 <sup>4</sup>	5–10	5–10
Energiedichte (volumetrisch) [kWh/m <sup>3</sup> ]	190–375	250–550	25–65	bis 130	20–60	100	150–250	150–250 <sup>4</sup>
Kapazitätsbezogener Anschaffungspreis [Euro/kWh]	170–600	150–300	90–355	50–80	250–700	70–150	500–700	80–150
Leistungsbezogener Anschaffungspreis [Euro/kW]	170–600	35–65	200–490	35–65	710–1.790	600–1.000	150–200	35–65
Quelle	[1] <sup>1</sup>	[2] <sup>2</sup>	[1] <sup>1</sup>	[2] <sup>2</sup>	[1] <sup>1</sup>	[2] <sup>2</sup>	[3] <sup>3</sup>	[3] <sup>3</sup>

Seit den 70er Jahren wird zudem an der weiteren Technologie entwickelt und geforscht, deren besondere Eigenschaft darin besteht, die Leistung und Kapazität der Batterie unabhängig

<sup>1</sup>[Sterner und Thema, 2017]

<sup>2</sup>[Mahnke et al., 2014]

<sup>3</sup>[Fuchs et al., 2012]

<sup>4</sup>Abweichend zu anderen Einträgen in dieser Spalte gilt hier Sauer [2013] als Datenquelle.

voneinander skalieren zu können. Bei der Redox-Flow-Batterie bestimmt die Menge des in den separaten Tanks gelagerten Elektrolyten deren Kapazität, während deren maximale Leistung durch die Größe des Reaktors bestimmt wird. Vom Aufbau her ähnelt eine Redox-Flow-Batterie einer Brennstoffzelle, kann aber wie ein Akkumulator wiederaufgeladen werden. Zu Vorteilen der Technologie zählen v. a. die sehr hohe Lebensdauer (vgl. Tabelle 1.2), die soeben genannte unabhängige Skalierbarkeit sowie gute Umweltverträglichkeit. Für stationäre Anwendungen besonders relevante Nachteile bestehen in einer wie bei der Pb-Technologie vergleichbar geringen Energiedichte sowie derzeit hohen Installationskosten. Aus diesem Grund eignet sich die Redox-Flow-Technologie eher zur Anwendung in einem großformatigen stationären Bereich, bspw. zur Unterstützung der Einspeisung aus Windparks oder zur Erbringung von Systemdienstleistungen. (vgl. Stadler et al. [2017]) Künftig kann bei der Redox-Flow-Technologie von einer erheblichen Kostenreduktion und moderaten Erhöhung der Energiedichte ausgegangen werden. Ob dies für einen sinnvollen Einsatz bei kleinen bis mittelgroßen stationären Anwendungen ausreicht, ist derzeit kaum einzuschätzen. (vgl. Thielmann et al. [2015])

Auch der Einsatz der nachfolgend genannten Technologien ist aus technischer Sicht in den für die vorliegende Arbeit relevanten stationären Anwendungen prinzipiell denkbar. Die entsprechenden technologischen Nachteile schmälern jedoch meistens den Anwendungskorridor. Zum Beispiel weisen Hochtemperaturbatterien (bspw. NaS, NaNiCl) im Stillstand hohe Selbstentladeraten auf (10–15 %/Tag). NiCd-Batterien werden trotz ihrer Robustheit aufgrund der Verwendung von Cadmium immer weniger eingesetzt [Sauer, 2013].

Wie bereits erwähnt werden derzeit immer mehr dezentrale Li-Ionen- sowie Pb-Säure-BSS in Kombination mit PV-Anlagen zur Eigenverbrauchsoptimierung in Deutschland eingesetzt. Ab dem Jahr 2021 dürfte mit dem Auslaufen der EEG-Vergütung für viele ältere bzw. vor dem Jahr 2001 in Betrieb genommene Stromerzeugungsanlagen die Zwischenspeicherung von selbst-erzeugtem Strom für den späteren Verbrauch deutlich attraktiver werden. Andernfalls muss der überschüssige Strom vermarktet, an Dritte geliefert oder anderweitig vermittelt werden. In den Jahren danach kommen auch weitere Stromerzeugungsanlagen dazu. (vgl. BMWi [2017])

Außerdem werden immer mehr zentrale Großbatteriespeicher unmittelbar im Stromnetz mit Fokus auf der Bereitstellung verschiedenster Systemdienstleistungen sowie für den Erzeugungsausgleich eingesetzt. Li-Ionen-Großbatterien befinden sich bspw. in Schwerin („WEMAG/Younicos“, 10 MW, Primärregelleistung), in Schleswig-Holstein („Eneco/Mitsubishi“, 48 MW, Primärregelleistung), in Hornsdale, Südaustralien, („Tesla/Neoen“, 100 MW, Regelleistung). Weitere Beispiele sind der Pb-Säure-Großbatteriespeicher in Brandenburg („Belectric“, 1,6 MW, Primärregelleistung) sowie ein Hybrid-Großbatteriespeicher in Nordrhein-Westfalen auf Basis der Li-Ionen- und Pb-Säure-Technologie („Hoppecke“, 1,5 MW Gesamtleistung, Netzstabilisierung). (vgl. pv magazine Deutschland [2020])

Großformatige NaS-Batterien werden bspw. in Buzen, Japan, („NGK INSULATORS“, 50 MW, Netzstabilisierung), in Berlin-Adlershof („NGK INSULATORS“, 1 MW, Netzstabilisierung) sowie in Varel („NGK INSULATORS“, 4 MW, Erzeugungsausgleich) eingesetzt. (vgl. NGK INSULATORS, LTD. [2020]; Stenzel et al. [2019])

Des Weiteren wird eine 2 MW große Redox-Flow-Batterie in Donegal, Irland, zur Unterstützung der Einspeisung aus einem Windpark eingesetzt. Ein weiteres Beispiel stellt die 250 kW-Redox-Flow-Großbatterie in Utah, USA, dar, die zum Ausgleich von Lastspitzen im Versorgungsnetz eingesetzt wird. (vgl. Stadler et al. [2017])

Während der Ausgleich von Lastspitzen mithilfe von zentralen BSS im Stromnetz zweifellos zur Netzstabilität aktiv beitragen kann, geraten die in Deutschland existierenden Anreize zur zeitlichen Anpassung der Leistungsaufnahme bei Endkunden bzw. Großverbrauchern (bspw. durch die Lastverschiebung oder LSK) zunehmend in die Kritik. Diese Anreize sind derzeit v. a. durch § 19 der Stromnetzentgeltverordnung (vgl. StromNEV [2005]) bei einigen der sog. „Sonderformen der Netznutzung“ gegeben.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hinterfragt in einem Diskussionspapier die Aktualität und Angemessenheit der Regelungen zu individuellen Netznutzungsentgelten nach § 19 Abs. 2 Satz 1 für sog. „atypische Netznutzung“. Argumentiert wird damit, dass in manchen Regionen die netzdimensionierende Wirkung der Einspeise- und nicht der Entnahmeleistung vorliegt. Der Anreiz, die maximale Entnahmeleistung zu reduzieren, sei demnach mindestens sinnlos und schlimmstenfalls netzadvers. Die BNetzA schlägt deshalb vor, die Regelung zu flexibilisieren, indem die Angaben zu Hochlastzeitfenstern für atypische Netznutzung ausgehend von der Belastung im Netz und kurzfristig anstatt einmal jährlich anzupassen. Hinterfragt wird im Diskussionspapier ebenfalls § 19 Abs. 2 Satz 2 für sog. „stromintensive Letztverbraucher“. Der Hauptkritikpunkt hier ist, dass in Zeiten von starker Volatilität geprägter Stromerzeugung die Belohnung einer gleichmäßig hohen Entnahmeleistung, welche diese Regelung impliziert, nicht mehr gerechtfertigt ist. Die BNetzA fordert dazu auf, die Netznutzungsentgelte künftig stärker an Netzdienlichkeit anzubinden. Ein nach den Knappheiten im Netz bemessenes Netznutzungsentgelt könne bspw. in Form eines Netzsignals an Endkunden weitergegeben werden. Zusätzlich wäre ein Preissignal des Strommarktes zur Sicherstellung der Markteffizienz der Stromversorgung denkbar. (vgl. BNetzA [2017])

Die Deutsche Energie-Agentur (dena) führt in [dena, 2018] ebenfalls einige Vorschläge auf, die sich auf die Anpassung der existierenden Netzentgeltsystematik zur Förderung des netzdienlichen Verhaltens stützen. Nach Auffassung der dena sollte bei einem netzdienlicheren Verhalten keineswegs ein höheres Netznutzungsentgelt zum Tragen kommen. Des Weiteren kommt auch von der dena der Vorschlag, den Netzbetreibern die Möglichkeit einzuräumen, die Hochlastzeitfenster für Endkunden im Sinne von § 19 Abs. 2 Satz 1 kurzfristig zurückzunehmen bzw. zu flexibilisieren, um tatsächliche Belastungen im Netz effizienter berücksichtigen zu können. Als weitere Maßnahme sei die Verknüpfung von Marktpreissignal und Netzdienlichkeit denkbar. Wie in [BNetzA, 2017] wird hier die Mitberücksichtigung der Ressource Netz über ein entsprechendes Netzzustandssignal als zwingend notwendig erachtet. Unter den weiteren Vorschlägen sind im Ergebnispapier zu finden: Einführung von sog. „EE-Zeitfenstern“ bei hoher EE-Einspeisung, in denen für Endverbraucher kein höheres Netznutzungsentgelt für Mehrverbrauch anfällt; Mitberücksichtigung der Netzanschlusskapazität des Endkunden bei der Berechnung seines Netznutzungsentgelts; Erweiterung der Teilnahmebedingungen zur gezielten Abschaltung von Industrieverbrauchern im Sinne der AbLaV, um die Anzahl der Teilnehmer zu erhöhen etc.

Einige der soeben aufgeführten Ansätze könnten sich künftig als direkte finanzielle Anreize zur Entwicklung eines netzdienlicheren Verhaltens durchsetzen. Einen ganz anderen Ansatz, um netzdienliches Verhalten zu belohnen, bietet bereits jetzt die Deutsche Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen (DGNB): Netzdienliche Lösungen in Gebäuden, wie Bereitstellung von Speicherkapazitäten und Nutzung von integriertem Energie- und Lastmanagement können über „Circular Economy Boni“ bei der DGNB-Zertifizierung geltend gemacht werden [DGNB, 2018a]. Des Weiteren hat die DGNB 2018 ein Statement zum zukünftigen Gebäudeenergiegesetz (GEG) abgegeben, worin die Einhaltung eines bestimmten Niveaus an Netzdienlichkeit bei Gebäuden empfohlen wird. Die Bewertung der Netzdienlichkeit soll dabei auf Basis der Kennzahl „Grid Support Coefficient“ (*GSC*) erfolgen, mit dem Strompreis als netzbasierte Größe [DGNB, 2018b]. Diese Methode wird auch in der vorliegenden Arbeit zur Bewertung der Netzdienlichkeit von Gebäuden herangezogen (vgl. Kapitel 3.4.1).

## 2 Grundlagen

### 2.1 Elektrizitätsmarkt in Deutschland

Neben der im Jahr 2011 beschlossenen Energiewende zählt die 1998 begonnene Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes zu den Prozessen, die das heutige Stromversorgungssystem prägen. Zu Beginn der Liberalisierung war jedes der damals 9 Verbundunternehmen in Deutschland eigenständig für die Stromversorgung innerhalb der eigenen Regelzone verantwortlich. Die Genehmigung der allgemeinen Stromtarife fiel in die Zuständigkeit des Staates. Mit Beginn der Liberalisierung schlossen sich diese 9 Verbundunternehmen zu 4 Großunternehmen zusammen, deren Anteil an der öffentlichen Stromversorgung derzeit bei 60 %–70 % liegt. Der restliche benötigte Strom wird derzeit von einer Vielzahl öffentlicher und privater Anbieter bereitgestellt. (vgl. Schwab [2020a])

Die Strommarktliberalisierung in Deutschland begann mit der Aktualisierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) entsprechend der 1997 in Kraft getretenen ersten EU-Strombinnenmarkt-Richtlinie 96/92/EG für die schrittweise Öffnung des Elektrizitätsmarktes. Ziel war es, einen EU-weiten wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt zu realisieren. Von entscheidender Bedeutung waren dabei die Anforderungen des aktualisierten EnWG bezüglich der freien Wahl des Stromlieferanten innerhalb der EU und des offenen Netzzugangs für alle Strommarktteilnehmer. Für die Bereitstellung der Netze zur Durchleitung des Stroms waren ab dann die Netznutzungsentgelte an die Netzbetreiber zu entrichten. Zur Sicherstellung von Transparenz bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte wurde im Zuge der weiteren Aktualisierung des EnWG von 2005 eine staatliche Regulierungsbehörde gegründet (firmiert jetzt als Bundesnetzagentur). Eine weitere grundlegende Änderung betraf die Entflechtung der Funktionen Erzeugung, Übertragung und Vertrieb. (vgl. Schwab [2020a,c])

Die Teilnehmer eines liberalisierten Elektrizitätsmarktes lassen sich im Allgemeinen folgenden Gruppen zuordnen [Konstantin, 2017b,a; Schwab, 2020c]:

- *Netzbetreiber*, aufgeteilt in Übertragungsnetzbetreiber ÜNB (380-kV- und 220-kV-Spannungsebene) und Verteilnetzbetreiber VNB (alle nachgelagerten Spannungsebenen), sind für den Netzbetrieb zuständig. Ihnen obliegt die Stromübertragung und -verteilung sowie die Erbringung der Systemdienstleistungen Spannungshaltung, Betriebsführung und

Versorgungswiederaufbau. Die Verantwortung für die Frequenzhaltung teilen die ÜNB mit den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV).<sup>1</sup>

- *Stromerzeuger* sind Netznutzer, die den Strom produzieren und ihn an Stromhändler und Großabnehmer liefern.
- *Stromlieferanten* beschaffen den Strom und können, müssen aber nicht selbst Stromerzeuger sein.
- *Stromabnehmer* sind Netznutzer, die den Strom beziehen. Dies können bspw. Verteilerunternehmen oder Letztverbraucher<sup>2</sup> sein. Letztverbraucher werden in Grundversorgungskunden und Sondervertragskunden unterschieden. Die erstere Kategorie umfasst Kunden mit einem Stromverbrauch unter 10 MWh/a, bspw. private Haushalte. Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden Kategorien besteht in der Vertragsgestaltung zur Stromversorgung. Während die Grundversorgungskunden einen „All-inclusive-Vertrag“ zu allgemeinen Konditionen und Preisen sowohl für die Stromlieferung als auch für die Netznutzung erhalten, können die Sondervertragskunden i. d. R. die Konditionen zur Stromlieferung und ggf. zur Netznutzung individuell vereinbaren.
- *Stromhändler* kaufen und verkaufen elektrische Energie und können einem Versorgungsunternehmen angehören oder unabhängig sein. Für die Inanspruchnahme der Netze zur Stromdurchleitung werden ggf. Netznutzungsentgelte entrichtet.

## 2.2 Stromhandel

Stromhandel kann als Geschäftsbereich eines Versorgungsunternehmens betrieben werden mit dem Ziel, die eigene Stromerzeugung zu vermarkten oder eigene Kunden zu beliefern. Stromhandel kann ebenso als eigenständiges Geschäft zur Gewinnerzielung ausgeübt werden, ohne Kunden physikalisch mit Strom zu versorgen. Die gehandelte Strommenge kann somit vielfach größer sein als die Strommenge, die Letztverbraucher tatsächlich kaufen und physikalisch beziehen. (vgl. Schwab [2020a])

Generell wird zwischen Regelleistungsmärkten und Großhandelsmärkten unterschieden. Regelleistungsmärkte werden ausschließlich von den ÜNB zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen in Anspruch genommen. Sie unterscheiden sich anhand der gehandelten Regelleistungsprodukte in Primärregelleistungs-, Sekundärregelleistungs- und Minutenreservemärkte.<sup>3</sup> Der Stromgroßhandel differenziert sich in außerbörslichen und börslichen Handel. Der erstere wird als OTC<sup>4</sup>-Handel bezeichnet und sieht eine Abwicklung der Stromhandelsgeschäfte zwischen zwei Marktteilnehmern (bilateral) entweder direkt oder über eine webbasierte Maklerplattform vor.

<sup>1</sup>Bilanzkreise sind Einheiten des Elektrizitätsmarktes für die Planung und Bilanzierung der Ein- und Ausspeisungen und werden von den BKV geführt. Zu den typischen BKV gehören u. a. Stromhändler oder Stadtwerke. Die ÜNB koordinieren die angehörenden Bilanzkreise und veranlassen ggf. den Ausgleich der Abweichungen von der geplanten Leistungsbilanz über die Regelleistung.

<sup>2</sup>Letztverbraucher sind nach § 3 Nr. 25 EnWG jene Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen, vgl. EnWG [2005].

<sup>3</sup>Die drei Regelenergiearten unterscheiden sich in der Vorlaufzeit und der Dauer der Bereitstellung.

<sup>4</sup>Engl. „Over The Counter“.



Der Letztere erfolgt an Strombörsen und ausschließlich elektronisch. Das außerbörsliche Handelsvolumen ist um ein Vielfaches größer als das börsliche Handelsvolumen. Die Börsenpreise dienen für den außerbörslichen Handel jedoch oft als Referenz. (vgl. Schwab [2020c]) Großhandelsmärkte können entsprechend dem Lieferzeitpunkt in Termin-, Spot- und Intraday-Märkte unterschieden werden [Schwab, 2020c]:

- *Terminmärkte* dienen vornehmlich der Absicherung der Preisänderungsrisiken oder Spekulation. Der Lieferzeitpunkt kann dabei auch Jahre in der Zukunft liegen.
- *Day-Ahead-Märkte* ermöglichen den Handel mit physikalischen Stromlieferungen für den Folgetag.
- *Intraday-Märkte* ermöglichen den kurzfristigen Handel mit physikalischen Stromlieferungen für den aktuellen Tag. Diese Märkte werden v. a. von den BKV für den Ausgleich der Bilanzkreise in Anspruch genommen.

Der börsliche Handel in Deutschland wird v. a. über die 2002 gegründete Energiebörse „European Energy Exchange EEX“ realisiert. Hier sind alle drei soeben vorgestellten Marktformen vertreten, wobei die Day-Ahead- und Intraday-Börsengeschäfte auf dem sog. Spotmarkt der EEX stattfinden. 2018 wurden auf dem Strom-Spotmarkt der EEX insgesamt 576,6 TWh gehandelt, wovon 494,1 TWh auf den Day-Ahead- und 82,5 TWh auf den Intraday-Markt entfallen. Auf dem europäischen Strom-Terminmarkt der EEX betrug das Handelsvolumen 3.346,9 TWh.<sup>1</sup> Der Stromkonsum in Deutschland belief sich 2018 auf 513 TWh (vgl. Abbildung 1.1). Für die vorliegende Arbeit ist der Stromhandel im Spotmarkt bzw. im Day-Ahead-Markt der EEX besonders interessant, da der Day-Ahead-Strompreis als eine der stromnetzbasieren Größen zur Bewertung der Netzdienlichkeit der Untersuchungsgebäude herangezogen wird (zur Methodik vgl. Kapitel 3.4).

Betreiber des Strom-Spotmarktes der EEX ist seit 2009 die Europäische Strombörse EPEX Spot SE. Beliefert werden die Übertragungsnetze Deutschlands, Österreichs, Frankreichs und der Schweiz. Handelsebene ist die 380-kV- und die 220-kV-Spannungsebene. Der Handel an der EPEX Spot wird als Auktionshandel durchgeführt. Die „Day-Ahead-Auktion“ beginnt täglich um 12 Uhr mit der Veröffentlichung des Ergebnisses um 12:40 Uhr. Im Rahmen dieser Auktion wird der Preis für jede Stunde des darauf folgenden Tages festgelegt. Hierfür werden anhand der angenommenen Kauf- und Verkaufsgebote der Marktteilnehmer mit darin angegebenem Preislimit in Euro/MWh und Volumen in MWh eine aggregierte Nachfrage- und Angebotskurve für jede Stunde des darauf folgenden Tages gebildet. Sodann wird der Schnittpunkt der beiden Kurven ermittelt, der den sog. Gleichgewichtspreis oder Marktträumungspreis MCP (engl. „market clearing price“) sowie die gehandelte Menge für die jeweilige Stunde bestimmt. Von allen Geboten werden jene ausgeführt, die das angegebene Preislimit realisieren können, d. h. Bietergebote zum Preis kleiner oder gleich MCP sowie Nachfragegebote zum Preis größer oder gleich MCP. Der Abwicklungspreis für jede Stunde des Folgetages entspricht dem jeweiligen MCP. (vgl. Konstantin [2017a])

<sup>1</sup>Die Angaben entstammen der EEX Group NewsEEX Pressemitteilung, vgl. EEX AG [2019].

Für die Verkaufsgebote der teilnehmenden Bieter bzw. Stromerzeuger sind die Grenzkosten<sup>1</sup> ihrer Stromerzeugung maßgeblich. Die Angebotskurve wird somit nach den Grenzkosten der teilnehmenden Stromerzeuger aufsteigend sortiert. Diese Darstellungsform der Angebotsseite ist als Order of Merit bekannt, nach der Stromerzeuger ins Geschäft kommen, deren Grenzkosten unter dem MCP liegen. Da die Grenzkosten von Windkraft- und PV-Anlagen beinahe 0 Euro betragen, werden diese vorrangig eingesetzt und verdrängen folglich teurere konventionelle Kraftwerke aus dem Markt (Merit-Order-Effekt). Auf diese Weise sinken mit dem zunehmenden Einsatz Erneuerbarer Energien tendenziell die Großhandelspreise. (vgl. Schumacher und Würfel [2015a]; Schwab [2020b]) So wurden 2018 am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot insgesamt 134 Stunden negative Preise aufgezeichnet. 2019 war die Gesamtanzahl der Stunden negativer Preise auf 211 gewachsen.<sup>2</sup>

Vor dem Hintergrund des zunehmenden Anteils volatiler Stromerzeugung unter Verdrängung konventioneller Kraftwerke wird der Gewährleistung der Versorgungssicherheit immer höhere Bedeutung beigemessen. Unter den derzeit diskutierten Ansätzen, die auf diese Thematik eingehen, sind: Schaffung einer ausreichend dimensionierten Versorgungssicherheitsreserve (innerhalb oder/und außerhalb des Elektrizitätsmarktes), Flexibilisierung der Nachfrageseite am Strommarkt über geeignete Marktsignale, Anreize für den Einsatz verschiedener Flexibilitätsoptionen (Speicher, DSM etc.), Ausbau der Synergien mit Nachbarstaaten [Rendschmidt, 2017; Schumacher und Würfel, 2015a].

## 2.3 Strompreise in Deutschland

Seit der Abschaffung der Bundestarifordnung Elektrizität (BTOElt) 2007 benötigen die Versorgungsunternehmen keine Genehmigung der Allgemeinen Stromtarife (für private Haushalte, Landwirtschaft und Gewerbe) mehr. Es gilt letztendlich die Grundversorgungspflicht für eine bestimmte Gruppe der Letztverbraucher, solange kein Wechsel des Stromlieferanten bzw. Wechsel zum Sondertarif erfolgt. Die Versorgungsunternehmen sind seitdem bei der Preisgestaltung für alle Kundengruppen weniger eingeschränkt und können sich an der wettbewerblichen Situation orientieren. (vgl. Wilke [2001]; Schiffer [2019]) Preise für die Letztverbraucher setzen sich dabei im Allgemeinen aus folgenden Kategorien zusammen:

- *Großhandelsstrompreis*
- *Netznutzungsentgelt zzgl. Entgelt für Abrechnung und Messung*
- *Belastungen seitens des Staates: Abgaben, Steuern, Umlagen*
- *Margen im Stromvertrieb*

<sup>1</sup>Grenzkosten sind hier die Kosten der Produktion einer zusätzlichen Einheit elektrischer Energie. Sie werden maßgeblich durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt. Variable Kosten fallen nur dann an, wenn Strom erzeugt wird und setzen sich vorwiegend aus den Kosten für den Primärenergieeinsatz bzw. den Brennstoff (zum Großteil) und den Betriebskosten, wie bspw. den Instandhaltungskosten, zusätzlichen Personalkosten und ggf. den Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate zusammen. (vgl. Schwab [2020c]; Schumacher und Würfel [2015a])

<sup>2</sup>Daten entnommen der Informationsplattform SMARD, vgl. SMARD-Informationsplattform der BNetzA für Strommarktdaten [2020].

Für die Bildung der *Großhandelsstrompreise* sind die Preise der Angebots- und Nachfrageseite entscheidend (vgl. Kapitel 2.2). Die Verkaufsangebote der teilnehmenden Stromerzeuger werden dabei nach dem Merit-Order-Prinzip sortiert. Abhängig von der verfügbaren Übertragungskapazität zwischen dem deutschen Marktgebiet<sup>1</sup> und den benachbarten Marktgebieten kann die Höhe der Großhandelsstrompreise durch die Merit-Order für Deutschland oder für Zentralwesteuropa beeinflusst werden [Schiffer, 2019].

*Netznutzungsentgelte* werden zur Stromdurchleitung durch die Netze bzw. für die Benutzung der Netze an die Netzbetreiber entrichtet und unterliegen der Genehmigungs- und Veröffentlichungspflicht (vgl. EnWG [2005] entsprechend § 23a und § 23). Wie in Kapitel 2.1 erwähnt ist die BNetzA die zuständige Regulierungsbehörde. Die Ermittlung der Netznutzungsentgelte erfolgt in Abhängigkeit von der jeweiligen Netzebene. Die jährlichen Entgeltkosten der betrachteten Netzebene setzen sich aus den für diese Netzebene direkt anfallenden Kosten und den anteiligen Kosten der vorgelagerten Netzebenen<sup>2</sup> zusammen. Diese jährlichen Entgeltkosten dividiert durch die gleichzeitige Höchstlast der betrachteten Netzebene<sup>3</sup> ergeben deren spezifische Entgeltkosten. Abschließend werden diese Kosten anhand einer Gleichzeitigkeitsfunktion<sup>4</sup> zum Leistungs- und Arbeitspreis des Netznutzungsentgelts umgerechnet. Der Leistungspreis bezieht sich auf die Höchstlast (in kW) und der Arbeitspreis auf die bezogene Strommenge (in kWh) des Letztverbrauchers (mit RLM-Netzanschluss). Als Abrechnungszeitraum wird ein Zeitraum von einem Jahr oder einem Monat angeboten. Anders als bei RLM-Kunden setzt sich das Netznutzungsentgelt bei Kunden ohne Leistungsmessung<sup>5</sup> aus einem Arbeitspreis und ggf. einem Grundpreis zusammen. Als Abrechnungszeitraum gilt folglich ein Jahr. (vgl. Konstantin [2017b,a])

*Belastungen seitens des Staates* umfassen die Konzessionsabgabe, EEG-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage, KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, AbLaV-Umlage, Stromsteuer und Mehrwertsteuer [Schiffer, 2019].

Die staatlichen Belastungen tragen maßgeblich zur Höhe des Strompreises bei. Bei Haushaltss-

<sup>1</sup>Ein Marktgebiet wird durch einen einheitlichen Börsenstrompreis (MCP) gekennzeichnet. Synonyme Begriffe sind: Preiszone/Gebotszone. Deutschland bildete zusammen mit Luxemburg und Österreich bis 2019 ein gemeinsames Marktgebiet. Aufgrund der Netzengpässe bedingt durch unzureichende Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich hat sich Österreich von diesem gemeinsamen Marktgebiet entkoppelt (vgl. BMWi [2019]).

<sup>2</sup>Die Kostenwälzung von den vorgelagerten auf die nachgelagerten Netzebenen wird auch als vertikale Kostenwälzung bezeichnet.

<sup>3</sup>Entspricht der gleichzeitigen Höchstlast der angeschlossenen Letztverbraucher und nachgelagerten Netzebenen.

<sup>4</sup>Genau genommen wird für diese Umrechnung der sog. Gleichzeitigkeitsgrad herangezogen, welcher aus der Gleichzeitigkeitsfunktion abgeleitet wird (vgl. Anlage 4 der StromNEV [2005]). Der Gleichzeitigkeitsgrad beschreibt den Anteil des jeweiligen Kunden an der Höchstlast der betrachteten Netzebene und wird in Abhängigkeit von den Jahresbenutzungsstunden des Kunden bestimmt, bzw. in Abhängigkeit davon, ob die Jahresbenutzungsstunden größer oder kleiner als 2500 h/a sind. Zur Umrechnung der spezifischen Entgeltkosten zum Leistungs- und Arbeitspreis müssen diese dann mit dem Gleichzeitigkeitsgrad multipliziert werden. Für Jahresbenutzungsstunden größer als 2500 h/a ist der Leistungspreis hoch und der Arbeitspreis niedrig, für Jahresbenutzungsstunden kleiner als 2500 h/a ist dies umgekehrt. (vgl. Konstantin [2017b])

<sup>5</sup>Je nach Größenordnung wird der Jahresstromverbrauch der Abnehmer über zwei verschiedene Verfahren erfasst. Liegt der Jahresstromverbrauch über 100 MWh, wird i. d. R. die RLM angewendet. Hierbei wird die Leistungsaufnahme des Abnehmers viertelstündlich gemessen und täglich an den Netzbetreiber übermittelt. Beim Jahresstromverbrauch unter 100 MWh werden i. d. R. Zähler ohne RLM angewendet und manuell einmal jährlich abgelesen. Die Leistungsmessung wird hier durch Standardlastprofile (SLP) ersetzt. Das Standardlastprofil ermöglicht dem Stromlieferanten eine Abschätzung des Lastverhaltens des Kunden zur Erstellung der Lastprognose und Strombeschaffung. (vgl. Schumacher und Würfel [2015b])

trompreisen bspw. machen sie derzeit 54 % des Gesamtpreises aus.<sup>1</sup> 1998 lag deren Anteil noch bei 24 %, wobei der Gesamtpreis seitdem um 72 % gestiegen ist. Bei Strompreisen für die Industrie liegt dieser Anteil derzeit bei 48 %, <sup>2</sup> wohingegen er 1998 lediglich 2 % betrug. Der Gesamtpreis für die Industrie hat sich seitdem um 67 % erhöht. (vgl. BDEW [2018])

Um einer Minderung der Wettbewerbsfähigkeit der Gewerbe- und Industrieunternehmen aufgrund dieser staatlichen Belastungen zu entgegenen, wurde für diese Unternehmen sukzessive eine Reihe von Entlastungsregelungen aufgestellt.<sup>3</sup>

## 2.4 Lastspitzenkappung

Die LSK kann ein attraktives Geschäftsmodell für Letztverbraucher mit RLM darstellen. Bei diesen Kunden wird wie in Kapitel 2.3 beschrieben das Netznutzungsentgelt i. d. R. in die Bestandteile Arbeits- und Leistungspreis unterteilt. Der Leistungspreis bezieht sich dann auf die maximale Leistung der Abrechnungsperiode. Diese maximale Lastspitze kann bspw. reduziert werden, indem die laufende Produktion teilweise gedrosselt wird bzw. einzelne Anlagen abgeschaltet werden, d. h. durch den Eingriff in den Anlagenbetrieb. Alternativ kann der Stromspeicher die benötigte Leistung bereitstellen. Die infolge der LSK teilweise vermiedenen Netznutzungsentgelte bzw. dadurch entstandene Auszahlungseinsparungen können als fiktive Einzahlungen für den finanziellen Ausgleich der Investition in den Stromspeicher betrachtet werden.

## 2.5 Verfahren der Investitionsrechnung

Einen wesentlichen Teil der Unternehmensführung bildet die Aufstellung, Analyse und Auswertung von Entscheidungsmodellen für investitionsbezogene Entscheidungen. Im Entscheidungsmodell wird die konkrete Entscheidungssituation mithilfe von spezifischen qualitativen oder quantitativen Zielgrößen mit entsprechenden Prioritäten, Alternativen und ggf. weiteren Charakteristika mathematisch abgebildet. Bei der Aufstellung bzw. Auswahl des geeigneten Entscheidungsmodells spielt die Unsicherheit der Entscheidungssituation eine besondere Rolle. (vgl. Götze [2014a])

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in der vorliegenden Arbeit basieren auf Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von Investitionen in verschiedene BSS (vgl. Kapitel 5.1). Hierfür kommt eines der sog. Entscheidungsmodelle unter Datensicherheit und Beschränkung auf eine (monetäre) Zielgröße zum Einsatz. Solche Modelle werden generell nach statischen und dynamischen Modellen differenziert (vgl. Abbildung 2.1). Die statischen Modelle sind recht einfach, vernachlässigen jedoch im Unterschied zu den dynamischen Modellen vollständig den Zeitwert des Geldes. Je

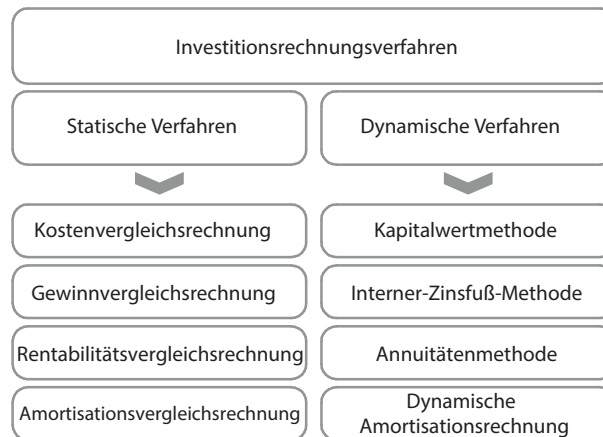
<sup>1</sup>Stand 2018, Haushalt mit Verbrauch ca. 3500 kWh/a.

<sup>2</sup>Stand 2018, Entnahme aus der MS-Ebene, ohne Stromsteuer.

<sup>3</sup>Vgl. dazu Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen des BDEW [2015].

nach der betrachteten Zielgröße wird hierbei zwischen den Modellen der Kosten-, Gewinn-, Rentabilitäts- sowie Amortisationsvergleichsrechnung unterschieden. Die ersten drei Investitionsrechnungsverfahren basieren auf Betrachtung der jeweiligen Zielgröße, ermittelt für eine durchschnittliche Periode bzw. ein durchschnittliches Jahr der gesamten Investitionsnutzungsdauer. (vgl. Götze [2014b]; Noosten [2018])

Die statische Amortisationsrechnung betrachtet dagegen als Zielgröße die Anzahl der durchschnittlichen Perioden, die für die Wiedergewinnung des eingesetzten Investitionskapitals notwendig sind. Statische Modelle werden für Vorteilhaftigkeitsentscheidungen bei größeren Investitionsvorhaben weniger eingesetzt. (vgl. [Poggensee, 2015b])



**Abbildung 2.1:** Einige Verfahren der Investitionsrechnung, die sich auf Modelle für Vorteilhaftigkeitsentscheidungen unter Sicherheit bei einer Zielgröße stützen. Darstellung in Anlehnung an Götze [2014b].

Dynamische Modelle sind durch die Betrachtung der Zahlungsreihe einer Investition unter Beachtung des zeitlichen Wertes von Geld gekennzeichnet. Die entsprechenden dynamischen Verfahren unterscheiden sich neben der Zielgröße vor allem in der Bewertung der Ein- und Auszahlungen entweder mit einem einheitlichen Zinssatz oder dessen Differenzierung für die Anlage und Aufnahme von Finanzmitteln. (vgl. Götze [2014b])

Nachfolgend werden die dynamischen Verfahren mit einem einheitlichen Kalkulationszinssatz erläutert (vgl. Abbildung 2.1).<sup>1</sup> Das Kapitalwertmodell verwendet den Kapitalwert als Zielgröße bei der Vorteilhaftigkeitsanalyse von Investitionsvorhaben. Der Kapitalwert einer Investition ist eine monetäre Kennzahl und setzt sich zusammen aus Anschaffungsauszahlung(en), allen auf einen Zeitpunkt abgezinsten (zum Kalkulationszinssatz) Ein- und Auszahlungen sowie Liquidationserlös(en), welche die Umsetzung des Investitionsvorhabens hervorruft. Ein Investitionsvorhaben gilt als absolut vorteilhaft,<sup>2</sup> sofern dessen Kapitalwert größer als Null ist. Eine Investitionsalternative gilt als relativ vorteilhaft, sofern deren Kapitalwert größer ist als die jeweiligen Kapitalwerte anderer Investitionsalternativen. Im Unterschied zum vergleichsweise geringen Rechenaufwand können die Zusammenstellung von notwendigen Daten und die Überprüfung,

<sup>1</sup>Auf die Betrachtung der dynamischen Verfahren mit dem differenzierten Zinssatz wird in der vorliegenden Arbeit verzichtet. Für die Anwendung solcher Verfahren sind genauere Informationen zur Finanzierungsart bzw. zu Zinssätzen für die Anlage und Aufnahme von Finanzmitteln erforderlich oder die entsprechenden Annahmen.

<sup>2</sup>Hierbei soll nur zwischen Durchführung oder Nichtdurchführung einer Investition entschieden werden.

inwieweit die Modellannahmen in der vorliegenden Situation vertretbar sind, eine Herausforderung darstellen. Nichtsdestotrotz genießt die Kapitalwertmethode derzeit die höchste Akzeptanz unter den dynamischen Verfahren der Investitionsrechnung. (vgl. [Götze, 2014b])

Bei der Annuitätenmethode wird der Kapitalwert einer Investition auf die gleich großen periodischen Zahlungen, die sog. Annuitäten, über die gegebene Nutzungsdauer verteilt. Die Annuität stellt demnach die alleinige Zielgröße dieses Entscheidungsmodells dar. Für die Bestimmung der absoluten Vorteilhaftigkeit gilt hier die Regel analog dem Kapitalwertmodell: Bei positiver Annuität ist die Investition absolut vorteilhaft. Bei der Anwendung der Annuitätenmethode für die Bestimmung der relativen Vorteilhaftigkeit ist der Nutzungsdauer von Investitionsalternativen besondere Beachtung zu schenken. Bei Investitionsalternativen mit der gleichen Nutzungsdauer gilt hier ebenfalls die Regel analog dem Kapitalwertmodell: Es ist die Investitionsalternative mit der höchsten Annuität zu bevorzugen. Ansonsten gilt die Investitionsalternative mit der längsten Nutzungsdauer und zugleich der höchsten Annuität als relativ vorteilhaft. Andernfalls sollte bei der Annuitätenberechnung für Investitionsalternativen Bezug auf den gleichen Zeitraum (die längste Nutzungsdauer) genommen werden und anschließend die Regel analog dem Kapitalwertmodell angewendet werden. Wie man sieht, erfordert die Annuitätenmethode im Vergleich zur Kapitalwertmethode zusätzliche Rechenschritte bei nahezu gleicher Aussagekraft der Ergebnisse. Die Anwendung der Annuitätenmethode ist jedoch durchaus gerechtfertigt, sofern die Investitionsvorhaben in die Liquiditätsplanung mit einbezogen werden sollen und in ähnlichen Situationen, in denen die Information zum durchschnittlichen jährlichen Gewinn aus dem Investitionsobjekt verlangt wird. (vgl. Götze [2014b]; Schuster und Rüdiger von Collenberg [2017a])

Wie das Annuitätenmodell baut das Interner-Zinsfuß-Modell auf dem Kapitalwertmodell auf. Die Zielgröße des Interner-Zinsfuß-Modells ist ein Zinsfuß (hier auch Rendite genannt), bei dem sich für eine getätigte Investition ein Kapitalwert von Null ergibt. Dies impliziert folglich die vollständige Wiedergewinnung des in der Investition eingesetzten Kapitals bzw. der Anschaffungsauszahlung inklusive Verzinsung zum internen Zinsfuß aller während der Nutzungsdauer anfallenden Zahlungen. Für die Vorteilhaftigkeitsanalyse gilt: Eine Investition ist absolut vorteilhaft, sofern ihr Kalkulationszinssatz unter dem internen Zinsfuß liegt. Sind der Kalkulationszinssatz und der interne Zinsfuß gleich hoch, resultiert aus der Investition in ein Projekt das gleiche Ergebnis wie bei Anlage des Kapitals zum internen Zinsfuß am Markt. Unter mehreren Investitionsalternativen gilt jene mit dem größten internen Zinsfuß, der zugleich höher ist als der Kalkulationszinssatz, als relativ vorteilhaft und ist daher den anderen Investitionsalternativen vorzuziehen. Bei der Anwendung der Interner-Zinsfuß-Methode sind jedoch einige Einschränkungen zu beachten. Beispielsweise fällt die Berechnung des internen Zinsfußes für mehrperiodische Investitionsvorhaben komplex aus. Dies ist auf die Komplexität der Ermittlung von Nullstellen eines Polynoms  $n$ -ten Grades (entsprechend der Anzahl der Perioden) zurückzuführen. Zudem ist der alleinige Vergleich der internen Zinsfüße bei Investitionsalternativen mit jeweils unterschiedlicher Nutzungsdauer oder Anschaffungsauszahlung nicht aussagekräftig, sofern die Gewinnmaximierung im Fokus steht. Diese und weitere Einschränkungen sind zu beachten, wenn der Einsatz der Interner-Zinsfuß-Methode zur Vorteilhaftigkeitsanalyse erwogen wird. Zu den Vorteilen die-

ser Methode zählen die leichte Interpretierbarkeit des internen Zinsfußes sowie die Möglichkeit, das Risiko einer Zinsänderung im Investitionsvorhaben abzuschätzen, wenn man den internen Zinsfuß als Grenzwert für die Verzinsung des im Projekt gebundenen Kapitals betrachtet. (vgl. Götze [2014b]; Schuster und Rüdert von Collenberg [2017d]; Poggensee [2015a])

Bei dem weiteren Modell der dynamischen Investitionsrechnungsverfahren, der dynamischen Amortisationsrechnung, wird die dynamische Amortisationsdauer als Zielgröße zur Vorteilhaftigkeitsanalyse herangezogen. Die Amortisationsdauer beschreibt den Zeitraum, innerhalb dessen die Anschaffungsauszahlung für ein Investitionsprojekt aus seinen Einzahlungsüberschüssen wiedergewonnen ist. Die Amortisationsdauer einer Investition wird berechnet, indem zur Anschaffungsauszahlung die entsprechend abgezinsten Nettozahlungen jeder Periode schrittweise addiert werden, bis diese Summe bzw. der Kapitalwert der Investition Null erreicht oder zum ersten Mal positiv wird. Gerade von dieser Definition können die wesentlichen Nachteile dieser Methode abgeleitet werden. Der erste Nachteil besteht darin, dass die Zahlungen nach dem Amortisationszeitpunkt nicht berücksichtigt werden. Das heißt insbesondere bei Investitionsvorhaben mit hohen Auszahlungsüberschüssen nach dem Amortisationszeitpunkt kann die alleinige Anwendung dieser Methode zur falschen Entscheidung führen. Ein weiterer Nachteil ist, dass die Vorteilhaftigkeitsanalyse von Investitionsvorhaben allein auf Basis der Amortisationsrechnung (wie auch der Interner-Zinsfuß-Methode) zur falschen Entscheidung im Hinblick auf die Gewinnmaximierung führen kann. Daher sollte diese Methode keineswegs allein zu Vorteilhaftigkeitsbeurteilungen von Investitionen herangezogen werden. Umso mehr kann die Amortisationsdauer als zusätzliches Analysekriterium gesehen werden, um das mit der Investition einhergehende Risiko einzuschätzen. Hierfür bietet sich insbesondere das Verhältnis von Amortisationsdauer zur erwarteten Nutzungsdauer, die sog. relative Amortisationsdauer an: Je geringer sie ist, desto sicherer ist die Investition. Bei der Investition in eine neue Anlage wäre bspw. gerechtfertigt anzunehmen, dass für sie das Risiko, eine starke technische Störung zu erleiden, zum Ende der (technischen) Nutzungsdauer hin höher wird. (vgl. Götze [2014b]; Schuster und Rüdert von Collenberg [2017c])

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass unter den dynamischen Investitionsrechnungsverfahren mit einem einheitlichen Kalkulationszinssatz die Kapitalwertmethode das zuverlässigste Entscheidungskriterium für Vorteilhaftigkeitsbeurteilungen von Investitionsvorhaben generiert. Die weiteren Methoden können die Kapitalwertmethode nicht immer ersetzen, ihre Anwendung wird aber in vielen Fällen zur Klärung spezifischer Fragestellungen bei Investitionsentscheidungen notwendig sein. Bei der Anwendung all dieser Methoden muss jedoch beachtet werden, dass sie die Existenz des vollkommenen Kapitalmarktes voraussetzen, die in der Realität nicht gegeben ist. Wenn diese Annahme der Entscheidungssituation nicht gerecht werden kann, sollten die dynamischen Modelle auf Basis der differenzierten Zinssätze eingesetzt werden.





## 3 Methodik

### 3.1 Speichermodell

In der vorliegenden Arbeit wurde das Modell zur optimalen Speicherauslegung für eine gewünschte Betriebsweise aus [Tiemann et al., 2020] verwendet. Sofern die LSK als Betriebsweise gewählt wird, ist das BSS so zu dimensionieren, dass der Netzbezug des Gebäudes das erforderliche maximale Leistungslimit  $P_{\text{grid}}^{\text{max, set}}$  nicht übersteigt. Der Netzbezug des Gebäudes  $P_{\text{grid}}$  setzt sich dabei aus der elektrischen Last des Gebäudes  $P_{\text{l}}$  und der Leistung des BSS  $P_{\text{s}}$  zusammen:

$$P_{\text{grid}} = P_{\text{l}} + P_{\text{s}} \quad (3.1)$$

Die Leistung des BSS wird mithilfe des Speichermodells berechnet. Der Energieinhalt des Speichers wird darin mit folgender Bilanzgleichung beschrieben:

$$C_{\text{E}} \frac{dF(t)}{dt} = -k_{\text{sd}} \cdot C_{\text{E}} \cdot F(t) + P_{\text{s}}(t) \cdot \begin{cases} \eta_{\text{ch}} & \text{falls } P_{\text{s}}(t) \geq 0 \text{ (laden)} \\ 1/\eta_{\text{dis}} & \text{falls } P_{\text{s}}(t) < 0 \text{ (entladen)} \end{cases} \quad (3.2)$$

mit:

$C_{\text{E}}$  Nutzbare Batterieenergie bzw. Kapazität

$F$  Ladezustand

$k_{\text{sd}}$  Selbstentladerate

$\eta_{\text{ch}}$  Ladewirkungsgrad

$\eta_{\text{dis}}$  Entladewirkungsgrad

Die Leistung des BSS  $P_{\text{s}}(t)$ , wobei  $t$  ein Zeitintervall ist (15 Minuten), ist konform mit dem Speichermanagement. Dieses stellt sicher, dass die Leistung des Speichers im gewünschten Bereich liegt:

$$P_{\text{s}}(t) = \begin{cases} P_{\text{s, ch}}^{\text{max}} & \text{falls } P_{\text{s, ch}}^{\text{max}} < P_{\text{s}}^{\text{set}} & \wedge 0 \leq F(t) < 1 \\ P_{\text{s}}^{\text{set}} & \text{falls } 0 < P_{\text{s}}^{\text{set}} \leq P_{\text{s, ch}}^{\text{max}} & \wedge 0 \leq F(t) < 1 \\ P_{\text{s}}^{\text{set}} & \text{falls } -P_{\text{s, dis}}^{\text{max}} \leq P_{\text{s}}^{\text{set}} < 0 & \wedge 0 < F(t) \leq 1 \\ -P_{\text{s, dis}}^{\text{max}} & \text{falls } P_{\text{s}}^{\text{set}} < -P_{\text{s, dis}}^{\text{max}} & \wedge 0 < F(t) \leq 1 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.3)$$

mit:

$P_{s,ch}^{\max}$  Maximale Ladeleistung

$P_{s,dis}^{\max}$  Maximale Entladeleistung

Diese berechnen sich wie folgt:

$$P_{s,ch}^{\max} = \pi_{ch} \cdot C_E \quad (3.4)$$

$$P_{s,dis}^{\max} = \pi_{dis} \cdot C_E \quad (3.5)$$

mit:

$\pi_{ch}$  Maximale spezifische Ladeleistung

$\pi_{dis}$  Maximale spezifische Entladeleistung

Der Sollwert für die Betriebsführung des BSS  $P_s^{\text{set}}$  ist über die Zielsetzung des Speichereinsatzes definiert. Bei der LSK ist es die Einhaltung des gewünschten maximalen Leistungslimits  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$ :

$$P_s^{\text{set}} = P_{\text{grid}}^{\text{max,set}} - P_l \quad (3.6)$$

Die Speicherdimensionierung lässt sich als Optimierungsproblem formulieren, bei welchem die für die Einhaltung des  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$  minimal notwendige Batteriekapazität  $C_E$  bestimmt werden soll:

$$C_E \rightarrow \min! \quad (3.7)$$

$$\text{u.d.N. } \max(P_{\text{grid}}(t)) \leq P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$$

Als zusätzliche Nebenbedingungen gelten die Gleichungen 3.1 bis 3.6 des Speichermodells.

Zu den Vorzügen des vorgestellten Speichermodells zählt vor allem seine Flexibilität: Durch Anpassung der Modellparameter (bspw.  $\pi_{ch}$ ,  $\pi_{dis}$ ,  $\eta_{ch}$ ,  $\eta_{dis}$ ,  $k_{sd}$ ) kann es auf verschiedene Speichertechnologien zugeschnitten werden, wie die Pb-Säure-, Li-Ionen-, Redox-Flow-Technologie etc. Die Implementierung verschiedener Betriebsweisen lässt sich durch entsprechende Anpassung des Sollwertes  $P_s^{\text{set}}$  ebenfalls relativ einfach umsetzen.

Im Hinblick auf Nachteile des Modells ist anzumerken, dass darin gewisse Vereinfachungen hinsichtlich der Bestimmung des Energieinhaltes des Speichers getroffen wurden. Beispielsweise wird darin der Einfluss der Temperatur sowie der Lade-/Entladeleistung auf die verfügbare Batterieenergie nicht berücksichtigt. Dies betrifft ebenfalls den Verlust der nutzbaren Batterieenergie infolge von Zeit, Zyklenzahl und Entladetiefen. Die Wirkungsgrade  $\eta_{ch}$ ,  $\eta_{dis}$  werden im Modell als konstante gemittelte sowie symmetrische Größen implementiert:

$$\eta_{ch} = \eta_{dis} = \sqrt{\eta_{cyc}} \quad (3.8)$$

mit:

$\eta_{cyc}$  Gesamtwirkungsgrad des BSS

In der Realität sind diese dagegen technologiespezifisch vom Ladegrad sowie der Lade-/ Entladeleistung abhängig. In der folgenden Tabelle werden die eingesetzten Parameterwerte entsprechend der Batterietechnologie gelistet.

**Tabelle 3.1:** Überblick über die in der Simulation verwendeten technologiespezifischen Parameterwerte.

Parameter	Beschreibung	Einheit	Li-Ionen	Pb-Säure
$\eta_{cyc}$	Gesamtwirkungsgrad des BSS	%	94 <sup>1</sup>	81,5 <sup>1</sup>
$k_{sd}$	Selbstentladerate	%/Tag	0,0245 <sup>1</sup>	0,17 <sup>1</sup>
$\pi_{ch} = \pi_{dis}$	Maximale spezifische Lade- und Entladeleistung	kW/kWh	1 <sup>2</sup>	0,1 <sup>2</sup>

Die Untersuchungen zum Einsatz von BSS zur LSK adressieren die Pb-Säure- und die Li-Ionen-Technologie. Die Vorzüge dieser Technologien wurden bereits in Kapitel 1.6 erläutert. Von besonderer Relevanz für die vorliegende Arbeit sind die hohe Technologiereife der Pb-Säure-BSS und dementsprechend geringe Systemkosten sowie die hohe Lebensdauer, Energiedichte und hervorragende Effizienz der Li-Ionen-BSS. Sehr gute Marktverfügbarkeit sowie eine aktuell breite Anwendung im stationären Bereich sind neben hohem Kostensenkungspotenzial bei den Li-Ionen-BSS weitere Gründe für die Adressierung der beiden Technologien.

## 3.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in der vorliegenden Arbeit bauen auf der Kapitalwertmethode auf und werden bei Bedarf durch den Einsatz der Interner-Zinsfuß-Methode ergänzt. Grundlagen zu diesen und weiteren Methoden der Investitionsrechnung wurden in Kapitel 2.5 dargestellt. Bei der Berechnung einzelner Beträge, welche die Realisierung der LSK mithilfe von BSS bewirkt, wird zudem auf den Ansatz von [Paul et al., 2019/11] und [Tiemann et al., 2020] zurückgegriffen.

Der Kapitalwert der Investition setzt sich zusammen aus einer Anschaffungsauszahlung, allen auf den Investitionsbeginn abgezinsten Ein- und Auszahlungen sowie ggf. einem Liquidationserlös. Die Anschaffungsauszahlung bzw. der Investitionsbetrag für das BSS entspricht dem Gesamtpreis der Anschaffung und wird anhand des folgenden vereinfachten linearen Modells berechnet:

$$I = c_E \cdot C_E + c_L \cdot P_{s,ch/dis}^{\max} + c_P \cdot P_{s,ch/dis}^{\max} \quad (3.9)$$

mit:

$c_E$  spezifischer Anschaffungspreis des eigentlichen Speichers bezogen auf die installierte Kapazität

$c_L$  spezifischer Anschaffungspreis des eigentlichen Speichers bezogen auf die installierte Leistung

$c_P$  spezifischer Anschaffungspreis der Leistungselektronik bezogen auf die installierte Leistung

<sup>1</sup>[Sternner und Thema, 2017]

<sup>2</sup>[Bensmann und Hanke-Rauschenbach, 2015]

Der erste Term der Gleichung 3.9 beschreibt den mit der Kapazität skalierenden Anschaffungspreis der Speichereinheit und ggf. der Anlagenperipherie. Der zweite Term beschreibt den mit der Leistung skalierenden Preis für die Anschaffung der Speichereinheit.<sup>1</sup> Der dritte Term berücksichtigt den mit der Leistung skalierenden Preis für die Anschaffung der Leistungselektronik.

Die laufenden Einzahlungen entsprechen fiktiv der jährlichen Auszahlungseinsparung  $S_a$  infolge der Reduktion des maximalen Netzbezugs. Diese wird aus dem Produkt des Leistungspreises des Netznutzungsentgelts  $k_p$  mit der Differenz im maximalen Netzbezug des Gebäudes aufgrund der Lastspitzenkappung gebildet:

$$S_a = (\max(P_1(t)) - P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}) \cdot k_p \quad (3.10)$$

Die laufenden Auszahlungen lassen sich in verbrauchs- und betriebsgebundene Auszahlungen unterteilen. Die verbrauchsgebundenen Auszahlungen  $C_{\text{loss}}$  entstehen aufgrund der Energieverluste des BSS und werden wie folgt berechnet:

$$C_{\text{loss}} = k_e \cdot (E_{s,\text{ch}} - E_{s,\text{dis}}) \quad (3.11)$$

mit:

$k_e$  Strompreis (inkl. Stromsteuer)

$E_{s,\text{ch}}$  Eingespeicherte Energie innerhalb des Jahres

$E_{s,\text{dis}}$  Ausgespeicherte Energie innerhalb des Jahres

$E_{s,\text{ch}}$  und  $E_{s,\text{dis}}$  werden dabei wie folgt berechnet:

$$E_{s,\text{ch}} = \int P_s \cdot H(P_s) dt \quad (3.12)$$

$$E_{s,\text{dis}} = \int -P_s \cdot H(-P_s) dt \quad (3.13)$$

mit:

$H$  Heaviside-Funktion, um ausschließlich die Lade- oder Entladeleistung zu erfassen.

Die betriebsgebundenen Auszahlungen  $C_{\text{opex}}$  werden wie folgt angesetzt:

$$C_{\text{opex}} = f_{\text{opex}} \cdot I \quad (3.14)$$

mit:

$f_{\text{opex}}$  Faktor zur Erfassung der betriebsgebundenen Auszahlungen in % des Investitionsbetrags p.a.

<sup>1</sup>Diese Preiskomponente ist bspw. für die Redox-Flow-BSS relevant, denn bei diesen lässt sich die Kapazität des BSS unabhängig von seiner Leistung skalieren. Die vorliegende Arbeit widmet sich der Li-Ionen- und der Blei-Säure-Technologie. Daher wird diese Preiskomponente in den Berechnungen nicht berücksichtigt.

Der Kapitalwert  $K$  der Investition ergibt sich aus:

$$K = -I + \sum_{t=1}^{T_L} \frac{S_a - C_{\text{loss}} - C_{\text{opex}}}{(1+i)^t} \quad (3.15)$$

mit:

$i$  Kalkulationszinssatz

$T_L$  Nutzungsdauer

Die Abschätzung der Nutzungsdauer des BSS erfolgt mithilfe eines vereinfachten Lebensdauermodells auf Basis der kalendarischen Lebensdauer  $T_L^{\text{cal}}$ , der maximalen Anzahl der äquivalenten Vollzyklen  $N_{\text{cyc}}^{\text{max}}$  sowie der jährlich entladenen Energie:

$$T_L = \min \left( T_L^{\text{cal}}, \frac{N_{\text{cyc}}^{\text{max}} \cdot C_E}{E_{\text{s,dis}}} \right) \quad (3.16)$$

Der interne Zinsfuß  $i_I$  der Investition lässt sich durch Nullsetzen des Kapitalwerts  $K$  in Gleichung 3.15 und anschließendes Auflösen nach  $i_I$  errechnen:

$$K(i = i_I) = -I + \sum_{t=1}^{T_L} \frac{S_a - C_{\text{loss}} - C_{\text{opex}}}{(1+i_I)^t} = 0 \quad (3.17)$$

Weitere Annahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse sind:

- Die Nutzungsdauer  $T_L$  des BSS entspricht dem Planungszeitraum der Wirtschaftlichkeitsanalyse.
- Alle Komponenten des BSS, wie die Speichereinheit, Anlagenperipherie, Leistungselektronik, ggf. Regeleinheit etc. weisen die gleiche Nutzungsdauer auf, sodass keine Ersatzinvestitionen innerhalb des Planungszeitraums getätigt werden müssen.
- Es wird kein Liquidationserlös am Ende der Nutzungsdauer des BSS berücksichtigt. Andernfalls wäre die Prognose an der Stelle mit vielen Unsicherheiten verbunden. Die Entscheidung, ob das verwendete BSS sich zur Nachnutzung am Standort eignet oder besser zum Recycling oder zur Wiederverwendung nach der Wiederaufbereitung abmontiert werden soll, richtet sich nach der Batterietechnologie und -größe. Am Ende ihrer Lebensdauer soll die Batterie immerhin noch über 70–80 % der ursprünglichen Kapazität verfügen. Die Pb-Säure-Batterien zeichnen sich derzeit im Unterschied zu Li-Ionen-Batterien durch eine sehr gute Recyclebarkeit aus (vgl. Kapitel 1.6). Andererseits finden die sog. Second-Life-Konzepte für Li-Ionen-Batterien (v. a. Hochleistungsbatterien aus der Elektromobilität) derzeit in Industrie und Forschung zunehmend Beachtung, vgl. [Fischhaber et al., 2016; Nobis et al., 2011; Neubauer und Pesaran, 2010]. Für die vorliegende Analyse gilt daher Folgendes: Sollte das BSS nach Ablauf des Planungszeitraums abgebaut und anteilig veräußert werden, wird angenommen, dass der daraus entstehende Verkaufserlös sich mit den Auszahlungen für den Abbau sowie die evtl. Ertüchtigung der technischen Räume deckt. Der Liquidationserlös ist dann gleich Null. Sollten der technische Zustand des BSS und die restliche Kapazität hinreichend für eine weitere Anwendung am Standort sein, soll

dies als Ausgangssituation für ein neues Investitionsprojekt gelten und für das aktuelle Projekt der Liquidationserlös entfallen.

- Die laufenden betriebsgebundenen Auszahlungen  $C_{\text{opex}}$  (bspw. Personal, Wartung, Reinigung etc.) werden i. H. v.  $f_{\text{opex}} = 2\%$  des Investitionsbetrags berücksichtigt [Sterner und Bauer, 2017; Möller et al., 2017].
- Eventuelle Preissteigerungen werden nicht berücksichtigt. Eine zuverlässige Vorhersage für mehrere Parameter zugleich (wie Strompreis, Netznutzungsentgelt sowie betriebsgebundene Zahlungen) und einen längeren Zeitraum wäre äußerst schwierig. Dabei würde die Steigerung des Strompreises und Netznutzungsentgelts sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit des BSS auswirken, während die Steigerung der Preise für Personal, Wartung etc. einen negativen Einfluss hätte. Eventuell hätten sich die beiden Effekte ausgleichen können.

Die nachstehende Tabelle bietet einen Überblick über die bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen verwendeten Parameterwerte.

**Tabelle 3.2:** Überblick über die in der Simulation verwendeten Parameterwerte.

Parameter	Beschreibung	Einheit	Li-Ionen	Pb-Säure
$k_e$	Strompreis	ct/kWh	17,17 <sup>1</sup>	17,17 <sup>1</sup>
$k_p$	Leistungspreis des Netznutzungsentgelts	Euro/kW/a	84 <sup>2</sup>	84 <sup>2</sup>
$c_E$	Kapazitätsbezogener Anschaffungspreis BSS	Euro/kWh	900 <sup>3</sup>	355 <sup>4</sup>
$c_p$	Leistungsbezogener Anschaffungspreis BSS	Euro/kW	150 <sup>3</sup>	150 <sup>3</sup>
$T_L^{\text{cal}}$	Kalendarische Lebensdauer	Jahre	15 <sup>4</sup>	10 <sup>4</sup>
$N_{\text{cyc}}^{\text{max}}$	Zyklische Lebensdauer		6000 <sup>4</sup> <sup>5</sup>	2500 <sup>6</sup>
$i$	Kalkulationszinssatz	%	5	5

Die Bestimmung des Kalkulationszinssatzes  $i$  in realen Unternehmen kann mithilfe verschiedener Ansätze erfolgen, wie bspw. anhand des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes WACC, der bei Großunternehmen heutzutage am häufigsten eingesetzt wird [Schuster und Rüdt von Collenberg, 2017b]. Eine solche Ermittlung des Kalkulationszinssatzes ist für die vorliegende Arbeit nicht zielführend, da hier weder die Festlegung der konkreten Finanzierungsart möglich ist, noch sind die konkreten Erwartungen der Kapitalgeber und weitere relevante Informationen bekannt. Die Annahmen in der vorliegenden Analyse sollen vor allem der Abbildung einer durchschnittlichen und repräsentativen Vergleichssituation für die Untersuchungsgebäude und -systeme dienen. In der Literatur sind diesbezüglich verschiedene Statistiken zu finden. So geben bspw. Schuster und Rüdt von Collenberg [2017b] je nach Größe des Unternehmens (Klein-, Mittel-, Großunternehmen) sowie Finanzierungsart (Fremdkapital, Eigenkapital, Mischform etc.) die üblichen Zinssätze von 0 % bis 75 % an. Laut [Sterner und Bauer, 2017] liegt der übliche Wert für den Zinssatz zwischen 5 % und 15 %, wobei in der Energiewirtschaft 10 % als geläufiger Wert genannt wird. In der neusten Ausgabe der KPMG Kapitalkostenstudie auf Basis der Angaben von insgesamt 312 Unternehmen wurde der WACC i. H. v. 6,9 % branchenübergreifend

<sup>1</sup>[BDEW, 2018]

<sup>2</sup>Vgl. Tabelle 3.3

<sup>3</sup>[Kondziella et al., 2016]

<sup>4</sup>[Sterner und Thema, 2017]

<sup>5</sup>[BYD, 2019]

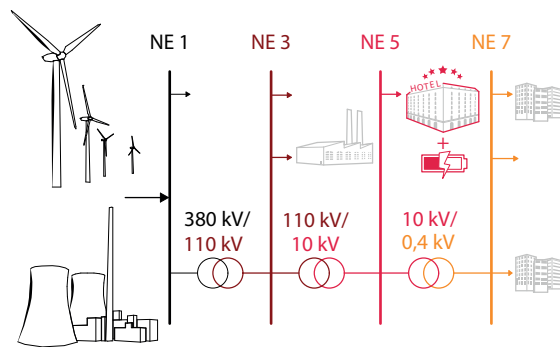
<sup>6</sup>[HOPPECKE Batterien, 2019]

und 5,2 % für den Energie-Sektor (engl. „Energy and Natural Resources“) veröffentlicht [KPMG AG, 2019]. In der vorliegenden Analyse wird für den Zinssatz ein Wert von 5 % angenommen.

Das Prozedere der Ermittlung der Netznutzungsentgelte ist in § 17 der StromNEV [2005] festgelegt. Die Höhe des Netznutzungsentgelts hängt von mehreren Faktoren ab, darunter:

- *Gebäudestandort* (entscheidend bei der Zuordnung zum zuständigen Netzbetreiber),
- *Anschlussnetzebene der Entnahmestelle*,
- *Jahresbenutzungsdauer* (Quotient aus der Jahresarbeit und der Maximaljahresleistung).

Für die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der BSS wurde der durchschnittliche Leistungspreis des Netznutzungsentgelts  $k_p$  herangezogen (vgl. Tabelle 3.2). Dieser wurde auf Basis der Angaben aus Preisblättern der entsprechenden Netzbetreiber aus dem Jahre 2018 errechnet. Dabei wurde von der Stromentnahme aus dem Mittelspannungsnetz ausgegangen<sup>1</sup> sowie der Jahresbenutzungsdauer  $\geq 2500$  h/a (vgl. Tabelle 1.1). In Abbildung 3.1 ist die angenommene Netzanschlusskonstellation skizziert.



**Abbildung 3.1:** Skizze zur angenommenen Netzanschlusskonstellation der untersuchten Hotels. NE steht als Abkürzung für Netzebene.

Für die Zuordnung der Hotels zu den Netzbetreibern auf Basis der Postleitzahl wurde das deutsche Gemeinschaftsportal für Stromausfälle verwendet [Störungsauskunft.de, 2020]. In der nachfolgenden Tabelle werden die verwendeten  $k_p$ -Werte für die entsprechenden Netzbetreiber sowie der Durchschnittswert dargestellt. Aufgrund der Anonymisierung wird auf die Angabe der Zuordnung der Hotels zu den jeweiligen Netzbetreibern in der Tabelle verzichtet.

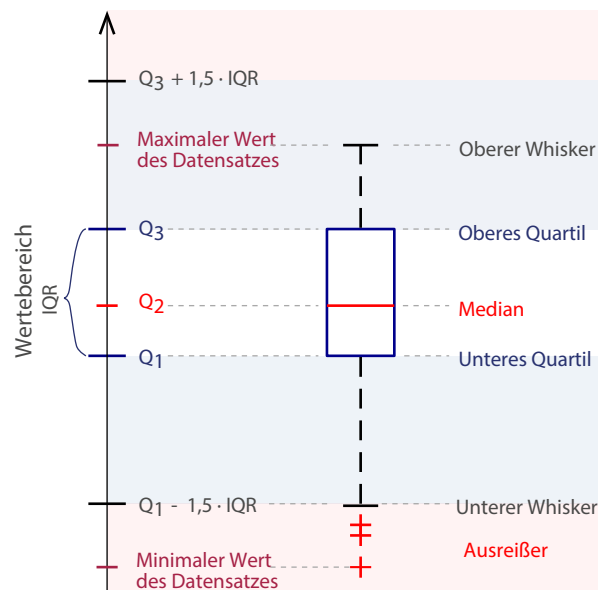
<sup>1</sup>Da keine Informationen über die Anschlussnetzebene der Hotels vorliegen, musste hier ausgehend von dem maximalen Netzbezug sowie dem Jahresstromverbrauch der Hotels eine Annahme getroffen werden.

**Tabelle 3.3:** Überblick über die Leistungspreise nach Netzbetreibern in Euro/(kW · a).

Leistungspreis des Netznutzungsentgelts in Euro/kW/a nach Netzbetreibern											$\varnothing k_p$
Energieversorgung	Sylt	Netzesellschaft Düsseldorf	NRM Netzdienste Rhein-Main	Rheinische NETZGesellschaft (Leverkusen)	Rheinische NETZGesellschaft (Köln)	Stadtwerke Speyer	Stromnetz Berlin	Stromnetz Hamburg	Syna	Weißachtal- Kraftwerke	
	169,79	84,99	70,18	53,64	53,64	105,58	38,28	42,32	80,07	145,38	84,39

### 3.3 Darstellen von Daten mit Boxplots

Boxplots sind ein Instrument der explorativen Datenanalyse, das einen guten Überblick über einen Datensatz bietet. Es kann zur Analyse der Schiefe und Streuung der Daten innerhalb eines Datensatzes oder zum Vergleich mehrerer Datensätze herangezogen werden [Kosfeld et al., 2016]. Zur Erstellung eines Boxplots sollen alle Werte des Datensatzes der Größe nach sortiert werden. Ein Boxplot (vgl. Abbildung 3.2) besteht aus einer „box“ (Kasten), „whiskers“ (Fühler) und ggf. Ausreißern. Die oberere und untere Kante der Box entspricht jeweils dem unteren ( $Q_1$ ) und oberen ( $Q_3$ ) Quartil.  $Q_1$  und  $Q_3$  sind Lagemaße, die jeweils 25 % und 75 % der kleinsten Werte eines Datensatzes von dessen restlichen Werten trennen, d. h. 25 % aller Daten sind kleiner oder gleich dem Wert von  $Q_1$  und 75 % kleiner oder gleich dem Wert von  $Q_3$ . Die Höhe der Box ergibt sich aus der Differenz von  $Q_3$  und  $Q_1$  und entspricht dem Interquartilsabstand ( $IQR$ ), der ein Streuungsmaß ist. Die Whiskers markieren den Wertebereich, der bis zu  $1,5 \cdot IQR$  groß ist, angefangen jeweils bei  $Q_1$  und  $Q_3$ . Jene Werte, die oberhalb und unterhalb der Whiskers platziert werden müssen, sind als Ausreißer einzustufen. Die Lage des Medians ( $Q_2$ ) gibt Auskunft über die Symmetrie der Verteilung.

**Abbildung 3.2:** Schema zum Aufbau eines Boxplots.



## 3.4 Untersuchungen zur Netzdienlichkeit von Gebäuden

Wie in Kapitel 1.5.2 dargestellt, kann die Betrachtung der Netzdienlichkeit aus verschiedenen Blickwinkeln und für verschiedene Bilanzgrenzen erfolgen. Aktuelle Veröffentlichungen fokussieren die Steigerung der Netzdienlichkeit des Betriebs gebäudlicher Energieversorgungssysteme. Als Optionen werden an dieser Stelle einzelne gebäudetechnische Anlagen bzw. Teilsysteme unter Verwendung verschiedener Energieträger betrachtet. BSS zählen hier zu den effektivsten Möglichkeiten. Die Einbeziehung der Bilanzgrenze „Gesamtgebäude“ in die Optimierung findet nach bestem Wissen des Autors derzeit wenig Beachtung, obwohl diese für den Anschluss an das Elektrizitätsnetz entscheidend ist. Sie steht daher in der vorliegenden Arbeit im Fokus. BSS können im gegebenen Kontext auch eine Option zur Verbesserung der Strombezugscharakteristik darstellen, welche ohne Eingriffe in den laufenden Gebäude- oder Anlagenbetrieb auskommt (vgl. Kapitel 2.4).

### 3.4.1 Bewertung der Netzdienlichkeit

Die Bewertung der Netzdienlichkeit der Gebäude erfolgt auf Basis der Kennzahl „Grid Support Coefficient“ ( $GSC$ ), die im Rahmen des Projektes „Netzreaktive Gebäude“ (Förderkennzeichen 03ET1111A/B) entwickelt und in [Klein, 2017; Kalz und Klein, 2017] ausführlich erläutert wurde. Nachstehend werden diese Methode und die ihr zugrunde liegenden Gleichungen in Anlehnung an die soeben erwähnten Arbeiten erläutert.

Der  $GSC$  gewichtet den Netzbezug eines Verbrauchers mit einer stromnetzbasierter Größe ( $G$ ), welche die Angebots- und Nachfragesituation im Energiesystem darstellen soll. Einige Beispiele für solche Referenzgrößen sind der EEX Day-Ahead-Strompreis, der Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix und die Residuallast.

Der  $GSC$  kann für verschiedene Zeiträume berechnet werden, wie bspw. Tag, Monat, Heiz-/Kühlperiode, Jahr. Bei der Berechnung soll zwischen „Consumern“ (Stromverbrauchern) und „Prosumern“ (Stromerzeugern und -verbrauchern) unterschieden werden.

- Für „Consumer“ erfolgt die Berechnung wie folgt:

$$GSC(G) = \frac{\int P_{\text{grid}}(t) \cdot G(t) dt}{\int P_{\text{grid}}(t) dt \cdot \overline{G}} \quad \forall P_{\text{grid}}(t) > 0 \quad (3.18)$$

mit:

$P_{\text{grid}}(t)$  Netzbezug des Gebäudes im Intervall  $t$

$G(t)$  Wert der gewählten stromnetzbasierter Größe  $G$  im Intervall  $t$

$\overline{G}$  Durchschnittswert im Analysezeitraum

Als Analysezeitraum gilt in der vorliegenden Arbeit ein Jahr. Die zeitliche Auflösung der Profile für  $P_{\text{grid}}$  und  $G$  beträgt 15 Minuten.

- Für „Prosumer“ werden die  $GSC$ s separat für die Zeiträume des Strombezugs (bei  $P_{\text{grid}}(t) > 0$ ) und der Stromeinspeisung (bei  $P_{\text{grid}}(t) < 0$ ) ermittelt und anschließend zu einer Größe zusammengefasst:

$$GSC(G) = \frac{GSC_{\text{load}}(G) \cdot W_{\text{load}} + (2 - GSC_{\text{gen}}(G)) \cdot W_{\text{gen}}}{W_{\text{load}} + W_{\text{gen}}} \quad (3.19)$$

mit:

$$GSC_{\text{load}}(G) = \frac{\int P_{\text{grid}}(t) \cdot H(P_{\text{grid}}(t)) \cdot G(t) dt}{W_{\text{load}} \cdot \bar{G}}, \quad (3.20)$$

$$\text{wobei } W_{\text{load}}(G) = \int P_{\text{grid}}(t) \cdot H(P_{\text{grid}}(t)) dt \quad (3.21)$$

und

$$GSC_{\text{gen}}(G) = \frac{\int -P_{\text{grid}}(t) \cdot H(-P_{\text{grid}}(t)) \cdot G(t) dt}{W_{\text{gen}} \cdot \bar{G}}, \quad (3.22)$$

$$\text{wobei } W_{\text{gen}}(G) = \int -P_{\text{grid}}(t) \cdot H(-P_{\text{grid}}(t)) dt \quad (3.23)$$

Bei der Entscheidung, welche stromnetzbasierende Größe  $G$  zur Berechnung des  $GSC$  herangezogen werden soll, ist der gegebene Kontext für die Netzdienlichkeit zu berücksichtigen. So ist es beispielsweise zur Bewertung der Netzdienlichkeit im Kontext der Maximierung der Markteffizienz der Stromversorgung sinnvoll, das Lastverhalten mit dem Strompreis zu gewichten. In der vorliegenden Arbeit wird zu diesem Zweck der EEX Day-Ahead-Strompreis herangezogen. Die Bewertung auf Basis des Börsenstrompreises hat den Vorteil, das Lastverhalten verschiedener Gebäude mit einer einheitlichen, standortunabhängigen energiemarktbezogenen Größe evaluieren zu können. Dadurch ist das unterschiedliche Lastverhalten einfacher vergleichbar.

Außerdem kann der EEX Day-Ahead-Strompreis einen guten Indikator für die Verfügbarkeit des Stroms aus volatiler Erzeugung im deutschen Strommix darstellen. Als Beispiel sei an dieser Stelle die Problematik der negativen Day-Ahead-Strompreise erwähnt, die im [BNetzA, 2019] adressiert wurde. Hierbei wurde der unflexiblen Erzeugungsleistung aus konventionellen Kraftwerken bei zu hoher Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und relativ geringer Netzlast bzw. Nachfrage eine besondere Verantwortung für die negativen Börsenstrompreise zugeschrieben.

Der Netzbezug zu niedrigen Börsenstrompreisen impliziert dabei folglich ein netzdienliches Lastverhalten in Bezug auf den Börsenstrompreis, wohingegen der Netzbezug während der hohen Börsenstrompreise als netzadvers gilt. Für ein netzadverses Lastverhalten im Analysezeitraum gilt der  $GSC > 1$  – dies signalisiert, dass der Strom im gewichteten Mittel zu überdurchschnittlichen Preisen bezogen wird. Der  $GSC < 1$  bedeutet, dass der Netzbezug im gewichteten Mittel zu unterdurchschnittlichen Börsenstrompreisen erfolgt und charakterisiert so ein netzdienliches Lastverhalten bezogen auf den Börsenstrompreis.

Vor dem Hintergrund des wachsenden Anteils an fluktuierenden EE bietet sich die Untersuchung der Netzdienlichkeit im Kontext der Maximierung des Anteils des regenerativen Stroms

am Stromverbrauch an. Zu diesem Zweck lässt sich der Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix bzw. Erzeugungsmix als stromnetzbasierter Größe einsetzen. In diesem Falle bedeutet der  $GSC > 1$ , dass im Analysezeitraum der Netzbezug im gewichteten Mittel zu Zeiten mit überdurchschnittlich hohem Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix erfolgt. Dies ist für ein netzdienliches Lastverhalten charakteristisch. Als netzadvers ist umgekehrt der Netzbezug zu Zeiten anzusehen, in denen der Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix unter dem Durchschnittswert liegt. Für diesen Fall gilt der  $GSC < 1$ .

### 3.4.2 Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Erhöhung der Netzdienlichkeit

Zur Erhöhung der Netzdienlichkeit der untersuchten Gebäude wird das BSS mit gegebener Kapazität anhand des Signals für das Laden/Entladen ( $G_{\text{ch}}/G_{\text{dis}}$ ) gesteuert. Das Signal wird aus dem jeweiligen Profil für stromnetzbasierter Größen im Analysezeitraum als Mittelwert berechnet:

$$G_{\text{ch}} = G_{\text{dis}} = \overline{G}_{\text{eex/re}} \quad (3.24)$$

mit:

$\overline{G}_{\text{eex}}$  Mittelwert, berechnet aus dem Profil für den EEX Day-Ahead-Strompreis

$\overline{G}_{\text{re}}$  Mittelwert, berechnet aus dem Profil für den Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix

Der Sollwert für die Betriebsführung  $P_{\text{s}}^{\text{set}}$  des BSS (vorher gem. Gleichung 3.6) wird im vorhandenen Speichermodell (Kapitel 3.1, Gleichungen 3.1 bis 3.5) in Abhängigkeit vom jeweiligen Netzsignal<sup>1</sup> definiert.

Für den netzdienlicheren Betrieb in Bezug auf den EEX Day-Ahead-Strompreis gilt dabei:

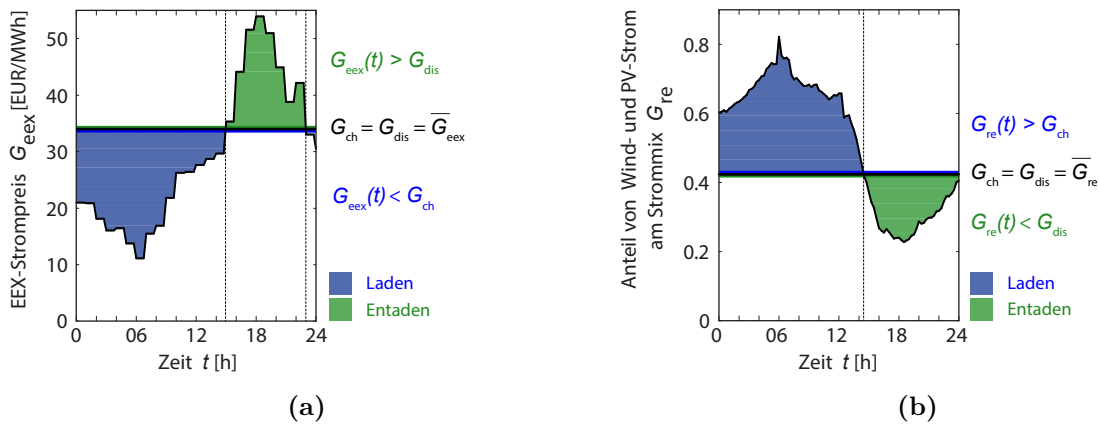
$$P_{\text{s}}^{\text{set}} = \begin{cases} -P_{\text{s,dis}}^{\text{max}} & \text{falls } G_{\text{eex}}(t) > G_{\text{dis}} \text{ (entladen)} \\ P_{\text{s,ch}}^{\text{max}} & \text{falls } G_{\text{eex}}(t) < G_{\text{ch}} \text{ (laden)} \end{cases} \quad (3.25)$$

Zur Steigerung der Netzdienlichkeit bezüglich des Anteils von Wind- und PV-Strom am Strommix wird der Sollwert für die Betriebsführung dagegen wie folgt definiert:

$$P_{\text{s}}^{\text{set}} = \begin{cases} -P_{\text{s,dis}}^{\text{max}} & \text{falls } G_{\text{re}}(t) < G_{\text{dis}} \text{ (entladen)} \\ P_{\text{s,ch}}^{\text{max}} & \text{falls } G_{\text{re}}(t) > G_{\text{ch}} \text{ (laden)} \end{cases} \quad (3.26)$$

Dies bedeutet: Bei der Betriebsführung mit dem EEX Day-Ahead-Strompreis als Netzsignal  $G_{\text{eex}}$  werden die Zeiten mit dem unterdurchschnittlichen Börsenstrompreis zum Laden und die Zeiten mit dem überdurchschnittlichen Börsenstrompreis zum Entladen des BSS genutzt (vgl. Abbildung 3.3 (a)). Für die Betriebsführung mit dem Anteil von Wind- und PV-Strom am Erzeugungsmix als Netzsignal  $G_{\text{re}}$  gilt das Gegenteil (vgl. Abbildung 3.3 (b)).

<sup>1</sup>Das „Netzsignal“ stellt die jeweilige stromnetzbasierter Größe  $G$  dar.



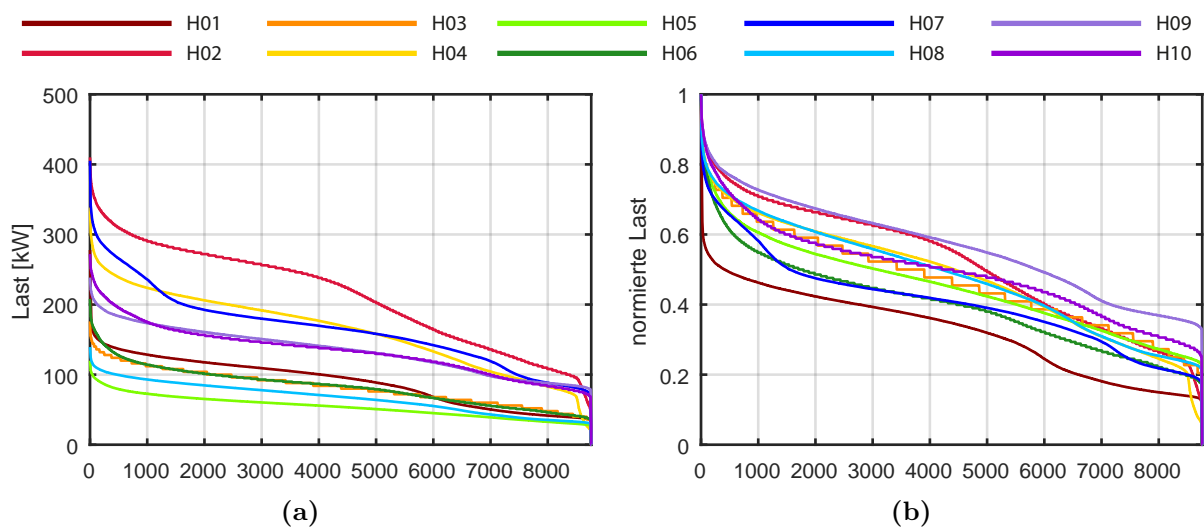
**Abbildung 3.3:** Prinzipskizze zur Veranschaulichung der „netzreaktiven“ Betriebsführung des BSS für beide Netzsignale  $G_{eex}$  (a) und  $G_{re}$  (b).

Abschließend ist auf den Unterschied zwischen den Begriffen „Netzdienlichkeit“ und „Netzreaktivität“ hinzuweisen. „Netzdienlichkeit“ charakterisiert ein bezüglich einer gewählten stromnetz-basierten Größe bzw. eines Netzsignals vorteilhaftes Lastverhalten. „Netzreaktivität“ setzt die Einbeziehung eines Netzsignals in die Anlagenregelung zur Berücksichtigung der aktuellen Situation im Energieversorgungssystem voraus. Für die detaillierteren Definitionen sei an dieser Stelle auf [Klein et al., 2014] verwiesen.

## 4 Datengrundlage

### 4.1 Lastgangdaten

Den Analysen in der vorliegenden Arbeit liegen die Lastgänge von 10 Hotels für das Jahr 2015 zugrunde. Die Lastgänge wurden in Form der Übergabemessung von Gebäuden in 15-minütiger Auflösung direkt von den zuständigen Hotelbetreibern zur Verfügung gestellt. In Abbildung 4.1 ist deutlich zu erkennen, dass bei den Hotels H02 bis H09 mindestens 80% der maximalen Leistung nur für ca. 200 h im Jahr benötigt wird. Bei Hotel H01 wird für diesen Teil der Zeit mindestens 55% der maximalen Leistung benötigt.



**Abbildung 4.1:** Jahresdauerlinie (a) und normierte Jahresdauerlinie (b) der elektrischen Last.

Die Abbildungen 4.2 und 4.3 zeigen Boxplots zur Verteilung der täglichen Stromverbräuche der untersuchten Gebäude über das Jahr. Aufgrund von Charakteristika der Verteilung des elektrischen Energieverbrauchs über das Jahr lassen sich bei den Hotels folgende Gruppen bilden:

- *I*: Hotels (H01, H08) mit einer sehr geringen Volatilität des täglichen Stromverbrauchs über das Jahr (vgl. Tabelle 4.1);
- *II*: Hotels (H05, H06) mit einer geringen Volatilität des täglichen Stromverbrauchs außer in den Sommermonaten, wo eine leichte Erhöhung des täglichen Stromverbrauchs über den Durchschnittswert zu beobachten ist;

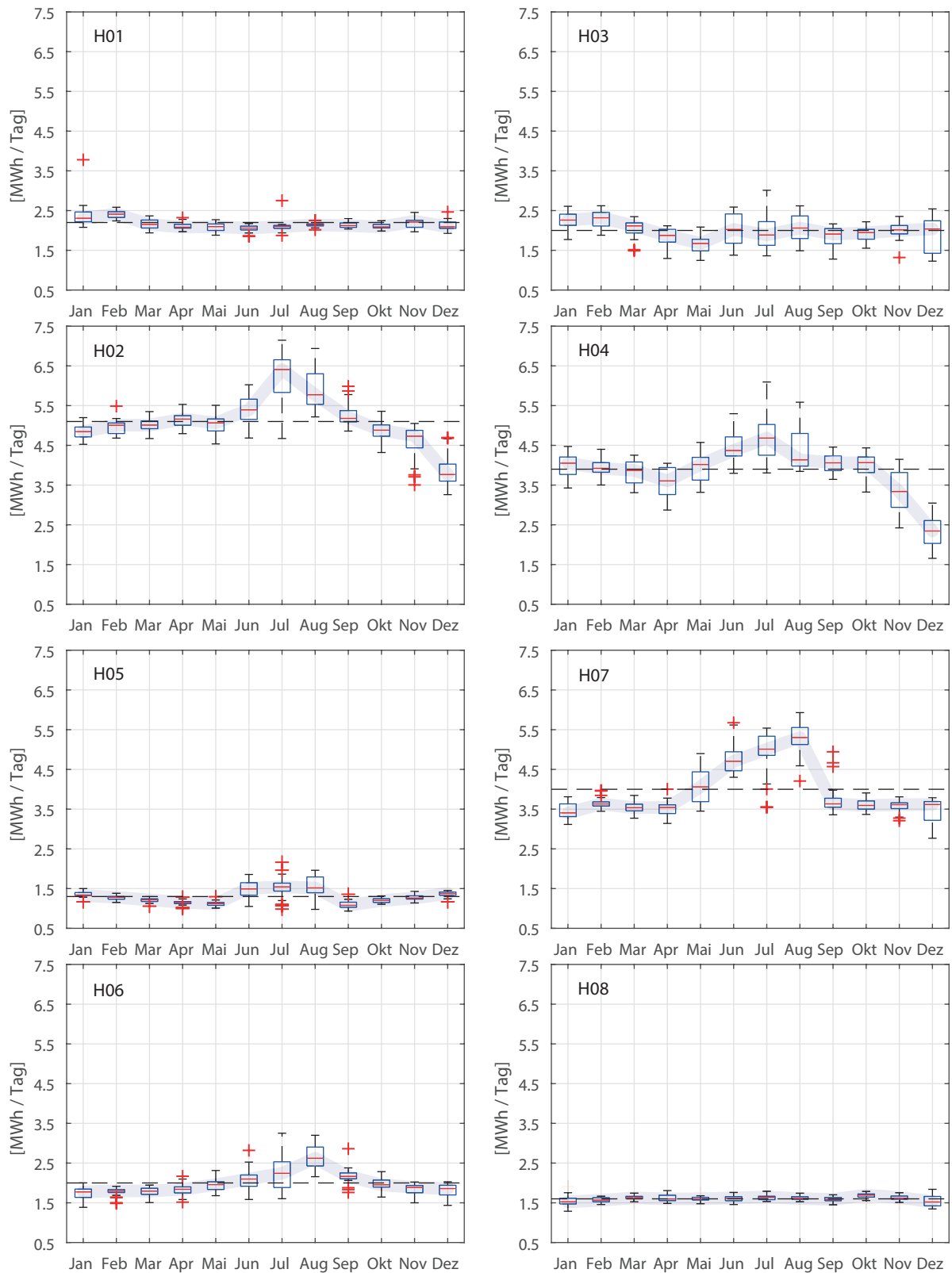
- *III*: Hotels (H07, H10) mit einer vergleichsweise moderaten und in den Sommermonaten hohen Volatilität des täglichen Stromverbrauchs. Wie bei Gruppe *II* lässt sich hier ein Anstieg des täglichen Stromverbrauchs über den Durchschnittswert während der Sommermonate beobachten;
- *IV*: Hotels (H02, H04) mit einer vergleichsweise moderaten Volatilität des täglichen Stromverbrauchs. Es lässt sich hier ebenfalls ein Anstieg des täglichen Stromverbrauchs über den Durchschnittswert während der Sommermonate beobachten. Im Unterschied zu allen anderen Hotels ist hier eine Absenkung des täglichen Stromverbrauchs bis weit unter den Durchschnitt in den Monaten November und insbesondere im Dezember zu sehen;
- *V*: Hotels (H03, H09) mit einer vergleichsweise moderaten Volatilität des täglichen Stromverbrauchs über das Jahr. Charakteristisch für diese Hotels ist eine leichte Absenkung des täglichen Stromverbrauchs unter den Durchschnittswert während der Monate April und Mai sowie dessen leichte Erhöhung während der Sommermonate.

Es ist anzumerken, dass die Werte des täglichen Stromverbrauchs bei H08 über das Jahr gesehen sehr eng um den Mittelwert gestreut sind, während dessen Werte für den Leistungsbedarf weit um den eigenen Mittelwert streuen (vgl. Tabelle 4.1).

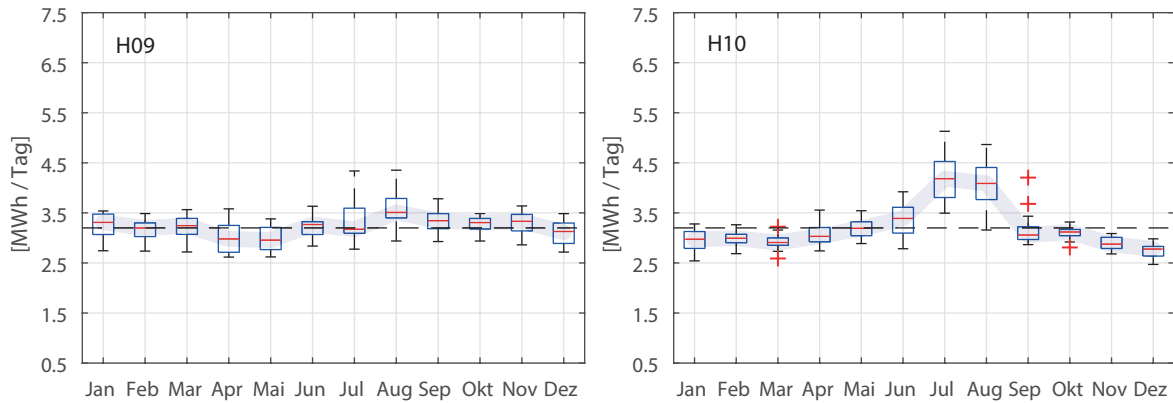
**Tabelle 4.1:** Statistik auf Basis der Lastgangdaten von Hotels.

Parameter	H01	H02	H03	H04	H05	H06	H07	H08	H09	H10
Durchschnittlicher Leistungsbedarf [kW]	90	212	83	162	54	83	165	67	135	134
Variationskoeffizient des Leistungsbedarfs [%]	37,36	33,58	30,00	33,98	28,67	33,20	32,29	32,05	23,84	26,40
Durchschnittlicher Tagesverbrauch [MWh/Tag]	2,2	5,1	2,0	3,9	1,3	2,0	4,0	1,6	3,2	3,2
Variationskoeffizient des Tagesverbrauchs [%]	7,62	13,13	16,53	18,02	15,33	16,90	17,61	5,43	9,06	15,69

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Lastgangdaten der Hotels aufgrund der diversen Verbrauchsmuster für diese Nutzungskategorie eine repräsentative Untersuchungsgrundlage darstellen.



**Abbildung 4.2:** Boxplots zur Verteilung der Tagesstromverbräuche der Hotels H01 bis H08 über das Jahr, die gestrichelte Linie markiert jeweils den durchschnittlichen Tagesverbrauch. Die transparente blaue Linie verbindet die Mediane einzelner Boxen innerhalb eines Boxplots und soll die Interpretation der Verteilung erleichtern.



**Abbildung 4.3:** Boxplots zur Verteilung der Tagesstromverbräuche der Hotels H09 und H10 über das Jahr, die gestrichelte Linie markiert jeweils den durchschnittlichen Tagesverbrauch. Die transparente blaue Linie verbindet die Mediane einzelner Boxen innerhalb eines Boxplots und soll die Interpretation der Verteilung erleichtern.

## 4.2 Stromnetzbasierende Größen

**EEX Day-Ahead-Strompreis ( $G_{\text{eex}}$ ).** Das Profil für den EEX Day-Ahead-Strompreis wurde auf Basis der Daten von [ENTSO-E Transparency Platform, 2019] für das Marktgebiet „Deutschland, Österreich, Luxemburg“<sup>1</sup> und das Jahr 2017 erstellt. ENTSO-E Transparency Platform [2019] stellt die Daten auf Stundenbasis zur Verfügung, so mussten diese für die Analysen auf Viertelstundenwerte interpoliert werden.

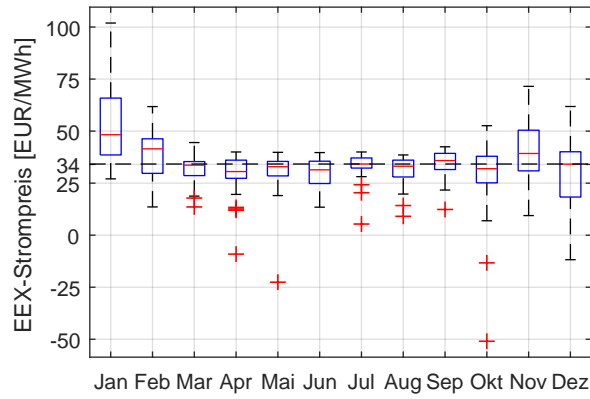
Abbildung 4.4 zeigt den Boxplot zur Verteilung der durchschnittlichen Tageswerte für den Day-Ahead-Strompreis im Analysezeitraum. Charakteristisch für diese Verteilung ist eine moderate Volatilität des Tagesmittelwertes des Börsenstrompreises in den Monaten März bis September bei zahlreichen Ausreißern unter dem Durchschnitt (insgesamt 11) und teilweise im negativen Bereich (insgesamt 2) sowie eine hohe Volatilität in den Monaten Oktober bis Dezember. Das jährliche Minimum und Maximum liegt jeweils bei ca.  $-83$  Euro/MWh und  $163$  Euro/MWh (vgl. Tabelle 4.2). Auf das Jahr gesehen schwankt der EEX Day-Ahead-Strompreis mit ca. 52 % relativ stark um den eigenen Mittelwert, welcher ca.  $34$  Euro/MWh beträgt.

**Tabelle 4.2:** Statistik zum EEX Day-Ahead-Strompreis für das Jahr 2017 berechnet auf Basis der 15-minütigen Werte.

Parameter	Einheit	Wert
Durchschnitt	Euro/MWh	34,19
Variationskoeffizient	%	51,65
Minimum	Euro/MWh	$-83,06$
Maximum	Euro/MWh	163,52

<sup>1</sup>„Bidding zone DE-AT-LU“, eine gemeinsame Gebotszone mit einheitlichen Börsenpreisen.





**Abbildung 4.4:** Boxplots zur Verteilung der durchschnittlichen Tageswerte für den EEX Day-Ahead-Strompreis im Jahre 2017.

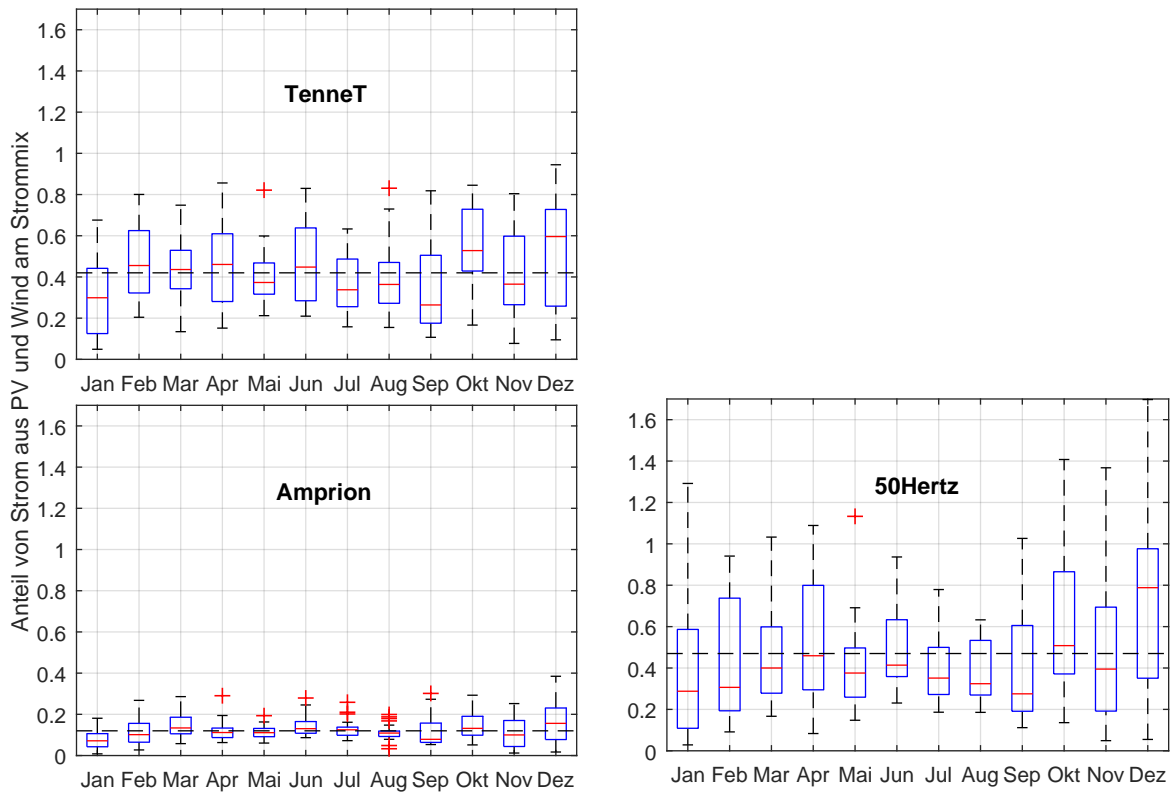
**Anteil von Wind- und Photovoltaikstrom am Strommix der jeweiligen Regelzone ( $G_{re}$ ).** Das Profil für den Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix wurde für die jeweilige Regelzone basierend auf den Daten von [ENTSO-E Transparency Platform, 2019] für das Jahr 2017 ermittelt. Die Standorte der untersuchten Gebäude lassen sich dabei wie folgt den Regelzonen zuordnen:

- *Amprion*: H01, H02, H03, H05, H09;
- *TenneT*: H04, H08, H10;
- *50Hertz*: H06, H7.

Für die jeweilige Regelzone wurden dabei die viertelstündigen Erzeugungsprofile der Onshore-Windkraftanlagen und, sofern vorhanden, der Offshore-Windkraftanlagen (TenneT, 50Hertz) mit dem Erzeugungsprofil der PV-Anlagen elementweise addiert und dieses Summenprofil durch das viertelstündige Profil der Gesamtlast elementweise dividiert. Abbildung 4.5 zeigt Boxplots zur Verteilung der  $G_{re}$ -Tagesmittelwerte für die jeweiligen Regelzonen. Es ist deutlich zu erkennen, dass 2017 der geringste Anteil von Wind- und PV-Strom mit einem Jahresdurchschnitt von 12,5% im Netz von Amprion bestand (vgl. Tabelle 4.3) bei einer vergleichsweise großen Streuung um den Mittelwert. Die ÜNB 50Hertz und TenneT verfügten mit jeweils 47,3% und 42,4% über nahezu gleiche Anteile an Wind- und PV-Strom im Strommix bei vergleichsweise großer Volatilität. Signifikant ist hierbei der maximale Anteil von Wind- und PV-Strom von 389,1% bei 50Hertz. Dies bedeutet, dass die kumulierte Wind- und PV-Erzeugung zum entsprechenden Zeitpunkt die Last in der 50Hertz-Regelzone fast um das 4fache überstieg. Laut den Daten lag dieser Zeitpunkt in der Nacht vom 2. auf den 3. Januar.

**Tabelle 4.3:** Statistik zum Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix der jeweiligen Regelzone für das Jahr 2017 berechnet auf Basis der 15-minütigen Werte.

Parameter	Wert nach ÜNB		
	Amprion	TenneT	50Hertz
Durchschnitt	0,125	0,424	0,473
Variationskoeffizient [%]	71,73	57,57	74,17
Minimum	0	0,009	0,002
Maximum	0,496	1,191	3,891



**Abbildung 4.5:** Boxplots zur Verteilung der Tagesmittelwerte für den Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix der jeweiligen Regelzone im Jahr 2017.

## 5 Ergebnisse und Diskussion

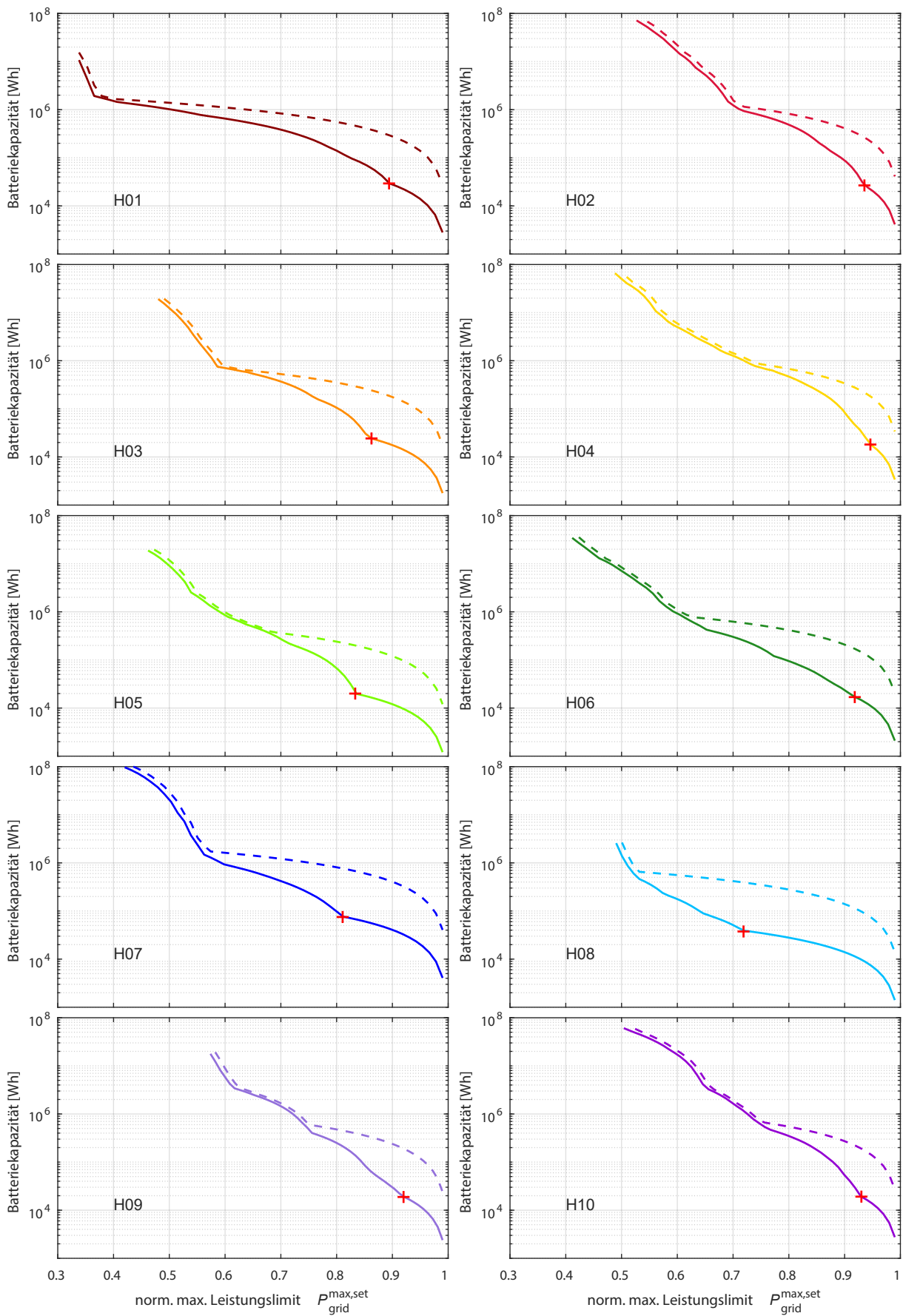
### 5.1 Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Lastspitzenkappung

#### 5.1.1 Dimensionierung von Batteriespeichersystemen

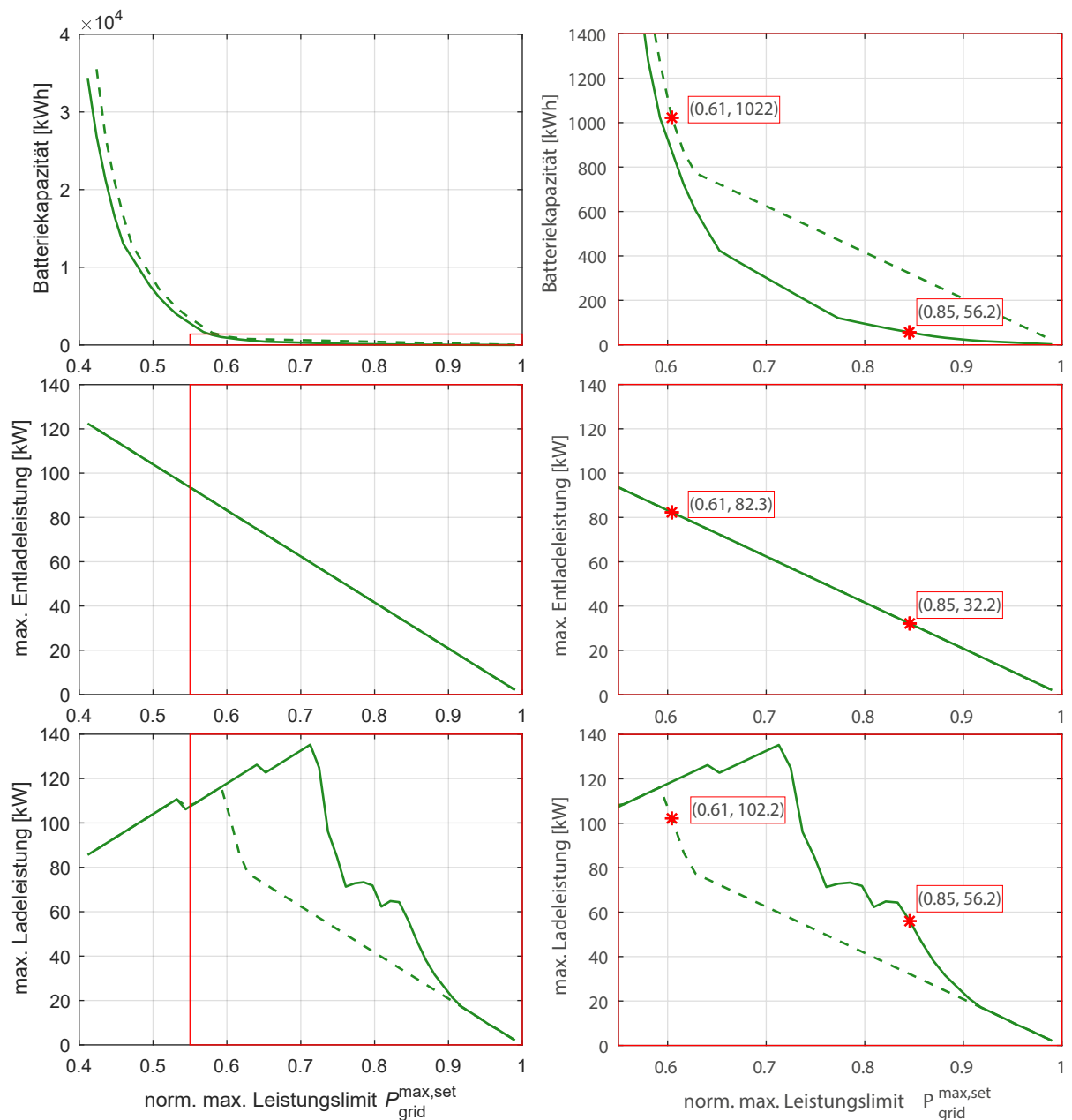
Zur Dimensionierung wurden das Speichermodell aus Kapitel 3.1 sowie die Parameter für Li-Ionen und Pb-Säure-Technologie aus Tabelle 3.1 verwendet. Die Methodik ist ebenfalls in Kapitel 3.1 beschrieben. Abbildung 5.1 zeigt die minimal notwendige Batteriekapazität  $C_E$  (vgl. Gleichung 3.7) für die Einhaltung des gewünschten maximalen Leistungslimits  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$  bei der jeweiligen Technologie für die Hotels H01 bis H10. Dabei ist das Leistungslimit  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$  zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse auf den jeweiligen maximalen Netzbezug vor der LSK (Lastspitze aus Tabelle 1.1) normiert.

Die maximal mögliche Reduktion des maximalen Netzbezugs variiert bei den Hotels zwischen 66 % (H01) und 42 % (H09) und erfordert extrem große Batteriekapazitäten (H07 bis zu 104,6 MWh bei Pb-Säure-BSS bzw. 97,2 MWh bei Li-Ionen-BSS). Die technologiespezifischen Unterschiede in Bezug auf die maximal mögliche Reduktion sind nahezu unwesentlich. Es fällt zudem auf, dass die maximal mögliche Lastspitzenreduktion bei dem Hotel mit der höchsten Volatilität im Netzbezug erreicht wird (vgl. dazu die Werte der Variationskoeffizienten des Leistungsbedarfs aus Tabelle 4.1). Von den untersuchten Hotels zeigt dasjenige (H09) mit der geringsten Volatilität im Netzbezug entsprechend das geringste Potenzial für die Lastspitzenreduktion mithilfe des BSS. Wie in Abbildung 5.1 zu sehen ist, werden beim Einsatz von Pb-Säure-BSS zur LSK grundsätzlich größere Batteriekapazitäten benötigt.

Je nach der Ausmaß der Reduktion des maximalen Netzbezugs lassen sich entweder die Leistung des BSS oder seine Kapazität als bestimmender Faktor bei der Dimensionierung beobachten. Dies soll nachfolgend anhand der Abbildungen 5.2 und 5.3 erläutert werden. Abbildung 5.2 zeigt im Detail die Ergebnisse der BSS-Dimensionierung für das Hotel H06. Die  $y$ -Achse ist hier im Unterschied zu Abbildung 5.1 linear skaliert. Bild (a) zeigt von oben nach unten die minimal notwendige Kapazität  $C_E$  sowie die maximale Entladeleistung und maximale Ladeleistung für ein Li-Ionen-BSS (durchgezogene Linie) und Pb-Säure-BSS (gestrichelte Linie) über dem entsprechenden normierten Leistungslimit  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$ . Die maximale Lade- und Entladeleistung



**Abbildung 5.1:** Darstellung der minimal notwendigen Batteriekapazität zur Einhaltung des gewünschten maximalen Leistungslimits für die jeweiligen Hotels sowie Batterie-technologien: Li-Ionen (durchgezogene Linie) und Pb-Säure (gestrichelte Linie).



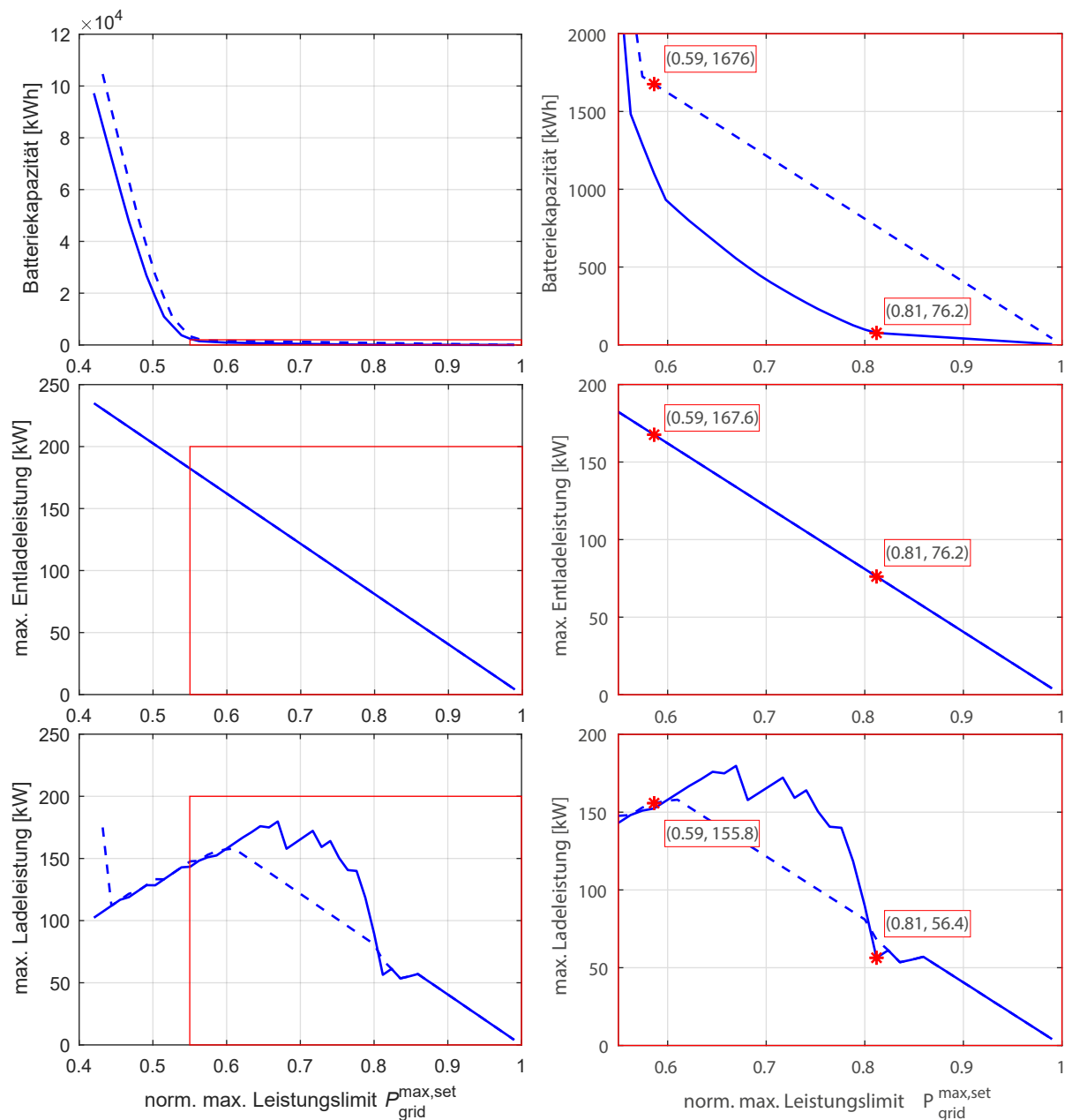
- (a) Ergebnisse der BSS-Dimensionierung. Von oben nach unten: minimal notwendige Kapazität, maximale Entladeleistung und maximale Ladeleistung über dem entsprechenden normierten Leistungslimit.
- (b) Detailansicht von Bild (a). Rote Sternchen markieren für die jeweilige BSS-Technologie das Ende des Bereiches, in dem die maximale Leistung des BSS bei seiner Dimensionierung bestimmend ist. Bei größerer Reduktion des maximalen Netzbezugs ist die Kapazität ausschlaggebend.

**Abbildung 5.2:** Darstellung zu Kapazität und Leistung als bestimmende Faktoren bei der Dimensionierung von BSS am Beispiel des Hotels H06. Die durchgezogene Linie steht für die Li-Ionen- und die gestrichelte Linie für die Pb-Säure-Technologie.

wurden dabei aus dem jeweiligen Profil für die Leistung des BSS  $P_s(t)$  bei entsprechender Kapazität ermittelt. Das Profil für die Leistung des BSS stellt eines der Ergebnisse der Anwendung des Speichermodells auf die Lastgangdaten dar. Bild (b) zeigt eine Detailansicht von Bild (a), wobei der Bereich der  $y$ -Achse auf 1400 kWh beim oberen und 140 kW beim mittleren sowie unteren Teilbild eingeschränkt ist. Der Bereich der  $x$ -Achse ist von 0,55 bis 1 eingeschränkt. Rote Sternchen markieren jeweils das Ende des Bereiches, in dem die Leistung des BSS für dessen Dimensionierung bestimmend ist. So bestimmt bspw. beim Li-Ionen-BSS die Ladeleistung dessen Dimensionierung bei der Reduktion des maximalen Netzbezugs zwischen 0 % und 15 % bzw. bei  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$  zwischen 1 und 0,85. Die notwendige Batteriekapazität entspricht in diesem Bereich dem Quotienten aus jeweiliger notwendiger maximaler Ladeleistung und maximaler spezifischer Ladeleistung  $\pi_{\text{ch}}$  ( $\pi_{\text{ch}} = 1 \text{ kW/kWh}$  bei der Li-Ionen-Technologie, vgl. Tabelle 3.1 sowie die Gleichungen 3.4 und 3.5). Wird der maximale Netzbezug über diesen Bereich hinaus reduziert (in unserem Beispiel  $> 15 \%$ ), wird die Kapazität des BSS bestimmend für seine Dimensionierung. Dies impliziert, dass in diesem Bereich die (maximale) Batterieleistung über einen längeren Zeitraum abgefragt wird. Beim Einsatz von Pb-Säure-BSS ist der LSK-Bereich, in dem die Leistung für die Dimensionierung bestimmend ist, deutlich größer. In unserem Beispiel auf Bild (b) wird erst bei der Reduktion des maximalen Netzbezugs größer als 39 % die Kapazität bestimmend. Solange die Reduktion unter 39 % bzw.  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$  zwischen 1 und 0,61 liegt, entspricht die notwendige Batteriekapazität dem Quotienten von jeweiliger notwendiger maximaler Ladeleistung und maximaler spezifischer Ladeleistung  $\pi_{\text{ch}}$ , d. h. hier dem 10fachen der maximalen Ladeleistung. Folglich wirkt sich die vergleichsweise geringe maximale spezifische Ladeleistung der Pb-Säure-Technologie (0,1 kW/kWh vgl. Tabelle 3.1) bei der Anwendung zur LSK unvorteilhaft aus.

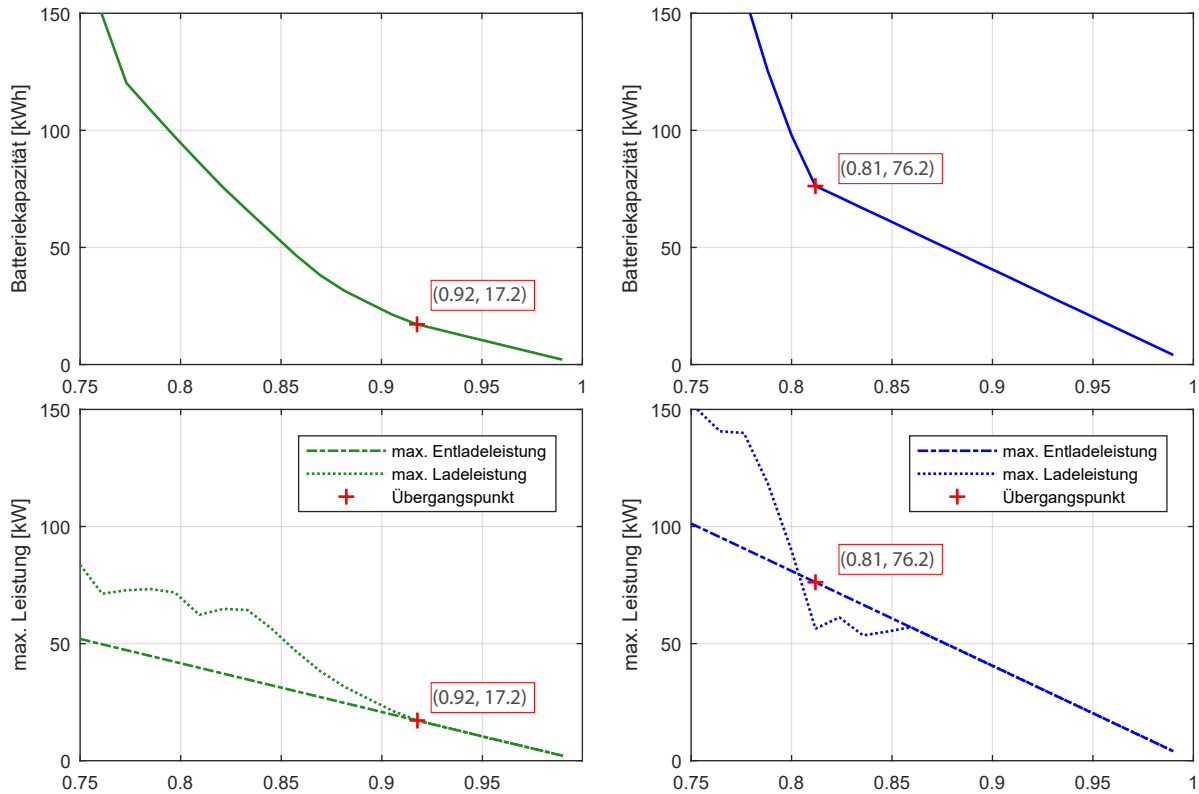
Abbildung 5.3 stellt hierfür ein weiteres Beispiel dar. Bild (b) ist hier ebenfalls wie in Abbildung 5.2 eine Detailansicht von Bild (a). Wie aus dem mittleren Teilbild von (b) ersichtlich, ist bei einem Li-Ionen-BSS seine maximale Entlade- oder ggf. Ladeleistung bei der Reduktion des maximalen Netzbezugs zwischen 0 % und 19 % für die Dimensionierung ausschlaggebend. Demgegenüber wird bei einem Pb-Säure-BSS der Bereich, in dem die Kapazität für die Dimensionierung ausschlaggebend ist, erst bei einer Reduktion des maximalen Netzbezugs über 41 % realisiert.

Charakteristisch für die Dimensionierung von Li-Ionen-BSS zur LSK ist zudem, dass zu Beginn der Reduktion des maximalen Netzbezugs die maximale Ladeleistung und Entladeleistung etwa gleich sein kann (vgl. Abbildung 5.4 (a), unteres Teilbild), oder die maximale Ladeleistung ist geringer (vgl. Abbildung 5.4 (b), unteres Teilbild). Die notwendige Batteriekapazität steigt hier folglich linear an, entsprechend der maximalen Lade- oder Entladeleistung als bestimmende Größe (vgl. Abbildung 5.4 (a), (b), oberes Teilbild). Man geht dann in den LSK-Bereich über, wo die maximale Ladeleistung größer ist als die maximale Entladeleistung und ggf. die BSS-Dimensionierung bestimmt. Der Übergangspunkt (markiert mit rotem Pluszeichen) zwischen diesen beiden Bereichen lässt sich ebenfalls an der veränderten Steigung der Funktion für die Batteriekapazität über dem maximalen Leistungslimit erkennen (vgl. Abbildung 5.4 (a), (b), oberes Teilbild).



- (a) Ergebnisse der BSS-Dimensionierung. Von oben nach unten: minimal notwendige Kapazität, maximale Entladeleistung und maximale Ladeleistung über dem entsprechenden normierten Leistungslimit.
- (b) Detailansicht von Bild (a). Rote Sternchen markieren für die jeweilige BSS-Technologie das Ende des Bereiches, in dem die maximale Leistung des BSS bei seiner Dimensionierung bestimmend ist. Bei größerer Reduktion des maximalen Netzbezugs ist die Kapazität ausschlaggebend.

**Abbildung 5.3:** Darstellung zu Kapazität und Leistung als bestimmende Faktoren bei der Dimensionierung von BSS am Beispiel des Hotels H07. Die durchgezogene Linie steht für die Li-Ionen- und die gestrichelte Linie für die Pb-Säure-Technologie.



(a) Ergebnisse der BSS-Dimensionierung für Hotel H06. (b) Ergebnisse der BSS-Dimensionierung für Hotel H07.

**Abbildung 5.4:** Darstellung zur Entwicklung der notwendigen Kapazität sowie maximalen Lade- und Entladeleistung mit steigender Reduktion des maximalen Netzbezugs für ein Li-Ionen-BSS. Jeweils von oben nach unten: die minimal notwendige Batteriekapazität, maximale Entladeleistung und maximale Ladeleistung über dem entsprechenden normierten Leistungslimit  $P_{\text{grid}}^{\text{max, set}}$ . Rote Pluszeichen markieren das jeweilige optimale Leistungslimit bzw. den Übergangspunkt für die erste Änderung der Steigung des Funktionsgraphen für die Batteriekapazität.

Zur Übersicht ist der jeweilige Übergangspunkt für alle Hotels in Abbildung 5.1 aufgetragen.

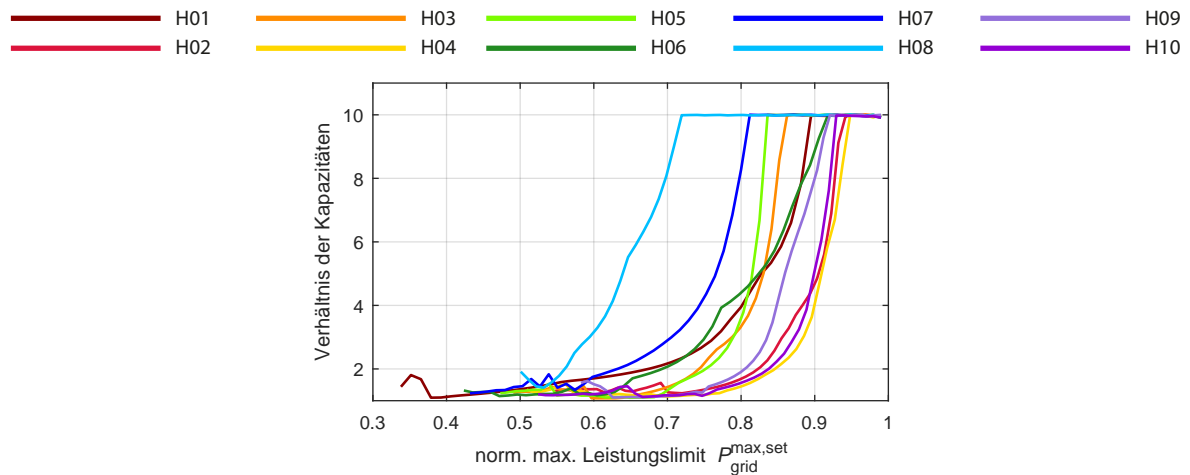
Dieser Übergangspunkt soll für die optimale Dimensionierung eines BSS zur LSK von entscheidender Bedeutung sein, sofern hierbei die Gewinnmaximierung im Fokus steht. Er beschreibt für die gegebenen technologischen Parameter die maximal mögliche Lastspitzenreduktion sowie die hierfür notwendige Kapazität zur Realisierung der LSK mit maximaler Wirtschaftlichkeit. (vgl. Paul et al. [2019/11])

Zur Ermittlung dieses Optimums schlagen Tiemann et al. [2020] vor, die Differenz des maximalen Netzbezugs vor und nach der LSK ins Verhältnis zur Batteriekapazität zu setzen, die zur Realisierung dieser Reduktion erforderlich ist. Die maximal mögliche Reduktion, bei der dieser Quotient nicht unter die spezifische maximale Entladeleistung  $\pi_{\text{dis}}$  des gegebenen BSS fällt, soll die Lastspitzenreduktion mit der kürzesten Amortisationsdauer kennzeichnen.

Wie bereits erwähnt, wirkt sich bei der LSK die vergleichsweise geringe spezifische Lade- und Entladeleistung von Pb-Säure-BSS in grundsätzlich größeren notwendigen Batteriekapazitäten aus. Abbildung 5.5 zeigt das Verhältnis der minimal notwendigen Batteriekapazitäten  $C_E$  eines

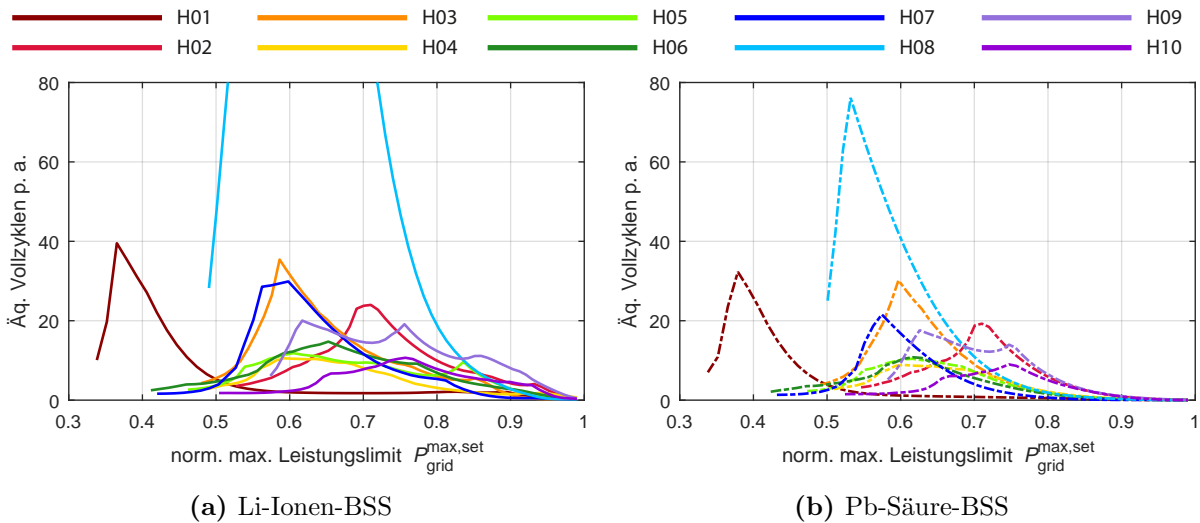


Pb-Säure- und eines Li-Ionen-BSS zur Einhaltung des entsprechenden maximalen Leistungslimits für alle Hotels. Der Einfluss der Batterietechnologie macht sich je nach Hotel bei geringer bis moderater Reduktion des maximalen Netzbezugs besonders bemerkbar. Es ist außerdem zu erkennen, dass dieser Einfluss bei der Reduktion des maximalen Netzbezugs bis hin zum optimalen Leistungslimit für Li-Ionen-BSS (hier bei 0,95 (H04) - 0,72 (H08)) am größten ist. Wie aus der Abbildung ersichtlich, wird hier beim Einsatz der Pb-Säure-Technologie etwa das 10fache der Batteriekapazität benötigt, die bei Li-Ionen-BSS erforderlich ist. Dies kann bei eingeschränkter Verfügbarkeit technischer Flächen, wie es bspw. in Bestandsgebäuden oft der Fall ist, als ausschließender Faktor für Pb-Säure-BSS gelten.



**Abbildung 5.5:** Verhältnis der minimal notwendigen Batteriekapazitäten  $C_E$  eines Pb-Säure- und eines Li-Ionen-BSS, aufgetragen über das entsprechende normierte maximale Leistungslimit für die Hotels H01 bis H10.

Abschließend lässt sich anmerken, dass die Auslastung von BSS beim Einsatz zur LSK relativ gering ausfällt. Analysen ergeben maximal etwa 133 äquivalente Vollzyklen pro Jahr bei Li-Ionen- und maximal 76 bei Pb-Säure-BSS. Abbildung 5.6 zeigt die erreichte Anzahl äquivalenter Vollzyklen pro Jahr für die untersuchten Technologien, aufgetragen über das jeweilige maximale Leistungslimit. Bei Pb-Säure-BSS werden aufgrund größerer Batteriekapazitäten weniger äquivalente Vollzyklen erreicht als bei Li-Ionen-BSS. Aufgrund der relativ geringen Auslastung von BSS bei reiner Anwendung zur LSK besteht Potenzial zur Erweiterung dieses Geschäftsmodells um eine weitere Anwendung. Diese Ergebnisse decken sich mit anderen aktuellen Studien [Tiemann et al., 2020; Martins et al., 2018; Lombardi und Schwabe, 2017; Möller et al., 2017].

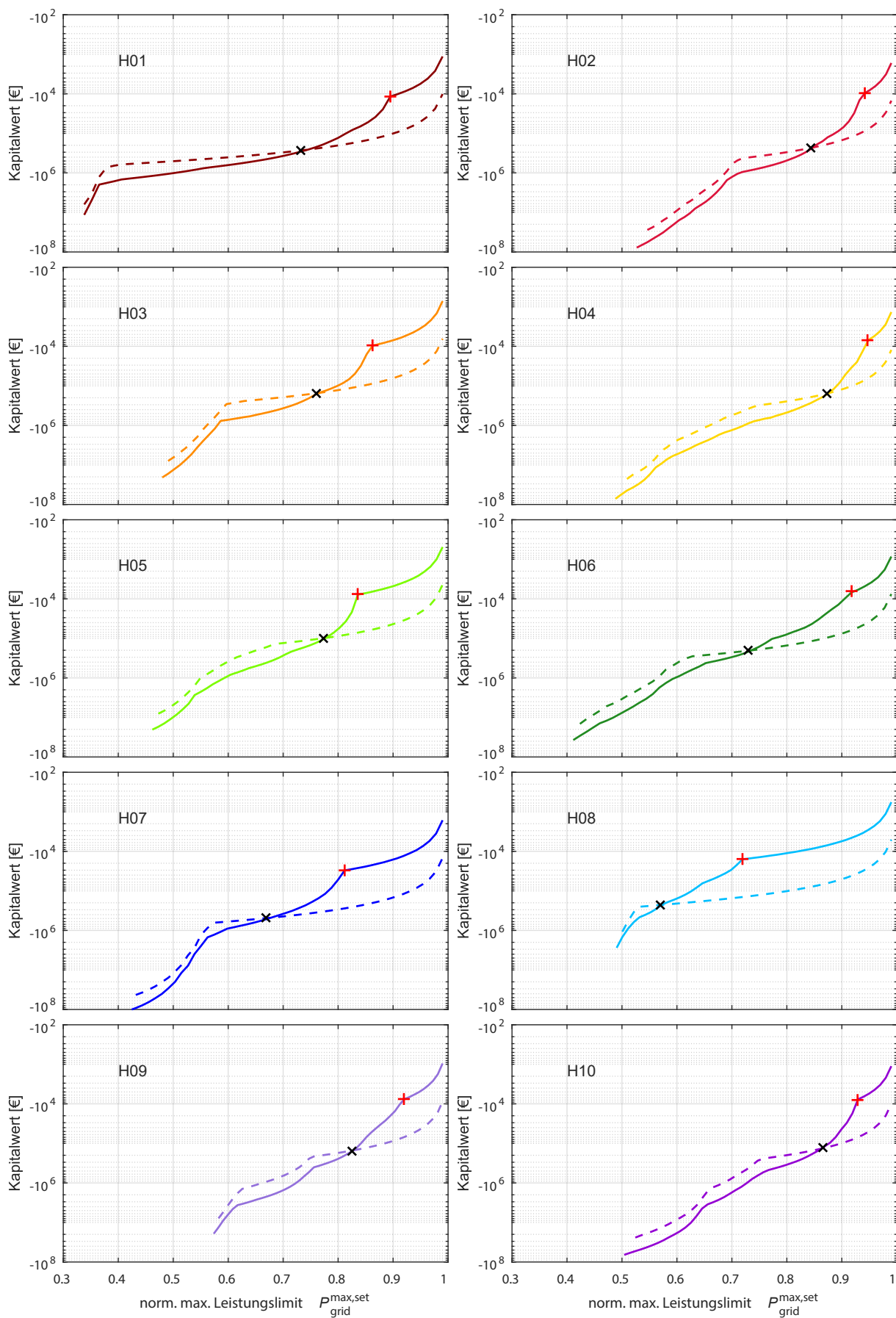


**Abbildung 5.6:** Anzahl äquivalenter Vollzyklen pro Jahr, erreicht bei BSS beim Einsatz zur LSK in Hotels, aufgetragen über die entsprechenden maximalen Leistungslimits für die jeweiligen Hotels sowie Batterietechnologien: Li-Ionen (durchgezogene Linie) und Pb-Säure (gestrichelte Linie). Der Bereich der  $y$ -Achse auf Bild (a) ist zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse auf 80 äquivalente Vollzyklen eingeschränkt: Bei H08 wird das Li-Ionen-BSS jährlich maximal mit etwa 133 äquivalenten Vollzyklen betrieben (das entsprechende norm. max. Leistungslimit  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$  beträgt ca. 0,58).

### 5.1.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Die Methodik zu Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen samt den verwendeten Parametern wurde in Kapitel 3.2 ausführlich erläutert. Abbildung 5.7 zeigt die Kapitalwerte für die Realisierung der gewünschten LSK bei den untersuchten Hotels mithilfe der entsprechend dimensionierten BSS (BSS-Dimensionierung vgl. Abbildung 5.1). Es ist zu erkennen, dass alle Kapitalwerte im negativen Bereich liegen und folglich keines der untersuchten Szenarien unter den verwendeten Parametern zur Implementierung empfohlen werden kann.

Für die meisten Hotels sind bei geringer bis moderater Reduktion des maximalen Netzbezugs (0 % bis 12 % (H04) bzw. 42 % (H08)) deutlich bessere Kapitalwerte für die Investition in Li-Ionen-Technologie charakteristisch. Bei der höheren Reduktion des maximalen Netzbezugs (hier über 12 % bzw. 42 % je nach Hotel) erscheint dagegen die Pb-Säure-Technologie aufgrund höherer Kapitalwerte wirtschaftlich vorteilhafter. Dem kann man entgegenhalten, dass die höhere Reduktion des maximalen Netzbezugs für den stationären Bereich bzw. den Einsatz bei einzelnen Gebäuden enorme Batteriekapazitäten erfordert. So wurde der höchste Kapitalwert, bei dem sich die Pb-Säure-Technologie vorteilhafter zeigt, für H05 nachgewiesen (vgl. Abbildung 5.7 bei  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}} \approx 0,77$ ). Die hierfür benötigte Batteriekapazität lässt sich aus Abbildung 5.1 ableiten und beträgt ca. 280 kWh. Sie ist somit etwa 2,3-mal höher als bei der Li-Ionen-Technologie (vgl. Verhältnis der Kapazitäten für H05 bei  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}} \approx 0,77$  in Abbildung 5.5). Der geringste Kapitalwert, bei dem die Pb-Säure-Technologie vorteilhafter erscheint, ist bei H07 zu beobachten (bei  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}} \approx 0,67$ ). Die hierfür benötigte Batteriekapazität beträgt etwa 1340 kWh und ist etwa 2,4-mal höher als bei der Li-Ionen-Technologie.

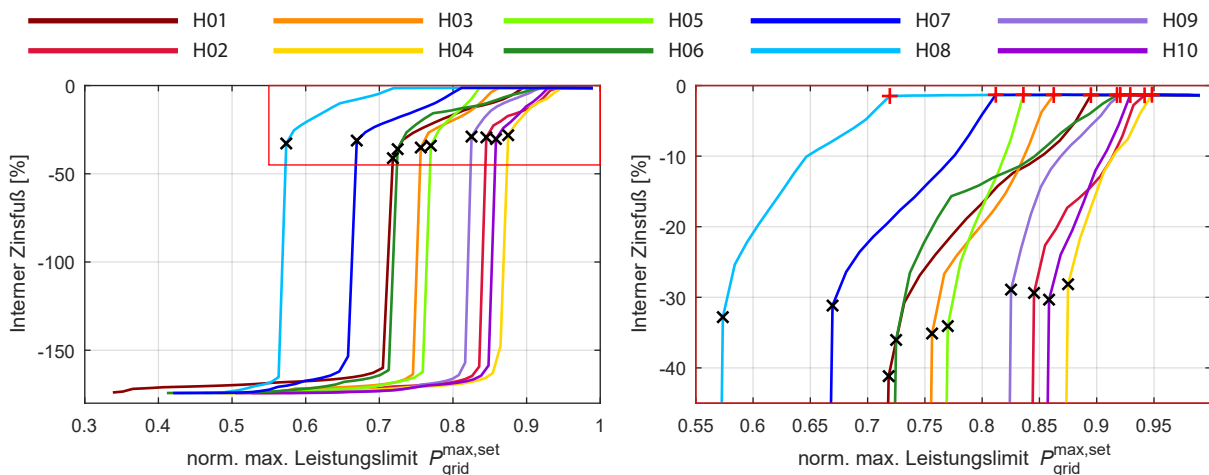


**Abbildung 5.7:** Darstellung der Kapitalwerte am Ende der Nutzungsdauer der BSS über  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$  für die jeweiligen Hotels sowie Technologien: Li-Ionen (durchgezogene Linie) und Pb-Säure (gestrichelte Linie). Rote Pluszeichen zeigen das opt. Leistungslimit für die Li-Ionen-BSS. Schwarze Malzeichen zeigen das Leistungslimit, bei dessen Unterschreitung die Kapitalwerte von Pb-Säure-BSS besser ausfallen.

Die Kapitalwertmethode ist die primäre Methode für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in der vorliegenden Arbeit. Zur Hervorhebung der wichtigsten Erkenntnisse wurde zusätzlich die Interner-Zinsfuß-Methode, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, angewendet. Der beste Wert für den internen Zinsfuß, berechnet für die Realisierung der LSK mithilfe der Pb-Säure-BSS, beläuft sich auf etwa  $-40\%$ . Dagegen ergibt die Analyse für die Li-Ionen-BSS einen besten Wert für den internen Zinsfuß von etwa  $-1,5\%$ .

Abbildung 5.8 dient zur Veranschaulichung der Ergebnisse für den Einsatz von Li-Ionen-BSS. Für jedes untersuchte Hotel lässt sich bei der Lastspitzenreduktion bis hin zum jeweiligen optimalen Leistungslimit ein interner Zinsfuß auf einem relativ konstanten Niveau im geringfügig negativen Bereich feststellen. Das jeweilige optimale Leistungslimit ist mit rotem Pluszeichen in Abbildung 5.8 (b) markiert und lässt sich ebenfalls in Abbildung 5.7 aufgrund logarithmischer Skalierung der  $y$ -Achse sehr gut erkennen. Es wird deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit der Li-Ionen-BSS für diesen Bereich der LSK genauer untersucht werden muss und folglich das Potenzial für die Sensitivitätsanalyse gegeben ist.

Des Weiteren lässt sich bei jedem analysierten Hotel ein Leistungslimit beobachten, bei dessen Unterschreitung sich der interne Zinsfuß der Investition sprunghaft um etwa das 5fache verschlechtert (vgl. Abbildung 5.8 (a), schwarze Malzeichen). Dieses Leistungslimit kennzeichnet den Übergang in den Bereich der LSK, in dem die Pb-Säure-BSS wirtschaftlich vorteilhafter sind (vgl. Abbildung 5.7).



- (a) Schwarze Malzeichen markieren für das jeweilige Hotel das Ende des LSK-Bereiches ( $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$  von 1 bis 0,88 (H04) bzw. 0,57 (H08)), in dem Li-Ionen-BSS wirtschaftlich vorteilhafter sind als Pb-Säure-BSS (vgl. Abbildung 5.7).
- (b) Detailansicht von Bild (a). Rote Pluszeichen markieren für das jeweilige Hotel das Ende des LSK-Bereiches ( $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$  von 1 bis 0,95 (H04) bzw. 0,72 (H08)), in dem der interne Zinsfuß auf einem relativ konstanten Niveau im geringfügig negativen Bereich bleibt (vgl. Abbildung 5.7).

**Abbildung 5.8:** Interner Zinsfuß der Investition in LSK mithilfe eines entsprechend dimensionierten Li-Ionen-BSS, aufgetragen über dem jeweiligen Leistungslimit  $P_{\text{grid}}^{\text{max,set}}$ .

### 5.1.3 Sensitivitätsanalyse

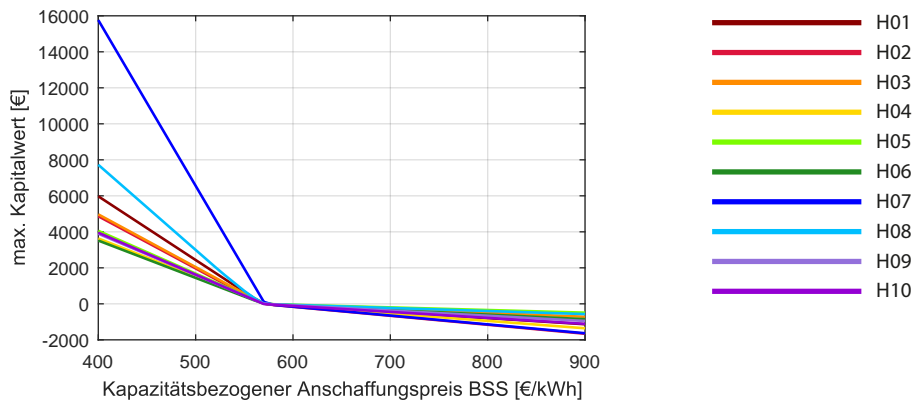
Die vorangegangenen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen wurden mit den Parametern durchgeführt, welche die typischen derzeitigen Marktbedingungen widerspiegeln. Ziel ist es, das allgemeine Potenzial der LSK mithilfe von BSS in Bezug auf optimale Systemgrößen unter Beachtung der Wirtschaftlichkeit aufzuzeigen. Nach den Ergebnissen liegt das größte Potenzial für die Lastspitzenreduktion bis hin zum optimalen Leistungslimit in der Nutzung von Li-Ionen-BSS. Wie in Kapitel 1.6 bereits erläutert, können Anschaffungspreise von BSS in Abhängigkeit von verschiedenen Faktoren, wie Batterietechnologie, Systemgrößen, Projektanforderungen, Wettbewerbssituation etc. stark variieren und werden tendenziell sinken. Aus diesem Grund soll im Folgenden der Einfluss der Anschaffungspreise auf die Wirtschaftlichkeit von Li-Ionen-BSS bei der LSK im Detail analysiert werden.

Für die Sensitivitätsanalyse werden die Kapitalwerte der Realisierung der LSK mithilfe der Li-Ionen-BSS bei variierendem kapazitätsbezogenem Anschaffungspreis  $c_E$  gebildet. Dieser wird von 900 Euro/kWh bis 400 Euro/kWh in äquidistanten Schritten von 10 Euro/kWh variiert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.9 zu sehen.

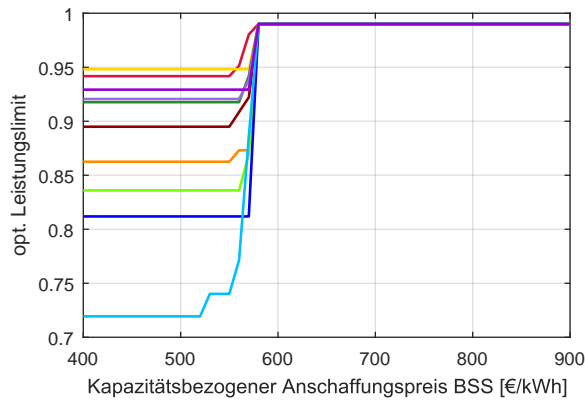
Bild (a) zeigt dabei den maximalen Kapitalwert der Investition und Bild (b) das Leistungslimit, bei dem dieser maximale Kapitalwert erreicht wird, aufgetragen über dem entsprechenden Anschaffungspreis. Für alle untersuchten Hotels wird die Investition in LSK absolut vorteilhaft, sobald der Anschaffungspreis unter etwa 570 Euro/kWh sinkt. Je stärker der Anschaffungspreis unter diesen Break-even-Point fällt, desto höher ist der maximale Kapitalwert der Realisierung der LSK. So ergäbe die LSK bei Hotel H07 unter Nutzung eines Li-Ionen-BSS, erworben für 500 Euro/kWh (alle anderen Parameter bleiben unverändert), einen maximalen Kapitalwert bei Einhaltung des maximalen Leistungslimits von 0.82 (vgl. Bild (b)). Dieser belief sich auf etwa 6600 Euro (vgl. Bild (a)).

Charakteristisch für das Leistungslimit zur Erreichung des maximalen Kapitalwertes ist, dass es bei den meisten der analysierten Hotels einer gewissen weiteren Reduktion des Anschaffungspreises unter den Break-even-Point bedarf, damit es sich auf einem konstanten Niveau bzw. auf einem Minimum einpendeln kann, das dem oben beschriebenen optimalen Leistungslimit entspricht. Je nach Hotel variiert dieser Anschaffungspreis zwischen 560 Euro/kWh (bspw. H05, H06, H09) und 520 Euro/kWh (H08). Jede weitere Reduktion des Anschaffungspreises erbringt einen höheren Kapitalwert, während das optimale Leistungslimit und die entsprechend notwendige bzw. optimale Kapazität (vgl. Bild (c)) unverändert bleiben. Die benötigten optimalen Batteriekapazitäten sind verhältnismäßig gering und für den Einsatz im stationären Bereich in Bezug auf den Platzbedarf völlig angemessen.

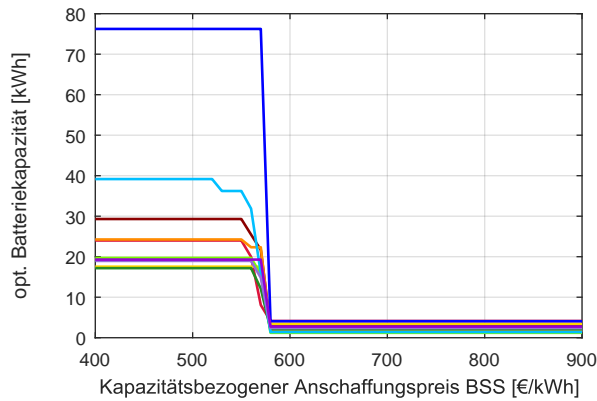
Von allen untersuchten Hotels fallen H07 und H08 besonders auf. Bei H08 lässt sich die größte relative Reduktion des maximalen Netzbezugs erreichen, in Verbindung mit den jeweils zweithöchsten Kapitalwerten. Hierfür muss der Anschaffungspreis kleiner oder gleich 560 Euro/kWh sein. Bei H07 lässt sich die zweitgrößte relative Reduktion des maximalen Netzbezugs bei den höchsten Kapitalwerten erzielen. Der Anschaffungspreis muss hierfür nicht größer sein als der aktuelle Break-even-Point (570 Euro/kWh).



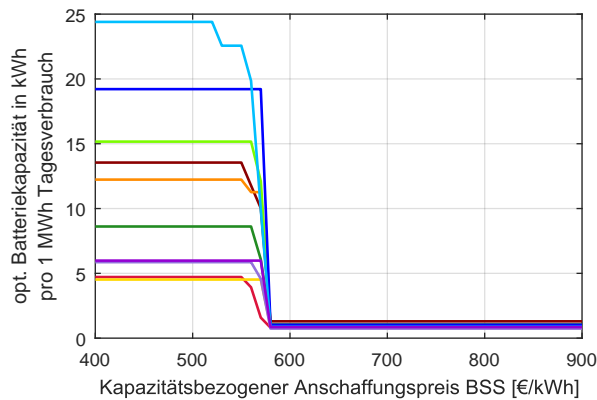
(a) Der maximale Kapitalwert der Investition, aufgetragen über dem entsprechenden Anschaffungspreis.



(b) Das Leistungslimit zur Erreichung des entsprechenden maximalen Kapitalwertes aus Bild (a).



(c) Die Batteriekapazität  $C_E$  zur Erreichung des entsprechenden maximalen Kapitalwertes aus Bild (a).



(d) Die benötigte Batteriekapazität  $C_E$  aus Bild (c) pro 1 MWh Tagesstromverbrauch der Hotels.

**Abbildung 5.9:** Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für den kapazitätsbezogenen Anschaffungspreis  $c_E$  von Li-Ionen-BSS.

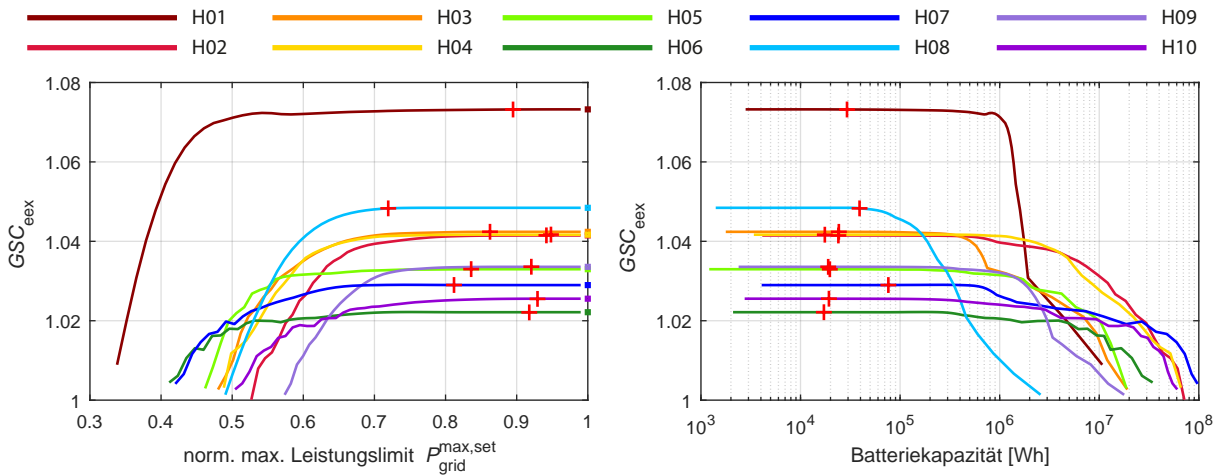
Die optimale Kapazität (vgl. Bild (c)), geteilt durch den jeweiligen durchschnittlichen Tagesverbrauch an Strom in MWh (vgl. Tabelle 4.1), ergibt die spezifische optimale Kapazität in kWh/MWh für den jeweiligen Anschaffungspreis (vgl. Abbildung 5.9 (d)). Die spezifische optimale Kapazität beschreibt somit hier die Batteriekapazität in kWh je 1 MWh Tagesstromverbrauch, die zur Einhaltung des entsprechenden optimalen Leistungslimits ausreicht. Wie aus Bild (d) zu sehen ist, variiert für die Anschaffungspreise unter dem Break-even-Point die spezifische optimale Batteriekapazität je nach Hotel zwischen 24,4 kWh (H08) und 4,5 kWh (H04) pro 1 MWh Tagesstromverbrauch.

## 5.2 Einfluss der Lastspitzenkappung auf die Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden

In diesem Kapitel wird der Frage nachgegangen, ob beim Einsatz von BSS zur LSK ein zusätzlicher Nutzen für das Gebäude in Form einer erhöhten Netzdienlichkeit generiert werden kann. In den nachfolgenden Analysen werden dementsprechend Ergebnisse aus Kapitel 5.1.1 für die Li-Ionen-BSS verwendet. Die Methodik für die Bewertung der Netzdienlichkeit wurde in Kapitel 3.4.1 vorgestellt. Die Berechnung des  $GSC$  erfolgt nach dem „Consumer“-Szenario (Gleichung 3.18), da bei der LSK keine Einspeisung in das Elektrizitätsnetz stattfindet. Die Ermittlung des  $GSC$  für Gebäude ohne Anwendung der LSK erfolgt auf Basis der vorhandenen Lastgänge (vgl. Kapitel 4.1). Weiterhin werden die jeweiligen  $GSC$  für die schrittweise Reduktion des maximalen Netzbezugs von Hotelgebäuden ermittelt, basierend auf den jeweiligen Profilen für den Netzbezug  $P_{\text{grid}}(t)$  nach der Anwendung der LSK (vgl. Gleichung 3.1). Diese Profile stellen eines der Ergebnisse der Anwendung des Speichermodells auf die Lastgangdaten dar. Die zur Bewertung der Netzdienlichkeit verwendeten Profile für die stromnetzbasierenen Größen  $G_{\text{eex}}$  und  $G_{\text{re}}$  wurden in Kapitel 4.2 erläutert.

Abbildung 5.10 zeigt die Ergebnisse der Ermittlung der entsprechenden  $GSC_{\text{eex}}$  bei der schrittweisen Reduktion des maximalen Netzbezugs (Bild (a)) sowie die hierfür minimal notwendigen Batteriekapazitäten  $C_{\text{E}}$  (Bild (b)). Wie in Abbildung 5.10 (a) zu sehen ist, weisen alle Hotelgebäude vor der Anwendung der LSK ein leicht netzadverses Lastverhalten bezüglich des Börsenstrompreises auf, bzw. für alle Hotelgebäude gilt  $GSC_{\text{eex}} > 1$ . Je nach Hotel erfolgt der Netzbezug im Vergleich zum durchschnittlichen Jahrespreis zu ca. 2,2% (H06) bis 7,3% (H01) höheren Börsenstrompreisen. Die entsprechenden  $GSC_{\text{eex}}$  von Hotelgebäuden vor der Anwendung der LSK sind Tabelle 5.1 zu entnehmen und werden in den nachfolgenden Abbildungen mit einem Quadratzeichen markiert.

Die maximal mögliche Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  aufgrund der LSK ist bei Hotel H01 zu beobachten und beläuft sich auf 0,064, die minimal mögliche Verbesserung von 0,018 zeigt sich bei Hotel H06. Dies bedeutet z. B., dass infolge der LSK mithilfe von BSS die Strombezugscharakteristik des Hotels (H01) so verbessert wird, dass der Strom im gewichteten Mittel zu 100,9% anstatt 107,3% des durchschnittlichen Börsenstrompreises im Analysezeitraum verbraucht wird. Die für



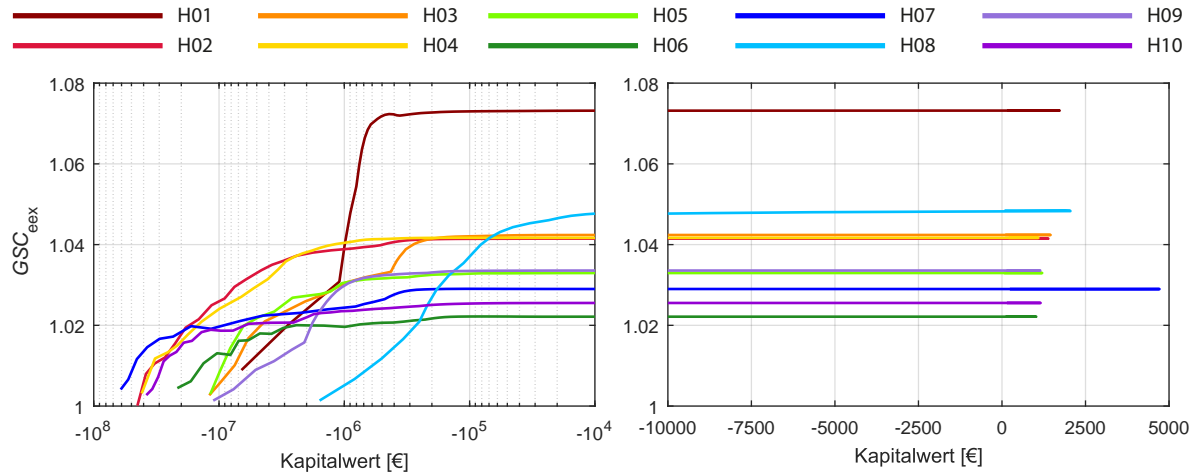
- (a) Darstellung zu errechneten  $GSC_{eex}$  von Hotelgebäuden für die schrittweise Reduktion des maximalen Netzbezugs mithilfe von Li-Ionen-BSS. Das Leistungslimit ist auf den jeweiligen maximalen Netzbezug vor der LSK normiert. Rote Pluszeichen markieren das optimale Leistungslimit aus Kapitel 5.1.
- (b)  $GSC_{eex}$  von Hotelgebäuden bei schrittweiser Reduktion des maximalen Netzbezugs aus Bild (a), aufgetragen über der jeweiligen notwendigen Kapazität  $C_E$ . Rote Pluszeichen markieren die jeweilige optimale Kapazität beim Einsatz von Li-Ionen-BSS zur LSK aus Kapitel 5.1.

**Abbildung 5.10:** Ergebnisse der Analyse zur Entwicklung der Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden infolge der LSK auf Basis des EEX Day-Ahead-Strompreises als stromnetzbasierter Größe  $G_{eex}$ .

die maximal mögliche Verbesserung von  $GSC_{eex}$  notwendigen Batteriekapazitäten variieren je nach Hotel zwischen ca. 2,6 MWh (H08) und 97,2 MWh (H07).

Rote Pluszeichen markieren in Abbildung 5.10 (a), (b) das jeweilige optimale Leistungslimit sowie die entsprechende Kapazität zur Erreichung der maximalen Wirtschaftlichkeit bei der LSK aus Kapitel 5.1. Es lässt sich feststellen, dass die LSK mithilfe von Li-Ionen-BSS zur Erreichung der maximalen Wirtschaftlichkeit keine Veränderung bzw. Verbesserung der Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden bewirkt. Paul et al. [2019/11] zeigen die ähnlichen Ergebnisse für andere Gebäudetypologien der NWG. Zur Verdeutlichung der Aussage ist auf Abbildung 5.11 hinzuweisen. Die Entwicklung von  $GSC_{eex}$  bei der LSK ist dort über dem Kapitalwert aufgetragen, ermittelt in Kapitel 5.1 für die Investition in ein für die jeweilige Reduktion (vgl. Abbildung 5.10 (a)) ausreichend dimensioniertes Li-Ionen-BSS (vgl. Abbildung 5.10 (b)) beim Anschaffungspreis  $c_E$  von 520 Euro/kWh. Das linke Teilbild illustriert die Kapitalwerte im negativen Bereich bis maximal  $-10.000$  Euro mithilfe der logarithmischen  $x$ -Achse, um die Ergebnisse für alle Hotelgebäude darstellen zu können. Das rechte Teilbild illustriert die Kapitalwerte im Bereich von  $-10.000$  Euro bis zum maximalen Kapitalwert (bei H07). Der jeweilige maximale Kapitalwert entspricht dem Kapitalwert aus der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 5.1 beim Anschaffungspreis  $c_E$  von 520 Euro/kWh. Es wird deutlich, dass die LSK für positive Kapitalwerte keine Veränderung der Netzdienlichkeit generiert. Erst bei negativen Beträgen unter dem sechsstelligen Euro-Bereich lässt sich bei den meisten der untersuchten Hotelgebäude eine Steigerung der Netzdienlichkeit feststellen.





**Abbildung 5.11:**  $GSC_{eeex}$  der Hotelgebäude bei der LSK, aufgetragen über den entsprechenden Kapitalwerten bei einem Anschaffungspreis  $c_E$  von 520 Euro/kWh. Das linke Teilbild illustriert die Kapitalwerte im negativen Bereich bis maximal  $-10.000$  Euro mithilfe der logarithmischen  $x$ -Achse, um die Ergebnisse für alle analysierten Hotelgebäude darstellen zu können. Das rechte Teilbild illustriert die Kapitalwerte im Bereich von  $-10.000$  Euro bis zum maximalen Kapitalwert (bei H07).

Die für eine Verbesserung des  $GSC_{eeex}$  minimal notwendige Reduktion des maximalen Netzbezugs variiert je nach Hotel zwischen 25 % und 50 % (vgl. Abbildung 5.10 (a)). Hierfür bedarf es entsprechend großer Batteriekapazitäten im mindestens drei- bis vierstelligen kWh-Bereich (vgl. Abbildung 5.10 (b)). Eine Ausnahme stellt lediglich das Hotel H08 dar, bei dem eine sukzessive Verbesserung von  $GSC_{eeex}$  bei der LSK bereits mit Batteriekapazitäten ab ca. 50 kWh zu beobachten ist. Grundsätzlich ist bei der LSK eine Änderung der Strombezugscharakteristik des Gebäudes bis hin zu netzneutral hinsichtlich des Börsenstrompreises möglich, d. h.  $GSC_{eeex} \approx 1$ . Ein in Bezug auf den EEX Day-Ahead-Strompreis netzdienliches Lastverhalten lässt sich bei alleiniger Anwendung der LSK nicht erreichen. Hier steht die Volatilität des Börsenstrompreises der infolge der LSK abgeflachten Strombezugscharakteristik gegenüber.

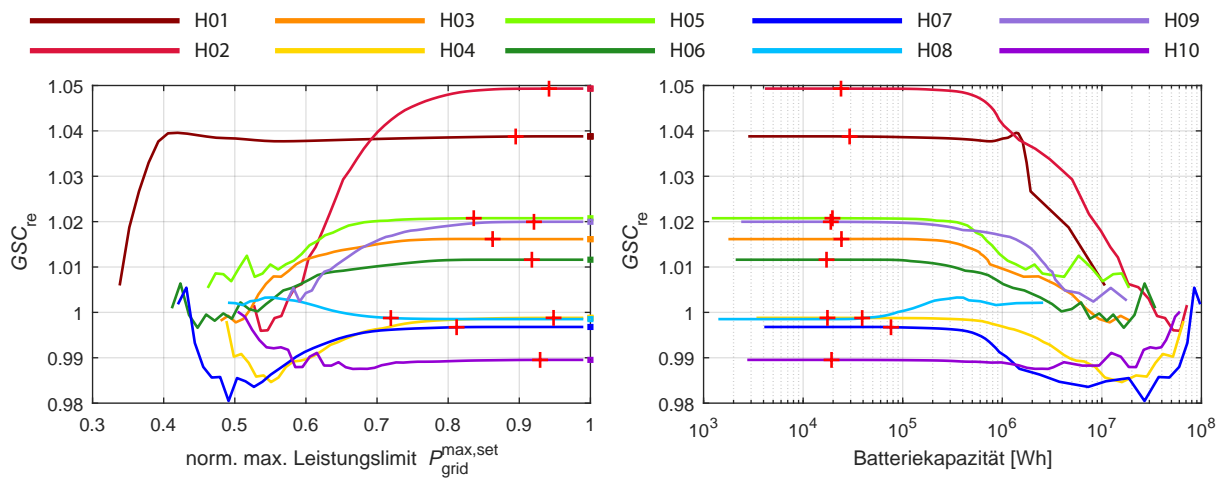
**Tabelle 5.1:** Überblick über die Veränderung der Netzdienlichkeit der untersuchten Hotelgebäude infolge der LSK. Für die maximale Verbesserung der Netzdienlichkeit wird die entsprechend notwendige Batteriekapazität  $C_E$  mit angegeben.

Hotel	EEX Day-Ahead-Strompreis			Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix			
	Anfangswert $GSC_{eeex}$	Maximale Verbesserung $GSC_{eeex}$	$C_E$ [MWh]	Anfangswert $GSC_{re}$	Maximale Verbesserung $GSC_{re}$	$C_E$ [MWh]	Maximale Verschlechterung $GSC_{re}$
H01	1,073	0,064	10,72	1,039	-	-	0,033
H02	1,041	0,041	71,53	1,049	-	-	0,053
H03	1,042	0,040	19,15	1,016	-	-	0,018
H04	1,042	0,039	66,09	0,999	-	-	0,014
H05	1,033	0,030	18,77	1,021	-	-	0,015
H06	1,022	0,018	34,38	1,012	-	-	0,015
H07	1,029	0,025	97,20	0,997	0,009	84,71	0,016
H08	1,048	0,047	2,57	0,999	0,005	0,35	-
H09	1,034	0,032	17,79	1,020	-	-	0,018
H10	1,026	0,023	60,73	0,990	0,011	60,73	0,002

Abbildung 5.12 stellt die Ergebnisse der Ermittlung der entsprechenden  $GSC_{re}$  bei der schrittweisen Reduktion des maximalen Netzbezugs dar (Bild (a)) sowie die hierfür minimal notwendigen Batteriekapazitäten  $C_E$  (Bild (b)). Im Unterschied zu den Ergebnissen der vorangegangenen Analyse des  $GSC_{eex}$  lässt sich bei der Analyse des  $GSC_{re}$  der untersuchten Hotelgebäude bereits vor der Anwendung der LSK bei einigen der Gebäude ein leicht netzdienliches Lastverhalten bezüglich des Anteils von Wind- und PV-Strom am Strommix feststellen (bei H01 bis H03, H05, H06, H09) mit  $GSC_{re} > 1$ . Für diese Hotelgebäude zeigt sich bei moderater bis hoher Reduktion des maximalen Netzbezugs ein schrittweiser Rückfall der Netzdienlichkeit in Richtung des netzneutralen Lastverhaltens (bei  $GSC_{re} \approx 1$ ). Die maximale Verschlechterung des  $GSC_{re}$  unter den Hotelgebäuden ist bei H02 zu beobachten und beträgt 0,052.

Andere der Hotelgebäude (H04, H07, H08, H10) weisen vor Anwendung der LSK ein in Bezug auf den Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix leicht netzadverses Lastverhalten auf mit  $GSC_{re} < 1$ . Für H07, H08, H10 führt die LSK letztendlich zur Verbesserung der Strombezugscharakteristik bis zu netzneutralen Lastverhalten. Dies setzt allerdings eine relativ hohe Reduktion des maximalen Netzbezugs voraus, für den große Batteriekapazitäten erforderlich sind. Die maximale Verbesserung von  $GSC_{re}$  ist bspw. bei H10 zu beobachten und beträgt ca. 0,01 bei entsprechender notwendiger Batteriekapazität von ca. 60,7 MWh. Dies bedeutet, dass infolge der LSK der Strom im Mittel zu Zeiten mit durchschnittlichem Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix anstatt zu Zeiten mit 99 % des durchschnittlichen Anteils bezogen wird.

Die LSK mithilfe von Li-Ionen-BSS zur Erreichung der maximalen Wirtschaftlichkeit führt auch hier zu keiner Veränderung der Netzdienlichkeit der untersuchten Hotelgebäude bezüglich des Anteils von Wind- und PV-Strom am Strommix. Dies ist in Abbildung 5.12 deutlich zu sehen. Rote Pluszeichen markieren dort das jeweilige optimale Leistungslimit sowie die entsprechende Kapazität zur Erzielung maximaler Wirtschaftlichkeit bei der LSK aus Kapitel 5.1. Tabelle 5.1 bietet einen Überblick über die entsprechenden  $GSC_{re}$  der untersuchten Hotelgebäude vor der Anwendung der LSK sowie die jeweils maximale Verschlechterung und ggf. Verbesserung von  $GSC_{re}$  infolge der LSK. Im Falle einer Verbesserung von  $GSC_{re}$  wird die entsprechend notwendige Batteriekapazität mit angegeben.



- (a) Darstellung zu errechneten  $GSC_{re}$  der untersuchten Hotelgebäude für die schrittweise Reduktion des maximalen Netzbezugs mithilfe von Li-Ionen-BSS. Das Leistungslimit ist auf den jeweiligen maximalen Netzbezug vor der LSK normiert. Rote Pluszeichen markieren das optimale Leistungslimit aus Kapitel 5.1.
- (b)  $GSC_{re}$  der untersuchten Hotelgebäude bei schrittweiser Reduktion des maximalen Netzbezugs aus Bild (a), aufgetragen über der jeweiligen notwendigen Kapazität  $C_E$ . Rote Pluszeichen markieren die jeweilige optimale Kapazität beim Einsatz von Li-Ionen-BSS zur LSK aus Kapitel 5.1.

**Abbildung 5.12:** Ergebnisse der Analyse zur Entwicklung der Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden infolge der LSK auf Basis des Anteils von Wind- und PV-Strom am Strommix als stromnetzbasierter Größe  $G_{re}$ .

## 5.3 Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Erhöhung der Netzdienlichkeit

### 5.3.1 Referenzfall

Dieses Kapitel stellt die Ergebnisse der Untersuchungen zur Steigerung der Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden durch den Einsatz netzreaktiver Li-Ionen-BSS dar. Dabei wird das BSS mit gegebener Kapazität anhand des Signals für das Laden/Entladen ( $G_{ch}/G_{dis}$ ) gesteuert. Die Methodik der netzreaktiven Betriebsführung von BSS wurde in Kapitel 3.4.2 beschrieben. Die untersuchten Batteriekapazitäten reichen in äquidistanten Schritten von 1 kWh bis maximal 4 MWh. Für jeden Schritt wird der  $GSC$  für den resultierten Netzbezug des Gebäudes ermittelt, je nach dem, ob eine Einspeisung ins Netz erfolgt (nach Gleichung 3.18 für „Consumer“ oder Gleichungen 3.19 - 3.23 für „Prosumer“).

Abbildung 5.13 illustriert die Ergebnisse des Einsatzes von Li-Ionen-BSS zur Erhöhung der Netzdienlichkeit bzw. zur Verbesserung von  $GSC_{eex}$  und  $GSC_{re}$  der untersuchten Gebäude. Abbildung 5.13 (a) zeigt deutlich, dass der Einsatz von Li-Ionen-BSS zur Erhöhung der Netzdienlichkeit bezüglich des EEX Day-Ahead-Strompreises bei keinem der untersuchten Gebäude in eine netzdienliche Strombezugscharakteristik resultierte bzw. der  $GSC_{eex}$  nicht unter eins gesenkt werden konnte. Dennoch lässt sich eine grundsätzliche Verbesserung von  $GSC_{eex}$  verglichen mit dem jeweiligen Anfangswert je nach Gebäude um maximal 0,007–0,008 feststellen (vgl.

Abbildung 5.13 (c)). Dies impliziert, dass der Strom im gewichteten Mittel zu einem in Bezug auf den durchschnittlichen Börsenstrompreis 0,7 %–0,8 % niedrigeren Preis verbraucht wird als vor dem Einsatz von BSS. Mit steigender Batteriekapazität fällt der  $GSC_{\text{eex}}$  zunächst konvex von seinem Anfangswert bis zu seinem minimalen Wert bzw. bis zum Punkt der maximalen Verbesserung (mit Rautezeichen markiert, vgl. Abbildung 5.13 (a)). Weiterhin führt die Steigerung der Batteriekapazität zum linearen Anstieg des  $GSC_{\text{eex}}$  bzw. seiner Verschlechterung bis hin zu seinem Anfangswert und anschließend über ihn hinaus. Je nach Hotelgebäude kann eine maximale Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  mit Batteriekapazitäten zwischen ca. 75 kWh (H05) und 285 kWh (H02) erreicht werden (vgl. Abbildung 5.13 (c)).

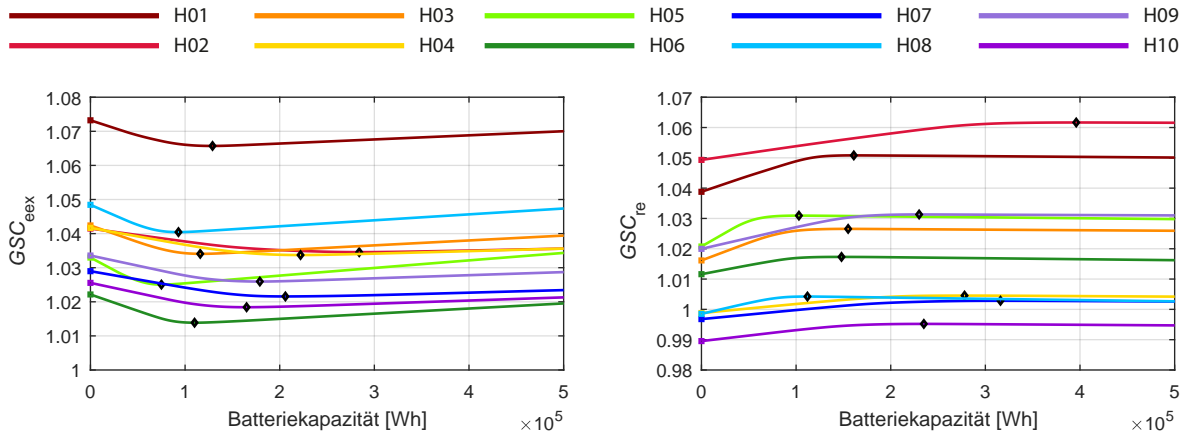
Die Abbildungen 5.13 (e), (g) illustrieren jeweils die Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs und maximalen Netzbezugs der Hotelgebäude in Abhängigkeit von der erreichten Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  beim Einsatz von BSS entsprechender Kapazitäten (vgl. Abbildung 5.13 (c)). Der Wert von 100 % entspricht hier dem maximalen Netzbezug und Stromverbrauch vor dem Einsatz von BSS. Der jährliche Stromverbrauch wird hier als Differenz zwischen der vom Gebäude jährlich aus dem Elektrizitätsnetz bezogenen und in das Netz eingespeisten Strommenge ermittelt. In Bild (e) lässt sich ein relativ homogener Anstieg des jährlichen Stromverbrauchs mit zunehmender Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  bei allen untersuchten Hotelgebäuden beobachten. Die maximal mögliche Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  erhöht den jährlichen Stromverbrauch verglichen mit dem Verbrauch vor dem Einsatz von BSS nur um ca. 0,4 %. Dies ist auf den sehr hohen Wirkungsgrad der Li-Ionen-Technologie zurückzuführen. Im Unterschied dazu ist der Einfluss der gewählten netzgeführten Betriebsweise von BSS auf den maximalen Netzbezug der untersuchten Gebäude deutlich stärker (vgl. Bild (g)). Bei der maximalen Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  lässt sich je nach Hotel eine Erhöhung der maximalen Lastspitze um ca. 10 %–69 % feststellen. In der Praxis hätte hierfür der Netzanschluss der Gebäude ggf. erweitert werden müssen. Bei allen untersuchten Hotels außer H04, H05, H06 ist eine Verbesserung des  $GSC_{\text{eex}}$  auch ohne Erhöhung des maximalen Netzbezugs möglich. Diese Verbesserung ist allerdings relativ gering und beträgt ca. 0,001–0,002. Eine Ausnahme stellt Hotel H01 dar. Hier kann die Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  um ca. 0,007 ohne Erhöhung des maximalen Netzbezugs erzielt werden.

In Bezug auf den  $GSC_{\text{re}}$  lässt sich bei allen Hotelgebäuden ebenfalls eine Verbesserung der Strombezugscharakteristik durch den Einsatz von netzreaktiven BSS feststellen (vgl. Abbildung 5.13 (b)). Hierbei steigt der  $GSC_{\text{re}}$  mit steigender Batteriekapazität bis zum jeweiligen Maximalwert an und beginnt anschließend linear zurückzufallen. Somit kann auch für den  $GSC_{\text{re}}$  ein in Bezug auf die benötigte Batteriekapazität optimaler Wert beobachtet werden. Die benötigten Batteriekapazitäten liegen dabei im Bereich zwischen ca. 100 kWh (H05) und 400 kWh (H02). Die entsprechende maximale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  beträgt ca. 0,006–0,012 (vgl. Bild (d)). Die Werte für die maximale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  sind dabei weniger homogen als die des  $GSC_{\text{eex}}$  (vgl. Abbildungen 5.13 (c) und (d)). Hierbei ist anzumerken, dass im Falle von  $GSC_{\text{re}}$  diese Werte sowie die Signale für das Laden und Entladen ( $G_{\text{ch}}/G_{\text{dis}}$ ) des BSS auf Basis dreier verschiedener Profile für den Anteil von Wind- und PV-Strom am Erzeugungsmix ermittelt werden (gem. der jeweiligen Regelzone, vgl. Kapitel 4.2). Bei den Hotelgebäuden in der Regelzone von Amprion (H01 bis H03, H05, H09) fällt die maximale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  grundsätzlich

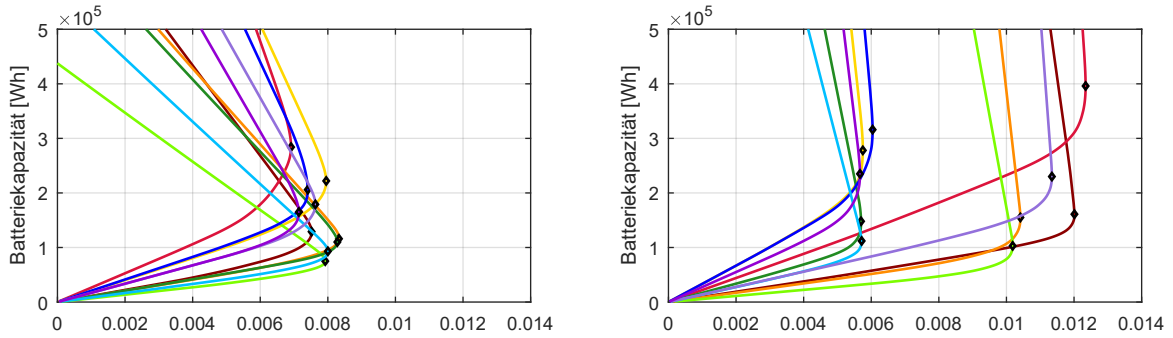
höher aus als bei den Hotels in der Regelzone von TenneT (H04, H08, H10) und 50Hertz (H06, H07). Hier sind die Werte für die maximale Verbesserung von  $GSC_{re}$  sehr homogen und liegen bei ca. 0,006.

Der jährliche Stromverbrauch (vgl. Bild (f)) erhöht sich bei der maximalen Verbesserung von  $GSC_{re}$  um ca. 0,3%–0,4% verglichen mit dem Stromverbrauch vor dem Einsatz von BSS. Somit fällt die prozentuale Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs bei der maximalen Verbesserung von  $GSC_{re}$  und  $GSC_{ex}$  (vgl. Abbildungen 5.13 (f) und (e)) ähnlich aus. Wie im Falle von  $GSC_{ex}$  steigt der Stromverbrauch zuerst proportional zur Verbesserung von  $GSC_{re}$  an. Dann folgt ein steilerer konvexer Anstieg des Stromverbrauchs, bis die maximale Verbesserung von  $GSC_{re}$  erreicht ist. Zuletzt folgt ein linearer und steiler Anstieg des Stromverbrauchs bei leicht fallendem  $GSC_{re}$ . Ähnlich wie beim  $GSC_{ex}$  verbessert sich der jeweilige  $GSC_{re}$  zunächst ohne Änderung des maximalen Netzbezugs der Gebäude (vgl. Abbildungen 5.13 (g) und (h)). Diese Verbesserung ist allerdings sehr gering und kann bis zu ca. 0,002 betragen, auch hier mit Ausnahme von Hotel H01. Nach einem zunächst linearen Anstieg steigt der maximale Netzbezug mit zunehmender Verbesserung von  $GSC_{re}$  steil und konvex an, bis die Verbesserung von  $GSC_{re}$  ihr Maximum erreicht. Weiterhin steigt der maximale Netzbezug steil an mit einem leicht zurückfallenden  $GSC_{re}$ .

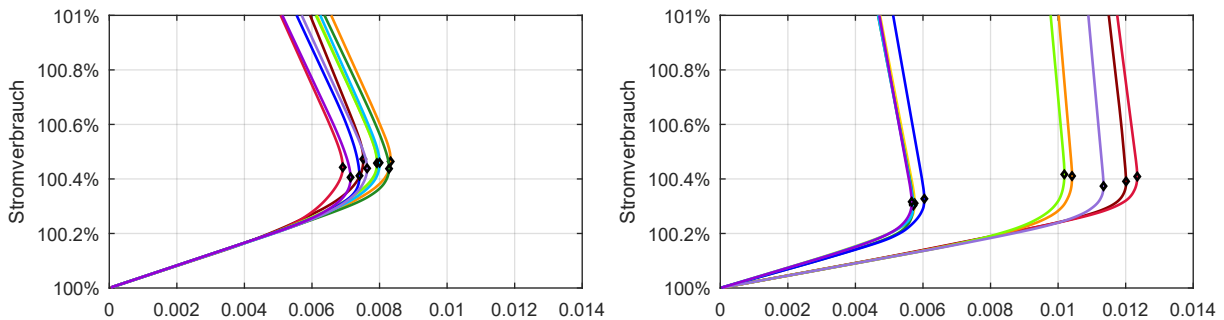
Abschließend ist zu konstatieren, dass mit der gewählten Betriebsweise von BSS eine Verbesserung der Strombezugscharakteristik der untersuchten Hotelgebäude sowohl in Bezug auf  $GSC_{ex}$  als auch  $GSC_{re}$  erreicht werden konnte. Andererseits wurde bei allen Hotelgebäuden ein Limit für die Verbesserung von  $GSC_{ex}$  und  $GSC_{re}$  festgestellt. Die jeweils beobachtete maximale Verbesserung fällt zudem relativ gering aus. So kann bei der Steigerung der Netzdienlichkeit hinsichtlich des Day-Ahead-Strompreises der Strombezug bestenfalls zu einem im Vergleich zum durchschnittlichen Strompreis 0,83% geringeren Preis erfolgen als vor dem Einsatz von BSS (vgl. H03 in Abbildung 5.13 (c)). Hierfür wird eine Batteriekapazität von knapp über 100 kWh erforderlich. Bei der Betriebsführung zur Steigerung der Netzdienlichkeit hinsichtlich des Anteils von Wind- und PV-Strom am Strommix wird eine Verbesserung von maximal 1,23% bezogen auf den durchschnittlichen Anteil erzielt (vgl. H02 in Abbildung 5.13 (d)). Die notwendige Batteriekapazität beläuft sich in dem Falle auf 400 kWh. Vor diesem Hintergrund stellt insbesondere die notwendige Erhöhung des maximalen Netzbezugs bei den untersuchten Gebäuden einen Kritikpunkt dar. Die nachfolgende Sensitivitätsanalyse soll zeigen, ob die Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden durch die Anpassung relevanter Parameter noch weiter verbessert werden kann.



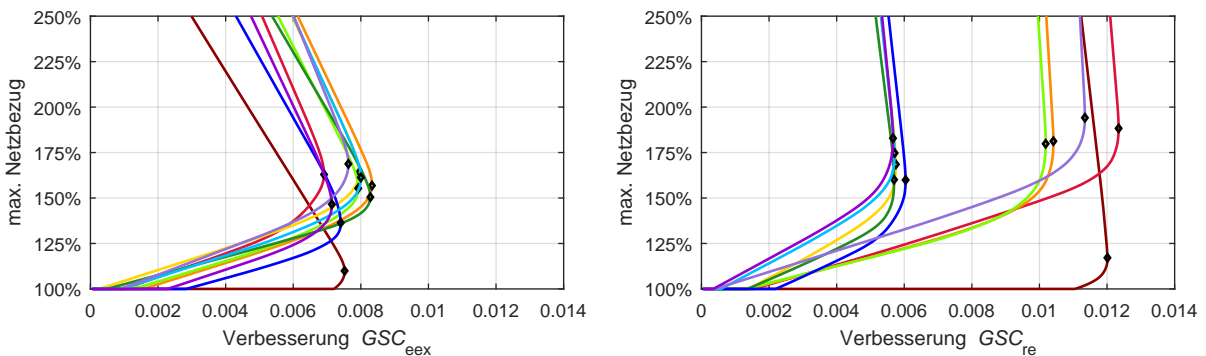
(a) Entwicklung der  $GSC_{eex}$  beim Einsatz von BSS entsprechender Kapazität. (b) Entwicklung der  $GSC_{re}$  beim Einsatz von BSS entsprechender Kapazität.



(c) Kapazität über der Verbesserung von  $GSC_{eex}$ . (d) Kapazität über der Verbesserung von  $GSC_{re}$ .



(e) Entwicklung des Jahresstromverbrauchs bei der Verbesserung von  $GSC_{eex}$ . (f) Entwicklung des Jahresstromverbrauchs bei der Verbesserung von  $GSC_{re}$ .



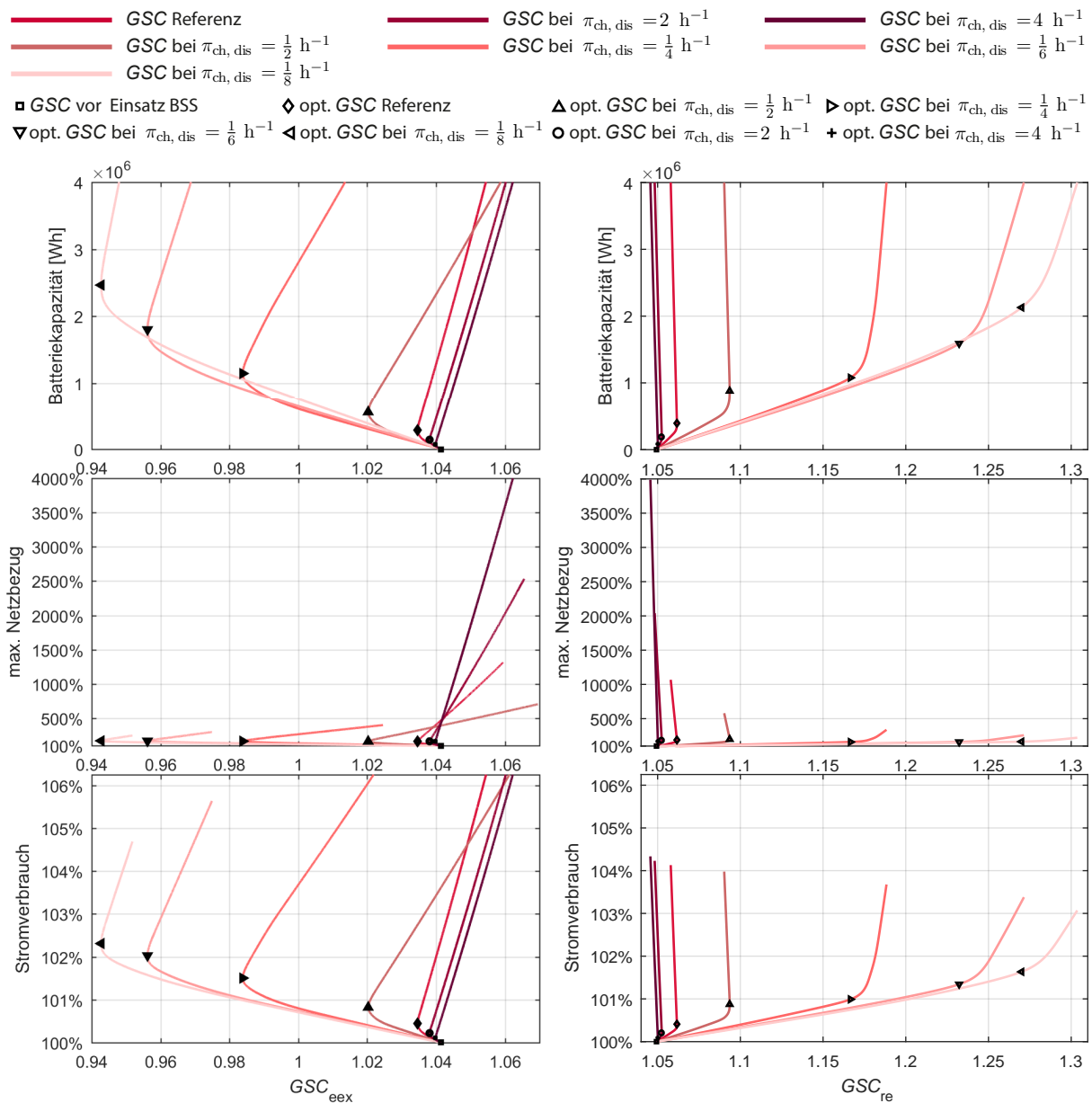
(g) Entwicklung des maximalen Netzbezugs bei der Verbesserung von  $GSC_{eex}$ . (h) Entwicklung des maximalen Netzbezugs bei der Verbesserung von  $GSC_{re}$ .

**Abbildung 5.13:** Darstellung der Ergebnisse zur Erhöhung der Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden mithilfe der Li-Ionen-BSS mit EEX Day-Ahead-Strompreis (links) und Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix (rechts) als stromnetzbasierende Größen. Rautezeichen markieren den Punkt der maximalen Verbesserung des jeweiligen  $GSC$ .

### 5.3.2 Sensitivitätsanalyse: maximale spezifische Lade-/ Entladeleistung

Die soeben dargestellten Ergebnisse dienen als Referenzszenario für die nachfolgende Sensitivitätsanalyse. Hierbei ist  $\pi_{\text{ch}} = \pi_{\text{dis}} = 1 \text{ h}^{-1}$  (vgl. Tabelle 3.1). In der Sensitivitätsanalyse bleiben diese Größen symmetrisch, werden aber wie folgt variiert:  $\frac{1}{2} \text{ h}^{-1}$ ,  $\frac{1}{4} \text{ h}^{-1}$ ,  $\frac{1}{6} \text{ h}^{-1}$ ,  $\frac{1}{8} \text{ h}^{-1}$  sowie  $2 \text{ h}^{-1}$ ,  $4 \text{ h}^{-1}$ . Alle weiteren technologischen Parameter, das Speichermodell sowie die Betriebsführung bleiben unverändert. Für ein besseres Verständnis werden die Ergebnisse zunächst anhand einer Detaildarstellung am Beispiel von Hotel H02 veranschaulicht und abschließend für alle untersuchten Gebäude zusammengetragen. Abbildung 5.14 illustriert die Ergebnisse zur Erhöhung der Netzdienlichkeit von Hotel H02 mit EEX Day-Ahead-Strompreis (a) und Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix (b) als stromnetzbasierende Größen für die untersuchte Variation der maximalen spezifischen Leistung  $\pi_{\text{ch, dis}}$  des BSS. In den oberen Teilbildern ist die notwendige Batteriekapazität über dem damit jeweils erreichten  $GSC$  aufgetragen. Die entsprechende Erhöhung des maximalen Netzbezugs und des jährlichen Stromverbrauchs ist jeweils in den mittleren und unteren Teilbildern zu sehen, angefangen bei 100% entsprechend dem maximalen Netzbezug und Stromverbrauch vor dem Einsatz von BSS zur Erhöhung der Netzdienlichkeit.

In Bezug auf  $GSC_{\text{eex}}$  lässt sich feststellen, dass der im Referenzfall beobachtete minimal mögliche  $GSC_{\text{eex}}$  durch die Reduktion der maximalen spezifischen Leistung des BSS noch weiter abgesenkt werden kann (vgl. Abbildung 5.14 (a) oberes Teilbild). Je geringer die maximale spezifische Leistung eingestellt wird, desto höher ist die resultierende maximale Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$ . Bei  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{4} \text{ h}^{-1}$  und geringer kann bei Hotel H02 mit Batteriekapazitäten ab ca. 620 kWh das netzdienliche Lastverhalten bezüglich des Börsenstrompreises erreicht bzw.  $GSC_{\text{eex}}$  unter eins gesenkt werden. Demgegenüber wirken sich die höheren  $\pi_{\text{ch, dis}}$  als im Referenzfall in entsprechend höhere Minima von  $GSC_{\text{eex}}$  aus (vgl. optimale  $GSC_{\text{eex}}$  bei  $\pi_{\text{ch, dis}} = 2 \text{ h}^{-1}$  und  $\pi_{\text{ch, dis}} = 4 \text{ h}^{-1}$  in Abbildung 5.14 (a) oberes Teilbild). Für alle untersuchten  $\pi_{\text{ch, dis}}$  bleibt das Krümmungsverhalten des  $GSC_{\text{eex}}$ -Graphen ähnlich: Mit steigender Kapazität fällt der  $GSC_{\text{eex}}$  zunächst linear und anschließend konvex bis zu seinem Minimum. Bei weiter zunehmender Kapazität steigt der  $GSC_{\text{eex}}$  linear an. Der Unterschied besteht darin, dass bei niedrigeren  $\pi_{\text{ch, dis}}$  der Abschnitt der linearen Abnahme von  $GSC_{\text{eex}}$  länger ist und der  $GSC_{\text{eex}}$  infolgedessen tiefer sinken kann. Das jeweils erreichte Minimum stellt somit einen in Bezug auf die benötigte Batteriekapazität optimalen  $GSC_{\text{eex}}$  dar. Im Unterschied dazu kann bei den  $GSC_{\text{re}}$ -Graphen für  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{4} \text{ h}^{-1}$  und geringer kein Extremum festgestellt werden (vgl. Abbildung 5.14 (b) oberes Teilbild). In dem Falle wird der optimale  $GSC_{\text{re}}$  nach Approximation des jeweiligen  $GSC_{\text{re}}$ -Graphen mithilfe der Fourierreihe als Nullstelle der 3. Ableitung der approximierten Funktion (entspricht dem Minimum der 2. Ableitung bzw. dem Wendepunkt der 1. Ableitung) bestimmt. Ab diesem Punkt steigt die notwendige Batteriekapazität überproportional zum  $GSC_{\text{re}}$ . Im Übrigen kann durch die Reduktion von  $\pi_{\text{ch, dis}}$  eine Verbesserung der Strombezugscharakteristik des Gebäudes in Bezug auf den Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix bzw. die weitere Steigerung des  $GSC_{\text{re}}$  erreicht werden.



(a) Ergebnisse zur Erhöhung der Netzdienlichkeit bezüglich des EEX Day-Ahead-Strompreises. (b) Ergebnisse zur Erhöhung der Netzdienlichkeit bezüglich des Anteils von Wind- und PV-Strom am Strommix.

**Abbildung 5.14:** Detaillierte Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für die Variation der maximalen spezifischen Leistung  $\pi_{\text{ch, dis}}$  des BSS, eingesetzt zur Erhöhung der Netzdienlichkeit am Beispiel von Hotel H02. Von oben nach unten: die notwendige Batteriekapazität, die jeweilige Erhöhung des maximalen Netzbezugs und des jährlichen Stromverbrauchs des Gebäudes über dem entsprechenden  $GSC$ . Kennzeichnung der optimalen Batteriekapazität und  $GSC$  sowie der entsprechenden Erhöhung des Netzbezugs und des Stromverbrauchs für die jeweilige Variante vgl. Legende.

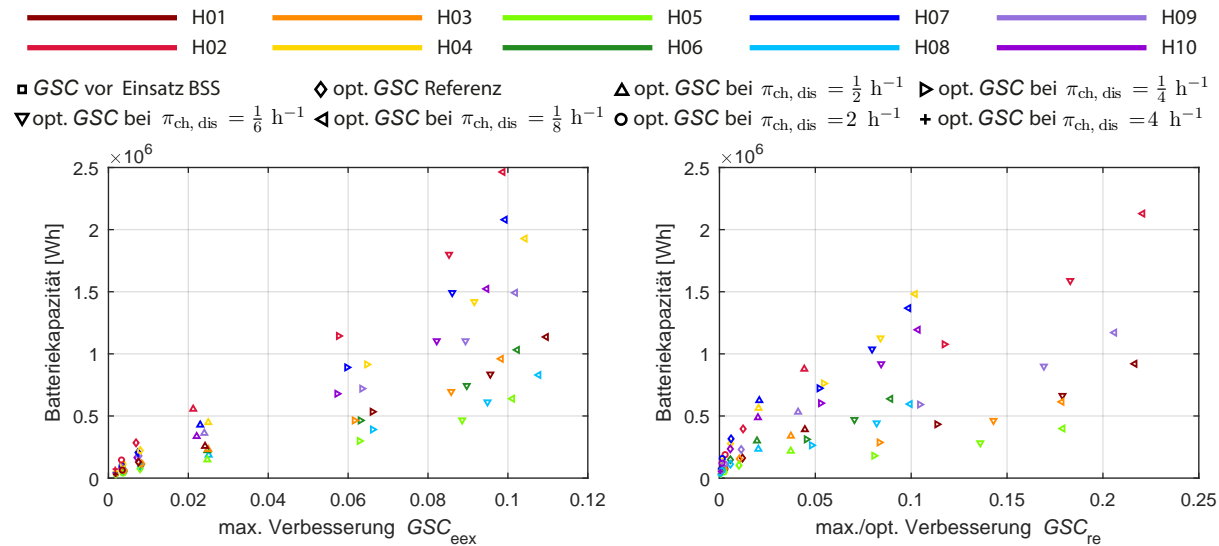


Abbildung 5.15 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für alle Hotelgebäude für die gewählte Variation  $\pi_{\text{ch, dis}}$ . Die Darstellung der Ergebnisse umfasst die optimalen  $GSC_{\text{eex}}$  und  $GSC_{\text{re}}$  sowie die entsprechende Batteriekapazität (vgl. (a), (b)), die Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs (vgl. (c), (d)) und des maximalen Netzbezugs (vgl. (e), (f)) als charakteristische Zielgrößen der vorliegenden Analyse.

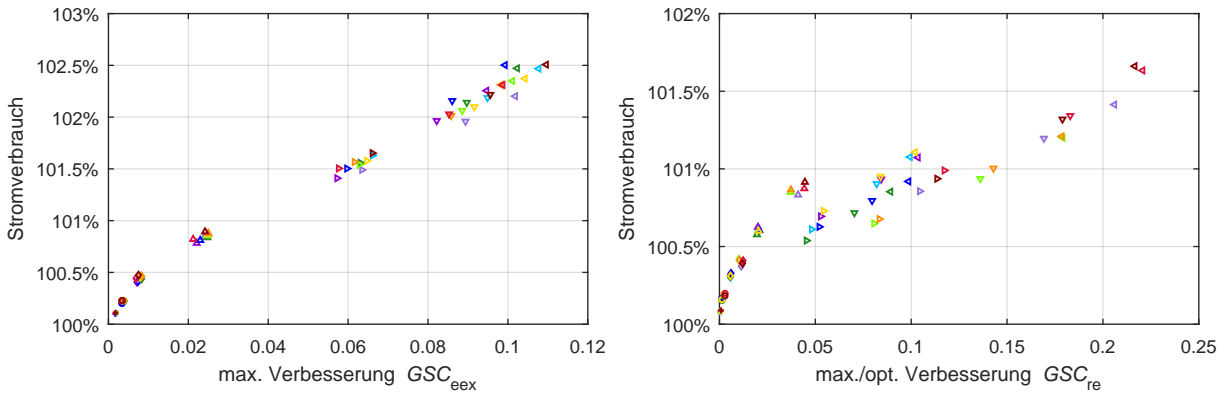
Für das jeweilige Hotel ist die maximale Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  bei  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{8} \text{ h}^{-1}$  am höchsten und variiert zwischen 0,095 (H10) und 0,11 (H01) (vgl. Abbildung 5.15 (a)). Hierfür werden je nach Hotel Batteriekapazitäten zwischen ca. 639 kWh (H05) und 2,46 MWh (H02) benötigt. Je höher die  $\pi_{\text{ch, dis}}$ , desto geringer ist die durch den Einsatz des BSS erreichte maximale Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$ . Bei  $\pi_{\text{ch, dis}} = 2 \text{ h}^{-1}$  werden demnach bessere  $GSC_{\text{eex}}$ -Werte als bei  $\pi_{\text{ch, dis}} = 4 \text{ h}^{-1}$  und schlechtere als im Referenzfall ( $\pi_{\text{ch, dis}} = 1 \text{ h}^{-1}$ ) erreicht.

Abbildung 5.15 (c) zeigt, dass der jährliche Stromverbrauch mit der zunehmenden maximalen Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  (aufgrund größerer Batteriekapazitäten vgl. (a)) ansteigt. Die maximale Erhöhung beträgt ca. 2,5 % und wird beim Einsatz von BSS mit  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{8} \text{ h}^{-1}$  beobachtet. Der maximale Netzbezug steigt mit der zunehmenden maximalen Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  ebenfalls an (s. Abbildung 5.15 (e)). Der Unterschied verglichen mit dem maximalen Netzbezug des Gebäudes vor dem Einsatz von BSS ist mit ca. 75 % bei Hotel H09 am größten sowie mit ca. 48 % bei Hotel H01 am geringsten. Verglichen mit dem jeweiligen Referenzfall ist die größte Steigerung des maximalen Netzbezugs mit ca. 38 % bei H01 und die geringste Steigerung mit ca. 5,6 % bei H04 zu beobachten. Zudem lässt sich anmerken, dass bei allen Hotelgebäuden der maximale Netzbezug beim Einsatz von BSS mit  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{4} \text{ h}^{-1}$  und geringer mit steigender maximaler Verbesserung  $GSC_{\text{eex}}$  nur wenig ansteigt.

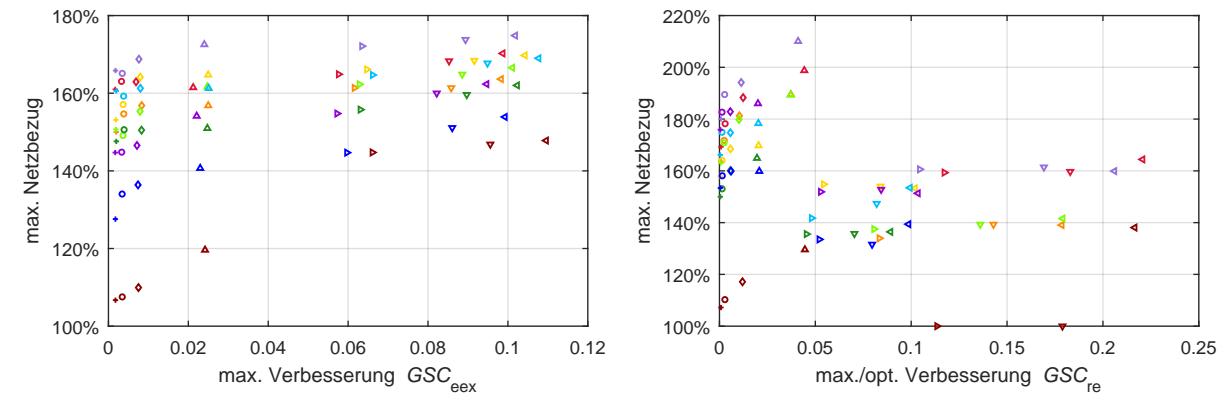
In Bezug auf die maximale bzw. optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  lassen sich die höchsten Werte ebenfalls mit  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{8} \text{ h}^{-1}$  erreichen (vgl. Abbildung 5.15 (b)). Je nach Hotelgebäude liegen diese zwischen 0,089 (H06) und 0,221 (H02). Die benötigten Batteriekapazitäten variieren in dem Falle zwischen ca. 399 kWh (H05) und 2,13 MWh (H02). Wie im Referenzfall (vgl. Kapitel 5.3.1, S. 80) ist auch hier die optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  bei den Gebäuden in der Regelzone von Amprion (H01 bis H03, H05, H09) grundsätzlich höher als bei den Gebäuden in Regelzonen anderer ÜNB. Der jährliche Stromverbrauch steigt mit zunehmender optimaler Verbesserung (bzw. sinkender  $\pi_{\text{ch, dis}}$ ) leicht an und ist maximal 1,7 % höher (vgl. Bild (d), H01) als vor dem Einsatz von BSS. Der maximale Netzbezug (vgl. Bild (f)) steigt mit der steigenden maximalen Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  bzw. bei  $\pi_{\text{ch, dis}} \geq \frac{1}{2} \text{ h}^{-1}$  zunächst an. Beim Einsatz von BSS mit  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{4} \text{ h}^{-1}$  fällt er steil ab und nimmt bei der steigenden optimalen Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  nur wenig zu oder fällt weiter ab. So bleibt die Erhöhung des maximalen Netzbezugs beim Einsatz von BSS mit  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{4} \text{ h}^{-1}$  und geringer grundsätzlich unter den Werten, die beim Einsatz von BSS mit  $\pi_{\text{ch, dis}} \geq \frac{1}{2} \text{ h}^{-1}$  erreicht werden. Somit liegt bspw. die Erhöhung des maximalen Netzbezugs beim Einsatz von BSS mit  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{8} \text{ h}^{-1}$  je nach Hotel zwischen 36,4 % (H06) ca. 64,4 % (H02) verglichen mit dem maximalen Netzbezug der Gebäude vor dem Einsatz von BSS.



(a) Benötigte Batteriekapazität über der jeweiligen maximalen Verbesserung des  $GSC_{eex}$ . (b) Benötigte Batteriekapazität über der jeweiligen maximalen Verbesserung des  $GSC_{re}$ .



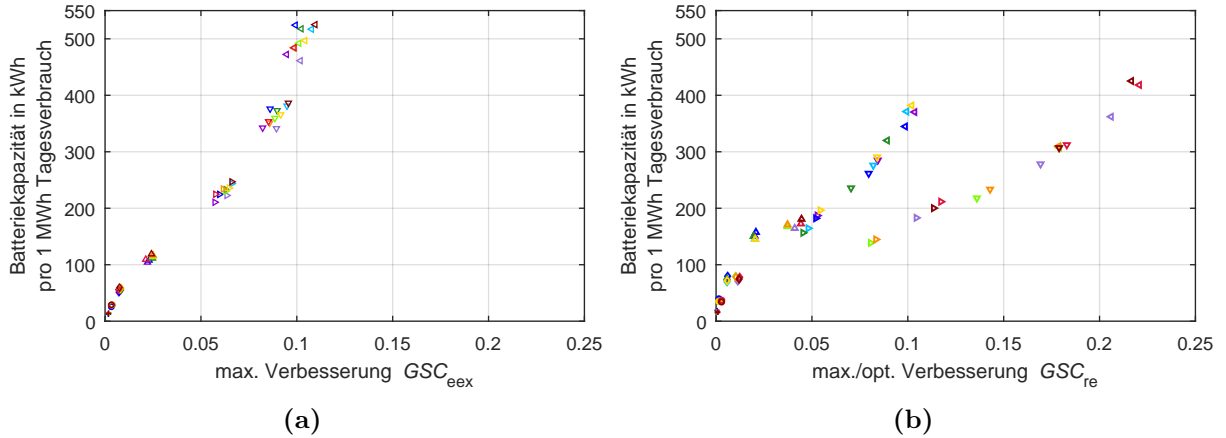
(c) Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs von Hotelgebäuden über der jeweiligen maximalen Verbesserung des  $GSC_{eex}$ . (d) Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs von Hotelgebäuden über der jeweiligen maximalen bzw. optimalen Verbesserung des  $GSC_{re}$ .



(e) Erhöhung des maximalen Netzbezugs von Hotelgebäuden bei der jeweiligen maximalen Verbesserung des  $GSC_{eex}$ . (f) Erhöhung des maximalen Netzbezugs von Hotelgebäuden bei der jeweiligen maximalen bzw. optimalen Verbesserung des  $GSC_{re}$ .

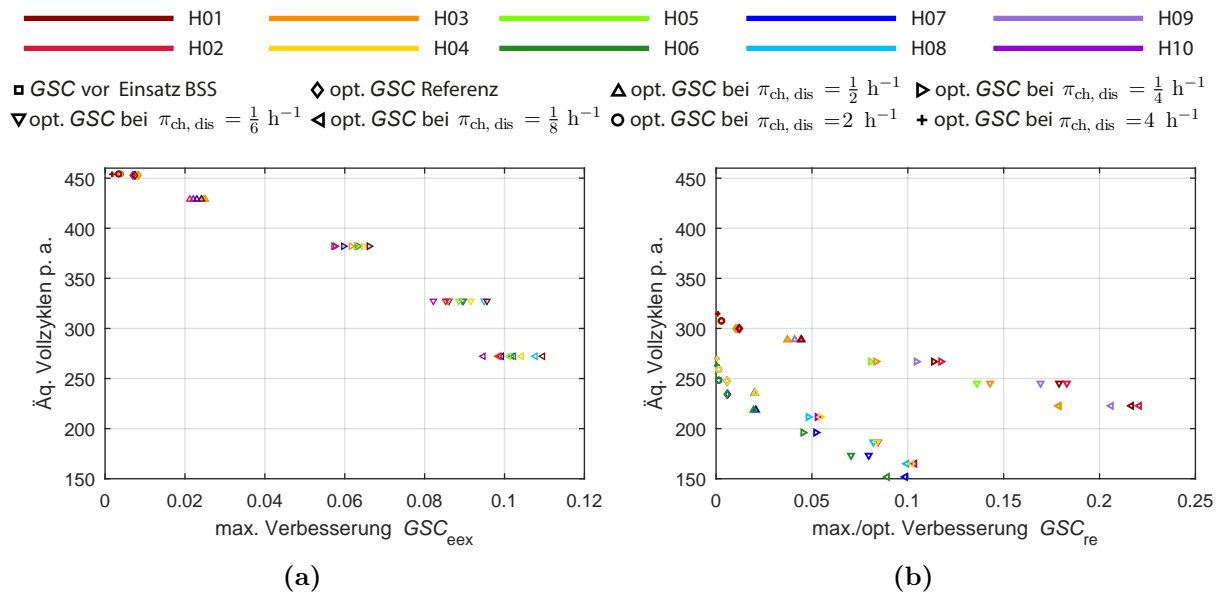
**Abbildung 5.15:** Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für alle Hotelgebäude für die Variation der maximalen spezifischen Leistung  $\pi_{ch, dis}$  des BSS, eingesetzt zur Erhöhung der Netzdienlichkeit. Bilder links illustrieren die Ergebnisse für  $GSC_{eex}$ , rechts für  $GSC_{re}$ . Zuordnung jeweiliger Optima zu den Hotels und  $\pi_{ch, dis}$  vgl. Legende.

Die jeweils benötigte Kapazität (vgl. Abbildung 5.15 (a), (b)), geteilt durch den durchschnittlichen Tagesverbrauch an Strom des entsprechenden Hotels in MWh (vgl. Tabelle 4.1), ergibt die spezifische Kapazität für die jeweilige Verbesserung von  $GSC$ , dargestellt in Abbildung 5.16 (a) und (b). Die spezifische Kapazität beschreibt somit hier die Batteriekapazität in kWh je 1 MWh Tagesstromverbrauch, die zur Erreichung der jeweiligen maximalen bzw. optimalen Verbesserung von  $GSC$  notwendig ist. Wie aus Abbildung 5.16 (a) und (b) zu sehen ist, sind für die Erhöhung von  $GSC_{\text{eex}}$  im Vergleich zu  $GSC_{\text{re}}$  grundsätzlich größere spezifische Kapazitäten notwendig.



**Abbildung 5.16:** Benötigte Batteriekapazität pro 1 MWh Tagesstromverbrauch über der jeweiligen maximalen/optimalen Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  (a) und  $GSC_{\text{re}}$  (b). Zuordnung jeweiliger Optima zu den Hotels und  $\pi_{\text{ch, dis}}$  vgl. Legende.

Abschließend wird auf die Belastung der Batterie beim Einsatz zur Erhöhung der Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden eingegangen. Abbildung 5.17 illustriert die erreichte Anzahl äquivalenter Vollzyklen pro Jahr (für die Variation von  $\pi_{\text{ch, dis}}$ ) über der entsprechenden optimalen Verbes-



**Abbildung 5.17:** Anzahl äquivalenter Vollzyklen pro Jahr, erreicht bei BSS beim Einsatz zur maximalen/optimalen Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  (a) und  $GSC_{\text{re}}$  (b). Zuordnung jeweiliger Optima zu den Hotels und  $\pi_{\text{ch, dis}}$  vgl. Legende. Die entsprechenden Batteriekapazitäten vgl. Abbildung 5.15 (a), (b).

serung von  $GSC_{\text{eex}}$  (a) und  $GSC_{\text{re}}$  (b). Es ist deutlich zu sehen, dass die Anzahl äquivalenter Vollzyklen mit steigender optimaler Verbesserung von  $GSC$  aufgrund sinkender  $\pi_{\text{ch, dis}}$  abnimmt. Mit maximal über 450 äquivalenten Vollzyklen jährlich fällt die Auslastung von BSS beim Einsatz zur Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  meistens höher aus als beim Einsatz zur Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$ . Derzeit werden bis zu 6000 Zyklen für die zyklische und bis zu 15 Jahren für die kalendrische Lebensdauer von Li-Ionen-BSS angegeben (vgl. Tabelle 3.2). Insofern kann bei stark vereinfachter Lebensdauerbetrachtung die hohe Zyklisierung der Batterie bei  $\pi_{\text{ch, dis}}$  oberhalb von  $\frac{1}{4} \text{ h}^{-1}$  im Falle von  $GSC_{\text{eex}}$  als möglicher kostentreibender Faktor bei dieser Anwendung angesehen werden. Neben  $\pi_{\text{ch, dis}}$  des BSS ist die für die Betriebsführung gewählte stromnetzbaasierte Größe ein weiterer Faktor, welcher die Belastung der Batterie beeinflusst. Von den untersuchten stromnetzbaasierten Größen wird das BSS bei Verwendung des EEX Day-Ahead-Strompreis, wie bereits erwähnt, meistens stärker beansprucht als bei der Verwendung des Anteils von Wind- und PV-Strom am Strommix. Bei Letzterem wird bei den BSS, gesteuert anhand des Signals aus der Amprion-Regelzone, eine deutlich höhere Anzahl äquivalenter Vollzyklen erreicht (vgl. Abbildung 5.17 (b), H01 bis H03, H05, H09).

### 5.3.3 Sensitivitätsanalyse: Signal für das Laden/Entladen

Beim Referenzfall wird das Signal für das Laden/Entladen ( $G_{\text{ch}}/G_{\text{dis}}$ ) des BSS aus dem jeweiligen Profil für stromnetzbaasierte Größen durch die Mittelwertbildung im Analysezeitraum berechnet (vgl. Gleichung 3.24). In der vorliegenden Sensitivitätsanalyse wird die Variation der Signale untersucht wie folgt:

- *Beim EEX Day-Ahead-Strompreis als stromnetzbaasierte Größe*

(vgl. Prinzipskizze in Abbildung 5.18 (a):

*Szenario I:*

$G_{\text{dis}} = \bar{G}_{\text{eex}}$  bzw. entspricht dem Referenzfall und ist demnach eine konstante Größe,  $G_{\text{ch}}$  wird von dem Mittelwert  $\bar{G}_{\text{eex}}$  in äquidistanten Schritten von 10% auf den Wert  $G_{\text{ch}} = 0,5 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$  abgesenkt.

*Szenario II:*

$G_{\text{ch}} = \bar{G}_{\text{eex}}$  bzw. entspricht dem Referenzfall und ist demnach eine konstante Größe,  $G_{\text{dis}}$  wird von dem Mittelwert  $\bar{G}_{\text{eex}}$  in äquidistanten Schritten von 10% auf den Wert  $G_{\text{dis}} = 1,5 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$  erhöht.

- *Beim Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix als stromnetzbaasierte Größe*

(vgl. Prinzipskizze in Abbildung 5.18 (b):

*Szenario I:*

$G_{\text{dis}} = \bar{G}_{\text{re}}$  bzw. entspricht dem Referenzfall und ist demnach eine konstante Größe,  $G_{\text{ch}}$  wird von dem Mittelwert  $\bar{G}_{\text{re}}$  in äquidistanten Schritten von 10% auf den Wert  $G_{\text{ch}} = 1,5 \cdot \bar{G}_{\text{re}}$  erhöht.

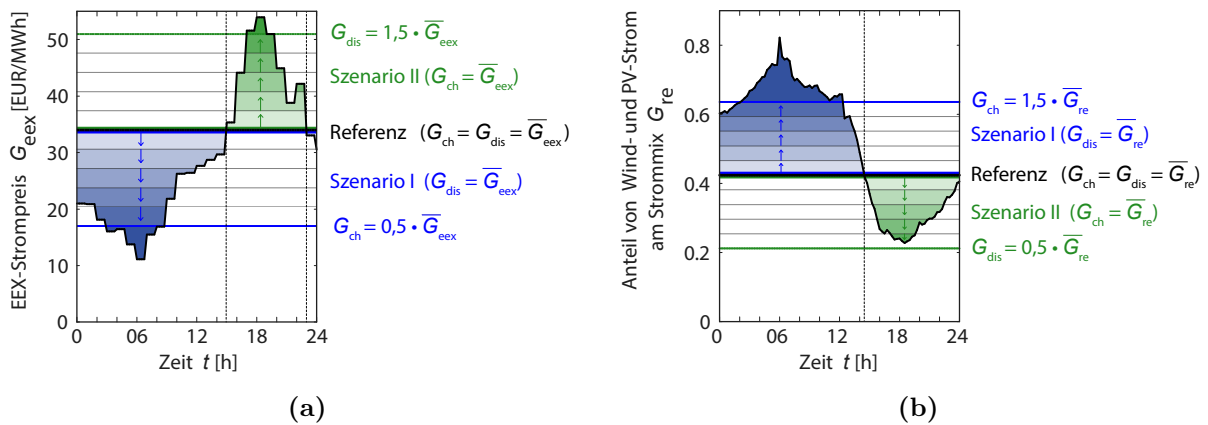
*Szenario II:*

$G_{\text{ch}} = \bar{G}_{\text{re}}$  bzw. entspricht dem Referenzfall und ist demnach eine konstante Größe,  $G_{\text{dis}}$  wird von dem Mittelwert  $\bar{G}_{\text{re}}$  in äquidistanten Schritten von 10% auf den Wert  $G_{\text{dis}} = 0,5 \cdot \bar{G}_{\text{re}}$  abgesenkt.

Einen detaillierten Überblick der untersuchten Variation der Signale bietet Tabelle 5.2. Nach einer Detaildarstellung der Ergebnisse am Beispiel von H02 erfolgt deren übergreifende Darstellung für alle Hotelgebäude anhand der Punkte der optimalen Verbesserung von  $GSC$ . Für Symbole zur Kennzeichnung jeweiliger Optima in den nachfolgenden Abbildungen sei ebenfalls auf Tabelle 5.2 verwiesen.

**Tabelle 5.2:** Übersicht über die untersuchten Szenarien mit jeweiliger Variation der Signale sowie entsprechender Symbole zur Kennzeichnung der Punkte der optimalen Verbesserung von  $GSC$ .

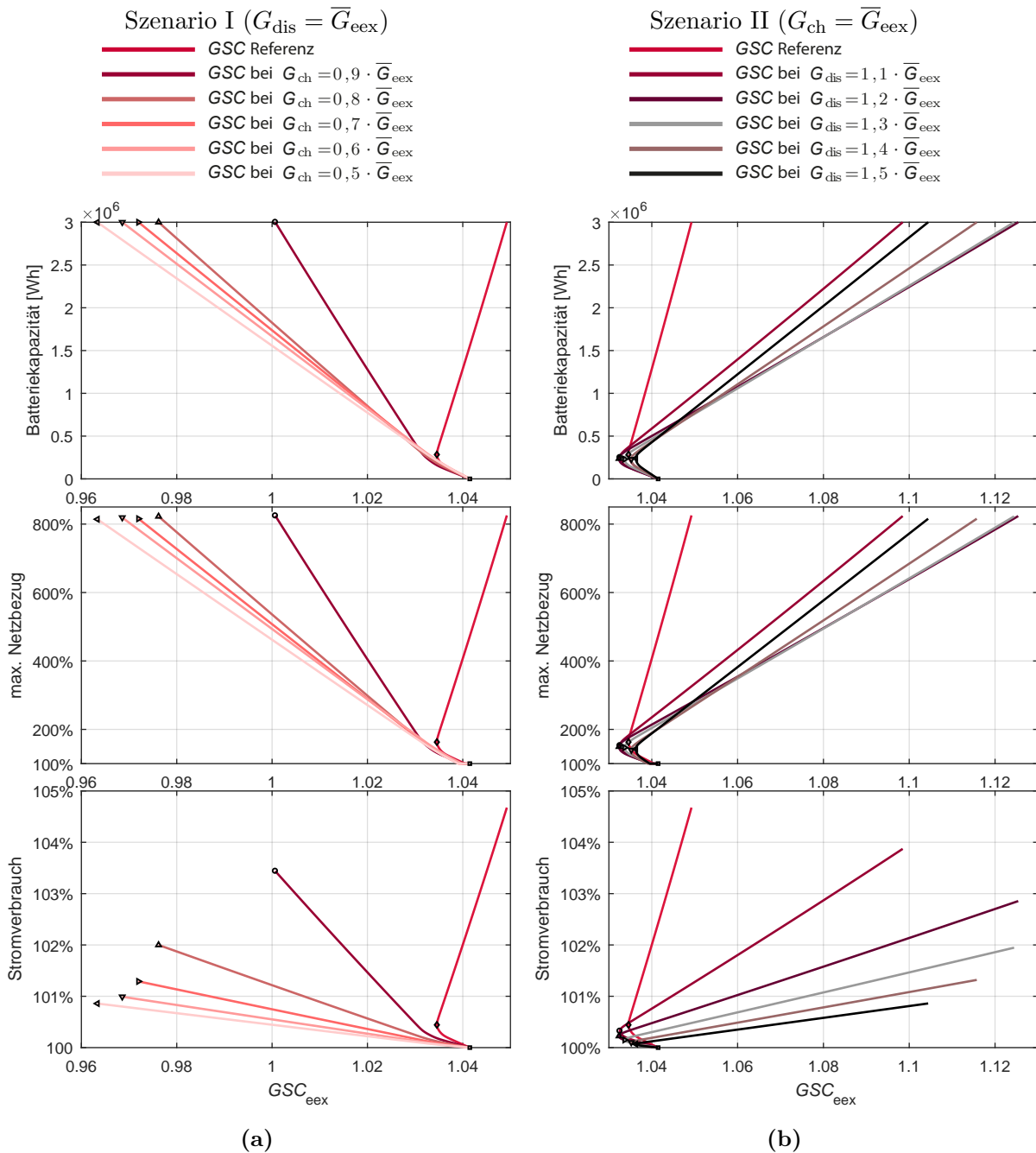
EEX Day-Ahead-Strompreis		Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix		Symbol
Szenario I ( $G_{dis} = \overline{G}_{eex}$ )	Szenario II ( $G_{ch} = \overline{G}_{eex}$ )	Szenario I ( $G_{dis} = \overline{G}_{re}$ )	Szenario II ( $G_{ch} = \overline{G}_{re}$ )	
$G_{ch} = 0,9 \cdot \overline{G}_{eex}$	$G_{dis} = 1,1 \cdot \overline{G}_{eex}$	$G_{ch} = 1,1 \cdot \overline{G}_{re}$	$G_{dis} = 0,9 \cdot \overline{G}_{re}$	○
$G_{ch} = 0,8 \cdot \overline{G}_{eex}$	$G_{dis} = 1,2 \cdot \overline{G}_{eex}$	$G_{ch} = 1,2 \cdot \overline{G}_{re}$	$G_{dis} = 0,8 \cdot \overline{G}_{re}$	△
$G_{ch} = 0,7 \cdot \overline{G}_{eex}$	$G_{dis} = 1,3 \cdot \overline{G}_{eex}$	$G_{ch} = 1,3 \cdot \overline{G}_{re}$	$G_{dis} = 0,7 \cdot \overline{G}_{re}$	▷
$G_{ch} = 0,6 \cdot \overline{G}_{eex}$	$G_{dis} = 1,4 \cdot \overline{G}_{eex}$	$G_{ch} = 1,4 \cdot \overline{G}_{re}$	$G_{dis} = 0,6 \cdot \overline{G}_{re}$	▽
$G_{ch} = 0,5 \cdot \overline{G}_{eex}$	$G_{dis} = 1,5 \cdot \overline{G}_{eex}$	$G_{ch} = 1,5 \cdot \overline{G}_{re}$	$G_{dis} = 0,5 \cdot \overline{G}_{re}$	◁
Referenz: $G_{ch} = G_{dis} = \overline{G}_{eex/re}$				◇



**Abbildung 5.18:** Prinzipskizze zur Darstellung der Szenarien der Sensitivitätsanalyse für Signale  $G_{ch}/G_{dis}$  beim EEX Day-Ahead-Strompreis als stromnetzbasierter Größe (a) und Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix als stromnetzbasierter Größe (b).

Abbildung 5.19 illustriert die Ergebnisse zur Erhöhung der Netzdienlichkeit von Hotel H02 bezüglich des EEX Day-Ahead-Strompreises für die untersuchte Variation der Signale für das Laden (Szenario I in Bild (a)) und Entladen (Szenario II in Bild (b)) des BSS. In den oberen Teilbildern ist die jeweils notwendige Batteriekapazität über dem damit jeweils erreichten  $GSC_{eex}$  aufgetragen. Die entsprechende Erhöhung des maximalen Netzbezugs und des jährlichen Stromverbrauchs ist jeweils in den mittleren und unteren Teilbildern zu sehen, angefangen bei 100 %, entsprechend dem maximalen Netzbezug und Stromverbrauch vor dem Einsatz von BSS zur Erhöhung der Netzdienlichkeit.

Erstes Ergebnis im Vergleich beider Szenarien sind die Unterschiede im Verlauf der  $GSC_{eex}$  mit zunehmender Batteriekapazität. Während die  $GSC_{eex}$ -Verläufe für die Variation der Signale  $G_{dis}$  (Szenario II) stets ein Extremum wie im Referenzfall aufweisen, kann bei den  $GSC_{eex}$ -Verläufen



**Abbildung 5.19:** Detaillierte Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse am Beispiel H02 für die Variation der Signale für das Laden (Szenario I (a)) und Entladen (Szenario II (b)) des BSS, eingesetzt zur Erhöhung der Netzdienlichkeit hinsichtlich des EEX Day-Ahead-Strompreises. Von oben nach unten: die notwendige Batteriekapazität, die jeweilige Erhöhung des maximalen Netzbezugs und des jährlichen Stromverbrauchs des Gebäudes über dem entsprechenden  $GSC_{\text{eex}}$ . Symbole zur Kennzeichnung der optimalen Batteriekapazität und  $GSC_{\text{eex}}$  sowie der entsprechenden Erhöhung des Netzbezugs und des Stromverbrauchs beim jeweiligen Szenario vgl. Tabelle 5.2.

für die Variation der Signale  $G_{\text{ch}}$  (Szenario I) kein Extremum festgestellt werden. Deutliche Änderungen im Krümmungsverhalten, die in der vorangegangenen Sensitivitätsanalyse von  $\pi_{\text{ch}}$ ,  $\pi_{\text{dis}}$  als Optima gelten, sind hier ebenfalls nicht erkennbar. Für Szenario I wird deshalb eine lineare Abnahme des  $GSC_{\text{eex}}$  mit zunehmender Batteriekapazität und der  $GSC_{\text{eex}}$ , erreicht mit der größten betrachteten Batteriekapazität (hier 3 MWh) als Optimum, angenommen.

In Bezug auf Szenario I lässt sich feststellen (vgl. Abbildung 5.19 (a) oberes Teilbild), dass der im Referenzfall beobachtete minimal mögliche  $GSC_{\text{eex}}$  durch die Absenkung des Wertes für  $G_{\text{ch}}$  noch weiter reduziert werden kann. Je geringer  $G_{\text{ch}}$  gewählt wird, desto größer ist die resultierende maximale Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$ , erreicht mit einer bestimmten Batteriekapazität. In anderen Worten: Zur Erreichung eines bestimmten  $GSC_{\text{eex}}$  werden geringere Kapazitäten erforderlich. Die resultierende Erhöhung des maximalen Netzbezugs und des jährlichen Stromverbrauchs ist dementsprechend ebenfalls geringer (vgl. Abbildung 5.19 (a) jeweils oberes und unteres Teilbild). Zudem wird der Einfluss der Änderung von  $G_{\text{ch}}$  auf die drei Zielgrößen (Batteriekapazität, Stromverbrauch und Netzbezug) schwächer für  $G_{\text{ch}} \leq 0,8 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$ .

Bei  $G_{\text{ch}} = 0,5 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$  und höher kann bei H02 mit Batteriekapazitäten ab ca. 1,57 MWh das netzdienliche Lastverhalten bezüglich des Börsenstrompreises erreicht bzw. der  $GSC_{\text{eex}}$  unter eins gesenkt werden. Die hierfür notwendige Batteriekapazität ist somit mindestens 2,5-mal höher als die benötigte Kapazität bei der Absenkung von  $\pi_{\text{ch, dis}}$  auf den Wert von  $= \frac{1}{4} \text{ h}^{-1}$  und geringer aus der vorangegangenen Sensitivitätsanalyse (vgl. Abbildung 5.14 (a) und Abbildung 5.19 (a) jeweils oberes Teilbild).

Für die untersuchte Variation des Signals für das Entladen  $G_{\text{dis}}$  des BSS bleibt das Krümmungsverhalten des  $GSC_{\text{eex}}$ -Graphen ähnlich (vgl. Abbildung 5.19 (b), oberes Teilbild): Mit steigender Kapazität fällt der  $GSC_{\text{eex}}$  zunächst linear und anschließend konvex bis zu seinem Minimum ab. Bei weiter zunehmender Kapazität steigt der  $GSC_{\text{eex}}$  linear an. Am stärksten lässt sich der  $GSC_{\text{eex}}$  bei  $G_{\text{dis}} = 1,1 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$  und  $G_{\text{dis}} = 1,2 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$  absenken mit Kapazitäten von jeweils ca. 250 kWh und 237 kWh. Der Abschnitt der linearen Abnahme von  $GSC_{\text{eex}}$  fällt hier etwas länger aus und der  $GSC_{\text{eex}}$  kann infolgedessen tiefer sinken. Das jeweils erreichte Minimum stellt somit einen in Bezug auf die benötigte Batteriekapazität optimalen  $GSC_{\text{eex}}$  dar. Die maximal mögliche Verbesserung  $GSC_{\text{eex}}$  fällt in diesem Szenario grundsätzlich gering aus und liegt in der Größenordnung des Referenzfalls.

Abbildungen 5.20 und 5.21 zeigen die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für alle untersuchten Hotelgebäude für die gewählte Variation der Signale  $G_{\text{ch}}$  (links) und  $G_{\text{dis}}$  (rechts) des BSS, eingesetzt zur Erhöhung der Netzdienlichkeit bezüglich des EEX Day-Ahead-Strompreises. Die Darstellung der Ergebnisse umfasst die optimalen  $GSC_{\text{eex}}$  sowie die entsprechenden Batteriekapazitäten (Abbildung 5.20 (a)–(d)), die jeweilige Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs (Abbildung 5.20 (e), (f)) und des maximalen Netzbezugs (Abbildung 5.21 (a), (b)) sowie die erreichte Anzahl äquivalenter Vollzyklen (Abbildung 5.21 (c), (d)).

Bei der Variation von  $G_{\text{ch}}$  ist die erreichte optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  für das jeweilige Hotel desto höher, je geringer das  $G_{\text{ch}}$  gewählt wird (vgl. Abbildung 5.20 (a), (c)). Die höchsten

Werte für die optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  werden demnach bei  $G_{\text{ch}} = 0,5 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$  beobachtet. Damit lässt sich beispielsweise der ursprüngliche  $GSC_{\text{eex}}$  von Hotel H05 um 0,294 verbessern. Dies impliziert einen Netzbezug zu einem im Vergleich zum durchschnittlichen Börsenstrompreis um ca. 29,4% niedrigeren Preis als vor dem Einsatz von BSS. Im Vergleich der Hotels wird die Strombezugscharakteristik von H02 durch die Absenkung von  $G_{\text{ch}}$  am schwächsten beeinflusst. Hier beträgt die optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  maximal nur noch 0,078.

Abbildung 5.20 (e) zeigt, dass der jährliche Stromverbrauch mit dem sinkenden  $G_{\text{ch}}$  (bei gleichbleibenden Batteriekapazitäten vgl. Bild (a)) ebenfalls sinkt, aber selbst beim minimal gewählten  $G_{\text{ch}}$  über dem Stromverbrauch im Referenzfall bleibt. Je nach Hotel beläuft sich die entsprechende Erhöhung auf 0,9% (H01)–3,4% (H05). Die maximale Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs infolge der netzreaktiven Betriebsführung beträgt hier je nach Hotel 3,4% (H01)–13,5% (H05) und wird bei  $G_{\text{ch}} = 0,9 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$  beobachtet.

Der maximale Netzbezug erhöht sich bei der optimalen Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  je nach Hotel unabhängig von der Änderung des  $G_{\text{ch}}$  um das 8fache (H02)–26fache (H05) (vgl. Abbildung 5.21 (a)). Abbildung 5.21 (c) illustriert die erreichte Anzahl äquivalenter Vollzyklen pro Jahr (für die Variation von  $G_{\text{ch}}$ ) über der entsprechenden optimalen Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$ . Es ist deutlich zu sehen, dass die Anzahl äquivalenter Vollzyklen mit sinkender  $G_{\text{ch}}$  und infolgedessen steigender Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  abnimmt. Da die optimale Batteriekapazität in Szenario I stets dieselbe ist (3 MWh), ist die sinkende Batteriebelastung mit dem aufgrund des sinkenden  $G_{\text{ch}}$  geringer ausfallenden Energiedurchsatz zu begründen. Besonders gering wird demnach die Anzahl äquivalenter Vollzyklen von BSS, sobald das  $G_{\text{ch}}$  auf den Wert  $G_{\text{ch}} = 0,5 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$  abgesenkt wird, und beläuft sich dann auf ca. 83 Zyklen. Dies entspricht verglichen mit dem Referenzfall einer ca. 5,5fachen Reduktion der erreichten Zyklenzahl.

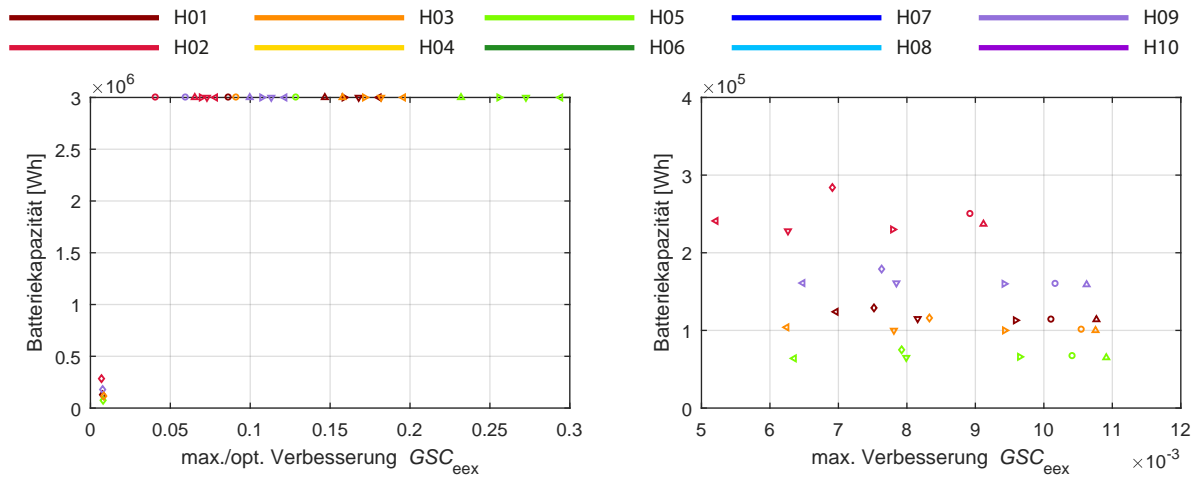
Durch die Erhöhung des Wertes von  $G_{\text{dis}}$  bzw. in Szenario II können deutlich geringere Werte für die maximal mögliche Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  im Bereich von 0,009 (H01) bis 0,011 (H08) erreicht werden (s. Abbildung 5.20 (b), (d)). Die Ursache hierfür wurde in der vorangegangenen Detaildarstellung der Ergebnisse am Beispiel von Hotel H02 erläutert. Bei der Erhöhung des Wertes von  $G_{\text{dis}}$  werden die optimalen Batteriekapazitäten im Vergleich zum Referenzfall geringer. Dabei geht es um die Differenz höchstens im mittleren zweistelligen kWh-Bereich bzw. um etwa 17% (vgl. dazu bspw. die optimale Batteriekapazität im Referenzfall und bei  $G_{\text{dis}} = 1,2 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$  von Hotel H02). Dabei ist zu beachten, dass die Erhöhung von  $G_{\text{dis}}$  über den Wert von  $G_{\text{dis}} = 1,4 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$  und höher meistens eine Minderung der maximalen Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  verglichen mit dem Referenzfall nach sich zieht. Die höchste Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  wird bei allen Hotelgebäuden mit  $G_{\text{dis}} = 1,2 \cdot \bar{G}_{\text{eex}}$  erreicht.

Aufgrund geringerer Batteriekapazitäten fällt der jährliche Stromverbrauch grundsätzlich geringer aus als im Referenzfall und sinkt mit steigendem  $G_{\text{dis}}$  (s. Abbildung 5.20 (f)). Die Ursache liegt hier darin, dass je weiter das  $G_{\text{dis}}$  über das  $\bar{G}_{\text{eex}}$  steigt, desto seltener kann das BSS bei der gewählten Betriebsweise in Anspruch genommen werden. Abbildung 4.4 zeigt, dass der Strompreis 2017 insbesondere in den Monaten März–Oktober relativ selten über den Durchschnitt stieg. Die mit dem steigenden  $G_{\text{dis}}$  sinkende Batteriebelastung kann anhand der Anzahl an

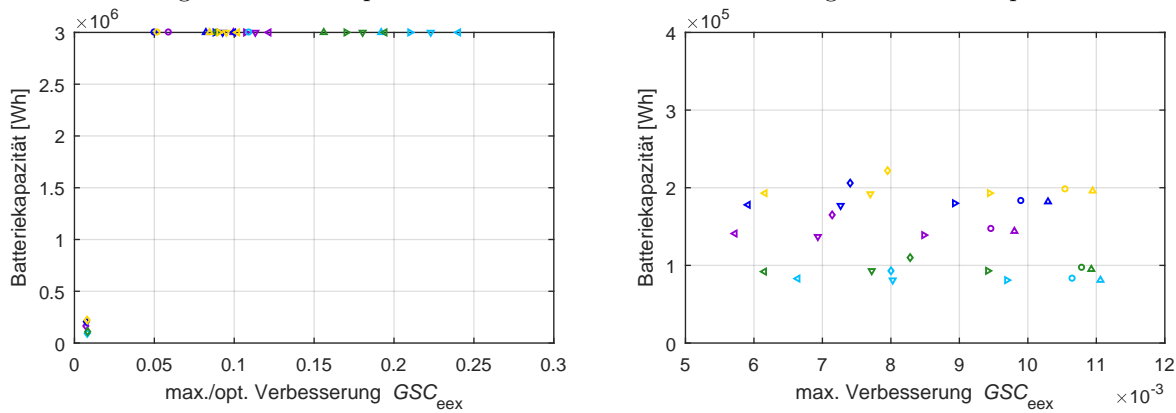


äquivalenten Vollzyklen in Abbildung 5.21 (d) verdeutlicht werden. Die Erhöhung des Wertes für  $G_{\text{dis}}$  führt zudem zur Reduktion der Erhöhung des maximalen Netzbezugs im Vergleich mit dem Referenzfall (vgl. Abbildung 5.21 (b)). Bei 9 von 10 Hotelgebäuden liegt dieser jedoch 9,6 % (H07)–60,8 % (H09) über dem jeweiligen Netzbezug vor dem Einsatz von BSS. Je höher das  $G_{\text{dis}}$  gewählt wird, desto tiefer sinkt tendenziell der maximale Netzbezug im Vergleich zum Referenzfall. In Bezug auf die Batteriebelastung lässt sich ähnlich zu Szenario I mit steigendem  $G_{\text{dis}}$  eine Reduktion der Anzahl an erreichten äquivalenten Vollzyklen feststellen.

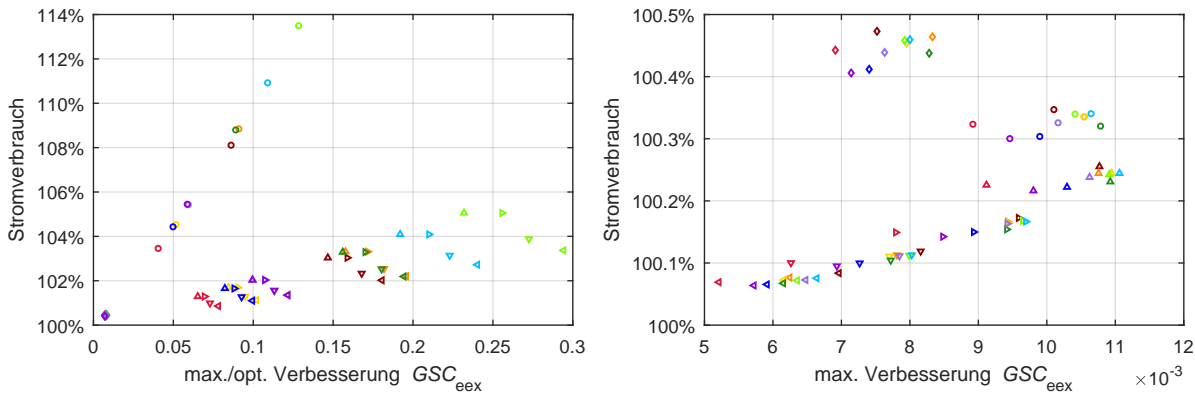
Abschließend lässt sich konstatieren, dass sich die Absenkung von  $G_{\text{ch}}$  (Szenario I) im Vergleich zur Erhöhung von  $G_{\text{dis}}$  (Szenario II) als effektivere Strategie bei der Erhöhung der Netzdienlichkeit der Hotelgebäude hinsichtlich des Börsenstrompreises erweist. Hierbei kann für die untersuchten Batteriekapazitäten ein linearer Anstieg von  $GSC_{\text{ex}}$  mit der steigenden Batteriekapazität angenommen werden. Einen großen Kritikpunkt stellt hier jedoch die hiermit einhergehende wesentliche Erhöhung des maximalen Netzbezugs der Gebäude dar.



(a) Benötigte Batteriekapazität über der jeweiligen max./opt. Verbesserung des  $GSC_{eex}$  für die Hotels in der Regelzone von Amprion. (b) Benötigte Batteriekapazität über der jeweiligen maximalen Verbesserung des  $GSC_{eex}$  für die Hotels in der Regelzone von Amprion.

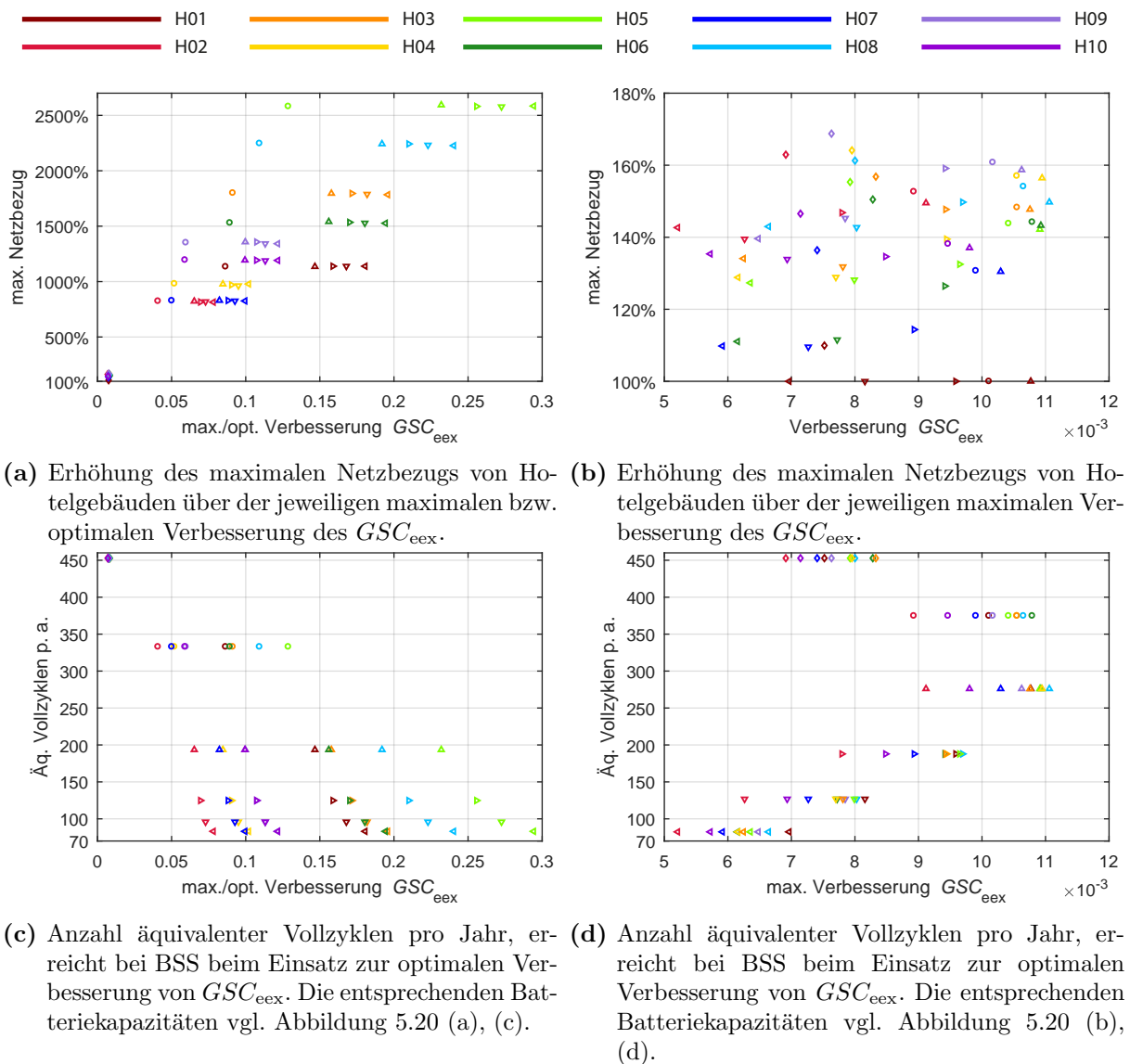


(c) Analog (a), Hotels in der Regelzone von TenneT und 50Hertz. (d) Analog (b), Hotels in der Regelzone von TenneT und 50Hertz.



(e) Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs von Hotelgebäuden über der jeweiligen maximalen bzw. optimalen Verbesserung des  $GSC_{eex}$ . (f) Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs von Hotelgebäuden über der jeweiligen maximalen Verbesserung des  $GSC_{eex}$ .

**Abbildung 5.20:** Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für alle Hotelgebäude für die Variation der Signale für das Laden (Szenario I (links)) und Entladen (Szenario II (rechts)) des BSS, eingesetzt zur Erhöhung der Netzdienlichkeit mit EEX Day-Ahead-Strompreis als stromnetzbasierter Größe. Symbole zur Kennzeichnung der Optima beim jeweiligen Szenario vgl. Tabelle 5.2.



**Abbildung 5.21:** Fortsetzung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für alle Hotelgebäude für die Variation der Signale für das Laden (Szenario I (links)) und Entladen (Szenario II (rechts)) des BSS, eingesetzt zur Erhöhung der Netzdienlichkeit bezüglich des EEX Day-Ahead-Strompreises. Symbole zur Kennzeichnung der Optima beim jeweiligen Szenario vgl. Tabelle 5.2.

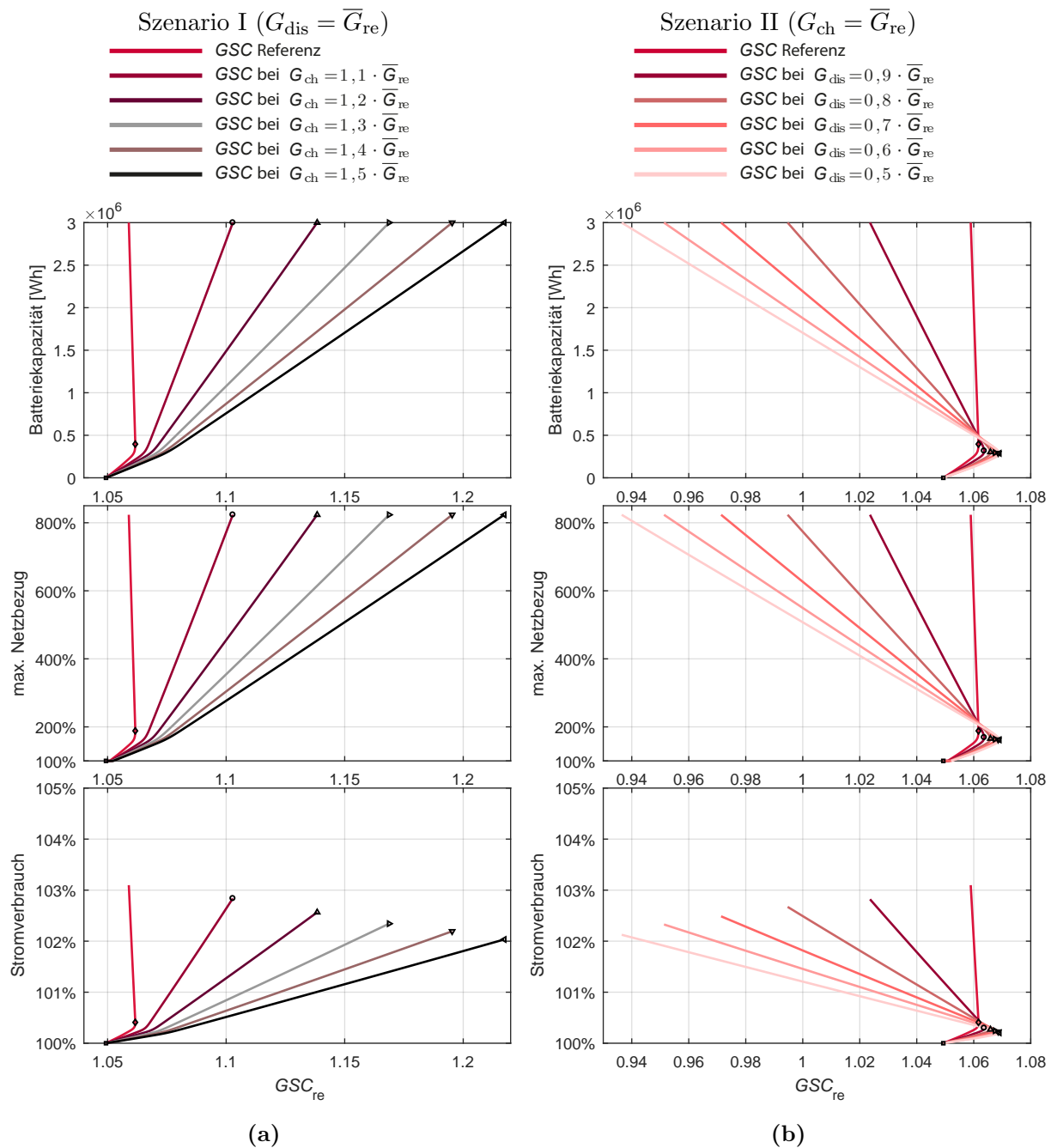
Abbildung 5.22 zeigt die Ergebnisse zur Steigerung der Netzdienlichkeit von Hotel H02 hinsichtlich des Anteils von Wind- und PV-Strom am Strommix für die untersuchte Variation der Signale für das Laden  $G_{\text{ch}}$  (Szenario I (a)) und Entladen  $G_{\text{dis}}$  (Szenario II (b)) des BSS (vgl. zudem Tabelle 5.2). In den oberen Teilbildern ist die jeweils notwendige Batteriekapazität über dem damit jeweils erreichten  $GSC_{\text{re}}$  aufgetragen. Die entsprechende Erhöhung des maximalen Netzbezugs und des jährlichen Stromverbrauchs ist jeweils in den mittleren und unteren Teilbildern zu sehen, angefangen bei 100 % entsprechend dem maximalen Netzbezug und Stromverbrauch vor dem Einsatz von BSS zur Erhöhung der Netzdienlichkeit.

Wie in der vorangegangenen Analyse mit dem Strompreis als netzbasierte Größe lässt sich hier ein ähnliches Krümmungsverhalten des  $GSC_{\text{re}}$ -Graphen für das jeweilige Szenario feststellen. Des Weiteren zeigt sich das Krümmungsverhalten der  $GSC_{\text{re}}$ -Graphen ähnlich bzw. spiegelverkehrt zum Krümmungsverhalten der  $GSC_{\text{ex}}$ -Graphen im jeweiligen Szenario der vorangegangenen Analyse (vgl. die Szenarien in Abbildung 5.22 und Abbildung 5.19). Demnach wird für die Variation von  $G_{\text{ch}}$  ein linearer Anstieg des  $GSC_{\text{re}}$  mit zunehmender Batteriekapazität angenommen und die größte betrachtete Batteriekapazität (hier 3 MWh) sowie der entsprechende  $GSC_{\text{re}}$  als Optimum festgelegt. Für die Variation von  $G_{\text{ch}}$  gilt die Batteriekapazität, die zur Erreichung des maximal möglichen  $GSC_{\text{re}}$  benötigt wird, als optimal.

Die Abbildungen 5.23 und 5.24 zeigen die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse aller Hotelgebäude für die gewählte Variation der Signale  $G_{\text{ch}}$  (links) und  $G_{\text{dis}}$  (rechts) des BSS, eingesetzt zur Erhöhung der Netzdienlichkeit hinsichtlich des Anteils von Wind- und PV-Strom am Strommix. Die Darstellung der Ergebnisse umfasst die optimalen  $GSC_{\text{re}}$  sowie die entsprechenden Batteriekapazitäten (Abbildung 5.23 (a)–(d)), die jeweilige Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs (Abbildung 5.23 (e), (f)) und des maximalen Netzbezugs (Abbildung 5.24 (a), (b)) sowie die erreichte Anzahl an äquivalenten Vollzyklen (Abbildung 5.24 (c), (d)).

In Szenario I steigt die erreichte optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  für das jeweilige Hotel mit dem steigenden  $G_{\text{ch}}$  an (vgl. Abbildung 5.23 (a), (c)). Die höchsten Werte für die optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{ex}}$  werden folglich bei  $G_{\text{ch}} = 1,5 \cdot \bar{G}_{\text{re}}$  beobachtet. Als Beispiel lässt sich die optimale Verbesserung des  $GSC_{\text{re}}$  von Hotel H05 mit 0,595 nennen. Diese bedeutet, dass der Strom im gewichteten Mittel zu Zeiten mit einem bezogen auf den durchschnittlichen Anteil 59,5 % höheren Anteil von Wind- und PV-Strom am Erzeugungsmix verbraucht wird. Dies ist das beste Ergebnis für die Hotelgebäude in der Regelzone von Amprion. Die geringste optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  in der Regelzone wird bei H02 beobachtet und beträgt 0,168. Unter den Hotels in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz wird die Strombezugscharakteristik von Hotel H04 durch die Erhöhung von  $G_{\text{ch}}$  am schwächsten beeinflusst. Hier beträgt die optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  maximal nur noch 0,114. Die maximal beobachtete optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  wird hier bei H08 erreicht und beläuft sich auf 0,265.

Abbildung 5.23 (e) zeigt, dass der jährliche Stromverbrauch mit dem steigenden  $G_{\text{ch}}$  (bei gleichbleibenden Batteriekapazitäten vgl. Bild (a)) leicht abnimmt, aber selbst beim maximal gewählten  $G_{\text{ch}}$  über dem Stromverbrauch im Referenzfall bleibt. Je nach Hotel beläuft sich die entsprechende Erhöhung auf 1,4 % (H04)–8,0 % (H05). Die maximale Erhöhung des jährlichen Strom-



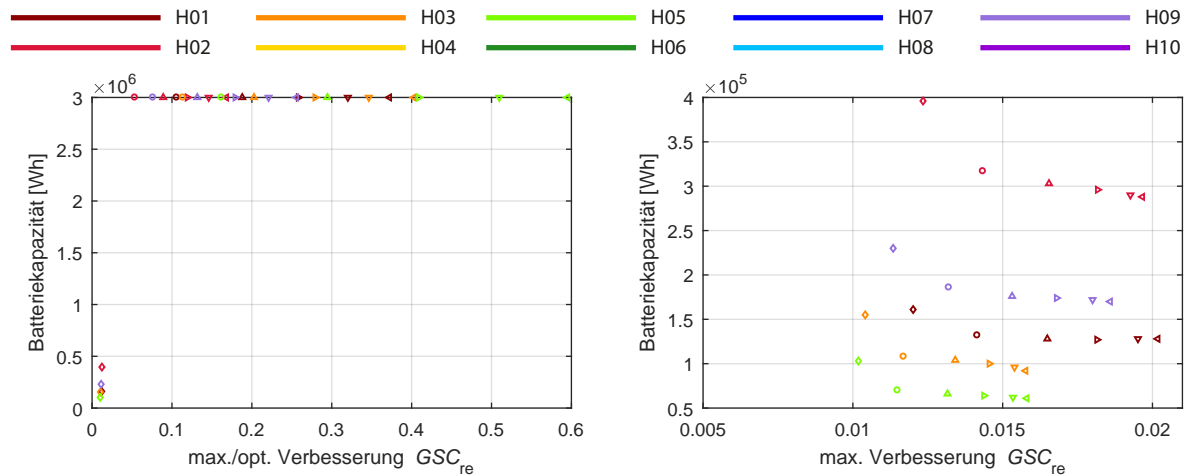
**Abbildung 5.22:** Detaillierte Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse am Beispiel von H02 für die Variation der Signale für das Laden (Szenario I (a)) und Entladen (Szenario II (b)) des BSS, eingesetzt zur Erhöhung der Netzdienlichkeit hinsichtlich des Anteils von Wind- und PV-Strom am Strommix. Von oben nach unten: die notwendige Batteriekapazität, die jeweilige Erhöhung des maximalen Netzbezugs und des jährlichen Stromverbrauchs des Gebäudes über dem entsprechenden  $GSC_{\text{re}}$ . Symbole zur Kennzeichnung der optimalen Batteriekapazität und  $GSC_{\text{re}}$  sowie der entsprechenden Erhöhung des Netzbezugs und Stromverbrauchs beim jeweiligen Szenario vgl. Tabelle 5.2.

verbrauchs beträgt je nach Hotel 1,2 % (H07)–11,1 % (H05) und wird folglich bei  $G_{\text{ch}} = 1,1 \cdot \bar{G}_{\text{re}}$  beobachtet.

Der maximale Netzbezug erhöht sich bei der optimalen Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  je nach Hotel um das 8fache (H02)–26fache (H05) (Abbildung 5.24 (a)) und bleibt auf einem relativ gleichen Niveau unabhängig von der Erhöhung von  $G_{\text{ch}}$ . Die Ergebnisse in Bezug auf die Batteriebelastung sind erwartbar und zeigen die Reduzierung der Anzahl äquivalenter Vollzyklen mit dem steigenden  $G_{\text{ch}}$  und folglich ebenso steigenden  $GSC_{\text{re}}$  (vgl. Abbildung 5.24 (c)). Verglichen mit dem Referenzfall ist eine Reduktion der Zyklenzahl bis auf ca. 105 äquivalente Vollzyklen bzw. um das 3fache möglich (bei  $G_{\text{ch}} = 1,5 \cdot \bar{G}_{\text{re}}$ ).

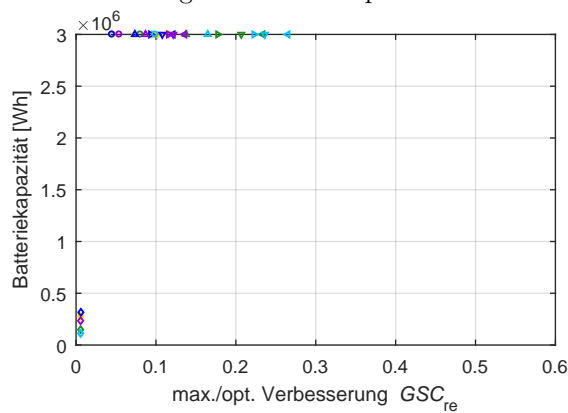
Bei der Absenkung von  $G_{\text{dis}}$  bzw. in Szenario II werden deutlich geringere Werte für die maximale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  erreicht (s. Abbildung 5.23 (b), (d)). Sie variieren je nach Hotel zwischen 0,016 (H03, H05) und 0,020 (H01) für die Amprion-Regelzone und liegen mit ca. 0,01 im Falle der Hotelgebäude in der Regelzone von TenneT und 50Hertz recht nah beieinander. Die optimale Kapazität fällt konvex mit sinkendem  $G_{\text{dis}}$  sowie dem infolgedessen steigenden  $GSC_{\text{re}}$  bis zur minimalen Kapazität bei  $G_{\text{dis}} = 0,5 \cdot \bar{G}_{\text{re}}$ . Je nach Hotel liegt diese bei 61 kWh (H06)–288 kWh (H02). Verglichen mit dem Referenzfall, lässt sich auf diese Weise die optimale Batteriekapazität um ca. 20 % (H01)–41 % (H03, H05) reduzieren bei gleichzeitig gestiegenem  $GSC_{\text{re}}$ . Aufgrund der geringeren optimalen Batteriekapazitäten fällt der jährliche Stromverbrauch grundsätzlich geringer aus als im Referenzfall und sinkt mit dem sinkenden  $G_{\text{dis}}$  (vgl. Abbildung 5.23 (f)). Auch beim maximalen Netzbezug ist eine Reduktion verglichen mit dem Referenzfall festzustellen (vgl. Abbildung 5.24 (b)). Nichtsdestotrotz bleibt der maximale Netzbezug mindestens 5 % (H01)–69 % (H09) über dem Netzbezug vor Einsatz von BSS. Hinsichtlich der Batteriebelastung lässt sich ähnlich zu Szenario I mit sinkendem  $G_{\text{dis}}$  eine Reduktion der Anzahl an erreichten äquivalenten Vollzyklen feststellen.

Abschließend lässt sich konstatieren, dass sich die Erhöhung von  $G_{\text{ch}}$  (Szenario I) im Vergleich zur Absenkung von  $G_{\text{dis}}$  (Szenario II) als effektivere Strategie zur Steigerung der Netzdienlichkeit der Hotelgebäude hinsichtlich des Anteils von Wind- und PV-Strom am Erzeugungsmix erweist. Hierbei kann für die untersuchten Batteriekapazitäten ein linearer Anstieg von  $GSC_{\text{re}}$  mit steigender Batteriekapazität angenommen werden. Einen großen Kritikpunkt stellt hier nach wie vor die entsprechende Erhöhung des maximalen Netzbezugs der Gebäude dar.

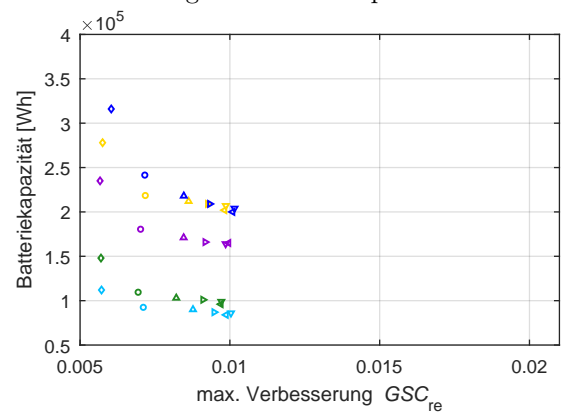


(a) Benötigte Batteriekapazität über der jeweiligen max./opt. Verbesserung des  $GSC_{re}$  für die Hotels in der Regelzone von Amprion.

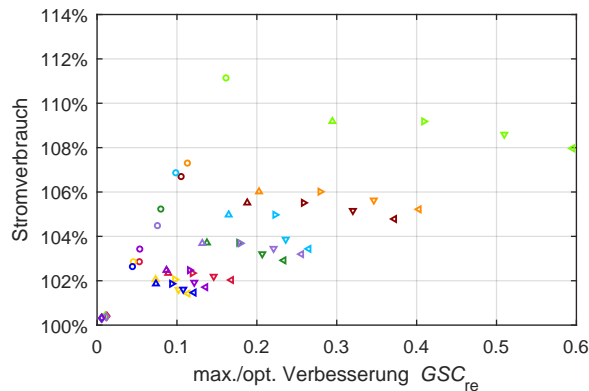
(b) Benötigte Batteriekapazität über der jeweiligen maximalen Verbesserung des  $GSC_{re}$  für die Hotels in der Regelzone von Amprion.



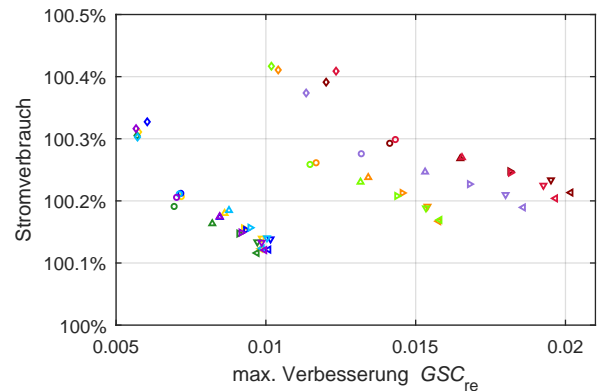
(c) Analog (a), Hotels in der Regelzone von TenneT und 50Hertz.



(d) Analog (b), Hotels in der Regelzone von TenneT und 50Hertz.

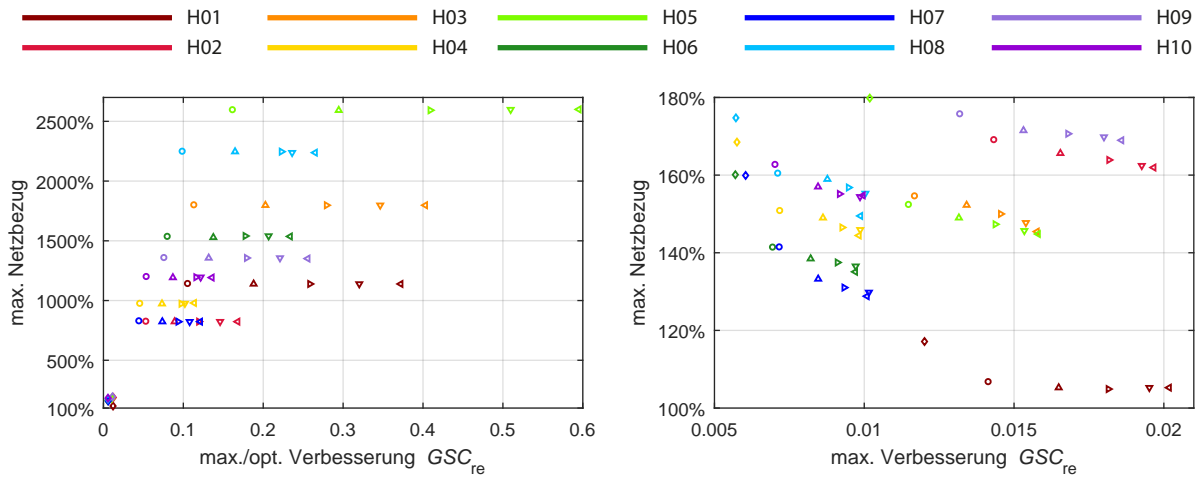


(e) Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs von Hotelgebäuden über der jeweiligen maximalen bzw. optimalen Verbesserung des  $GSC_{re}$ .



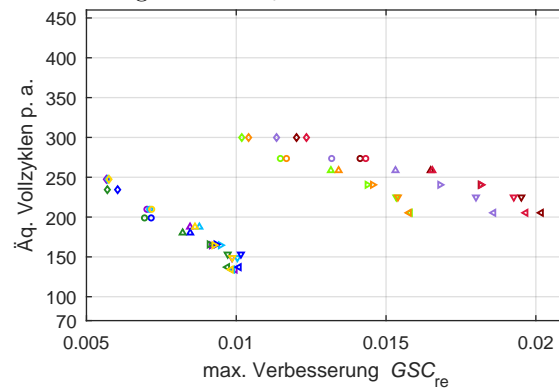
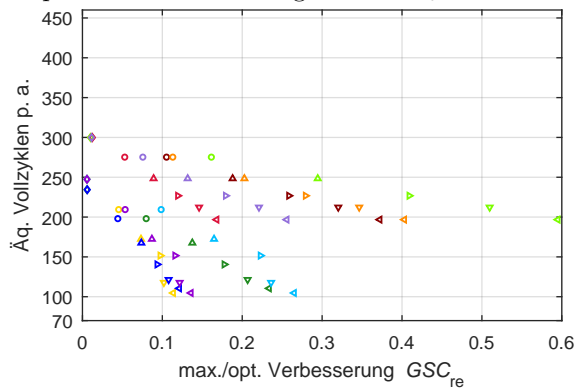
(f) Erhöhung des jährlichen Stromverbrauchs von Hotelgebäuden über der jeweiligen maximalen Verbesserung des  $GSC_{re}$ .

**Abbildung 5.23:** Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für alle Hotelgebäude für die Variation der Signale für das Laden (Szenario I (links)) und Entladen (Szenario II (rechts)) des BSS, eingesetzt zur Erhöhung der Netzdienlichkeit mit Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix als stromnetzbasierter Größe. Symbole zur Kennzeichnung der Optima beim jeweiligen Szenario vgl. Tabelle 5.2.



(a) Erhöhung des maximalen Netzbezugs von Hotelgebäuden über der jeweiligen maximalen bzw. optimalen Verbesserung des  $GSC_{re}$ .

(b) Erhöhung des maximalen Netzbezugs von Hotelgebäuden über der jeweiligen maximalen Verbesserung des  $GSC_{re}$ .



(c) Anzahl äquivalenter Vollzyklen pro Jahr, erreicht bei BSS beim Einsatz zur optimalen Verbesserung von  $GSC_{re}$ . Die entsprechenden Batteriekapazitäten vgl. Abbildung 5.23 (a), (c).

(d) Anzahl äquivalenter Vollzyklen pro Jahr, erreicht bei BSS beim Einsatz zur optimalen Verbesserung von  $GSC_{re}$ . Die entsprechenden Batteriekapazitäten vgl. Abbildung 5.23 (b), (d).

**Abbildung 5.24:** Fortsetzung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für alle Hotelgebäude für die Variation der Signale für das Laden (Szenario I (links)) und Entladen (Szenario II (rechts)) des BSS, eingesetzt zur Erhöhung der Netzdienlichkeit mit Anteil von Wind- und PV-Strom am Strommix als stromnetzbasierter Größe. Symbole zur Kennzeichnung der Optima beim jeweiligen Szenario vgl. Tabelle 5.2.



### 5.3.4 Gegenüberstellung der Sensitivitäten

Anhand der Gegenüberstellung der Ergebnisse beider Sensitivitätsanalysen ist Folgendes festzustellen:

*Für die Steigerung der Netzdienlichkeit bezüglich des EEX Day-Ahead-Strompreises gilt:*

- Bei der Hälfte der Hotelgebäude (H01, H03, H05, H06, H08) kann durch die Absenkung von  $G_{\text{ch}}$  auf einen Wert von  $G_{\text{ch}} = 0,5 \cdot \overline{G}_{\text{eex}}$  je nach Hotel eine 1,6–3fach höhere optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  erreicht werden als durch die Reduktion der maximalen spezifischen Lade-/Entladeleistung des BSS auf den Wert von  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{8} \text{ h}^{-1}$  (vgl. Abbildungen 5.15 (a) und 5.20 (a), (c)).
- Die hierfür notwendigen Batteriekapazitäten sind jedoch 1,7–5fach höher und die entsprechende Erhöhung des maximalen Netzbezugs fällt unverhältnismäßig hoch aus (vgl. Abbildungen 5.15 (e) und 5.21 (a)).
- Bei der netzreaktiven Betriebsführung von BSS mit schrittweiser Absenkung von  $\pi_{\text{ch, dis}}$  fällt die damit jeweils erreichte optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  bei allen Hotelgebäuden relativ homogen aus (bspw. bei  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{8} \text{ h}^{-1}$  liegt diese im Bereich von 0,1). Demgegenüber ist der Einfluss der Absenkung von  $G_{\text{ch}}$  auf die erreichte optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{eex}}$  je nach Hotelgebäude unterschiedlich stark (bspw. bei  $G_{\text{ch}} = 0,5 \cdot \overline{G}_{\text{eex}}$  variiert diese je nach Hotel 0,078–0,294).

*Für die Steigerung der Netzdienlichkeit bezüglich des Anteils von Wind- und PV-Strom am Erzeugungsmix gilt:*

- Durch die Erhöhung von  $G_{\text{ch}}$  auf einen Wert von  $G_{\text{ch}} = 1,5 \cdot \overline{G}_{\text{re}}$  kann hier bei derselben Hälfte der Hotelgebäude (H01, H03, H05, H06, H08) je nach Hotel eine 1,7–3,3fach höhere optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  erreicht werden als durch die Reduktion der maximalen spezifischen Lade-/Entladeleistung des BSS auf den Wert von  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{8} \text{ h}^{-1}$  (vgl. Abbildungen 5.15 (b) und 5.23 (a), (c)).
- Die hierfür notwendigen Batteriekapazitäten sind jedoch 3,3–7,5fach höher und die entsprechende Erhöhung des maximalen Netzbezugs fällt unverhältnismäßig hoch aus (vgl. Abbildungen 5.15 (f) und 5.24 (a)).
- Bei der netzreaktiven Betriebsführung von BSS mit schrittweiser Absenkung von  $\pi_{\text{ch, dis}}$  fällt die damit jeweils erreichte optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  für die Hotels innerhalb einer Regelzone relativ homogen aus. Diese liegt bspw. bei  $\pi_{\text{ch, dis}} = \frac{1}{8} \text{ h}^{-1}$  für die Hotels in der Regelzone von TenneT und 50Hertz im Bereich von 0,1 und für die Hotels in der Regelzone von Amprion nah an 0,2. Demgegenüber ist der Einfluss der Erhöhung von  $G_{\text{ch}}$  auf die erreichte optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$  je nach Hotelgebäude unterschiedlich stark. So variiert bspw. die optimale Verbesserung von  $GSC_{\text{re}}$ , erreicht bei  $G_{\text{ch}} = 1,5 \cdot \overline{G}_{\text{re}}$ , für die Hotels in der Regelzone von TenneT und 50Hertz von 0,114–0,265 und der Regelzone von Amprion von 0,168–0,595.



## 6 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit adressiert die Integration von BSS in Energieversorgungskonzepte von Nichtwohngebäuden vor dem Hintergrund des wachsenden Anteils fluktuierender Stromerzeugung und der damit einhergehenden zunehmenden Belastung der Elektrizitätsnetze. Die Untersuchungsgebäude stellen 10 Hotelgebäude unterschiedlicher Bauweise dar, deren elektrische Lastgänge der Übergabemessung in 15-minütiger Auslösung vorliegen. Der Stromverbrauch der Hotelgebäude beläuft sich auf 0,5–1,9 GWh jährlich und 1,3–5,1 MWh im täglichen Durchschnitt. Im Fokus der Arbeit steht zunächst der Einsatz von BSS zur Lastspitzenkappung. Der Einsatz dieser Betriebsstrategie stützt sich auf ein bereits vorhandenes Geschäftsmodell, das auf der Verringerung des leistungspreisbezogenen Anteils der Netznutzungsentgelte basiert. Andererseits wird derzeit zunehmend diskutiert, ob der durch die aktuelle Netzentgeltsystematik gegebene Anreiz an Netznutzer zu einer gleichmäßigen Leistungsaufnahme in den Zeiten zunehmend volatiler Stromerzeugung angemessen ist. Daher wird als Nächstes der Einfluss der LSK mithilfe von BSS auf die Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden analysiert. Abschließend wird eine neue Betriebsstrategie für den Einsatz von BSS zur Steigerung der Netzdienlichkeit von Gebäuden vorgeschlagen und am Beispiel der Untersuchungsgebäude evaluiert.

### **Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Lastspitzenkappung.**

Die Untersuchung, durchgeführt für Li-Ionen- und Pb-Säure-BSS unter Annahme aktuell üblicher technologischer und durchschnittlicher wirtschaftlicher Parameter, zeigt, dass der Einsatz von BSS zu diesen Konditionen nicht wirtschaftlich ist. Bei der Dimensionierung der BSS zur LSK stellt sich die aktuell relativ geringe maximale spezifische Lade-/Entladeleistung der Pb-Säure-BSS als besonders unvorteilhaft für diese Anwendung heraus. So werden beim Einsatz der Pb-Säure-Technologie stets größere Batteriekapazitäten als bei der Li-Ionen-Technologie für dieselbe Reduktion der Lastspitze erforderlich. Dieser Unterschied ist bei geringer bis moderater Reduktion der Lastspitze (hier um ca. 5–28 %) maximal und wird über das Verhältnis der maximalen spezifischen Leistungen beider Technologien definiert. Aktuell führt dies zu Beginn zum 10fachen an notwendiger Batteriekapazität bei den Pb-Säure-BSS im Vergleich zu Li-Ionen-BSS. So kann der wirtschaftliche Vorteil der Pb-Säure-BSS gegenüber den Li-Ionen-BSS in Bezug auf den deutlich (hier grob 3fach) geringeren Anschaffungspreis erst bei der Reduktion der Lastspitze um mindestens 13–43 % zum Tragen kommen. Die für diese Reduktion notwendigen Batteriekapazitäten liegen dann bei den Pb-Säure-BSS mindestens im mittleren dreistelligen kWh-Bereich. Dies resultiert unter Beachtung der vergleichsweise geringen Energiedichte von Pb-Säure-BSS in einen entsprechend hohen Platzbedarf. Freie technische Flächen in der Größe sind in Bestandsgebäuden meistens nicht gegeben. In anderen Worten: Neben dem Anschaffungspreis erweisen

sich die maximale spezifische Leistung sowie die Energiedichte als ausschlaggebende Faktoren für den Einsatz einer bestimmten Batterietechnologie zur LSK in Nichtwohngebäuden.

Die Sensitivitätsanalyse zum kapazitätsbezogenen Anschaffungspreis von Li-Ionen-BSS zeigt den Break-even-Point für alle Hotelgebäude bei 570 Euro/kWh. Für die maximale Wirtschaftlichkeit soll des Weiteren die optimale Reduktion der Lastspitze individuell bestimmt werden. Für die untersuchten Hotelgebäude beträgt diese 5–28 %. Die hierfür ausreichenden Batteriekapazitäten belaufen sich je nach Hotel auf ca. 5–25 kWh pro 1 MWh Tagesstromverbrauch.

### **Einfluss der Lastspitzenkappung mithilfe von Batteriespeichersystemen auf die Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden.**

Zur Evaluierung der Netzdienlichkeit wird die Strombezugscharakteristik eines Netznutzers anhand einer stromnetzbasierter Größe bewertet, welche die Angebots- und Nachfragesituation im Energiesystem darstellt. In der vorliegenden Arbeit wird die Netzdienlichkeit von Hotelgebäuden bezogen auf zwei stromnetzbasierter Größen, den Day-Ahead-Strompreis sowie den Anteil von Wind- und PV-Strom am Erzeugungsmix des jeweiligen ÜNB (gem. Hotelstandort), evaluiert. Die Ergebnisse zeigen, dass erst bei Reduktion der Lastspitze von 25–50 % und größer die LSK mithilfe von Li-Ionen-BSS die Netzdienlichkeit der Hotelgebäude beeinflusst. Im Allgemeinen wird in diesem Fall die Netzdienlichkeit bezüglich des Börsenstrompreises zum Positiven beeinflusst. In Bezug auf den Anteil von Wind- und PV-Strom kommt es darauf an, ob die Hotelgebäude bereits vor dem Einsatz von BSS zur LSK netzdienlich waren.

### **Einsatz von Batteriespeichersystemen zur Steigerung der Netzdienlichkeit.**

Die entwickelte Betriebsführung setzt eine „netzreaktive“ Steuerung des BSS voraus. Diese basiert auf dem Netzsignal, das im Prinzip den zeitlichen Verlauf der gewählten stromnetzbasierter Größe abbildet, sowie dem daraus errechneten Schwellwert bzw. Signal für das Be- und Entladen des BSS. Mithilfe der entwickelten Betriebsführung kann eine Verbesserung der Netzdienlichkeit der Hotelgebäude hinsichtlich der beiden stromnetzbasierter Größen erreicht werden. Durch die Anpassung bzw. Absenkung der maximalen spezifischen Leistung des BSS oder des Schwellwertes kann diese Verbesserung noch weiter gesteigert werden. Dabei hilft insbesondere die Absenkung der maximalen spezifischen Leistung des BSS, um dessen Effizienz hinsichtlich der erreichten Verbesserung der Netzdienlichkeit, der relativen Erhöhung der maximalen Lastspitze und des Stromverbrauchs der Gebäude zu erhöhen.

Eine weitere wichtige Erkenntnis der Untersuchung ist, dass bei den analysierten Gebäuden meistens eine in Bezug auf die erreichte Verbesserung der Netzdienlichkeit optimale Batteriekapazität festgestellt werden kann. Die Erhöhung der Batteriekapazität über diesen optimalen Wert hinaus führt zum unterproportionalen Anstieg oder gar Rückfall der erreichten Steigerung der Netzdienlichkeit. Als Beispiel können an der Stelle die optimalen Kapazitäten beim Einsatz von Li-Ionen-BSS mit der spezifischen maximalen Leistung  $\frac{1}{8} \text{ h}^{-1}$  je nach Hotel wie folgt genannt werden: 0,6 MWh–2,5 MWh beim Day-Ahead-Strompreis und 0,4 MWh–2,1 MWh beim Anteil von Wind- und PV-Strom am Erzeugungsmix als stromnetzbasierter Größen.

**Ausblick.**

Das Thema der „Reaktivierung“ der Netznutzer wird in den letzten Jahren intensiv diskutiert. Die Schlüsselfrage dabei ist die Schaffung eines geeigneten Anreizsystems. Auch hier wird für die praktische Umsetzung des untersuchten Konzeptes der Netzdienlichkeit ein geeignetes Geschäftsmodell notwendig. Neben der Entwicklung eines selbstständigen Geschäftsmodells erscheint die Integration netzreaktiver Betriebsführung als sekundäre Anwendung in eine primäre Anwendung mit einem vorhandenen profitablen Geschäftsmodell als interessante Option. Die Berücksichtigung der erhöhten Batteriebelastung kann dabei unter Einbeziehung der Minderung der Kapazität des BSS mit der Zyklenzahl und Zeit in das hier verwendete einfachere Lebensdauermodell erfolgen. Zudem orientiert sich die hier vorgestellte Betriebsweise des BSS ausschließlich am Netzsignal auf Basis einer stromnetzbasierter Größe. Folglich stellt sich die Frage, inwieweit durch den genaueren Einbezug der Informationen zur momentanen Strombezugscharakteristik des Gebäudes in der Steuerung des BSS die erreichte Verbesserung der Netzdienlichkeit noch weiter gesteigert werden kann. Die Erarbeitung und Implementierung kombinierter Netzsignale (bspw. Verknüpfung von Marktpreissignal und Netzzustandssignal oder Informationen über die Einspeisung/Nachfrage vor Ort) in die Betriebsführung können dabei helfen, lokale Gegebenheiten bzw. Herausforderungen im Netz besser zu berücksichtigen.



# Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen e. V., 2020a. Bilanz 2018 vom 02.04.2020. <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2017.html>, Zugriff zuletzt am 03.06.2020.
- AG Energiebilanzen e. V., 2020b. Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2019 (in TWh) Deutschland insgesamt. <https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>, Zugriff zuletzt am 03.06.2020.
- BDEW, 2015. Industriestrompreise. Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen (Aktualisierte Fassung). <https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/energie-info-industriestrompreise/>, Zugriff zuletzt am 12.06.2020.
- BDEW, 2018. Strompreisanalyse Mai 2018. Haushalte und Industrie.
- Bensmann, A. and Hanke-Rauschenbach, R., 2015. Gestaltung von energiespeichersystemen: Ein ansatz zur technologieauswahl und dimensionierung. 8. Niedersächsische Energietage, 2015, Goslar.
- BMWi, 2017. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Parlamentarische Anfragen. Anzahl von Stromerzeugungs-Anlagen deren EEG-Vergütung ab 2020 endet. Schriftliche Frage an die Bundesregierung im Monat März 2017 (Frage Nr. 95). Stand: 22.03.2017. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/ParlamentarischeAnfragen/3-95.html>, Zugriff zuletzt am 18.03.2020.
- BMWi, 2019. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. BMWi-Artikel: „Was ist eigentlich eine Gebotszone?“. <https://www.bmwi-energie.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2019/10/Meldung/direkt-erklaert.html>, Zugriff zuletzt am 11.07.2020.
- BNetzA, 2017. Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Diskussionspapier. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA\\_Flexibilitaetspapier.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.html), Zugriff zuletzt am 07.03.2020.
- BNetzA, 2019. Bericht der bundesnetzagentur über die mindesterzeugung. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/Mindesterzeugung\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/Mindesterzeugung_node.html), Zugriff zuletzt am 20.10.2019.
- BVES, TEAM CONSULT, 2018. Bedeutung der Energiespeicherbranche für das Energiesystem und die Gesamtwirtschaft in Deutschland. Pressekonferenz Messe Düsseldorf GmbH & BVES Bundesverband Energiespeicher e. V. zur Energy Storage Europe 2018. [https://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/03/PK\\_ESE\\_Praesentation\\_2018.pdf](https://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/03/PK_ESE_Praesentation_2018.pdf), Zugriff zuletzt am 09.03.2020.
- BYD, 2019. ENERGY STORAGE PRODUCTS (B-BOX). <https://en.byd.com/energy/b-box-ess/>, Zugriff zuletzt am 21.10.2019.
- Chua, K. H., Lim, Y. S. and Morris, S., 2016. Energy storage system for peak shaving. *International Journal of Energy Sector Management* 10(1), pp. 3–18.
- dena, 2017. Netzflexstudie: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Markt-anwendungen in der Stromversorgung. <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/netzflexstudie/>, Zugriff zuletzt am 27.02.2020.
- dena, 2018. Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte. Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Industrielles Verbrauchsverhalten im Rahmen der Energiewende netzdienlich gestalten. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/ergebnispapier-der-taskforce-netzentgelte-impulse-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik/>, Zugriff zuletzt am 22.03.2020.
- DGNB, 2018a. DGNB System – Kriterienkatalog Gebäude Neubau. VERSION 2018. <https://www.dgnb.de/de/aktuell/pressemitteilungen/2018/neues-dgnb-zertifizierungssystem>, Zugriff zuletzt am 22.03.2020.
- DGNB, 2018b. Diskussionsvorschlag: Die Inhalte eines zukünftigen GEG auf drei Seiten. <https://www.dgnb.de/de/aktuell/pressemitteilungen/2018/dgnb-entwickelt-alternativen-entwurf-zum-gebaeudeenergiegesetz>, Zugriff zuletzt am 22.03.2020.
- EEX AG, 2019. 2018: EEX Group erreicht Rekordvolumina an Strom- und Emissionsmärkten. Pressemitteilung vom 17.01.2019, verfügbar unter <https://www.eex.com/action/de/35894/search?query=&startDate=&endDate=&taxonomies=11764&dynCollectionId=35890>, Zugriff zuletzt am 10.07.2020.
- ENTSO-E Transparency Platform, 2019. Central collection and publication of electricity generation, transportation and consumption data and information for the pan-European market. <https://transparency.entsoe.eu/transmiss>

- ion-domain/r2/dayAheadPrices/show, Zugriff zuletzt am 16.01.2019.
- EnWG, 2005. Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 25. Mai 2020 (BGBl. I S. 1070) geändert worden ist.
- Fischhaber, S., Regett, A., Schuster, S. and Hesse, H., 2016. Studie: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen. <https://www.ffe.de/publikationen/projektberichte/620-second-life-konzepte-fuer-lithium-ionen-batterien-aus-elektrofahrzeugen>, Zugriff zuletzt am 27.03.2020.
- Fisher, M., Whitacre, J. and Apt, J., 2018. A simple metric for predicting revenue from electric peak-shaving and optimal battery sizing. *Energy Technology* 6(4), pp. 649–657.
- Fleischhammer, M. and Döring, H., 2013. Chemische Sicherheit. In: R. Korthauer (ed.), *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 285–298.
- Fraunhofer IEE, 2020. Das "Barometer der Energiewende". Batteriespeicher 2019. [https://www.herkulesprojekt.de/de/Barometer/barometer\\_2019/batteriespeicher.html](https://www.herkulesprojekt.de/de/Barometer/barometer_2019/batteriespeicher.html), Zugriff zuletzt am 09.03.2020.
- Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M. and Sauer, U., 2012. Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien. [https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick\\_Speichertechnologien\\_SEFEP\\_deutsch.pdf](https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf), Zugriff zuletzt am 09.03.2020.
- Götze, U., 2014a. Investitionen als Gegenstand der Unternehmensführung. In: *Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 5–53.
- Götze, U., 2014b. Modelle für Vorteilhaftigkeitsentscheidungen bei einer Zielgröße. In: *Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 55–184.
- Graulich, K., Bauknecht, D., Heinemann, C., Hilbert, I., Vogel, M., Seifried, D. and Albert-Seifried, S., 2018. Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen. Ergebnisse aus dem BMBF-geförderten Verbundprojekt BuergEn „Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen“. Teilprojekt 1, Modul 4.1. techreport, Öko-Institut e.V. and Büro Ö-quadrat GmbH.
- HOPPECKE Batterien, 2019. Batteriespeichersystem zur Einsparung von Energiekosten. sun/powerpack classic. <https://www.hoppecke.com/de/produkt/sun-powerpack-classic/>, Zugriff zuletzt am 21.10.2019.
- IRENA, 2017. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>, Zugriff zuletzt am 09.03.2020.
- Jülch, V., Thomsen, J., Hartmann, N., Junne, T., Unterreiner, L., Arnold, M., Reith, S., Eltrop, L., Wassermann, S. and Niederberger, M., 2017. Betreibermodelle für Stromspeicher - Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben. resreport, Fraunhofer ISE, Freiburg/Brsg.
- Kalz, D. and Klein, K., 2017. Netzreaktive Gebäude - Ganzheitliche Bewertung von Bauphysik und Gebäudeenergiesystemen einschliesslich ihrer Rolle in der Energiewirtschaft: Energie, Exergie, Leistungsbezug und -abgabe : Abschlussbericht 2017. resreport 03ET1111A, 01116305, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE.
- Kalz, D., Klein, K., Palzer, A., Schlösser, T., Schumacher, P., Sterchele, P., Stinner, S., Jae Yu, Y. and Kallert, A. M., 2018. Netzdienliche Gebäude und Quartiere. Gebäude entlasten Stromnetze. resreport, BINE Informationsdienst.
- Klein, K., 2017. Quantifying the grid support of building energy systems: evaluation of grid-supportive concepts for space heating and cooling in non-residential buildings. PhD thesis, Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- Klein, K., Herkel, S., Henning, H.-M. and Felsmann, C., 2017. Load shifting using the heating and cooling system of an office building: Quantitative potential evaluation for different flexibility and storage options. *Applied Energy* 203, pp. 917 – 937.
- Klein, K., Kalz, D. and Herkel, S., 2014. Netzdienlicher Betrieb von Gebäuden: Analyse und Vergleich netzbasierter Referenzgrößen und Definition einer Bewertungskennzahl. *Bauphysik* 36 (Heft 2), pp. 49–58.
- Klein, K., Langner, R., Kalz, D., Herkel, S. and Henning, H.-M., 2016. Grid support coefficients for electricity-based heating and cooling and field data analysis of present-day installations in Germany. *Applied Energy* 162, pp. 853 – 867.
- Kondziella, H., Brod, K., Bruckner, T., Olbert, S. and Mes, F., 2016. Stromspeicher für die „energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. In: C. C.



- von Weizsäcker, D. Lindenberger and F. Höffler (eds), *Interdisziplinäre Aspekte der Energiewirtschaft*, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, pp. 179–190.
- Konstantin, P., 2017a. Beschaffung leitungsgebundener energien. In: *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 433–472.
- Konstantin, P., 2017b. Transport & verteilung leitungsgebundener energien. In: *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 313–389.
- Kosfeld, R., Eckey, H. F. and Türck, M., 2016. Streuung und schiefe. In: *Deskriptive Statistik: Grundlagen - Methoden - Beispiele - Aufgaben*, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, pp. 109–143.
- KPMG AG, 2019. Kapitalkostenstudie. <https://home.kpmg/de/de/home/themen/2019/10/kapitalkostenstudie-2019.html>, Zugriff zuletzt am 04.01.2020.
- Langrock, T., Achner, S., Jungbluth, C., Marambio, C., Michels, A., Weinhard, P., Baumgart, B. and Otto, A., 2015. Potentiale regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. resreport 3711 97 102, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Trianel GmbH im Auftrag des Umweltbundesamtes. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/potentiale-regelbarer-lasten-in-einem>, Zugriff zuletzt am 01.06.2020.
- Leadbetter, J. and Swan, L., 2012. Battery storage system for residential electricity peak demand shaving. *Energy and Buildings* 55, pp. 685 – 692. Cool Roofs, Cool Pavements, Cool Cities, and Cool World.
- L’Heureux, Z. E. and Lackner, K. S., 2017. Small scale energy storage for peak demand shaving. In: *ASME 2017 11th International Conference on Energy Sustainability, ES 2017, collocated with the ASME 2017 Power Conference Joint with ICOPE 2017, the ASME 2017 15th International Conference on Fuel Cell Science, Engineering and Technology, and the ASME 2017 Nuclear Forum*.
- Lombardi, P. and Schwabe, F., 2017. Sharing economy as a new business model for energy storage systems. *Applied Energy* 188, pp. 485–496.
- Lu, C., Xu, H., Pan, X. and Song, J., 2014. Optimal sizing and control of battery energy storage system for peak load shaving. *Energies* 7, pp. 8396–8410.
- Mahnke, E., Mühlenhoff, J. and Lieblang, L., 2014. Strom speichern. In: *RENEWS SPEZIAL*, Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Berlin.
- Martins, R., Hesse, H., Jungbauer, J., Vorbuchner, T. and Musilek, P., 2018. Optimal component sizing for peak shaving in battery energy storage system for industrial applications. *Energies* 11, pp. 2048.
- Möller, C., Pfeif, A., Faulstich, M. and Rosenberger, S., 2017. Batteriespeicher in industrie und gewerbe. *BWK. Das Energie-Fachmagazin* 69(7/8), pp. 52–56.
- Müller, D., Monti, A., Stinner, S. and Schlösser, T., 2017. Netzreaktive gebäude - ganzheitliche bewertung von bauphysik und gebäudeenergiesystemen einschliesslich ihrer rolle in der energiewirtschaft: Energie, exergie, leistungsbezug und -abgabe : Abschlussbericht 2017. resreport 03ET1111B, 01116305, RWTH Aachen University, E.ON Energieforschungszentrum, Lehrstuhl für Gebäude- und Raumklimatechnik.
- Neubauer, J. and Pesaran, A., 2010. NREL’s PHEV/EV Li-Ion Battery Secondary-Use Project.
- Next Kraftwerke GmbH, 2020. Variable Stromtarife für Industrie & Gewerbe. <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromverbraucher/variabler-stromtarif>, Zugriff zuletzt am 03.06.2020.
- NGK INSULATORS, LTD., 2020. NAS Batteries. Solutions. <https://www.ngk-insulators.com/en/product/nas/solutions/index.html>, Zugriff zuletzt am 19.03.2020.
- Nobis, P., Pellingner, C. and Staudacher, T., 2011. eFlott. Wissenschaftliche Analysen zur Elektromobilität. Endbericht. Technical report, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE).
- Noosten, D., 2018. Investitionsrechnung. In: *Investitionsrechnung: Eine Einführung für Architekten und Bauingenieure*, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, pp. 7–10.
- Oudalov, A., Cherkaoui, R. and Béguin, A., 2007. Sizing and optimal operation of battery energy storage system for peak shaving application. *2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proceedings* pp. 621 – 625.
- Paul, E., Schäuble, J., Esfehiani, H. H., Bensmann, A., Bohne, D. and Hanke-Rauschenbach, R., 2019/11. Battery storage systems in various types of non-residential buildings for peak shaving application. In: *The 13th International Renewable Energy Storage Conference 2019 (IRES 2019)*, Atlantis Press.

- Poggensee, K., 2015a. Dynamische investitionsrechnungsv erfahren. In: *Investitionsrechnung: Grundlagen – Aufgaben – Lösungen*, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, pp. 91–147.
- Poggensee, K., 2015b. Statische investitionsrechnungsv erfahren. In: *Investitionsrechnung: Grundlagen – Aufgaben – Lösungen*, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, pp. 35–90.
- pv magazine Deutschland, 2020. <https://www.pv-magazine.de/>, Zugriff zuletzt am 19.03.2020.
- Rendschmidt, D., 2017. Das strommarktdesign – anforderungen aus sicht der industrie. In: F. J. Matzen and R. Tesch (eds), *Industrielle Energiestrategie: Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes*, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, pp. 99–108.
- Sauer, D. U., 2013. Marktanzreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom. Technical report, ISEA / RWTH Aachen.
- Saubier, A., Nengel, N. and Voss, K., 2019. Energieverbrauch und energieverbrauchsstruktur in der hotellerie - analysen, feldstudien und gebäudekennwerte. In: N. A. Fouad (ed.), *Bau-physik Kalender 2019: Energieeffizienz Kommentar DIN V 18599, 19. Jahrgang*, Ernst & Sohn, Berlin, pp. 447–479.
- Schiffer, H.-W., 2019. Preisbildung in der energiewirtschaft. In: *Energiemarkt Deutschland: Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien*, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, pp. 327–430.
- Schumacher, I. and Würfel, P., 2015a. Der strommarkt und die strompreisbildung. In: *Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen: Energieeinkauf optimieren, Kosten senken*, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, pp. 9–37.
- Schumacher, I. and Würfel, P., 2015b. Die grundlagen für den stromeinkauf. In: *Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen: Energieeinkauf optimieren, Kosten senken*, Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden, pp. 39–59.
- Schuster, T. and Rüdert von Collenberg, L., 2017a. Annuitätenmethode. In: *Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 93–117.
- Schuster, T. and Rüdert von Collenberg, L., 2017b. Bestimmung des kalkulationszinssatzes. In: *Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 141–163.
- Schuster, T. and Rüdert von Collenberg, L., 2017c. Dynamische amortisationsrechnung. In: *Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 119–139.
- Schuster, T. and Rüdert von Collenberg, L., 2017d. Interne zinsfußmethode. In: *Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 67–92.
- Schwab, A. J., 2020a. Elektroenergiesysteme, verbundsysteme. In: *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 9–37.
- Schwab, A. J., 2020b. Netzbetrieb. In: *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 567–601.
- Schwab, A. J., 2020c. Wirtschaftliche aspekten in elektroenergiesystemen. In: *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 699–730.
- Seidl, H., Schenuit, C. and Teichmann, M., 2016. Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges energiesystem. Schlussfolgerungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern. resreport, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9146\\_Studie\\_Roadmap\\_Demand\\_Side\\_Management..pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9146_Studie_Roadmap_Demand_Side_Management..pdf), Zugriff zuletzt am 01.06.2020.
- SMARD-Informationenplattform der BNetzA für Strommarktdaten, 2020. Negative Strompreise. Negative Großhandelspreise in Deutschland von 2015 – 2019. <https://smard.de/home/topic-article/444/15412>, Zugriff zuletzt am 11.07.2020.
- Stadler, I., Riegel, B., Ohms, D., Cattaneo, E., Lange, G. and Herrmann, M., 2017. Elektrochemische Energiespeicher. In: M. Sterner and I. Stadler (eds), *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 229–326.
- Stenzel, P., Linszen, J., Robinius, M., Stolten, D., Gottke, V., Teschner, H., Velten, A. and Schäfer, F., 2019. Energiespeicher. *BWK: das Energie-Fachmagazin* 71, pp. 33–48.
- Sterner, M. and Bauer, F., 2017. Definition und klassifizierung von energiespeichern. In: M. Sterner and I. Stadler (eds), *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 25–49.
- Sterner, M. and Thema, M., 2017. Vergleich der speichersysteme. In: M. Sterner and I. Stadler (eds), *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 645–682.

- Sterner, M., Thema, M., Eckert, F. and Bauer, F., 2015. Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung Kurzstudie im Auftrag des BEE e. V. und der Hannover Messe. Technical report, Bundesverband Erneuerbare Energie BEE e. V. and Hannover-Messe.
- StromNEV, 2005. Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.
- StromNZV, 2005. Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.
- StörungsAuskunft.de, 2020. Das deutsche Gemeinschaftsportal für Stromausfälle. <https://xn--strungsauskunft-9sb.de/map/>, Zugriff zuletzt am 19.04.2020.
- Telaretti, E. and Dusonchet, L., 2016a. Battery storage systems for peak load shaving applications: Part 1: Operating strategy and modification of the power diagram. In: *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, pp. 1–6.
- Telaretti, E. and Dusonchet, L., 2016b. Battery storage systems for peak load shaving applications: Part 2: Economic feasibility and sensitivity analysis. In: *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, pp. 1–6.
- Telaretti, E., Graditi, G., Ippolito, M. and Zizzo, G., 2016. Economic feasibility of stationary electrochemical storages for electric bill management applications: The italian scenario. *Energy Policy* 94, pp. 126 – 137.
- Thielmann, A., Sauer, A. and Wietschel, M., 2015. Gesamt-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030. Technical report, Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe.
- Tiemann, P. H., Bensmann, A., Stuke, V. and Hanke-Rauschenbach, R., 2020. Electrical energy storage for industrial grid fee reduction – a large scale analysis. *Energy Conversion and Management* 208, pp. 112539.
- Uddin, M., Romlie, M., Abdullah, M., Abd Halim, S., Bakar, A. and Kwang, T., 2017. A review on peak load shaving strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82, pp. 3323–3332.
- Umweltbundesamt, 2019. Altbatterien. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/verwertung-entsorgung-ausgewaehlter-abfallarten/altbatterien#im-jahr-2018-hat-deutschland-alle-von-de-r-eu-geforderten-mindestziele-erreicht>, Zugriff zuletzt am 15.03.2020.
- von Roon, S. and Gobmaier, T., 2010. Demand Response in der Industrie. Status und Potenziale in Deutschland. resreport, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). [https://www.ffe.de/download/langberichte/353\\_Demand\\_Response\\_Industrie/von\\_Roon\\_Gobmaier\\_FfE\\_Demand\\_Response.pdf](https://www.ffe.de/download/langberichte/353_Demand_Response_Industrie/von_Roon_Gobmaier_FfE_Demand_Response.pdf), Zugriff zuletzt am 01.06.2020.
- Wilke, N., 2001. Tarifregulierung im liberalisierten elektrizitätsmarkt. In: M. Kahmann and S. König (eds), *Wettbewerb im liberalisierten Strommarkt: Regeln und Techniken*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 207–226.
- Zheng, M., Meinrenken, C. J. and Lackner, K. S., 2015. Smart households: Dispatch strategies and economic analysis of distributed energy storage for residential peak shaving. *Applied Energy* 147, pp. 246 – 257.



# Danksagung

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin in der Abteilung Gebäudetechnik am Institut für Entwerfen und Konstruieren der Leibniz Universität Hannover. An dieser Stelle danke ich ganz herzlich allen Kollegen, Ehemaligen und Hilfwissenschaftlern des Instituts, die mich direkt und indirekt in dieser Zeit unterstützt haben.

Meinem Doktorvater Herrn Professor Dirk Bohne danke ich ganz besonders für die Ermöglichung meiner Promotion und schrankenlose Unterstützung dieser Arbeit. Mein herzlicher Dank gebührt Herrn Professor Richard Hanke-Rauschenbach für die Übernahme des Korreferats und seine wegweisende Unterstützung zu Beginn dieser Arbeit. Die Offenheit der Professoren hat einen großen Beitrag zum interdisziplinären Charakter der Arbeit geleistet und mir deswegen noch mehr Begeisterung für das Thema ermöglicht. In diesem Zusammenhang gebührt ein ganz besonderer Dank Dr. Astrid Bensmann für das stets bereichernde fachliche Feedback und die begleitende Unterstützung seit Beginn und bis zur Vollendung dieser Arbeit.

Dem Hotelbetreiber, der namentlich nicht genannt werden möchte, danke ich ganz herzlich für die Bereitstellung einer soliden Datenbasis zu seinen Hotelgebäuden und folglich einen wichtigen Beitrag zu dieser Arbeit. Ein großer Dank gilt zudem all jenen Menschen, die sich Zeit zum Korrekturlesen des Textes genommen haben.

Sehr wichtig war mir in dieser Lebensphase die Unterstützung meiner Eltern und insbesondere meiner Mutter, die mich immer wieder an meine Ziele erinnerte. Meinem Onkel, Andrey Unt, danke ich ganz herzlich für die Ermutigung zur Promotion in Deutschland und seine Begleitung bei den ersten Schritten im neuen Land. Herzlicher Dank gilt auch meinen guten Freunden für ihr Verständnis und Ermutigung in dieser intensiven Zeit. Meinem Mann Andreas danke ich ganz herzlich, dass er mir durch seine Promotion mit einem guten Beispiel vorankam. Der wissenschaftliche Austausch mit ihm diente mir oft als Inspirationsquelle für meine eigene Forschung.