

Bachelorarbeit

Julie-Marie Jörck

Auslegung stationärer Batteriespeicher für verschiedene
Nutzungsszenarien

Julie-Marie Jörck

Auslegung stationärer Batteriespeicher für verschiedene Nutzungsszenarien

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung
im Studiengang *Bachelor of Science Elektro- und Informationstechnik*
am Department Informations- und Elektrotechnik
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Betreuender Prüfer: Prof. Dr.-Ing. Karl-Ragmar Riemschneider
Zweitgutachter: Prof. Dr. Gustav Vaupel

Eingereicht am: 28. Februar 2021

Julie-Marie Jörck

Thema der Arbeit

Auslegung stationärer Batteriespeicher für verschiedene Nutzungsszenarien

Stichworte

Batteriespeicher, Photovoltaik-Anlagen, Eigenverbrauchsoptimierung, Spitzenlastkappung, Verbraucherlastgänge, Nutzungsszenarien

Kurzzusammenfassung

Diese Arbeit soll zur Entscheidungsfindung beim Einsatz von großen Batteriespeichern (BS) in Nichtwohngebäuden beitragen. Dazu wurde ein Simulationstool entwickelt, mit dessen Hilfe vorhabenbezogen die Frage beantwortet werden kann, ob sich der Einsatz eines BS wirtschaftlich rechnet und welche BS-Größe mit welcher Konfiguration von Spitzenlastkappung und Eigenverbrauchsoptimierung gegebenenfalls am besten geeignet ist.

Für jedes der drei betrachteten Nutzungsszenarien (Bürogebäude, Theater, Krankenhaus) zeigten sich Möglichkeiten zum kombinierten Einsatz von Photovoltaik (PV) und BS, die wirtschaftlich deutlich günstiger sind als die Ausgangsvariante, bei der der gesamte Strombedarf aus dem Netz gedeckt wird. Allerdings zeigte sich auch, dass eine PV-Anlage ohne BS wirtschaftlich betrachtet gegenwärtig noch etwas besser abschneidet als die Kombination von beiden. Die durch BS erzielbaren Einsparungen sind nicht groß genug, um deren zusätzliche Investitions- und Betriebskosten voll auszugleichen.

Julie-Marie Jörck

Title of Thesis

Design of stationary battery storage systems for various usage scenarios

Keywords

Battery storage systems, optimising self-consumption, peak shaving, consumer load profiles, usage scenarios

Abstract

This thesis is intended to help with decisions on the deployment of large battery storage systems (BSS) in non-residential buildings. For this purpose, a simulation tool has been developed to answer the question as to whether the installation of a BSS is economically viable in a given project and which storage system size and which configuration for optimising self-consumption and peak shaving are best to use.

For each of the three load profiles considered (office building, theatre, hospital), several options for the combined use of a photovoltaic system (PVS) and BSS were shown to be economically significantly more favorable than the initial variant, which covers the entire electricity demand from the grid. However, it also turned out that PVS without BSS is currently still slightly better economically than the combination of both. The savings achievable through BSS are not large enough to fully offset their additional investment and operating costs.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen	vii
1 Motivation und Ziel der Arbeit	1
2 Zum Stand der Forschung	3
3 Auswahl der Nutzungsszenarien	5
3.1 Bedeutung von Nutzungsszenarien	5
3.2 Lastgänge/Lastprofile als Grundlage für Nutzungsszenarien	5
3.2.1 Definition der Begriffe Lastgang und Lastprofil	5
3.2.2 Relevanz von Lastprofilen	6
3.2.3 Leistungsmess- und Abrechnungsverfahren für elektrische Energie	6
3.3 Die Standardlastprofile des BDEW	7
3.4 Auswahl der realen Lastgänge	11
3.4.1 Zur Verfügung stehende Lastgänge	12
3.4.2 Auswahl von realen Lastgängen als Grundlage für die Nutzungs- szenarien	12
3.5 Präsentation der drei Nutzungsszenarien	14
3.5.1 Nutzungsszenario 1 - Büro	14
3.5.2 Nutzungsszenario 2 - Theater	17
3.5.3 Nutzungsszenario 3 - Krankenhaus	20
4 Batterieanwendungen für den Mehrzweckbetrieb	24
4.1 Grundannahmen	24
4.2 Eigenverbrauchsoptimierung	25
4.3 Spitzenlastkappung	28
4.4 Notstromversorgung / Überbrückungsreserve	29
4.5 Regelenenergiemarkt	32

5 Die Simulationssoftware	34
5.1 Annahmen, Auswahlentscheidungen und ihre Kosten	34
5.1.1 Photovoltaik-Anlage	35
5.1.2 Batteriespeicher	37
5.1.3 Finanzierung Photovoltaik-Anlage und Batteriespeicher	40
5.1.4 Betriebskosten Photovoltaik-Anlage und Batteriespeicher	41
5.1.5 Einspeisevergütung und EEG-Umlage auf Eigenverbrauch	41
5.1.6 Stromkosten	43
5.2 Das Programm zur Erstellung des Tools	44
5.2.1 Erzeugerlastgang Photovoltaik	44
5.2.2 Eigenverbrauchsoptimierung und Spitzenlastkappung	45
6 Die Ergebnisse für die verschiedenen Nutzungsszenarien	53
6.1 Vorgehensweise und Zweck der Simulation	53
6.2 Nutzungsszenario Büro	55
6.3 Nutzungsszenario Theater	61
6.4 Nutzungsszenario Krankenhaus	66
6.5 Vergleichende Gesamtbetrachtung	70
7 Zusammenfassung und Ausblick	74
Abbildungsverzeichnis	77
Tabellenverzeichnis	79
Literaturverzeichnis	80
A Anhang	87
A.1 Simulationsparameter der Photovoltaik-Anlage	87
A.2 Programmiercode	91
A.3 Tabellen	106
Selbstständigkeitserklärung	144

Abkürzungen

AC alternating current

AG Autarkiegrad

BBK Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

BS Batteriespeicher

BSS battery storage systems

DC direct current

EDV Elektronische Datenverarbeitung

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz

ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity

EVO Eigenverbrauchsoptimierung

EVR Eigenverbrauchsrate

ISS industrial storage systems

JN Jupyter Notebook

KfW Kreditanstalt für Wiederaufbau

MaStR Marktstammdatenregister

Abkürzungen

NEA Netzersatzanlagen

PV Photovoltaik

PVS photovoltaic systems

RLM Registrierende Leistungsmessung

RLT Raumluftechnik

SLK Spitzenlastkappung

SLP Standardlastprofil

USV Unterbrechungsfreie Stromversorgung

ÜNB Übertragungsnetzbetreiber

1 Motivation und Ziel der Arbeit

Zur Erreichung der Klimaziele wird die Politik in Deutschland in den kommenden Jahren den Ausbau erneuerbarer Energien forcieren müssen. Soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf rund zwei Drittel erhöht werden, dann erfordert dies laut einer jüngst veröffentlichten Studie im Auftrag von Agora Energiewende [45] unter anderem einen jährlichen Bruttozubau von 10 Gigawatt (GW) Photovoltaik (PV) bei einer angenommenen Lebensdauer von 25 Jahren. Die bislang ausbaustärksten Jahre der Vergangenheit waren 2010 und 2012, in denen jeweils 8 GW dazukamen. Für Windenergie an Land werden in der Studie lediglich 4,5 GW pro Jahr angesetzt. Damit wäre der Beitrag der PV in den Jahren bis 2030 mehr als doppelt so groß wie der Ausbau der Windenergie an Land. Dass verstärkt auf die Nutzung von dezentraler PV gesetzt wird, ist auch eine Option, um Widerständen gegen den weiteren Ausbau von Windenergie und der damit verbundenen Leitungsinfrastruktur auszuweichen. Der Ausbau dezentraler PV führt dann allerdings zu einem erhöhten Bedarf an Batteriespeichern (BS) [24].

In einzelnen Bundesländern ist bereits eine gesetzlich vorgeschriebene Pflicht zur Installation von PV-Anlagen bei Neubauten angekündigt. Hamburg ist einer der Vorreiter. In dem Hamburgischen Gesetz zum Schutz des Klimas vom 20. Februar 2020 [35] ist eine Verpflichtung zum „Vorhalten einer Anlage zur Stromerzeugung durch Nutzung solarer Strahlungsenergie“ (§ 16) ab Januar 2023 bei Neubauten und ab 2025 auch bei Renovierung von Dächern vorgesehen. Es steht zu erwarten, dass weitere Bundesländer ähnliche gesetzliche Vorgaben machen werden.

Zusätzlich zu solchen gesetzlichen Vorgaben wächst in allen Bereichen der gesellschaftliche Druck, mehr zum Schutz von Umwelt und Klima zu tun, auch wenn dies im Einzelfall betriebswirtschaftlich betrachtet nicht immer die günstigste Lösung ist. Insbesondere Betriebe unter der Kontrolle der öffentlichen Hand stehen unter Druck, ambitionierte Pläne zur Reduktion ihrer CO₂-Emissionen und zum Umstieg auf die Nutzung erneuerbarer Energien umzusetzen.

Vor diesem Hintergrund stellen Kunden eines Fachplanungs- und Beratungsbüros wie Averdung Ingenieure & Berater GmbH künftig nicht mehr so sehr die Frage, ob sie PV-Anlagen installieren sollen oder nicht. Stattdessen wird es vor allem um die Frage gehen, wie PV-Anlagen optimal ausgenutzt werden können.

Für eine optimale Nutzung von PV-Anlagen spielt die Frage nach dem Einsatz von BS eine wachsende Rolle. Dies ergibt sich daraus, dass eine Einspeisung des erzeugten Stroms ins Netz nicht mehr in gleichem Maß gefördert wird wie in der Vergangenheit. Kunden haben daher ein gesteigertes Interesse, den erzeugten Eigenstrom möglichst weitgehend selbst zu nutzen und dadurch teureren Netzbezug zu minimieren. In Frage kommen hierfür insbesondere die Spitzenlastkappung und die Eigenverbrauchsoptimierung mit Hilfe von BS.

Diese Arbeit soll einen Beitrag dazu leisten, Informationen zur Entscheidungsfindung für den Einsatz von großen BS bereitzustellen. Dazu wird ein Tool entwickelt, mit dessen Hilfe vorhabenbezogen die Frage beantwortet werden kann, ob sich der Einsatz eines BS wirtschaftlich rechnet. Wenn ja, sollte das Tool es auch ermöglichen, die optimale Größe und Konfiguration eines BS zu bestimmen.

Wie sich zeigt, kann sich ein solches Tool nicht auf allgemein verfügbare Standardlastprofile stützen. Stattdessen ist die Betrachtung von realen Lastgängen nötig. Für diese Arbeit werden beispielhaft drei Lastgänge von gewerblich genutzten Gebäuden betrachtet.

2 Zum Stand der Forschung

Im Vergleich zur Zahl der Studien im Zusammenhang mit dem Einsatz von BS in Wohngebäuden gibt es bislang nur wenige Studien, die sich mit deren Einsatz in größeren gewerblich genutzten Gebäuden beschäftigen.

Einen breit angelegten Überblick zum Stand der Forschung gibt Verena Fluri in ihrer Dissertation aus dem Jahr 2018 [22]. Für ihre Arbeit hat Fluri 25 Studien zu ökonomischen Analysen von Stromspeichertechnologien aus den Jahren 2013 bis 2017 aus dem In- und Ausland ausgewertet. Ihre wesentlichen Schlussfolgerungen lassen sich folgendermaßen zusammenfassen: Eigenverbrauchserhöhung durch BS in Industrie und Quartieren sei (noch) kein wirtschaftliches Geschäftsmodell. PV-Heimspeichersysteme dagegen befänden sich an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Die Rentabilität sei aber bei Systemen ohne BS höher als bei Systemen mit BS.

Die Einschätzung von Fluri, dass die Eigenverbrauchserhöhung durch BS in Industrie und Quartieren noch kein wirtschaftliches Geschäftsmodell seien, stützt sich offenbar vor allem auf eine im Jahr 2016 veröffentlichte Studie [39], die die Wirtschaftlichkeit bei Nutzung eines PV-Batteriesystems für einen Supermarkt in Aachen untersucht hat, und auf eine ähnliche Studie in Großbritannien [37]. Die Studie aus Aachen betrachtete einen Supermarkt mit einer Gesamtdachfläche von rund 500 m², also ein vergleichsweise kleines Objekt mit begrenzten Möglichkeiten zur Nutzung eines mit einer PV-Anlage kombinierten BS. Die Studie in Großbritannien kam zu dem Ergebnis, dass der Einsatz einer Kombination von PV-Anlage und BS lediglich für diejenigen Investoren unattraktiv sei, die kurze Amortisationszeiten erwarten.

Manuel Pietsch [43] geht in seiner Arbeit zur Optimierung eines Photovoltaikspeichers davon aus, dass viele Gewerbebetriebe mit großen Dachflächen und einem hohen Stromverbrauch über „optimale Voraussetzungen für den Einsatz von PV-Speichersystemen“ verfügen. Außerdem deckten sich deren Tageslastprofile mit den Hochzeiten der PV-Erzeugung. Deshalb sei bei einem für den Eigenverbrauch optimierten Betrieb eine hohe

Wirtschaftlichkeit der Speichersysteme möglich. Allerdings wirkten sich die niedrigen Strompreise für Handel und Gewerbe nachteilig auf die Wirtschaftlichkeit aus.

In ihrer im Jahr 2020 vorgelegten Dissertation zum Einsatz von BS in Nichtwohngebäuden [42] kommt Elena Paul zu dem Ergebnis, dass der wirtschaftliche Einsatz von Lithium-Ionen-Batteriespeichersystemen erst bei einem Anschaffungspreis unter 570 €/kWh möglich sei. Gegenwärtig liegen die Anschaffungskosten bei 800 – 1000 €/kWh. Allerdings wurden in dieser Arbeit lediglich Hotelgebäude betrachtet. Die Ergebnisse sind damit nur eingeschränkt auf andere Betriebe zu verallgemeinern.

Zu einer optimistischeren Einschätzung als einige der hiesigen Studien kam eine umfassende Studie aus den USA [38], die 2018 quer durch die USA insgesamt 270 kommerzielle Gebäude betrachtete. „Where systems were found to be economical, expected lifetime savings averaged between 7 %–10 %, with savings of 30 % in numerous cases“, heißt es in der Studie.

Eine aktuelle Studie [18] zur jüngsten Entwicklung von stationären BS in Deutschland berichtet von einem wachsenden Interesse hierzulande. Eine Analyse der Daten im Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur zeige ein deutliches Wachstum nicht nur bei privat genutzten Speichern, sondern seit dem Jahr 2019 auch bei sogenannten Industriespeichern (ISS, mit Kapazitäten zwischen 30 und 1000 kWh). In der Studie heißt es: „The ISS market is expected to continue its growth as many companies get interested in applications like peak-shaving, self-consumption and buffer storage for the battery-electric vehicle charging infrastructure. Half of all registered ISS in the MaStR database were installed in 2019 alone and we expect this growth to continue“.

Die einschlägigen Studien ergeben also ein teilweise widersprüchliches Bild zur Wirtschaftlichkeit eines Einsatzes von BS in größeren, gewerblich genutzten Gebäuden. Alle Studien unterstreichen aber die Dynamik des Sektors, die durch Hoffnung auf weiteren technologischen Fortschritt geprägt wird. Diese Dynamik verlangt eine kontinuierliche Beobachtung der Entwicklung, die auch durch Änderungen im regulatorischen Rahmen beeinflusst wird. Dazu soll das bereits erwähnte, für diese Arbeit entwickelte Tool Hilfestellung leisten.

3 Auswahl der Nutzungsszenarien

Im Folgenden wird erläutert, welche Bedeutung Nutzungsszenarien haben, worauf sie sich stützen und wie die Auswahl der für diese Arbeit betrachteten Szenarien zustande kam.

3.1 Bedeutung von Nutzungsszenarien

Nutzungsszenarien beschreiben den Strombedarf von Gebäuden und Anlagen in Abhängigkeit von ihren jeweiligen Nutzungsmustern. Diese Nutzungsmuster unterscheiden sich im tageszeitlichen Verlauf und unterliegen auch jahreszeitlichen Schwankungen. Für eine Entscheidungsfindung im Hinblick auf den Einsatz von BS ist es wichtig, dass die verwendeten Nutzungsszenarien der Realität möglichst nahekommen. Dabei stellt sich die Frage, ob man die Szenarien auf standardisierte Informationen stützen kann, oder ob es notwendig ist, reale Messdaten aus individuellen Fallbeispielen heranzuziehen.

3.2 Lastgänge/Lastprofile als Grundlage für Nutzungsszenarien

3.2.1 Definition der Begriffe Lastgang und Lastprofil

In der Energiewirtschaft muss die abgenommene Leistung von Verbrauchsstellen („Last“) über bestimmte zeitliche Verläufe hinweg erfasst werden.

Nach der von der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) veröffentlichten nationalen Umsetzung des Internationalen Elektrotechnischen Wörterbuchs der International Electrotechnical Commission [28] ist eine **Lastganglinie** (oder kurz **Lastgang**) eine „graphische Darstellung der beobachteten oder erwarteten Last in ihrem zeitlichen Ablauf“ (DKE-IEV 601-01-17 [IEV2012]). Das **Lastprofil** ist nach DKE-IEV 617-04-05 [IEV2012] eine „Kurvendarstellung der gelieferten elektrischen Leistung als Funktion der Zeit zur Illustration der Lastschwankungen während eines gegebenen Zeitintervalls“.

In der Praxis der Energiewirtschaft werden beide Begriffe oft als Synonyme verwendet. Lastprofile gibt es gewöhnlich als Tagesprofile, die nur für einen bestimmten Tag gelten und die tageszeitlichen Schwankungen abbilden, oder aber als Jahresprofile, die ein komplettes Jahr erfassen und die jahreszeitlichen Schwankungen aufzeigen.

3.2.2 Relevanz von Lastprofilen

Lastprofile sind wichtig für die Energieversorgungsunternehmen (EVU) und Netzbetreiber, da diese zu jeder Zeit ihren Kunden möglichst genau die gerade benötigte Leistung bereitstellen müssen, wenn sie wirtschaftlich arbeiten wollen. Um dies gewährleisten zu können, müssen im Voraus die Fahrpläne der eingesetzten Kraftwerke möglichst passend festgelegt oder die benötigten Strommengen im Stromhandel eingekauft werden. Eine recht genaue Voraussage der benötigten Mengen erlauben hierfür Lastprofile aus der Vergangenheit. Diese beziehen sich auf große Gruppen von Verbrauchern, bei denen sich die diversen zufälligen Schwankungen herausmitteln.

Zur Verbrauchsprognose werden verschiedene Lastprofile eingesetzt, die auf die Verbrauchergruppe, die Jahreszeit, die Witterung und den Wochentag abgestimmt sind. Schwerer vorausszusehen sind Feiertage oder Tage, an denen besondere Aktivitäten stattfinden. Kommt es zu unvorhergesehenen Abweichungen von der Prognose, wird Regelenergie benötigt. Diese ist meist deutlich teurer als die Energie, die vorab im Großhandel im Termin- oder Day-Ahead-Stromhandel [8] gekauft wird.

3.2.3 Leistungsmess- und Abrechnungsverfahren für elektrische Energie

Lastprofile werden auch für das Erstellen von Stromrechnungen verwendet. Für die Abrechnungen von größeren Stromverbrauchern erfolgt eine registrierende Leistungs-

messung (RLM). Der konkrete Lastgang wird im 15-Minuten-Takt von einem Lastgangzähler erfasst und automatisch an den Verteilungsnetzbetreiber weitergeleitet. Da sich eine Lastgangmessung bei Kleinverbrauchern nicht lohnt, wird hier dem Stromtarif ein Standardlastprofil zugrunde gelegt.

Die branchentypische Herangehensweise beschreibt beispielsweise der Energieversorger Vattenfall auf seiner Website [56]. Demnach verfügen Gewerbekunden mit einem Jahresstromverbrauch bis 100 000 kWh in der Regel über einen Standard-Lastprofil-Zähler (SLP-Zähler). Dieses Profil orientiere sich am typischen Abnahmeprofil verschiedener Kunden- bzw. Verbrauchergruppen. Es diene, so Vattenfall weiter, dem Lieferanten als Grundlage für die Prognose und Beschaffung des erwarteten Jahresverbrauchs für das jeweilige Unternehmen. SLP-Zähler werden nur einmal im Jahr abgelesen, das heißt für Anlagen mit SLP-Zählern erhalten alle Kunden nur einmal jährlich eine detaillierte Abrechnung auf Basis ihres tatsächlichen Verbrauchs.

Ab einem Jahresverbrauch von 100 000 kWh werden laut Vattenfall in der Regel so genannte Registrierende Leistungsmessungs-Zähler (RLM-Zähler) verwendet. Bei diesem Zählertyp erfasse eine Messeinrichtung pro Messperiode normalerweise viertelstündlich den Leistungsmittelwert. Weiter heißt es in der Beschreibung: „Die registrierten Werte werden regelmäßig an den Netzbetreiber übermittelt, der sie wiederum an den Stromanbieter weitergibt. Bei Kunden mit RLM-Zählern werden jeden Monat die tatsächliche Leistung und der sich daraus ergebende Verbrauch errechnet. In Zahlen ausgedrückt ergeben sich in einem Monat also 2880 Leistungswerte (30 Tage x 24 h/Tag x 4 Leistungswerte/h). Alle Werte über einen Zeitraum von einem Jahr ergeben den so genannten Jahreslastgang.“

3.3 Die Standardlastprofile des BDEW

In der Praxis werden häufig die Standardlastprofile (SLP) des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (früher Verband der Elektrizitätswirtschaft) verwendet, bei denen nach Kundengruppen mit ähnlichem Abnahmeverhalten unterschieden wird. Die standardisierten Lastprofile des BDEW wurden von der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus entwickelt und 1999 veröffentlicht [4].

Damit sollte eine von Versorgungsunternehmen, Netzbetreibern und Stromanbietern gleichermaßen anerkannte Grundlage für die Transaktionen auf dem Strommarkt ent-

wickelt werden. Der Auftrag bestand darin, Lastprofile mit Hilfe der aus früheren Messungen verfügbaren Lastgänge von Tarifkunden zu erstellen. Diese sollten dem Einzelkunden einfach zuzuordnen sein und trotzdem die Charakteristiken einer bestimmten Kundengruppe hinreichend genau widerspiegeln.

Entwickelt wurden insgesamt 11 SLP, die in drei Gruppen unterteilt sind, die Gruppen der Haushalte (H), der Landwirtschaft (L) und des Gewerbes (G) [5]. In der nachfolgenden Tabelle 3.1 sind die einzelnen Lastprofile zusammenfassend kurz beschrieben.

Tabelle 3.1: Zusammenfassende Beschreibung der Standardlastprofile des BDEW

Profil	Beschreibung
H0 - Haushalt	Haushalte mit ausschließlichem und überwiegendem Privatgebrauch.
L0 - Landwirtschaftsbetriebe	Wenn keine Einordnung in L1 oder L2 oder in ein Gewerbe-Profil möglich ist, kann mit guter Näherung dieses Profil gewählt werden.
L1 - Landschaftsbetrieb mit Milchwirtschaft/ Nebenerwerbs-Tierzucht	Der Stromverbrauch von Milchviehbetrieben ist geprägt durch das zweimalige Melken und anschließende Herunterkühlen der Milch.
L2 - Übrige Landwirtschaftsbetriebe	Traditionell findet sich bei den meisten westdeutschen Betrieben ein Nebeneinander von Haushalt und Produktion. Für solche Betriebe ist dieses mittlere Profil anzuwenden.
G0 - Gewerbe allgemein	Dieses Profil stellt den gewichteten Mittelwert der Gesamtgruppe und ist zu wählen, wenn die Zuordnung zu einem der Gewerbeprofile G1 bis G6 nicht möglich oder gewollt ist.
G1- Gewerbe werktags 8-18 Uhr	In diesem Profil repräsentierte Abnahmestellen haben typischerweise einen Verbrauch zwischen 8 und 18 Uhr an den Werktagen und keinen oder geringen Verbrauch an den Wochenenden.
G2 - Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abenstunden	Hierbei handelt es sich um Betriebe, die an Werktagen einen eher untergeordneten Tagesbedarf aufweisen und deren Verbraucherschwerpunkt in den Abendstunden liegt.
G3 - Gewerbe durchlaufend	In diesem Profil ist das ganze Jahr über im Wochenverlauf ein relativ gleichmäßiger Verbrauch mit einem durchlaufenden Sockel zu erkennen.
G4 -Laden/Friseur	Es werden Verbrauchsstellen abgebildet, die fast ausschließlich von den Ladenöffnungszeiten abhängig sind. Verbrauch an Werktagen bis abends und am Samstag bis nachmittags.
G5 -Bäckerei mit Backstube	Es gibt einen relativ geringen Tagesverbrauch, dafür liegt der Schwerpunkt werktags ab ca. 3 Uhr früh und in der Nacht zum Samstag ab etwa Mitternacht.
G6 - Wochenendbetrieb	Geschäfte, die durch die Freizeitaktivitäten der Bevölkerung geprägt sind und damit einen deutlichen Verbrauchsschwerpunkt an den Wochenenden vorweisen.

Bereits bei der Veröffentlichung der SLP wurde darauf hingewiesen, dass es schwierig ist, daraus Rückschlüsse auf die Situation eines konkreten einzelnen Stromabnehmers zu ziehen. In der Veröffentlichung hieß es dazu wörtlich:

„Lastprofile - so gut auch die Stichprobe statistisch sein mag - stellen stets nur eine grobe Annäherung an die tatsächlichen Lastgänge der sie repräsentierenden Gruppen dar. Sie sind sogar bei den meisten Gruppen ungeeignet, das Verhalten eines konkreten Einzelkunden befriedigend abzubilden: Sie ‚funktionieren‘ erst ab einer bestimmten Anzahl von Kunden ähnlicher Charakteristik als Abbild des Gruppenverhaltens“ (S.42).

Wenn es um die Prognose des Verbrauchsverhaltens von individuellen privaten Haushalten geht, wird die Verwendung von SLP daher verworfen, siehe die Arbeiten von Simon Köhler [33] und Manuel Georg Fleck [21].

Allerdings wurden in der Arbeit von Thomas Deutsch [14] die SLP des BDEW verwendet, um das Potential für Kosteneinsparungen durch Installation einer PV-Anlage bei verschiedenen Verbrauchergruppen zu vergleichen.

Daher wurde für diese Arbeit überprüft, ob es sinnvoll ist, die BDEW-Standardlastprofile durch Hochrechnung auf Großverbraucher anzuwenden, auf die zwar die Beschreibung eines Standardlastprofils passt, die aber ein Mehrfaches der Strommenge verbrauchen, die bei den Standardlastprofilen unterstellt wird.

Um die SLP mit den realen Lastprofilen von Großverbrauchern vergleichen zu können, werden Verbrauchswerte im 15-Minutentakt über ein Jahr benötigt. Die vom BDEW im Internet veröffentlichten Werte für ein Jahreslastprofil bestehen jedoch nur aus drei Zeitzonen¹ eines Jahres mit jeweils drei charakteristischen Tagen.

Für jede dieser Zeitzonen werden Leistungsmittelwerte für einen Werktag, einen Samstag und einen Sonntag/Feiertag angegeben. Diese 96 Werte pro Tag entsprechen der mittleren Viertelstundenleistung, die erwartet wird, wenn der Verbraucher im gesamten Jahr 1000 kWh/a (normierter Jahresverbrauch) verbraucht [5].

Um den Zeitaufwand zu vermeiden, der entstehen würde, die Jahreslastprofile aus den charakteristischen Werten zu modellieren, wurden vorgefertigte Jahreslastprofile aus der Bibliothek der Software Polysun [44] genutzt.

¹Die drei Zeitzonen sind: Winter: 1.11.-20.03.; Sommer: 15.05.-14.09.; Übergang: 21.03.-14.05. bzw. 15.09.-31.10.

Verglichen wurde ein hochgerechnetes BDEW-Lastprofil G1 mit dem Lastgang eines real existierenden Bürogebäudes, für das die Daten von der Firma Averdung zugänglich gemacht wurden; siehe dazu Abbildung 3.1. Der jährliche Gesamtverbrauch war in beiden Fällen fast identisch. Allerdings zeigten sich erhebliche Abweichungen im Leistungsbedarf in den Morgenstunden, in der Grundlast bei Nacht und am Wochenende sowie vor allem bei den Spitzenlastwerten. Beim BDEW-Lastgang betrug einer der maximal errechneten Spitzenlastwerte 511,55 kW, bei dem real existierenden Bürogebäude zum selben Zeitpunkt lediglich 172,70 kW.

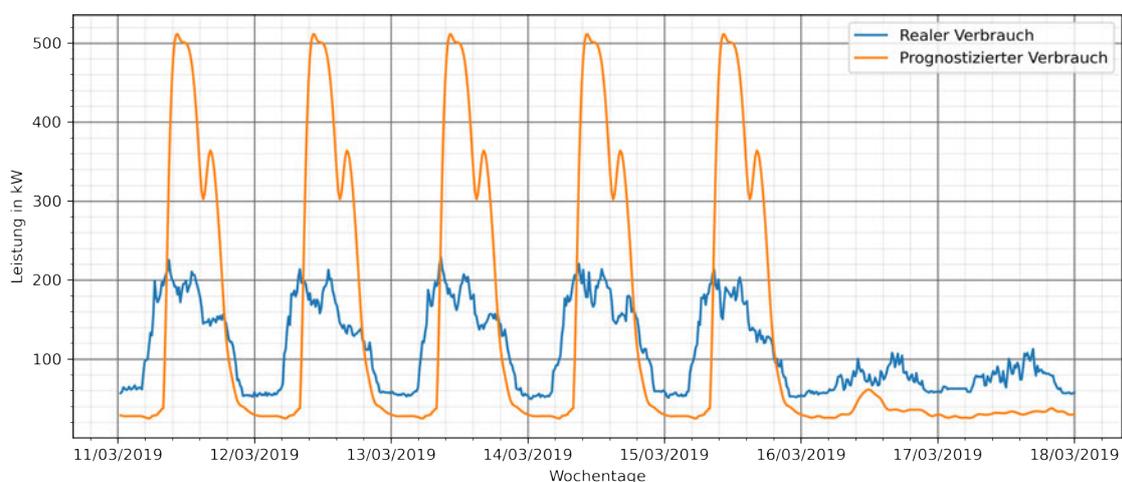


Abbildung 3.1: Vergleich eines realen Lastgangs mit einem hochgerechneten BDEW-Lastgang

Aufgrund der zu beobachtenden Diskrepanzen in Abbildung 3.1 wurde deutlich, dass es unverzichtbar ist, sich auf reale Lastgänge zu stützen. Die Verwendung des SLP würde die Grundannahmen für das zu erstellende Simulationstool verfälschen. Die SLP können allerdings dazu dienen, die zur Verfügung stehenden Lastgänge zu kategorisieren.

3.4 Auswahl der realen Lastgänge

Für die Arbeit waren reale Lastgänge auszuwählen und nach den BDEW-Kriterien zu kategorisieren.

3.4.1 Zur Verfügung stehende Lastgänge

Die Firma Averdung hat eine Reihe von realen Lastgängen zur Verfügung gestellt. Der Ursprung der Daten wurde zum Schutz von Geschäftsgeheimnissen für diese Arbeit anonymisiert, es wird also auch nicht angegeben, wo sich die betrachteten Objekte befinden. Die Lastgänge stammen teilweise von Energieaudits gemäß DIN EN 16247-1 [7] sowie von technischen Planungen zur Errichtung und zum Betrieb von Photovoltaik-Aufdachanlagen.

Die einzelnen Jahresverbrauchlastgänge liegen in einem Messzeitraum von 2014 bis 2019 vor. Vorhanden sind Daten, die zu den BDEW-Standardlastprofilen G1, G2, G3 und G4 passen.

3.4.2 Auswahl von realen Lastgängen als Grundlage für die Nutzungsszenarien

Da der Einsatz von großen BS mit einem effektiven Energiespeichervermögen von 100 bis 1500 kWh betrachtet wird, sind reale Lastgänge auszuwählen, die einen Jahresverbrauch / Gesamtbedarf von mehr als 1000 MWh aufweisen.

Die zur Verfügung stehenden Lastgänge aus der Gruppe G sind in der Tabelle 3.2 aufgelistet. Sie sind den jeweiligen Gruppenprofilen des BDEW zugeordnet. Angegeben ist jeweils der jährliche Gesamtbedarf, der durchschnittliche Verbrauch und die Spitzenlast, sowie das Verhältnis zwischen den beiden, um aufzuzeigen, wo eine Spitzenlastkappung auf den ersten Blick wirtschaftlich sinnvoll sein könnte.

3 Auswahl der Nutzungsszenarien

Tabelle 3.2: Zur Verfügung stehende Lastgänge, ausgewählte hervorgehoben

Standard-Lastprofile (BDEW)	Reale Lastgänge				
Gruppe	Gebäude	Gesamtbedarf im Jahr [MWh]	Durchschnitt im Jahr [kW]	Spitzenlast im Jahr [kW]	Verhältnis Spitzenlast / Durchschnitt
G1	Büro 1	1338,38	152,50	373,56	2,45
	Büro 2	1044,17	119,20	318,27	2,67
	Feuerwehr 1	47,38	5,40	58,32	10,80
	Feuerwehr 2	2769,22	316,16	504,00	1,59
	Feuerwehr 3	268,12	30,60	51,00	1,66
	Feuerwehr 4	136,58	15,60	32,40	2,08
	Feuerwehr 5	338,57	38,64	136,56	3,54
	Polizei 1	154,56	17,64	34,92	1,98
	Polizei 2	2427,06	277,12	579,60	2,09
	Polizei 3	153,84	17,56	46,72	2,66
	Polizei 4	215,13	24,56	103,84	4,22
	Polizei 5	147,86	16,88	30,56	1,91
	Polizei 6	122,89	14,04	50,84	3,62
	Polizei 7	2421,04	276,40	614,00	2,22
	Polizei 8	390,84	44,64	96,00	2,15
	Schule 1	100,87	11,52	44,32	3,85
	Schule 2	172,58	19,72	44,60	2,26
	Schule 3	551,98	63,00	247,00	3,92
	Schule 4	1222,69	139,60	420,40	3,01
	Schule 5	105,71	12,08	70,32	5,82
Schule 6	1588,24	181,32	406,00	2,24	
Produzierendes Gewerbe	2827,75	322,84	523,52	1,62	
G2	Kultur 1	43,81	5,00	23,08	4,62
	Kultur 2	1415,69	161,64	387,64	2,40
	Kultur 3	1588,26	181,32	406,00	2,24
	Kultur 4	2040,52	232,96	799,60	3,43
G3	Krankenhaus 1	1823,43	208,20	426,00	2,05
	Krankenhaus 2	1064,91	121,60	305,00	2,51
	Krankenhaus 3	5376,44	613,84	1298,76	2,12
	Logistikzentrum	1385,33	158,16	257,76	1,63
G4	Einzelhandel 1	250,68	28,60	78,56	2,75
	Einzelhandel 2	137,63	15,72	38,12	2,42

Um die größtmögliche Anzahl von unterschiedlichen Verbrauchern abzudecken, wurde für jedes der drei Szenarien eine andere SLP-Gruppe ausgewählt. Ausgeschlossen wurden Objekte, bei denen das Verhältnis Spitzenlast zu Durchschnitt unter dem Faktor zwei liegt, sowie Objekte, die einen Gesamtjahresbedarf von weniger als 1000 MWh haben. Damit entfallen die Objekte der Gruppe G4. Für die drei zu betrachtenden Szenarien bleiben also die Teilgruppen des Gewerbes G1 – Gewerbe werktags 8-18 Uhr, G2 - Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden und G3 - Gewerbe durchlaufend übrig.

Für G1 wird das „Büro 2“ gewählt, da es für dieses Objekt die meisten Hintergrundinformationen gibt. Gleiches gilt für G3, hier liegen für „Krankenhaus 3“ die meisten Informationen vor. Bei G2 wird das Objekt „Kultur 4“ gewählt, weil dieses Objekt durch eine besonders markante Spitzenlast gekennzeichnet ist.

3.5 Präsentation der drei Nutzungsszenarien

3.5.1 Nutzungsszenario 1 - Büro

Im ersten Szenario handelt sich bei dem Objekt um ein historisches Gebäude, das mit einer Stahlbaukonstruktion aufgestockt wurde. Dazu kommt ein Neubau mit Büros und Garagen. Insgesamt ergeben sich 8668 m² Hauptnutzflächen. Das Objekt ist kein reines Zweckgebäude, sondern dient auch repräsentativen Zwecken, z.B. für Veranstaltungen.

Insgesamt 212 Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen werden beschäftigt (Stand: 2020), davon 45 in Teilzeit. Die normale Arbeitszeit ist Montag bis Freitag von 8:00 bis 20:00 Uhr. Es können bei Veranstaltungen oder aus anderen Gründen auch Aktivitäten zu anderen Zeiten stattfinden. Das Gebäude beinhaltet einen Küchenbereich, mehrere Restaurant- und Gesellschaftsräume, eine Tiefgarage, einen Wellness- und Fitnessbereich mit Schwimmbad, Saunen, Solarien, Fitnessräumen sowie ein Dachgeschoss mit Außenterrasse. Der Sport- und Wellnessbereich wird auch am Wochenende von Beschäftigten und Angehörigen genutzt.

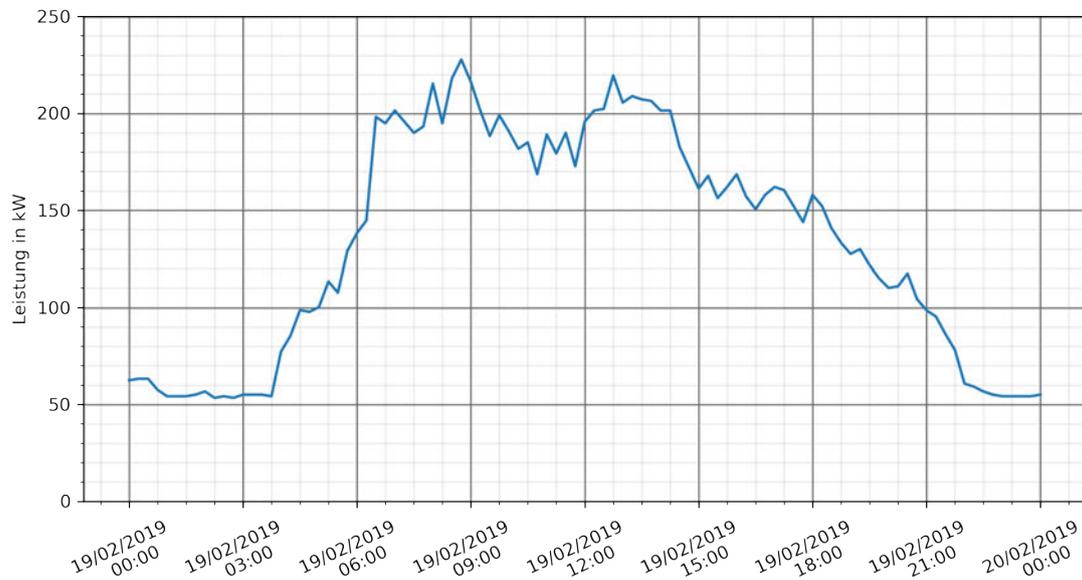


Abbildung 3.2: Lastprofil Büro an einem Werktag

Die Beschreibung des BDEW zu einem Lastprofil der Gruppe G1 für einen Werktag (siehe Tabelle 3.1) passt annähernd auf den Lastgang des Büros. Wie man in Abbildung 3.2 sieht, beginnen die Aktivitäten hier schon vor 6 Uhr anzusteigen, und ab 18 Uhr reduzieren sich die Verbräuche, wenn die Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen ihren Arbeitstag beenden.

Was die Wochenenden betrifft, kommt es zu Abweichungen vom Lastprofil G1, da der Verbrauch tagsüber weiter erhöht bleibt, wie man in der folgenden Abbildung 3.3 sehen kann. Dies dürfte auf die Nutzung des Sport- und Wellnessbereichs zurückzuführen sein. In der Abbildung 3.3 sind die Wochenlastgänge des Stromverbrauchs in drei charakteristischen Wochen (Übergangszeit (blau), Sommer (orangefarbig), Winter (grün)) dargestellt.

3 Auswahl der Nutzungsszenarien

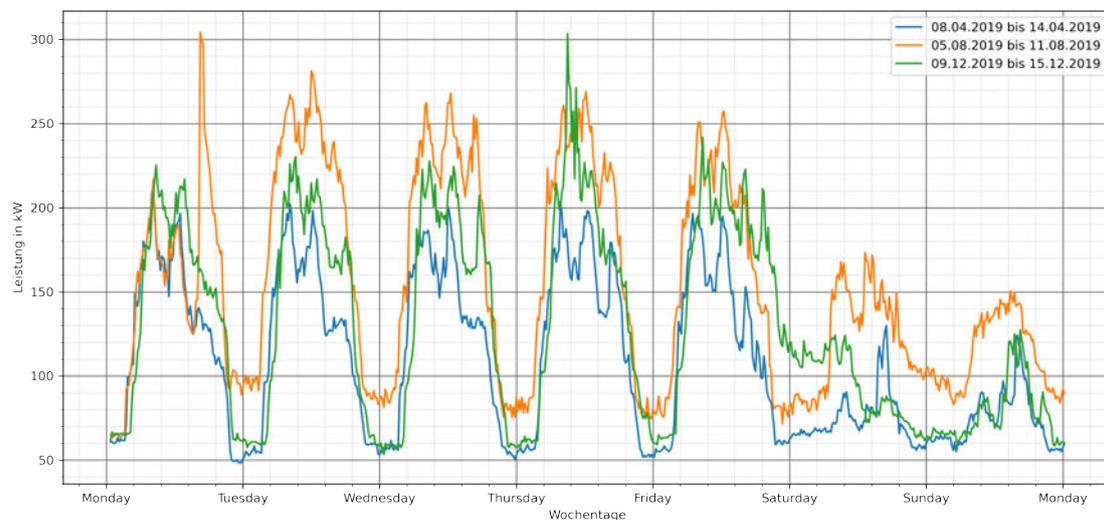


Abbildung 3.3: Lastgänge Büro nach Wochentagen in typischen Winter-, Sommer- und Übergangswochen

Allgemein kann beobachtet werden, dass von Montag bis Freitag eine Lastspitze im Verlauf des Vormittages bis 8 Uhr erreicht wird, was mit dem Geschäftsbeginn zu erklären ist, wenn die Elektronische Datenverarbeitung (EDV) und Teeküchenausstattung eingeschaltet wird. Eine weitere Spitze kommt aufgrund des Küchen- und Kantinenbetriebs zur Mittagszeit zustande.

Die Verbräuche sind im Winter und Sommer am höchsten. Im Winter ist im Vergleich zur Übergangszeit der erhöhte Bedarf an Beleuchtung ausschlaggebend. Im Sommer ist der Strombedarf zur Klimatisierung ausschlaggebend, der tagsüber, aber auch nachts und am Wochenende besteht. Die Differenz zu den Wochen mit wenig bis keiner Klimatisierung beträgt bis zu 100 kW, was sich in der Größenordnung der installierten elektrischen Leistung der Kälteerzeuger widerspiegelt.

In Abbildung 3.4 ist die Jahresdauerlinie für den Stromverbrauch dargestellt, wie sie sich aus den Energieaudits ergibt. An dieser lässt sich ablesen, an wie vielen Viertelstunden im Jahr eine bestimmte Leistung nachgefragt wird. Auf der x-Achse wird nicht das kalendarische Jahr abgebildet, sondern die Zahl von Tagen, an denen ein bestimmtes Leistungsniveau erreicht wird, auf der y-Achse die erforderliche Leistung.

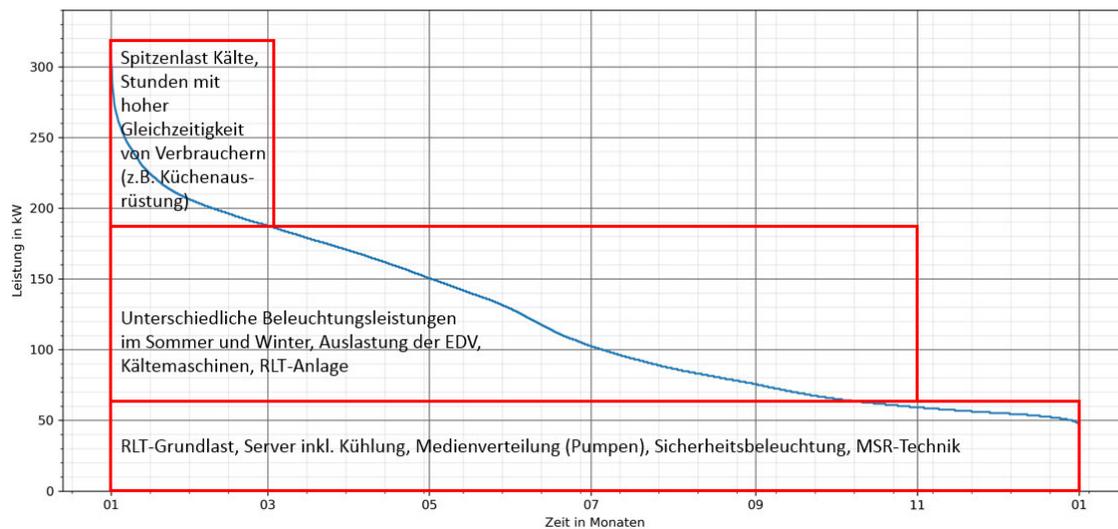


Abbildung 3.4: Jahresdauerlinie Büro viertelstündlich

In diesem Verlauf sind die unterschiedlichen Bedarfe der Grund-, Mittel- und Spitzenlast zuzuordnen. Die Grundlast von ca. 60 kW besteht überwiegend aus den technischen Verbrauchern der Liegenschaft. Dazu gehören die Raumlufteinrichtungen (RLT) im Grundlastzustand, die Serverräume inkl. Kühlung, Sicherheitsbeleuchtung sowie Mess- und Regelungstechnik der Heizungsanlage. Die Mittellast wird durch die Verbraucher des Geschäftsbetriebes in Abhängigkeit von Auslastung und Jahreszeit verursacht. Der Spitzenlast ist überwiegend die Kälteerzeugung an heißen Sommertagen zuzuordnen oder Stunden mit hoher Gleichzeitigkeit des Einsatzes von verschiedenen Verbrauchern (zum Beispiel Küchenausstattung).

3.5.2 Nutzungsszenario 2 - Theater

Für das zweite Szenario wird ein Theater gewählt, das ein breites Programm mit Events, Konzerten, Versammlungen und Tagungen, aber auch exklusive Empfänge mit gastronomischem Service vorzuweisen hat. Der große Saal des Theaters bietet Platz für ca. 1900 Besucherinnen und Besucher und verfügt über Haupt-, Seiten-, Hinter- und Vorbühne, Wasserbecken und Podeste. Jährlich gibt es an die 700 000 Besucherinnen und Besucher. Zusätzlich zu den Nachmittags- und Abendveranstaltungen (ab 15 bis 22 Uhr) wird auch eine Gastronomie betrieben. Montags gibt es keine Veranstaltungen. Die Zahl der Beschäftigten beläuft sich auf 300.

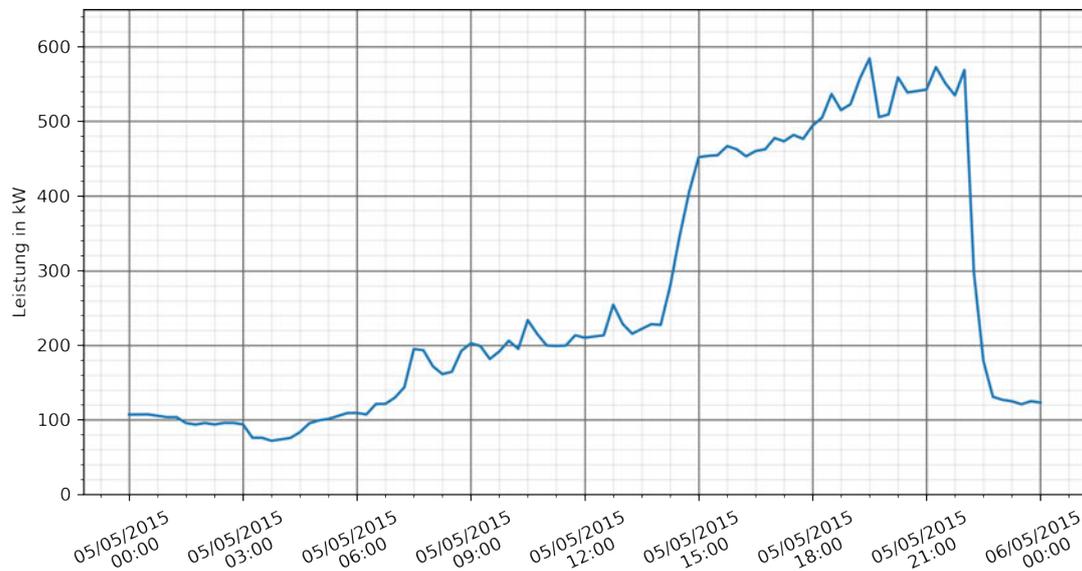


Abbildung 3.5: Lastprofil Theater an einem Werktag

Beim Theater passt die Beschreibung des BDEW für die Gruppe G2 relativ genau. Während des Tages wird ein verhältnismäßig geringer Bedarf festgestellt, der in den Nachmittagsstunden mit Beginn der Veranstaltungen ansteigt. Der Verbrauchsschwerpunkt liegt in den Abendstunden.

In Abbildung 3.6 sind die Wochenlastgänge des Stromverbrauchs in drei jahreszeitlich charakteristischen Wochen dargestellt.

3 Auswahl der Nutzungsszenarien

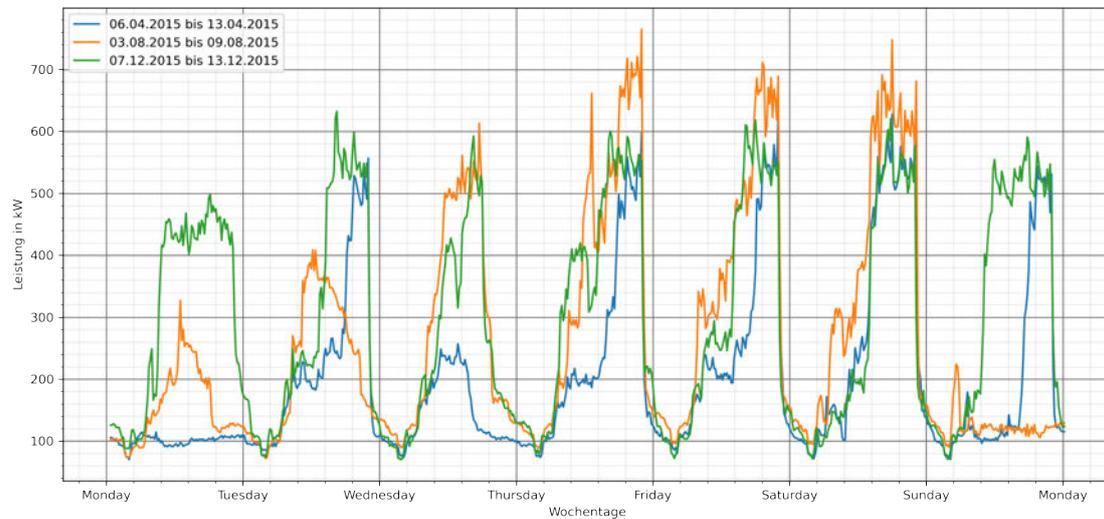


Abbildung 3.6: Lastgänge Theater nach Wochentagen in typischen Winter-, Sommer- und Übergangswochen

Unabhängig von der Jahreszeit kann beobachtet werden, dass von dienstags bis samstags die Lastspitzen in der Zeit von 15 Uhr bis 22 Uhr auftreten. Der Sommerverlauf liegt an einigen Tagen aufgrund des Betriebs der Klimaanlage deutlich höher als im Winter oder in der Übergangszeit. Die Grundlast (nachts) unterscheidet sich kaum von den anderen Wochen.

Die Jahresdauerlinie ist in der folgenden Abbildung 3.7 zu sehen, wobei in diesem Fall keine Zuordnung der Bedarfe nach Grund-, Mittel- und Spitzenlast zur Verfügung steht.

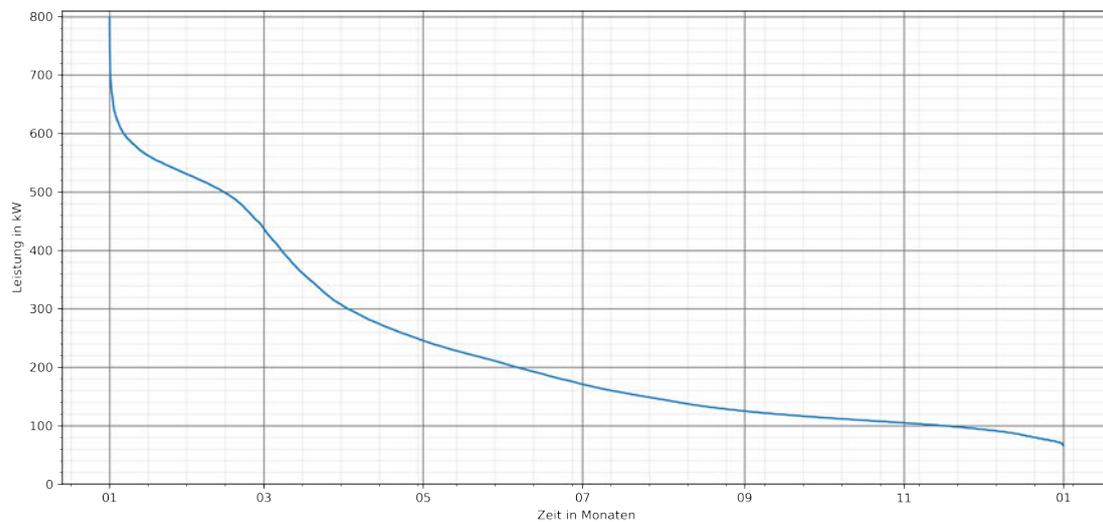


Abbildung 3.7: Jahresdauerlinie Theater viertelstündlich

3.5.3 Nutzungsszenario 3 - Krankenhaus

Das dritte Szenario betrachtet ein Schwerpunktkrankenhaus. Das Krankenhaus bietet neben der Notfallversorgung Pflege-, Therapie- und Betreuungsleistungen der Regelversorgung an. Das Krankenhaus hat eine stationäre Patientenaufnahme mit einer Kapazität von 500 Betten und rund 1300 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern.

Die betrieblich genutzte Fläche beträgt knapp 39 400 m², aufgeteilt auf 16 Gebäude. Hiervon entfällt mit 16 000 m² bzw. 7000 m² über die Hälfte der Fläche auf nur zwei Gebäude. Auch beim Krankenhaus passt ein BDEW-Lastprofil recht gut, in diesem Fall G3, also ein relativ gleichmäßiger Verbrauch mit einem durchlaufenden Sockel, wie in Abbildung 3.8 zu sehen ist:

3 Auswahl der Nutzungsszenarien

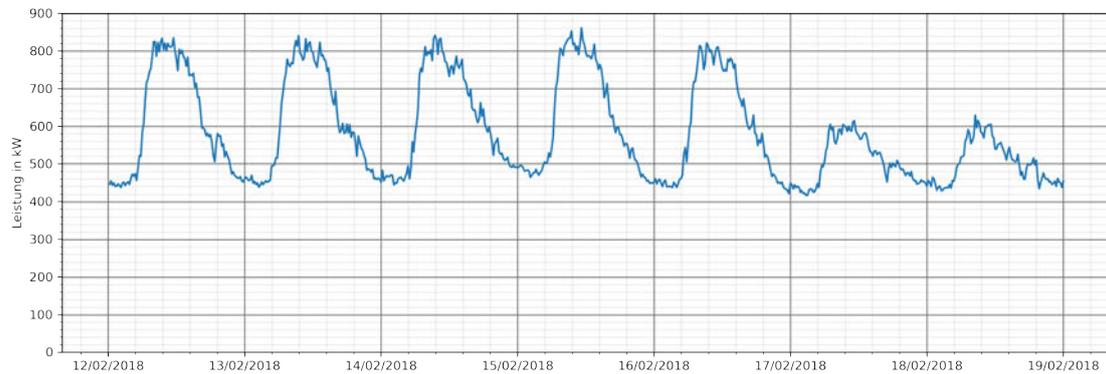


Abbildung 3.8: wöchentliches Standardlastprofil Krankenhaus

In Abbildung 3.9 sind die Wochenlastgänge des Stromverbrauchs in drei charakteristischen Wochen (Übergangszeit, Sommer, Winter) dargestellt.

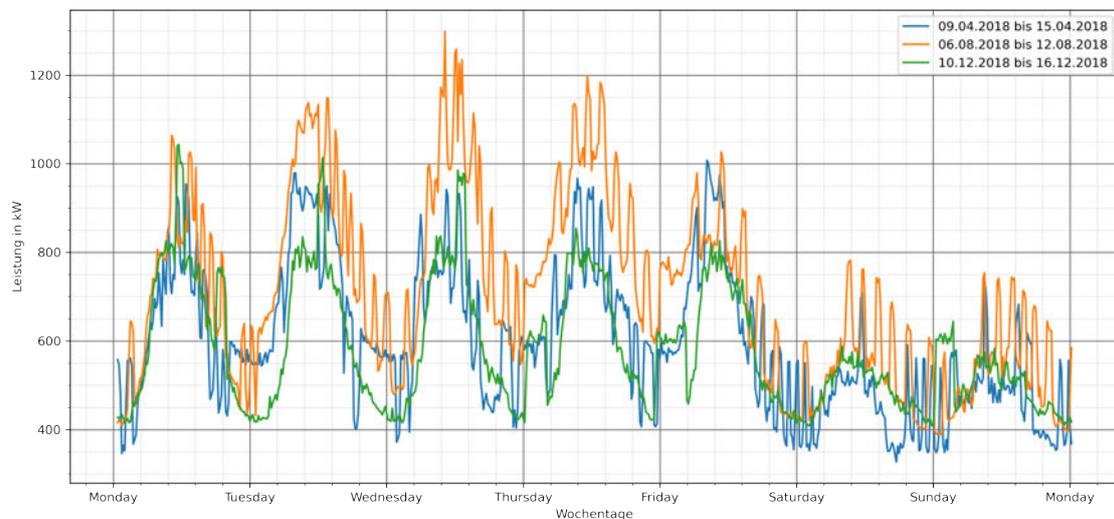


Abbildung 3.9: Lastgänge nach Wochentagen in typischen Winter-, Sommer- und Übergangswochen

Allgemein kann beobachtet werden, dass die Lastspitze im Lauf des Vormittags zwischen 9 und 12 Uhr erreicht wird, was mit dem Betriebsbeginn in der Küche zu erklären

3 Auswahl der Nutzungsszenarien

ist. Der Sommerverlauf liegt aufgrund des Betriebs der Kaltwassersätze und der Klimaanlage deutlich höher als im Winter oder der Übergangszeit. Ein vermehrter Bedarf an Beleuchtung im Nachmittagsverlauf im Winter, im Vergleich zur Übergangszeit, ist nicht zu erkennen, was darauf schließen lässt, dass die Beleuchtung ganzjährig gleichmäßig ausgelastet ist.

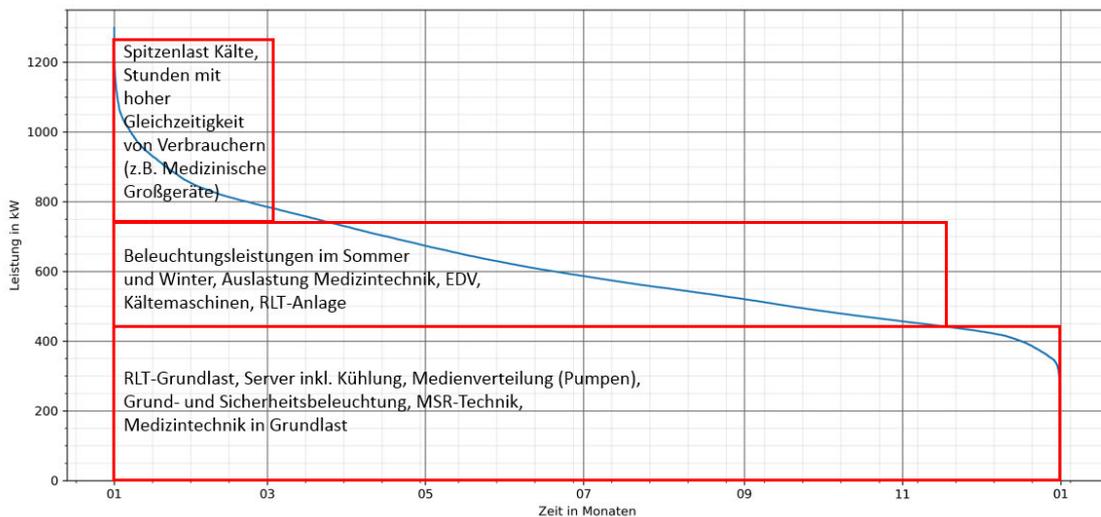


Abbildung 3.10: Jahresdauerlinie Krankenhaus viertelstündlich

In Abbildung 3.10 ist die Jahresdauerlinie für den Stromverbrauch dargestellt. Die Grundlast von ca. 420 kW besteht überwiegend aus den technischen Verbrauchern der Liegenschaft. Dazu gehören die Lüftungsanlagen im Grundlastzustand, die Serverräume inkl. Kühlung, die Sicherheitsbeleuchtung, die Grundbeleuchtung in den Patientengebieten und die Medizintechnik im Standby.

Die Mittellast wird durch die Verbraucher des täglichen Krankenhausbetriebes in Abhängigkeit von Auslastung und Jahreszeit verursacht. Die Spitzenlast entsteht an heißen Sommertagen durch die Kälteerzeugung zusammen mit der Nutzung der Küchenausstattung und medizinischer Großgeräte.

In allen drei Szenarien zeigen die Jahresdauerlinien einen steilen Verlauf. Dies illustriert die deutlichen Schwankungen im Strombedarf. Wäre der Strombedarf konstant, so müsste die Jahresdauerlinie fast waagrecht verlaufen.

3 Auswahl der Nutzungsszenarien

Die nachfolgende Tabelle 3.3 fasst die wesentlichen Angaben zu den drei Szenarien vergleichend zusammen:

Tabelle 3.3: Wesentliche Angaben zu den drei Nutzungsszenarien

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Profilkategorie nach BDEW	G1 - Gewerbe werktags 8-18 Uhr	G2 - Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden	G3 - Gewerbe durchlaufend
Objekt	Büro	Theater	Krankenhaus
Netto-Raumfläche	8668 m ²	15 670 m ²	39 000 m ²
Dachfläche	2251 m ²	7600 m ²	15 000 m ²
Jahresbedarf	1044,17 MWh	2040,48 MWh	5376,43 MWh
Durchschnitt des Jahresbedarfs	119,2 kW	232,93 kW	613,74 kW
Spitzenlastwert im Jahr	318,27 kW	799,60 kW	1298,74 kW

4 Batterieanwendungen für den Mehrzweckbetrieb

4.1 Grundannahmen

Als Betrachtungszeitraum wird ein Zeitraum von 20 Jahren gewählt. Dies ergibt sich aus der inzwischen als gesichert geltenden Mindestlebensdauer von PV-Anlagen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist ein solch langer Zeitraum zugegebenermaßen mit Unwägbarkeiten verbunden. Allerdings spricht einiges dafür, dass sich die Konditionen im Zeitverlauf eher verbessern als verschlechtern. Die politischen Signale stehen auf Förderung und Begünstigung erneuerbarer Energie im Zeichen der Klimapolitik. Der technologische Fortschritt bei der Batterietechnik lässt deutlich sinkende Preise erwarten, was eine wahrscheinlich nötige Ersatzinvestition in BS nach Ablauf von zehn Jahren preiswerter machen wird, als dies bei der Anschaffung von BS heute der Fall ist.

Die Abbildung 4.1 zeigt schematisch die in allen drei Szenarien betrachtete Grundkonfiguration.

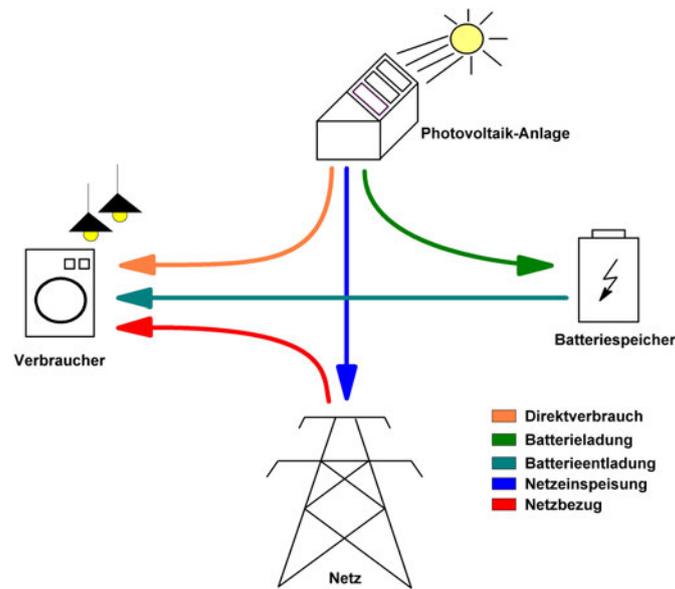


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung der Stromflüsse

Der mit der PV-Anlage erzeugte Solarstrom wird in erster Linie dazu verwendet, den laufenden Strombedarf zu decken (Direktverbrauch), damit so wenig Strom wie möglich aus dem Netz bezogen werden muss. Überschüssiger Strom aus der PV-Anlage kommt in den BS (Batterieladung). Darauf wird zurückgegriffen, wenn die PV-Anlage den laufenden Bedarf nicht mehr decken kann (Batterieentladung). Auf Strom aus dem Netz wird nur zurückgegriffen, wenn PV-Anlage und BS zusammen den Bedarf nicht mehr decken können (Netzbezug). Wenn noch Strom aus der PV-Anlage übrig ist, nachdem der BS geladen wurde, wird dieser ins Netz eingespeist (Netzeinspeisung).

Zu betrachten ist in diesem Zusammenhang, welche Anwendungen für den Mehrzweckbetrieb infrage kommen.

4.2 Eigenverbrauchsoptimierung

Als Eigenverbrauch wird der Anteil an der von der PV-Anlage erzeugten Strommenge definiert, der selbst verbraucht wird. Der Eigenverbrauch generiert keine Einkünfte, aber es werden damit die Kosten für den Strombezug aus dem Netz eingespart.

4 Batterieanwendungen für den Mehrzweckbetrieb

Wie in der schematischen Darstellung in Abbildung 4.2 zu erkennen, beginnt die PV-Anlage ab ca. 6 Uhr Strom zu erzeugen (orangefarbene Kennlinie). Gegen 10 Uhr ist die Stromerzeugung dann höher als der Verbrauch (blaue Kennlinie). Wenn die orangefarbene Kennlinie ansteigt, sinkt die grüne Kennlinie, die die Residuallast abbildet. Unter Residuallast versteht man die Differenz zwischen Verbrauch und Stromerzeugung. Sobald die grüne Kennlinie negativ wird, bedeutet dies, dass von der PV-Anlage mehr Strom erzeugt als verbraucht wird. Dieser Überschuss kann nun entweder direkt ins Netz eingespeist oder in einen BS eingeladen werden. Zwischen 14 und 15 Uhr sinkt die Eigenerzeugung, und die Residuallast (grün) wird wieder positiv. Es wird also mehr Strom verbraucht als erzeugt.

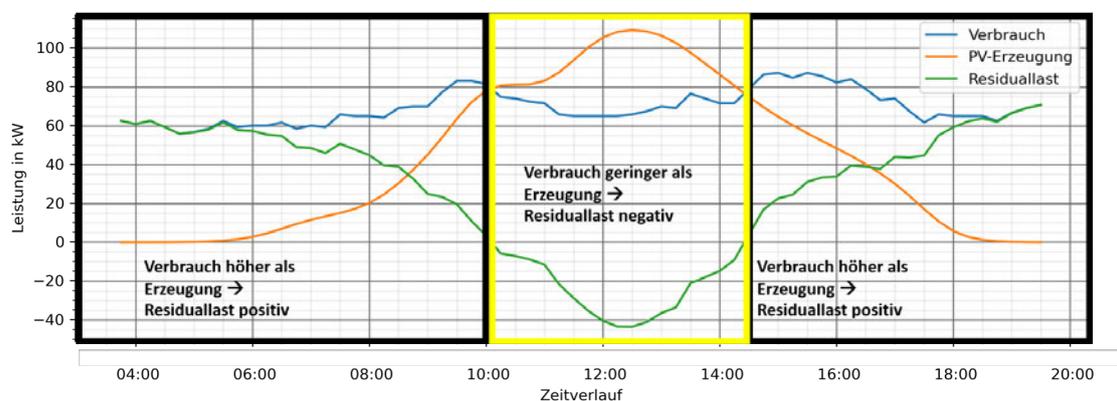


Abbildung 4.2: Schematische Darstellung der Eigenverbrauchsoptimierung

In einer Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG) [1] werden die grundsätzlichen Bedingungen für die Wirtschaftlichkeit der PV-Eigenverbrauchsanlage für gewerbliche Betriebe ohne BS beschrieben. Diese seien geeignete Flächen für eine PV-Anlage, zeitliche Übereinstimmung zwischen Stromverbrauch und solarer Einstrahlung und dass der Strom aus der PV-Anlage preisgünstiger sein muss als der Netzstrom.

Um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen und den Eigenverbrauch zu optimieren, kann der Betreiber versuchen, durch ein geeignetes Lastmanagement das zeitliche Profil des Verbrauchs dem der Erzeugung anzunähern, z.B. indem er Geräte mit hohem Verbrauch bevorzugt in sonnigen Stunden betreibt.

Zur weiteren Steigerung der Eigenverbrauchsoptimierung (EVO) können BS zur Zwischenspeicherung der Eigenerzeugung eingesetzt werden, um die Flexibilität der Zeiträu-

4 Batterieanwendungen für den Mehrzweckbetrieb

me des Eigenverbrauchs zu erhöhen. Dabei gilt es, die zur Verfügung stehenden täglichen PV-Überschüsse zur möglichst vollständigen Batterieladung zu nutzen.

Zugrunde liegt also eine eigenversorgungsoptimierte Betriebsstrategie ohne Einspeisebegrenzung. Johannes Weniger u.a. [59] beschreiben, wie diese Betriebsstrategie zu unterscheiden ist von einer ebenfalls möglichen netzoptimierten Betriebsstrategie mit dynamischer Einspeisebegrenzung, die aber hier nicht näher betrachtet wird.

Mit einem BS entfällt die oben erwähnte zweite Bedingung einer Übereinstimmung zwischen Stromverbrauch und solarer Einstrahlung. Sollte mehr Leistung erzeugt als verbraucht werden, wird diese im BS zwischengespeichert und kann zu einem späteren Zeitpunkt bei höherem Stromverbrauch genutzt werden.

Diese Vorgehensweise ist in Abbildung 4.3 dargestellt. Sobald gegen 7 Uhr mehr Strom von der PV-Anlage erzeugt wird (orangefarbene Kennlinie liegt höher als die blaue), kann der BS (grüne Kennlinie) geladen werden. Ab dem Zeitpunkt, an dem die orangefarbene Kennlinie niedriger als die blaue wird, wird der BS entladen. Somit kann der Netzbezug (rote Kennlinie) noch weitere 3,5 Stunden überbrückt werden. Und erst kurz vor 20 Uhr muss wieder Strom aus dem Netz bezogen werden.

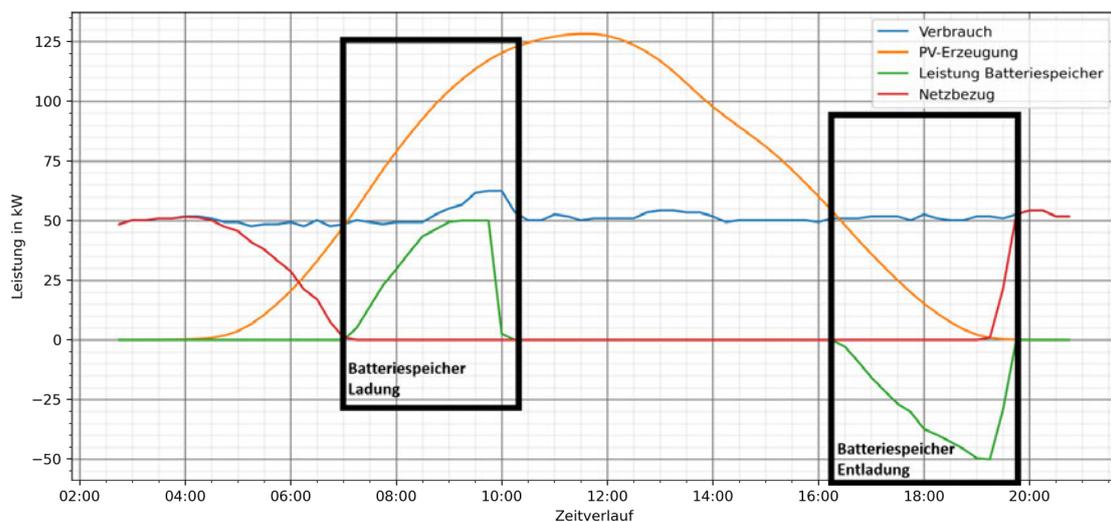


Abbildung 4.3: Eigenverbrauchsoptimierung durch Energiebereitstellung aus dem Batteriespeicher

Es gibt zwei Werte, die angeben, wie effektiv die EVO ist. Der Autarkiegrad (AG) gibt an, wie viel vom Verbrauch ($P_{\text{Verbraucht}}$) der Liegenschaft durch den Verbrauch des von

der PV-Anlage erzeugten eigenen Solarstroms (P_{Eigen}) gedeckt werden kann:

$$AG = \frac{P_{Eigen}}{P_{Verbrauch}} \quad (4.1)$$

Je niedriger der AG ist, desto mehr Strom muss aus dem Netz bezogen werden.

Die Eigenverbrauchsrate (EVR) gibt an, wie viel Prozent des selbst produzierten Stroms ($P_{Erzeugung}$) in der Liegenschaft direkt verbraucht wird (P_{Eigen}):

$$EVR = \frac{P_{Eigen}}{P_{Erzeugung}} \quad (4.2)$$

Je mehr vom erzeugten Strom selbst verbraucht wird, desto höher ist diese Rate.

4.3 Spitzenlastkappung

§12 der Stromnetzzugangsverordnung [54] in Verbindung mit dem Messstellenbetriebsgesetz [40] schreibt für Stromkunden mit Abnahmemengen von mehr als 100 MWh pro Jahr verpflichtend eine Abrechnung anhand des Jahreslastgangs vor.

Die Netzentgelte sind damit – anders als bei kleineren Kunden, die typischerweise nach Standardlastprofil abgerechnet werden – abhängig von der maximal auftretenden Spitzenleistung im Abrechnungsintervall. Die anfallenden Netznutzungsentgelte, die einen großen Anteil der Kosten ausmachen, bemessen sich unter anderem an der höchsten bezogenen Leistung im Abrechnungszeitraum (Monats- oder Jahresbezug).

Um Kosten einzusparen, muss das Lastprofil geglättet werden. Dazu können BS eingesetzt werden. Die grundsätzliche Funktionsweise ist in der Abbildung 4.4 dargestellt. In blau ist der Verbrauch vor der Spitzenlastkappung (SLK) und in rot nach der Kappung zu sehen. In grün ist die Aktivität des BS dargestellt.

Bei Überschreitung des vorgegebenen maximalen 15-minütigen Leistungsbezugs (hier ca. 170 kW) wird der BS entladen, die grüne Kennlinie geht ins Negative bis zu dem gewollten Kappungspunkt. Unterschreitet der Lastgang die Ladegrenze wieder, kann das Batteriesystem erneut geladen werden: die grüne Kennlinie wird positiv, bis der BS voll ist, dann gibt es keine Aktionen des BS und der Wert kehrt auf null zurück.

4 Batterieanwendungen für den Mehrzweckbetrieb

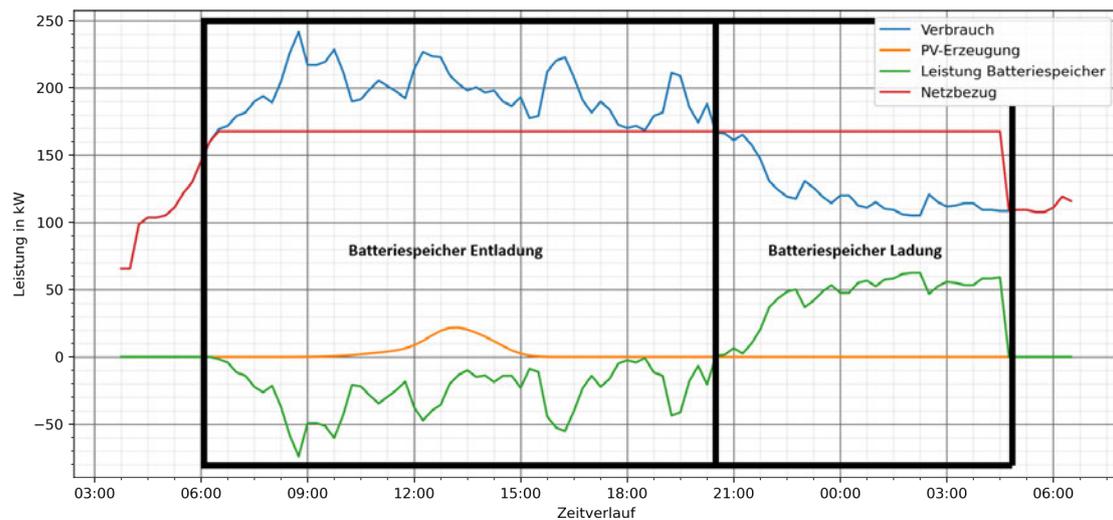


Abbildung 4.4: Vermeidung von Lastspitzen durch Energiebereitstellung aus dem Batteriespeicher

SLK lässt sich mit EVO mit Hilfe geeigneter Batteriemanagementsysteme kombinieren, indem ein bestimmter Anteil des BS für die SLK reserviert bleibt.

4.4 Notstromversorgung / Überbrückungsreserve

Nach den Empfehlungen des Bundesamtes für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK) [6] sollte eine Notstromversorgung so ausgelegt sein, dass ein Betrieb über 72 Stunden möglich ist.

Bei der Notstromversorgung wird laut BBK grundsätzlich unterschieden zwischen sogenannten „Unterbrechungsfreien Stromversorgungen“ (USV) und „Netzersatzanlagen“ (NEA).

USV beziehen ihre Energie aus Akkumulatoren und werden zum Schutz hochsensibler technischer Systeme wie Großrechner, Server und Telefonanlagen eingesetzt. Sie gewährleisten beim Ausfall der öffentlichen Stromversorgung einen unterbrechungsfreien Betrieb, sind allerdings in der Regel nur für eine kurze Überbrückungszeit dimensioniert. In dieser Zeit können technische Systeme in einen sicheren Betriebszustand zurückgefahren werden, oder eine NEA kann die weitere Stromversorgung übernehmen.

NEA bestehen in der Regel aus Generatoren, die von Dieselmotoren angetrieben werden. Sie werden zur Versorgung des Stromnetzes / Notstromnetzes der Liegenschaft eingesetzt. Die Übernahme der Netzversorgung erfolgt nicht unterbrechungsfrei; im günstigsten Fall liegt die Anlaufzeit der Netzersatzlage im Sekundenbereich.

Auch PV-Anlagen mit BS können als NEA eingesetzt werden. Inwieweit so eine autarke Notstromversorgung für die Bevölkerung möglich wäre, wurde im Jahr 2015 in einer Studie [49] für das BBK untersucht. In der Studie wurde dazu der Einsatz eines SMA Sunny Backup Set / System beschrieben. Systeme wie das von SMA angebotene bieten eine technische Ergänzung für Photovoltaikanlagen zur Notstromversorgung. Ermöglicht wird neben dem normalen netzgekoppelten Betrieb der PV-Anlage auch ein autarker Inselbetrieb.

Eine Notstromversorgung über einen Zeitraum von 72 Stunden hinweg scheint allerdings unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nur schwer realisierbar. Um für den „worst case“ (Ausfall der Stromversorgung aus dem Netz und gleichzeitiger Ausfall der PV-Anlage) gerüstet zu sein, müsste eine große Speicherkapazität vorgehalten werden.

Im Fall des betrachteten Krankenhauses beträgt der Durchschnittsverbrauch 613,74 kW. Auf einen Tag hochgerechnet sind dies 14 729,76 kWh. Bei einem Batteriepreis von 800 €/kWh wäre eine Investition in Höhe von rund 11,8 Millionen Euro nötig, um die Fähigkeit herzustellen, einen Tag nur mit BS durchzuhalten, ohne den Stromverbrauch reduzieren zu müssen.

Überlegt wurde, ob der BS zur Überbrückung bis zum Anschluss eines mobilen Notstromaggregats genutzt werden könnte. Die Annahme war, dass das Heranschaffen eines externen Gerätes relativ schnell gehen würde und die Überbrückungszeit daher nur kurz sein würde.

Telefonische Anfragen im Dezember 2020 bei drei Firmen, die mobile Stromaggregate vermieten, ergaben, dass es sich bei Aggregaten meist ab Größe von 400 kVA um Container handelt. Diese müssen mit Spezialtransportern zum Aufstellungsort transportiert werden. Mit dem Anschließen der Notstromaggregate kann dies insgesamt zwei bis drei Tage dauern.

Mit einem Programm wurde getestet, wie lange die betrachteten BS bei einem Netzausfall den Betrieb noch aufrechterhalten könnten. Dabei werden drei verschiedene Verbrauchsszenarien betrachtet, wobei 100 % dem üblichen Verbrauch entsprechen. Weiter

4 Batterieanwendungen für den Mehrzweckbetrieb

wird immer von einem vollgeladenen BS ausgegangen, der nicht durch die PV-Anlage wieder aufgeladen wird, denn für den „worst case“ muss angenommen werden, dass eine Wiederaufladung aufgrund fehlender Sonneneinstrahlung oder auch aufgrund eines technischen Defekts nicht möglich ist.

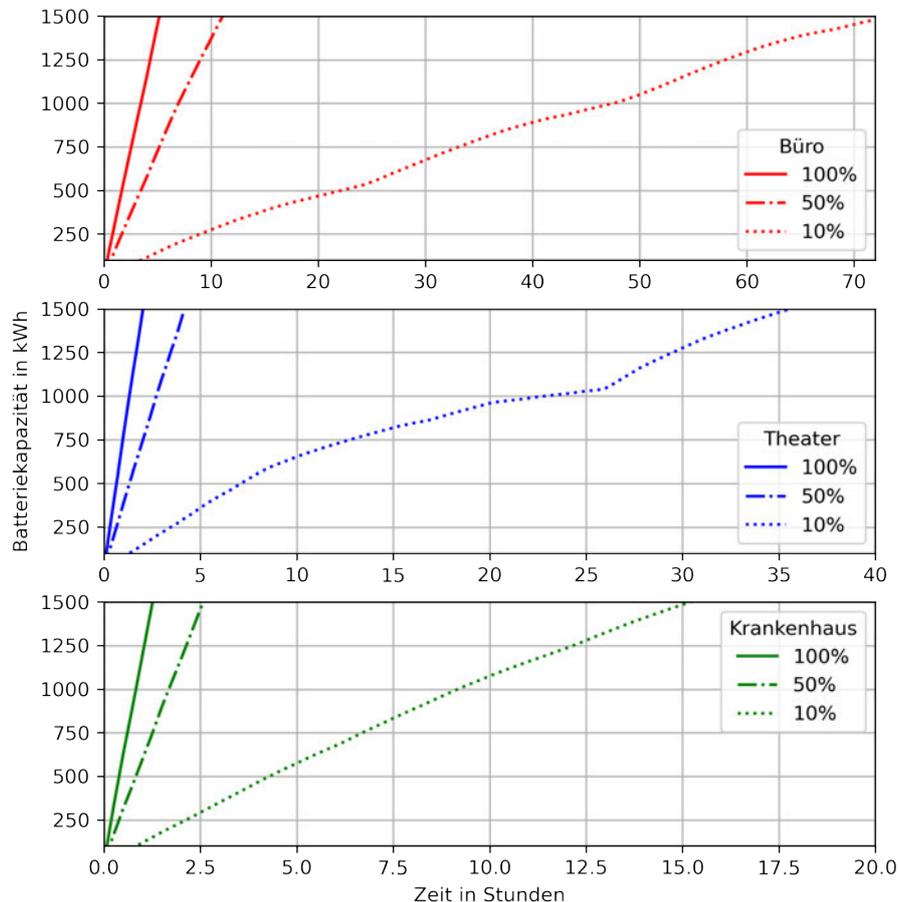


Abbildung 4.5: Überbrückungszeiten mit verschiedenen BS-Größen und Verbräuchen bei Wegfallen des Netzstroms und ohne Wiederaufladung des BS

Wie zu erwarten zeigt sich in Abbildung 4.5, dass je größer der BS ist, desto länger hält er durch, und je höher der Verbrauch ist, desto kürzer ist die Zeit, die überbrückt werden kann.

Im Falle des Krankenhauses wird deutlich, dass es nicht möglich ist, die Zeit bis zur Einsatzbereitschaft eines mobilen Notstromaggregats zu überbrücken. Selbst wenn man

nur 10 % des üblichen Gesamtbedarfs abdecken wollte, würden sich mit der größten betrachteten Speicherkapazität maximal 15 Stunden überbrücken lassen.

Im Falle des Theaters ließe sich eine Speicherkapazität vorsehen, die genügen könnte, um die Anlage problemlos zu räumen und herunterzufahren, falls bei laufendem Theaterbetrieb der Netzstrom ausfallen sollte.

Im Falle des Büro-Szenarios ließe sich ein längerer Zeitraum von bis zu rund 70 Stunden überbrücken, wenn man von 10 % des üblichen Gesamtbedarfs ausgeht.

4.5 Regelenergiemarkt

Ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme ist eine wichtige Voraussetzung für einen stabilen und zuverlässigen Netzbetrieb. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) halten dazu im Rahmen ihrer Systemverantwortung Regelleistung vor, um den Kunden eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. Die technischen Aspekte zur Regelleistung werden auf der gemeinsamen Website [3] der ÜNB beschrieben.

Demnach entsteht ein Bedarf an Regelleistung, sobald die Summe der aktuellen Einspeisungen von der Summe der aktuellen Entnahmen abweicht. Abweichungen, so die ÜNB, werden auf der Verbraucherseite durch Schwankungen im Einspeise- und Abnahmeverhalten oder auf der Erzeugungsseite durch Störungen (z.B. Kraftwerksausfälle) hervorgerufen. Ziel des Regelleistungseinsatzes sei es, einerseits die Frequenz unter allen Umständen innerhalb bestimmter Toleranz-Bereiche um die Sollfrequenz von 50 Hz zu halten, und andererseits mögliche bestehende regionale Abweichungen der Leistungsbilanz von ihrem Sollwert zu beseitigen.

Auf der Grundlage der geltenden Regeln des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) beschaffen die deutschen ÜNB folgende Regelleistungsarten:

Primärregelung:

- Bereitstellung nach dem Solidaritätsprinzip durch alle im ENTSO-E-Gebiet synchron verbundenen ÜNB
- Automatische vollständige Aktivierung innerhalb von 30 sec
- Abzudeckender Zeitraum pro Störung: $0 < t < 15$ min

Sekundärregelung:

- Energetischer Ausgleich der Regelzone und Frequenzregelung
- Unmittelbare automatische Aktivierung durch den betroffenen ÜNB
- Vollständige Erbringung innerhalb von maximal 5 min

Tertiärregelung (Minutenreserve):

- Abruf der Minutenreserve (elektronisches Abrufverfahren)
- Vollständige Aktivierung binnen 15 Minuten
- Abzudeckender Zeitraum pro Störung $t > 15$ min bis 4 Viertelstunden bzw. bis zu mehreren Stunden bei mehreren Störungen

In einem Bericht der Bundesnetzagentur [13] heißt es, Stromspeicher seien aus technischer Sicht sehr gut geeignet, um insbesondere Primärregelleistung zu erbringen. Angesichts des starken Wettbewerbs, der im Bereich der Regelenergieerbringung bestehe, könne aber aus den in diesem Markt zu erzielenden Erlösen keine Speicher-Investition refinanziert werden. Der Einsatz von Speichern zur Regelenergieerbringung sei darum nicht häufig und werde regelmäßig aus Speichern erbracht, die in einer anderen Konstellation rentabel seien und die im Regelenergiemarkt einen zusätzlichen Erlös erzielen. Eine Teilnahme am Regelenergiemarkt kann dann über ein sogenanntes virtuelles Kraftwerk erfolgen, wie es zum Beispiel von der Next Kraftwerke GmbH [29] angeboten wird.

Da die Teilnahme am Regelenergiemarkt offenbar nur als zusätzliche Option bei einem auch ohne sie schon rentablen Einsatz eines BS infrage kommt, wird die Betrachtung nicht weiter vertieft.

5 Die Simulationssoftware

5.1 Annahmen, Auswahlentscheidungen und ihre Kosten

In das Tool fließen Annahmen und Auswahlentscheidungen ein, die für einen Zeitraum von 20 Jahren betrachtet werden. Daraus ergibt sich ein Risiko der Scheingenauigkeit. Die zugrunde zu legenden Annahmen können deutlich schwanken. Beispielhaft sei hier nur der Strompreis für den Netzbezug erwähnt, der sich in der Vergangenheit auch auf Grund von Entscheidungen der Politik (EEG-Umlage, Stromsteuern) in einer Weise entwickelt hat, die kaum vorherzusehen war. Für kleine Gewerbebetriebe ist dieser Strompreis laut einem Vergleich [50], der sich auf Angaben der Bundesnetzagentur stützt, von 19,4 Cent/kWh im Jahr 2006 auf 26,7 Cent/kWh im Jahr 2013 gestiegen und danach wieder gefallen. Im Jahr 2019 lag er mit 22,22 Cent/kWh wieder deutlich unter dem 2013 erreichten Höchststand.

Angesichts solcher kaum vorhersehbarer Schwankungen macht es daher auch wenig Sinn, die in das Tool einfließenden Annahmen zu sehr zu verfeinern. Deshalb wird zum Beispiel darauf verzichtet, eine allgemeine Inflationsrate einzurechnen. Mögliche spezifische Preisveränderungen werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Eine zuverlässige Vorhersage für mehrere Parameter zugleich (wie Strompreis, Netznutzungsentgelt sowie betriebsgebundene Zahlungen) über einen langen Zeitraum ist unmöglich. Dabei würde ein Anstieg des Strompreises und Netznutzungsentgelts die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von BS verbessern, während die Steigerung der Preise für die Wartung einen negativen Einfluss haben könnte. Nicht betrachtet werden die Kosten für die Fläche zur Aufstellung des BS. Ebenfalls nicht betrachtet werden eventuell erzielbare Erlöse aus dem Verkauf von BS, wenn diese durch neue ersetzt werden. Außer Betracht bleiben zudem die Steuervorteile, die sich aus Abschreibungsmöglichkeiten ergeben können. Grundsätzlich wird allerdings immer mit konservativen Annahmen gerechnet, zum Beispiel wenn es um die Lebensdauer von PV-Anlagen und BS geht. Alle Preise und Kosten werden ohne Mehrwertsteuer betrachtet.

Mit diesem Tool wäre es auch möglich, optimistischere oder pessimistischere Annahmen zu simulieren.

5.1.1 Photovoltaik-Anlage

Für die Simulation der Einspeiseprofile von PV-Anlagen wird das von der Firma Averdung zur Verfügung gestellte Programm PVsyst V6.77 genutzt. PVsyst ist ein PC-Softwarepaket für die Untersuchung, Dimensionierung und Datenanalyse von kompletten PV-Anlagen [47].

Es wird mit der Annahme gearbeitet, dass die Gebäude in den verschiedenen Szenarien über Flachdächer verfügen und mit einer PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung ausgestattet sind.

Den Empfehlungen der Berliner Stadtwerke [2] folgend wird die Ost-West-Ausrichtung gewählt, um eine möglichst hohe EVR zu erzielen und gegenseitige Verschattung zu vermeiden. Dabei werden PV-Module auf Flachdächern üblicherweise mit einem Neigungswinkel von ca. 10° bis 13° installiert und abwechselnd nach Osten und Westen ausgerichtet. Während bei einer Südausrichtung vor allem die Einstrahlung zur Mittagszeit zu hohen Erträgen führt, kann bei einer Ost-West-Ausrichtung eine gleichmäßigere Ertragsgewinnung über den gesamten Tag hinweg erreicht werden. Auf diese Weise kann eine Ost-West-Ausrichtung die EVR erhöhen, da diese Ausrichtung den tatsächlichen Strombedarf besser abdecken kann. Hinzu kommt, dass die im urbanen Raum in der Regel knappe Dachfläche besser genutzt werden kann, weil die bei einer Süd-Ausrichtung notwendigen Verschattungsabstände wegfallen. Dies führt zu einem insgesamt höheren absoluten Stromertrag pro m^2 Dachfläche. Als **nutzbare Dachfläche** (A_{Nutz})

$$A_{Nutz} = \frac{80 \cdot A_{Ges}}{100} \quad (5.1)$$

wird 80% der vorhandenen Dachfläche (A_{Ges}) angenommen. Dies ergibt sich durch die Annahme, dass teilweise Dachaufbauten, wie z.B. Dachfenster, Schornsteine, Lüftungsanlagen und Klimageräte die vollständige Nutzung der Dachfläche verhindern. Hinzukommen verschattete Dachbereiche. Diese Flächen bleiben dann ungenutzt.

Der **Erzeugerlastgang** entstammt einer stündlichen Zeitschrittsimulation mit der Software PVsyst [47]. Die Einstrahlungsdaten wurden der globalen meteorologischen Kli-

madatenbank Meteororm entnommen und stellen den langjährigen Einstrahlungsmittelwert der Messperiode 1981-2020 dar. Die Simulationsparameter wurden wie folgt ausgewählt:

- Standort: Hamburg/Fuhlsbüttel, Deutschland
- Ausrichtung: Ost-West
- Neigungswinkel/Azimut = $10^\circ/-90^\circ$ und $10^\circ/90^\circ$
- Keine Verschattung
- Ausgewähltes Modul: Q.PEAK-G4.1 300 Maxim von Hanwha Q Cells [46]
- Ausgewählter Wechselrichter: SUNNY TRIPOWER CORE1 STP 50 von SMA [57]

Die ausgewählten Komponenten werden standardmäßig für Simulationen von der Firma Averdung verwendet.

Der Erzeugerlastgang wird für ein netzgekoppeltes System mit einer Spitzenleistung von 101 Kilowatt peak (kWp)¹ erzeugt. Hierfür werden 24 Module in Reihe sowie in 14 Strängen parallelgeschaltet. Dies sind dann 336 Module mit je einer Nennleistung von 300 Wp und einer Gesamtmoduloberfläche von 561 m². Für die gesamte Anlage werden zwei Wechselrichter genutzt. Nach Abzug der Verluste ergibt sich eine erzeugte Energie von 88,93 MWh/Jahr. Der Simulationsbericht des ausgewählten Systems wird als **Anhang** (A.1) beigelegt.

Für das Tool wird der Erzeugerlastgang auf 1 kWp normiert. Es wird angenommen, dass pro Quadratmeter Dachfläche eine spezifische Leistung (ρ_{PV}) von 0,13 kWp/m² installiert werden kann. Somit kann für jedes der Szenarien die installierte Leistung (P_{PV})

$$P_{PV} = A_{Nutz} \cdot \rho_{PV} \quad (5.2)$$

in kWp der jeweiligen PV-Anlage ausgerechnet werden.

Die Annahmen zu den **Anschaffungskosten** stützen sich auf eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme [25], die im Frühjahr 2018 veröffentlicht wurde. Diese

¹Watt Peak ist eine im Bereich Photovoltaik benutzte Bezeichnung für die elektrische Leistung von Solarzellen. Die Einheit dient dazu, unterschiedliche Solarzellen und Solarmodule unter genormten Testbedingungen den sogenannten STC (standard test conditions) vergleichen zu können.

Studie zeigt für PV Großanlagen auf Dächern (im Bereich zwischen 100 und 1000 kWp) Investitionskosten in einer Spanne von 800 und 1000 €/kWp netto (siehe S. 10 der Studie). Darin enthalten sind sämtliche Kosten, also sowohl die Komponenten als auch die Installation der PV-Anlage. Teilweise konnten nach den Angaben des Fraunhofer-Instituts Anlagen unter bestimmten Einkaufsbedingungen sogar unter den genannten Preisbändern realisiert werden.

Tabelle 5.1: Spezifische Anlagekosten €/kW laut Fraunhofer-Studie [25]

CAPEX [€/kW]	PV Dach Kleinanlagen (5-15 kWp)	PV Dach Großanlagen (100-1000 kWp)	PV Freifläche (ab 2 MWp)
Investment 2018 niedrig	1200	800	600
Investment 2018 hoch	1400	1000	800

Angesichts der stetigen Kostenreduzierung im PV-Markt wird in dem Tool mit einem Preis (p_{PV}) von 800 € pro installierte Leistung in kWp (P_{PV}) gerechnet. Die einmaligen Gesamtkosten der PV-Anlage (K_{PV}) in € ergeben sich wie folgt:

$$K_{PV} = P_{PV} \cdot p_{PV} \quad (5.3)$$

Fraunhofer weist für PV-Anlagen eine wirtschaftliche Lebensdauer von 25 Jahren aus. Trotzdem wird, angelehnt an den EEG-Förderzeitraum [17] für EE-Anlagen, für das Tool nur ein Zeitraum von 20 Jahren angenommen. Allerdings sollte dieser Umstand bei der Betrachtung der Ergebnisse berücksichtigt werden, d.h. nach Ablauf von 20 Jahren besteht noch ein Restwert für die Anlage.

5.1.2 Batteriespeicher

Grundsätzlich lassen sich Batterietechnologien in folgende Gruppen unterteilen, die in einer umfassenden Studie zum Thema Batteriespeicher [30] näher beschrieben sind:

- *Niedertemperaturbatterien*: bspw. Lithium-Ionen- oder Blei-Säure-Batterien,
- *Hochtemperaturbatterien*: bspw. Natrium-Schwefel- oder Natrium-Nickel-Batterien,

- *Flussbatterien*: bspw. Vanadium-Redox-Flow-Batterien.

Die Lithium-Ionen-Batterie aus der Gruppe der Niedertemperaturbatterien stelle derzeit in Bezug auf Leistungs- und Energiedichte die leistungsfähigste Batterietechnologie dar. Als Hauptvorteile der Lithium-Ionen-Batteriesysteme werden in der Studie die gute Skalierbarkeit, hohe Lebensdauer, hohe Energiedichte, geringer Wartungsaufwand und damit geringe Anforderungen an den Einsatzort genannt. Besonders der im Vergleich zu anderen Systemen hohe Gesamtwirkungsgrad von meist über 90 Prozent und die lange Lebensdauer von bis zu mehreren tausend Zyklen und über zehn Jahre Einsatzdauer werden in der Studie als Vorteile hervorgehoben.

Verwiesen werden kann ferner auf die Abschlussarbeit von Björn Robert Leckzut [36], der die Grundlagen von Batterien am Beispiel von Lithium-Ionen-Batterien erläutert.

Die gegenwärtig marktbeherrschende Stellung von Lithium-Ionen-Batterien wird auch im sogenannten Speichermonitoring durch das Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen [27] bestätigt. Demnach werden derzeit in fast 100 % der Speichersysteme Lithium-Ionen-Batterien verbaut.

Aus diesem Grund wird für das Tool ein Lithium-Ionen-Batteriespeicher als Modell gewählt. Festzulegen ist auch, ob man ein AC (Wechselstrom)- oder ein DC (Gleichstrom)-gekoppeltes Speicher-System einsetzen soll. Bei einem herkömmlichen AC-System wird der durch die Solarmodule erzeugte Gleichstrom zunächst von einem eigenständigen PV-Wechselrichter in netztauglichen Wechselstrom umgewandelt. Der bereits gewandelte Wechselstrom wird dann zur Ladung des Akkus vom Batteriewechselrichter erneut in Gleichstrom umgewandelt. AC-gekoppelte Stromspeicher-Systeme eignen sich dementsprechend vor allem zur Speichernachrüstung bei bereits bestehenden PV-Anlagen mit eigenem Wechselrichter.

Im Gegensatz dazu nimmt ein DC-gekoppelter Stromspeicher den von der PV-Anlage erzeugten Gleichstrom (DC) direkt auf. Hierbei ist die Spannung der verschalteten Solarmodule an die Vorgaben der Batterie anzupassen. Zur Entladung nutzt das DC-System den integrierten PV-Wechselrichter.

Die Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin hat in einer sogenannten „Stromspeicher-Inspektion“ 20 Systeme von zehn unterschiedlichen Herstellern verglichen und kam zu keinem eindeutigen Ergebnis [23]. Unter den Systemen mit der geringsten und höchsten Effizienz waren jeweils sowohl AC- als auch DC-gekoppelte Geräte vertreten. Von den einschlägigen

Anbietern [20] wird bei Neuinstallationen zu DC-Systemen geraten, weil der Installationsaufwand geringer sei.

Da davon ausgegangen wird, dass PV-Anlage und BS zeitnah neu angeschafft und in Betrieb genommen werden, wird für das Tool das DC-System gewählt.

Für das Tool werden BS mit einer Nennkapazität von 100 bis 1500 kWh in 100er Schritten betrachtet. Die Speicherkapazität beschreibt den Stromanteil, den eine Anwendung überhaupt speichern kann. Sie wird als Arbeit bezeichnet, in Wh angegeben und beziffert den nutzbaren Energieanteil des Speichers.

Festzulegen ist schließlich, welche Entladeraten ($C_{Rate} = 1/h$) angenommen werden sollen, um mit der nutzbaren Batteriekapazität W_{BS} in kWh die Leistung P_{BS} in kW des BS

$$P_{BS} = C_{Rate} \cdot W_{BS} \quad (5.4)$$

berechnen zu können.

Eine Entladerate von „1 C“ bedeutet, dass der BS innerhalb von einer Stunde komplett entladen wird. Eine Entladerate von „2 C“ entspricht einer Entladung innerhalb einer halben Stunde und die Entladerate von „0,5 C“ entspricht einer Gesamtentladung innerhalb von 2 Stunden [41]. Für das Tool werden C-Raten von 1 C und 0,5 C betrachtet.

Als Anschaffungskosten für Lithium-Ionen-Industriespeicher wurden bei einer Umfrage in der zweiten Jahreshälfte 2018 System-Preise zwischen 770 €/kWh und 2200 €/kWh ermittelt, wobei die meisten Systeme zwischen 1000 €/kWh und 1500 €/kWh lagen [18].

Als Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien versprechen kommerzielle Anbieter [58] gegenwärtig „bis zu 20 Jahre“. Einflussfaktoren für die Lebensdauer sind beispielsweise die Zahl der Ladezyklen, die Entladetiefe oder die Umgebungstemperatur. Für das Tool wird vorsichtshalber mit einer Lebensdauer von zehn Jahren gerechnet. Es wird also davon ausgegangen, dass nach zehn Jahren neue Batterien angeschafft werden.

Für die Anschaffung wird für den erstmaligen Kauf ein Betrag von 800 €/kWh angenommen. Dieser Wert stammt aus einem kundenspezifischen Projekt der Firma Averdung. Für die Ersatzbeschaffung nach 10 Jahren wird ein Betrag von 400 €/kWh angenommen, da in den kommenden Jahren mit einem weiteren starken Rückgang der Batteriepreise zu rechnen ist [55]. Wenn anstatt einer C-Rate von 0.5 eine C-Rate von 1

gewählt wird, steigt der Preis um 200 €/kWh, bei der Ersatzbeschaffung nach 10 Jahren wird angenommen, dass der Preis um 100 €/kWh steigt.

Die gesamten Investitionskosten des BS K_{BS} in €

$$K_{BS} = (p_{BS1} + p_{BS2} + p_{C_{Rate}}) \cdot W_{BS} \quad (5.5)$$

ergeben sich aus den ersten (p_{BS1}) und zweiten (p_{BS2}) Anschaffungskosten in €/kWh, sowie den zusätzlichen Kosten für die C-Rate ($p_{C_{Rate}}$) in €/kWh und der nutzbaren Batteriekapazität (W_{BS}) in kWh.

Es wird davon ausgegangen, dass die Aufstellung der BS in einem Bestandsgebäude oder als Containeraufstellung im Außenbereich auf einem Bestandsgrundstück erfolgt, hierfür also keine zusätzlichen Kosten entstehen.

5.1.3 Finanzierung Photovoltaik-Anlage und Batteriespeicher

Es wird angenommen, dass sowohl die PV-Anlage als auch der BS durch ein Darlehen der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) finanziert werden.

Beide Darlehen werden aus dem KfW-Programm Erneuerbare Energien Standard [31] gewählt. Aus der Konditionenübersicht für Endkreditnehmer in den Förderprogrammen der KfW-Bankengruppe [32] werden die anwendbaren Effektivzinssätze (Zinssätze gültig ab 1.10.2020) entnommen.

Bei der PV-Anlage wird eine Mindestlebensdauer von 20 Jahren unterstellt, und somit wird für dieses Darlehen eine Laufzeit und Zinsbindung von 20 Jahren angenommen. Der Effektivzins hierfür bewegt sich je nach Risikoklasse zwischen 1,31 % und 7,93 %. Für das Tool wird angenommen, dass es sich um einen Darlehensnehmer mit sehr guter Bonität handelt, was sich in einem Zinssatz von 1,31 % niederschlägt.

Bei den BS wird von einer Mindestlebensdauer von zehn Jahren ausgegangen, und somit wird für die dazugehörigen Darlehen eine Laufzeit und Zinsbindung von zehn Jahren angenommen. Aus der KfW-Konditionenübersicht ergibt sich für einen Darlehensnehmer mit sehr guter Bonität ein Effektivzins von 1,03 %. Da das Tool die Wirtschaftlichkeit nach 20 Jahren prüft, wird unterstellt, dass im elften Jahr zu gleichen Konditionen erneut ein Darlehen für einen neuen Speicher aufgenommen wird. Auf die nach den Kreditkonditionen der KfW mögliche tilgungsfreie Anlaufzeit wird verzichtet.

Für die verschiedenen PV-Anlagen- und Speichergrößen wird vorab mit dem Online-„Kreditrechner“ [34] die vierteljährliche Kreditrate und die Summe der Ratenzahlungen nach zweimal zehn Jahren für den Speicher und 20 Jahren für die PV-Anlage berechnet.

Die gesamte Ratenzahlung über 20 Jahre R_{Ges20} in €,

$$R_{Ges20} = CR_{PV} \cdot 20 + (CR_{BS1} + CR_{BS2}) \cdot 10 \quad (5.6)$$

ergibt sich aus den jährlichen Kreditraten CR_{PV} und CR_{BS1}/CR_{BS2} in € multipliziert mit der jeweiligen Dauer der Zahlung.

5.1.4 Betriebskosten Photovoltaik-Anlage und Batteriespeicher

Als Betriebskosten werden die Kosten der Versicherung, der Wartung und der Reparatur während der gesamten Nutzungszeit des Objektes bezeichnet.

Im Leitfaden „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“ der Fraunhofer ISE vom 25.11.2020 werden die jährlichen Betriebskosten einer PV-Anlage mit 1 % der Investitionskosten angegeben [26].

Für den BS werden Betriebskosten in Höhe von 2 % der Investitionskosten angenommen. Diese Annahme stützt sich auf Angaben zu den Betriebskosten, die sich in Ratgebern für die Anschaffung von kleinen BS finden [15] [19]. Es ist plausibel, dass die Betriebskosten von großen Speichern niedriger liegen, dies soll aber hier im Sinne des gewählten konservativen Ansatzes nicht berücksichtigt werden.

Die jährlichen gesamt Betriebskosten $K_{Betrieb}$ in €,

$$K_{Betrieb} = K_{PV} \cdot 0,01 + K_{BS} \cdot 0,02 \quad (5.7)$$

ergeben sich aus den Anteilen der Investitionskosten K_{PV} und K_{BS} in €.

5.1.5 Einspeisevergütung und EEG-Umlage auf Eigenverbrauch

Da zwei der drei betrachteten PV-Anlagen eine Größe von mehr als 750 kWp haben, muss überschüssiger Strom am Spotmarkt verkauft werden. Laut Monitoring-Bericht

2020 der Bundesnetzagentur [9] ist der für das Marktgebiet gängigste Preisindex für den Spotmarkt der Phelix („Physical Electricity Index“). Der Phelix-Day-Base ist das arithmetische Mittel der 24 Einzelstunden-Preise eines Tages. Für 2019 verzeichnete die Bundesnetzagentur als Durchschnittswert des Phelix-Day-Base rund 37,67 €/MWh, also 3,767 ct/kWh. Abzuziehen sind Vermarktungskosten von 0,4 ct/kWh. Also bleiben Einnahmen von 3,367 ct/kWh.

Denkbar wäre auch die Vermarktung des Stroms über ein Ausschreibungsverfahren. Laut EEG 2021 ist die Inanspruchnahme einer Zahlung für Strom aus neu in Betrieb genommenen Solaranlagen ab einer Größe von über 750 kWp über eine erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen möglich. In den Ausschreibungen wird die Höhe der Zahlungsansprüche ermittelt [10]. Allerdings ist dies nur möglich, wenn während des Förderungszeitraums auf Eigenverbrauch verzichtet wird. Deshalb wird diese Option nicht weiter betrachtet.

Für die dritte Anlage, die eine Größe von weniger als 750 kWp hat, werden gemäß dem Markprämienmodell [11] ab dem 01.01.2021 noch 6,01 ct/kWh vergütet.

Die Einspeisevergütung $K_{Einspeise}$ in €

$$K_{Einspeise} = W_{PV_{Rest}} \cdot p_{Zuschlag} \quad (5.8)$$

setzt sich aus der aus der PV-Anlage eingespeisten Strommenge ($W_{PV_{Rest}}$) in kWh und dem jeweiligen Zuschlagswert ($p_{Zuschlag}$) in €/kWh zusammen.

Laut Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2021 [16] sind die Netzbetreiber gehalten, von Letztverbrauchern 40 % der EEG-Umlage für Strom zur Eigenversorgung zu verlangen, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird. Ab Januar 2021 wurde die EEG-Umlage auf 6,50 ct/kWh gesenkt. Für Strom zur Eigenversorgung ergibt sich daher ein Betrag von 2,60 ct/kWh.

Die Kosten der Eigenversorgung K_{Eigen} in €

$$K_{Eigen} = W_{PV_{Nutz}} \cdot p_{Eigen} \quad (5.9)$$

werden durch den vom Verbraucher selbst genutzten Strom aus der PV-Anlage ($W_{PV_{Nutz}}$) in kWh und dem Betrag für die Eigennutzung nach EEG (p_{Eigen}) in €/kWh ermittelt.

5.1.6 Stromkosten

Als Strompreis wird ein Preis p_{Strom} von 0,1693 €/kWh für jede aus dem Netz genutzte kWh (W_{Netz}) angenommen. Dieser Preis wurde aus Mittelwerten „Gewerbekunde“ im Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur [12] und dem im Preisblatt Netzentgelte 2020 von Stromnetz Hamburg angegebenen Entgelten [51] errechnet.

Für die jährlichen Stromkosten K_{Strom} in € ergibt sich dadurch:

$$K_{Strom} = W_{Netz} \cdot p_{Strom} \quad (5.10)$$

Der gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV [53] fällige Jahresleistungspreis² von 50,16 €/kW wird dem Preisblatt Netzentgelte 2021 [52] von Stromnetz Hamburg entnommen. Damit wird der jüngsten Preissenkung beim Jahresleistungspreis bereits Rechnung getragen.

Die Jahresleistungspreiskosten $K_{Leistung}$ in €

$$K_{Leistung} = P_{Netz_{max}} \cdot p_{Leistung} \quad (5.11)$$

ergeben sich als Produkt aus dem höchsten Netzbezugswert $P_{Netz_{max}}$ in kW und dem Jahresleistungspreis $p_{Leistung}$ in €/kW.

Die jährlich anfallenden Gesamtkosten K_{Ges} in €

$$K_{Ges} = K_{Betrieb} + K_{Eigen} + K_{Strom} + K_{Leistung} - K_{Einspeise} \quad (5.12)$$

ergeben sich aus den oben berechneten Werten in €. Bei der Betrachtung der Kosten auf 20 Jahre K_{Ges20} kommt noch die Ratenzahlung zur Finanzierung der Anschaffung hinzu.

$$K_{Ges20} = (K_{Ges} \cdot 20) + R_{Ges20} \quad (5.13)$$

²Monatsleistungspreise sind ungünstiger als der Jahresleistungspreis und kommen gemäß § 19 Abs. 1 StromNEV nur für Letztverbraucher mit einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme in Frage.

5.2 Das Programm zur Erstellung des Tools

Zur Bearbeitung und Veranschaulichung der Datensätze wird Jupyter Notebook (JN) benutzt. Hierbei handelt es sich um eine Client-Server-Anwendung der Non-Profit-Organisation Project Jupyter, die 2015 veröffentlicht wurde.

JN stellt eine Umgebung zur Verfügung, in der Nutzer Code schreiben, dokumentieren und ausführen, Daten visualisieren, Berechnungen durchführen und die entsprechenden Resultate begutachten können. Der Code wird in Python geschrieben und in Kombination mit den Programmbibliotheken NumPy, SciPy, Matplotlib und Pandas kann das Programm prinzipiell als vollwertiger Ersatz für MatLab genutzt werden. Bei Python und seinen Modulen handelt es sich im Gegensatz zu MatLab um freie Software (free Software oder open source).

5.2.1 Erzeugerlastgang Photovoltaik

Zuerst werden die für das Programm benötigten Pakete und Bibliotheken importiert und manche von ihnen mit Kurznamen versehen, um mehr Übersichtlichkeit und eine einfachere Anwendung im Code zu ermöglichen. Häufig verwendet werden:

```
1 import pandas as pd
2 import matplotlib.pyplot as plt
3 import numpy as np
```

- Pandas zur einfachen Datenmanipulation
- Matplotlib zur Erstellung von Grafiken
- NumPy für das wissenschaftliche Rechnen

Dann werden die Daten der PV-Anlage aus einer .xlsx-Datei ausgelesen. Bei den Werten handelt es sich um den mit dem Programm Polysun [44] erstellten Erzeugerlastgang für eine PV-Ost-West-Anlage mit einer Spitzenleistung von 100 kWp und einer Energieerzeugung von 88,93 MWh/Jahr. Es sind stündliche Watt-Werte über ein Jahr.

Anschließend wird der Erzeugerlastgang auf 1 kWp normiert, indem alle Werte durch 100 geteilt werden. Danach werden die neuen Watt-Werte in kW umgerechnet.

Nun werden aus den stündlichen Werten viertelstündliche berechnet, da die Verbraucherlastgänge der zu betrachteten Szenarien auch im 15 min Takt aufgezeichnet sind. Dazu werden die stündlichen Werte gleichmäßig auf die innerhalb einer jeden Stunde liegenden vier viertelstündlichen verteilt. Anschließend wird ein Gauß-Filter der Breite $\sigma = 0,5$ h angewandt, um die Daten wieder zu glätten. Im letzten Schritt werden die Daten zeitlich verschoben, damit zum Beispiel Maxima wieder zentriert um die vollen Stundenwerte liegen.

Zum Schluss werden diese neuen Erzeugerlastdaten in eine .xlsx-Datei geschrieben, um im eigentlichen Tool auf sie zurückgreifen zu können.

5.2.2 Eigenverbrauchsoptimierung und Spitzenlastkappung

Das Programm ist zur besseren Übersicht aus verschiedenen Teilen (Notebooks) aufgebaut. Im Folgenden werden diese einzelnen Teile beschrieben, der dazugehörige Programmcode befindet sich im **Anhang** (A.2).

Im ersten Teil werden wieder die für das Programm benötigten Pakete und Bibliotheken importiert.

Im zweiten Teil werden die Daten der PV-Anlage und die des realen Lastgangs aus den jeweiligen .xlsx-Dateien ausgelesen. Für die PV-Anlage werden die Daten aus der Exceltabelle, die im oben beschriebenen Programm erstellt wurde, ausgelesen. Für die Szenarien muss man sich unter "SZENARIO AUSWÄHLEN" für einen der drei zu betrachtenden Lastgänge entscheiden („K“-Krankenhaus, „B“-Büro, „T“-Theater). Bei dem realen Lastgang wird zusätzlich zur verbrauchten Leistung in kW noch das Datum mit übertragen. Die Daten werden in einen Pandas DataFrame geschrieben, den man sich wie eine komplette Excel-Tabelle vorstellen kann. Ein DataFrame besteht aus einer geordneten Sequenz von Spalten. Jede Spalte besteht aus einem eindeutigen Daten-Typ, aber verschiedene Spalten können verschiedene Typen haben [48]. Nachdem der Code-Teil `PV = pd.read_excel(...)` ausgeführt und eine Dataframe erstellt wurde, kann man mit `PV['...']` auf die jeweilige Spalte des Dataframes zugreifen. Außerdem wird für jedes Szenario noch die dazugehörige nutzbare Dachfläche angegeben.

Im dritten Teil wird die installierte Leistung der PV-Anlage abhängig von der Größe der nutzbaren Dachfläche berechnet. Dafür wird angenommen, dass auf einer Fläche von einem Quadratmeter eine spezifische Spitzenleistung von $0,13 \text{ kWp/m}^2$ erzeugt werden

kann. Der errechnete Wert wird anschließend mit den einzelnen auf 1 kWp normierten Erzeugungswerten der PV-Anlage multipliziert, um für jede 15 Minuten im Jahr den passenden Leistungswert für eine Anlage dieser Größe zu erhalten. Außerdem wird die Residuallast $P_{Residual}$ mit,

$$P_{Residual} = P_{Verbrauch} - P_{Erzeugung} \quad (5.14)$$

berechnet. $P_{Verbrauch}$ steht für den Verbrauch des Kunden und $P_{Erzeugung}$ für die Erzeugung der PV-Anlage. Die beiden Zahlenreihen werden voneinander abgezogen. Ist $P_{Residual}$ positiv, bedeutet das, dass mehr verbraucht als erzeugt wurde. Ist der Wert jedoch negativ, heißt das, dass der komplette Verbrauch mit Eigenerzeugung gedeckt wurde und dass noch Erzeugung übrig ist, die eingespeichert oder ins Netz eingespeist werden kann.

Im vierten Teil wird überprüft, ob eine Eigenverbrauchsoptimierung (EVO) überhaupt möglich ist, da dafür mehr Leistung erzeugt als verbraucht werden muss. Bei den realen Daten wird ermittelt, wie groß der mittlere Verbrauch vom 1. Mai bis zum 31. August jeweils um 12 Uhr ausfällt, da zu diesem Zeitpunkt die erzeugte Leistung der PV-Anlage am höchsten ist. Dieser mittlere Verbrauch wird dann mit der in Teil drei berechneten Spitzenleistung verglichen. Ist die Spitzenleistung größer als der mittlere Verbrauch, ist eine EVO möglich.

Im fünften Teil werden der Verbraucher- und der Erzeugungslastgang sowie der daraus resultierende Residuallastgang in einem gemeinsamen interaktiven Plot dargestellt.

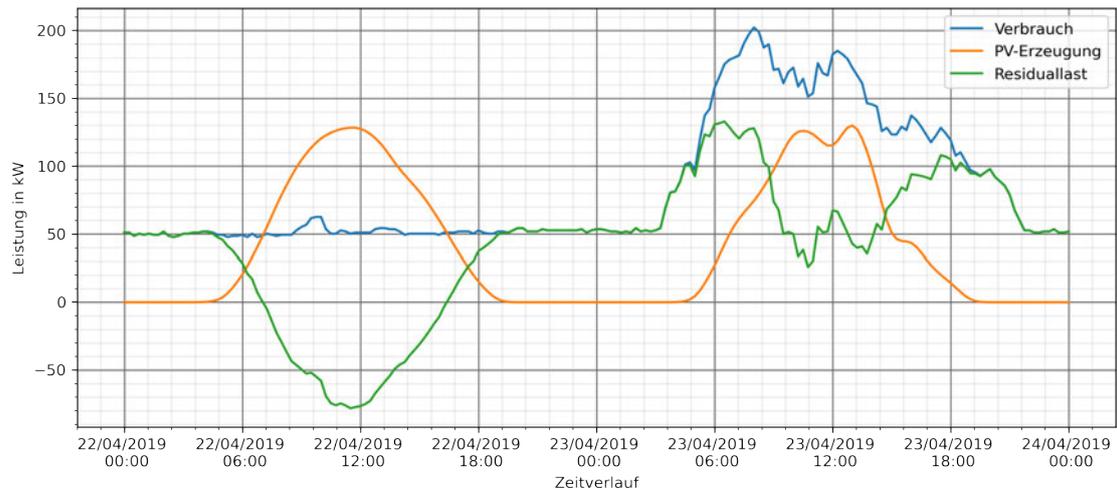


Abbildung 5.1: Überprüfung des Residuallastgangs

Im sechsten Teil wird die Funktion „spitzenlast_optimierung“ definiert. Diese wird in Teil sieben von der Funktion „bisektion“ aufgerufen, die testet, welche Lastenspitzen gekappt werden können. An die Funktion „spitzenlast_optimierung“ werden die zu kappende Spitzenlast (in Teil sieben berechnet), die C-Laderate, die allgemein nutzbare Batteriekapazität und die zur SLK dienende Batteriekapazität übergeben. Als Rückgabewert der Funktion wird mit *true* das Gelingen der Spitzenlastkappung für den zu kappenden Wert und mit *false* das Misslingen erwartet.

Für jeden einzelnen Wert *i* im Verbraucherlastgang wird geprüft, ob er größer oder kleiner als der zu kappende Spitzenlastwert ist. Wenn die Verbrauchslast höher ist, wird der BS entladen, wenn nicht, dann wird der BS geladen. Sowohl beim Laden als auch beim Entladen des BS wird die build-in *min(Argumente)*-Funktion genutzt. Diese gibt immer den niedrigsten Wert aus den eingegebenen Argumenten zurück. Im Code wird so die Energie berechnet werden, die in den BS lädt bzw. entlädt.

Zum Beispiel beim Entladen

```
1 min((i - OptimaleSpitzenkappung_kW)*0.25, Batterieleistung_kWh)
```

min(Wert der zum Kappen der Spitzenlast notwendig ist, Batterieleistung)

und beim Laden

```
1 min((OptimaleSpitzenkappung_kW - i)*0.25,  
2 Batterieleistung_kWh,  
3 BatterieKapazitätSLK_kWh - Ladezustand_kWh)
```

min(Wert des Verbrauchs der bis zum Wert der Spitzenlastkappung noch fehlt, Batterieleistung, freie Ladekapazität in der Batterie).

Wenn der Verbrauch höher ist als die zu kappende Spitzenlast und der BS entladen wurde, wird zum einen überprüft, ob der Ladestand unter null gefallen ist. Wenn dies der Fall ist, war der BS nicht voll genug und die Lastspitze konnte nicht gekappt werden. Die Funktion wird abgebrochen und es wird *false* zurückgegeben. Sollte der BS voll genug gewesen sein, wird als zweites überprüft, ob die Lastspitze vollständig gekappt wurde. Wenn dies nicht der Fall ist, wird auch hier die Funktion abgebrochen und *false* zurückgegeben. Wenn es im gesamten Durchlauf des Verbrauchs zu keinem Abbruch kam, wird der Wert *true* zurückgegeben.

Beim siebten Teil wird die Funktion „bisektion“ definiert. Als Übergabeparameter nimmt sie den niedrigsten und den höchsten Spitzenleistungswert, sowie die C-Laderate, die allgemein nutzbare Batteriekapazität und die zur SLK dienende Batteriekapazität. Diese Funktion greift auf die in Teil sechs beschriebene Funktion „spitzenlast_optimierung“ zurück. Die Bisektion ist ein Verfahren zur iterativen Berechnung eines Polynoms $p(x)$ durch Intervallschachtelung. In diesem Programm wird die Spitzenlast, die maximal mit dem Einsatz eines BS gekappt werden kann, gesucht. Es wird mit einem Intervall $[a_0, b_0]$, welches $p(x)$ sicher enthält, gestartet. Dann halbiert man sukzessive dieses Intervall und testet, in welchem der beiden sich ergebenden Teilintervalle $p(x)$ liegt. Im Programm wird diese Halbierung zwölfmal durchgeführt, um den optimalen Wert zu erhalten.

Im achten Teil werden die Parameter wie die Aufteilung des BS in SLK und EVO, die nutzbare Batteriekapazität und die C-Rate vom Anwender ausgewählt und die im siebten Teil beschriebene Funktion „bisektion“ aufgerufen.

Im neunten Teil wird der BS betrachtet. Zuerst wird überprüft, ob überhaupt von der PV-Anlage mehr Leistung erzeugt als verbraucht wird. Ist das der Fall, kann der BS so lange geladen werden, bis er voll ist. Beim Ladevorgang kommt nicht nur die *min()*-Funktion zum Einsatz, sondern auch eine einfache *if-else*-Anweisung. Hier in eckigen Klammern.

```
1 if i < 0 :           #Laden mit PV-Erzeugung
2   #min(Residuallast,Batterieleistung,Platz in Batterie)
3   Ladezustand_kWh = Ladezustand_kWh + min((i)*-0.25,Batterieleistung_kWh,
4     [NutzbareBatterieKapazitat_kWh-Ladezustand_kWh,0]
5     [NutzbareBatterieKapazitat_kWh-Ladezustand_kWh<=0])
```

Bedeutung dieses Codeausschnitts: Der Wert für die Residuallast gibt an, wie viel von der PV-Anlage erzeugte Energie maximal in dieser Viertelstunde für die Ladung zur Verfügung steht. Der Wert für die Batterieleistung gibt an, wie viel Energie abhängig von der Leistung und der C-Rate des BS maximal in dieser Viertelstunde geladen werden kann. Der Wert der Laderate wird durch eine einfache *if-then-else*-Anweisung ermittelt (*[value_false, value_true][<test>]*). Durch die *min()*-Funktion wird sichergestellt, dass beim Laden die maximale Ladeleistung nicht überschritten wird. Außerdem wird verhindert, dass der BS noch weiter geladen wird, wenn er bereits voll ist. Wenn die Residuallast nicht vollständig in den BS eingespeichert werden kann, wird der Rest ins Netz eingespeist.

Sollte mehr verbraucht als erzeugt werden, wird geprüft, ob die Leistung unter der zu kappenden Spitzenleistung liegt. Ist dem so, kann der Teil des BS, der für die Spitzenleistung reserviert ist, bei Bedarf mit Strom aus dem Netz geladen werden. Muss der SLK-Teil nicht geladen werden, wird der EVO-Teil des BS entladen.

Wenn die Residuallast größer ist als die zu kappende Spitzenlast, wird der BS entladen. Hierfür werden beide Teile des BS genutzt. Sollte der BS leer sein, passiert nichts. Anschließend wird erneut geprüft, ob der BS voll genug war und ob die Spitze vollständig gekappt wurde.

Im zehnten Teil wird der Ladezustand des BS über das gesamte Jahr in % in einem interaktiven Plot dargestellt. Beispielhaft ist dies in Abbildung 5.2 für den Fall einer Aufteilung des BS mit 25 % SLK zu sehen.

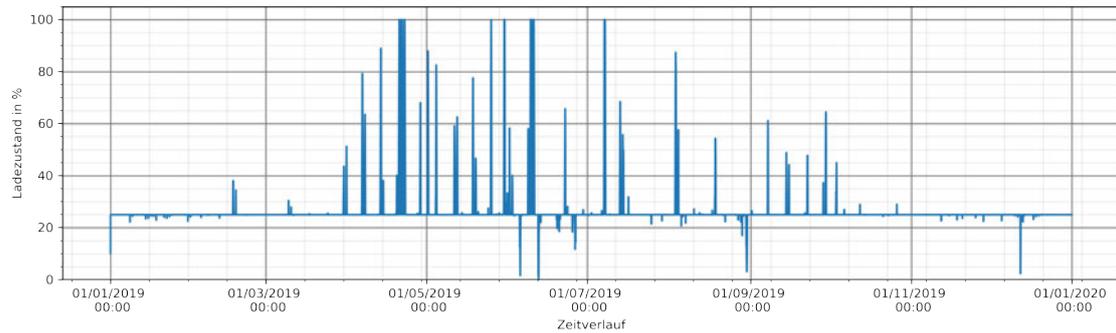


Abbildung 5.2: Ladezustand eines Batteriespeichers im Zeitverlauf

Im elften Teil wird eine Liste erstellt, die für jede Viertelstunde im Jahr angibt, um wieviel der BS jeweils ge- oder entladen wird. Diese Werte werden anschließend dazu genutzt, den Netzbezug auszurechnen, der nach der EVO und der SLK noch notwendig ist.

Im zwölften Teil wird in einem interaktiven Plot der ursprüngliche Verbrauchsbedarf mit dem schlussendlichen Netzbezug, der PV-Erzeugung und der Batterieleistung dargestellt.

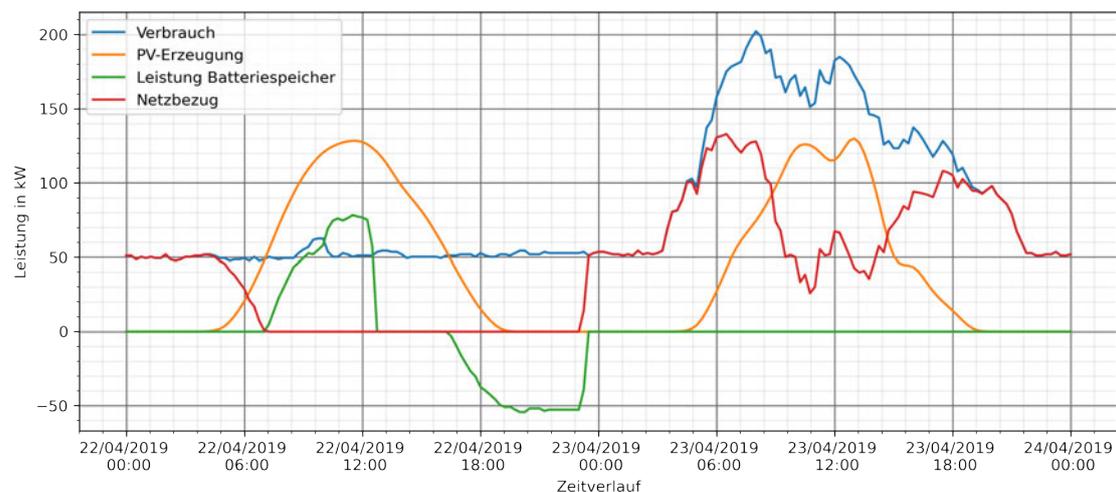


Abbildung 5.3: Reduktion des Netzbezugs durch Einsatz von PV-Anlage und Batteriespeicher

Im 13. Teil werden der AG in %, die EVR in % und die Vollzyklen des BS über zehn Jahre ausgegeben.

Im 14. Teil werden Jahresdauerkennlinien vom ursprünglichen Verbrauchsbedarf, dem schlussendlichen Netzbezug, der PV-Erzeugung und der Batterieleistung erstellt. Hierfür werden die jeweiligen Zahlenlisten vom größten bis zum kleinsten Wert sortiert und dann über das gesamte Jahr ausgegeben. Die Zeitachse bildet nicht das kalendarische Jahr ab, sondern die Zahl von Tagen, an denen ein bestimmtes Leistungsniveau erreicht wird.

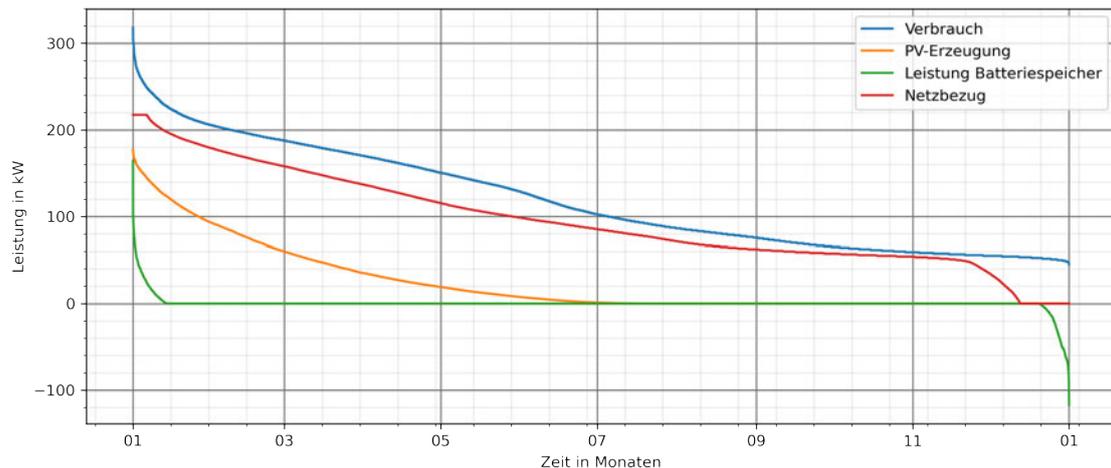


Abbildung 5.4: Jahresdauerlinien durch Reduktion des Netzbezugs

Im 15. Teil werden die anfallenden Investitionskosten für den Speicher und die PV-Anlage implementiert.

Im 16. Teil wird das aufgenommene Darlehen für die Anschaffung der PV-Anlage und des BS berechnet. Für die jeweiligen Speichergrößen bzw. Dachflächen werden die unterschiedlichen jährlichen Kreditraten und die Summen der Ratenzahlung nach zehn Jahren (für den BS) und 20 Jahren (für die PV-Anlage) aufgenommen. Mit Hilfe der *index*-Methode wird die Position eines Elements innerhalb einer Liste ermittelt.

```

1   Dachflaeche =[12000,1801,6086]
2   KreditratePVZR_EuroproJahr = [70988.68, 10654.2, 36003.08]
3   IndexPV = Dachflaeche.index(NutzbareDachflaeche_qm)
4   KreditratePV_EuroproJahr = KreditratePVZR_EuroproJahr[IndexPV]

```

So kann über die Größe des Speichers oder wie im obigen Fall der Dachfläche auf die Höhe der jährlichen Kreditrate und die Höhe der Summe der Ratenzahlung zugegriffen werden.

Im 17. Teil werden die jährlich anfallenden Kosten im Basisszenario ohne PV-Anlage und BS, mit PV-Anlage sowie mit PV-Anlage und BS berechnet, also die Betriebskosten von PV-Anlage und BS, der Leistungspreis, die EEG-Umlage auf Eigenverbrauch, der Strompreis abzüglich der Einspeisevergütung.

Im 18. Teil werden die anfallenden Kosten pro Jahr ohne PV-Anlage und BS, mit PV-Anlage und mit PV-Anlage und BS über 20 Jahre aufsummiert, und es wird die Differenz zum Basisszenario ausgegeben. Es werden sowohl die einmaligen als auch die jährlichen Kosten berücksichtigt.

Im 19. und letzten Teil wird die Amortisation A der Anlagen

$$A = \frac{K_{Invest}}{Diff_{Kosten}} \quad (5.15)$$

berechnet. Die gesamten Investitionskosten K_{Invest} werden durch die Differenz $Diff_{Kosten}$ der jährlich anfallenden Kosten bei PV-Anlage und/oder BS zur Ausgangssituation ohne PV und BS geteilt.

6 Die Ergebnisse für die verschiedenen Nutzungsszenarien

Dieses Kapitel dient der (vergleichenden) Betrachtung der drei Nutzungsszenarien im Hinblick auf den Einsatz von BS.

6.1 Vorgehensweise und Zweck der Simulation

Die Basisdaten (siehe 3.5) und Annahmen (siehe 5.1), die in die Simulation für die drei ausgewählten Nutzungsszenarien einfließen, sind in folgender Tabelle zusammengefasst:

Tabelle 6.1: Zusammenfassung der Parameter für die Simulation der Nutzungsszenarien

	Bürogebäude	Theater	Krankenhaus
Jahresbedarf in MWh	1044	2040	5376
PV-Anlage:			
Dachfläche in m ²	2251	7600	15 000
80 % nutzbare Dachfläche in m ²	1801	6086	12 000
Spezifische PV-Leistung in kWp/m ²	0,13		
Installierte PV-Leistung in kWp	234	791	1560
PV-Ertrag in MWh/a	207	702	1385
Investitionskosten in €/kWp	800		
Betrieb- und Instandhaltungskosten anteilig vom Invest	1 %		
Finanzierung 20 Jahre Effektivzins	1,31 %		
Einspeisevergütung in ct/kWh	6,01	3,367	3,367
40 % der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch in ct/kWh	2,60		
Batteriespeicher:			
Nutzbare Kapazität in kWh	100 : 100 : 1500		
C-Rate	0,5 C u. 1 C		
Investitionskosten in €/kWh	0,5 C: 800		
	1 C: 1000		
Ersatzinvestition nach zehn Jahren in €/kWh	0,5 C: 400		
	1 C: 500		
Betriebskosten anteilig an den Investitionskosten	2 %		
Finanzierung 2 x 10 Jahre Effektivzins	1,03 %		
Strombezug:			
Strompreis in ct/kWh	16,93		
Jahresleistungspreis in €/kW	50,16		

Zweck der Simulation ist es,

- a) **die wirtschaftlich optimale, also kostengünstigste Variante zu ermitteln und**
- b) **die wirtschaftlich gerade noch positive Variante zu ermitteln.**

Als wirtschaftlich gerade noch positiv, also noch vertretbar wird akzeptiert, wenn die Gesamtkosten für den kombinierten Einsatz von PV-Anlage und BS nicht höher liegen,

als dies bei einem vollständigen Verzicht auf PV-Anlage und BS der Fall wäre. Die Betrachtung der wirtschaftlich gerade noch vertretbarer Variante ist deshalb relevant, weil es neben Kunden, denen es allein auf eine möglichst kostengünstige Lösung ankommt, auch solche geben wird, für die es darauf ankommt, einen möglichst großen Beitrag zur Bewältigung der Klimakrise zu leisten. Beispielfhaft kommen hier öffentliche Verwaltungen in Frage, denen politische Vorgaben zur Senkung ihrer CO₂-Emissionen gemacht werden. Diese Kunden werden größere BS nachfragen, etwa um ihren Bedarf an Strom aus dem Netz so gering wie möglich zu halten oder um einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten, indem sie die Schwankungen in ihrer Stromnachfrage reduzieren.

Für jedes Szenario wird eine Basisvariante, bei der der gesamte Strombedarf aus dem Netz gedeckt wird, mit insgesamt elf verschiedenen Varianten des Einsatzes von PV-Anlagen und BS verglichen. Betrachtet werden jeweils die entstehenden Gesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren, also Kosten für Strombezug aus dem Netz und Kosten für Anschaffung und Betrieb von PV-Anlage und BS. Neben der Variante, bei der nur eine PV-Anlage ohne BS zum Einsatz kommt, werden zehn verschiedene Varianten für den kombinierten Einsatz von PV-Anlage und BS betrachtet:

- Nur Eigenverbrauchsoptimierung (EVO) bei C-Rate 0.5 oder C-Rate 1
- Nur Spitzenlastkappung (SLK) bei C-Rate 0.5 oder C-Rate 1
- Kombination von EVO & SLK bei C-Rate 0.5 oder C-Rate 1, Batterie-Teilung mit einem Anteil SLK von 25, 50 oder 75 %

Insgesamt werden damit 450 Varianten für den kombinierten Einsatz von PV-Anlage und BS betrachtet. Die detaillierten Ergebnisse für die verschiedenen Varianten finden sich im **Anhang** (A.3). Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse erläutert.

6.2 Nutzungsszenario Büro

Im Nutzungsszenario Büro ist ein BS von 100 kWh wirtschaftlich optimal und ein BS von 300 kWh wirtschaftlich gerade noch vertretbar. Dies ergibt der Vergleich der Gesamtkosten (Strombezug aus dem Netz sowie Anschaffung und Betrieb von PV-Anlage und BS) für verschiedene Speichergrößen mit den Gesamtkosten der Basisvariante, bei der auf PV-Anlage und BS verzichtet wird. Mit einem 100 kWh BS errechnet sich über einen Zeitraum von 20 Jahren hinweg eine maximal mögliche Ersparnis von 6,55 % im

6 Die Ergebnisse für die verschiedenen Nutzungsszenarien

Vergleich zur Basisvariante ohne PV-Anlage und ohne BS. Mit einem 300 kWh BS liegt die Ersparnis bestenfalls nur noch bei 0,06 %. Bei größeren BS entstehen im Vergleich zur Basisvariante zusätzliche Kosten, wie aus Tabelle 6.2 ebenfalls ersichtlich ist:

Tabelle 6.2: Kosten nach Speichergröße im Nutzungsszenario Büro

BS-Größe	Akkumulierte Kosten über 20 Jahre in €	Abweichung in % der wirtschaftlichsten Variante mit BS zur Basisvariante
500 kWh	4 138 110	+7,35
400 kWh	3 994 796	+3,63
Basisvariante	3 854 799	–
300 kWh	3 852 443	–0,06
200 kWh	3 710 989	–3,73
100 kWh	3 602 392	–6,55

grün = Kostenersparnis, **rot** = Mehrkosten

Die Tabelle 6.3 betrachtet die denkbaren Varianten für den Einsatz des 100 kWh BS im Vergleich zum 300 kWh BS. Dabei werden jeweils die akkumulierten Kosten auf 20 Jahre und die prozentuale Abweichung im Vergleich zur Basisvariante (ohne PV-Anlage und BS) angegeben.

Tabelle 6.3: Varianten wirtschaftlicher Batteriespeicher im Nutzungsszenario Büro

	Akkumulierte Kosten über 20 Jahre in €	Abweichung von Basisvariante in %	Akkumulierte Kosten über 20 Jahre in €	Abweichung von Basisvariante in %
Im Vergleich zur Basisvariante	wirtschaftlich optimal		wirtschaftlich noch positiv	
BS-Größe	100 kWh		300 kWh	
Basisvariante: nur Netzbezug	3 854 799	—	3 854 799	—
Mit PV ohne BS	3 507 171	-9,02	3 507 171	-9,02
Mit PV und BS				
C 0,5, nur EVO	3 650 722	-5,29	3 946 738	+2,39
C 0,5, EVO & SLK 25 %	3 602 392	-6,55	3 871 446	+0,43
C 0,5, EVO & SLK 50 %	3 603 416	-6,52	3 857 735	+0,08
C 0,5, EVO & SLK 75 %	3 605 227	-6,47	3 853 351	-0,04
C 0,5, nur SLK	3 607 743	-6,41	3 852 443	-0,06
C 1, nur EVO	3 688 269	-4,32	4 059 547	+5,31
C 1, EVO & SLK 25 %	3 639 970	-5,57	3 984 255	+3,36
C 1, EVO & SLK 50 %	3 625 711	-5,94	3 970 544	+3,00
C 1, EVO & SLK 75 %	3 616 363	-6,19	3 966 160	+2,89
C 1, nur SLK	3 610 748	-6,33	3 965 252	+2,87

Im Vergleich zur Basisvariante mit einer Stromversorgung allein aus dem Netz bringt der Einsatz einer PV-Anlage ohne BS auf 20 Jahre betrachtet eine deutliche Kostenersparnis von 9,02 %.

Eine solche Kostenersparnis kann nicht erreicht werden, wenn zusätzlich zur PV-Anlage ein BS eingesetzt wird. Mit BS ist im günstigsten Fall eine Kostenersparnis von 6,55 % erreichbar. Diese Kostenersparnis wird mit einer Speichergröße von 100 kWh erreicht, wenn bei einer C-Rate von 0.5 die EVO mit der SLK kombiniert wird und die Batterieteilung für die SLK einen Anteil von 25 % vorsieht.

Wirtschaftlich gerade noch vertretbar ist eine BS-Größe von 300 kWh, wenn bei einer C-Rate von 0.5 der BS ausschließlich zur SLK eingesetzt wird. In dieser Variante wird eine Kostenersparnis von 0,06 % im Vergleich zur Basisvariante erreicht.

6 Die Ergebnisse für die verschiedenen Nutzungsszenarien

Eine C-Rate von 0.5 ist in allen Fällen deutlich vorteilhafter als eine C-Rate von 1. Dies spiegelt die niedrigeren Anschaffungskosten für BS mit einer C-Rate von 0.5 wider.

Die folgende Tabelle 6.4 fasst Ergebnisse der Variantenprüfung für das Nutzungsszenario bezogen auf die Größe des BS zusammen. Näher betrachtet werden die wirtschaftlich optimale Lösung mit 100 kWh BS und die wirtschaftlich beste Lösung mit 300 kWh BS.

Tabelle 6.4: Vergleich der wirtschaftlich optimalen Variante mit der größten wirtschaftlich noch positiven Batteriespeicher-Variante im Nutzungsszenario Büro

Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur Basisvariante ohne PV-Anlage und BS	optimal	noch positiv
BS-Größe	100 kWh	300 kWh
Variante	C 0.5, EVO & SLK 25 %	C 0.5, nur SLK
	Kennwerte	
Eigenverbrauchsrate in %	97,33	95,69
Autarkiegrad in %	19,39	19,06
Vollzyklen nach 10 Jahren	321,81	174,98
max. Netzbezug in kW vor EVO / SLK	318	318
max. Netzbezug in kW nach EVO / SLK	252	195
	Kosten in € über 20 Jahre	
Netzbezug		
Arbeitspreiskosten inkl. Steuern, Umlagen + Abgaben	2 850 067	2 861 617
Leistungspreiskosten	253 197	195 978
PV-Anlage & BS		
Anschaffungskosten (inkl. Finanzierung)	339 492	592 320
Betriebskosten	61 461	109 461
EEG-Umlage auf Eigenverbrauch	105 266	103 493
Einspeisevergütung	-7090	-10 425
Gesamtkosten	3 602 392	3 852 443
	<i>Mehrkosten 300 kWh</i>	6,94%

Da der BS in der betrachteten 300 kWh-Variante nur zur SLK eingesetzt wird, sind EVR und AG im Vergleich zur 100 kWh-Variante etwas niedriger. Es zeigt sich, dass der größere BS es zwar erlaubt, durch die SLK den maximalen Netzbezug und damit die Leistungspreiskosten deutlich zu senken. Die Einsparungen bei den Leistungspreiskosten genügen aber nicht, um die höheren Anschaffungs- und Betriebskosten für den

größeren BS auszugleichen. Es bleiben unter dem Strich für die 300 kWh-Variante Mehrkosten von 6,94 %.

Im Folgenden wird der Einsatz der wirtschaftlich optimalen Variante näher betrachtet. Abbildung 6.1 zeigt den Einsatz des 100 kWh BS im Jahresverlauf, wobei von einem anfänglich leeren BS ausgegangen wird.

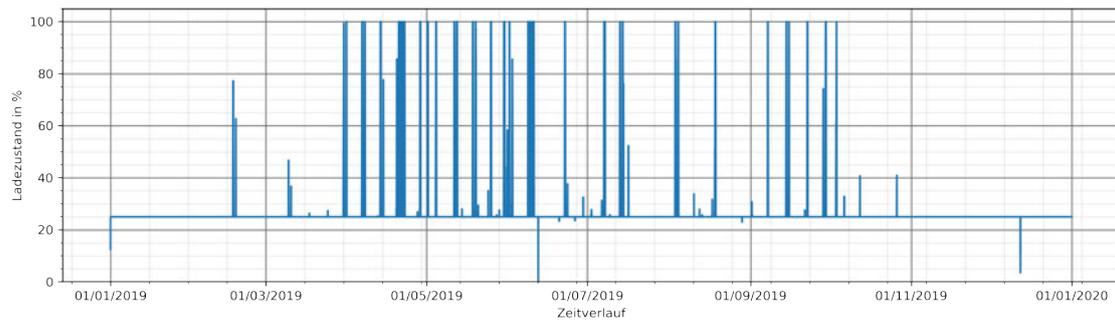


Abbildung 6.1: Schwankungen in des Ladezustands des 100 kWh BS Büro im Jahresverlauf

Von der Ladeleistung werden ständig 25 % für die SLK vorgehalten und nur fünfmal muss auf diese Reserve zurückgegriffen werden. Ansonsten erfolgt die SLK ebenso wie die EVO stets zu Zeitpunkten, an denen die Laderate über 25 % liegt. Es fällt auf, dass der BS vergleichsweise wenig in Anspruch genommen wird. Das liegt daran, dass im Lastprofil Büro vermehrter Strombedarf und Stromerzeugung durch die PV-Anlage zeitlich zusammenfallen, und zwar tagsüber. Entsprechend selten entsteht die Notwendigkeit, auf Strom aus dem BS zurückzugreifen.

Abbildung 6.2 zeigt einen Tagesausschnitt mit sehr hohem Verbrauch (301 kW). Die Direkteinspeisung aus der PV-Anlage allein ermöglicht es nicht, die angestrebte Spitzenlast von 252,4 kW einzuhalten. Es bleibt eine Residuallast von 282,9 kW. Durch Entladen des BS kann die überschießende Last gekappt werden.

6 Die Ergebnisse für die verschiedenen Nutzungsszenarien

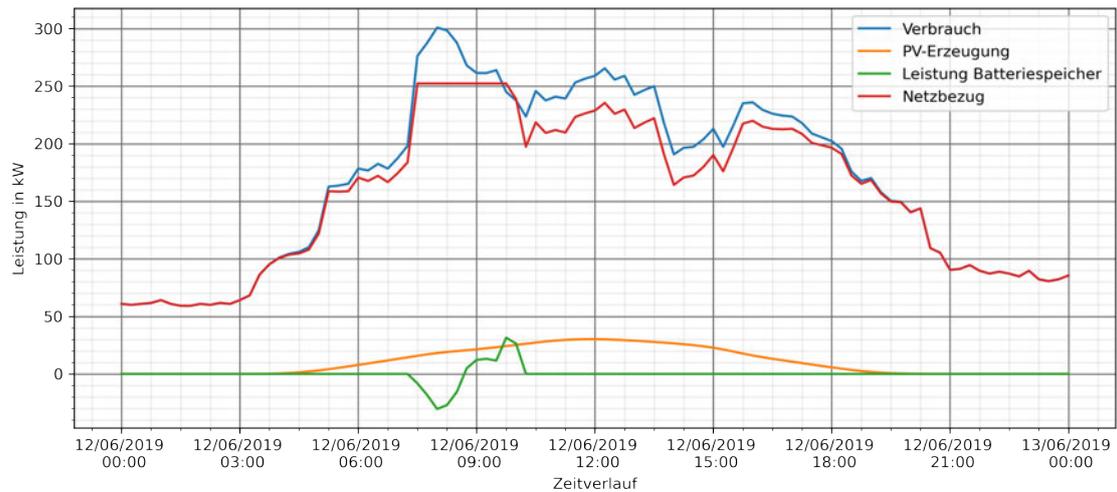


Abbildung 6.2: Kappung der überschießenden Last durch 100 kWh BS Büro

Die folgende Abbildung 6.3 zeigt die Jahresdauerlinie des Büros beim Einsatz des 100 kWh BS. Die Zeitachse bildet nicht das kalendarische Jahr ab, sondern die Zahl von Tagen, an denen ein bestimmtes Leistungsniveau erreicht wird. Beim BS ist auch hier zu erkennen, dass er vergleichsweise wenig, nämlich für weniger als 30 Tage beansprucht wird. Die übrige Zeit werden nur die für die SLK reservierten 25 % Leistung vorgehalten.

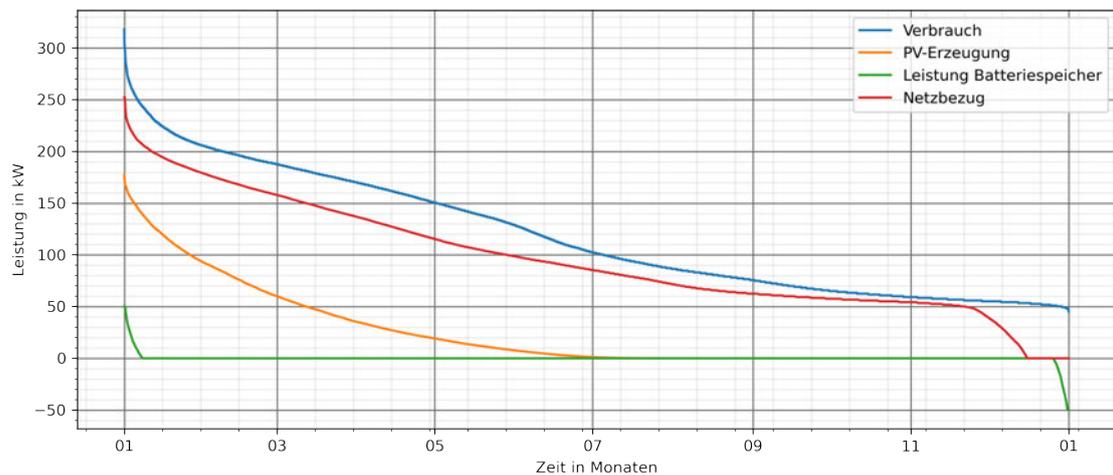


Abbildung 6.3: Jahresdauerlinie für 100 kWh BS Büro

6.3 Nutzungsszenario Theater

Im Nutzungsszenario Theater ist ein BS von 100 kWh wirtschaftlich optimal und ein BS von 700 kWh wirtschaftlich gerade noch vertretbar. Dies ergibt der Vergleich der Gesamtkosten (Strombezug aus dem Netz und Anschaffung und Betrieb von PV-Anlage und BS) für verschiedene Speichergrößen mit den Gesamtkosten der Basisvariante, bei der auf PV-Anlage und Speicher verzichtet wird. Mit einem 100 kWh BS errechnet sich über einen Zeitraum von 20 Jahren hinweg am Ende eine maximal mögliche Ersparnis von 9,29 %. Mit 700 kWh liegt die Ersparnis nur noch bei maximal 0,76 %, wie Tabelle 6.5 zeigt. Ab 800 kWh liegen die Kosten höher als bei einem vollständigen Verzicht auf PV-Anlage und BS.

Tabelle 6.5: Kosten nach Speichergröße im Nutzungsszenario Theater

BS-Größe	Akkumulierte Kosten über 20 Jahre in €	Abweichung in % der wirtschaftlichsten Variante mit BS zur Basisvariante
800 kWh	7 777 829	+0,86
Basisvariante	7 711 229	—
700 kWh	7 652 746	-0,76
600 kWh	7 528 221	-2,37
500 kWh	7 404 363	-3,98
400 kWh	7 281 277	-5,58
300 kWh	7 168 611	-7,04
200 kWh	7 085 315	-8,12
100 kWh	6 994 699	-9,29

Tabelle 6.6 betrachtet die denkbaren Varianten für den Einsatz des 100 kWh BS im Vergleich zum 700 kWh BS. Dabei werden jeweils die akkumulierten Kosten auf 20 Jahre und die prozentuale Abweichung im Vergleich zur Basisvariante (ohne PV-Anlage und BS) angegeben.

Tabelle 6.6: Varianten wirtschaftlicher Batteriespeicher im Nutzungsszenario Theater

	Akkumulierte Kosten über 20 Jahre in €	Abweichung von Basisvariante in %	Akkumulierte Kosten über 20 Jahre in €	Abweichung von Basisvariante in %
Im Vergleich zur Basisvariante	wirtschaftlich optimal		wirtschaftlich noch positiv	
BS-Größe	100 kWh		700 kWh	
Basisvariante: nur Netzbezug	7 711 229	—	7 711 229	—
Mit PV ohne BS	6 924 645	-10,20	6 924 645	-10,20
Mit PV und BS				
C 0,5, nur EVO	7 036 497	-8,75	7 782 170	+0,92
C 0,5, EVO & SLK 25 %	6 994 699	-9,29	7 653 046	-0,75
C 0,5, EVO & SLK 50 %	7 003 506	-9,18	7 652 746	-0,76
C 0,5, EVO & SLK 75 %	7 013 227	-9,05	7 661 786	-0,64
C 0,5, nur SLK	7 025 253	-8,90	7 686 470	-0,32
C 1, nur EVO	7 072 564	-8,28	8 045 375	+4,33
C 1, EVO & SLK 25 %	7 018 203	-8,99	7 916 272	+2,66
C 1, EVO & SLK 50 %	7 006 875	-9,13	7 915 972	+2,66
C 1, EVO & SLK 75 %	7 000 679	-9,21	7 925 012	+2,77
C 1, nur SLK	7 012 768	-9,06	7 949 696	+3,09

Im Vergleich zur Basisvariante mit einer Stromversorgung allein aus dem Netz bringt der Einsatz einer PV-Anlage ohne BS auf 20 Jahre betrachtet eine deutliche Kostenersparnis von 10,20 %.

Eine solche Kostenersparnis kann nicht ganz erreicht werden, wenn zusätzlich zur PV-Anlage ein BS eingesetzt wird. Hier ist in der günstigsten Variante aber immerhin eine Kostenersparnis von 9,29 % erreichbar. Diese wird mit einer Speichergöße von 100 kWh erreicht, wenn bei einer C-Rate von 0.5 die EVO mit der SLK kombiniert wird und die Batterieteilung für die SLK einen Anteil von 25 % vorsieht. Auch in allen anderen Varianten liegt die Kostenersparnis jeweils sehr nahe bei 9 %, unabhängig von der gewählten C-Rate.

Dass beim Nutzungsszenario Theater ein Lastprofil mit erhöhtem Strombedarf in den Abendstunden vorliegt, also die Zeit der höchsten Leistung der PV-Anlage und die

6 Die Ergebnisse für die verschiedenen Nutzungsszenarien

Phase des größten Bedarfs auseinanderfallen, macht den Einsatz von BS offenbar wirtschaftlich interessanter als im Nutzungsszenario Büro.

Wirtschaftlich gerade noch vertretbar ist eine Speichergröße von 700 kWh, wenn bei einer C-Rate von 0.5 die EVO und die SLK kombiniert werden und die Batterieteilung für die SLK einen Anteil von 50 % vorsieht. In dieser Variante wird eine Kostenersparnis von 0,76 % im Vergleich zur Basisvariante erreicht. Eine C-Rate von 0.5 ist hier auch in allen anderen Varianten vorteilhafter als eine C-Rate von 1.

Die folgende Tabelle 6.7 fasst Ergebnisse der Variantenprüfung für das Nutzungsszenario bezogen auf die Größe des BS zusammen. Näher betrachtet werden die wirtschaftlich optimale Lösung mit 100 kWh BS und die wirtschaftlich beste Lösung mit 700 kWh BS.

Tabelle 6.7: Vergleich der wirtschaftlich optimalen Variante mit der größten wirtschaftlich noch positiven Batteriespeicher-Variante im Nutzungsszenario Theater

Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Basisvariante ohne PV-Anlage und BS	optimal	noch positiv
BS-Größe	100 kWh	700 kWh
Variante	C 0.5, EVO & SLK 25 %	C 0.5, EVO & SLK 50 %
	Kennwerte	
Eigenverbrauchsrate in %	77,09	82,44
Autarkiegrad in %	26,56	28,4
Vollzyklen nach 10 Jahren	1327,52	790,9
max. Netzbezug in kW vor EVO / SLK	800	800
max. Netzbezug in kW nach EVO / SLK	749	590
	Kosten in € über 20 Jahre	
Netzbezug		
Arbeitspreiskosten inkl. Steuern, Umlagen + Abgaben	5 074 302	4 947 183
Leistungspreiskosten	751 301	591 454
PV-Anlage & BS		
Anschaffungskosten (inkl. Finanzierung)	846 470	1 604 966
Betriebskosten	150 589	294 589
EEG-Umlage auf Eigenverbrauch	281 772	301 295
Einspeisevergütung	-109 734	-86 740
Gesamtkosten	6 994 699	7 652 746
	<i>Mehrkosten 700 kWh</i>	<i>9,41 %</i>

Es zeigt sich, dass der größere BS es zwar erlaubt, durch die SLK den maximalen Netzbezug und damit die Leistungspreiskosten deutlich zu senken. Die Einsparungen bei den Leistungspreiskosten genügen aber nicht, um die höheren Anschaffungs- und Betriebskosten für den größeren BS auszugleichen. Es bleiben unter dem Strich für die 700 kWh-Variante Mehrkosten von 9,41 % im Vergleich zur 100 kWh-Variante.

Im Folgenden wird der Einsatz der wirtschaftlich optimalen Variante näher betrachtet. Abbildung 6.4 zeigt den Einsatz des 100 kWh BS im Jahresverlauf, wobei von einem anfänglich leeren BS ausgegangen wird.

25 % der Ladeleistung werden ständig für die SLK vorgehalten und nur zweimal muss auf diese Reserve zurückgegriffen werden. Ansonsten erfolgt die SLK ebenso wie die EVO stets zu Zeitpunkten, an denen die Laderate über 25 % liegt. Es fällt im Übrigen auf, dass der BS hier viel häufiger in Anspruch genommen wird als im Nutzungsszenario Büro. Das erklärt sich damit, dass in diesem Nutzungsszenario ein erhöhter Strombedarf in den Abendstunden vorliegt, also die Zeit der höchsten Leistung der PV-Anlage und die Phase des größten Bedarfs auseinanderfallen.

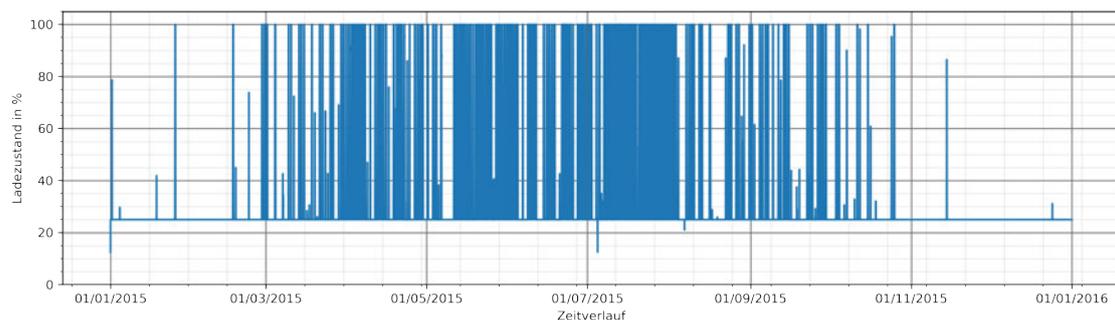


Abbildung 6.4: Schwankungen des Ladezustandes des 100 kWh BS Theater im Jahresverlauf

Abbildung 6.5 zeigt einen Tagesausschnitt mit sehr hohem Verbrauch (798,9 kW). Die Direkteinspeisung aus der PV-Anlage allein ermöglicht es nicht, die angestrebte Spitzenlast von 748,9 kW einzuhalten. Es bleibt eine Residuallast von 798,8 kW. Durch Entladen des BS kann die überschießende Last gekappt werden. Diese Kappung erfolgt nach 21 Uhr.

6 Die Ergebnisse für die verschiedenen Nutzungsszenarien

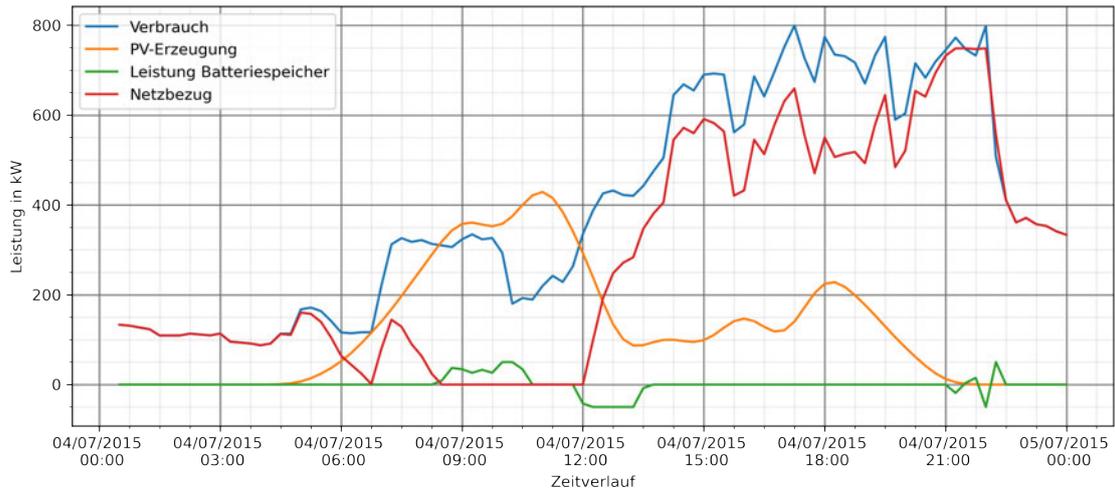


Abbildung 6.5: Kappung der überschießenden Last durch 100 kWh BS Theater

Abbildung 6.6 zeigt die Jahresdauerlinie für das Theater beim Einsatz des 100 kWh BS. Die Zeitachse bildet nicht das kalendarische Jahr ab, sondern die Zahl von Tagen, an denen ein bestimmtes Leistungsniveau erreicht wird. Hier ist zu erkennen, dass der BS häufiger aktiv beansprucht wird als im Nutzungsszenario Büro. An fast 60 Tagen wird kein Strom aus dem Netz benötigt, sondern der Gesamtbedarf durch PV-Anlage und BS abgedeckt.

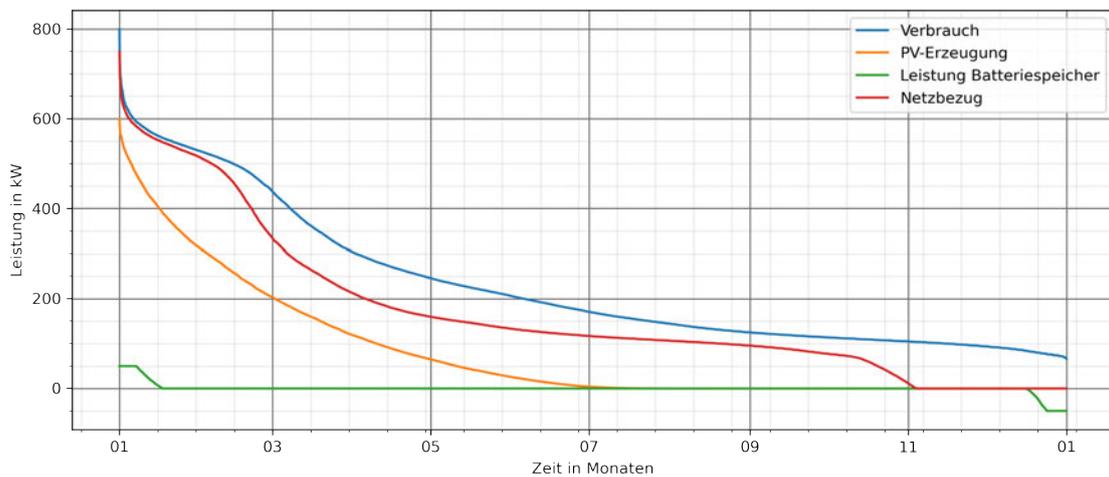


Abbildung 6.6: Jahresdauerlinie für 100 kWh BS Theater

6.4 Nutzungsszenario Krankenhaus

Auch im Nutzungsszenario Krankenhaus ist ein BS von 100 kWh wirtschaftlich optimal. Wirtschaftlich vertretbar ist jede andere betrachtete Speichergröße, sogar noch ein BS von 1500 kWh. Dies ergibt der Vergleich der Gesamtkosten (Strombezug aus dem Netz und Anschaffung und Betrieb von PV-Anlage und BS) für verschiedene Speichergrößen mit den Gesamtkosten der Basisvariante, bei der auf PV-Anlage und Speicher verzichtet wird. Mit einem 100 kWh BS errechnet sich über einen Zeitraum von 20 Jahren hinweg am Ende eine Ersparnis von 11,68 %. Mit einem 1500 kWh BS liegt die Ersparnis noch bei 2,60 %, wie sich aus Tabelle 6.8 ablesen lässt.

Tabelle 6.8: Kosten nach Speichergröße im Nutzungsszenario Krankenhaus

BS-Größe	Akkumulierte Kosten über 20 Jahre in €	Abweichung in % der wirtschaftlichsten Variante mit BS zur Basisvariante
Basisvariante	19 507 513	—
1500 kWh	19 000 369	-2,60
(...)		
500 kWh	17 598 511	-9,79
400 kWh	17 506 640	-10,26
300 kWh	17 415 192	-10,73
200 kWh	17 322 419	-11,2
100 kWh	17 229 048	-11,68

Die folgende Tabelle 6.9 betrachtet die denkbaren Varianten für den Einsatz des 100 kWh BS im Vergleich zum 1500 kWh BS. Dabei werden jeweils die akkumulierten Kosten auf 20 Jahre und die prozentuale Abweichung im Vergleich zur Basisvariante (ohne PV-Anlage und BS) angegeben.

Tabelle 6.9: Varianten wirtschaftlicher Batteriespeicher im Nutzungsszenario Krankenhaus

	Akkumulierte Kosten über 20 Jahre in €	Abweichung von Basisvariante in %	Akkumulierte Kosten über 20 Jahre in €	Abweichung von Basisvariante in %
Im Vergleich zur Basisvariante	wirtschaftlich optimal		wirtschaftlich noch positiv	
BS-Größe	100 kWh		1500 kWh	
Basisvariante: nur Netzbezug	19 507 513	—	19 507 513	—
Mit PV ohne BS	17 151 410	-12,08	17 151 410	-12,08
Mit PV und BS				
C 0.5, nur EVO	17 277 120	-11,43	19 256 824	-1,29
C 0.5, EVO & SLK 25 %	17 231 663	-11,67	19 000 369	-2,60
C 0.5, EVO & SLK 50 %	17 236 594	-11,64	18 988 573	-2,66
C 0.5, EVO & SLK 75 %	17 242 462	-11,61	18 995 492	-2,62
C 0.5, nur SLK	17 252 170	-11,56	19 040 848	-2,39
C 1, nur EVO	17 312 034	-11,25	19 820 881	+1,61
C 1, EVO & SLK 25 %	17 248 517	-11,58	19 564 426	+0,29
C 1, EVO & SLK 50 %	17 229 048	-11,68	19 552 630	+0,23
C 1, EVO & SLK 75 %	17 229 202	-11,68	19 559 549	+0,27
C 1, nur SLK	17 239 575	-11,63	19 604 905	+0,50

Im Vergleich zur Basisvariante mit einer Stromversorgung allein aus dem Netz bringt der Einsatz einer PV-Anlage ohne BS auf 20 Jahre betrachtet eine deutliche Kostenersparnis von 12,08 %.

Eine ähnlich hohe Kostenersparnis kann aber auch erreicht werden, wenn zusätzlich zur PV-Anlage ein kleiner BS mit 100 kWh eingesetzt wird. Hier ist in der günstigsten Variante eine Kostenersparnis von 11,68 % erreichbar, wenn bei einer C-Rate von 1 die EVO mit SLK kombiniert wird und die Batterieteilung für die SLK einen Anteil von 50 oder 75 % vorsieht.

Auch beim 1500 kWh BS ist noch eine Kostenersparnis von maximal 2,66 % im Vergleich zur Basisvariante erreichbar, wenn bei einer C-Rate von 0.5 EVO und SLK kombiniert werden und die Batterieteilung für die SLK einen Anteil von 50 % vorsieht.

6 Die Ergebnisse für die verschiedenen Nutzungsszenarien

Bei einer Speichergröße von 1500 kWh bringen nur C-Raten von 0.5 eine Kostenersparnis gegenüber der Basisvariante, während bei C-Raten von 1 in allen Varianten Mehrkosten entstehen.

Die folgende Tabelle 6.10 fasst Ergebnisse der Variantenprüfung für das Nutzungsszenario bezogen auf die Größe des BS zusammen. Näher betrachtet werden die wirtschaftlich optimale Lösung mit 100 kWh BS und die wirtschaftlich beste Lösung mit 1500 kWh BS. Es zeigt sich, dass der größere BS es zwar erlaubt, Arbeitspreiskosten und Leistungspreiskosten deutlich zu senken. Auch hier genügt dies aber nicht, um die höheren Anschaffungs- und Betriebskosten für einen größeren BS auszugleichen. Es bleiben unter dem Strich Mehrkosten von 10,25 %.

Tabelle 6.10: Vergleich der wirtschaftlich optimalen Variante mit der größten wirtschaftlich noch positiven Batteriespeicher-Variante im Nutzungsszenario Krankenhaus

Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu Basisvariante ohne PV-Anlage und BS	optimal	noch positiv
BS-Größe	100 kWh	1500 kWh
Variante	C 1, EVO & SLK 75 %	C 0.5, EVO & SLK 75 %
	Kennwerte	
Eigenverbrauchsrate in %	94,59	96,56
Autarkiegrad in %	24,38	24,89
Vollzyklen nach 10 Jahren	417,53	429,02
max. Netzbezug in kW vor EVO/SLK	1299	1299
max. Netzbezug in kW nach EVO/SLK	973	732
	Kosten in € über 20 Jahre	
Netzbezug		
Arbeitspreiskosten inkl. Steuern, Umlagen + Abgaben	13 766 041	13 673 386
Leistungspreiskosten	976 340	734 555
PV-Anlage & BS		
Anschaffungskosten (inkl. Finanzierung)	1 577 784	3 316 002
Betriebskosten	279 600	609 600
EEG-Umlage auf Eigenverbrauch	681 646	695 876
Einspeisevergütung	-52 210	-33 926
Gesamtkosten	17 229 202	18 995 492
	<i>Mehrkosten 1500 kWh</i>	<i>10,25 %</i>

6 Die Ergebnisse für die verschiedenen Nutzungsszenarien

Abbildung 6.7 zeigt den Einsatz des 100 kWh BS im Jahresverlauf. 75 % der Ladeleistung werden ständig für die SLK vorgehalten und nur sechsmal muss auf diese Reserve zurückgegriffen werden. Ansonsten erfolgt die SLK ebenso wie die EVO stets zu Zeitpunkten, an denen die Laderate über 75 % liegt.

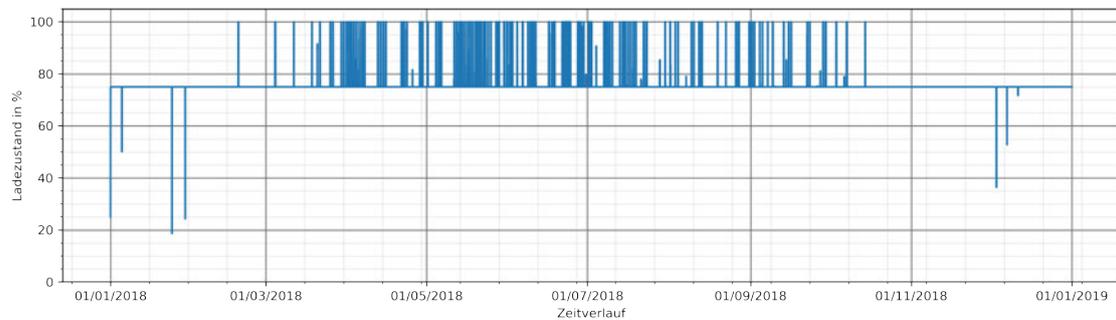


Abbildung 6.7: Schwankungen des Ladezustands des 100 kWh BS Krankenhaus im Jahresverlauf

Abbildung 6.8 zeigt einen Tagesausschnitt mit sehr hohem Verbrauch (1056,8 kW). Die Direkteinspeisung aus der PV-Anlage allein ermöglicht es nicht, die angestrebte Spitzenlast von 973,2 kW einzuhalten. Es bleibt eine Residuallast von 1042,2 kW. Durch Entladen des BS kann die überschießende Last gekappt werden.

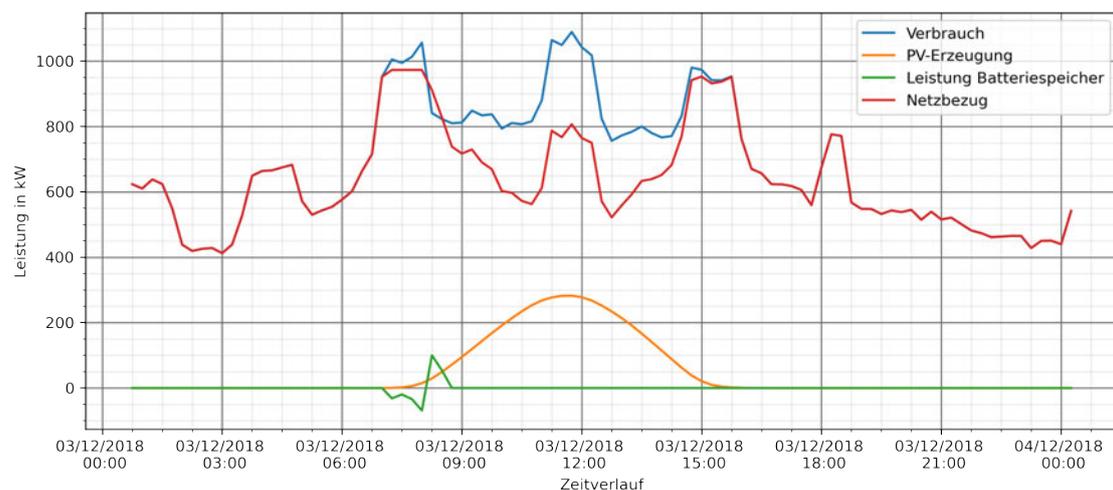


Abbildung 6.8: Kappung der überschießenden Last durch 100 kWh BS Büro

Abbildung 6.9 zeigt die Jahresdauerlinie des Krankenhauses beim Einsatz des 100 kWh BS. Die Zeitachse bildet nicht das kalendarische Jahr ab, sondern die Zahl von Tagen, an denen ein bestimmtes Leistungsniveau erreicht wird. Hier ist zu erkennen, dass der BS kaum häufiger aktiv beansprucht wird als im Nutzungsszenario Büro. Dies liegt daran, dass ständig 75 % der Speicherkapazität für die SLK reserviert bleiben müssen.

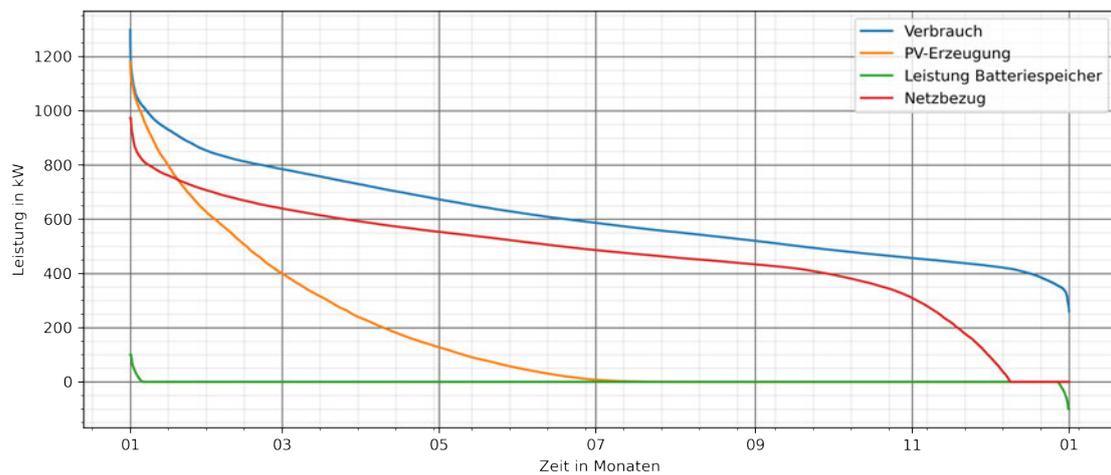


Abbildung 6.9: Jahresdauerlinie für 100 kWh BS Büro

6.5 Vergleichende Gesamtbetrachtung

Eine vergleichende Gesamtbetrachtung der drei Nutzungsszenarien (Büro, Theater, Krankenhaus) zeigt die folgenden wesentlichen Gemeinsamkeiten:

- (1) Der Einsatz einer PV-Anlage ohne BS ist in allen Szenarien die wirtschaftlich günstigste Lösung. Damit lassen sich im betrachteten Zeitraum von 20 Jahren unterm Strich sehr deutliche Kostenersparnisse gegenüber einer Basisvariante erreichen, bei der der gesamte Strombedarf allein durch Bezug aus dem Netz gedeckt wird.
- (2) Auch der Einsatz von PV-Anlagen in Kombination mit BS erweist sich in vielen Varianten im Vergleich zur Basisvariante als wirtschaftlich deutlich günstiger. Einige Varianten sind fast genauso günstig wie der Einsatz einer PV-Anlage ohne BS.

- (3) Für die betrachteten BS-Größen zwischen 100 kWh und 1500 kWh ergab sich in allen drei Szenarien, dass die kleinste Speichergröße (100 kWh) jeweils die wirtschaftlich günstigste Lösung ist.
- (4) Der Einsatz von BS mit mehr als 100 kWh ist in allen Szenarien wirtschaftlich vertretbar, da auch dann die Gesamtkosten zumindest in einigen Varianten unter den Kosten der Basisvariante bleiben. Dies gilt allerdings nur im Nutzungsszenario Krankenhaus für alle Speichergrößen.
- (5) BS mit einer C-Rate von 0.5 sind in den meisten Fällen wirtschaftlich günstiger als solche mit einer C-Rate von 1. Das gilt nicht für die kleinste betrachtete BS-Größe von 100 kWh.
- (6) Eine Kombination aus EVO und SLK ist wirtschaftlich vorteilhafter als Varianten, bei denen entweder nur EVO oder nur SLK vorgesehen ist.

Tabelle 6.11: Amortisationszeit in Jahren

	Nur PV	PV & BS BS-Größe wirtschaftlich optimal	PV & BS BS-Größe wirtschaftlich noch positiv
Büro	7,60	11,47 (100 kWh)	19,93 (300 kWh)
Theater	9,56	10,83 (100 kWh)	19,30 (700 kWh)
Krankenhaus	7,52	8,18 (100 kWh)	17,32 (1500 kWh)

Der Vergleich der Amortisationszeiten für die Anschaffung der BS zeigt, dass die Amortisationszeit sich in Abhängigkeit von der Größe des betrachteten Objekts verändert. Größe bedeutet hier sowohl größeren Strombedarf als auch größere PV-Anlage. Je größer das Objekt, desto schneller erfolgt die Amortisation. Das gilt sowohl für die optimale BS-Größe als auch für die jeweils wirtschaftlich gerade noch vertretbare BS-Größe.

In Abbildung 6.10 werden der AG, EVR und die Zahl der Vollzyklen für 100 kWh BS in den drei Nutzungsszenarien verglichen. Betrachtet wird dabei jeweils die wirtschaftlich optimale Variante, also beim Büro C 0.5, EVO & SLK 25 % (in gelb), beim Theater C 0.5, EVO & SLK 25 % (in blau) und beim Krankenhaus C 1, EVO & SLK 75 % (in rot).

6 Die Ergebnisse für die verschiedenen Nutzungsszenarien

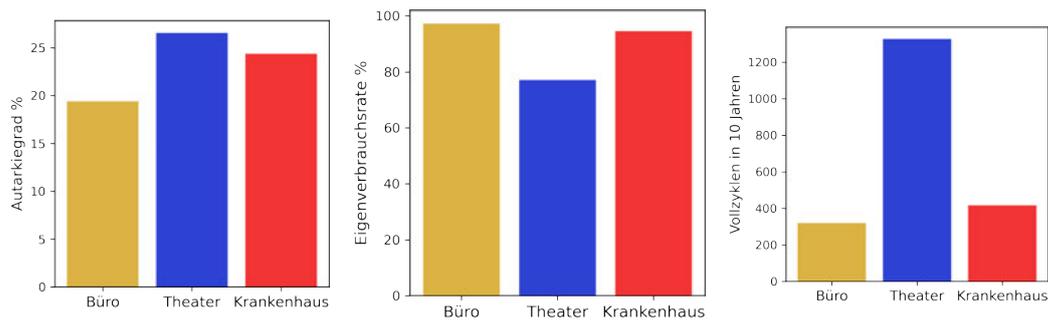


Abbildung 6.10: Autarkiegrad, Eigenverbrauchsrate und Frequenz der Vollzyklen für 100 kWh BS im Vergleich der Nutzungsszenarien

Auffällig sind die deutlich abweichenden Werte für die EVR und die Zahl der Vollzyklen im Nutzungsszenario Theater. Die niedrigere EVR erklärt sich hier damit, dass in den Vormittags- und Mittagsstunden der von der PV-Anlage erzeugte Strom ins Netz abgegeben wird, weil zu diesen Tageszeiten der Eigenverbrauch relativ niedrig ist, der BS schnell aufgeladen ist und der Eigenverbrauch erst in den Nachmittags- und Abendstunden zunimmt. Die höhere Zahl der Vollzyklen erklärt sich mit dem höheren Bedarf an Strom in den Abendstunden der teilweise durch den BS gedeckt wird (siehe dazu auch Abbildung 6.4).

Es soll aber noch einmal unterstrichen werden, dass hier die wirtschaftlich optimalen Varianten verglichen werden. Das Tool ermöglicht es auch, nach anderen Kriterien zu suchen. Wenn ein Investor besonderen Wert auf eine hohe EVR oder einen hohen AG legt, so kann auch dafür die geeignete Präferenz-Variante identifiziert werden. Die folgende Tabelle 6.12 zeigt die Spannbreite zwischen der Mindest- und Maximalvariante:

Tabelle 6.12: Spannbreite der Varianten für Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad

	min.	max.
Eigenverbrauchsrate		
Büro	95,11 %	100 %
Theater	75,08 %	94,12 %
Krankenhaus	94,20 %	99,24 %
Autarkiegrad		
Büro	18,95 %	19,92 %
Theater	25,86 %	32,42 %
Krankenhaus	24,28 %	25,58 %

7 Zusammenfassung und Ausblick

Diese Arbeit sollte einen Beitrag dazu leisten, Informationen zur Entscheidungsfindung für den Einsatz von großen Batteriespeichern (BS) in Nichtwohngebäuden bereitzustellen. Dazu wurde ein Simulationstool entwickelt, mit dessen Hilfe vorhabenbezogen die Frage beantwortet werden kann, ob sich der Einsatz eines BS wirtschaftlich rechnet und welche Größe und Einsatzkonfiguration für den BS gegebenenfalls optimal sind.

Zunächst war zu klären, ob sich das Tool auf allgemein verfügbare Standardlastprofile stützen kann. Dazu wurde ein hochgerechnetes BDEW-Lastprofil für ein Bürogebäude mit dem Lastgang eines real existierenden Bürogebäudes verglichen. Obwohl der jährliche Gesamtverbrauch in beiden Fällen fast identisch war, zeigten sich Abweichungen vor allem beim Spitzenlastwert, und zwar um den Faktor 3. Von daher scheidet die Verwendung standardisierter Lastprofile für das Tool aus. Stattdessen sind reale Lastgänge heranzuziehen.

Für die vorliegende Arbeit wurden beispielhaft drei reale Lastgänge von gewerblich genutzten Gebäuden betrachtet, die von der Firma Averdung bereitgestellt wurden: ein Bürogebäude mit Hauptverbräuchen zwischen 8 und 18 Uhr, ein Theater mit Verbrauchsschwerpunkten in den Nachmittags- und Abendstunden und als größtes Objekt ein Krankenhaus mit einer relativ hohen durchlaufenden Grundlast.

Für alle drei Nutzungsszenarien wurde davon ausgegangen, dass die Gebäude jeweils mit einer PV-Anlage auszustatten waren, die 80 % der Dachfläche nutzte. Als BS wurden variable Speichergrößen zwischen 100 kWh und 1500 kWh betrachtet. Als Möglichkeiten für die Mehrzwecknutzung der BS wurden neben EVO und SLK auch der Einsatz des BS (als Überbrückungsreserve) zur Notstromversorgung und zur Teilnahme am Regelenergiemarkt erörtert.

Mit den betrachteten BS war die vom BBK empfohlene Notstromversorgung für eine Dauer von 72 Stunden nicht erreichbar, allerdings zeigte sich, dass beim Einsatz größerer Speicher beachtliche Überbrückungszeiten erreicht werden können. Diese würden

unter bestimmten Bedingungen ausreichen, um die Gebäude in geordneter Weise zu räumen. Voraussetzung wäre allerdings, einen Teil der Speicherkapazität für diesen Zweck permanent zu reservieren.

Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt ergab sich, dass dies gegenwärtig eventuell als zusätzliche Option bei einem auch ansonsten schon rentablen Einsatz eines BS infrage kommt.

Im Folgenden konzentrierte sich die Arbeit daher auf den rentablen Einsatz von BS zur EVO und zur SLK, beziehungsweise auf eine Kombination von beiden. Insgesamt wurde die Wirtschaftlichkeit von 450 verschiedene Varianten untersucht. Vergleichsbasis war eine Situation, in der auf PV-Anlage und BS verzichtet und der gesamte Strombedarf aus dem Netz gedeckt wird. Betrachtet wurde eine Bilanz nach Ablauf von 20 Jahren, wobei für die PV-Anlage eine Lebensdauer von 20 Jahren und für die BS eine Lebensdauer von zehn Jahren angenommen wurden. Auch bei den übrigen zugrunde gelegten Annahmen wurde ein konservativer Ansatz verfolgt. So wurde zum Beispiel angenommen, dass der Strompreis von 16,93 ct/kWh über die gesamte Laufzeit unverändert bleibt. Auf diese Weise sollten überoptimistische Aussagen bezüglich der Wirtschaftlichkeit von BS vermieden werden.

Im Ergebnis zeigte sich, dass es in jedem der drei Nutzungsszenarien (Büro, Theater, Krankenhaus) Einsatzvarianten für eine Kombination aus PV-Anlage und BS gibt, die wirtschaftlich deutlich günstiger sind als die Basisvariante ohne PV-Anlage und BS. Die bestmöglichen Einsparungen bewegen sich je nach Szenario zwischen 6,55 und 11,68 % im Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Sie werden jeweils mit dem kleinsten betrachteten BS (100 kWh) erreicht. Auch größere BS sind in bestimmten Konstellationen unter dem Strich im Vergleich zur Basisvariante wirtschaftlich noch positiv zu bewerten.

Allerdings zeigte sich auch, dass eine PV-Anlage ohne BS wirtschaftlich betrachtet gegenwärtig noch günstiger ist als die Kombination von beiden. Wer rein wirtschaftlich mit einem kurzen Zeithorizont kalkuliert, wird sich also im Moment für eine PV-Anlage ohne BS entscheiden. Immerhin ist der Abstand zu einer PV-Anlage mit BS kostenmäßig bereits so gering, dass sich auch eine Entscheidung für den BS gut begründen lässt, zum Beispiel, wenn man in den kommenden Jahren mit steigenden Preisen für den Strombezug aus dem Netz rechnet.

Wie einleitend zu dieser Arbeit beschrieben, wächst in allen Bereichen der gesellschaftliche Druck, mehr zum Schutz von Umwelt und Klima zu tun, auch wenn dies im

Einzelfall betriebswirtschaftlich betrachtet nicht immer die günstigste Lösung ist. Insbesondere Betriebe und Einrichtungen unter Einfluss oder Kontrolle der öffentlichen Hand stehen unter Druck, ambitionierte Pläne zum Umstieg auf die Nutzung erneuerbarer Energien umzusetzen.

Von daher liegt es nahe, das Tool um eine Funktion zu ergänzen, die es erlaubt, die Umweltauswirkungen des Einsatzes von BS zu beziffern. Im Focus stehen hier die vermiedenen CO₂-Emissionen. Der Vorteil von BS ist, dass sie die Nutzung von mit der eigenen PV-Anlage erzeugtem Strom auch zu Tageszeiten erlauben, zu denen der Anteil von Strom aus fossilen Energieträgern im Netz gewöhnlich am höchsten ist, nämlich abends oder nachts, weil dann das Angebot an Ökostrom niedriger ist als tagsüber. Es wäre also eine Methodik zu entwickeln, die diesen Vorteil zu quantifizieren erlaubt. Betrachtet werden müsste allerdings auch, in welchem Maße bei der Herstellung von BS CO₂-Emissionen entstehen und wie lange es dauert, diesen „CO₂-Rucksack“, den BS aufgrund ihrer Herstellung mitbringen, auszugleichen.

Abbildungsverzeichnis

3.1	Vergleich eines realen Lastgangs mit einem hochgerechneten BDEW-Lastgang	11
3.2	Lastprofil Büro an einem Werktag	15
3.3	Lastgänge Büro nach Wochentagen in typischen Winter-, Sommer- und Übergangswochen	16
3.4	Jahresdauerlinie Büro viertelstündlich	17
3.5	Lastprofil Theater an einem Werktag	18
3.6	Lastgänge Theater nach Wochentagen in typischen Winter-, Sommer- und Übergangswochen	19
3.7	Jahresdauerlinie Theater viertelstündlich	20
3.8	wöchentliches Standardlastprofil Krankenhaus	21
3.9	Lastgänge nach Wochentagen in typischen Winter-, Sommer- und Übergangswochen	21
3.10	Jahresdauerlinie Krankenhaus viertelstündlich	22
4.1	Schematische Darstellung der Stromflüsse	25
4.2	Schematische Darstellung der Eigenverbrauchsoptimierung	26
4.3	Eigenverbrauchsoptimierung durch Energiebereitstellung aus dem Batteriespeicher	27
4.4	Vermeidung von Lastspitzen durch Energiebereitstellung aus dem Batteriespeicher	29
4.5	Überbrückungszeiten mit verschiedenen BS-Größen und Verbräuchen bei Wegfallen des Netzstroms und ohne Wiederaufladung des BS	31
5.1	Überprüfung des Residuallastgangs	47
5.2	Ladezustand eines Batteriespeichers im Zeitverlauf	50
5.3	Reduktion des Netzbezugs durch Einsatz von PV-Anlage und Batteriespeicher	50
5.4	Jahresdauerlinien durch Reduktion des Netzbezugs	51

6.1	Schwankungen in des Ladezustands des 100 kWh BS Büro im Jahresverlauf	59
6.2	Kappung der überschießenden Last durch 100 kWh BS Büro	60
6.3	Jahresdauerlinie für 100 kWh BS Büro	60
6.4	Schwankungen des Ladezustandes des 100 kWh BS Theater im Jahresverlauf	64
6.5	Kappung der überschießenden Last durch 100 kWh BS Theater	65
6.6	Jahresdauerlinie für 100 kWh BS Theater	65
6.7	Schwankungen des Ladezustands des 100 kWh BS Krankenhaus im Jahresverlauf	69
6.8	Kappung der überschießenden Last durch 100 kWh BS Büro	69
6.9	Jahresdauerlinie für 100 kWh BS Büro	70
6.10	Autarkiegrad, Eigenverbrauchsrate und Frequenz der Vollzyklen für 100 kWh BS im Vergleich der Nutzungsszenarien	72

Tabellenverzeichnis

3.1	Zusammenfassende Beschreibung der Standardlastprofile des BDEW . .	9
3.2	Zur Verfügung stehende Lastgänge, ausgewählte hervorgehoben	13
3.3	Wesentliche Angaben zu den drei Nutzungsszenarien	23
5.1	Spezifische Anlagekosten €/kW laut Fraunhofer-Studie [25]	37
6.1	Zusammenfassung der Parameter für die Simulation der Nutzungssze- narien	54
6.2	Kosten nach Speichergröße im Nutzungsszenario Büro	56
6.3	Varianten wirtschaftlicher Batteriespeicher im Nutzungsszenario Büro .	57
6.4	Vergleich der wirtschaftlich optimalen Variante mit der größten wirt- schaftlich noch positiven Batteriespeicher-Variante im Nutzungsszenario Büro	58
6.5	Kosten nach Speichergröße im Nutzungsszenario Theater	61
6.6	Varianten wirtschaftlicher Batteriespeicher im Nutzungsszenario Theater	62
6.7	Vergleich der wirtschaftlich optimalen Variante mit der größten wirt- schaftlich noch positiven Batteriespeicher-Variante im Nutzungsszenario Theater	63
6.8	Kosten nach Speichergröße im Nutzungsszenario Krankenhaus	66
6.9	Varianten wirtschaftlicher Batteriespeicher im Nutzungsszenario Kran- kenhaus	67
6.10	Vergleich der wirtschaftlich optimalen Variante mit der größten wirt- schaftlich noch positiven Batteriespeicher-Variante im Nutzungsszenario Krankenhaus	68
6.11	Amortisationszeit in Jahren	71
6.12	Spannbreite der Varianten für Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad .	73

Literaturverzeichnis

- [1] AUNDRUP THOMAS U.A.: *Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene*. Frankfurt a. M., 2015. – URL <https://speicherinitiative.at/wp-content/uploads/sites/8/2020/11/03-Batterienspeicher.pdf>. – siehe S. 128 und 132
- [2] BERLINER STADTWERKE: *Welches ist der optimale Aufstellwinkel von Solarmodulen?*. – URL https://berlinerstadtwerke.de/faq_pv_cat/auslegung-und-ertragseinfluesse-auf-eine-pv-anlage/. – (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [3] ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER: *Webseite*. – URL <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>
- [4] BRANDENBURGISCHE TECHNISCHE UNIVERSITÄT COTTBUS: *Repräsentative VDEW-Lastprofile*. Frankfurt (Main), 1999. – URL https://www.bdew.de/media/documents/1999_Repraesentative-VDEW-Lastprofile.pdf. – (letzter Zugriff 02.02.2021)
- [5] BRANDENBURGISCHE TECHNISCHE UNIVERSITÄT COTTBUS: *Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step*. Frankfurt (Main), 2000. – URL https://www.bdew.de/media/documents/2000131_Anwendung-repraesentativen_Lastprofile-Step-by-step.pdf. – siehe Schritt 3 „Charakterisierung der Kundengruppen“, S. 4 – 9, (letzter Zugriff 02.02.2021)
- [6] BUNDESAMT FÜR BEVÖLKERUNGSSCHUTZ UND KATASTROPHENHILFE: *Notstromversorgung in Unternehmen und Behörden*. Bonn, 2019
- [7] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE: *Merkblatt für Energieaudits nach den gesetzlichen Bestimmungen der §§ 8ff. EDL-G*, Eschborn. – (Stand 30.11.2020)
- [8] BUNDESNETZAGENTUR: *Großhandelspreise*. – URL <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/562>. – (letzter Zugriff 02.02.2021)

- [9] BUNDESNETZAGENTUR: Monitoringbericht 2020. – URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html. – siehe S. 237/238 (letzter Zugriff 26.02.2021)
- [10] BUNDESNETZAGENTUR: Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. – URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html. – (letzter Zugriff 04.02.2021)
- [11] BUNDESNETZAGENTUR: *Fördersätze für PV-Anlagen*. – URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html;jsessionid=02B9E707CA8B55F03A8EA63103F7B53D. – (letzter Zugriff 04.02.2021)
- [12] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2019*. – URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191127_Monitoringbericht.html. – siehe S. 286 bis 288 (letzter Zugriff 04.02.2021)
- [13] BUNDESNETZAGENTUR: *Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt (Stand: März 2020)*. Bonn, 2020
- [14] DEUTSCH, Thomas: *Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Erzeugung unter Berücksichtigung von Speichern*. Diplom-Arbeit an der TU-Wien. Wien, 2014. – URL https://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_233014.pdf. – (letzter Zugriff 26.02.2021)
- [15] ENERGIEAGENTUR RHEINLAND-PFALZ: *Photovoltaik-Anlagen und Batteriespeicher zur Eigenversorgung in Privathaushalten, Wirtschaftlichkeitsberechnung*. Kaiserslautern, Stand Oktober 2019. – URL https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/erneuerbare_energien/Faktenpapier_PV_Speicher-Wirtschaftlichkeitsberechnung.pdf
- [16] ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ. – vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist, § 61 und § 61b.

- [17] ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ VOM 21. JULI 2014 (BGBl. I S. 1066). – das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist, § 25.
- [18] FIGGENER JAN U.A.: *The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020*. Artikel im Journal of Energy Storage. Juni 2020. – URL <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101153>. – (letzter Zugriff 01.02.2021)
- [19] FINANZTIP VERBRAUCHERINFORMATION GMBH: *Sonnenstrom im Akku speichern*. Download von www.pv-fakten.de. Berlin, Dezember 2020. – URL <https://www.finanztip.de/photovoltaik/stromspeicher/>. – (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [20] FIRMA EEG SOLAR: Webseite. – URL <https://eegsolar.de/unterschiede-zwischen-ac-dc-systemen/>. – (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [21] FLECK, Manuel G.: *Prognose des Direktnutzungsgrads bei solarer Stromerzeugung*. Masterarbeit HAW Hamburg. Hamburg 2014. – siehe S. 36–38
- [22] FLURI, Verena: *Wirtschaftlichkeit von zukunftsfähigen Geschäftsmodellen dezentraler Stromspeicher*. Dissertation. Universität Flensburg, 2018. – URL <https://www.zhb-flensburg.de/fileadmin/content/spezial-einrichtungen/zhb/dokumente/dissertationen/fluri/fluri-2019-wirtschaftlichkeit-dez-stromspeicher.pdf>. – (letzter Zugriff 01.02.2021)
- [23] FORSCHUNGSGRUPPE SOLARSPEICHERSYSTEME DER HOCHSCHULE FÜR TECHNIK UND WIRTSCHAFT (HTW): *Berlin Stromspeicher-Inspektion: Bewertung der Systemtechnik zur Speicherung von Solarstrom*. Beitrag für das 34. PV-Symposium Kloster Banz, Bad Staffelstein, 19.-21. März 2019. – URL <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/WENIGER-2019-Stromspeicher-Inspektion-Bewertung-der-Systemtechnik-zur-Speicherung-von-Solarstrom.pdf>
- [24] FRAUNHOFER INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE: *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem*. Freiburg 2020. – URL <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>. – siehe S.7 und S.28, (letzter Zugriff 24.01.2021)
- [25] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Freiburg, März 2018. – URL https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_

- [Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf](#). – siehe S.10 und S.17, (letzter Zugriff 01.02.2021)
- [26] FRAUNHOFER ISE: *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Download von www.pv-fakten.de. – URL <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>. – siehe S.8, (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [27] INSTITUT FÜR STROMRICHTERTECHNIK UND ELEKTRISCHE ANTRIEBE RWTH AACHEN: *Speichermontoring BW – Jahresbericht 2019*. – siehe S. 14
- [28] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL VOCABULARY (IEV): Webseite. – URL <https://www2.dke.de/de/Online-Service/DKE-IEV/Seiten/IEV-Woerterbuch.aspx>. – (letzter Zugriff 02.02.2021)
- [29] INTERNETPLATTFORM ZUR VERGABE VON REGELLEISTUNG: FAQs Batteriespeicher. – URL <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/stromspeicher/batteriespeicher/faq-batteriespeicher>. – (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [30] JÖRG BÖTTCHER, PETER NAGEL (HRSG.): *Batteriespeicher*. Berlin/Boston, 2018. – siehe das Kapitel Technik der Batteriespeicher ab S. 139
- [31] KfW: *Inlandsförderung*. Webseite. – URL [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/). – (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [32] KfW: *Konditionenanzeiger*. Webseite. – URL <https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger>. – (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [33] KÖHLER, Simon: *Technische und wirtschaftliche Betrachtung eines Energiemanagement-Systems zur Optimierung des Eigenstromverbrauchs von Privatkunden*. Masterarbeit HAW Hamburg. Hamburg 2012. – siehe S. 43
- [34] KREDITRECHNER: Annuitätendarlehen. – URL <https://www.zinsen-berechnen.de/kreditrechner.php>. – (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [35] LANDESRECHT HAMBURG: *Hamburgisches Gesetz zum Schutz des Klimas*. Hamburg 2020. – URL <http://www.landesrecht-hamburg.de/jportal/portal/page/bshaprod.psml?showdoccase=1&doc.id=jlr-KlimaSchGHA2020rahmen>. – (letzter Zugriff 24.01.2021)

- [36] LECKZUT, Björn R.: *Untersuchung und Bewertung von Peak Shaving und hybriden Antrieben auf Schiffen*. Bachelorarbeit HAW Hamburg. Hamburg, 2018. – URL <https://reposit.haw-hamburg.de/handle/20.500.12738/8578>. – siehe S. 14 – 27, (letzter Zugriff 28.02.2021)
- [37] MARIAUD, Arthur: *Integrated optimisation of photovoltaic and battery storage systems for UK commercial buildings*. Artikel in Applied Energy. Mai 2017. – URL <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.04.067>. – (letzter Zugriff 01.02.2021)
- [38] McLAREN JOYCE U.A.: *Solar-plus-storage economics: What works where, and why?* Artikel in The Electricity Journal. Januar/Februar 2019. – URL <https://doi.org/10.1016/j.tej.2019.01.006>. – (letzter Zugriff 01.02.2021)
- [39] MEREI GHADA U.A.: *Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications*. Artikel in Applied Energy. April 2016. – URL <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.083>. – (letzter Zugriff 01.02.2021)
- [40] MESSSTELLENBETRIEBSGESETZ: vom 29. August 2016. – URL <https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/>. – (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 90 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1626) geändert worden ist
- [41] ONLINE-LEXIKON DES BATTERIEFORUMS DEUTSCHLAND: Webseite. – URL <https://www.batterieforum-deutschland.de/infoportal/lexikon/c-koeffizient/>. – (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [42] PAUL, Elena: *Batteriespeicher in Nichtwohngebäuden - Untersuchungen zum Einsatz zur Lastspitzenkappung und Steigerung der Netzdienlichkeit*. Dissertation Gottfried Wilhelm Leibniz Universität. Hannover, 2020
- [43] PIETSCH, Manuel: *Optimierung eines Photovoltaikspeichers. Vergleich diverser Operationsstrategien zur Kostenminimierung*. Hamburg, 2016
- [44] POLYSUN: *Energiesysteme zuverlässig und ganzheitlich planen*. – URL <https://www.velasolaris.com/>. – (letzter Zugriff 02.02.2021)
- [45] PROGNOSE, ÖKO-INSTITUT, WUPPERTAL-INSTITUT: *Klimaneutrales Deutschland. In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals*. 2020. – URL https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2020/11/2020_KNDE_Langfassung_WEB.pdf. – S.28, (letzter Zugriff 24.01.2021)

- [46] PV-MODUL: Webseite. – URL <https://www.secondsol.com/de/anzeige/17254/hanwha-q-cells/hanwha-q-cells/q-peak-g4-1-300-wp>. – Siehe das dort als PDF abrufbare Datenblatt, (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [47] PVSYSTEM: Webseite. – URL <https://www.pvsyst.com/>. – (letzter Zugriff 26.02.2021)
- [48] PYTHON-KURS: *Pandas DataFrame*. – URL https://www.python-kurs.eu/pandas_DataFrame.php. – (letzter Zugriff 05.02.2021)
- [49] SCHULZ DETLEF U.A.: *Autarke Notstromversorgung der Bevölkerung unterhalb der KRITIS-Schwelle*. Hamburg, 2015
- [50] STROM-REPORT: Strom-Preis Gewerbe. – URL <https://strom-report.de/strompreis-gewerbe/>. – (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [51] STROMNETZ HAMBURG: *Netzentgelte 2020*. – URL <https://www.stromnetz-hamburg.de/fuer-partner/stromlieferanten/netzentgelte>. – (letzter Zugriff 04.02.2021)
- [52] STROMNETZ HAMBURG: *Netzentgelte 2021*. – URL <https://www.stromnetz-hamburg.de/fuer-partner/stromlieferanten/netzentgelte>. – (letzter Zugriff 05.02.2021)
- [53] STROMNETZENTGELTVERORDNUNG VOM 25. JULI 2005 (BGBl. I S. 2225). – die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 30. Oktober 2020 (BGBl. I S. 2269) geändert worden ist
- [54] STROMNETZZUGANGSVERORDNUNG: vom 25. Juli 2005. – URL <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnzv/BJNR224300005.html>. – (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist
- [55] TSIROPOULOS IOANNIS U.A.: *Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications – Scenarios for costs and market growth*. Publications Office of the European Union. Luxembourg, 2018
- [56] VATTENFALL: Webseite. – URL <https://www.vattenfall.de/geschaeftskunden-was-sind-rlm-slp-zaehler>. – (letzter Zugriff 02.02.2021)
- [57] WECHSELRICHTER. – URL <https://files.sma.de/downloads/STP50-40-DS-de-30.pdf>. – (letzter Zugriff 03.02.2021)

- [58] WEGATECH: Webseite. – URL <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/stromspeicher/akkutypen/>. – (letzter Zugriff 03.02.2021)
- [59] WENIGER JOHANNES U.A.: *Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme*, Beitrag für das 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie. Kloster Banz, Bad Staffelstein, 4.-6. März 2015. – URL <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2014/04/WENIGER-2015-Einfluss-verschiedener-Betriebsstrategien-auf-die-Netzeinspeisung-r%C3%A4umlich-verteilter-PV-Speichersysteme.pdf>. – siehe S. 9.

A Anhang

A.1 Simulationsparameter der Photovoltaik-Anlage

PVSYST V6.77	Averdung Ingenieurgesellschaft mbH (Germany)		16/09/20	Seite 1/3					
Netz gekoppeltes System: Simulationsparameter									
Projekt :	JJ Bachelorarbeit								
Geografische Station	Hamburg/Fuhlsbittel	Land	Deutschland						
Lage	Breitengrad	53.63° N	Längengrad	10.00° E					
Zeit definiert als	Ortszeit	Zeitzone UT+1	geogr. Höhe	15 m					
	Albedo	0.20							
Wetterdaten:	Hamburg/Fuhlsbittel	MeteoNorm 7.2 station - Künstlich							
Simulationsvariante :	Neue Simulationsvariante								
	Simulationsdatum	16/09/20 08h40							
Simulationsparameter	Systemtyp	No 3D scene defined, no shadings							
2 orientations	tilts/azimuths	10°/-90° und 10°/90°							
verwendete Modelle	Transposition	Perez	Diffus	Perez, Meteonorm					
Horizont	Freier Horizont								
Nahverschattungen	Keine Verschattungen								
Verbraucheranforderungen :	Unbegrenzte Last (Netz)								
PV-Feld Eigenschaften									
PV-Modul	Si-mono	Modell	Q.PEAK-G4.1 300 Maxim						
Original PVsyst database		Hersteller	Hanwha Q Cells						
Maxim integrated optimizers		Modell	MAX20800	Nennleistung 3 x 107 W					
Anzahl PV-Module		In Reihe	24 Module	Parallel 14 Stränge					
Gesamtzahl der PV-Module		Anzahl Module	336	Nennleistung 300 Wp					
PV-Feld Leistung		Nennleistung (STC)	101 kWp	Bei Betriebsbed. 91.0 kWp (50°C)					
Feld Betriebsbedingungen (50°C)		U mpp	704 V	I mpp 129 A					
Gesamtoberfläche		Moduloberfläche	561 m²	Zelloberfläche 479 m²					
Wechselrichter		Modell	SMA_Tripower_50_CORE1						
Custom parameters definition		Hersteller	SMA						
Kriterien		Betriebsspannung	500-800 V	Nennleistung 50.0 kWac					
Wechselrichter		Anz. Wechselrichter	2 Einheiten	Gesamtleistung 100 kWac					
				Verhältnis Pnenn 1.01					
PV-Feld Verlustgrößen									
Thermischer Verlustfaktor	Uc (konst)	20.0 W/m²K	Uv (Wind)	0.0 W/m²K / m/s					
Kabelverluste	Gesamtfeld-Widerstand	91 mOhm	Verlustanteil	1.5 % bei STC					
Leistungstoleranzabzug			Verlustanteil	-0.4 %					
Mismatch-Verluste Module			Verlustanteil	0.0 % am MPP					
Einfallswinkeleffekt (Anwender) (IAM): Benutzerdefiniertes Profil									
	0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	1.000	1.000	0.970	0.900	0.830	0.690	0.440	0.000

PVSYST V6.77	Averdung Ingenieurgesellschaft mbH (Germany)	16/09/20	Seite 2/3
--------------	--	----------	-----------

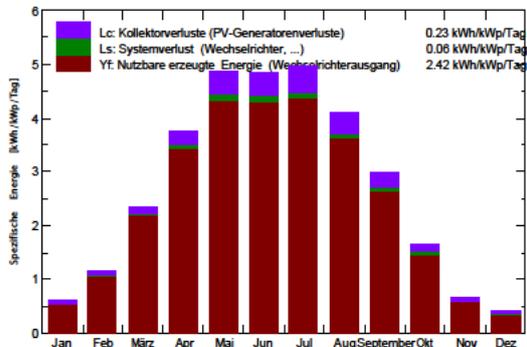
Netz gekoppeltes System: Hauptergebnisse

Projekt : JJ Bachelorarbeit
Simulationsvariante : Neue Simulationsvariante

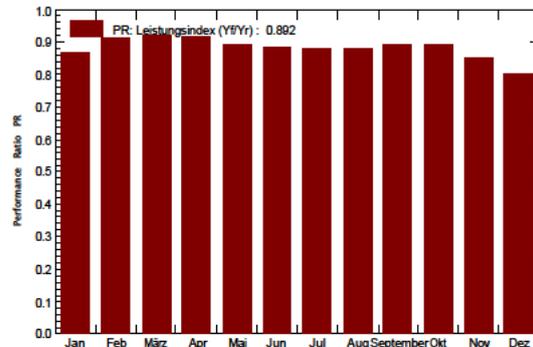
Hauptsystemparameter	Systemtyp	No 3D scene defined, no shadings
PV-Feld-Ausrichtung	2 orientations	Neigung/Azimut = 10°/-90° und 10°/90°
PV-Module	Modell	Q.PEAK-G4.1 300 Maxim Pnenn 300 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	336 Pnenn Total 101 kWp
Wechselrichter	Modell	SMA_Tripower_50_CORE1 Pnenn 50.0 kW ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	2.0 Pnenn Total 100 kW ac
Verbraucheranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)	

Hauptsimulationsergebnisse
 Systemproduktion **Erzeugte Energie 88.93 MWh/Jahr** Produzierbar 882 kWh/kWp/Jahr
 Performance Ratio PR **89.16 %**

Spezifischer Ertrag (pro installiertem kWp): Nennleistung 101 kWp



Performance Ratio PR



Neue Simulationsvariante Bilanzen und Hauptergebnisse

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Januar	19.7	13.70	2.60	19.6	17.8	1.78	1.71	0.866
Februar	33.1	22.50	2.50	32.8	30.8	3.12	3.02	0.914
März	73.4	36.80	4.70	73.2	69.6	6.99	6.82	0.924
April	112.7	56.00	9.50	112.3	107.9	10.61	10.37	0.915
Mai	151.4	77.10	13.50	150.5	145.5	13.84	13.53	0.892
Juni	146.5	87.60	15.80	145.3	140.4	13.30	13.00	0.888
Juli	154.8	79.40	18.40	154.0	148.9	13.99	13.68	0.881
August	128.3	67.50	18.00	127.5	123.0	11.60	11.33	0.881
September	89.7	45.00	14.10	89.3	85.5	8.24	8.03	0.892
Oktober	51.4	28.20	9.90	51.3	48.2	4.75	4.62	0.894
November	20.5	13.60	6.20	20.4	18.6	1.83	1.75	0.852
Dezember	13.3	8.30	2.70	13.3	11.6	1.13	1.07	0.799
Jahr	994.8	535.70	9.87	989.5	947.8	91.19	88.93	0.892

Legenden: GlobHor Horizontale Globalstrahlung
 DiffHor Horizontale diffuse Einstrahlung
 T_Amb Umgebungstemperatur
 GlobInc Globaleinstrahlung auf Kollektorfläche
 GlobEff Effektive Globalstr. (IAM u. Verschattungen)
 EArray Effektive Energie am PV-Feld-Ausgang
 E_Grid Ins Netz eingespeiste Energie
 PR Wirkungsgradfaktor

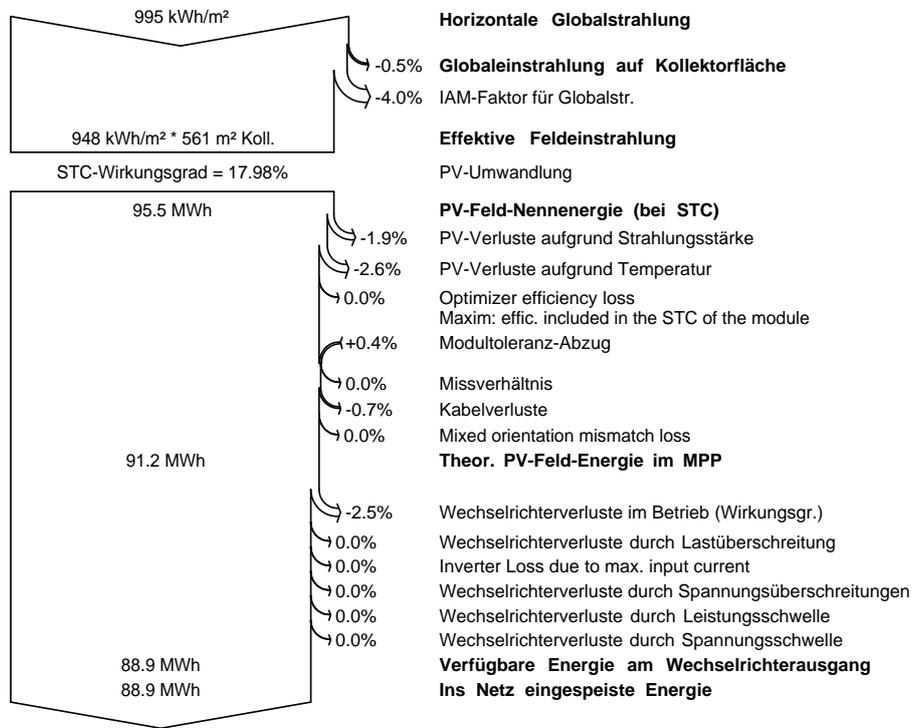
PVSYST V6.77	Averdung Ingenieurgesellschaft mbH (Germany)	16/09/20	Seite 3/3
--------------	--	----------	-----------

Netz gekoppeltes System: Verlust-Diagramm

Projekt : JJ Bachelorarbeit
Simulationsvariante : Neue Simulationsvariante

Hauptsystemparameter	Systemtyp	No 3D scene defined, no shadings
PV-Feld-Ausrichtung	2 orientations	Neigung/Azimet = 10°/-90° und 10°/90°
PV-Module	Modell	Q.PEAK-G4.1 300 Maxim Pnenn 300 Wp
PV-Feld	Anzahl der Module	336 Pnenn Total 101 kWp
Wechselrichter	Modell	SMA_Tripower_50_CORE1 Pnenn 50.0 kW ac
Wechselrichter	Anzahl der Einheiten	2.0 Pnenn Total 100 kW ac
Verbraucheranforderungen	Unbegrenzte Last (Netz)	

Ganzjahres-Verlustdiagramm



A.2 Programmiercode

1. Teil

```
1 import pandas as pd
2 import matplotlib.pyplot as plt
3 import numpy as np
4 from datetime import datetime
5 from ipywidgets import interactive
6 from ipywidgets import widgets
7 import plotly.graph_objects as go
8 import plotly.express as px
9 import seaborn as sns
10 from pandas import DataFrame
11 import math
12 from matplotlib import dates as mpl_dates
```

2. Teil

```
1 #Daten werden aus einer Excel-Datei ausgelesen
2 #Auf ein 1 kWp normierter PV-Ost-West-Anlage Erzeugungslastgang
3 PVZR = pd.read_excel('D:\\Uni\\Semester_10\\Bachelorarbeit\\Szenarien\\PV
4                               \\PV_OW_15min.xlsx', skiprows=[0])
5
6 #SZENARIO AUSWAHL: K-Krankenhaus, B-Buero, T-Theater
7 Szenario = 'T'
8
9 if Szenario == 'K': #Krankenhaus Lastgang fuer das Jahr 2018
10     K = pd.read_excel('D:\\Uni\\Semester_10\\Bachelorarbeit\\Szenarien\\
11                               G3\\Krankenhaus\\Krank_Last_2018.xlsx'
12                               , skiprows=[0])
13     VerbrauchZR_kW = K['kW 3']
14     Datum = K['Datum']
15     NutzbareDachflaeche_qm = 12000 #Zur Verfuegung stehende nutzbare
16                               Dachflaeche in qm
17 elif Szenario == 'B': #Buero, Lastgang fuer das Jahr 2018
18     B = pd.read_excel('D:\\Uni\\Semester_10\\Bachelorarbeit\\Szenarien\\G1
19                               \\Buro\\Buro_Last_gesamt.xlsx',
20                               skiprows=[0])
21     VerbrauchZR_kW = B['kW 2']
22     Datum = B['Datum 2']
23     NutzbareDachflaeche_qm = 1801 #Zur Verfuegung stehende nutzbare
24                               Dachflaeche in qm
```

```
20 elif Szenario == 'T': #Theater Lastgang fuer das Jahr 2015
21     T= pd.read_excel('D:\\\\Uni\\Semester_10\\Bachelorarbeit\\Szenarien\\G2
                        \\Kultur_Last_2015.xlsx', skiprows=[0])
22     T['Datum']=T['Datum'].map(lambda x:datetime.strptime(str(x), '%d.%m.%Y
                        %H:%M'))
23     VerbrauchZR_kW = T['kW 4']
24     Datum = T['Datum']
25     NutzbareDachflaeche_qm = 6086 #Zur Verfuegung stehende nutzbare
                        Dachflaeche in qm
```

3. Teil

```
1 #Auslegung der PV-Anlage, abhaengig von der vorgegebenen Dachflaeche
2 #Auf einer Flaeche von 1 qm koennen 0.13 kWp installiert werden
3 SpezifischePVLeistung_kWp = 0.13
4
5 #InstallierteLeistung in kWp der PV-Anlage
6 InstallierteLeistung_kWp = NutzbareDachflaeche_qm *
                        SpezifischePVLeistung_kWp
7
8 #Datensatz fuer die installierte Leistung wird erstellt
9 PVZR_kW=PVZR*InstallierteLeistung_kWp
10
11 #Residuallast, Bilanz aus dem Verbrauch und der Erzeugung
12 ResiduallastZR_kW=list((np.array(VerbrauchZR_kW) - np.array(PVZR_kW)))
13 ResiduallastnegativZR_kW=[] #Erzeugungsuueberschuss
14 ResiduallastpositivZR_kW=[] #Restverbrauch
15
16 for i in ResiduallastZR_kW:
17     if i > 0:
18         ResiduallastpositivZR_kW.append(i)
19         ResiduallastnegativZR_kW.append(0)
20     else:
21         ResiduallastpositivZR_kW.append(0)
22         ResiduallastnegativZR_kW.append(i*-1)
```

4. Teil

```
1 #Aus dem mittleren Verbrauch um 12 Uhr vom 1.Mai bis zum 31.August wird
                        ein Anhaltspunkt errechnet, wie #hoch
                        die Spitzenleistung der PV-Anlage
                        minimal sein muss, damit eine
                        Eigenverbrauchsoptimierung stattfinden
                        kann
```

```
2
3   MittlererVerbrauchZR_kW=VerbrauchZR_kW[11520:23328] #Verbrauch vom 1.Mai
4   bis 31.August
5   MittlererVerbrauchZR_kW = MittlererVerbrauchZR_kW[48::96] #Verbrauch
6   immer um 12 Uhr vom 1.Mai bis 31.
7   August
8   MittlererVerbrauchZR_kW = np.mean(MittlererVerbrauchZR_kW) #Mittelwert
9   des Verbrauchs um 12 Uhr vom 1.5. bis
10  31.8.
11 print("Spitzenleistung der Anlage:",round(InstallierteLeistung_kWp,2),"
12      kWp")
13 print("Verbrauch: Mittelwert vom 1.Mai bis 31.August um 12 Uhr:",round(
14      MittlererVerbrauchZR_kW, 2),"in kW\n")
15 if MittlererVerbrauchZR_kW < InstallierteLeistung_kWp:
16     print("Eigenverbrauchsoptimierung moeglich.")
17 else:
18     print("Eigenverbrauchsoptimierung nicht moeglich.")
```

5.Teil

```
1 #Darstellung des Verbraucher-, Erzeugungslastgangs und der Residuallast
2 fig = go.Figure()
3 fig.add_trace(go.Scatter(x=list(Datum), y=list(PVZR_kW),name="PV-
4   Erzeugung"))
5 fig.add_trace(go.Scatter(x=list(Datum), y=list(VerbrauchZR_kW),name="
6   Verbrauch"))
7 fig.add_trace(go.Scatter(x=list(Datum), y=list(ResiduallastZR_kW),name="
8   Residuallast"))
9
10 #Erzeugt Titel und Achsenbeschriftungen
11 fig.update_layout(
12     title="Verbraucher- und Erzeugungslastgang",
13     xaxis_title="Datum",
14     yaxis_title="Leistung in kW")
15
16 #Erzeugt Bereichsverschieber
17 fig.update_layout(
18     xaxis=dict(
19     rangeselector=dict(),
20     rangeslider=dict(visible=True),
21     type="date"))
22 fig.show()
```

6.Teil

```

1  def spitzenlast_optimierung(OptimaleSpitzenkappung_kW,CRate,
                               NutzbareBatterieKapazitat_kWh,
2  BatterieKapazitatSLK_kWh):
3
4      #Lade-/Entladeleistung der Batterie in kWh, pro Viertelstunde
5      Batterieleistung_kWh = NutzbareBatterieKapazitat_kWh *CRate*0.25
6
7      #Ladezustand der Batterie
8      Ladezustand_kWh = 0 #Batterie ist anfaenglich als leer anzunehmen
9
10     #Rueckgabewert
11     ErfolgreicheKappung=True
12
13     for i in ResiduallastZR_kW: #im Verbrauch
14         if i > OptimaleSpitzenkappung_kW: # Wenn der Verbrauch hoeher
                                           ist als die optimale Last dann,
                                           entladen
15             Ladezustand_kWh = Ladezustand_kWh -min((i -
                                                         OptimaleSpitzenkappung_kW)*0.25,
                                                         Batterieleistung_kWh)
16
17             if Ladezustand_kWh < 0:      # Wenn die Batterie nicht voll
                                           genug war
18                 ErfolgreicheKappung=False
19                 break
20             elif (i - min((i - OptimaleSpitzenkappung_kW),
                            Batterieleistung_kWh/0.25)) >
                   OptimaleSpitzenkappung_kW: # Spitze
                                           wurde nicht vollstaendig gekappt
21                 ErfolgreicheKappung=False
22                 break
23             else: # Wenn der Verbrauch kleiner ist als die optimale Last
                   dann, laden
24                 Ladezustand_kWh = Ladezustand_kWh + min((
                                                         OptimaleSpitzenkappung_kW - i)*0.25,
                                                         Batterieleistung_kWh,
                                                         BatterieKapazitatSLK_kWh-
                                                         Ladezustand_kWh)
25     return ErfolgreicheKappung

```

7.Teil

```

1  def bisektion(MinWert_kW,MaxWert_kW,CRate,NutzbareBatterieKapazitat_kWh,
                BatterieKapazitatSLK_kWh):

```

```
2     for i in range(12):
3         Mittelwert_kW = (MinWert_kW + MaxWert_kW) / 2
4         ErfolgreicheKappung=spitzenlast_optimierung(Mittelwert_kW,CRate,
5                                                       NutzbareBatterieKapazitat_kWh,
6                                                       BatterieKapazitatSLK_kWh)
7
8         if ErfolgreicheKappung == True:
9             MaxWert_kW = Mittelwert_kW
10        if ErfolgreicheKappung == False:
11            MinWert_kW = Mittelwert_kW
12
13        return MaxWert_kW
```

8.Teil

```
1     #Spitzenlastkappung
2     #WERTAUSWAHL
3     #Aufteilung der Batterie fuer SLK 0 = 0%, 0.25 = 25%, 0.5 = 50%, 0.75=
4         75%, 1 = 100%
5
6     BatterieTeilung=1
7
8     #Kapazitaetsmenge einer Batterie die tatsaechlich genutzt wird
9     #Waehlbare Kapazitaeten von 100kWh bis 1500 kWh in 100er Schritten
10    NutzbareBatterieKapazitat_kWh = 400
11
12    #Lade- oder Entladeleistung der Batterie bezogen auf seine Kapazitaet
13    #W{\a}hlbare C-Raten 0.5 und 1
14    CRate = 0.5
15
16    #Kapazitaetsmenge die auf jeden Fall fuer die SLK benutzt wird
17    BatterieKapazitatSLK_kWh = NutzbareBatterieKapazitat_kWh*BatterieTeilung
18
19    #Spitzenleistung des Verbrauchs uebers Jahr in der Viertelstunde nach
20    Abzug der Erzeugung der PV-Anlage
21    SpitzenleistungVerbrauch_kW = max(ResiduallastpositivZR_kW)
22
23    Ergebnis = []
24
25    MinWert_kW = 0
26    MaxWert_kW = SpitzenleistungVerbrauch_kW
27
28    Ergebnis = bisektion(MinWert_kW,MaxWert_kW,CRate,
29                          NutzbareBatterieKapazitat_kWh
30                          ,BatterieKapazitatSLK_kWh)
```

9.Teil

```

1  #Anzeigen des Verbrauchs nach Nutzen der Batterie,
2  OptimaleSpitzenkappung_kW = Ergebnis
3  hat_geklappt=True
4
5  #Lade-/Entladeleistung der Batterie in kWh, pro Viertelstunde
6  Batterieleistung_kWh = NutzbareBatterieKapazitat_kWh*CRate*0.25
7  LadeLeistung_kWh=0 #Hilfsvariable
8  EntladeLeistung_kWh=0 #Hilfsvariable
9
10 #Zeitreihe (ZR) der Energiemenge in kWh, die in der Batterie einspeichern
    wird, pro Viertelstunde
11
12 BatterieleistungZR_kWh =[]
13
14 #Ladezustand der Batterie in \%
15 LadezustandZR_Proz=[]
16
17 #Kapazitaet der Batterie
18 #Batterie ist anfaenglich als leer anzunehmen
19 Ladezustand_kWh = 0
20
21 #Direkte Einspeisung ins Netz
22 Netzeinspeisung_kWh = 0
23
24 #Bezug aus dem Netz um Batterie aufzuladen
25 Netzbezug_kWh = 0
26
27 for i in ResiduallastZR_kW:
28     LadeLeistung_kWh=0
29     EntladeLeistung_kWh=0
30     if i < 0 :          #Laden mit PV-Erzeugung
31         #min(Residuallast,Batterieleistung,Platz in Batterie)
32         Ladezustand_kWh = Ladezustand_kWh + min((i)*-0.25,
33             Batterieleistung_kWh,
34             [NutzbareBatterieKapazitat_kWh-
35                 Ladezustand_kWh,0]
36             [NutzbareBatterieKapazitat_kWh-
37                 Ladezustand_kWh<=0])
38
39     #Wenn mehr erzeugt als verbraucht wurd -> Einspeisung ins Netz
40     if i*-0.25 > LadeLeistung_kWh:
41         Netzeinspeisung_kWh = Netzeinspeisung_kWh +(i*-0.25 - min((i)
42             *-0.25,Batterieleistung_kWh,

```

```
38         [NutzbareBatterieKapazitat_kWh -
39         Ladezustand_kWh, 0]
40         [NutzbareBatterieKapazitat_kWh -
41         Ladezustand_kWh <= 0]))
42     else:
43         if i < OptimaleSpitzenkappung_kW: #laden des Batterieteil SLK wenn
44             i unter Optispitze
45             if Ladezustand_kWh < BatterieKapazitatSLK_kWh: #laden wenn
46                 BatterieKapazitatSLK noch nicht voll
47                 ist
48                 #min(Leistung bis optimale SLK, RestBatterieleistung, Platz
49                 in Batterieteil)
50                 Ladezustand_kWh = Ladezustand_kWh + min((
51                 OptimaleSpitzenkappung_kW - i)*0.25,
52                 Batterieleistung_kWh, [
53                 BatterieKapazitatSLK_kWh -
54                 Ladezustand_kWh, 0]
55                 [BatterieKapazitatSLK_kWh -
56                 Ladezustand_kWh <= 0]))
57
58                 #Netzbezug
59                 Netzbezug_kWh = Netzbezug_kWh + min((
60                 OptimaleSpitzenkappung_kW - i)*0.25,
61                 Batterieleistung_kWh,
62                 [BatterieKapazitatSLK_kWh - Ladezustand_kWh, 0]
63                 [BatterieKapazitatSLK_kWh - Ladezustand_kWh <= 0]))
64
65         else: #wenn BatterieKapazitatSLK voll ist, dann EVO
66             entladen
67             if Ladezustand_kWh > BatterieKapazitatSLK_kWh: #wenn der
68                 Batterieteil der EVO nicht leer ist,
69                 entladen
70             #min(Residuallast, Batterieleistung_kWh, Platz in
71                 Batterieteil EVO)
72             Ladezustand_kWh = Ladezustand_kWh - min((i)*0.25,
73                 Batterieleistung_kWh,
74                 [Ladezustand_kWh -
75                 BatterieKapazitatSLK_kWh, 0]
76                 [BatterieKapazitatSLK_kWh -
77                 Ladezustand_kWh >= 0]))
78
79         #Wenn OptimaleSpitzenkappung groesser als i, dann Spitze muss
80         gekappt werden
```

```

61     else: #Batterie ist nicht leer
62         if Ladezustand_kWh > 0:
63             Ladezustand_kWh = Ladezustand_kWh - min((i)*0.25,(i-
64                 OptimaleSpitzenkappung_kW)*0.25,
65                 Batterieleistung_kWh,Ladezustand_kWh)
66         else: #Batterie ist leer
67             Ladezustand_kWh = Ladezustand_kWh
68
69     if Ladezustand_kWh < 0: # Wenn die Batterie nicht voll genug war
70         hat_geklappt=False
71         print("Nicht voll genug", i, a)
72
73     elif (i - min((i)*0.25,(i - OptimaleSpitzenkappung_kW) * 0.25,
74             Batterieleistung_kWh) * 4)-0.
75             00000000000001 >
76             OptimaleSpitzenkappung_kW: #Spitze
77             wurde nicht vollstaendig gekappt
78
79         hat_geklappt=False
80         print("Spitze nicht gekappt", i, a)
81
82     BatterieleistungZR_kWh.append(Ladezustand_kWh)
83     LadezustandZR_Proz=np.array(BatterieleistungZR_kWh)/
84         NutzbareBatterieKapazitat_kWh*100
85
86     hat_geklappt

```

10.Teil

```

1     #Batterie Ladezustand in \%
2     # Create figure
3     fig = go.Figure()
4     fig.add_trace(go.Scatter(x=list(Datum), y=list(LadezustandZR_Proz),name="
5         Ladestand"))
6
7     #Erzeugt Titel und Achsenbeschriftungen
8     fig.update_layout(
9         xaxis_title="Datum",
10        yaxis_title="Ladezustand in \%")
11
12    #Erzeugt Bereichsverschieber
13    fig.update_layout(
14        xaxis=dict(
15            rangeselector=dict(),

```

```
16     rangeslider=dict(visible=True),
17     type="date"))
18
19     fig.show()
20
```

11. Teil

```
1     #Liste zeigt ob und mit wieviel die Batterie geladen/entladen wird in kW
2     TempBatterieZR_kWh=list(BatterieleistungZR_kWh)
3     TempBatterieZR_kWh.insert(0,0)
4     TempBatterieZR_kWh.pop(len(TempBatterieZR_kWh)-1)
5     BatterieZR_kWh=list((np.array(BatterieleistungZR_kWh) - np.array(
6         TempBatterieZR_kWh))/0.25)
7
8     NetzZR_kW=list((np.array(ResiduallastZR_kW) + np.array(BatterieZR_kW)))
9
10    NetzbezugZR_kW=[]
11    for i in NetzZR_kW:
12        if i < 0:
13            NetzbezugZR_kW.append(0)
14        else:
15            NetzbezugZR_kW.append(i)
```

12. Teil

```
1     # Vergleich des eigentlichen Verbrauchs mit dem schlussendlichen
2         Netzbezug
3
4     fig = go.Figure()
5     fig.add_trace(go.Scatter(x=list(Datum), y=list(VerbrauchZR_kW), name="
6         Verbrauch"))
7
8     fig.add_trace(go.Scatter(x=list(Datum), y=list(BatterieZR_kW), name="
9         Leistung Batteriespeicher"))
10
11    fig.add_trace(go.Scatter(x=list(Datum), y=list(PVZR_kW), name="PV-
12        Erzeugung"))
13
14    fig.add_trace(go.Scatter(x=list(Datum), y=list(NetzbezugZR_kW), name="
15        Netzbezug"))
16
17    #Erzeugt Titel und Achsenbeschriftungen
18    fig.update_layout(
19        title="Urspruenglicher Verbrauchs und schlussendlicher Netzbezug",
20        xaxis_title="Datum",
21        yaxis_title="Leistung in kW",
22    )
```

```
14
15 # Add range slider
16 fig.update_layout(
17     xaxis=dict(
18         rangeselector=dict(),
19         rangeslider=dict(visible=True),
20         type="date"))
21 fig.show()
```

13. Teil

```
1 #Autarkiegrad in \%
2 AGradPV = (sum(VerbrauchZR_kW) - sum(ResiduallastpositivZR_kW)) / sum(
3     VerbrauchZR_kW)
4 AGradPVS = (sum(VerbrauchZR_kW) - sum(NetzbezugZR_kW)) / sum(VerbrauchZR_kW)
5 print("Autarkiegrad nur mit PV-Anlage", round(AGradPV*100, 2), "\%")
6 print("Autarkiegrad mit PV-Anlage und Speicher", round(AGradPVS*100, 2), "\%
7     \n")
8 #Eigenverbrauchsrate in \%
9 ERatePV = (sum(VerbrauchZR_kW) - sum(ResiduallastpositivZR_kW)) / (sum(
10     PVZR_kW))
11 ERatePVS = (sum(VerbrauchZR_kW) - sum(NetzbezugZR_kW)) / (sum(PVZR_kW))
12 print("Eigenverbrauchsrate nur mit PV-Anlage", round(ERatePV*100, 2), "\%")
13 print("Eigenverbrauchsrate mit PV-Anlage und Speicher", round(ERatePVS*100
14     , 2), "\%\n")
15 #BS Vollzyklen
16 VollZ10 = 10 * (sum(i for i in BatterieZR_kW if i > 0) * 0.25) /
17     NutzbareBatterieKapazitat_kWh
18 print('Vollzyklen des Bs nach 10 Jahren:', round(VollZ10))
```

14. Teil

```
1 #Jahresdauerkennlinie
2 #Sortierung aller Verbrauchswerte vom groessten zum kleinsten Wert
3 JDKVerbrauchZR_kW = np.sort(VerbrauchZR_kW)
4 JDKVerbrauchZR_kW = JDKVerbrauchZR_kW[::-1]
5
6 JDKNetzbezugZR_kW = np.sort(NetzbezugZR_kW)
7 JDKNetzbezugZR_kW = JDKNetzbezugZR_kW[::-1]
8
```

```

9     JDKPVZR_kW = np.sort(PVZR_kW)
10    JDKPVZR_kW = JDKPVZR_kW[::-1]
11
12    JDKBatterieZR_kW = np.sort(BatterieZR_kW)
13    JDKBatterieZR_kW = JDKBatterieZR_kW[::-1]
14
15    plt.figure(figsize =(15,7))
16    plt.grid()
17    plt.plot(Datum,JKKVerbrauchZR_kW)
18    plt.plot(Datum,JKKNetzbezugZR_kW)
19    plt.plot(Datum,JKKPVZR_kW)
20    plt.plot(Datum,JKKBatterieZR_kW)
21    plt.legend(['Verbrauch', 'Netzbezug', 'PV-Erzeugung', 'Leistung
                Batteriespeicher'])
22
23    plt.xlabel("Zeit in Monaten")
24    plt.ylabel("Leistung in kW")
25    date_format = mpl_dates.DateFormatter('%m')
26    plt.gca().xaxis.set_major_formatter(date_format)
27    plt.show()

```

15. Teil

```

1     #Alle Kosten ohne Mehrwertsteuer, Netto
2     #Investitionskosten 1. Speicher 800 Euro/kWh, Lebenszeit min. 10 Jahre
3     Speicher1Invest_EuroprokWh = NutzbareBatterieKapazitat_kWh*800 #Abzug
4                                     Mehrwertsteuer
5     print("Einmalige Investkosten des 1. Speichers:", round(
6                                     Speicher1Invest_EuroprokWh, 2), "Euro")
7
8     #Investitionskosten 2. Speicher 400 Euro/kWh, Lebenszeit min. 10 Jahre
9     Speicher2Invest_EuroprokWh = NutzbareBatterieKapazitat_kWh*400 #Abzug
10                                     Mehrwertsteuer
11    print("Einmalige Investkosten des 2. Speichers:", round(
12                                     Speicher2Invest_EuroprokWh, 2), "Euro")
13
14    #C-Rate 1 + 200 Euro/kWh
15    if CRate == 1:
16        Speicher1Invest_EuroprokWh=Speicher1Invest_EuroprokWh+
17                                        NutzbareBatterieKapazitat_kWh*200
18        Speicher2Invest_EuroprokWh=Speicher2Invest_EuroprokWh+
19                                        NutzbareBatterieKapazitat_kWh*200
20    else:
21        Speicher1Invest_EuroprokWh=Speicher1Invest_EuroprokWh
22        Speicher2Invest_EuroprokWh=Speicher2Invest_EuroprokWh

```

```

17 SpeicherGesamtInvest_EuroprokWh=Speicher1Invest_EuroprokWh+
18 Speicher2Invest_EuroprokWh
19
20 #Investitionskosten PV-Anlage 800 + Wechselrichter, Lebenszeit 20 bis 35
21 Jahre
22 PVInvest_EuroprokWh = InstallierteLeistung_kWh*800
23 print("Einmalige Investkosten der PV-Anlage:",round(PVInvest_EuroprokWh,2
24 ),"Euro")
25
26 #Gesamte Investitionskosten bei PV-Anlage und 2 Speichern
GesamtInvest_Euro = SpeicherGesamtInvest_EuroprokWh + PVInvest_EuroprokWh

```

16. Teil

```

1 #Darlehen Batteriespeicher, KfW-Kredit ueber 10 Jahre 1,03\% Effektivzins
2 mit Zinsbindung
3 #Unterschiedliche Speichergroessen [100 kWh,...,1500 kWh]
4 NutzbareBatterieKapazitaetZR_kWh = [100,200,300,400,500,600,700,800,900,
5 1000,1100,1200,1300,1400,1500]
6
7 #Jaehrliche Kreditrate fuer unterschiedliche Speichergroessen auf 1 Euro/
8 kWh bezogen
9 KreditrateSpeicherZR_EuroproJahr = [10.534,21.069,31.603,42.138,52.673,63
10 .208,73.742,84.277,94.811,
11 105.346,115.881,126.415,136.95,147.
12 484,158.019]
13
14 #Auswahl des passenden Darlehens
15 IndexSpeicher = NutzbareBatterieKapazitaetZR_kWh.index(
16 NutzbareBatterieKapazitaet_kWh)
17 KreditrateSpeicher1C05_EuroproJahr = KreditrateSpeicherZR_EuroproJahr[
18 IndexSpeicher]*800 #Speicher 1, C0.5,
19 800 Euro/kWh
20 KreditrateSpeicher2C05_EuroproJahr = KreditrateSpeicherZR_EuroproJahr[
21 IndexSpeicher]*400 #Speicher 2, C0.5,
22 400 Euro/kWh
23 KreditrateSpeicher1C1_EuroproJahr = KreditrateSpeicherZR_EuroproJahr[
24 IndexSpeicher]*1000 #Speicher 1, C1,
25 1000 Euro/kWh
26 KreditrateSpeicher2C1_EuroproJahr = KreditrateSpeicherZR_EuroproJahr[
27 IndexSpeicher]*500 #Speicher 2, C1,
28 500 Euro/kWh

```

```

16
17 #Summe der Ratenzahlung nach 20 Jahren
18 if CRate == 0.5:
19     RatenzahlungGesamtSpeicher_Euro = (KreditrateSpeicher1C05_EuroproJahr
                                         +KreditrateSpeicher2C05_EuroproJahr)*
                                         10
20     KreditrateSpeicher_EuroproJahr = (KreditrateSpeicher1C05_EuroproJahr+
                                         KreditrateSpeicher2C05_EuroproJahr)
21 else:
22     RatenzahlungGesamtSpeicher_Euro = (KreditrateSpeicher1C1_EuroproJahr+
                                         KreditrateSpeicher2C1_EuroproJahr)*10
23     KreditrateSpeicher_EuroproJahr = (KreditrateSpeicher1C1_EuroproJahr+
                                         KreditrateSpeicher2C1_EuroproJahr)
24
25 #Dahrlehen PV-Anlage, KfW-Kredit ueber 20 Jahre 1,31\% Effektivzins mit
    Zinsbindung
26 #[Krankenhaus, Buerro, Theater]
27 Dachflaeche =[12000,1801,6086]
28
29 #Jaehrliche Kreditrate fuer unterschiedliche PV-Anlagen
30 KreditratePVZR_EuroproJahr = [70988.68, 10654.2, 36003.08]
31
32 #Auswahl des passenden Darlehens
33 IndexPV = Dachflaeche.index(NutzbareDachflaeche_qm)
34 KreditratePV_EuroproJahr = KreditratePVZR_EuroproJahr[IndexPV]
35 #Summe der Ratenzahlung nach 10 Jahren
36 RatenzahlungGesamtPV_Euro = KreditratePV_EuroproJahr*20
37
38 #Kreditrate fuer PV + 2 Speicher berechnen
39 KreditrateGesamt_EuroproJahr = KreditrateSpeicher_EuroproJahr+
                                KreditratePV_EuroproJahr
40
41 #Summe der Ratenzahlung fuer PV + 2 Speicher berechnen
42 RatenzahlungGesamt_Euro = RatenzahlungGesamtSpeicher_Euro+
                                RatenzahlungGesamtPV_Euro
43
44 print("Investkosten Gesamt:",round(GesamtInvest_Euro,2),"Euro")
45 print("Kreditrate:", round(KreditrateGesamt_EuroproJahr,2),"Euro")
46 print("Gesamte Ratenzahlung:", round(RatenzahlungGesamt_Euro,2),"Euro")

```

17.Teil

```

1 #Alle Kosten ohne Mehrwertsteuer, Netto

```

```
2  #Betriebskosten der PV-Anlage 1\% und des Speichers 2\% der
    Investitionskosten pro Jahr
3  #PV 0.5\% Betriebsfuehrung 0.5\% Instandhaltung...
4  Betriebskosten_Euro = PVInvest_EuroprokW*0.01 +
    SpeicherGesamtInvest_EuroprokWh/2*0.02
5  print("Jaehrliche Betriebskosten PV-Anlage und Speicher:",round(
    Betriebskosten_Euro,2),"Euro\n")
6
7  #Einspeiseverguetung von 6,01 Cent/kWh Anlagen kleiner 750 kWp sonst 5,18
    Cent/kWh
8  if InstallierteLeistung_kWp <= 750:
9      EinspeiseverguetungPV_Euro = sum(ResiduallastnegativZR_kW)*0.25*0.
    0601
10     EinspeiseverguetungPVS_Euro = Netzeinspeisung_kWh*0.0601
11     print("Jaehrliche Einspeiseverguetung:\n Mit PV und Speicher",round(
    EinspeiseverguetungPVS_Euro,2),
12     "Euro\n Mit PV",round(EinspeiseverguetungPV_Euro,2),"Euro\n")
13 else:
14     EinspeiseverguetungPV_Euro = sum(ResiduallastnegativZR_kW)*0.25*0.
    0518
15     EinspeiseverguetungPVS_Euro = Netzeinspeisung_kWh*0.0518
16     print("Jaehrliche Einspeiseverguetung:\n Mit PV und Speicher",round(
    EinspeiseverguetungPVS_Euro,2),
17     "Euro\n Mit PV",round(EinspeiseverguetungPV_Euro,2),"Euro\n")
18
19 #EEG-Umlage auf Eigenverbrauch 2,6 Cent/kWh
20 EigenverbrauchPV_Euro =(sum(VerbrauchZR_kW)-sum(ResiduallastpositivZR_kW)
    )*0.25*0.026
21 EigenverbrauchPVS_Euro =(sum(VerbrauchZR_kW)-sum(NetzbezugZR_kW))*0.25*0.
    026
22 print("Jaehrliche EEG-Umlage auf Eigenverbrauch:\n Mit PV und Speicher",
    round(EigenverbrauchPVS_Euro,2),
23 "Euro\n Mit PV",round(EigenverbrauchPV_Euro,2),"Euro\n")
24
25 #Leistungspreis 50,16 Euro/kW mit und ohne Eigenverbrauchsoptimierung (
    EVO)
26 Leistungspreis_EuroprokW = max(VerbrauchZR_kW)*50.16
27 LeistungspreisPV_EuroprokW = max(ResiduallastpositivZR_kW)*50.16
28 LeistungspreisPVS_EuroprokW = max(NetzbezugZR_kW)*50.16
29 print("Jaehrlicher Leistungspreis:\n Ohne:",round(
    Leistungspreis_EuroprokW,2),
30 "Euro\n Mit PV und Speicher:",round(LeistungspreisPVS_EuroprokW,2),
31 "Euro\n Mit PV:",round(LeistungspreisPV_EuroprokW,2),"Euro\n")
32
```

```

33  #Strompreis 0,1693 Euro/kWh mit und ohne Eigenverbrauchsoptimierung (EVO)
34  Strompreis_EuroprokWh = sum(VerbrauchZR_kW)*0.25*0.1693
35  StrompreisPV_EuroprokWh =sum(ResiduallastpositivZR_kW)*0.25*0.1693
36  StrompreisPVS_EuroprokWh = sum(NetzbezugZR_kW)*0.25*0.1693
37  print("Jaehrlicher Strompreis:\n Ohne:",round(Strompreis_EuroprokWh,2),
38  "Euro\n Mit PV und Speicher:",round(StrompreisPVS_EuroprokWh,2),
39  "Euro\n Mit PV:", round(StrompreisPV_EuroprokWh,2),"Euro\n")
40
41  #Jaehrlich anfallende Gesamtkosten mit und ohne
                                Eigenverbrauchsoptimierung (EVO)
42  JahrKosten_Euro = Leistungspreis_EuroprokWh+Strompreis_EuroprokWh
43  JahrKostenPV_Euro = (PVInvest_EuroprokW*0.01+LeistungspreisPV_EuroprokWh+
                                StrompreisPV_EuroprokWh
44  -EinspeiseverguetungPV_Euro+EigenverbrauchPV_Euro)
45  JahrKostenPVS_Euro = (Betriebskosten_Euro+LeistungspreisPVS_EuroprokWh+
                                StrompreisPVS_EuroprokWh
46  -EinspeiseverguetungPVS_Euro+EigenverbrauchPVS_Euro)

```

18.Teil

```

1  #Wirtschaftlichkeit auf 20 Jahre mit und ohne Eigenverbrauchsoptimierung
2  Ohne = 20*JahrKosten_Euro
3  PV_Euro =(20*JahrKostenPV_Euro) + RatenzahlungGesamtPV_Euro
4  PVS_Euro =(20*JahrKostenPVS_Euro)+ RatenzahlungGesamtSpeicher_Euro +
                                RatenzahlungGesamtPV_Euro
5  print("Ohne PV und Speicher:",round(Ohne,2),"Euro")
6  print("Mit PV:",round(PV_Euro,2),"Euro")
7  print("Mit PV und Speicher:",round(PVS_Euro,2),"Euro\n")
8  print("Differenz Ohne und PV+Speicher:",round(Ohne-PVS_Euro,2),"Euro")
9  print("Differenz Ohne und PV:",round(Ohne-PV_Euro,2),"Euro")
10 print("Differenz PV und PV+Speicher:",round(PV_Euro-PVS_Euro,2),"Euro")

```

19.Teil

```

1  #Armortisationszeit, Armortisation=Investitionskosten/Differenz der
                                jaehrlich anfallenden Kosten zur
2  #Ausgangssituation ohne PV und Speicher
3  AmortisationPVS = RatenzahlungGesamt_Euro/(JahrKosten_Euro-
                                JahrKostenPVS_Euro)
4  AmortisationPV = RatenzahlungGesamtPV_Euro/(JahrKosten_Euro-
                                JahrKostenPV_Euro)
5  print("Amortisation PV-Anlage nach",AmortisationPV,"Jahren")
6  print("Amortisation PV-Anlage und Speicher nach",AmortisationPVS,"Jahren"
                                )

```

A.3 Tabellen

Szenario 1 - Bürogebäude

- 1. Tabelle (grün) für die Kennwerte der verschiedenen Varianten
- 2. Tabelle (blau) mit der Aufschlüsselung der Kosten für die verschiedenen Varianten über einen Zeitraum von 20 Jahren

Ergebnisse Büro

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0	0.5	100	318	302	19.46	97.7	389.15
0	0.5	200	318	302	19.65	98.66	294.29
0	0.5	300	318	302	19.75	99.15	229.99
0	0.5	400	318	302	19.81	99.46	188.93
0	0.5	500	318	302	19.86	99.69	160.77
0	0.5	600	318	302	19.9	99.88	140.45
0	0.5	700	318	302	19.91	99.93	121.92
0	0.5	800	318	302	19.92	99.98	107.93
0	0.5	900	318	302	19.92	100	96.37
0	0.5	1000	318	302	19.92	100	86.73
0	0.5	1100	318	302	19.92	100	78.85
0	0.5	1200	318	302	19.92	100	72.28
0	0.5	1300	318	302	19.92	100	66.72
0	0.5	1400	318	302	19.92	100	61.95
0	0.5	1500	318	302	19.92	100	57.82
0	1	100	318	302	19.46	97.7	389.15
0	1	200	318	302	19.65	98.66	294.29
0	1	300	318	302	19.75	99.15	229.99
0	1	400	318	302	19.81	99.46	188.93
0	1	500	318	302	19.86	99.69	160.77
0	1	600	318	302	19.9	99.88	140.45
0	1	700	318	302	19.91	99.93	121.92
0	1	800	318	302	19.92	99.98	107.93
0	1	900	318	302	19.92	100	96.37
0	1	1000	318	302	19.92	100	86.73
0	1	1100	318	302	19.92	100	78.85
0	1	1200	318	302	19.92	100	72.28
0	1	1300	318	302	19.92	100	66.72
0	1	1400	318	302	19.92	100	61.95

Ergebnisse Büro

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0	1	1500	318	302	19.92	100	57.82
0.25	0.5	100	318	252	19.39	97.33	321.81
0.25	0.5	200	318	237	19.57	98.26	266.43
0.25	0.5	300	318	225	19.68	98.78	223.66
0.25	0.5	400	318	217	19.74	99.1	197.28
0.25	0.5	500	318	213	19.79	99.33	175.8
0.25	0.5	600	318	210	19.83	99.53	161.07
0.25	0.5	700	318	207	19.85	99.66	148.88
0.25	0.5	800	318	205	19.88	99.79	139.62
0.25	0.5	900	318	202	19.88	99.81	131.02
0.25	0.5	1000	318	200	19.89	99.84	124.66
0.25	0.5	1100	318	198	19.89	99.86	119.81
0.25	0.5	1200	318	195	19.89	99.86	116.02
0.25	0.5	1300	318	193	19.89	99.84	113.39
0.25	0.5	1400	318	191	19.89	99.83	111.58
0.25	0.5	1500	318	189	19.88	99.82	110.67
0.25	1	100	318	252	19.39	97.33	321.81
0.25	1	200	318	237	19.57	98.26	266.43
0.25	1	300	318	225	19.68	98.78	223.66
0.25	1	400	318	217	19.74	99.1	197.28
0.25	1	500	318	213	19.79	99.33	175.8
0.25	1	600	318	210	19.83	99.53	161.07
0.25	1	700	318	207	19.85	99.66	148.88
0.25	1	800	318	205	19.88	99.79	139.62
0.25	1	900	318	202	19.88	99.81	131.02
0.25	1	1000	318	200	19.89	99.84	124.66
0.25	1	1100	318	198	19.89	99.86	119.81
0.25	1	1200	318	195	19.89	99.86	116.02
0.25	1	1300	318	193	19.89	99.84	113.39

Ergebnisse Büro

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0.25	1	1400	318	191	19.89	99.83	111.58
0.25	1	1500	318	189	19.88	99.82	110.67
0.5	0.5	100	318	252	19.3	96.89	236.94
0.5	0.5	200	318	217	19.45	97.65	244.15
0.5	0.5	300	318	210	19.56	98.22	231.33
0.5	0.5	400	318	205	19.63	98.56	215.72
0.5	0.5	500	318	200	19.69	98.83	207.49
0.5	0.5	600	318	195	19.72	99	202.49
0.5	0.5	700	318	191	19.75	99.15	202.82
0.5	0.5	800	318	187	19.77	99.27	205.23
0.5	0.5	900	318	183	19.8	99.38	209.23
0.5	0.5	1000	318	180	19.81	99.45	215.07
0.5	0.5	1100	318	176	19.83	99.53	222.18
0.5	0.5	1200	318	174	19.84	99.59	219.01
0.5	0.5	1300	318	173	19.84	99.6	208.46
0.5	0.5	1400	318	173	19.84	99.6	199.5
0.5	0.5	1500	318	172	19.84	99.6	191.87
0.5	1	100	318	237	19.3	96.89	247.49
0.5	1	200	318	217	19.45	97.65	244.15
0.5	1	300	318	210	19.56	98.22	231.33
0.5	1	400	318	205	19.63	98.56	215.72
0.5	1	500	318	200	19.69	98.83	207.49
0.5	1	600	318	195	19.72	99	202.49
0.5	1	700	318	191	19.75	99.15	202.82
0.5	1	800	318	187	19.77	99.27	205.23
0.5	1	900	318	183	19.8	99.38	209.23
0.5	1	1000	318	180	19.81	99.45	215.07
0.5	1	1100	318	176	19.83	99.53	222.18
0.5	1	1200	318	174	19.84	99.59	219.01

Ergebnisse Büro

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0.5	1	1300	318	173	19.84	99.6	208.46
0.5	1	1400	318	173	19.84	99.6	199.5
0.5	1	1500	318	172	19.84	99.6	191.87
0.75	0.5	100	318	252	19.2	96.4	139.58
0.75	0.5	200	318	210	19.29	96.84	204.32
0.75	0.5	300	318	202	19.37	97.23	213.96
0.75	0.5	400	318	195	19.43	97.56	228.52
0.75	0.5	500	318	189	19.49	97.84	249.79
0.75	0.5	600	318	183	19.54	98.07	268.44
0.75	0.5	700	318	178	19.57	98.24	290.4
0.75	0.5	800	318	174	19.6	98.37	296.74
0.75	0.5	900	318	173	19.62	98.49	279.8
0.75	0.5	1000	318	172	19.64	98.59	266.89
0.75	0.5	1100	318	171	19.65	98.65	255.46
0.75	0.5	1200	318	169	19.66	98.71	246.22
0.75	0.5	1300	318	168	19.67	98.76	238.59
0.75	0.5	1400	318	167	19.68	98.81	232.36
0.75	0.5	1500	318	166	19.69	98.85	227.7
0.75	1	100	318	225	19.2	96.4	175.88
0.75	1	200	318	210	19.29	96.84	204.32
0.75	1	300	318	202	19.37	97.23	213.96
0.75	1	400	318	195	19.43	97.56	228.52
0.75	1	500	318	189	19.49	97.84	249.79
0.75	1	600	318	183	19.54	98.07	268.44
0.75	1	700	318	178	19.57	98.24	290.4
0.75	1	800	318	174	19.6	98.37	296.74
0.75	1	900	318	173	19.62	98.49	279.8
0.75	1	1000	318	172	19.64	98.59	266.89
0.75	1	1100	318	171	19.65	98.65	255.46

Ergebnisse Büro

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0.75	1	1200	318	169	19.66	98.71	246.22
0.75	1	1300	318	168	19.67	98.76	238.59
0.75	1	1400	318	167	19.68	98.81	232.36
0.75	1	1500	318	166	19.69	98.85	227.7
1	0.5	100	318	252	19.08	95.78	15.87
1	0.5	200	318	205	19.07	95.73	137.15
1	0.5	300	318	195	19.06	95.69	174.98
1	0.5	400	318	187	19.05	95.64	221.53
1	0.5	500	318	180	19.04	95.59	269.37
1	0.5	600	318	174	19.03	95.54	297.56
1	0.5	700	318	173	19.02	95.49	277.07
1	0.5	800	318	171	19.01	95.45	262.73
1	0.5	900	318	169	19	95.4	251.62
1	0.5	1000	318	168	18.99	95.35	244.35
1	0.5	1100	318	166	18.98	95.3	238.42
1	0.5	1200	318	165	18.97	95.25	234.8
1	0.5	1300	318	163	18.96	95.21	231.76
1	0.5	1400	318	162	18.96	95.16	229.78
1	0.5	1500	318	160	18.95	95.11	228.64
1	1	100	318	217	19.08	95.78	99.16
1	1	200	318	205	19.07	95.73	137.15
1	1	300	318	195	19.06	95.69	174.98
1	1	400	318	187	19.05	95.64	221.53
1	1	500	318	180	19.04	95.59	269.37
1	1	600	318	174	19.03	95.54	297.56
1	1	700	318	173	19.02	95.49	277.07
1	1	800	318	171	19.01	95.45	262.73
1	1	900	318	169	19	95.4	251.62
1	1	1000	318	168	18.99	95.35	244.35

Ergebnisse Büro

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
1	1	1100	318	166	18.98	95.3	238.42
1	1	1200	318	165	18.97	95.25	234.8
1	1	1300	318	163	18.96	95.21	231.76
1	1	1400	318	162	18.96	95.16	229.78
1	1	1500	318	160	18.95	95.11	228.64

Ergebnisse Büro

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0	0.5	100	2847425	302801	61461	105672	339492	6129	3650722	-5.29	12.49
0	0.5	200	2840672	302801	85461	106709	465912	3624	3797931	-1.48	17.82
0	0.5	300	2837239	302801	109461	107236	592320	2319	3946738	2.39	23.67
0	0.5	400	2835013	302801	133461	107578	718740	1480	4096113	6.26	30.11
0	0.5	500	2833383	302801	157461	107829	845160	863	4245770	10.14	37.22
0	0.5	600	2832068	302801	181461	108031	971580	344	4395597	14.03	45.11
0	0.5	700	2831704	302801	205461	108087	1097988	196	4545844	17.93	53.96
0	0.5	800	2831365	302801	229461	108139	1224408	59	4696114	21.83	63.92
0	0.5	900	2831234	302801	253461	108159	1350816	0	4846470	25.73	75.22
0	0.5	1000	2831234	302801	277461	108159	1477236	0	4996890	29.63	88.15
0	0.5	1100	2831234	302801	301461	108159	1603656	0	5147310	33.53	103.08
0	0.5	1200	2831234	302801	325461	108159	1730064	0	5297718	37.43	120.5
0	0.5	1300	2831234	302801	349461	108159	1856484	0	5448138	41.33	141.1
0	0.5	1400	2831234	302801	373461	108159	1982892	0	5598546	45.24	165.83
0	0.5	1500	2831234	302801	397461	108159	2109312	0	5748966	49.14	196.08
0	1	100	2847425	302801	67461	105672	371094	6183	3688269	-4.32	13.8
0	1	200	2840672	302801	97461	106709	529119	3624	3873138	0.48	20.72
0	1	300	2837239	302801	127461	107236	687129	2319	4059547	5.31	28.49
0	1	400	2835013	302801	157461	107578	845154	1480	4246527	10.16	37.28
0	1	500	2833383	302801	187461	107829	1003179	863	4433789	15.02	47.3
0	1	600	2832068	302801	217461	108031	1161204	344	4621221	19.88	58.83
0	1	700	2831704	302801	247461	108087	1319214	196	4809070	24.76	72.3
0	1	800	2831365	302801	277461	108139	1477239	59	4996945	29.63	88.17
0	1	900	2831234	302801	307461	108159	1635249	0	5184903	34.51	107.18
0	1	1000	2831234	302801	337461	108159	1793274	0	5372928	39.38	130.35
0	1	1100	2831234	302801	367461	108159	1951299	0	5560953	44.26	159.2
0	1	1200	2831234	302801	397461	108159	2109309	0	5748963	49.14	196.08
0	1	1300	2831234	302801	427461	108159	2267334	0	5936988	54.02	244.92
0	1	1400	2831234	302801	457461	108159	2425344	0	6124998	58.89	312.65

Ergebnisse Büro

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0	1	1500	2831234	302801	487461	108159	2583369	0	6313023	63.77	412.86
0.25	0.5	100	2850067	253197	61461	105266	339492	7090	3602392	-6.55	11.47
0.25	0.5	200	2843453	237376	85461	106282	465912	4609	3733875	-3.14	15.88
0.25	0.5	300	2839818	226214	109461	106840	592320	3207	3871446	0.43	20.58
0.25	0.5	400	2837577	218082	133461	107184	718740	2319	4012725	4.1	25.63
0.25	0.5	500	2835944	214090	157461	107435	845160	1662	4158428	7.88	31.21
0.25	0.5	600	2834568	210541	181461	107647	971580	1105	4304692	11.67	37.25
0.25	0.5	700	2833637	207658	205461	107790	1097988	738	4451796	15.49	43.83
0.25	0.5	800	2832745	205219	229461	107927	1224408	344	4599415	19.32	51.04
0.25	0.5	900	2832550	202779	253461	107957	1350816	227	4747335	23.15	58.95
0.25	0.5	1000	2832381	200413	277461	107983	1477236	133	4895341	26.99	67.66
0.25	0.5	1100	2832211	198196	301461	108009	1603656	25	5043507	30.84	77.29
0.25	0.5	1200	2832250	195978	325461	108003	1730064	0	5191755	34.68	88.02
0.25	0.5	1300	2832335	193760	349461	107990	1856484	0	5340029	38.53	100.01
0.25	0.5	1400	2832419	191616	373461	107977	1982892	0	5488365	42.38	113.53
0.25	0.5	1500	2832504	189472	397461	107964	2109312	0	5636713	46.23	128.85
0.25	1	100	2850067	253197	67461	105266	371094	7115	3639970	-5.57	12.67
0.25	1	200	2843453	237376	97461	106282	529119	4609	3809082	-1.19	18.41
0.25	1	300	2839818	226214	127461	106840	687129	3207	3984255	3.36	24.64
0.25	1	400	2837577	218082	157461	107184	845154	2319	4163139	8	31.49
0.25	1	500	2835944	214090	187461	107435	1003179	1662	4346447	12.75	39.22
0.25	1	600	2834568	210541	217461	107647	1161204	1105	4530316	17.52	47.82
0.25	1	700	2833637	207658	247461	107790	1319214	738	4715022	22.32	57.48
0.25	1	800	2832745	205219	277461	107927	1477239	344	4900246	27.12	68.42
0.25	1	900	2832550	202779	307461	107957	1635249	227	5085768	31.93	80.9
0.25	1	1000	2832381	200413	337461	107983	1793274	133	5271379	36.75	95.21
0.25	1	1100	2832211	198196	367461	108009	1951299	25	5457150	41.57	111.84
0.25	1	1200	2832250	195978	397461	108003	2109309	0	5643000	46.39	131.38
0.25	1	1300	2832335	193760	427461	107990	2267334	0	5828879	51.21	154.63

Ergebnisse Büro

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0.25	1	1400	2832419	191616	457461	107977	2425344	0	6014817	56.03	182.82
0.25	1	1500	2832504	189472	487461	107964	2583369	0	6200770	60.86	217.64
0.5	0.5	100	2853116	252679	61461	104798	339492	8130	3603416	-6.52	11.49
0.5	0.5	200	2847763	218082	85461	105620	465912	6183	3716655	-3.58	15.43
0.5	0.5	300	2843792	210541	109461	106230	592320	4609	3857735	0.08	20.1
0.5	0.5	400	2841350	205219	133461	106605	718740	3624	4001750	3.81	25.14
0.5	0.5	500	2839464	200413	157461	106895	845160	2845	4146548	7.57	30.54
0.5	0.5	600	2838255	195978	181461	107080	971580	2319	4292034	11.34	36.37
0.5	0.5	700	2837239	191616	205461	107236	1097988	1875	4437665	15.12	42.63
0.5	0.5	800	2836367	187624	229461	107370	1224408	1480	4583750	18.91	49.43
0.5	0.5	900	2835584	183928	253461	107491	1350816	1105	4730174	22.71	56.82
0.5	0.5	1000	2835076	180232	277461	107569	1477236	863	4876710	26.51	64.89
0.5	0.5	1100	2834568	176683	301461	107647	1603656	609	5023406	30.32	73.72
0.5	0.5	1200	2834100	174761	325461	107719	1730064	344	5171760	34.16	83.76
0.5	0.5	1300	2834074	173948	349461	107723	1856484	258	5321431	38.05	95.24
0.5	0.5	1400	2834074	173135	373461	107723	1982892	196	5471088	41.93	108.18
0.5	0.5	1500	2834074	172322	397461	107723	2109312	133	5620758	45.81	122.87
0.5	1	100	2853116	237376	67461	104798	371094	8134	3625711	-5.94	12.37
0.5	1	200	2847763	218082	97461	105620	529119	6183	3791862	-1.63	17.87
0.5	1	300	2843792	210541	127461	106230	687129	4609	3970544	3	24.05
0.5	1	400	2841350	205219	157461	106605	845154	3624	4152164	7.71	30.86
0.5	1	500	2839464	200413	187461	106895	1003179	2845	4334567	12.45	38.33
0.5	1	600	2838255	195978	217461	107080	1161204	2319	4517658	17.2	46.6
0.5	1	700	2837239	191616	247461	107236	1319214	1875	4700891	21.95	55.77
0.5	1	800	2836367	187624	277461	107370	1477239	1480	4884581	26.71	66.03
0.5	1	900	2835584	183928	307461	107491	1635249	1105	5068607	31.49	77.6
0.5	1	1000	2835076	180232	337461	107569	1793274	863	5252748	36.27	90.72
0.5	1	1100	2834568	176683	367461	107647	1951299	609	5437049	41.05	105.75
0.5	1	1200	2834100	174761	397461	107719	2109309	344	5623005	45.87	123.68

Ergebnisse Büro

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0.5	1	1300	2834074	173948	427461	107723	2267334	258	5810281	50.73	145.41
0.5	1	1400	2834074	173135	457461	107723	2425344	196	5997540	55.59	171.64
0.5	1	1500	2834074	172322	487461	107723	2583369	133	6184815	60.44	203.93
0.75	0.5	100	2856582	252679	61461	104266	339492	9253	3605227	-6.47	11.53
0.75	0.5	200	2853454	210541	85461	104746	465912	8134	3711980	-3.7	15.31
0.75	0.5	300	2850744	202779	109461	105162	592320	7115	3853351	-0.04	19.95
0.75	0.5	400	2848441	195978	133461	105516	718740	6183	3995952	3.66	24.89
0.75	0.5	500	2846424	189472	157461	105826	845160	5345	4138998	7.37	30.13
0.75	0.5	600	2844808	183928	181461	106074	971580	4609	4283241	11.11	35.78
0.75	0.5	700	2843635	178457	205461	106254	1097988	4060	4427735	14.86	41.82
0.75	0.5	800	2842704	174761	229461	106397	1224408	3624	4574107	18.66	48.48
0.75	0.5	900	2841850	173578	253461	106528	1350816	3207	4723027	22.52	55.98
0.75	0.5	1000	2841157	172322	277461	106635	1477236	2845	4871965	26.39	64.22
0.75	0.5	1100	2840709	171139	301461	106704	1603656	2568	5021100	30.26	73.33
0.75	0.5	1200	2840286	169956	325461	106768	1730064	2319	5170216	34.12	83.45
0.75	0.5	1300	2839948	168773	349461	106820	1856484	2090	5319396	37.99	94.75
0.75	0.5	1400	2839609	167590	373461	106872	1982892	1875	5468550	41.86	107.43
0.75	0.5	1500	2839330	166334	397461	106915	2109312	1662	5617689	45.73	121.78
0.75	1	100	2856582	226214	67461	104266	371094	9253	3616363	-6.19	12.18
0.75	1	200	2853454	210541	97461	104746	529119	8134	3787187	-1.75	17.73
0.75	1	300	2850744	202779	127461	105162	687129	7115	3966160	2.89	23.87
0.75	1	400	2848441	195978	157461	105516	845154	6183	4146366	7.56	30.53
0.75	1	500	2846424	189472	187461	105826	1003179	5345	4327017	12.25	37.79
0.75	1	600	2844808	183928	217461	106074	1161204	4609	4508865	16.97	45.79
0.75	1	700	2843635	178457	247461	106254	1319214	4060	4690961	21.69	54.62
0.75	1	800	2842704	174761	277461	106397	1477239	3624	4874938	26.46	64.64
0.75	1	900	2841850	173578	307461	106528	1635249	3207	5061460	31.3	76.31
0.75	1	1000	2841157	172322	337461	106635	1793274	2845	5248003	36.14	89.65
0.75	1	1100	2840709	171139	367461	106704	1951299	2568	5434743	40.99	105.09

Ergebnisse Büro

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0.75	1	1200	2840286	169956	397461	106768	2109309	2319	5621461	45.83	123.12
0.75	1	1300	2839948	168773	427461	106820	2267334	2090	5808246	50.68	144.47
0.75	1	1400	2839609	167590	457461	106872	2425344	1875	5995002	55.52	170.11
0.75	1	1500	2839330	166334	487461	106915	2583369	1662	6181746	60.36	201.49
1	0.5	100	2860940	252679	61461	103597	339492	10425	3607743	-6.41	11.58
1	0.5	200	2861279	205219	85461	103545	465912	10425	3710989	-3.73	15.28
1	0.5	300	2861617	195978	109461	103493	592320	10425	3852443	-0.06	19.92
1	0.5	400	2861956	187624	133461	103441	718740	10425	3994796	3.63	24.84
1	0.5	500	2862294	180232	157461	103389	845160	10425	4138110	7.35	30.08
1	0.5	600	2862633	174761	181461	103337	971580	10425	4283346	11.12	35.78
1	0.5	700	2862972	173135	205461	103285	1097988	10425	4432415	14.98	42.2
1	0.5	800	2863310	171508	229461	103233	1224408	10425	4581495	18.85	49.2
1	0.5	900	2863649	169956	253461	103181	1350816	10425	4730637	22.72	56.88
1	0.5	1000	2863987	168330	277461	103129	1477236	10425	4879717	26.59	65.32
1	0.5	1100	2864326	166777	301461	103077	1603656	10425	5028871	30.46	74.66
1	0.5	1200	2864665	165151	325461	103025	1730064	10425	5177940	34.32	85.03
1	0.5	1300	2865003	163598	349461	102973	1856484	10425	5327094	38.19	96.64
1	0.5	1400	2865342	162046	373461	102921	1982892	10425	5476236	42.06	109.72
1	0.5	1500	2865680	160493	397461	102869	2109312	10425	5625390	45.93	124.55
1	1	100	2860940	218082	67461	103597	371094	10425	3610748	-6.33	12.07
1	1	200	2861279	205219	97461	103545	529119	10425	3786196	-1.78	17.7
1	1	300	2861617	195978	127461	103493	687129	10425	3965252	2.87	23.83
1	1	400	2861956	187624	157461	103441	845154	10425	4145210	7.53	30.47
1	1	500	2862294	180232	187461	103389	1003179	10425	4326129	12.23	37.72
1	1	600	2862633	174761	217461	103337	1161204	10425	4508970	16.97	45.8
1	1	700	2862972	173135	247461	103285	1319214	10425	4695641	21.81	55.15
1	1	800	2863310	171508	277461	103233	1477239	10425	4882326	26.66	65.7
1	1	900	2863649	169956	307461	103181	1635249	10425	5069070	31.5	77.69
1	1	1000	2863987	168330	337461	103129	1793274	10425	5255755	36.34	91.42

Ergebnisse Büro

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
1	1	1100	2864326	166777	367461	103077	1951299	10425	5442514	41.19	107.34
1	1	1200	2864665	165151	397461	103025	2109309	10425	5629185	46.03	125.96
1	1	1300	2865003	163598	427461	102973	2267334	10425	5815944	50.88	148.1
1	1	1400	2865342	162046	457461	102921	2425344	10425	6002688	55.72	174.83
1	1	1500	2865680	160493	487461	102869	2583369	10425	6189447	60.56	207.73

Szenario 2 - Theater

- 1. Tabelle (grün) für die Kennwerte der verschiedenen Varianten
- 2. Tabelle (blau) mit der Aufschlüsselung der Kosten für die verschiedenen Varianten über einen Zeitraum von 20 Jahren

Ergebnisse Theater

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0	0.5	100	800	799	26.74	77.63	1700.39
0	0.5	200	800	799	27.47	79.74	1591.07
0	0.5	300	800	799	28.11	81.62	1499.8
0	0.5	400	800	799	28.7	83.33	1425.91
0	0.5	500	800	799	29.25	84.9	1361.56
0	0.5	600	800	799	29.74	86.35	1304.22
0	0.5	700	800	799	30.2	87.66	1249.44
0	0.5	800	800	799	30.6	88.83	1195.94
0	0.5	900	800	799	30.97	89.92	1148.41
0	0.5	1000	800	799	31.31	90.9	1102.71
0	0.5	1100	800	799	31.61	91.77	1058.08
0	0.5	1200	800	799	31.87	92.51	1012.93
0	0.5	1300	800	799	32.09	93.15	969.75
0	0.5	1400	800	799	32.27	93.67	926.43
0	0.5	1500	800	799	32.42	94.12	885.94
0	1	100	800	799	26.75	77.67	1721.99
0	1	200	800	799	27.47	79.75	1593.64
0	1	300	800	799	28.11	81.62	1499.8
0	1	400	800	799	28.7	83.33	1426.21
0	1	500	800	799	29.25	84.9	1361.56
0	1	600	800	799	29.74	86.35	1304.22
0	1	700	800	799	30.2	87.66	1249.44
0	1	800	800	799	30.6	88.83	1195.94
0	1	900	800	799	30.97	89.92	1148.41
0	1	1000	800	799	31.31	90.9	1102.71
0	1	1100	800	799	31.61	91.77	1058.08
0	1	1200	800	799	31.87	92.51	1012.93
0	1	1300	800	799	32.09	93.15	969.75
0	1	1400	800	799	32.27	93.67	926.43
0	1	1500	800	799	32.42	94.12	885.94

Ergebnisse Theater

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0.25	0.5	100	800	749	26.56	77.09	1327.52
0.25	0.5	200	800	715	27.12	78.73	1242.06
0.25	0.5	300	800	695	27.63	80.22	1181.87
0.25	0.5	400	800	678	28.11	81.6	1133.17
0.25	0.5	500	800	662	28.55	82.9	1092.94
0.25	0.5	600	800	646	28.98	84.12	1059.42
0.25	0.5	700	800	633	29.36	85.24	1025.81
0.25	0.5	800	800	627	29.73	86.32	995.38
0.25	0.5	900	800	621	30.08	87.32	966.47
0.25	0.5	1000	800	615	30.39	88.22	936.53
0.25	0.5	1100	800	608	30.68	89.06	909.44
0.25	0.5	1200	800	602	30.96	89.88	885.68
0.25	0.5	1300	800	596	31.22	90.63	862.93
0.25	0.5	1400	800	590	31.45	91.3	840.34
0.25	0.5	1500	800	583	31.66	91.92	819.48
0.25	1	100	800	736	26.56	77.11	1339.56
0.25	1	200	800	715	27.12	78.73	1242.66
0.25	1	300	800	695	27.63	80.22	1181.87
0.25	1	400	800	678	28.11	81.6	1133.17
0.25	1	500	800	662	28.55	82.9	1092.94
0.25	1	600	800	646	28.98	84.12	1059.42
0.25	1	700	800	633	29.36	85.24	1025.81
0.25	1	800	800	627	29.73	86.32	995.38
0.25	1	900	800	621	30.08	87.32	966.47
0.25	1	1000	800	615	30.39	88.22	936.53
0.25	1	1100	800	608	30.68	89.06	909.44
0.25	1	1200	800	602	30.96	89.88	885.68
0.25	1	1300	800	596	31.22	90.63	862.93
0.25	1	1400	800	590	31.45	91.3	840.34
0.25	1	1500	800	583	31.66	91.92	819.48

Ergebnisse Theater

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0.5	0.5	100	800	749	26.36	76.52	927.83
0.5	0.5	200	800	699	26.75	77.65	871.85
0.5	0.5	300	800	649	27.11	78.71	849.7
0.5	0.5	400	800	627	27.46	79.72	831.24
0.5	0.5	500	800	615	27.79	80.67	812.06
0.5	0.5	600	800	602	28.1	81.57	798.64
0.5	0.5	700	800	590	28.4	82.44	790.9
0.5	0.5	800	800	577	28.69	83.27	790.84
0.5	0.5	900	800	565	28.96	84.08	795.57
0.5	0.5	1000	800	554	29.22	84.83	804.3
0.5	0.5	1100	800	542	29.47	85.55	820.92
0.5	0.5	1200	800	530	29.71	86.26	846.21
0.5	0.5	1300	800	518	29.95	86.94	875.98
0.5	0.5	1400	800	507	30.16	87.56	905.02
0.5	0.5	1500	800	495	30.36	88.15	935.45
0.5	1	100	800	715	26.36	76.52	934.04
0.5	1	200	800	678	26.75	77.65	877.89
0.5	1	300	800	646	27.11	78.71	851.45
0.5	1	400	800	627	27.46	79.72	831.24
0.5	1	500	800	615	27.79	80.67	812.06
0.5	1	600	800	602	28.1	81.57	798.64
0.5	1	700	800	590	28.4	82.44	790.9
0.5	1	800	800	577	28.69	83.27	790.84
0.5	1	900	800	565	28.96	84.08	795.57
0.5	1	1000	800	554	29.22	84.83	804.3
0.5	1	1100	800	542	29.47	85.55	820.92
0.5	1	1200	800	530	29.71	86.26	846.21
0.5	1	1300	800	518	29.95	86.94	875.98
0.5	1	1400	800	507	30.16	87.56	905.02
0.5	1	1500	800	495	30.36	88.15	935.45

Ergebnisse Theater

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0.75	0.5	100	800	749	26.14	75.9	495.06
0.75	0.5	200	800	699	26.35	76.51	474.32
0.75	0.5	300	800	649	26.55	77.08	472.4
0.75	0.5	400	800	602	26.74	77.62	503.73
0.75	0.5	500	800	583	26.92	78.15	523.47
0.75	0.5	600	800	565	27.1	78.67	559.66
0.75	0.5	700	800	548	27.27	79.18	613.22
0.75	0.5	800	800	530	27.44	79.66	689.56
0.75	0.5	900	800	513	27.6	80.13	782.03
0.75	0.5	1000	800	495	27.76	80.6	883.96
0.75	0.5	1100	800	485	27.92	81.05	915.11
0.75	0.5	1200	800	476	28.07	81.49	937.77
0.75	0.5	1300	800	467	28.22	81.92	960.24
0.75	0.5	1400	800	458	28.37	82.35	980.89
0.75	0.5	1500	800	449	28.51	82.78	999.15
0.75	1	100	800	699	26.14	75.9	504.96
0.75	1	200	800	646	26.35	76.51	501.53
0.75	1	300	800	621	26.55	77.08	500.09
0.75	1	400	800	602	26.74	77.62	503.73
0.75	1	500	800	583	26.92	78.15	523.47
0.75	1	600	800	565	27.1	78.67	559.66
0.75	1	700	800	548	27.27	79.18	613.22
0.75	1	800	800	530	27.44	79.66	689.56
0.75	1	900	800	513	27.6	80.13	782.03
0.75	1	1000	800	495	27.76	80.6	883.96
0.75	1	1100	800	485	27.92	81.05	915.11
0.75	1	1200	800	476	28.07	81.49	937.77
0.75	1	1300	800	467	28.22	81.92	960.24
0.75	1	1400	800	458	28.37	82.35	980.89
0.75	1	1500	800	449	28.51	82.78	999.15

Ergebnisse Theater

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
1	0.5	100	800	749	25.9	75.2	12.12
1	0.5	200	800	699	25.9	75.19	15.85
1	0.5	300	800	649	25.89	75.17	30.29
1	0.5	400	800	599	25.89	75.16	82.48
1	0.5	500	800	554	25.88	75.14	247.04
1	0.5	600	800	530	25.88	75.13	388.2
1	0.5	700	800	507	25.87	75.12	567.12
1	0.5	800	800	488	25.87	75.1	698.51
1	0.5	900	800	476	25.86	75.09	750.42
1	0.5	1000	800	464	25.86	75.08	799.8
1	0.5	1100	800	452	25.86	75.08	842.89
1	0.5	1200	800	440	25.86	75.08	882.66
1	0.5	1300	800	427	25.86	75.08	919.57
1	0.5	1400	800	415	25.86	75.08	953.95
1	0.5	1500	800	404	25.86	75.08	984.93
1	1	100	800	699	25.9	75.2	21.7
1	1	200	800	627	25.9	75.19	68.85
1	1	300	800	602	25.89	75.17	97.48
1	1	400	800	577	25.89	75.16	155.46
1	1	500	800	554	25.88	75.14	247.04
1	1	600	800	530	25.88	75.13	388.2
1	1	700	800	507	25.87	75.12	567.12
1	1	800	800	488	25.87	75.1	698.51
1	1	900	800	476	25.86	75.09	750.42
1	1	1000	800	464	25.86	75.08	799.8
1	1	1100	800	452	25.86	75.08	842.89
1	1	1200	800	440	25.86	75.08	882.66
1	1	1300	800	427	25.86	75.08	919.57
1	1	1400	800	415	25.86	75.08	953.95
1	1	1500	800	404	25.86	75.08	984.93

Ergebnisse Theater

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL
Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0	0.5	100	5061436	801387	150589	283748	846470	107133	7036497	-8.75	11.13
0	0.5	200	5011264	801387	174589	291453	972890	98122	7153462	-7.23	12.71
0	0.5	300	4966662	801387	198589	298303	1099298	89974	7274265	-5.67	14.31
0	0.5	400	4925886	801387	222589	304565	1225718	82393	7397752	-4.07	15.93
0	0.5	500	4888499	801387	246589	310307	1352138	75184	7523736	-2.43	17.56
0	0.5	600	4854046	801387	270589	315598	1478558	68437	7651741	-0.77	19.23
0	0.5	700	4822869	801387	294589	320386	1604966	62026	7782170	0.92	20.92
0	0.5	800	4795055	801387	318589	324657	1731386	56388	7914686	2.64	22.66
0	0.5	900	4769045	801387	342589	328652	1857794	51169	8048298	4.37	24.43
0	0.5	1000	4745633	801387	366589	332247	1984214	46384	8183687	6.13	26.25
0	0.5	1100	4724919	801387	390589	335428	2110634	42174	8320783	7.9	28.12
0	0.5	1200	4707439	801387	414589	338113	2237042	38528	8460042	9.71	30.06
0	0.5	1300	4692148	801387	438589	340461	2363462	35300	8600747	11.54	32.07
0	0.5	1400	4679844	801387	462589	342351	2489870	32694	8743346	13.38	34.16
0	0.5	1500	4669042	801387	486589	344010	2616290	30421	8886897	15.25	36.32
0	1	100	5060704	801387	156589	283861	878072	108049	7072564	-8.28	11.58
0	1	200	5011090	801387	186589	291480	1036097	99191	7227452	-6.27	13.63
0	1	300	4966662	801387	216589	298303	1194107	90725	7386322	-4.21	15.72
0	1	400	4925845	801387	246589	304572	1352132	82836	7547689	-2.12	17.84
0	1	500	4888499	801387	276589	310307	1510157	75408	7711530	0	20
0	1	600	4854046	801387	306589	315598	1668182	68518	7877284	2.15	22.21
0	1	700	4822869	801387	336589	320386	1826192	62048	8045375	4.33	24.48
0	1	800	4795055	801387	366589	324657	1984217	56394	8215511	6.54	26.81
0	1	900	4769045	801387	396589	328652	2142227	51169	8386731	8.76	29.21
0	1	1000	4745633	801387	426589	332247	2300252	46384	8559725	11	31.69
0	1	1100	4724919	801387	456589	335428	2458277	42174	8734426	13.27	34.26
0	1	1200	4707439	801387	486589	338113	2616287	38528	8911287	15.56	36.95
0	1	1300	4692148	801387	516589	340461	2774312	35300	9089597	17.87	39.75
0	1	1400	4679844	801387	546589	342351	2932322	32694	9269798	20.21	42.69

Ergebnisse Theater

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL											
Basisvariante = ohne PV und BS											
Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0	1	1500	4669042	801387	576589	344010	3090347	30421	9450954	22.56	45.76
0.25	0.5	100	5074302	751301	150589	281772	846470	109734	6994699	-9.29	10.83
0.25	0.5	200	5035478	717649	174589	287735	972890	103024	7085315	-8.12	12.17
0.25	0.5	300	4999902	697692	198589	293198	1099298	96604	7192075	-6.73	13.58
0.25	0.5	400	4967000	680671	222589	298251	1225718	90542	7303686	-5.29	15.01
0.25	0.5	500	4936194	664040	246589	302982	1352138	84728	7417215	-3.81	16.43
0.25	0.5	600	4907034	647997	270589	307460	1478558	78994	7532644	-2.32	17.84
0.25	0.5	700	4880338	635279	294589	311560	1604966	73686	7653046	-0.75	19.3
0.25	0.5	800	4854723	629019	318589	315494	1731386	68518	7780692	0.9	20.84
0.25	0.5	900	4830886	622758	342589	319155	1857794	63543	7909638	2.57	22.39
0.25	0.5	1000	4809564	616497	366589	322429	1984214	59213	8040080	4.26	23.97
0.25	0.5	1100	4789447	610236	390589	325519	2110634	55077	8171347	5.97	25.58
0.25	0.5	1200	4770061	603975	414589	328496	2237042	51169	8302994	7.67	27.19
0.25	0.5	1300	4752224	597714	438589	331235	2363462	47526	8435698	9.39	28.84
0.25	0.5	1400	4736288	591454	462589	333682	2489870	44242	8569641	11.13	30.52
0.25	0.5	1500	4721564	585193	486589	335944	2616290	41198	8704381	12.88	32.24
0.25	1	100	5073935	738388	156589	281829	878072	110609	7018203	-8.99	11.18
0.25	1	200	5035437	717649	186589	287741	1036097	103739	7159773	-7.15	13.05
0.25	1	300	4999902	697692	216589	293198	1194107	97025	7304463	-5.27	14.92
0.25	1	400	4967000	680671	246589	298251	1352132	90731	7453912	-3.34	16.8
0.25	1	500	4936194	664040	276589	302982	1510157	84805	7605157	-1.38	18.69
0.25	1	600	4907034	647997	306589	307460	1668182	79008	7758253	0.61	20.58
0.25	1	700	4880338	635279	336589	311560	1826192	73687	7916272	2.66	22.53
0.25	1	800	4854723	629019	366589	315494	1984217	68518	8081523	4.8	24.59
0.25	1	900	4830886	622758	396589	319155	2142227	63543	8248071	6.96	26.69
0.25	1	1000	4809564	616497	426589	322429	2300252	59213	8416118	9.14	28.84
0.25	1	1100	4789447	610236	456589	325519	2458277	55077	8584990	11.33	31.03
0.25	1	1200	4770061	603975	486589	328496	2616287	51169	8754239	13.53	33.26
0.25	1	1300	4752224	597714	516589	331235	2774312	47526	8924548	15.73	35.55

Ergebnisse Theater

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL
Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0.25	1	1400	4736288	591454	546589	333682	2932322	44242	9096093	17.96	37.9
0.25	1	1500	4721564	585193	576589	335944	3090347	41198	9268438	20.19	40.31
0.5	0.5	100	5088005	751301	150589	279668	846470	112526	7003506	-9.18	10.89
0.5	0.5	200	5061043	701214	174589	283809	972890	108049	7085495	-8.11	12.17
0.5	0.5	300	5035776	650932	198589	287689	1099298	103672	7168611	-7.04	13.39
0.5	0.5	400	5011767	629019	222589	291376	1225718	99191	7281277	-5.58	14.81
0.5	0.5	500	4989191	616497	246589	294843	1352138	94894	7404363	-3.98	16.3
0.5	0.5	600	4967677	603975	270589	298147	1478558	90725	7528221	-2.37	17.8
0.5	0.5	700	4947183	591454	294589	301295	1604966	86740	7652746	-0.76	19.3
0.5	0.5	800	4927200	579128	318589	304364	1731386	82836	7777829	0.86	20.8
0.5	0.5	900	4908050	567193	342589	307304	1857794	79008	7903921	2.5	22.31
0.5	0.5	1000	4890192	555454	366589	310047	1984214	75408	8031087	4.15	23.84
0.5	0.5	1100	4872939	543715	390589	312697	2110634	71935	8158638	5.8	25.38
0.5	0.5	1200	4856078	531780	414589	315286	2237042	68518	8286256	7.46	26.92
0.5	0.5	1300	4839915	520041	438589	317768	2363462	65119	8414656	9.12	28.47
0.5	0.5	1400	4825239	508302	462589	320022	2489870	62048	8543974	10.8	30.05
0.5	0.5	1500	4811257	496367	486589	322169	2616290	59213	8673459	12.48	31.63
0.5	1	100	5087964	717649	156589	279674	878072	113072	7006875	-9.13	11.1
0.5	1	200	5061026	680671	186589	283811	1036097	108296	7139897	-7.41	12.89
0.5	1	300	5035776	647997	216589	287689	1194107	103742	7278415	-5.61	14.68
0.5	1	400	5011767	629019	246589	291376	1352132	99211	7431672	-3.63	16.57
0.5	1	500	4989191	616497	276589	294843	1510157	94908	7592369	-1.54	18.54
0.5	1	600	4967677	603975	306589	298147	1668182	90731	7753840	0.55	20.52
0.5	1	700	4947183	591454	336589	301295	1826192	86740	7915972	2.66	22.53
0.5	1	800	4927200	579128	366589	304364	1984217	82836	8078660	4.76	24.55
0.5	1	900	4908050	567193	396589	307304	2142227	79008	8242354	6.89	26.59
0.5	1	1000	4890192	555454	426589	310047	2300252	75408	8407125	9.02	28.68
0.5	1	1100	4872939	543715	456589	312697	2458277	71935	8572281	11.17	30.78
0.5	1	1200	4856078	531780	486589	315286	2616287	68518	8737501	13.31	32.91

Ergebnisse Theater

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL
Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0.5	1	1300	4839915	520041	516589	317768	2774312	65119	8903506	15.46	35.07
0.5	1	1400	4825239	508302	546589	320022	2932322	62048	9070426	17.63	37.28
0.5	1	1500	4811257	496367	576589	322169	3090347	59213	9237516	19.79	39.52
0.75	0.5	100	5102828	751301	150589	277392	846470	115352	7013227	-9.05	10.96
0.75	0.5	200	5088302	701214	174589	279622	972890	113072	7103545	-7.88	12.31
0.75	0.5	300	5074609	650932	198589	281725	1099298	110665	7194487	-6.7	13.6
0.75	0.5	400	5061703	603975	222589	283707	1225718	108296	7289396	-5.47	14.88
0.75	0.5	500	5049159	585193	246589	285634	1352138	106006	7412706	-3.87	16.38
0.75	0.5	600	5036792	567193	270589	287533	1478558	103742	7536922	-2.26	17.89
0.75	0.5	700	5024710	549584	294589	289388	1604966	101451	7661786	-0.64	19.4
0.75	0.5	800	5013122	531780	318589	291168	1731386	99211	7786833	0.98	20.91
0.75	0.5	900	5001933	514171	342589	292886	1857794	97025	7912348	2.61	22.43
0.75	0.5	1000	4990884	496367	366589	294583	1984214	94908	8037729	4.23	23.94
0.75	0.5	1100	4980136	486585	390589	296234	2110634	92807	8171370	5.97	25.58
0.75	0.5	1200	4969709	477585	414589	297835	2237042	90731	8306029	7.71	27.24
0.75	0.5	1300	4959554	468389	438589	299395	2363462	88723	8440665	9.46	28.93
0.75	0.5	1400	4949230	459193	462589	300980	2489870	86740	8575122	11.2	30.63
0.75	0.5	1500	4938991	450193	486589	302553	2616290	84805	8709810	12.95	32.35
0.75	1	100	5102817	701214	156589	277393	878072	115406	7000679	-9.21	11.05
0.75	1	200	5088302	647997	186589	279622	1036097	113081	7125526	-7.6	12.78
0.75	1	300	5074609	622758	216589	281725	1194107	110665	7279122	-5.6	14.69
0.75	1	400	5061703	603975	246589	283707	1352132	108296	7439810	-3.52	16.66
0.75	1	500	5049159	585193	276589	285634	1510157	106006	7600725	-1.43	18.64
0.75	1	600	5036792	567193	306589	287533	1668182	103742	7762546	0.67	20.63
0.75	1	700	5024710	549584	336589	289388	1826192	101451	7925012	2.77	22.65
0.75	1	800	5013122	531780	366589	291168	1984217	99211	8087664	4.88	24.68
0.75	1	900	5001933	514171	396589	292886	2142227	97025	8250781	7	26.73
0.75	1	1000	4990884	496367	426589	294583	2300252	94908	8413767	9.11	28.79
0.75	1	1100	4980136	486585	456589	296234	2458277	92807	8585013	11.33	31.03

Ergebnisse Theater

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL											
Basisvariante = ohne PV und BS											
Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0.75	1	1200	4969709	477585	486589	297835	2616287	90731	8757274	13.57	33.32
0.75	1	1300	4959554	468389	516589	299395	2774312	88723	8929515	15.8	35.66
0.75	1	1400	4949230	459193	546589	300980	2932322	86740	9101574	18.03	38.03
0.75	1	1500	4938991	450193	576589	302553	3090347	84805	9273867	20.26	40.46
1	0.5	100	5119350	751301	150589	274854	846470	117310	7025253	-8.9	11.05
1	0.5	200	5119688	701214	174589	274802	972890	117310	7125873	-7.59	12.49
1	0.5	300	5120027	650932	198589	274750	1099298	117310	7226285	-6.29	13.88
1	0.5	400	5120366	600845	222589	274698	1225718	117310	7326905	-4.98	15.23
1	0.5	500	5120704	555454	246589	274646	1352138	117310	7432220	-3.62	16.58
1	0.5	600	5121043	531780	270589	274594	1478558	117310	7559253	-1.97	18.14
1	0.5	700	5121381	508302	294589	274542	1604966	117310	7686470	-0.32	19.7
1	0.5	800	5121720	489715	318589	274490	1731386	117310	7818589	1.39	21.32
1	0.5	900	5122059	477585	342589	274438	1857794	117310	7957154	3.19	23.05
1	0.5	1000	5122253	465259	366589	274408	1984214	117310	8095412	4.98	24.8
1	0.5	1100	5122234	453128	390589	274411	2110634	117310	8233685	6.78	26.58
1	0.5	1200	5122214	440998	414589	274414	2237042	117310	8371946	8.57	28.38
1	0.5	1300	5122194	428867	438589	274417	2363462	117310	8510219	10.36	30.21
1	0.5	1400	5122175	416737	462589	274420	2489870	117310	8648480	12.15	32.07
1	0.5	1500	5122161	404802	486589	274423	2616290	117310	8786954	13.95	33.97
1	1	100	5119350	701214	156589	274854	878072	117310	7012768	-9.06	11.14
1	1	200	5119688	629019	186589	274802	1036097	117310	7128885	-7.55	12.8
1	1	300	5120027	603975	216589	274750	1194107	117310	7292138	-5.43	14.8
1	1	400	5120366	579128	246589	274698	1352132	117310	7455602	-3.32	16.82
1	1	500	5120704	555454	276589	274646	1510157	117310	7620239	-1.18	18.86
1	1	600	5121043	531780	306589	274594	1668182	117310	7784877	0.96	20.92
1	1	700	5121381	508302	336589	274542	1826192	117310	7949696	3.09	23
1	1	800	5121720	489715	366589	274490	1984217	117310	8119420	5.29	25.18
1	1	900	5122059	477585	396589	274438	2142227	117310	8295587	7.58	27.5
1	1	1000	5122253	465259	426589	274408	2300252	117310	8471450	9.86	29.87

Ergebnisse Theater

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL											
Basisvariante = ohne PV und BS											
Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch €	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
1	1	1100	5122234	453128	456589	274411	2458277	117310	8647328	12.14	32.3
1	1	1200	5122214	440998	486589	274414	2616287	117310	8823191	14.42	34.78
1	1	1300	5122194	428867	516589	274417	2774312	117310	8999069	16.7	37.33
1	1	1400	5122175	416737	546589	274420	2932322	117310	9174932	18.98	39.93
1	1	1500	5122161	404802	576589	274423	3090347	117310	9351011	21.26	42.61

Szenario 3 - Krankenhaus

- 1. Tabelle (grün) für die Kennwerte der verschiedenen Varianten
- 2. Tabelle (blau) mit der Aufschlüsselung der Kosten für die verschiedenen Varianten über einen Zeitraum von 20 Jahren

Ergebnisse Krankenhaus

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0	0.5	100	1299	1073	24.51	95.1	1090.42
0	0.5	200	1299	1073	24.68	95.73	985.69
0	0.5	300	1299	1073	24.82	96.27	906.96
0	0.5	400	1299	1073	24.94	96.74	841.45
0	0.5	500	1299	1073	25.04	97.14	783.18
0	0.5	600	1299	1073	25.13	97.48	731.6
0	0.5	700	1299	1073	25.21	97.8	690.91
0	0.5	800	1299	1073	25.28	98.08	652.62
0	0.5	900	1299	1073	25.34	98.31	616.08
0	0.5	1000	1299	1073	25.39	98.51	581.78
0	0.5	1100	1299	1073	25.44	98.68	550.93
0	0.5	1200	1299	1073	25.48	98.84	523.56
0	0.5	1300	1299	1073	25.52	98.99	499.02
0	0.5	1400	1299	1073	25.55	99.12	476.43
0	0.5	1500	1299	1073	25.58	99.24	455.45
0	1	100	1299	1073	24.53	95.16	1172.48
0	1	200	1299	1073	24.68	95.76	1004.77
0	1	300	1299	1073	24.82	96.29	915.16
0	1	400	1299	1073	24.94	96.75	845.88
0	1	500	1299	1073	25.04	97.14	784.68
0	1	600	1299	1073	25.13	97.48	731.67
0	1	700	1299	1073	25.21	97.8	690.91
0	1	800	1299	1073	25.28	98.08	652.62
0	1	900	1299	1073	25.34	98.31	616.08
0	1	1000	1299	1073	25.39	98.51	581.78
0	1	1100	1299	1073	25.44	98.68	550.93
0	1	1200	1299	1073	25.48	98.84	523.56
0	1	1300	1299	1073	25.52	98.99	499.02
0	1	1400	1299	1073	25.55	99.12	476.43

Ergebnisse Krankenhaus

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0	1	1500	1299	1073	25.58	99.24	455.45
0.25	0.5	100	1299	1023	24.47	94.95	891.03
0.25	0.5	200	1299	980	24.61	95.46	807.31
0.25	0.5	300	1299	955	24.72	95.89	743.73
0.25	0.5	400	1299	934	24.82	96.28	700.54
0.25	0.5	500	1299	914	24.91	96.63	664.64
0.25	0.5	600	1299	894	24.99	96.94	634.5
0.25	0.5	700	1299	874	25.06	97.21	607.09
0.25	0.5	800	1299	855	25.12	97.46	585.74
0.25	0.5	900	1299	838	25.19	97.7	570.17
0.25	0.5	1000	1299	822	25.24	97.93	560.26
0.25	0.5	1100	1299	812	25.29	98.12	543.67
0.25	0.5	1200	1299	809	25.34	98.29	522.11
0.25	0.5	1300	1299	806	25.37	98.44	501.01
0.25	0.5	1400	1299	803	25.41	98.58	481.99
0.25	0.5	1500	1299	801	25.44	98.7	464.07
0.25	1	100	1299	1005	24.48	94.99	950.14
0.25	1	200	1299	980	24.61	95.47	818.88
0.25	1	300	1299	955	24.72	95.89	745.25
0.25	1	400	1299	934	24.82	96.28	701.72
0.25	1	500	1299	914	24.91	96.63	665.04
0.25	1	600	1299	894	24.99	96.94	634.57
0.25	1	700	1299	874	25.06	97.21	607.09
0.25	1	800	1299	855	25.12	97.46	585.74
0.25	1	900	1299	838	25.19	97.7	570.17
0.25	1	1000	1299	822	25.24	97.93	560.26
0.25	1	1100	1299	812	25.29	98.12	543.67
0.25	1	1200	1299	809	25.34	98.29	522.11
0.25	1	1300	1299	806	25.37	98.44	501.01

Ergebnisse Krankenhaus

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0.25	1	1400	1299	803	25.41	98.58	481.99
0.25	1	1500	1299	801	25.44	98.7	464.07
0.5	0.5	100	1299	1023	24.43	94.78	666.71
0.5	0.5	200	1299	973	24.53	95.15	601.05
0.5	0.5	300	1299	923	24.61	95.46	565.05
0.5	0.5	400	1299	873	24.68	95.75	555.93
0.5	0.5	500	1299	823	24.75	96.01	585.6
0.5	0.5	600	1299	809	24.82	96.27	577.68
0.5	0.5	700	1299	803	24.88	96.51	554.24
0.5	0.5	800	1299	798	24.93	96.72	534.34
0.5	0.5	900	1299	794	24.98	96.92	517.15
0.5	0.5	1000	1299	789	25.03	97.11	501.64
0.5	0.5	1100	1299	784	25.07	97.27	488.17
0.5	0.5	1200	1299	779	25.12	97.43	476.92
0.5	0.5	1300	1299	775	25.16	97.59	467.14
0.5	0.5	1400	1299	770	25.2	97.75	459.64
0.5	0.5	1500	1299	765	25.23	97.9	452.42
0.5	1	100	1299	980	24.44	94.8	710.32
0.5	1	200	1299	934	24.53	95.15	619.76
0.5	1	300	1299	894	24.61	95.47	586.36
0.5	1	400	1299	855	24.68	95.75	576.35
0.5	1	500	1299	822	24.75	96.01	588.85
0.5	1	600	1299	809	24.82	96.27	577.68
0.5	1	700	1299	803	24.88	96.51	554.24
0.5	1	800	1299	798	24.93	96.72	534.34
0.5	1	900	1299	794	24.98	96.92	517.15
0.5	1	1000	1299	789	25.03	97.11	501.64
0.5	1	1100	1299	784	25.07	97.27	488.17
0.5	1	1200	1299	779	25.12	97.43	476.92

Ergebnisse Krankenhaus

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0.5	1	1300	1299	775	25.16	97.59	467.14
0.5	1	1400	1299	770	25.2	97.75	459.64
0.5	1	1500	1299	765	25.23	97.9	452.42
0.75	0.5	100	1299	1023	24.38	94.58	395
0.75	0.5	200	1299	973	24.44	94.8	361.64
0.75	0.5	300	1299	923	24.48	94.97	343.75
0.75	0.5	400	1299	873	24.52	95.14	350.58
0.75	0.5	500	1299	823	24.56	95.3	391.64
0.75	0.5	600	1299	794	24.6	95.44	434.33
0.75	0.5	700	1299	786	24.64	95.58	424.4
0.75	0.5	800	1299	779	24.67	95.72	417.82
0.75	0.5	900	1299	772	24.71	95.85	413.71
0.75	0.5	1000	1299	765	24.74	95.98	412.79
0.75	0.5	1100	1299	759	24.77	96.1	414.33
0.75	0.5	1200	1299	752	24.8	96.23	417.4
0.75	0.5	1300	1299	745	24.83	96.35	420.77
0.75	0.5	1400	1299	739	24.86	96.46	424.38
0.75	0.5	1500	1299	732	24.89	96.56	429.02
0.75	1	100	1299	973	24.38	94.59	417.53
0.75	1	200	1299	894	24.44	94.8	415.82
0.75	1	300	1299	838	24.48	94.98	449.55
0.75	1	400	1299	809	24.52	95.14	474.69
0.75	1	500	1299	801	24.56	95.3	449.13
0.75	1	600	1299	794	24.6	95.44	434.33
0.75	1	700	1299	786	24.64	95.58	424.4
0.75	1	800	1299	779	24.67	95.72	417.82
0.75	1	900	1299	772	24.71	95.85	413.71
0.75	1	1000	1299	765	24.74	95.98	412.79
0.75	1	1100	1299	759	24.77	96.1	414.33

Ergebnisse Krankenhaus

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
0.75	1	1200	1299	752	24.8	96.23	417.4
0.75	1	1300	1299	745	24.83	96.35	420.77
0.75	1	1400	1299	739	24.86	96.46	424.38
0.75	1	1500	1299	732	24.89	96.56	429.02
1	0.5	100	1299	1023	24.31	94.3	12.77
1	0.5	200	1299	973	24.31	94.3	19.81
1	0.5	300	1299	923	24.3	94.29	31.86
1	0.5	400	1299	873	24.3	94.28	58.55
1	0.5	500	1299	823	24.3	94.27	113.69
1	0.5	600	1299	779	24.3	94.27	222.17
1	0.5	700	1299	770	24.3	94.26	228.37
1	0.5	800	1299	761	24.3	94.25	237.64
1	0.5	900	1299	752	24.29	94.25	251.48
1	0.5	1000	1299	743	24.29	94.24	266.2
1	0.5	1100	1299	734	24.29	94.23	281.09
1	0.5	1200	1299	726	24.29	94.22	294.98
1	0.5	1300	1299	718	24.29	94.22	308.92
1	0.5	1400	1299	710	24.28	94.21	324.12
1	0.5	1500	1299	703	24.28	94.2	338.04
1	1	100	1299	973	24.31	94.3	29.61
1	1	200	1299	873	24.31	94.3	107.1
1	1	300	1299	809	24.3	94.29	240.2
1	1	400	1299	798	24.3	94.28	222.8
1	1	500	1299	789	24.3	94.27	218.6
1	1	600	1299	779	24.3	94.27	222.17
1	1	700	1299	770	24.3	94.26	228.37
1	1	800	1299	761	24.3	94.25	237.64
1	1	900	1299	752	24.29	94.25	251.48
1	1	1000	1299	743	24.29	94.24	266.2

Ergebnisse Krankenhaus

Legende: Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Max Verbrauch kW	Max Netzbezug kW	Autarkiegrad in %	Eigenverbrauchsrate in %	Vollzyklen 10 Jahre
1	1	1100	1299	734	24.29	94.23	281.09
1	1	1200	1299	726	24.29	94.22	294.98
1	1	1300	1299	718	24.29	94.22	308.92
1	1	1400	1299	710	24.28	94.21	324.12
1	1	1500	1299	703	24.28	94.2	338.04

Ergebnisse Krankenhaus

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL
Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0	0.5	100	13742085	1076471	273600	685325	1546182	46544	17277120	-11.43	8.19
0	0.5	200	13712256	1076471	297600	689906	1672602	41200	17407636	-10.76	8.87
0	0.5	300	13686877	1076471	321600	693804	1799010	36466	17541297	-10.08	9.56
0	0.5	400	13665041	1076471	345600	697157	1925430	32275	17677425	-9.38	10.25
0	0.5	500	13646414	1076471	369600	700018	2051850	28632	17815721	-8.67	10.96
0	0.5	600	13630376	1076471	393600	702481	2178270	25602	17955596	-7.96	11.68
0	0.5	700	13615247	1076471	417600	704804	2304678	22615	18096186	-7.23	12.4
0	0.5	800	13602225	1076471	441600	706804	2431098	19752	18238447	-6.51	13.14
0	0.5	900	13591264	1076471	465600	708488	2557506	17406	18381923	-5.77	13.89
0	0.5	1000	13582017	1076471	489600	709908	2683926	15433	18526488	-5.03	14.65
0	0.5	1100	13573809	1076471	513600	711168	2810346	13736	18671658	-4.28	15.42
0	0.5	1200	13566272	1076471	537600	712326	2936754	12116	18817307	-3.54	16.19
0	0.5	1300	13559347	1076471	561600	713389	3063174	10650	18963332	-2.79	16.98
0	0.5	1400	13553162	1076471	585600	714339	3189582	9226	19109928	-2.04	17.78
0	0.5	1500	13547685	1076471	609600	715180	3316002	8114	19256824	-1.29	18.59
0	1	100	13739307	1076471	279600	685752	1577784	46879	17312034	-11.25	8.36
0	1	200	13710964	1076471	309600	690105	1735809	41979	17480970	-10.39	9.23
0	1	300	13686045	1076471	339600	693932	1893819	37381	17652486	-9.51	10.1
0	1	400	13664441	1076471	369600	697250	2051844	32817	17826789	-8.62	10.99
0	1	500	13646161	1076471	399600	700057	2209869	29141	18003017	-7.71	11.9
0	1	600	13630360	1076471	429600	702484	2367894	25925	18180883	-6.8	12.82
0	1	700	13615247	1076471	459600	704804	2525904	22773	18359253	-5.89	13.75
0	1	800	13602225	1076471	489600	706804	2683929	19826	18539204	-4.96	14.7
0	1	900	13591264	1076471	519600	708488	2841939	17443	18720319	-4.04	15.66
0	1	1000	13582017	1076471	549600	709908	2999964	15434	18902526	-3.1	16.64
0	1	1100	13573809	1076471	579600	711168	3157989	13736	19085301	-2.16	17.64
0	1	1200	13566272	1076471	609600	712326	3315999	12116	19268552	-1.22	18.66
0	1	1300	13559347	1076471	639600	713389	3474024	10650	19452182	-0.28	19.69
0	1	1400	13553162	1076471	669600	714339	3632034	9226	19636380	0.66	20.74

Ergebnisse Krankenhaus

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL
Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0	1	1500	13547685	1076471	699600	715180	3790059	8114	19820881	1.61	21.8
0.25	0.5	100	13749100	1026537	273600	684248	1546182	48004	17231663	-11.67	8.09
0.25	0.5	200	13725239	982911	297600	687913	1672602	43845	17322419	-11.2	8.67
0.25	0.5	300	13705024	957681	321600	691017	1799010	40312	17434020	-10.63	9.29
0.25	0.5	400	13686543	936919	345600	693855	1925430	36874	17551472	-10.03	9.92
0.25	0.5	500	13670067	916946	369600	696385	2051850	33613	17671235	-9.41	10.55
0.25	0.5	600	13655451	896709	393600	698630	2178270	30760	17791899	-8.79	11.19
0.25	0.5	700	13642775	876736	417600	700577	2304678	28214	17914151	-8.17	11.82
0.25	0.5	800	13631037	857813	441600	702380	2431098	25899	18038029	-7.53	12.47
0.25	0.5	900	13619727	840993	465600	704116	2557506	23493	18164450	-6.88	13.11
0.25	0.5	1000	13609101	824173	489600	705748	2683926	21234	18291315	-6.23	13.76
0.25	0.5	1100	13600330	814449	513600	707095	2810346	19232	18426589	-5.54	14.44
0.25	0.5	1200	13592280	811296	537600	708332	2936754	17443	18568818	-4.81	15.16
0.25	0.5	1300	13585318	808668	561600	709401	3063174	15893	18712267	-4.08	15.88
0.25	0.5	1400	13578888	806040	585600	710388	3189582	14533	18855965	-3.34	16.61
0.25	0.5	1500	13573132	803674	609600	711272	3316002	13311	19000369	-2.6	17.35
0.25	1	100	13747236	1007878	279600	684534	1577784	48515	17248517	-11.58	8.22
0.25	1	200	13724455	982911	309600	688033	1735809	44715	17396092	-10.82	9.02
0.25	1	300	13704869	957681	339600	691041	1893819	41110	17545900	-10.06	9.82
0.25	1	400	13686384	936919	369600	693880	2051844	37433	17701193	-9.26	10.64
0.25	1	500	13670000	916946	399600	696396	2209869	33926	17858884	-8.45	11.45
0.25	1	600	13655437	896709	429600	698632	2367894	30984	18017288	-7.64	12.27
0.25	1	700	13642775	876736	459600	700577	2525904	28311	18177280	-6.82	13.1
0.25	1	800	13631037	857813	489600	702380	2683929	25925	18338833	-5.99	13.93
0.25	1	900	13619727	840993	519600	704116	2841939	23508	18502867	-5.15	14.78
0.25	1	1000	13609101	824173	549600	705748	2999964	21243	18667343	-4.31	15.62
0.25	1	1100	13600330	814449	579600	707095	3157989	19232	18840232	-3.42	16.51
0.25	1	1200	13592280	811296	609600	708332	3315999	17443	19020063	-2.5	17.44
0.25	1	1300	13585318	808668	639600	709401	3474024	15893	19201117	-1.57	18.38

Ergebnisse Krankenhaus

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL
Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0.25	1	1400	13578888	806040	669600	710388	3632034	14533	19382417	-0.64	19.33
0.25	1	1500	13573132	803674	699600	711272	3790059	13311	19564426	0.29	20.3
0.5	0.5	100	13756864	1026537	273600	683056	1546182	49646	17236594	-11.64	8.1
0.5	0.5	200	13739645	976341	297600	685700	1672602	46879	17325008	-11.19	8.68
0.5	0.5	300	13724845	926144	321600	687973	1799010	44380	17415192	-10.73	9.25
0.5	0.5	400	13711641	875947	345600	690001	1925430	41979	17506640	-10.26	9.81
0.5	0.5	500	13699113	825750	369600	691925	2051850	39726	17598511	-9.79	10.36
0.5	0.5	600	13687061	811296	393600	693776	2178270	37381	17726621	-9.13	11
0.5	0.5	700	13676002	806040	417600	695474	2304678	35080	17864714	-8.42	11.68
0.5	0.5	800	13665795	801046	441600	697042	2431098	32817	18003764	-7.71	12.36
0.5	0.5	900	13656452	796053	465600	698476	2557506	30984	18143103	-6.99	13.04
0.5	0.5	1000	13647854	791322	489600	699797	2683926	29141	18283358	-6.28	13.74
0.5	0.5	1100	13640066	786329	513600	700993	2810346	27528	18423805	-5.56	14.43
0.5	0.5	1200	13632391	781598	537600	702172	2936754	25925	18564590	-4.83	15.14
0.5	0.5	1300	13624925	777130	561600	703318	3063174	24296	18705851	-4.11	15.85
0.5	0.5	1400	13617617	772400	585600	704440	3189582	22773	18846865	-3.39	16.57
0.5	0.5	1500	13610794	767932	609600	705488	3316002	21243	18988573	-2.66	17.29
0.5	1	100	13755858	982911	279600	683210	1577784	50315	17229048	-11.68	8.18
0.5	1	200	13739454	936919	309600	685730	1735809	47604	17359907	-11.01	8.94
0.5	1	300	13724793	896709	339600	687981	1893819	44887	17498015	-10.3	9.7
0.5	1	400	13711641	857813	369600	690001	2051844	42351	17638548	-9.58	10.47
0.5	1	500	13699113	824173	399600	691925	2209869	39925	17784755	-8.83	11.24
0.5	1	600	13687061	811296	429600	693776	2367894	37433	17952193	-7.97	12.07
0.5	1	700	13676002	806040	459600	695474	2525904	35092	18127927	-7.07	12.94
0.5	1	800	13665795	801046	489600	697042	2683929	32817	18304595	-6.17	13.81
0.5	1	900	13656452	796053	519600	698476	2841939	30984	18481536	-5.26	14.69
0.5	1	1000	13647854	791322	549600	699797	2999964	29141	18659396	-4.35	15.59
0.5	1	1100	13640066	786329	579600	700993	3157989	27528	18837448	-3.43	16.5
0.5	1	1200	13632391	781598	609600	702172	3315999	25925	19015835	-2.52	17.42

Ergebnisse Krankenhaus

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL
Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0.5	1	1300	13624925	777130	639600	703318	3474024	24296	19194701	-1.6	18.35
0.5	1	1400	13617617	772400	669600	704440	3632034	22773	19373317	-0.69	19.29
0.5	1	1500	13610794	767932	699600	705488	3790059	21243	19552630	0.23	20.24
0.75	0.5	100	13766234	1026537	273600	681617	1546182	51708	17242462	-11.61	8.11
0.75	0.5	200	13756197	976341	297600	683158	1672602	50315	17335583	-11.13	8.7
0.75	0.5	300	13747832	926144	321600	684443	1799010	48985	17430044	-10.65	9.28
0.75	0.5	400	13740131	875947	345600	685626	1925430	47604	17525129	-10.16	9.85
0.75	0.5	500	13732797	825750	369600	686752	2051850	46232	17620517	-9.67	10.42
0.75	0.5	600	13725809	796053	393600	687825	2178270	44887	17736670	-9.08	11.03
0.75	0.5	700	13719266	788694	417600	688830	2304678	43599	17875468	-8.37	11.71
0.75	0.5	800	13712996	781598	441600	689793	2431098	42351	18014733	-7.65	12.39
0.75	0.5	900	13706901	774765	465600	690729	2557506	41137	18154363	-6.94	13.08
0.75	0.5	1000	13700806	767932	489600	691665	2683926	39925	18294004	-6.22	13.77
0.75	0.5	1100	13694849	761099	513600	692580	2810346	38664	18433809	-5.5	14.47
0.75	0.5	1200	13689093	754266	537600	693464	2936754	37433	18573742	-4.79	15.17
0.75	0.5	1300	13683535	747696	561600	694317	3063174	36188	18714133	-4.07	15.89
0.75	0.5	1400	13678373	741125	585600	695110	3189582	35092	18854697	-3.35	16.6
0.75	0.5	1500	13673386	734555	609600	695876	3316002	33926	18995492	-2.62	17.32
0.75	1	100	13766041	976341	279600	681646	1577784	52210	17229202	-11.68	8.18
0.75	1	200	13756196	896709	309600	683158	1735809	50611	17330861	-11.16	8.87
0.75	1	300	13747815	840993	339600	684446	1893819	49143	17457529	-10.51	9.6
0.75	1	400	13740131	811296	369600	685626	2051844	47659	17610837	-9.72	10.39
0.75	1	500	13732797	803674	399600	686752	2209869	46262	17786430	-8.82	11.24
0.75	1	600	13725809	796053	429600	687825	2367894	44894	17962287	-7.92	12.1
0.75	1	700	13719266	788694	459600	688830	2525904	43599	18138694	-7.02	12.97
0.75	1	800	13712996	781598	489600	689793	2683929	42351	18315564	-6.11	13.85
0.75	1	900	13706901	774765	519600	690729	2841939	41137	18492796	-5.2	14.74
0.75	1	1000	13700806	767932	549600	691665	2999964	39925	18670042	-4.29	15.64
0.75	1	1100	13694849	761099	579600	692580	3157989	38664	18847452	-3.38	16.54

Ergebnisse Krankenhaus

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL
Basisvariante = ohne PV und BS

Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
0.75	1	1200	13689093	754266	609600	693464	3315999	37433	19024987	-2.47	17.46
0.75	1	1300	13683535	747696	639600	694317	3474024	36188	19202983	-1.56	18.39
0.75	1	1400	13678373	741125	669600	695110	3632034	35092	19381149	-0.65	19.33
0.75	1	1500	13673386	734555	699600	695876	3790059	33926	19559549	0.27	20.28
1	0.5	100	13779345	1026537	273600	679603	1546182	53098	17252170	-11.56	8.13
1	0.5	200	13779684	976341	297600	679551	1672602	53098	17352680	-11.05	8.74
1	0.5	300	13780023	926144	321600	679499	1799010	53098	17453178	-10.53	9.34
1	0.5	400	13780361	875947	345600	679447	1925430	53098	17553688	-10.02	9.93
1	0.5	500	13780700	825750	369600	679395	2051850	53098	17654197	-9.5	10.51
1	0.5	600	13781038	781598	393600	679343	2178270	53098	17760752	-8.95	11.1
1	0.5	700	13781377	772400	417600	679291	2304678	53098	17902248	-8.23	11.79
1	0.5	800	13781716	763464	441600	679239	2431098	53098	18044019	-7.5	12.48
1	0.5	900	13782054	754266	465600	679187	2557506	53098	18185515	-6.78	13.18
1	0.5	1000	13782393	745330	489600	679135	2683926	53098	18327286	-6.05	13.89
1	0.5	1100	13782731	736658	513600	679083	2810346	53098	18469320	-5.32	14.6
1	0.5	1200	13783070	728510	537600	679031	2936754	53098	18611868	-4.59	15.33
1	0.5	1300	13783409	720626	561600	678979	3063174	53098	18754690	-3.86	16.05
1	0.5	1400	13783747	712742	585600	678927	3189582	53098	18897500	-3.13	16.79
1	0.5	1500	13784086	705383	609600	678875	3316002	53098	19040848	-2.39	17.53
1	1	100	13779345	976341	279600	679603	1577784	53098	17239575	-11.63	8.21
1	1	200	13779684	875947	309600	679551	1735809	53098	17327493	-11.18	8.87
1	1	300	13780023	811296	339600	679499	1893819	53098	17451139	-10.54	9.59
1	1	400	13780361	801046	369600	679447	2051844	53098	17629201	-9.63	10.44
1	1	500	13780700	791322	399600	679395	2209869	53098	17807788	-8.71	11.3
1	1	600	13781038	781598	429600	679343	2367894	53098	17986376	-7.8	12.18
1	1	700	13781377	772400	459600	679291	2525904	53098	18165474	-6.88	13.06
1	1	800	13781716	763464	489600	679239	2683929	53098	18344850	-5.96	13.95
1	1	900	13782054	754266	519600	679187	2841939	53098	18523948	-5.04	14.86
1	1	1000	13782393	745330	549600	679135	2999964	53098	18703324	-4.12	15.77

Ergebnisse Krankenhaus

Batteriespeicher-Teilung: 0: nur EVO, 0.25: 25% SLK, 0.50: 50% SLK, 0.75: 75% SLK, 1: nur SKL											
Basisvariante = ohne PV und BS											
Teilung	C-Rate	Kapazität kWh	Arbeitspreis €	Leistungspreis €	Betriebskosten €	Eigenverbrauch	Finanzierung €	Einspeisevergütung €	Gesamtkosten €	Abweichung Basisvariante %	Amortisation in Jahren
1	1	1100	13782731	736658	579600	679083	3157989	53098	18882963	-3.2	16.7
1	1	1200	13783070	728510	609600	679031	3315999	53098	19063113	-2.28	17.64
1	1	1300	13783409	720626	639600	678979	3474024	53098	19243540	-1.35	18.59
1	1	1400	13783747	712742	669600	678927	3632034	53098	19423952	-0.43	19.55
1	1	1500	13784086	705383	699600	678875	3790059	53098	19604905	0.5	20.53

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Hamburg

Ort

28.02.2021

Datum

