

Hochschule für Angewandte Wissenschaft Hamburg
Fakultät Life Sciences

Bachelorarbeit im Studiengang Umwelttechnik

Einbindung dynamischer Stromtarife in dezentrale Erzeugungsanlagen am Beispiel einer Photovoltaikanlage mit einem Batteriespeicher

vorgelegt am 06.09.2025

Gunnar Gerdson



1. Prüfer: Prof. Dr.-Ing Sebastian Timmerberg
2. Prüfer: M. Eng. Lucca Schwitalla

**HOCHSCHULE FÜR ANGEWANDTE
WISSENSCHAFTEN HAMBURG**

Department Umwelttechnik

Ulmenliet 20

21033 Hamburg

in Zusammenarbeit mit der
PV Energy Solutions GmbH

Nutzung von künstlicher Intelligenz

Im Rahmen dieser Abschlussarbeit wurde künstliche Intelligenz (KI) (ChatGPT von OpenAI sowie Gemini von Google) unterstützend verwendet. Die KI wurde zur Prüfung auf Redundanz, sprachliche Korrektheit und struktureller Logik einzelner Textpassagen verwendet. Weiterhin half sie dabei alternative Formulierungen vorzuschlagen um verschachtelte oder unklare Sätze lesbarer zu machen. Zudem wurde die korrekte Zitierweise mittels KI geprüft.

Insbesondere unterstützte die KI dabei den Code zur linearen Optimierung bzw. linearen Programmierung in MATLAB zu strukturieren und Fehler innerhalb des Codes zu finden.

Die inhaltliche Ausarbeitung, das Sammeln und Zusammenstellen der Daten, die Entwicklung des Modells sowie die Interpretation und Analyse der Ergebnisse wurden von mir eigenständig erarbeitet. Die Quellenrecherche, die inhaltliche Verantwortung sowie die Analyse und Bewertung der Ergebnisse unterliegt vollständig dem Verfasser dieser Arbeit.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis	VII
Abkürzungsverzeichnis	VIII
1 Einleitung	1
2 Hintergrund und Grundlagen	3
2.1 Dezentrale Erzeugungsanlage – Photovoltaikanlage mit Speicher	3
2.1.1 Photovoltaik und Solarzellen	3
2.1.2 Aufbau einer Photovoltaikanlage	5
2.1.3 Batteriespeicher	8
2.2 Strompreis in Deutschland	9
2.2.1 Merit-Order-Modell	10
2.2.2 Spotmarkt	12
2.3 Dynamische Stromtarife	13
2.3.1 Funktionsweise	13
2.3.2 Herausforderungen	14
2.4 Mathematische Optimierung	15
2.4.1 Grundlagen der linearen Optimierung (LO)	15
2.4.2 Ganzzahlige lineare Optimierung (GLO) und gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung (MILP)	17
2.4.3 Anwendungsbereiche	17
3 Methodik	18
3.1 Beschreibung der verwendeten Software PV-SOL	18
3.2 Beschreibung der simulierten Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher	18
3.3 Erweiterung der Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher	19
3.3.1 Erhöhter Verbrauch durch Wärmepumpe	19
3.3.2 Erhöhter Verbrauch durch Elektrofahrzeug	20
3.3.3 Erhöhter Verbrauch durch Wärmepumpe und Elektrofahrzeug	21
3.4 Ergänzung des Modells mit dynamischen Stromtarifen	23
3.5 Lineare Optimierung des Ladens und Entladens vom Batteriespeicher im Zusammenspiel mit dynamischen Stromtarifen	24
3.5.1 Ziel der Optimierung	24
3.5.2 Szenarien Vergleich	25
3.5.3 Nicht optimierte Ansätze	25
3.5.4 Variablen	28
3.5.5 Grenzen der Variablen	29
3.5.6 Nebenbedingungen	30

4	Rahmenbedingungen / Annahmen / Eingangsdaten	32
4.1	Gewählte Komponenten	32
4.1.1	Photovoltaikmodul	32
4.1.2	Wechselrichter	33
4.1.3	Batteriespeicher	34
4.1.4	Energy-Meter	35
4.1.5	Wärmepumpe	36
4.1.6	Elektrofahrzeug	36
4.2	Ort der Anlage und zugehörige Wetterdaten	37
4.3	Eigenschaften des dynamischen Stromtarifes	37
5	Ergebnisse und Auswertung	38
6	Diskussion	44
7	Zusammenfassung	46
7.1	Ausblick	46
	Literaturverzeichnis	48
	Eidesstattliche Erklärung	51
	Anhang	A

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Stromsektor in Deutschland bis 2050	1
Abbildung 2: Vorgänge in einer Solarzelle bei Bestrahlung	4
Abbildung 3: Prozesskette zur Herstellung kristalliner Silizium-Solarzellen	5
Abbildung 4: Aufbau einer klassischen netzgekoppelten Photovoltaikanlage	6
Abbildung 5: Photovoltaikanlage aus mehreren Strängen mit einem Zentralwechselrichter	7
Abbildung 6: Prinzipieller Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher DC-Kopplung des Speichers	8
Abbildung 7: Prinzipieller Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher AC-Kopplung des Speichers	9
Abbildung 8: Strompreise für Haushalte an Berechnungstichtagen	10
Abbildung 9: Positiver Bereich der Angebotskurve (Merit-Order-Kurve)	11
Abbildung 10: Veranschaulichung des Merit-Order-Effekts	12
Abbildung 11: Wirkung der Flexibilisierung der Nachfrage bei hoher und geringer EE-Einspeisung	14
Abbildung 12: Das Simplexverfahren (links) und die Innerer-Punkte-Methode (rechts)	16
Abbildung 13: Verbrauch des Beispielhauses und die simulierte PV-Erzeugung	19
Abbildung 14: Verbrauch des Beispielhauses inkl. Wärmepumpe und die simulierte PV-Erzeugung	20
Abbildung 15: Verbrauch des Beispielhauses inkl. Elektroauto und die simulierte PV-Erzeugung	21
Abbildung 16: Verbrauch des Beispielhauses inkl. Wärmepumpe sowie Elektroauto und die simulierte PV-Erzeugung	22
Abbildung 17: Alle Verbrauchsszenarien und die simulierte PV-Erzeugung	22
Abbildung 18: Strombezugskosten von herkömmlichen und dynamischen Tarifen sowie die Kosten der Tarifs Komponenten	23
Abbildung 19: PV-Modul TSM-445-NEG9R.28 Vertex S+	33
Abbildung 20: Hybrid-Wechselrichter SMA Sunny Tripower Smart Energy 8.0	34
Abbildung 21: Batteriespeicher Battery-Box Premium HVS 10.2 von BYD	35
Abbildung 22: Energy-Meter SMA Sunny Home Manager 2.0	36
Abbildung 23: Vergleich der Netto-Kosten verschiedener Verbrauchsszenarien	39
Abbildung 24: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer	40

Abbildung 25: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und nicht-optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer.....	41
Abbildung 26: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem herkömmlichen Tarif und nicht-optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer.....	42
Abbildung 27: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter	42
Abbildung 28: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und nicht-optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter	43
Abbildung 29: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem herkömmlichen Tarif und nicht-optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter	44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Variablen der Optimierung mittels MATLAB	29
Tabelle 2: Parameter des Speichers und der Tarife	30
Tabelle 3: Zusammenfassung der Netto-Kosten für die verschiedenen Verbrauchsszenarien und Betriebsstrategien	38
Tabelle 4: Gewinne durch die Optimierung im Vergleich zu den nicht optimierten Modellen	39

Abkürzungsverzeichnis

AC:	Alternating Current (Wechselstrom)
BMWK:	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BSEW:	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
DC:	Direct Current (Gleichstrom)
DWD:	Deutscher Wetterdienst
EE:	Erneuerbare Energien
EEG:	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG:	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)
GO:	Ganzzahlige Optimierung
ILP:	Integer Linear Programming (Ganzzahlige lineare Optimierung)
KI:	Künstliche Intelligenz
LO:	Lineare Optimierung
LP:	Linear Programming (Lineare Programmierung)
MILP:	Mixed-Integer Linear Programming (Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung)
MPP:	Maximum Power Point (Punkt der maximalen Leistung)
PV:	Photovoltaik
PVA:	Photovoltaikanlage
SoC:	State of Charge (Ladezustand des Speichers)

1 Einleitung

Die ersten Auswirkungen des Klimawandels werden immer deutlicher, was sich durch das Schmelzen der Gletscher und Häufungen von Extremwetterereignisse zeigt. Dies sind die Folgen des jahrzehntelangen Verbrennens fossiler Energieträger. Steigende Öl- und Gaspreise machen die Endlichkeit dieser Ressourcen auch im alltäglichen Leben ersichtlicher und zeigen gleichzeitig, dass erneuerbare Energien hierfür eine Lösung darstellen können (Mertens, 2020, S. 19). Diese Lösung besteht darin, dass sie die Sonne als größte regenerative Energiequelle nutzen (Mertens, 2020, S. 19, Quaschnig, 2024, S.72).

Die Sonnenstrahlung umzuwandeln und als Grundlage für unsere Energieversorgung zu verwenden kann durch verschiedene Technologien umgesetzt werden, wie zum Beispiel bei Windenergie, Photovoltaik oder Biomasse. All diese Technologien machen deutlich, dass eine emissionsfreie Umwandlung von Solarstrahlung in elektrische Energie für eine klimaneutrale Zukunft unumgänglich ist (Mertens, 2020, S. 19). Diese Umwandlung wird unter anderem durch Photovoltaik ermöglicht. Allerdings unterliegt sie auch den drei Herausforderungen von Stromsystemen mit hohem Anteil aus erneuerbaren Energien: Dem Ausgleich von Nachfrage und Angebot, die gesicherte Bereitstellung von Leistung und der Gewährleistung von Systemdienstleistungen (Wawer, 2022, S. 111).

In herkömmlichen Stromsystem mit thermischen Kraftwerken, konnte die Erzeugung der Last angepasst werden und nur Schwankungen mussten durch Regellenergiekraftwerke kompensiert werden. Die variable und durch meteorologische Gegebenheiten bestimmte Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik wird in künftigen Energiesystemen eine zunehmend bedeutendere Position einnehmen. Allerdings birgt sie weiterhin das große Problem, die Stromerzeugung der Last anzupassen und Schwankungen auszugleichen (Wawer, 2022, S. 112).

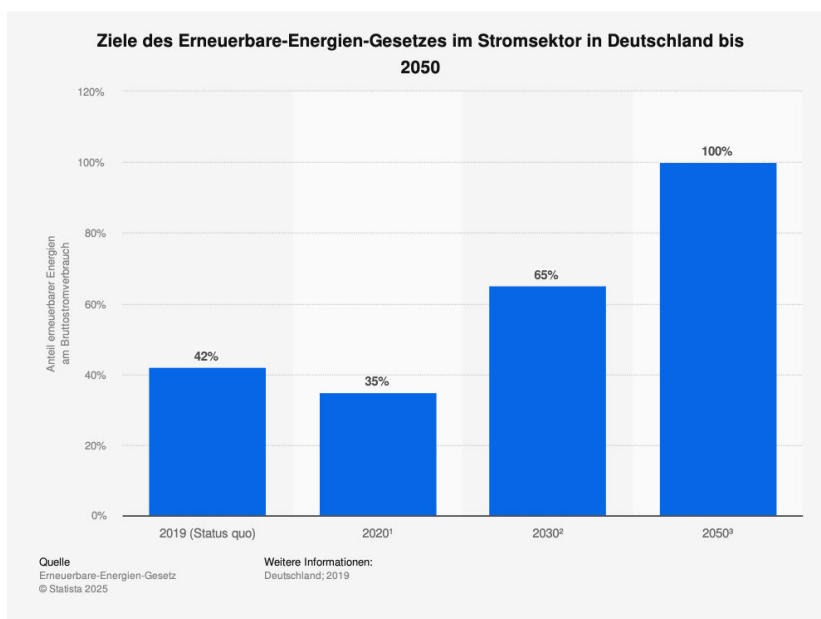


Abbildung 1: Ziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Stromsektor in Deutschland bis 2050
Quelle: Statista, 2025

In Abbildung 1 werden die Ziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Deutschland bis 2050 gezeigt.

Das Gesetz verfolgt die Ambition, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2050 auf hundert Prozent zu steigern. Um diese Absichten zu erreichen, formuliert das EEG 2023 verschiedene Ansatzpunkte. Anlagenbetreiber, die ihren produzierten Strom ins Netz speisen und somit dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen, haben laut dem EEG einen Anspruch auf Einspeisevergütung. Dieser Paragraf formuliert gewisse Ausnahmen, welche den Residential Photovoltaikmarkt allerdings nur in seltenen Fällen betrifft (EEG 2023, § 21a-c).

Eine feste Einspeisevergütung fördert zwar den Ausbau, aber berücksichtigt nicht die Auswirkung des produzierten Stroms auf das Netz und die jeweiligen Netzbetreiber. Sobald der Anteil an erneuerbaren Energien steigt, muss dies eine Erhöhung der Speicherkapazität sowie eine bessere Steuerbarkeit der Last mitbringen, ansonsten können die Auswirkungen auftretender Spitzenlasten und Engpässe nicht vermindert werden (Westermann et al., 2013, S. 80). Um das Netz zu schonen und Störungen des Stromsystems zu verringern, stehen den Netzbetreibern mehrere Optionen zur Verfügung. Die Netzbetreiber können im Fall von Störungen, das Spannungsniveau senken und somit die Wirkleistungsaufnahme reduzieren, Lasten manuell oder automatisch abschalten oder mittels Einspeisemanagement im Übertragungs- und Verteilnetz die Lasten steuern. Der weiterhin geförderte und fortlaufende Ausbau von erneuerbaren Energien führt zu einem kontinuierlich steigendem Regelbedarf. Hierbei wird Erzeugung an Nutzenergie angeglichen, Energiemengen zeitlich verschoben oder überschüssige Energie gespeichert (Hillemacher, 2014, S. 4).

Damit der Regelbedarf nicht ausschließlich beim Netzbetreiber liegt wurde mit dem Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) Paragraf 41 gesetzlich festgeschrieben, dass Stromlieferanten einen Lastvariablen, tageszeitabhängigen oder dynamischen Stromtarif anbieten müssen, solange dieser technisch machbar und wirtschaftlich vertretbar ist. Diese Tarife sollen Letztverbrauchern einen Ansporn zum Einsparen von Energie und zum Steuern des eigenen Verbrauchs bieten. Damit werden Letztverbraucher motiviert ihren Verbrauch zeitlich zu verschieben und somit das Stromnetz im Regeln der Lasten zu unterstützen (EnWG 2025, §41). Ein weiterer wirtschaftlicher Anreiz für Letztverbraucher bzw. Anlagenbetreiber ist ab April 2025 in Kraft getreten, die zeitvariablen Netzentgelte, dabei werden Netzentgelte je nach Netzstabilität bepreist (EnWG 2025, §14a). Dynamische Stromtarife und zeitvariable Netzentgelte sollen also ein wirtschaftliches Interesse beim Verbraucher wecken und somit zur Netzstabilität beitragen.

In dieser Bachelorarbeit wird die Einbindung dynamischer Stromtarife in dezentrale Erzeugungsanlagen am Beispiel einer Photovoltaikanlage mit einem Batteriespeicher untersucht und eine ökonomische Analyse durchgeführt. Ziel dieser Analyse ist die Ermittlung der potenziellen Einsparungen für einen typischen Betreiber einer Photovoltaikanlage, der sein installierten Speicher mittels dynamischer Strompreise lädt und entlädt.

2 Hintergrund und Grundlagen

2.1 Dezentrale Erzeugungsanlage – Photovoltaikanlage mit Speicher

Die Rolle von Photovoltaikanlagen nimmt im Energieerzeugungssystem bezogen auf Deutschland eine wachsende Position ein. Die Umsetzbarkeit dieser Anlagen reicht über kleine Photovoltaikanlagen auf Einfamilienhäusern bis hin zu Megawattanlagen auf Freiflächen. Um einen möglichst fehlerfreien und wirtschaftlichen Betrieb der Anlage sicherzustellen, sollte die Anlage richtig dimensioniert sein und die technischen Eigenschaften der Komponenten gut aufeinander abgestimmt werden (Wesselak et al., 2016, S. 63). Die Komponenten einer dezentralen Erzeugungsanlage werden im Folgenden Kapitel beleuchtet und Vorgänge innerhalb einer Solarzelle erklärt.

2.1.1 Photovoltaik und Solarzellen

Der Begriff Photovoltaik bezeichnet die Umwandlung von Sonnenstrahlung in elektrische Energie mittels Solarzellen. Eine Verkettung von verschiedenen Prozessen ermöglicht es die solare Strahlung in Strom umzusetzen. Die Umwandlung beginnt mit der Absorption von Photonen im Halbleitermaterial, hierdurch entstehen Elektronen-Loch-Paare. Diese werden mit Hilfe des elektrischen Feldes am p-n-Übergang separiert (Wesselak et al., 2016, S. 29). Zur Herstellung von Solarzellen werden Halbleitermaterialien benötigt, beispielsweise Silizium. Halbleiter liegen in ihrer elektrischen Leitfähigkeit zwischen Metallen und Isolatoren. Beim Herstellungsprozess von reinem kristallinem Silizium wird Quarzsand benötigt das durch Reduktion mittels Kohlenstoff bei ca. 1800 °C erzeugt wird. Aus den Siliziumkristallen werden im Anschluss sehr dünne Scheiben gesägt, welche eine Stärke von nur 180 bis 300 µm aufweisen. Zum Aufbau des p-n-Übergang werden beim Herstellungsprozess des Siliziums kleine Mengen Bor zugesetzt. Dieses Bor führt zu einer höheren Anzahl an positiven Ladungsträgern und bildet somit die p-Dotierung an der Oberseite der Siliziumscheibe. Die zweite Halbleiterschicht ist die dominierende Schicht und ist negativ geladen. Für die negative Ladung werden in die Siliziumkristalle Phosphoratom eindiffundiert, dabei entsteht die n-Dotierung. In den zwei unterschiedlichen Halbleiterschichten wandern nun die Elektronen durch Diffusion vom n- in das p-Gebiet. Bei der Diffusion bleiben ionisierte Dotierungsatome zurück und bilden ein elektrisches Feld aus. Trifft nun Solarstrahlung mit genügend Energie auf das dotierte Silizium entstehen in der n- als auch in der p-Schicht Elektron-Lochpaare, welche durch das elektrische Feld getrennt werden. Das elektrische Feld beschleunigt die Ladungsträger in verschiedene Richtungen, somit werden negative zur Zellenvorderseite und positive zur Zellenrückseite befördert (Schabbach et al., 2020, S. 86).

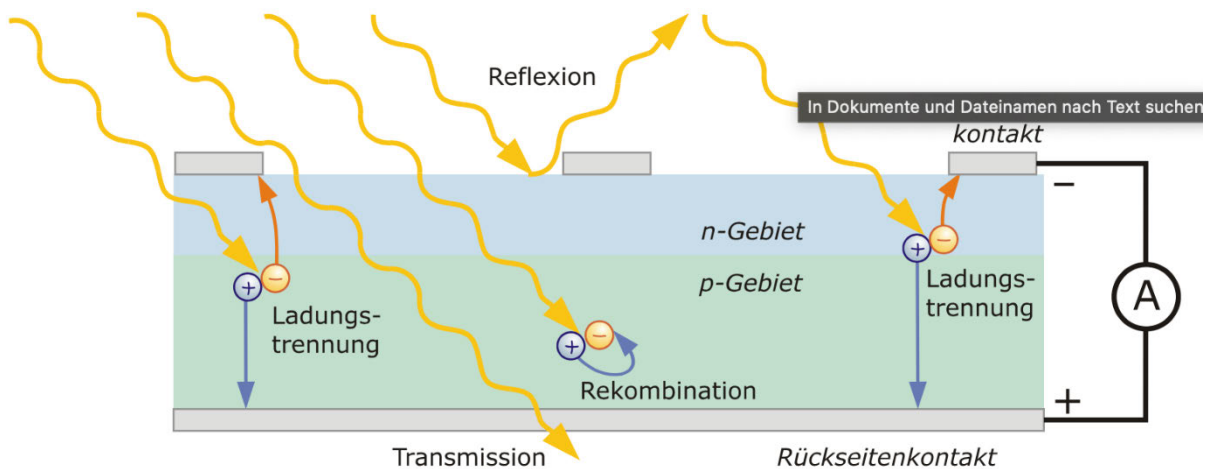


Abbildung 2: Vorgänge in einer Solarzelle bei Bestrahlung

Quelle: Quaschnig, 2024 S. 202

Die Abbildung 2 veranschaulicht die Vorgänge in einer Solarzelle bei Bestrahlung. Deutlich wird hierbei, dass das Silizium unsymmetrisch dotiert ist (siehe Abb. 2), die n-Schicht ist im Vergleich zur p-Schicht dünner. Treffen Photonen auf die Solarzelle werden Elektronen-Loch-Paare erzeugt und über das elektrische Feld an der p-n-Grenzschicht getrennt. Hierbei ist zu beachten, dass nicht alle Photonen nutzbar sind. Reflexion an der Oberseite der Solarzelle sowie Transmission reduzieren den Teil der absorbierten Photonen (Quaschnig, 2024, S.202).

Reicht die absorbierte Energie aus, werden Elektronen abgespalten. Die hierbei benötigte Menge Energie hängt vom Festkörper ab. Bei Silizium beträgt diese 1,42eV (Mertens, 2020, S.70). Die Elektronen werden zur n-dotierten Schicht beschleunigt und die Löcher in Richtung des p-dotierten Gebiets. Bis zur Oberfläche gelangen allerdings nicht alle Ladungsträger, da ein Teil durch Rekombinationsprozesse (siehe Abb. 2) verloren geht. Sobald die Elektronen über die Kontakte an der Zelle abfließen und zurück in die p-Schicht gelangen fließt ein Strom. Wenn ein Verbraucher zwischen die Kontakte geschlossen wird, kann der Strom genutzt werden, um elektrische Arbeit zu verrichten (Schabbach et al., 2020, S.85).

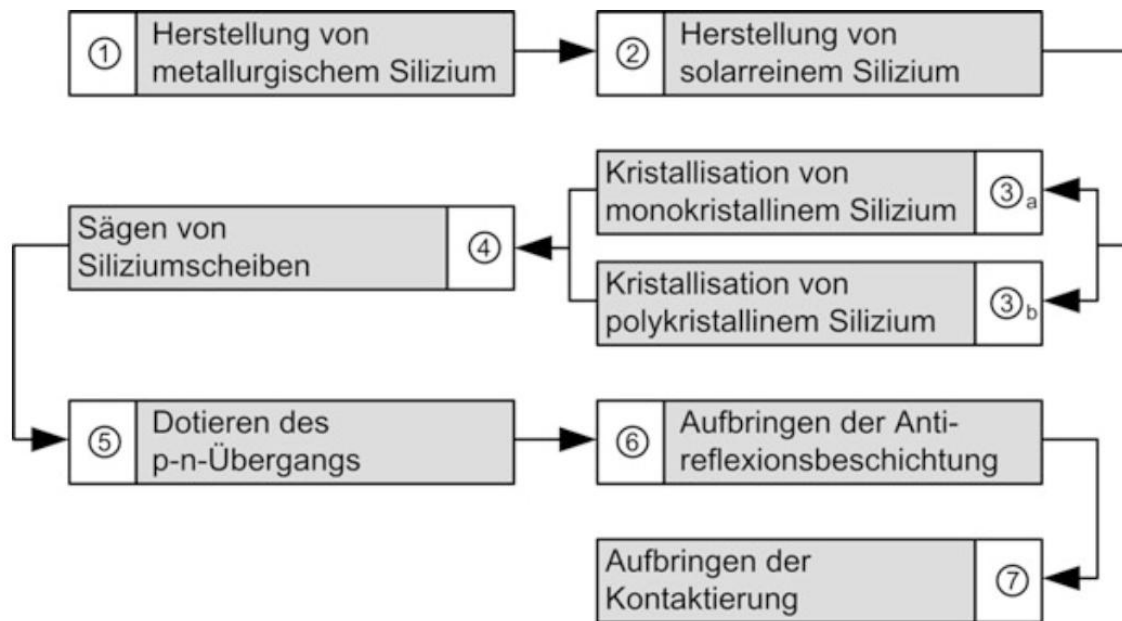


Abbildung 3: Prozesskette zur Herstellung kristalliner Silizium-Solarzellen

Quelle: Wesselak et al., 2016, S.47

Die Abbildung 3 verbildlicht die einzelnen Prozessschritte der Herstellung einer kristallinen Silizium-Solarzelle und dient als Überblick des Prozesses.

2.1.2 Aufbau einer Photovoltaikanlage

Photovoltaikanlagen können neben netzgekoppelten Eigenverbrauchssystemen auch als Inselsystem oder als reine netzgekoppelte Systeme vorliegen. Von einem Inselsystem spricht man, sobald das Photovoltaik-Batterie-System vom Verteilernetz getrennt vorliegt und autark agiert.

Dimensioniert werden diese Anlagen, um den monatlichen Bedarf mit der monatlichen Bestrahlung zu decken. Reine netzgekoppelte Photovoltaikanlagen speisen ihre erzeugte Leistung komplett ins Netz und werden nur anhand der verfügbaren Fläche dimensioniert.

Eigenverbrauchssysteme sind Photovoltaikanlagen, die ans Verteilernetz angeschlossen sind. Die Anlagen werden so dimensioniert, dass sie möglichst viel des eigenen Strombedarfs decken können, um den Netzbezug gering zu halten und somit einen finanziellen Mehrwert zu bieten (Quaschning, 2024, S.283).

Die Abbildung 4 stellt einen typischen Aufbau einer dezentralen netzgekoppelten Photovoltaikanlage dar.

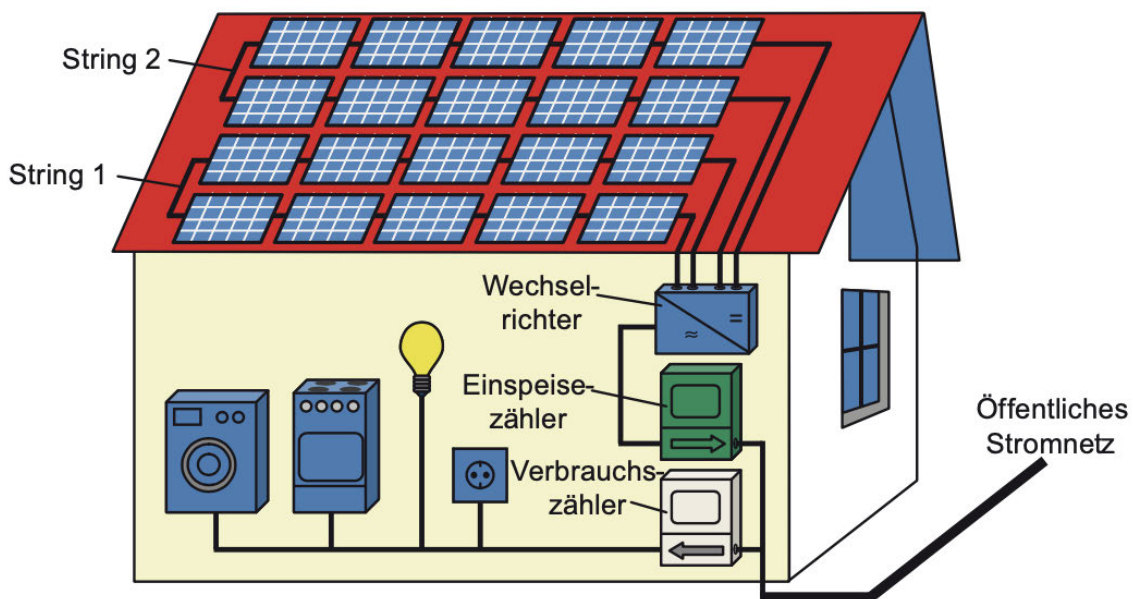


Abbildung 4: Aufbau einer klassischen netzgekoppelten Photovoltaikanlage
 Quelle: Mertens, 2020, S.34

Photovoltaikanlagen können technisch in drei Bereiche aufgeteilt werden. Beginnend mit den Komponenten der Gleichstromseite, zu denen die Photovoltaikmodule, die Unterkonstruktion sowie die Gleichstromverkabelung gehören. Den zweiten Bereich stellt der Wechselrichter dar, dieser bildet das Bindeglied zwischen Gleich- und Wechselspannung.

Der Wechselrichter wandelt, die durch einfallendes Sonnenlicht produzierte, Gleichspannung in netzkonforme Wechselspannung. Das Monitoringsystem ist der dritte und letzte Bereich der Photovoltaikanlage. Dieses System erfasst Erträge und ermöglicht die Anlagenüberwachung sowie die Behebung der Störungen im Fehlerfall (Wesselak et al., 2016, S. 64).

Der Beginn beim Bau einer Photovoltaikanlage ist die Montage der Unterkonstruktion. Die Auslegung der Unterkonstruktion ist abhängig davon, welche Art Anlage errichtet wird. Freiflächen- und Flachdachanlagen erfolgen nach einem ähnlichen Prinzip (Wesselak et al., 2016, S. 83). Hierbei wird in der Regel eine Ausrichtung nach Süden und ein Anstell- bzw. Neigungswinkel von 30 bis 40° gewählt, da dies im Jahresmittel den größten Ertrag ermöglicht (Wesselak et al., 2016, S. 71).

Um Verschattungsverluste gering zu halten wird ein ausreichender Abstand zwischen den Modulreihen benötigt, dieser Abstand reduziert jedoch gleichzeitig auch die nutzbare Fläche. Bei Anlagen auf Dächern oder an Fassaden bestimmt maßgeblich die Gebäudegeometrie die Ausrichtung der Modulfläche (Wesselak et al., 2016, S. 71). Das Tragen der Module, die Einhaltung der Abstände zwischen den Modulen und die Realisierung des Neigungswinkels sind die Aufgaben der Unterkonstruktion (Wesselak et al., 2016, S. 83).

Sobald die Unterkonstruktion steht, werden die Module montiert. Die Module werden in Reihe geschaltet, bis die beabsichtigte Gleichspannung erreicht wurde.

Bei größeren Anlagen können mehrere Stränge mit der gleichen Leistung parallelgeschaltet werden, siehe Abbildung 5 (Quaschning, 2024, S.268).

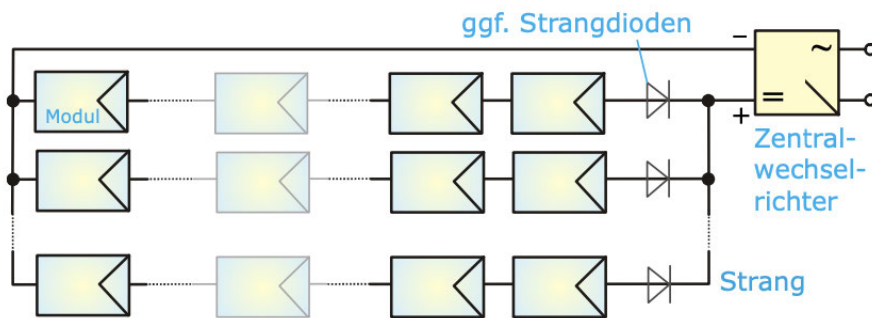


Abbildung 5: Photovoltaikanlage aus mehreren Strängen mit einem Zentralwechselrichter
Quelle: Quaschning, 2024, S. 268

Der zweite technische Bereich, der Wechselrichter, ist somit erreicht. Um den durch den Photovoltaikgenerator erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom zu wandeln, wird ein Wechselrichter benötigt. Der Wechselrichter ist in der Lage mittels Modulationsverfahren eine gut angenäherte sinusförmige Spannung zu erzeugen.

In nahezu allen Wechselrichtern sind weitere Systemkomponenten verbaut. Die Systemkomponenten umfassen Steuerung, Regelung und Überwachung. In den Systemkomponenten ist im Normalfall auch ein Maximum Power Point Tracker (MPP-Tracker) enthalten. Dieser sorgt für eine kontinuierliche Optimierung der Leistung des Photovoltaikgenerators, indem er den Punkt maximaler Leistung (Maximum Power Point, MPP) permanent ermittelt und einstellt. Die Überwachung und kontinuierliche Regelung des MPP-Trackers ist von besonderer Wichtigkeit, da sich aufgrund von Sonneneinstrahlung und Temperatur der Module der Betriebspunkt der maximalen Leistung dauerhaft verschiebt (Wesselak et al., 2016, S. 74).

Soll der nun erzeugte Wechselstrom komplett ins Netz eingespeist werden, spricht man von einer „Volleinspeisung“. Zur Volleinspeisung wird ein Einspeisezähler benötigt, dieser erfasst die eingespeiste Energie. Die Volleinspeisung war in Zeiten höherer EEG-Vergütungssätze stark vertreten, um über die Einspeisevergütung die Anlage zu refinanzieren. Mittlerweile sind die Strombezugspreise für Tarifkunden höher als die EEG-Vergütungssätze.

Somit ist es lohnender den eigen erzeugten Solarstrom selbst zu nutzen. Anlagen sollen vorrangig den Eigenverbrauch maximieren und nur den überschüssigen Strom einspeisen, um so eine effiziente Refinanzierung der Anlage zu ermöglichen. Diese Betriebsart wird „Überschusseinspeisung“ genannt und benötigt einen Zweirichtungszähler, der eingespeisten und bezogenen Strom getrennt erfassen kann. Vor den Zweirichtungszähler kann ein weiterer Solarstromzähler installiert werden, dieser gewährt einen Einblick in die insgesamt erzeugte Solarstrommenge und ermöglicht die Bestimmung des Eigenverbrauchsanteils. Ein Solarstromzähler ist für Anlagen ab 10kW notwendig, da hier nur 90% des Stroms vergütet werden (Mertens, 2020, S. 200).

2.1.3 Batteriespeicher

Zum ökonomischen Betrieb einer Photovoltaikanlage ist seit dem Erreichen der Netzparität ein Batteriespeicher immer wichtiger. Netzparität gilt dann als erreicht, wenn die Kosten für Strom aus Photovoltaikanlagen die Kosten für Strombezug unterschreiten. Um eine Anlage zügig zu refinanzieren ist es also wichtig, den Eigenverbrauchsanteil möglichst zu maximieren. Überschuss ins Netz zu speisen ist solange es eine gesetzlich geregelte Einspeisevergütung gibt, zwar noch finanziell interessant, sobald diese aber mit zunehmenden Photovoltaikausbau sinkt, schwindet ihre ökonomische Relevanz. Somit wird das Speichern von Überschüssen aus der PV-Anlage zunehmend finanziell interessanter. Bei Photovoltaikanlagen sind Batterien sinnvoll. Sie speichern den Überschuss und können den Bedarf decken, sollte dieser die Photovoltaikleistung überschreiten (Quaschning, 2024, S.269).

Bei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen bestehen zwei prinzipielle Aufbau Möglichkeiten, die in Abbildung 6 und 7 dargestellt sind (Mertens, 2020, S. 226).

a) DC-Kopplung:

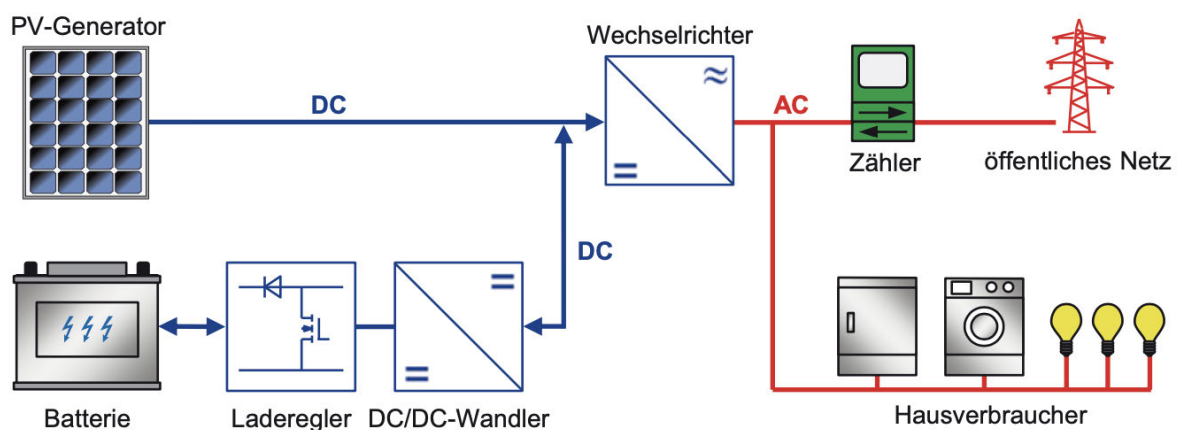


Abbildung 6: Prinzipieller Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher DC-Kopplung des Speichers
Quelle: Mertens, 2020, S. 226

Im Fall der in Abbildung 6 dargestellte DC-Kopplung wird der Batteriespeicher an die Gleichstromleitung des PV-Generators geschlossen. Zwischen den Solargenerator und dem Speicher werden außerdem noch ein Laderegler und ein DC/DC-Wandler geschaltet. Der Laderegler hat in erster Linie die Aufgabe, die Batterie zu schützen. Er verhindert sowohl eine Überladung als auch eine Tiefenentladung des Speichers. Zur Spannungsanpassung wird dem Laderegler noch ein DC/DC-Wandler vorgeschaltet, der die Spannung auf das notwendige Spannungsniveau transformiert. (Mertens, 2020, S. 226; S. 233).

b) AC-Kopplung:

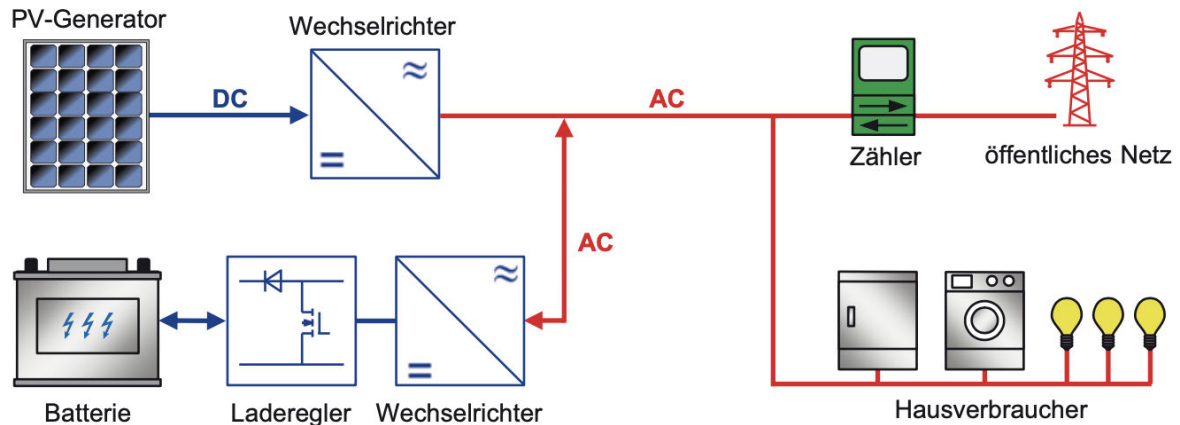


Abbildung 7: Prinzipieller Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher AC-Kopplung des Speichers
Quelle: Mertens, 2020, S. 226

Die Abbildung 7 zeigt die zweite Anschlussmöglichkeit eines Batteriespeichers. Hierbei wird der Speicher an die Wechselstromseite angeschlossen. Bei dieser Kopplung werden zwei Wechselrichter benötigt. Der erste wandelt den Gleichstrom vom PV-Generator in Wechselstrom um, welcher für den Hausverbrauch und für die Einspeisung ins öffentliche Netz genutzt werden kann. Zum Laden der Batterie wandelt der zweite Wechselrichter den Wechselstrom erneut in Gleichstrom. Der Laderegler fungiert erneut als Schutz für die Batterie (Mertens, 2020, S.226). Bei AC-gekoppelten Batteriesystemen ist hervorzuheben, dass sie sich problemlos in bestehende Photovoltaikanlagen integrieren und erweitern lassen. Aufgrund des zweiten Wechselrichters fallen jedoch zusätzliche Kosten und Verluste an (Quaschnig, 2024, S.271). Die zusätzliche Stromwandlung fällt allerdings kaum ins Gewicht aufgrund der hohen Wirkungsgrade moderner Wechselrichter (Mertens, 2020, S. 225).

2.2 Strompreis in Deutschland

Der Strompreis in Deutschland setzt sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammen. Hierzu gehören die Kosten für die Strombeschaffung und den Vertrieb, die Netzentgelte sowie verschiedene Abgaben und Umlagen. Bei den Abgaben handelt es sich um Steuern, Umlagen und Konzessionsabgaben. Aufgrund des Themas dieser Bachelorarbeit wird sich hierbei auf Haushaltsverbraucher konzentriert. Ein durchschnittlicher Haushaltskunde bezieht seinen Strom aus dem Niederspannungsnetz und hat jährlich einen Verbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh (Kienscherf et al., 2023, S. 4).

In Abbildung 8 ist der durchschnittliche Strompreis für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh an Berechnungstichtagen dargestellt. Der orangefarbene Balken stellt den Anteil an Kosten dar, der durch Beschaffung und Vertrieb entsteht. Der blaue Balken bildet die Kosten für Netzentgelte ab, während der rote die Abgaben zeigt (BDEW, 2025, S. 4).

Strompreis für Haushalte an Berechnungstichtagen

Durchschnittlicher Strompreis für Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh

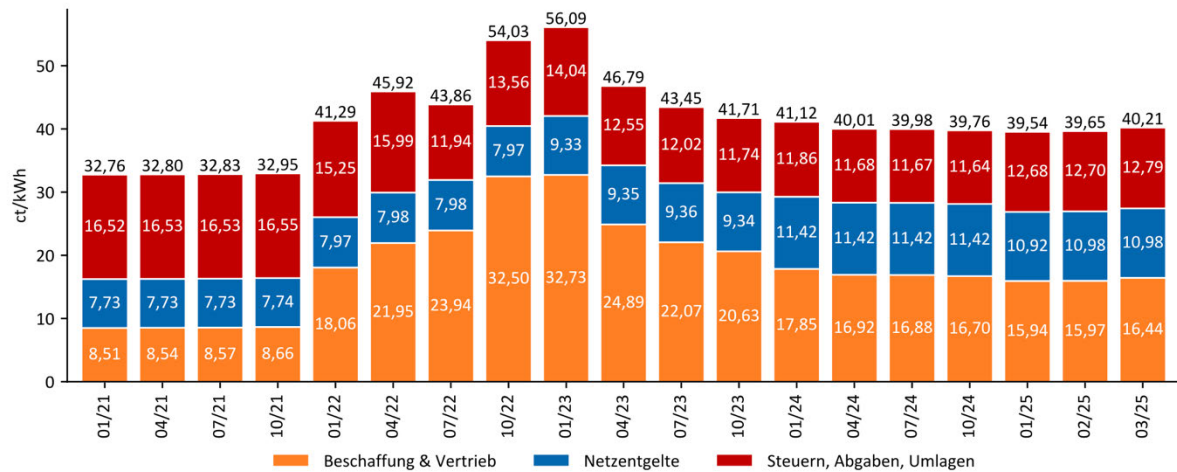


Abbildung 8: Strompreise für Haushalte an Berechnungstichtagen

Quelle: BDEW, 2025, S. 4

Wie in Abbildung 8 ersichtlich, ist die bedeutendste Komponente des Strompreises die Beschaffungs- und Vertriebskosten. Für Großverbraucher und Energieversorger besteht die Möglichkeit Strom in bilateralen Verträgen zu handeln, sprich Verträge werden direkt mit dem Erzeuger getätigt. Außerhalb dessen sind die Börsenstrompreise eine geeignete Orientierung für die Beschaffungskosten (Kienscherf et al., 2023, S. 8).

2.2.1 Merit-Order-Modell

Der Börsenpreis berechnet sich nach dem Merit-Order Modell. Nach diesem Modell ergibt sich der Preis aus der nachgefragten Strommenge und den Grenzkosten des teuersten noch benötigten Kraftwerkes, welches zu Deckung der Nachfrage erforderlich ist.

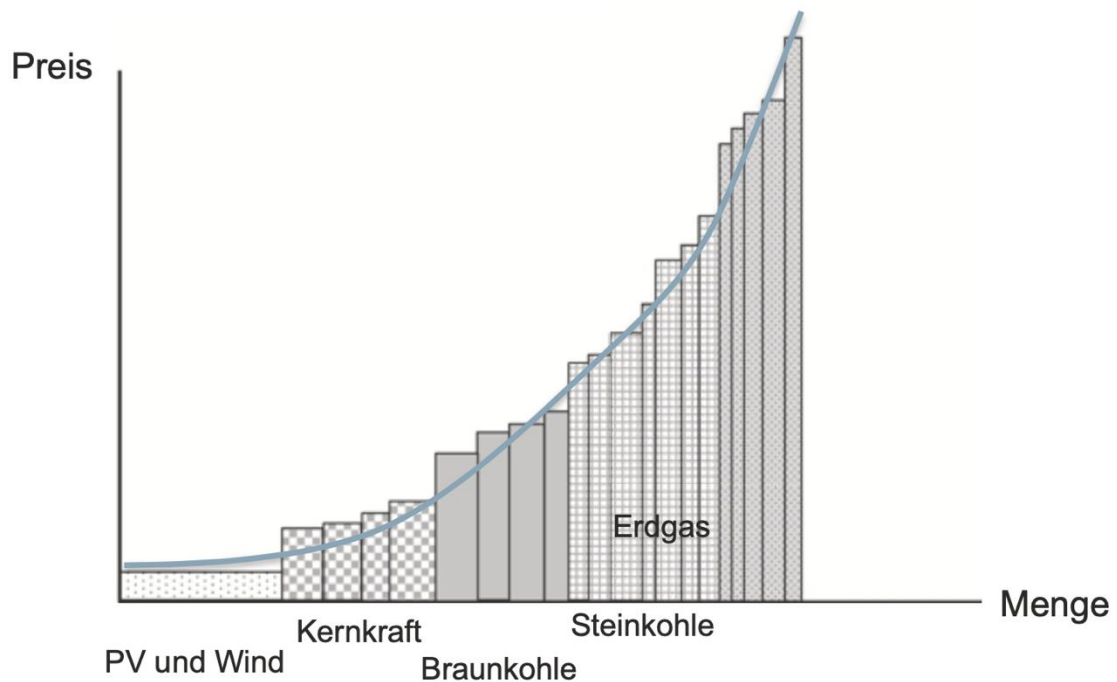


Abbildung 9: Positiver Bereich der Angebotskurve (Merit-Order-Kurve)

Quelle: Waver, 2022, S. 139

Die Abbildung 9 zeigt eine vereinfachte Angebotskurve, wie das Stromangebot am Spotmarkt zustande kommt. Die Angebotskurve verläuft hierbei nicht linear, sondern treppenförmig, aufgrund der unterschiedlichen Kraftwerke und ihren unterschiedlichen Grenzkosten. Die Merit Order beginnt mit dem Strom aus Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen ganz links, da ihre Grenzkosten gleich Null sind. Im Anschluss zu PV- und Windenergie kommen Kernkraftwerke, sowie Braunkohlekraftwerke und Steinkohlekraftwerke. Die größten Grenzkosten weisen Gaskraftwerke vor. Integriert man die Angebotskurve entspricht dies den variablen Kosten der Stromerzeugung (Waver, 2022, S.138).

Die Verdrängung des teuer produzierten Stroms durch Markteintritt eines Kraftwerks mit geringeren Grenzkosten wird Merit-Order-Effekt genannt. Zu Zeiten mit hoher Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen werden konventionelle Kraftwerke durch den Merit-Order-Effekt aus dem Markt verdrängt, dies führt zu einem niedrigeren Börsenstrompreis.

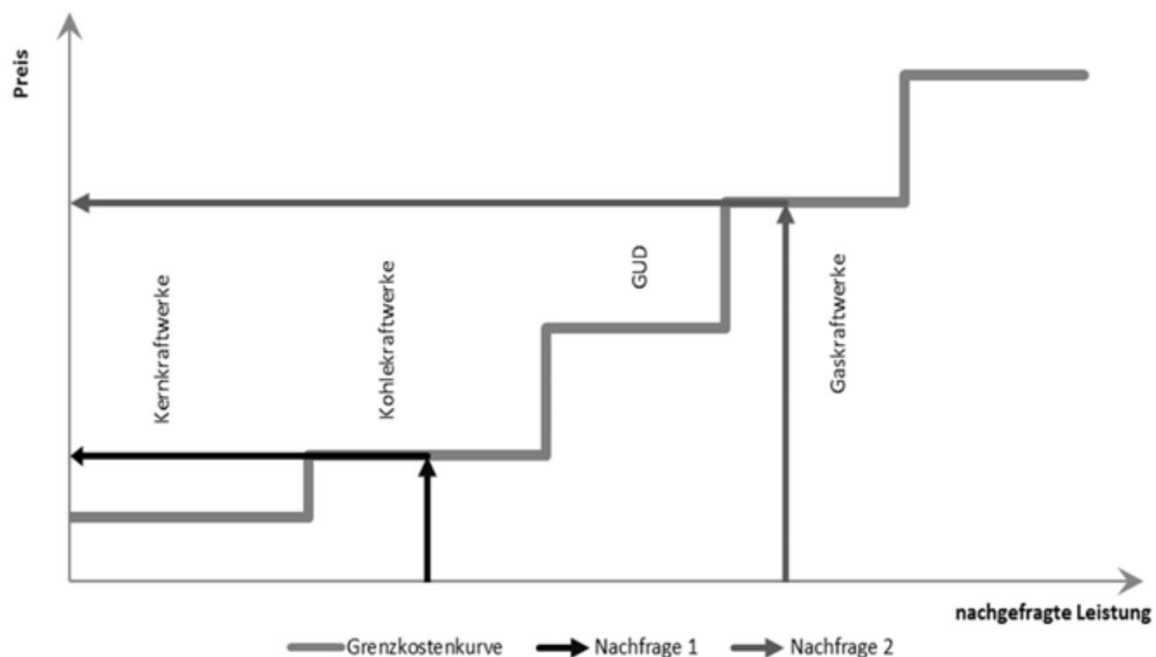


Abbildung 10: Veranschaulichung des Merit-Order-Effekts

Quelle: Döring, 2015, S.10

Die Abbildung 10 veranschaulicht den Merit-Order-Effekt. Bei hoher Nachfrage (Nachfrage 2) wird zum Decken des Bedarfs noch Strom aus Gaskraftwerken benötigt, somit sind die Grenzkosten, die des Gaskraftwerkes und der Strompreis ist hoch. Sinkt die Nachfrage (Nachfrage 1) reicht der betrieb von Kohlekraftwerken, die Grenzkosten sinken und somit auch der Strompreis (Döring, 2015, S.10). Laut §11 des EEG sind Netzbetreiber verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas unverzüglich und vollständig aufzunehmen, weiterzuleiten und zu verteilen (EEG, §11). Mit dem ständigen Ausbau und der garantierten Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien verschiebt sich die Grenzkostenkurve nach rechts und senkt somit den Strompreis bei gleichzeitiger Deckung der Last (Döring, 2015, S.10).

2.2.2 Spotmarkt

Am Spotmarkt werden Strom- und Gaslieferungen für den folgenden Tag oder die darauffolgenden Tage gehandelt. Dieser Handel erfolgt täglich und basiert auf einer Prognose über Angebot und Nachfrage. Da jedoch Wetterverhältnisse, Produktionsschwankungen und weitere Einflussfaktoren nur begrenzt im Voraus vorhersehbar sind, kommt es häufig zu Abweichungen zwischen geplanter Erzeugung und tatsächlichem Bedarf.

Um diesen Unterschied auszugleichen, werden am Spotmarkt Gas- und Strommengen gehandelt. Der Spotmarkthandel stellt somit sicher, dass die Energieversorgung stabil bleibt und auf kurzfristige Veränderungen reagieren kann (Schnorr, 2019, S.21). Da der Gasmarkt für dynamische Stromtarife von untergeordneter Bedeutung ist, richtet sich der Fokus beim Spotmarkt auf den Strommarkt.

Am Spotmarkt besteht die Möglichkeit Strom im Stunden oder Viertelstundentakt zu handeln. Erneuerbare Energien spielen für die Prognose des Folge Tages eine besondere Rolle, da die Erzeugung von Strom aus Wind- oder PV-Anlagen Einspeisevorrang hat. Der Vorrang dieses Stroms sorgt dafür, dass die Prognosen und damit der Preis stark an die Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen gekoppelt sind. Da das erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vorschreibt, dass Strom aus erneuerbaren Energien zu Grenzkosten von Null eingespeist werden, verdrängen sie zunehmend die konventionellen Erzeuger und sorgen bei hoher Einspeisung für niedrige Preise am Spotmarkt (Schnorr, 2019, S.21).

2.3 Dynamische Stromtarife

Dynamische Stromtarife sollen nach § 41 EnWG Endverbrauchern von Elektrizität einen Anreiz bieten, ihren Energieverbrauch gezielt zu steuern oder Energie einzusparen (EnWG, 2025, §41). Ziel der dynamischen Stromtarife besteht darin, Stromnachfrage und Stromangebot besser aufeinander abzustimmen. Ein besserer Einklang von Angebot und Nachfrage trägt dazu bei, Lastspitzen zu verringern und Preisschwankungen zu glätten. Ein weiterer Vorteil dieser Tarife liegt in der verstärkten Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE). Dynamische Stromtarife ermöglichen es den Kunden, Strom bevorzugt in Zeiten niedrigerer Preise zu beziehen, also in Zeiträumen, in den meist ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien eingespeist wird (Guidehouse Germany GmbH, Öko-Institut e.V. & weitere, 2023, S.3/4).

2.3.1 Funktionsweise

Bei dynamischen Stromtarifen wird der normalerweise feste Arbeitspreis durch einen variablen Anteil ergänzt. Dieser variable Teil orientiert sich am Day-Ahead-Markt und kann entweder anteilig oder vollständig an die Kunden weitergegeben werden. Die übrigen Preisbestandteile wie Steuern, Umlagen und Netzentgelte bleiben hingegen unverändert (Burkhardt et al., 2024, S.18). Für Kunden, die einen dynamischen Tarif nutzen möchten, ist es unumgänglich, dass der Stromverbrauch genau gemessen und übermittelt wird. Dies wird durch ein intelligentes Messsystem ermöglicht. Sobald die entsprechenden Komponenten installiert sind, haben Nutzer dynamischer Tarife die Möglichkeit Stromkosten zu senken, indem sie ihren Verbrauch in Zeiten niedriger Preise verlagern. Angeboten werden diese Tarife allerdings nicht nur um Einsparungen für Endverbrauchern zu ermöglichen, sondern auch zur besseren Einbindung von Strom aus erneuerbaren Energien. Die Einbindung erfolgt durch eine Reaktion auf sinkende Spotmarktpreise, die in der Regel bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien auftreten (Guidehouse Germany GmbH, Öko-Institut e.V. & weitere, 2023, S.4).

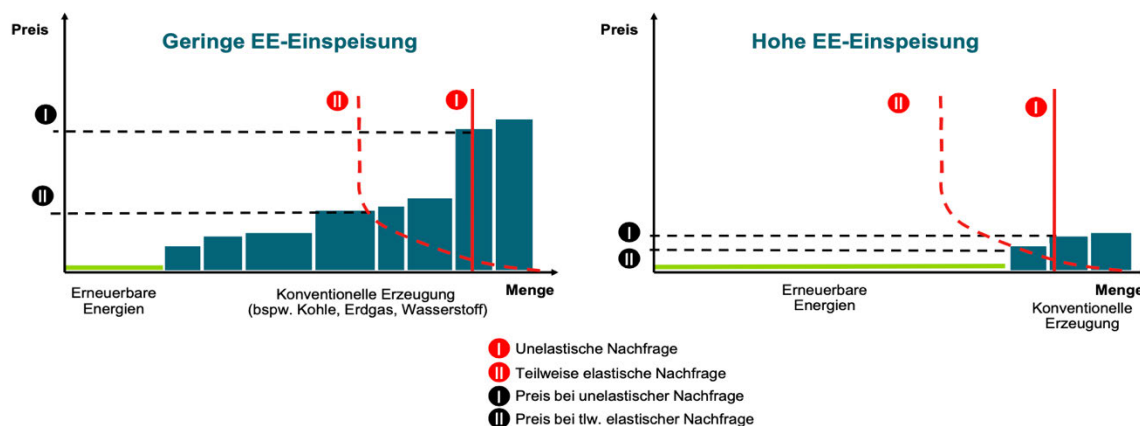


Abbildung 11: Wirkung der Flexibilisierung der Nachfrage bei hoher und geringer EE-Einspeisung

Quelle: Guidehouse Germany GmbH, Öko-Institut e.V. & weitere, 2023, S.4

Die Abbildung 11 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Einspeisung erneuerbarer Energien (EE), dem Strompreis und der Nachfrageflexibilität. Bei geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien muss ein größerer Anteil des Strombedarfs durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden, dies führt zu höheren Preisen. Bei einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien hingegen sinkt der Bedarf an konventioneller Erzeugung, was den Strompreis senkt. Durch eine flexible Nachfrage können Verbraucher ihren Stromverbrauch gezielt zeitlich verschieben, wodurch Lastspitzen reduziert und der Anteil der erneuerbaren Energien effizienter genutzt werden kann (Guidehouse Germany GmbH, Öko-Institut e.V. & weitere, 2023, S.4).

Um eine solche Flexibilität praktisch Umzusetzen stellen Smarte Endgeräte ein mögliches Instrument dar. Smarte Endgeräte, welche auch als Aktuatoren bezeichnet werden, sind das Herzstück von Smart-Home-Systemen. Diese Geräte können präzise gesteuert oder sogar automatisiert werden. Dies dient einerseits zur Steigerung des Komforts, kann allerdings auch zur Energieeinsparung genutzt werden. Die Steuerbarkeit dieser Geräte kann darüber hinaus genutzt werden um zu Zeiten geringer Strompreise Verbraucher anzuschalten (Kohlhoff, 2016).

Dynamische Stromtarife versuchen durch ökonomische Anreize eine solche Lastverschiebung zu schaffen. Dynamische Tarife sollen also der Synchronisierung von Verbrauch und Angebot dienen, den Einsatz teurer Kraftwerke reduzieren und CO₂-Emissionen einsparen. Außerdem würde der Strompreis auch in Zeiten hoher EE-Einspeisung stabilisiert und somit den Marktwert für erneuerbarer Energien erhöhen (Guidehouse Germany GmbH, Öko-Institut e.V. & weitere, 2023, S.4).

2.3.2 Herausforderungen

Die dynamischen Stromtarife bieten allerdings nicht ausschließlich Vorteile, sondern bringen auch Herausforderungen mit sich. Potenziell auftretende technische Probleme könnten durch zusätzliche Lastgradienten verursacht werden. Die Synchronisierung vieler Verbraucher und gleichzeitiger Nutzung des Niederspannungsnetzes könnten das Verteilernetz belasten.

Dieses Problem entsteht vor allem, da die Tarife sich nur auf die Situation am Strommarkt beziehen und keine Informationen über das lokale Netz enthalten.

Weiterhin kann die Weitergabe von Börsenstrompreisen, die Endverbraucher einem Preisrisiko aussetzen. Außerdem erfordert die Weiterverbreitung von dynamischen Stromtarifen eine flächendeckende Installation von Smart-Metern und idealerweise auch smarte Endgeräte (Burkhardt et al., 2024, S.18).

2.4 Mathematische Optimierung

In der Mathematik beschreibt der Begriff Optimierung sinnbildlich die Suche und Bestimmung des Maximums oder Minimums einer Funktion f , die auf einen beschränkten oder unbeschränkten Bereich S definiert ist. Die mathematische Optimierung kann in Entscheidungsprozessen unterstützen indem sie praktische Probleme in einem Optimierungsmodell darstellt. Die Variablen repräsentieren die Freiheitsgrade, die mit der Entscheidung verknüpft sind. Ein Optimierungsalgorithmus weist den Variablen Werte zu, um den optimalen Wert der Zielfunktion zu finden. Die Zielfunktion kann in Zahlen die Auswirkungen der Entscheidung ausdrücken (Kallrath, 2013, S.1).

2.4.1 Grundlagen der linearen Optimierung (LO)

Die Lineare Optimierung (LO) oder auch lineare Programmierung (LP) ist ein mathematischer Ansatz, um praktische Probleme lösen zu können. Bei einem linearen Programm liegen sowohl die Zielfunktion als auch die Beschränkungen in linearer Form vor (Kallrath, 2013, S.4).

Um ein Problem mittels mathematischer Optimierung zu lösen, muss das Problem modelliert werden. Hierfür werden drei wesentliche Hauptobjekte benötigt und identifiziert (Kallrath, 2013, S.9):

- Die Zielfunktion
- Die Variablen
- Die Nebenbedingungen

Die Zielfunktion beschreibt das Ziel der Optimierung. In praktischen Problemen ist die Zielfunktion häufig als Maximierung oder Minimierung formuliert. Beispiele hierfür wären die Maximierung des Gewinnes oder die Minimierung von Kosten (Kallrath, 2013, S.14).

Die Formulierung der Zielfunktion wird ausgedrückt als (Kallrath, 2013, S.74).:

$$\max_{x_1 \dots x_n} z = z(x_1 \dots x_n) = c_1 x_1 + c_2 x_2 + c_3 x_3 \dots c_n x_n$$

Die Variablen, die in einem Modell typischerweise die Unbekannten darstellen, werden häufig mit Symbolen wie x , y und z bezeichnet. Die Variablen, auch Entscheidungsvariablen genannt dienen im Modell der Möglichkeit Fragen zu formulieren. Fragen wie „*wieviele, woher oder welche Art*“ können mit Hilfe von Variablen abgebildet werden (Kallrath, 2013, S.10).

Die Nebenbedingungen, auch Beschränkungen oder engl. Constraints genannt sind die Einschränkungen, denen die Variablen in einem Optimierungsproblem unterliegen. Sie definieren die Menge der zulässigen Punkte des Optimierungsproblem, also den zulässigen Lösungsbereich.

Die Nebenbedingungen werden in einer mathematischen Optimierung mit algebraischen Ausdrücken der Form $\{\leq, =, \geq\}$ beschrieben (Kallrath, 2013, S.13).

Die Standardformulierung eines linearen Optimierungsproblems wird eingeführt um sie zugänglich zu machen für allgemeinen mathematischen Lösungsverfahren (Kallrath, 2013, S.74):

$$z = z(x_1 \dots x_n) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 \dots c_nx_n$$

Unter linearen Nebenbedingungen

$$A_{11}x_1 + A_{12}x_2 + \dots + A_{1n}x_n = b_1$$

$$A_{21}x_1 + A_{22}x_2 + \dots + A_{2n}x_n = b_2$$

...

$$A_{m1}x_1 + A_{m2}x_2 + \dots + A_{mn}x_n = b_m$$

$$x_1, x_2, \dots, x_n \geq 0$$

Die Variablen x_1, \dots, x_n sind die Entscheidungsvariablen, während die Koeffizienten c_i , A_{ij} und b_i die vorgegebenen Konstanten oder auch Daten abbilden (Kallrath, 2013, S.74).

Durch einen Optimierungsalgorithmus werden den Variablen Werte zugeordnet, sodass die Zielfunktion unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen den optimalen Wert annimmt (Kallrath, 2013, S.1).

Die Menge aller zulässigen Lösungen bildet ein Polyeder. Die optimale Lösung der Optimierung liegt immer in einer Ecke dieses Polyeders, siehe Abbildung 12(Kallrath, 2013, S.314).

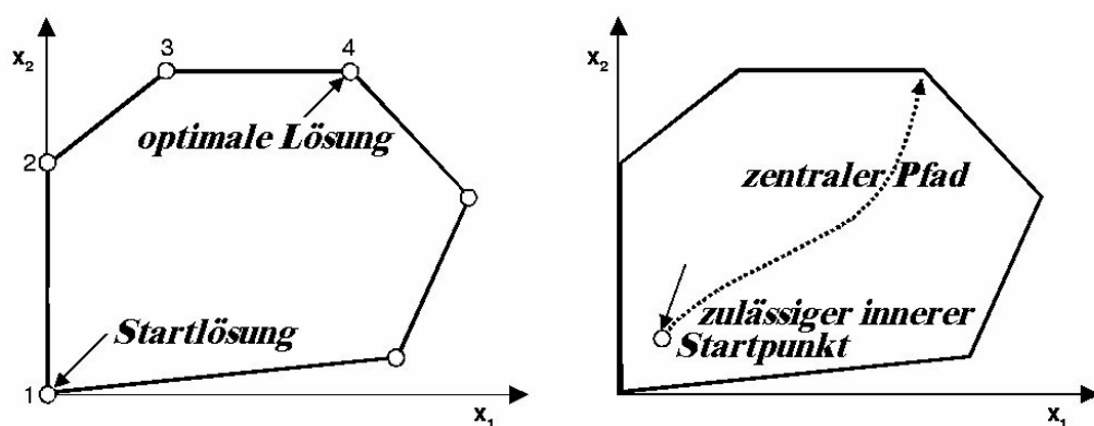


Abbildung 12: Das Simplexverfahren (links) und die Innerer-Punkte-Methode (rechts)

Quelle: Kallrath, 2013, S.72

Heutzutage stehen die besten Simplexverfahren mit den besten Innere-Punkte-Methoden in Konkurrenz im Kontext der Optimierungstechniken. Die Wahl des passenden Verfahrens hängt hierbei von der Problemstruktur ab (Kallrath, 2013, S.4).

Das Simplexverfahren wurde 1947 von George B. Dantzig entwickelt und gilt als die bekannteste Methode zur Lösung von LP-Problemen (Kallrath, 2013, S.72). Bei diesem Verfahren bewegt sich der Algorithmus im geometrischen Sinne entlang der Kanten von Ecke zu Ecke bis eine optimale Lösung gefunden wurde, siehe Abbildung 12 (Kallrath, 2013, S.72-73, S. 314).

Im Gegensatz zum Simplexverfahren bewegt sich die Innere-Punkt-Methode (IPM) im geometrischen Sinne im inneren des Polyeders und nicht entlang der Ränder, siehe Abbildung 12. Diese Methode hat ihren Ursprung in der nichtlinearen Optimierung und wurde durch die Arbeit von Karmarkar 1984 populär (Kallrath, 2013, S.72-73).

2.4.2 Ganzzahlige lineare Optimierung (GLO) und gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung (MILP)

Die ganzzahlige- und gemischt-ganzzahlige- Lineare Optimierung haben in ihrer Bedeutsamkeit Optimierungsprobleme zu lösen in den letzten Jahrzehnten deutlich zugenommen. Sie zeichnen sich dadurch aus, dass alle oder zumindest einige ihrer Variablen ganzzahlig bzw. diskret sind. Um Probleme, bei denen alle Variablen ganzzahlige Werte annehmen müssen darzustellen, wird die ganzzahlige Lineare Optimierung (GLO) genutzt. Diese Optimierungsmethode ist immer dann von Nöten, wenn Null-Eins-Entscheidungen (0 oder 1) getroffen werden müssen. Die Bedingung der Ganzzahligkeit geht auf praktische Fragestellungen zurück, wie beispielsweise ob ein Mitarbeiter arbeitet oder auch nicht (Kallrath, 2013, S.2).

Ein Spezialfall der ganzzahligen Optimierung (GLO) ist, die Gemischt-Ganzzahlige Lineare Optimierung (engl.: mixed integer programming; MILP). Ein Gemischt-Ganzzahlige Lineare Optimierungsproblem kombiniert kontinuierliche und ganzzahlige Variablen in einem Optimierungsmodell (Kallrath, 2013, S.2).

2.4.3 Anwendungsbereiche

Die Lineare Optimierung und ihre Erweiterungen dienen als Werkzeug einer Vielzahl von Branchen und können in verschiedenen Problemstellungen Anwendung finden. In Gebieten wie Transport, Logistik oder Produktionsplanung, aber auch Finanzen und Kommunikation haben lineare Optimierungen inzwischen verbreitete Anwendung gefunden (Kallrath, 2013, S.1-2). Optimierungsprogramme können aber auch bei der Befriedigung des privaten Wasserbedarfs von Großstädten wie London helfen oder die Fahrweise der U-Bahnen optimieren und ihren Energiebedarf zu minimieren.

Eine weitere und für diese Arbeit entscheidende Funktion stellt die Möglichkeit Energieproduktion unter Berücksichtigung von Spitzenzeiten zu Steuern dar (Kallrath, 2013, Vorwort).

Angesichts der Optimierung der Speichernutzung passend zum Strompreis des dynamischen Tarifs, ist die Verwendung der Gemischt-Ganzzahlige Lineare Optimierung besonders geeignet, da sowohl kontinuierliche Variablen wie die Stromerzeugung der Photovoltaikanlage, der Verbrauch des Hauses oder der stündlich ändernde Börsenstrompreis als auch diskrete Variablen wie die Entscheidung ob der Batteriespeicher geladen oder entladen wird im Modell abgebildet werden kann.

3 Methodik

Im Rahmen dieser Abschlussarbeit wird die Auswirkung von dynamischen Stromtarifen auf eine Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher untersucht. Dabei wird analysiert welchen ökonomischen Vorteil ein dynamischer Stromtarif bietet, sollte der Speicher linear optimiert passend zum Spotmarktpreis geladen werden. Ziel der Untersuchung ist es, herauszufinden, welche monetären Einsparungen im Vergleich zu herkömmlichen, festen Stromtarifen möglich sind, wenn der Speicher gezielt und linear optimiert abhängig vom Börsenpreis geladen wird.

3.1 Beschreibung der verwendeten Software PV-SOL

PV-SOL ist eine professionelle Software zur Simulation und Planung von Photovoltaikanlagen. Das Programm ermöglicht es alle Arten an Anlagen zu entwerfen, seien es Aufdach-Anlagen mit wenigen Modulen oder größere Gewerbe-Dach-Anlagen. Auch Planungen für Solarparks sind mittels PV*SOL möglich, solange die Obergrenze von 100.000 Modulen nicht überschritten wird.

In der Produktdatenbank von PV-SOL sind mehrere tausend PV-Module, Wechselrichter und Batteriesysteme enthalten, darüber hinaus umfasst sie auch zusätzliche Komponenten wie Elektrofahrzeuge und Leistungsoptimierer. Die Software bietet vielfältige Möglichkeiten, die Ausrichtung von Photovoltaikmodulen zu konfigurieren und sie mit einem Wechselrichter zu verschalten. Weiterhin kann die Auslegung der Photovoltaikanlage mit Eigenverbrauch und Batteriespeicher auch um die Einbindung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen ergänzt werden.

Mittels in PV-SOL hinterlegten realen Verbrauchsprofilen kann die Anlage detailliert simuliert werden und bietet somit eine solide Grundlage zur wirtschaftlichen Bewertung. Zusätzlich ermöglicht die Software die Modellierung des Gebäudes bzw. der Anlage, wodurch auch Verschattungen berücksichtigt werden können. Weitere wichtige Funktionen des Programmes sind der Zugriff auf hochwertige Klimadaten, die Einbindung von Förderungen und die Konfiguration von steuerlichen Aspekten (Valentin Software GmbH, o.J.).

3.2 Beschreibung der simulierten Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher

Die Modellanlage, die dieser Arbeit zugrunde liegt, wurde mittels PV-SOL premium 2024 simuliert. Es handelt sich um eine netzgekoppelte Anlage mit Batteriespeicher. Sie befindet sich in Hamburg, aufgrund der Nutzung von PV-SOL basiert die Anlage auf echten Klimadaten des Deutschen Wetterdienstes. Die Photovoltaikanlage verfügt über 22 Module mit einer Gesamtfläche von 44m², was eine insgesamt installierte Leistung von 9,79 kWp ergibt. Der von der Anlage erzeugte Strom soll primär im Haushalt selbst genutzt werden, um den jährlichen Verbrauch von 3.500kWh zu decken.

Der nicht direkt nutzbare Strom wird in den Batteriespeicher geleitet und gespeichert. Erst sobald der Speicher seine maximale Kapazität erreicht, wird der überschüssige Strom ins Netz gespeist. Der Autarkiegrad liegt bei rund 83 Prozent und trotzdem werden jährlich über 5.200 kWh überschüssiger Strom erzeugt.

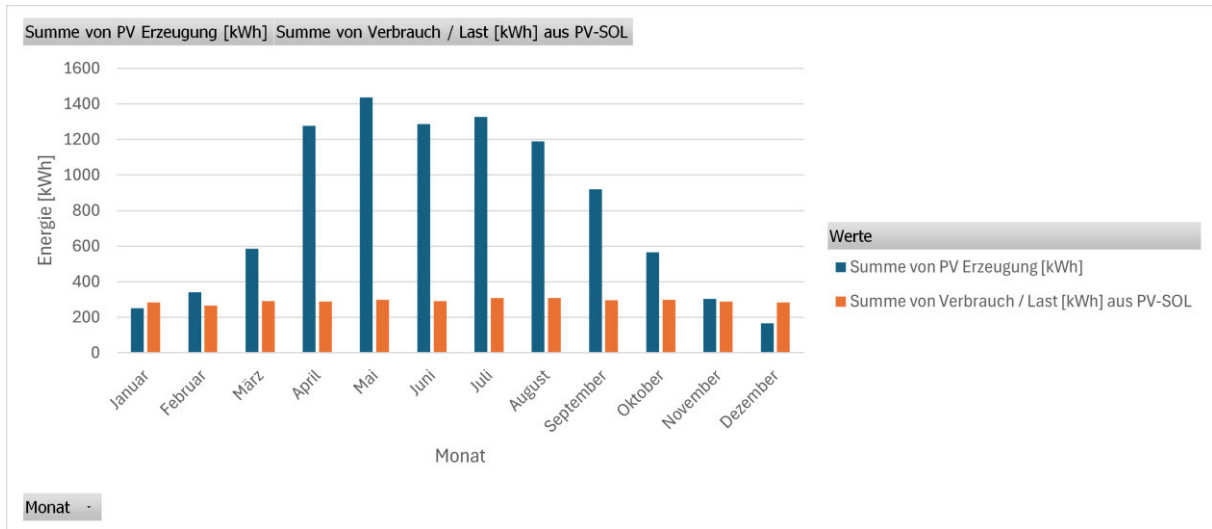


Abbildung 13: Verbrauch des Beispielhauses und die simulierte PV-Erzeugung
Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung 13 vergleicht die monatliche Erzeugung der Photovoltaikanlage mit dem Verbrauch des Beispielhauses. Es wird deutlich, dass die PV-Erzeugung in den Sommermonaten, also von ca. April bis August am höchsten ist und den Verbrauch deutlich überschreitet, während in den Monaten Januar und Dezember der Verbrauch der Erzeugung überliegt. Die Differenz zwischen der PV-Erzeugung und dem Verbrauch des Hauses, stellt die überschüssige Energie da, die nicht direkt verbraucht werden kann und möglicherweise ins Netz gespeist wird.

3.3 Erweiterung der Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher

Die Modellanlage, die dieser Bachelorarbeit zugrunde liegt, wird in mehreren Schritten erweitert oder verändert um die Auswirkungen unterschiedlicher Stromverbräuche und die Steuerbarkeit der Endgeräte auf die Wirtschaftlichkeit dynamischer Stromtarife zu analysieren. Der Fokus liegt weiterhin auf dem Zusammenspiel des Batteriespeichers, der Photovoltaikanlage und dem dynamischen Stromtarif. Die folgenden Unterkapitel beschreiben die vorgenommenen Erweiterungen bzw. Veränderungen und die damit verbundene Simulationsänderungen.

3.3.1 Erhöhter Verbrauch durch Wärmepumpe

Um die Auswirkungen einer Wärmepumpe auf die Modellanlage zu untersuchen, wurde diese in die Simulation mittels PV-SOL integriert. Der jährliche Verbrauch des Haushaltes von 3.500 kWh wird nun um den zusätzlichen Verbrauch von 3.102,6 kWh der Wärmepumpe erhöht. Der simulierte Gesamtverbrauch steigt somit auf 6.602,6 kWh pro Jahr.

Die Leistung und Fläche der Photovoltaikanlage bleiben unverändert.

Diese Anpassungen werden in der folgenden Optimierung als „Szenario 1“ betitelt.

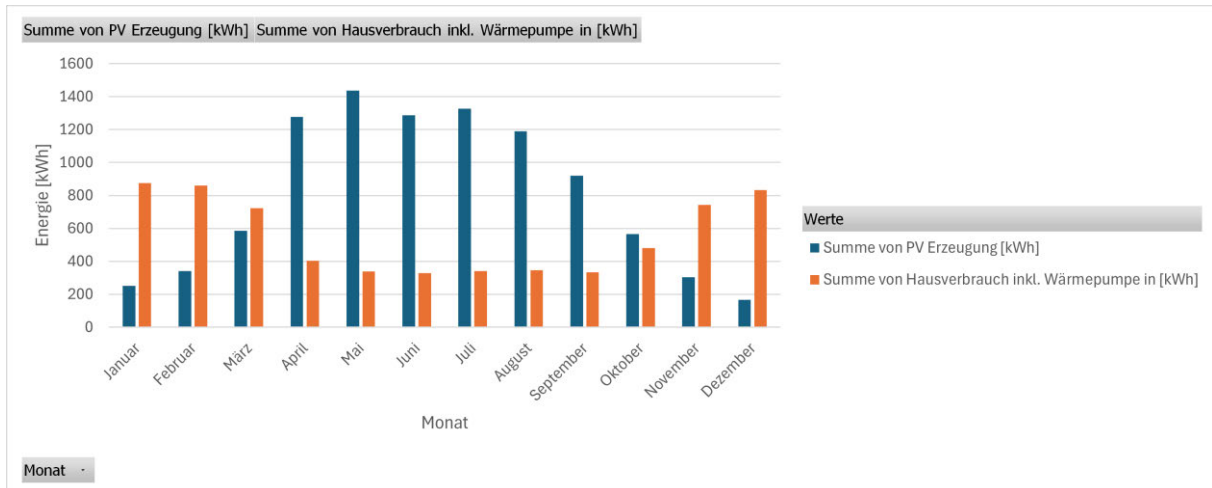


Abbildung 14: Verbrauch des Beispielhauses inkl. Wärmepumpe und die simulierte PV-Erzeugung

Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung 14 vergleicht die monatliche Erzeugung der Photovoltaikanlage mit dem Verbrauch des Beispielhauses, der durch die Nutzung einer Wärmepumpe erhöht bzw. beeinflusst wurde. Es ist erkennbar, dass durch die Wärmepumpe der Verbrauch besonders in den Wintermonaten (Januar, Februar, März, November und Dezember) stark gestiegen ist im Vergleich zu Abbildung 13. Der Verbrauchsanstieg in den Wintermonaten ist auf einen erhöhten Heizbedarf zurückzuführen und die damit gestiegene Nutzung der Wärmepumpe. Die erzeugte Energie der Photovoltaikanlage überschreitet in den Sommermonaten weiterhin den Verbrauch und ist als Überschuss zu interpretieren.

3.3.2 Erhöhter Verbrauch durch Elektrofahrzeug

Im „Szenario 2“ wird die Modellanlage um ein Elektrofahrzeug erweitert. Dabei wird der Verbrauch von 3.500 kWh für den Haushalt um den Verbrauch zum Laden des Elektrofahrzeugs von 2.687,4 kWh pro Jahr ergänzt. Der Gesamtverbrauch im zweiten Szenario steigt somit auf 6.187,4 kWh pro Jahr.

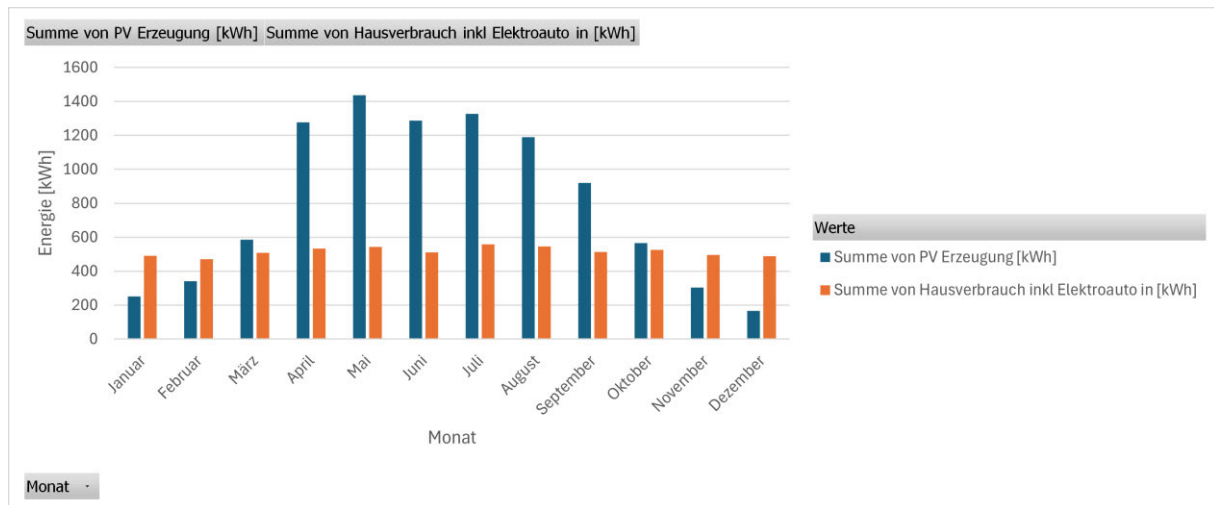


Abbildung 15: Verbrauch des Beispielhauses inkl. Elektroauto und die simulierte PV-Erzeugung
Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung 15 stellt die monatliche PV-Erzeugung der Anlage und den Verbrauch des Hauses inkl. der zum Laden des Elektroautos benötigte Energie da. Die PV-Erzeugung, wie in Abbildung 13 und Abbildung 14 folgt den Jahreszeiten und weist hohe Werte im Sommer und niedrige im Winter auf. Der Verbrauch ist übers ganze Jahr relativ konstant. Im Vergleich zur Abbildung 13 wird ersichtlich, dass der Verbrauch in jedem Monat gestiegen ist, dies ist auf eine kontinuierliche Nutzung des Elektroautos zurückzuführen. Die kontinuierliche Nutzung des Elektroautos erfordert auch ein kontinuierliches Laden, was den relativ konstanten Verbrauchsanstieg erklärt.

3.3.3 Erhöhter Verbrauch durch Wärmepumpe und Elektrofahrzeug

Im dritten und letzten „Szenario 3“ wurde die Modellanlage um beide zusätzlichen Großverbraucher, die Wärmepumpe und das Elektrofahrzeug, erweitert. Der jährliche Verbrauch steigt somit um den Verbrauch der Wärmepumpe und um die Ladung des Elektrofahrzeuges auf insgesamt 9.289,95 kWh.

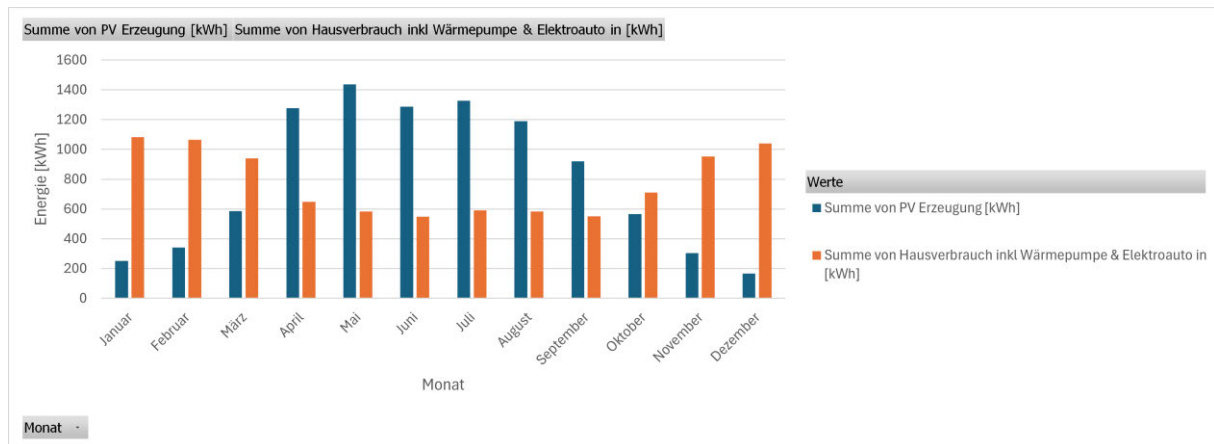


Abbildung 16: Verbrauch des Beispielhauses inkl. Wärmepumpe sowie Elektroauto und die simulierte PV-Erzeugung
Quelle: Eigene Darstellung

In dem in Abbildung 16 dargestellten Diagramm wird die monatliche PV-Erzeugung mit dem kombinierten Verbrauch aus Beispielhaus, Wärmepumpe und Elektroauto verglichen. In den Sommermonaten besteht weiterhin ein Überschuss, da die Photovoltaikanlage weiterhin mehr Strom produziert als verbraucht wird. In den Wintermonaten überwiegt der Verbrauch die Erzeugung deutlich, dies ist auf den zusätzlichen Energiebedarf fürs Heizen und Fahren zurückzuführen. In diesem Verbrauchsmodell wird in den Wintermonaten also viel Energie über das öffentliche Stromnetz gedeckt.

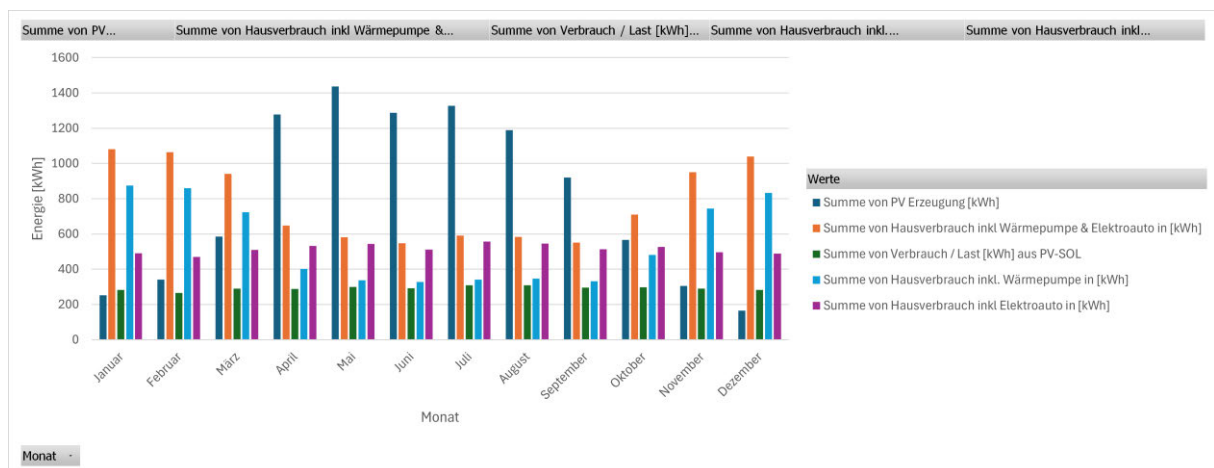


Abbildung 17: Alle Verbrauchsszenarien und die simulierte PV-Erzeugung
Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung 17, dient als zusammenfassendes Diagramm. Die Summe der monatlich verbrauchten Energie der Ausgangssituation, sowie der drei beschriebenen Szenarien wird mit der Erzeugung durch die Photovoltaikanlage verglichen.

3.4 Ergänzung des Modells mit dynamischen Stromtarifen

Aufbauend auf der in Kapitel 3.2 beschriebenen Photovoltaikanlage wird im Rahmen dieser Arbeit das Modell durch einen dynamischen Stromtarif ergänzt. Ziel ist es dabei, das Lade- und Entladeverhalten des Speichers basierend auf dem Strompreis an der Börse mit anzupassen und ihn nicht nur aufgrund des erzeugten Solarstroms zu optimieren. Durch die Nutzung eines Energiemanagementsystems sollen die stündlichen Strompreise genutzt werden, um den Speicher dann zu laden, wenn der Strom besonders günstig ist. Dieses Energiemanagementsystem steuert und überwacht intelligent alle Komponenten, über die PV-Erzeugung, den Speicher, den Verbrauch und den Bezug.

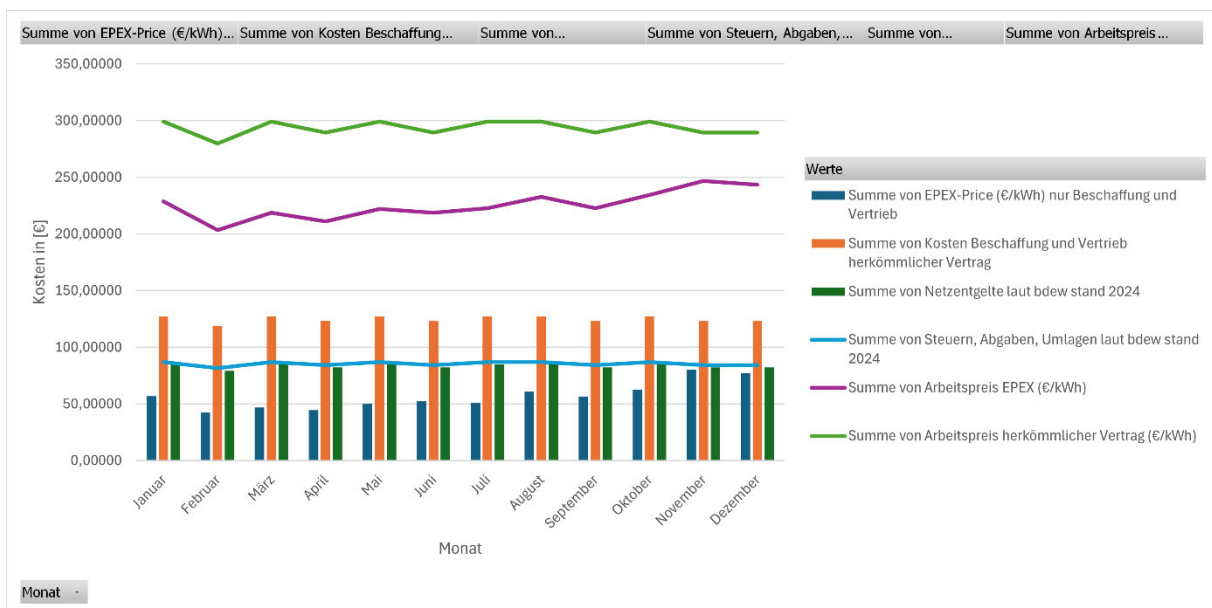


Abbildung 18: Strombezugskosten von herkömmlichen und dynamischen Tarifen sowie die Kosten der Tarifs Komponenten
Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung 17 zeigt ein Diagramm, das die Summe der monatlichen Kosten für den Strombezug darstellt. Weiterhin werden die Komponenten, aus denen sich der Arbeitspreis für die jeweilige Tarife zusammensetzt gezeigt. Für einen herkömmlichen Tarif werden die Kosten für Beschaffung und Vertrieb mit den Kosten für Netzentgelte und Abgaben addiert.

Die Kosten für einen herkömmlichen Tarif sind als grüne Linie dargestellt. Die lila Linie zeigt den Verlauf eines dynamischen Tarifs, dieser unterscheidet sich nur darin von einem herkömmlichen, dass die Kosten für Beschaffung und Vertrieb nicht konstant sind. Die Schwankungen der Kostenkomponenten in Abbildung 17 entstehen aufgrund der Summierung der Kosten auf einen Monat. Da die Anzahl der Tage innerhalb eines Monats schwanken, schwankt die Summe der Kosten ebenfalls. Die Kosten für Abgaben, Netzentgelte und die Kosten für Beschaffung und Vertrieb eines herkömmlichen Vertrags bleiben aber bezogen auf einen einzelnen Tag über das ganze Jahr konstant.

3.5 Lineare Optimierung des Ladens und Entladens vom Batteriespeicher im Zusammenspiel mit dynamischen Stromtarifen

Um die ökonomischen Auswirkungen eines dynamischen Stromtarifes auf die linear optimierten Lade- und Entladevorgänge zu untersuchen, wird ein mathematisches Modell benötigt. Das Programm MATLAB wurde im Rahmen dieser Arbeit genutzt, um in der gleichnamigen Programmiersprache (MATLAB) ein Modell zu erstellen. Die Software MATLAB ermöglicht es technische und wissenschaftliche Berechnungen durchzuführen und wurde unter anderem für Datenanalyse entwickelt (MathWorks, 2025).

Das entwickelte Modell wurde als mixed integer linear programm (MILP) formuliert und in der MATLAB Umgebung zur Verarbeitung und Berechnung implementiert. Ein MILP ist wie in Kapitel 2.4.2 erläutert, eine spezielle Form der mathematischen Optimierung. Sie zeichnet sich dadurch aus kontinuierliche und diskrete Entscheidungsvariablen zu haben. Die Wahl eines MILP-Modells ist hierbei entscheidend, da der Batteriespeicher entweder Laden oder Entladen kann, niemals beides. Um dieses Verhalten darstellen zu können benötigen wir also eine diskrete Entscheidung. Eine reine lineare Optimierung (LO) wie in Kapitel 2.4.1 beschrieben könnte diese Einschränkung nicht abbilden und würde keine brauchbaren Lösungen erzeugen. Um eine gemischt-ganzzahlige Optimierung lösen zu können, hat MATLAB einen softwareeigenen Solver namens „intlinprog“, welcher konzipiert ist, um Probleme dieser Art unter Berücksichtigung binärer Entscheidungen berechnen und lösen zu können (The MathWorks Inc., o. D.).

Um das Modell mit Daten zu füllen, wurde eine Excel-Datei erstellt. Die Daten in der Excel-Datei werden stündlich aufgeführt und umfassen den erzeugten Solarstrom sowie die Stromverbrauchsszenarien. Diese stammen aus der Simulation der Modellanlage in PV-SOL. Weiterhin werden die Börsenstrompreise benötigt. Da diese Daten in der Regel nicht unentgeltlich zu erhalten sind, wurde hier eine Drittquelle genutzt. Die Organisation „Ember“ verwendet öffentliche Datenquellen wie EPEX oder ENTSO-E um aufbereitete Daten kostenlos zu Verfügung zu stellen (Ember, 2025).

Die Datengrundlage für MATLAB bilden diese drei Komponenten, welche in einer Datei zusammengefasst und anschließend in MATLAB importiert wurden. Jede dieser Komponenten, also Stromerzeugung, Stromverbrauch und Börsenstrompreis liegt dabei als stündlich aufgelisteter Wert vor. Insgesamt umfasst diese Zeitreihe also 8760 Werte um jede Stunde eines Jahres vollständig abdecken zu können. Die Wahl eines Jahrs als Betrachtungszeitraum wurde getroffen, da PV-SOL standardmäßig Daten für ein Jahr bereitstellt. Weiterhin wurde diese Datenmenge für eine Analyse als sinnvolles Maß gehalten. Um möglichst aktuelle Daten zu nutzen wurden die EPEX-Werte für das Jahr 2024 genutzt, da das Jahr 2024 allerdings ein Schaltjahr ist und PV-SOL Daten für ein Jahr mit 365 Tagen erzeugt, wurden die EPEX-Werte für den 29.02.2024 händisch entfernt.

3.5.1 Ziel der Optimierung

Die Optimierung verfolgt das Ziel, die Stromkosten über den betrachteten Zeitraum zu minimieren. Die Stromkosten sind hierbei als die Differenz der Strombezugskosten und der Einnahmen für die Stromeinspeisung definiert. Um die Kosten zu minimieren, muss das Modell den Speicher optimiert verwenden. Der Speicher soll bei günstigen Strompreisen aufladen und entladen, wenn der Strom teurer ist.

Die Hauptaufgabe der Optimierung ist, die Kosten für den Strombezug gering zu halten und so Einsparungen zu ermöglichen. Aufgrund von fixen Abgaben und Netzentgelten ist vom Einkauf bei niedrigen Börsenstrompreisen und anschließender Einspeisung abzusehen. Weiterhin geht die Optimierung von perfekten Kenntnissen über Verbrauch, Börsenstrompreis und PV-Erzeugung aus, um die Entscheidungen optimal zu treffen, was in der Praxis nicht umsetzbar wäre.

Inhaltlich versucht die Zielfunktion die Gesamtkosten über den gesamten Zeitraum (1 Jahr) zu minimieren, somit lässt sie sich mathematisch Formulieren als:

$$\min \sum_{t=1}^T (x_{\text{netzbezug}}(t) \cdot \text{tarif}_{\text{dynamisch}}(t) \cdot \text{zeit}_{\text{intervall}} - x_{\text{netzeinspeisung}}(t) \cdot \text{einspeise}_{\text{tarif-fest}} \cdot \text{zeit}_{\text{intervall}})$$

[1]

In dieser Formulierung steht $x_{\text{netzbezug}}(t)$ für die Strommenge, die aus dem Netz bezogen wurde. $\text{tarif}_{\text{dynamisch}}(t)$ repräsentiert den Preis des dynamischen Stromtarifs pro kWh zum Zeitpunkt (t) . Der dynamische Stromtarif setzt sich aus dem stündlich ändernden Börsenstrompreisen und den konstanten Netzentgelten und Abgaben zusammen. Die eingespeiste Strommenge wird durch $x_{\text{netzeinspeisung}}(t)$ abgebildet und die dazugehörige Vergütung als $\text{einspeise}_{\text{tarif-fest}}(t)$. Die Vergütung wurde mit acht Cent pro kWh angesetzt, dies entspricht einer typischen Vergütung einer Anlage dieser Größe. Die Dauer eines Zeitintervalls ist mittels $\text{zeit}_{\text{intervall}}$ festgelegt und beträgt eine Stunde.

3.5.2 Szenarien Vergleich

Um die wirtschaftlichen Ersparnisse durch die optimierte Speichernutzung darstellen zu können, benötigt es Vergleichsszenarien. In diesem Modell werden die ökonomischen Auswirkungen von insgesamt drei Szenarien berechnet und verglichen. Das erste Szenario ist der Betrieb der Anlage mit Batteriespeicher und einem herkömmlichen Stromtarif. Dieses Szenario wird genutzt um die Wirtschaftlichkeit der Anlage ohne dynamischen Tarif darzustellen. Das zweite Szenario wurde integriert um den reinen Vorteil eines dynamischen Tarifs aufzuzeigen, hierbei wird der Speicher „normal“ genutzt, also ohne intelligente, vorrausschauende Optimierung des Batteriespeichers. Dieses Szenario ist besonders wichtig um die mögliche Ersparnis der Optimierung abbilden zu können. Im zweiten Szenario wird der Speicher mit überschüssigem PV-Strom geladen und sollte der Verbrauch die Erzeugung überschreiten entladen. Der Batteriespeicher wird also ausschließlich genutzt, um den Eigenverbrauch zu maximieren. Das dritte Szenario nutzt die Ausgangslage des zweiten, und steuert die Speichernutzung intelligent und vorrausschauend basierend auf den erwarteten Strompreisen. Um den Mehrwert der mathematischen Optimierung aufzeigen zu können, ist der Vergleich des zweiten und dritten Szenarios also unumgänglich.

3.5.3 Nicht optimierte Ansätze

Um die Einsparungen des optimierten Modells bewerten zu können, werden in MATLAB zusätzlich zum optimierten Szenario, zwei nicht optimierte Szenarien als Referenz integriert. Beide Szenarien verfolgen einfache Strategien zur Speichernutzung und werden nicht mathematisch optimiert.

Das Szenario „nicht-optimierter dynamischer Tarif“:

In diesem Ansatz wird der Speicher geladen sollte die PV-Erzeugung den Verbrauch übersteigen, bis der Speicher seine maximale Kapazität erreicht. Erst sobald der Speicher gefüllt ist, wird überschüssiger PV-Strom ins öffentliche Netz gespeist. Sollte der Verbrauch die PV-Erzeugung überschreiten, wird die Speicherenergie genutzt, um den Strombedarf zu decken. Sobald der Speicher leer ist, wird der restliche Bedarf über das öffentliche Netz gedeckt. Dieser Bezug wird auf Grundlage der dynamischen Strompreise berechnet.

Im Folgendem wird die Logik hinter diesem Ansatz mathematisch formuliert, um sie in MATLAB zu integrieren. Der Ansatz berechnet für jede Stunde t die Energiebilanz des Modells.

$$Energiebilanz(t) = PV_{erzeugung}(t) - Verbrauch(t)$$

[2]

Sollte die „ $Energiebilanz(t) > 0$ “ sein, wird der Speicher geladen oder ins Netz eingespeist.

Um die mögliche Ladeenergie des Speichers darzustellen werden die folgenden Gleichungen benutzt:

$$lade_potential(t) = \min(energiebilanz(t), lade_leistung_max)$$

[3]

$$lade_{umsetzbar}(t) = \min(lade_potential(t), \frac{speicher_kapazität_max - x_{speicher_zustand_nicht_optimiert}(t)}{wirkungsgrad_laden})$$

[4]

Der aktualisierte Speicherzustand wird mathematisch ausgedrückt als:

$$x_{speicher_zustand_nicht_optimiert}(t) = x_{speicher_zustand_nicht_optimiert}(t-1) + lade_{umsetzbar}(t) \cdot wirkungsgrad_laden$$

[5]

Die nicht in den Speicher fließende Energie, also der Überschuss wird formuliert als:

$$verbleibende_energie(t) = energiebilanz(t) - lade_{umsetzbar}(t)$$

[6]

Die verbleibende Energie wird also ins öffentliche Netz gespeist und wird definiert als:

$$x_{netzeinspeisung_nicht_optimiert}(t) = verbleibende_energie(t)$$

[7]

Sollte die „ $Energiebilanz(t) < 0$ “ sein, muss der Speicher entladen oder der Bedarf übers Netz gedeckt werden.

Um die mögliche Entladeenergie des Speichers darzustellen werden die folgenden Gleichungen benutzt:

$$entlade_potential(t) = \min(-energiebilanz(t), entlade_leistung_max)$$

[8]

$$entlade_umsetzbar(t) = \min(entlade_potential(t), x_speicher_zustand_nicht_optimiert(t-1) \cdot wirkungsgrad_entladen)$$

[9]

Der aktualisierte Speicherzustand wird mathematisch ausgedrückt als:

$$x_speicher_zustand_nicht_optimiert(t-1) = x_speicher_zustand_nicht_optimiert(t-1) - \frac{entlade_umsetzbar(t)}{wirkungsgrad_entladen}$$

[10]

Die nicht über den Speicher gedeckte Energie, also der Bezug wird formuliert als:

$$benötigte_energie(t) = -energiebilanz(t) - entlade_umsetzbar(t)$$

[11]

Die Verbleibende Energie wird also aus dem öffentlichen Netz bezogen und wird definiert als:

$$x_netzbezug_nicht_optimiert(t) = benötigte_energie(t)$$

Der Ladezustand des Batteriespeichers wird in MATLAB über folgende Gleichung festgelegt, für $t = 1$:

$$x_speicher_zustand_nicht_optimiert(t) = soc_initial$$

[12]

Um die Gesamtkosten für diesen Ansatz über den gesamten Zeitraum T zu berechnen, werden folgende Formeln benutzt:

$$Kosten_{nicht_optimiert_dynamisch} = \sum_{t=1}^T (x_{netzbezug_nicht_optimiert}(t) \cdot tarif_dynamisch(t))$$

[13]

$$Einnahmen_{nicht_optimiert_dynamisch} = \sum_{t=1}^T (x_{netzeinspeisung_nicht_optimiert}(t) \cdot einspeise_tarif_fest(t))$$

[14]

$$Nettokosten_{nicht_optimiert_dynamisch} =$$

$$Kosten_{nicht_optimiert_dynamisch} - Einnahmen_{nicht_optimiert_dynamisch}$$

[15]

Das Szenario „nicht-optimierter herkömmlicher Tarif“:

Dieser Ansatz benutzt dieselbe Speichernutzung wie der nicht-optimierte dynamische Ansatz, bezieht seinen Verbrauch, der nicht über den Batteriespeicher zu decken ist, aber über einen herkömmlichen Tarif. Somit bleibt die Logik der Speichernutzung identisch zum vorherigen Ansatz. Nur beim Berechnen der Kosten werden folgende Änderungen vorgenommen:

$$Kosten_{nicht_optimiert_herkoemlich} = \sum_{t=1}^T (x_{netzbezug_nicht_optimiert}(t) \cdot \text{tarif_herkoemlich}(t))$$

[16]

$$Einnahmen_{nicht_optimiert_herkoemlich} =$$

$$\sum_{t=1}^T (x_{netzeinspeisung_nicht_optimiert}(t) \cdot \text{einspeise_tarif_fest}(t))$$

[17]

$$Nettokosten_{nicht_optimiert_herkoemlich} =$$

$$Kosten_{nicht_optimiert_herkoemlich} - Einnahmen_{nicht_optimiert_herkoemlich}$$

[18]

Dieses Szenario dient als Grundlage zum Vergleich eines dynamischen Tarifs mit einem herkömmlichen.

3.5.4 Variablen

Das Modell benötigt außerdem noch verschiedene Variablen um das Optimierungsproblem präzise zu beschreiben. Diese Variablen zeigen die verschiedenen Energieflüsse innerhalb des Systems und geben Auskunft über den aktuellen Zustand des Systems. Das Modell arbeitet insgesamt mit sechs Variablen. Die Variable „ $x_{laden}(t)$ “ beschreibt die elektrische Leistung, die pro Stunde in den Batteriespeicher geladen wird. Die Variable „ $x_{entladen}(t)$ “ beschreibt das Gegenstück, also die elektrische Leistung die aus dem Batteriespeicher entladen wird.

Um die elektrischen Flüsse aus dem Netz und in das Netz zu beschreiben, werden zwei weitere Variablen benötigt, „ $x_{netzbezug}(t)$ “ steht somit für die Strommenge die beim Zeitpunkt (t) aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen wird. Die eingespeiste Strommenge zum Zeitpunkt t wird als „ $x_{netzeinspeisung}(t)$ “ definiert. Die verbleibenden zwei Variablen werden verwendet um den internen Zustand des Batteriespeichers zu beschreiben.

Eine der Beiden wird genutzt um den Ladezustand des Speichers am Ende jeder Stunde (t) abzubilden und ist als „ $x_{speicher_zustand}(t)$ “ definiert.

Die letzte variable dient dazu dem Modell nur die Option des Ladens bzw. Entladens zu ermöglichen niemals beide Aktionen gleichzeitig. Hierbei handelt es sich also um eine binäre Variable, also eine Variable die nur zwei mögliche Werte annehmen kann. Sie ist als „ $x_{binaer_ladezustand}(t)$ “ definiert und kann ausschließlich die Werte 0 oder 1 annehmen, also Laden oder Entladen.

Tabelle 1: Variablen der Optimierung mittels MATLAB

Variable	Beschreibung	Einheit
$x_{laden}(t)$	Elektrische Energie mit der, der Speicher in Stunde t geladen wird	[kWh]
$x_{entladen}(t)$	Elektrische Energie mit der, der Speicher in Stunde t entladen wird	[kWh]
$x_{netzbezug}(t)$	Bezogene Strommenge in Stunde t aus dem öffentlichen Netz	[kWh]
$x_{netzeinspeisung}(t)$	Eingespeiste Strommenge in Stunde t	[kWh]
$x_{speicher_zustand}(t)$	Ladezustand des Batteriespeichers am Ende der Stunde t	[kWh]
$x_{binaer_ladezustand}(t)$	Binäre Variable: 1 beim Laden, 0 beim Entladen (inaktiv möglich)	-

3.5.5 Grenzen der Variablen

Sobald die Variablen definiert sind benötigen sie Grenzen, um die technischen Einschränkungen der Komponenten bzw. des Systems gerecht zu werden, sie also realistisch abzubilden. Außerdem benötigt der Solver diese Vorgaben um die Optimierung problemlos und korrekt durchführen zu können.

Somit benötigt jede Variable eine eigene Unter- und Obergrenze. Für den Speicher wurde mittels Datenblatt des BYD HVS 10,2 (siehe 4.1.3) die maximale Lade- bzw. Entladeleistung der Batterie festgelegt. Die Variablen „ $x_{laden}(t)$ “ und „ $x_{entladen}(t)$ “ haben somit eine Obergrenze von 10,224 kW. Somit ist sichergestellt, dass die Lade- und Entladevorgänge den Spezifikationen des Datenblattes entsprechen und sie nicht überschreiten können. Anschließend muss die Kapazität des Batteriespeichers begrenzt werden, „ $x_{speicher_zustand}(t)$ “ wird also mit einer Obergrenze von 10,24 kWh versehen. Damit der Batteriespeicher nicht ins Negative entlädt muss eine untere Grenze von 0 kWh festgelegt werden.

Da auch der Hausanschluss, der den Austausch zum öffentlichen Stromnetz ermöglicht, physikalische Grenzen hat, müssen die Variablen „ $x_{netzbezug}(t)$ “ und „ $x_{netzeinspeisung}(t)$ “ limitiert werden. Da unsere Beispielanlage in Hamburg als Einfamilienhaus angenommen wurde gehen wir von einer realistischen Obergrenze von 15 kW aus. Abschließend muss noch die binäre Variable „ $x_{binaer_ladezustand}(t)$ “ begrenzt werden, damit sie nur die Werte 0 und 1 annehmen kann. Diese Begrenzung ist besonders wichtig für die korrekte Funktion des Batteriespeichers.

Tabelle 2: Parameter des Speichers und der Tarife

Parameter	Beschreibung	Wert	Einheit
speicher_kapazität_max	Maximale nutzbare Speicherkapazität	10,24	[kWh]
lade_leistung_max	Maximale Ladeleistung	10,224	[kW]
entlade_leistung_max	Maximale Entladeleistung	10,224	[kW]
wirkungsgrad_laden	Wirkungsgrad beim Laden	0,98	-
wirkungsgrad_entladen	Wirkungsgrad beim Entladen	0,98	-
einspeise_tarif_fest	Fester Einspeisevergütung	0,08	[€/kWh]
soc_initial	Initialer Ladezustand des Speichers	5,12	[kWh]
verbraucher_aufschlag	Netzentgelte und Abgaben	0,231	[€/kWh]
tarif_herkömmlich	Arbeitspreis eines herkömmlichen Tarifs	0,402	[€/kWh]
netz_leistung_max	Maximale Netzbezugs- und Einspeiseleistung	15	[kW]
zeit_intervall	Zeitintervall	1	Stunde / [h]

3.5.6 Nebenbedingungen

Die Nebenbedingungen stellen die physikalischen Grenzen und technischen Regeln des in MATLAB erstellten Modells dar. Diese Bedingungen sorgen dafür, dass der Solver realistisch umsetzbare Lösungen findet. Eine fundamentale Bedingung ist die Energiebilanz, sie stellt sicher, dass für jede Stunde des Jahres alle im System fließenden Energien ausgeglichen sind. Diese Bedingung fordert somit, dass die Summe aller einfließenden Energien, in diesem Modell wären das die PV-Erzeugung, die Speicherentladung und der Netzbezug stets der Summe der abfließenden Energien entspricht. Die abfließenden Energien sind die Einspeisung, der Verbrauch und die Ladung die in den Speicher fließt. Die Energiebilanz wird mathematisch formuliert um in MATLAB integrierbar zu sein. Die Formel sieht wie folgt aus:

$$PV_{Erzeugung}(t) + x_{entladen}(t) + x_{netzbezug}(t) = Verbrauch(t) + x_{laden}(t) + x_{netzeinspeisung}(t)$$

[19]

Weiterhin benötigen wir die Speicherbilanz. Diese ermittelt den Ladezustand des Batteriespeichers am Ende jeder Stunde und berücksichtigt die Lade- und Entladeverluste bzw. den Wirkungsgrad des Speichers. Auch diese Bedingung wird in Form einer Formel mathematisch ausgedrückt und lautet:

$$x_{\text{speicher_zustand}}(t) = x_{\text{speicher_zustand}}(t-1) + \text{wirkungsgrad}_{\text{laden}} \cdot x_{\text{laden}}(t) \cdot \text{zeit_intervall} - \frac{1}{\text{wirkungsgrad}_{\text{entladen}}} \cdot x_{\text{entladen}}(t) \cdot \text{zeit_intervall}$$

[20]

Die Gleichung [20] wurde in MATLAB integriert, um den Ladezustand des Speichers korrekt abzubilden. Um den Speicherzustand zu Beginn der aktuell betrachteten Stunde abzubilden, wird der Term: $x_{\text{speicher_zustand}}(t-1)$ genutzt. Es wird also der Speicherzustand der vorherigen Stunde repräsentiert. Der zweite Term: $x_{\text{speicher_zustand}}(t-1) + \text{wirkungsgrad}_{\text{laden}} \cdot x_{\text{laden}}(t) \cdot \text{zeit_intervall}$, stellt die Energie dar, die nach Abzügen im Speicher ankommt. Die zugeführte Energie „ $x_{\text{laden}}(t)$ “ wird mit dem Wirkungsgrad vom Laden „ $\text{wirkungsgrad}_{\text{laden}}$ “ multipliziert, um die Ladeverluste zu berücksichtigen. Um auch Entladevorgänge präzise darstellen zu können, wird der dritte Term benötigt. Der Term: $\frac{1}{\text{wirkungsgrad}_{\text{entladen}}} \cdot x_{\text{entladen}}(t) \cdot \text{zeit_intervall}$, beschreibt die Energiemenge, die dem Batteriespeicher entnommen werden muss, um die geforderte Entladeenergie „ $x_{\text{entladen}}(t)$ “ zu liefern. Da nicht nur bei Ladevorgängen Verluste entstehen muss die Entladeenergie durch den Wirkungsgrad beim Entladen „ $\text{wirkungsgrad}_{\text{entladen}}$ “ geteilt werden. Die Gleichung [20] wurde in MATLAB integriert, damit eine möglichst realistische Betriebsweise des Speichers zu erzeugt werden kann.

Um den Ladezustand des Batteriespeichers zum Zeitpunkt $t = 0$ zu definieren, wurde die Konstante „ soc_initial “ genutzt. Mittels dieser Konstante wurde der Startzustand des Batteriespeichers auf 5,12 kWh gesetzt.

Die letzte und sehr entscheidende Nebenbedingung hat den nutzen im Modell abzubilden, dass ein Batteriespeicher nur Laden oder Entladen kann, niemals beides. Um diese Bedingung in MATLAB darstellen zu können, wird eine binäre Variable „ $x_{\text{binaer_ladezustand}}(t)$ “ genutzt. Diese Variable zeichnet sich durch die Eigenschaft aus, dass sie ausschließlich die Werte 0 oder 1 annehmen kann. Die binäre Variable wird in Kombination mit zwei Ungleichungen genutzt, um zu jedem Zeitpunkt t sicherzustellen, dass entweder geladen oder entladen wird. Die Bedingung auf Grundlage von der ersten Ungleichung wird formuliert als,

$$x_{\text{laden}}(t) \leq x_{\text{binaer_ladezustand}}(t) \cdot \text{lade_leistung_max}$$

[21]

Diese Formel bindet die binäre Variable $x_{binaer_ladezustand}(t)$ an die Ladeleistung $x_{laden}(t)$ und sorgt dafür, dass nur geladen werden kann, sollte die binäre Variable den Wert 1 annehmen. Sollte die binäre Variable den Wert 0 haben, wird somit auch die Ladeleistung 0. Als Gegenstück muss eine Ungleichung formuliert werden, die das Entladeverhalten regelt. Hierfür wird die folgende Formel genutzt,

$$x_{entladen}(t) \leq (1 - x_{binaer_ladezustand}(t)) \cdot lade_leistung_max$$

[22]

Die Ungleichung [22] bindet den Vorgang des Entladens an den Zustand, dass die binäre Variable den Wert 0 hat. Diese Nebenbedingung stellt also sicher, dass der Speicher innerhalb der Optimierung entweder lädt oder entlädt niemals beides.

4 Rahmenbedingungen / Annahmen / Eingangsdaten

In diesem Kapitel werden die technischen und organisatorischen Rahmenbedingungen der zugrundeliegenden Photovoltaikanlage dargestellt. Die verwendeten Komponenten, der Anlagenstandort, die relevanten Wetterdaten und die Eigenschaften des dynamischen Stromtarifs werden beschrieben. Diese Informationen bilden die Grundlage für die Simulation, die lineare Optimierung und die dazugehörigen Auswertungen.

4.1 Gewählte Komponenten

Die Auswahl der Komponenten basiert auf den aktuellen marktverfügbaren Standards und berücksichtigen die Kompatibilität der einzelnen Systemelemente. Es wurden bekannte Hersteller und Produkte gewählt, die für den Einsatz in Einfamilienhausanlagen geeignet und verbreitet sind.

4.1.1 Photovoltaikmodul

Für die Beispielphotovoltaikanlage wurde ein Modul des Herstellers Trina Solar gewählt. Hierbei handelt es sich genauer um das Modell Trina TSM-445-NEG9R.28 Vertex S+ mit einer Nennleistung von 445 Wp pro Modul. Dieses Modul zeichnet sich durch einen hohen Wirkungsgrad von 20,5 Prozent aus. Weiterhin ist das Modul vom Zelltyp monokristallin und hat trotz seiner robusten Bauweise nur ein Gewicht von ca. 21,8 kg (Trina Solar Limited, 2023).

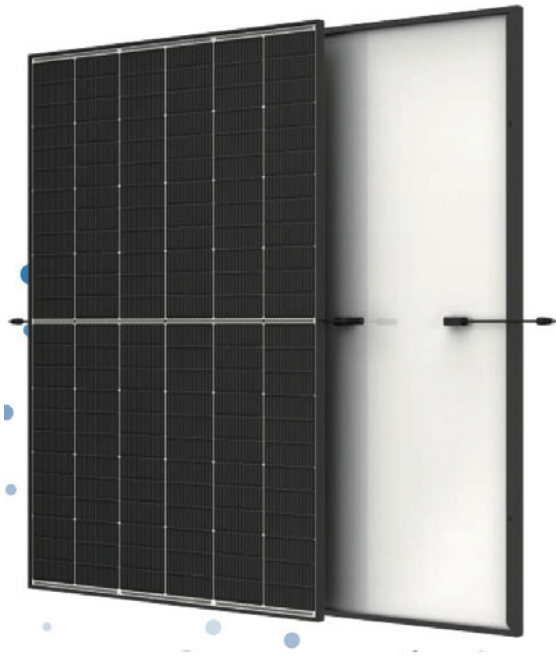


Abbildung 19: PV-Modul TSM-445-NEG9R.28 Vertex S+

Quelle: Trina Solar Limited, 2023, Datenblatt: Vertex S+ TSM-NEG9R.28

4.1.2 Wechselrichter

Der verwendete Wechselrichter ist der SMA Sunny Tripower Smart Energy 8.0. Dieser Wechselrichter kombiniert die Funktionen eines klassischen Wechselrichters mit einem integrierten Batteriewechselrichter. Er ermöglicht die optimale Nutzung des selbst erzeugten Solarstroms und kann als Hybrid-Wechselrichter gleichzeitig die Batterie laden. Er verfügt über eine maximale AC-Ausgangsleistung von 8 kW und kann 3-phasig betrieben werden. Weiterhin kommuniziert dieses Gerät mittels WLAN und ist kompatibel mit dynamischen Stromtarifen und Smart-Home-Systemen (SMA Solar Technology AG, 2023).



Abbildung 20: Hybrid-Wechselrichter SMA Sunny Tripower Smart Energy 8.0
Quelle: MG Solar Shop, o. D.

4.1.3 Batteriespeicher

Als Speichersystem wird in der Beispielanlage eine Battery-Box Premium HVS 10.2 von BYD eingesetzt. Dieses modulare Hochvolt-Speichersystem besitzt eine hohe Zyklenanzahl, was ihn besonders langlebig macht. Ein weiterer Vorteil des Batteriespeichers ist seine hohe Sicherheit. Der Speicher basiert auf Lithium-Eisenphosphat und ist mit SMA-Wechselrichtern vollständig kompatibel. Die BYD-Batterie verfügt über eine nutzbare Kapazität von 10,24 kWh und eine maximale Entlade bzw. Ladeleistung von bis zu 10,2 kW. Der hohe Systemwirkungsgrad von über 95 Prozent hält die Verluste gering und lässt den Speicher insgesamt als sehr effizient gelten (BYD Company Limited, 2022).



Abbildung 21: Batteriespeicher Battery-Box Premium HVS 10.2 von BYD
Quelle: Nextro Solar, o. D.

4.1.4 Energy-Meter

Um die Energieflüsse des Haushaltes zu messen und zu optimieren wird ein Energy-Meter benötigt. In der Beispielanlage wird ein SMA Sunny Home Manager 2.0 eingesetzt. Dieses Gerät übernimmt die Rolle der zentralen Steuerung. Es misst in Echtzeit den erzeugten Solarstrom und dem im Haushalt verbrauchten Strom. Weiterhin ermöglicht der Home Manager eine intelligente Steuerung von Verbrauchern, Batteriespeicher und falls vorhanden, können die Ladevorgänge von Wallboxen und Wärmepumpen geplant umgesetzt werden.

Das Energiemanagementsystem dient also als Schnittstelle zwischen den Komponenten der PV-Anlage, dem Batteriespeicher und den gegebenenfalls steuerbaren Verbrauchern. Darüber hinaus kann der Sunny Home Manager externe Daten empfangen, eine essenzielle Voraussetzung, um dynamische Stromtarife zu integrieren (SMA Solar Technology AG, o. D.).



Abbildung 22: Energy-Meter SMA Sunny Home Manager 2.0
 Quelle: SMA Solar Technology AG, o. D., Betriebsanleitung

4.1.5 Wärmepumpe

Die gewählte Wärmepumpe wird in dem zur Beispielanlage gehörenden Einfamilienhaus als primär Wärmeerzeuger genutzt. Sie wurde in der PV-SOL Simulation gewählt, um das Zusammenspiel von Stromerzeugung der Photovoltaikanlage und dem Stromverbrauch der Wärmepumpe zu optimieren.

Die Wärmepumpe hat eine Nenn-Heizleistung von 10kW und ein „Coefficient of Performance“ (COP) von 3,1. Ein COP-Wert von 3,1 bedeutet, dass die Wärmepumpe aus 1 kWh Strom 3,1 kWh Wärme erzeugt. Weiterhin verfügt die Wärmepumpe über einen Speicher, der bis zu 285 Liter erwärmtes Wasser speichern kann. Dieser Speicher ist außerdem durch eine 100mm dicke Dämmung isoliert (Valentin Software GmbH, 2024).

4.1.6 Elektrofahrzeug

Bei dem gewählten Elektroauto handelt es sich um ein Beispiielektroauto. In PV-SOL ist es mit dem Namen „Example“ hinterlegt und verfügt über eine Batteriekapazität von 21,6 kWh. Diese Kapazität ermöglicht nach WLTP-Standards eine Reichweite von 190 km. Das in der Simulation hinterlegte Beispiel hat einen Verbrauch von 12,9 kWh pro 100 km und wurde für eine Fahrleistung von 18.250 km im Jahr vorgesehen. Die gewünschte wöchentliche Reichweite wurde auf 350 km festgelegt, zum aufladen des E-Autos wurde eine AC-Ladestation vorgesehen die eine Ladeleistung von 11kW ermöglicht. Die Nutzung der Fahrzeugbatterie zum Decken des Eigenverbrauches (Vehicle-to-Home) wird nicht genutzt und ist kein Bestandteil der Simulation (Valentin Software GmbH, 2024).

Die Ladezeiten des Elektrofahrzeugs wurden in PV-SOL in den Einstellungen der „Benutzung“ hinterlegt. Die ausgewählten Ladezeiten entsprechen den Standardeinstellungen von PV-SOL und sind wie folgt definiert:

- 00:00 Uhr bis einschließlich 07:00 Uhr
- 12:00 Uhr bis einschließlich 14:00 Uhr
- 17:00 Uhr bis einschließlich 23:00 Uhr

Dadurch kann das Elektroauto während 18 von 24 Stunden am Tag geladen werden, dies sorgt für eine hohe Flexibilität und Steuerbarkeit des Stromverbrauchs (Valentin Software GmbH, 2024).

4.2 Ort der Anlage und zugehörige Wetterdaten

Die Beispielanlage ist als Einfamilienhaus in Hamburg geplant. Die zugrundeliegenden Klimadaten sind in PV-SOL hinterlegt und wurden für den Standort Hamburg ausgewählt. Als Quelle dieser Daten wird der Deutsche Wetterdienst (DWD) genannt, welche sich auf den Zeitraum von 1995 bis 2012 beziehen. Im Nutzerforum der Valentin Software wurden diese Angaben diskutiert und die Aktualität der Klimadaten hinterfragt. Laut Aussagen im Forum nimmt die solare Einstrahlung in Deutschland tendenziell zu. Neuere Messreihen zeigen, dass die Einstrahlungswerte steigen. Dieser Anstieg wird unter anderem auf geringere atmosphärische Verschmutzung zurückgeführt (Valentin Software Forum, 2021).

Diese Aussage bestätigt sich, da auch eine Veröffentlichung des Deutschen Wetterdienstes zur selben Erkenntnis kommt. Laut dem DWD ist ein signifikanter Anstieg in der Globalstrahlung zu beobachten, welcher aufgrund einer Aufhellung der Atmosphäre entsteht (DWD, 2021). Dieser Arbeit liegen dennoch die Daten der PV-SOL-Datei zugrunde. Die erhöhte Einstrahlung wurde allerdings die PV-Erzeugung erhöhen und sollte in den Ergebnissen bedacht werden.

4.3 Eigenschaften des dynamischen Stromtarifes

Der Tarif, der in der Optimierung genutzt wird, ist ein stündlich-dynamischer Tarif. Die Änderungen des Strompreises orientiert sich an den Preissignalen der Börse und erfolgen stündlich. Voraussetzung zur Nutzung ist ein intelligentes Messsystem (Smart Meter) wie in Kapitel 4.1.4 beschrieben. Der dynamische Tarif belohnt Flexibilität und ermöglicht Einsparungen, sollte der Verbrauch energieintensiver Geräte wie Batteriespeicher oder Elektroautos in Zeiten niedriger Strompreise gelegt werden. Allerdings birgt der Tarif auch Risiken, da bei hohen Börsenpreisen entsprechend hohe Stromkosten entstehen können. Außerdem wird beim verwendeten Tarif kein Preisdeckel angenommen, somit ist die Höhe der Stromkosten nicht begrenzt.

Die Kosten eines solchen Tarifs setzen sich wie herkömmliche zusammen. Sie bestehen aus einer Grundgebühr und dem Arbeitspreis. Die Grundgebühr ist verbrauchsunabhängig und wird vom Stromanbieter pauschal berechnet.

5 Ergebnisse und Auswertung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der durchgeführten Optimierung vorgestellt. Hierbei wird der Fokus auf die Auswertung der erzeugten Daten und die ökonomische Bewertung der optimierten Speichernutzung gelegt. Die verschiedenen Verbrauchsszenarien mit optimierter Speichernutzung und dynamischen Stromtarif werden untereinander und mit einem herkömmlichen Tarif verglichen. Die Tabelle 3 fasst die Netto-Kosten, der verschiedenen Verbrauchsszenarien zusammen.

Tabelle 3: Zusammenfassung der Netto-Kosten für die verschiedenen Verbrauchsszenarien und Betriebsstrategien

Szenario:	Netto-Kosten dynamischer Tarif (optimiert) in [€]	Netto-Kosten dynamischer Tarif (nicht-optimiert) in [€]	Netto-Kosten herkömmlicher Tarif (nicht-optimiert) in [€]
Originaler Verbrauch	-419,31	-406,38	-380,18
Verbrauch inkl. Wärmepumpe	364,98	417,07	649,70
Verbrauch inkl. Elektroauto	-17,47	24,76	101,31
Verbrauch inkl. Wärmepumpe und Elektroauto	825,34	900,26	1.195,85

Die in Tabelle 3 dargestellten Kosten geben die Summe der Netto-Strombezugskosten in Euro an. Dargestellt sind die tatsächlichen Kosten bzw. Einsparungen, da die Einspeisevergütung direkt verrechnet wird. In allen Szenarien und bei allen Tarifmodellen, ob optimiert oder nicht beziehen sich die Kosten auf ein Jahr. Negative Kosten sind hierbei als Gewinn zu betrachten, diese entstehen sollte die Summe der Einspeisevergütung die Summe der Strombezugskosten überschreiten. Die Spalte „Netto-Kosten dynamischer Tarif (optimiert)“ zeigt die Kosten die entstehen, sollte der Speicher intelligent durch das lineare Optimierungsmodell im Zusammenspiel mit einem dynamischen Stromtarif genutzt werden. Die Kosten dieser Spalte wurden durch das MILP-Modell ermittelt.

In der Spalte „Netto-Kosten dynamischer Tarif (nicht-optimiert)“ sind die entstehenden Kosten für Strombezug, welche entstehen, wenn ein dynamischer Stromtarif gewählt wird und der Batteriespeicher primär zur Maximierung des Eigenverbrauches dient. Diese Berechnung folgt einer einfachen Logik zur Speichernutzung, siehe Kapitel 3.5.3. Dieses Szenario wurde als direkter Vergleich zur optimierten Speichernutzung geschaffen, da der Tarif zwar dynamisch ist, aber die Nutzung des Speichers nicht optimiert wurde. Die Spalte „Netto-Kosten herkömmlicher Tarif (nicht-optimiert)“ zeigt entstehende Kosten sollte ein herkömmlicher Tarif genutzt werden. Der Batteriespeicher agiert hierbei auch nicht-optimiert und wird lediglich zur Eigenverbrauchmaximierung genutzt. Dieses Szenario dient zur Bewertung der Vorteile eines dynamischen Tarifs unabhängig von der optimierten Speichernutzung.

Tabelle 4: Gewinne durch die Optimierung im Vergleich zu den nicht optimierten Modellen

Szenario:	Netto-Gewinn im Vergleich zum dynamischen Tarif (nicht-optimiert) in [€]	Netto-Gewinn im Vergleich zum herkömmlichen Tarif (nicht-optimiert) in [€]
Originaler Verbrauch	12,93	39,14
Verbrauch inkl. Wärmepumpe	52,09	284,72
Verbrauch inkl. Elektroauto	42,24	118,78
Verbrauch inkl. Wärmepumpe und Elektroauto	74,91	370,50

In der Spalte „Netto-Gewinn im Vergleich zum dynamischen Tarif (nicht-optimiert)“ werden die zusätzlichen finanziellen Einsparungen dargestellt, die ausschließlich durch die linear optimierte Speichernutzung erzielt werden. Diese Werte stellen den durch intelligente Speichersteuerung erzeugten Gewinn da.

Die Spalte „Netto-Gewinn im Vergleich zum herkömmlichen Tarif (nicht-optimiert)“ zeigt die finanziellen Vorteile der Kombination eines dynamischen Stromtarifs mit optimierter Speichernutzung im Vergleich zum nicht-optimierten herkömmlichen Tarif. Diese Gewinne stellen den finanziellen Mehrwert da, sollte der Speicher optimiert genutzt und der Strom über einen dynamischen Tarif bezogen werden.

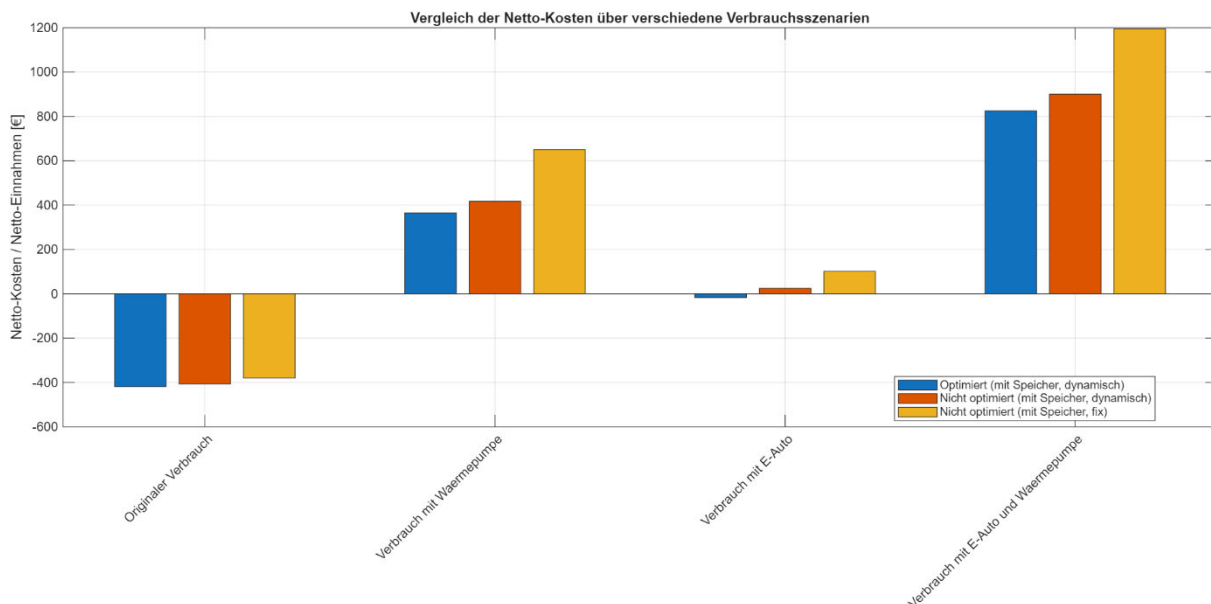


Abbildung 23: Vergleich der Netto-Kosten verschiedener Verbrauchsszenarien

Quelle: (Eigene Darstellung)

Die Abbildung 23 visualisiert die in Tabelle 3 aufgeführten Netto-Kosten für die verschiedenen Verbrauchsszenarien und Betriebsstrategien. Für jedes Verbrauchsszenario werden die Gesamtkosten der Betriebsstrategien dargestellt. Die Abbildung 23 dient zum direkten Vergleich der ökonomischen Auswirkungen.

Der blaue Balken zeigt die Auswirkungen einer optimierten Speichernutzung mit dynamischem Tarif, während der rote Balken die Auswirkungen eines dynamischen Tarifs ohne optimierte Speichernutzung abbildet. Der gelbe Balken verdeutlicht die Netto-Kosten eines herkömmlichen Tarifs ohne optimierte Speichernutzung. Die Netto-Kosten Unterschiede zwischen den einzelnen Verbrauchsszenarien, aber auch die Einsparungsmöglichkeiten durch dynamische Tarife und optimierte Speichernutzung sind deutlich erkennbar.

Um das Speicherverhalten der verschiedenen Betriebsstrategien darzustellen dienen die Folgenden Abbildungen.

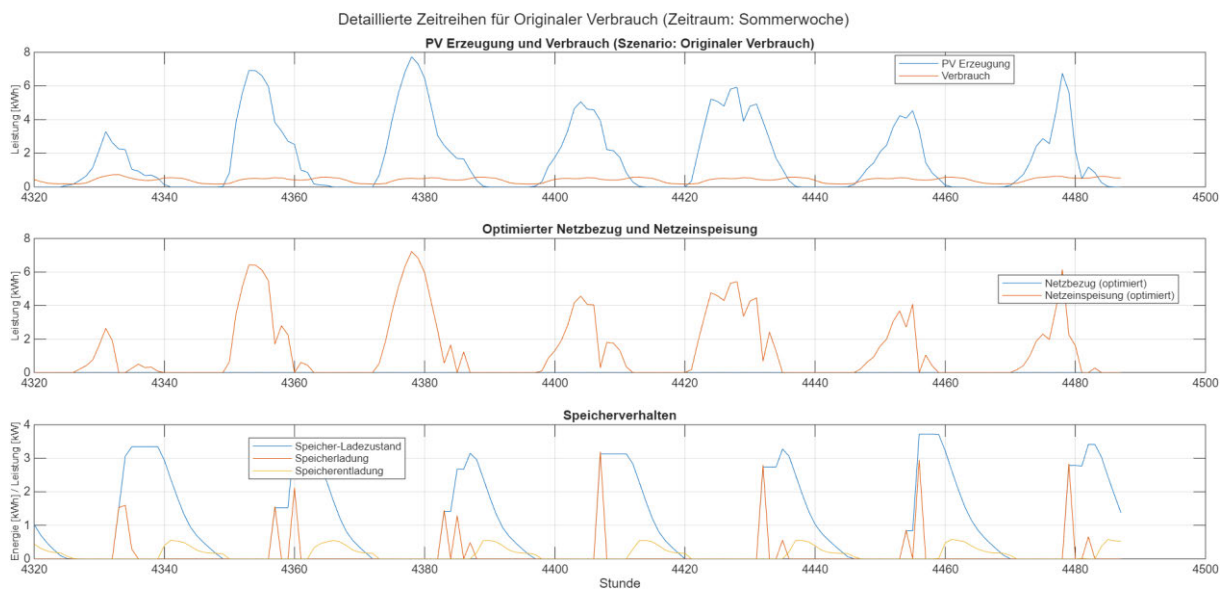


Abbildung 24: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer

Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung 24 zeigt detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und einer optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer. Die Abbildung umfasst drei Graphen.

Der obere Graph stellt die erzeugte PV-Leistung und den Hausverbrauch dar. Zu sehen ist, dass die Erzeugung den Verbrauch deutlich übersteigt. Dieser PV-Überschuss wird im mittleren Graphen deutlich, dort wird er als Netzeinspeisung abgebildet. Der mittlere Graph zeigt also die Netzinteraktion. Hierbei ist die orange Linie die Netzeinspeisung und die blaue Linie der Netzbezug. Zu sehen ist, dass in den beiden Sommerwochen kein Netzbezug stattfindet und lediglich Strom eingespeist wird.

Das untere Diagramm veranschaulicht das Speicherverhalten bei einer optimierten Nutzung. Hierbei ist zu sehen, dass der Speicher seinen Ladezustand (SoC) über den gesamten zweiwöchigen Zeitraum hinweg relativ niedrig hält. Der Speicher wird durch die Optimierung nur gezielt geladen um den Verbrauch der Abendstunden zu decken. Der Speicher wird also nur genutzt, um die Zeiten, wenn die PV-Erzeugung nachlässt, zu überbrücken.

Es ist zu sehen, dass der Speicher sobald die Erzeugung der Solaranlage wieder einsetzt nahezu komplett entladen ist.

Der PV-Überschuss wird also primär eingespeist und nicht gespeichert. Hierbei sieht man, dass die Funktionsweise des Speichers nicht auf darauf basiert den Speicherfüllstand zu maximieren, sondern möglichst wirtschaftlich zu sein. Bei der Optimierung wird also der Speicher nur geladen, wenn hierdurch ein klarer finanzieller Vorteil gegenüber direkter Einspeisung entstehen würde.

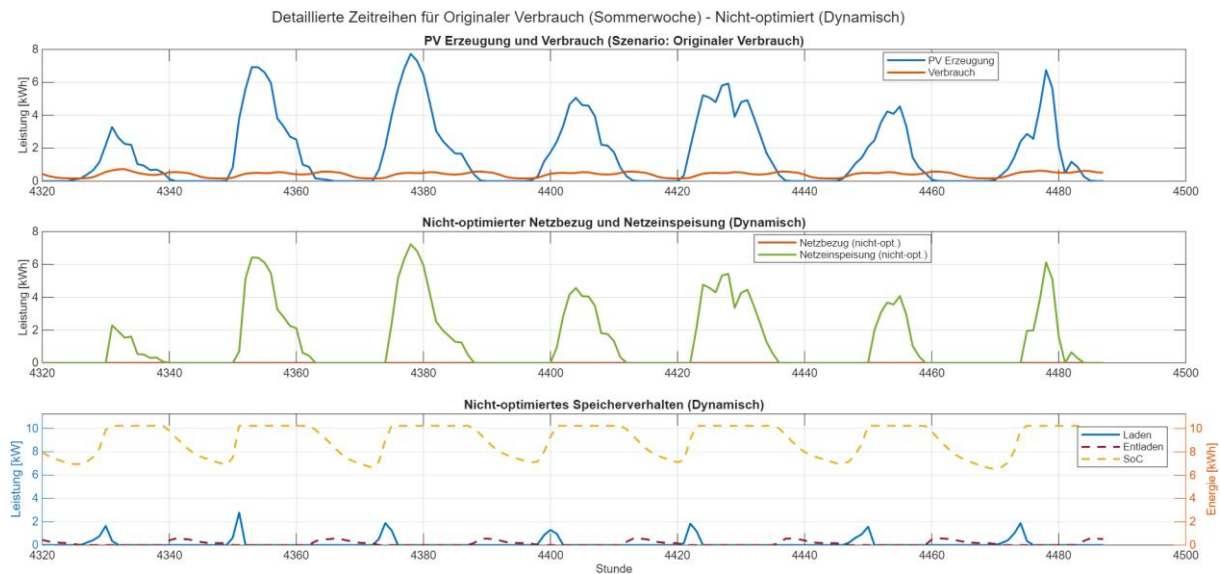


Abbildung 25: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und nicht-optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer
Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung 25 zeigt detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und einer nicht-optimierten Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer. Der obere Graph stellt die erzeugte PV-Leistung und den Hausverbrauch dar. Der mittlere Graph die Netzinteraktion und der untere das Speicherverhalten.

Bei dem nicht-optimierten Speicherverhalten ist zu sehen, dass die Netzeinspeisung erst einsetzt, sollte der aktuelle Verbrauch gedeckt und die Ladekapazität des Speichers erreicht sein. Im Vergleich zur Abbildung 24 wird ersichtlich, dass der Speicher versucht seinen Ladezustand (SoC) über den gesamten zweiwöchigen Zeitraum auf einem möglichst hohen Niveau zu halten. Hierdurch ist zu sehen, dass der Speicher sofort anfängt zu Laden sollte PV-Überschuss entstehen, bis er seine Kapazitätsgrenze erreicht. Dies spiegelt auch die Funktionsweise des Speichers wider, da er darauf basiert, den Eigenverbrauch zu maximieren und immer zu laden sollte es überschüssigen Strom geben.

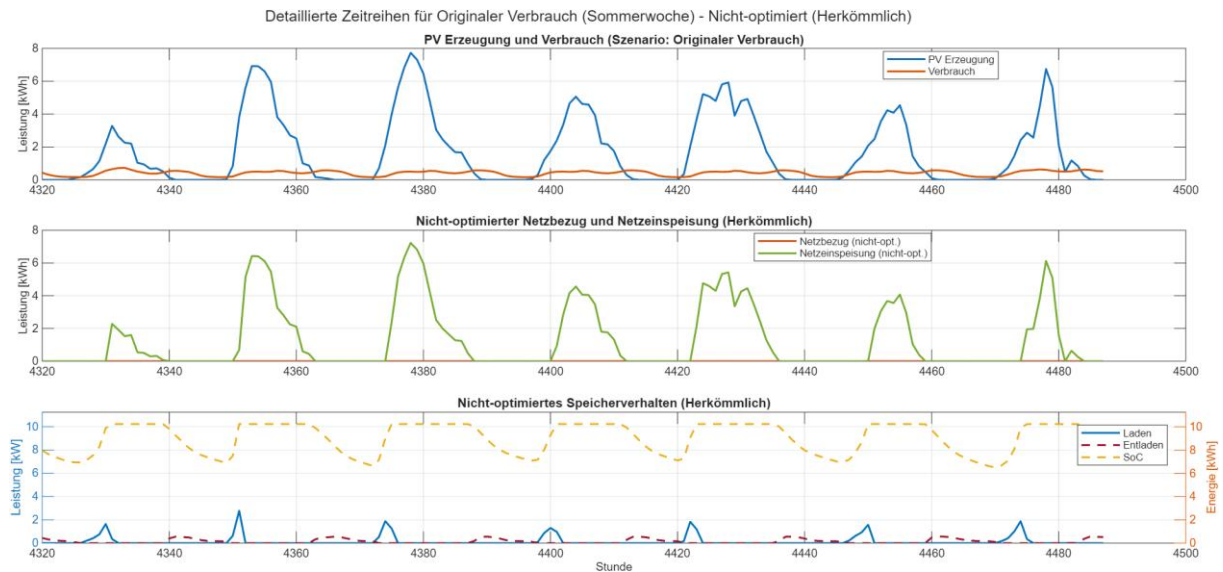


Abbildung 26: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem herkömmlichen Tarif und nicht-optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer
Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung 26 zeigt detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem herkömmlichen Tarif und einer nicht-optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Sommer. Der obere Graph stellt die erzeugte PV-Leistung und den Hausverbrauch dar. Der mittlere Graph die Netzinteraktion und der untere das Speicherverhalten. Da in diesem Szenario der Speicher der gleichen Logik folgt wie in der dynamisch, nicht-optimierten Variante, bleibt der Batteriespeicher über die gesamten zwei Wochen nah an seiner Kapazitätsgrenze.

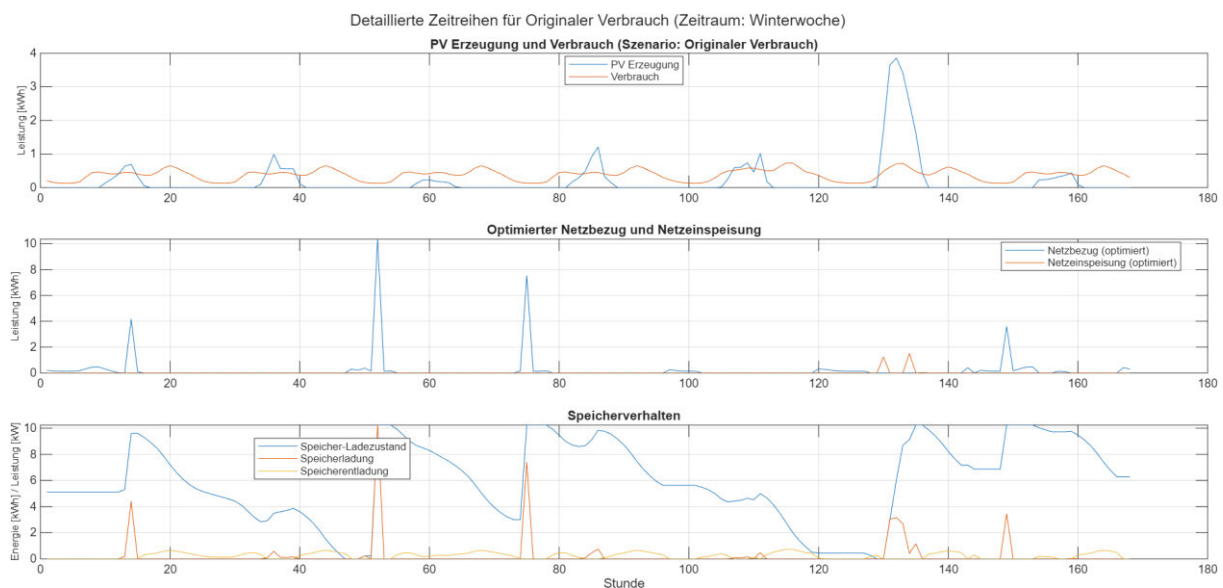


Abbildung 27: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter
Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung 27 zeigt detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und einer optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter. Der obere Graph verdeutlicht die geringe PV-Erzeugung im Winter, die nur selten den Verbrauch vollständig decken kann. Der untere Graph, also das Speicherverhalten passt sich hier dem seltenen PV-Überschuss aber auch günstigen Börsenstrompreisen an. Die Optimierung nutzt den Speicher, um teuren Netzbezug zu reduzieren. Im Gegensatz zum Sommer ist die Netzeinspeisung minimal. Im Winter versucht die Optimierung günstige Zeitpunkte zu finden, den Speicher zu füllen.

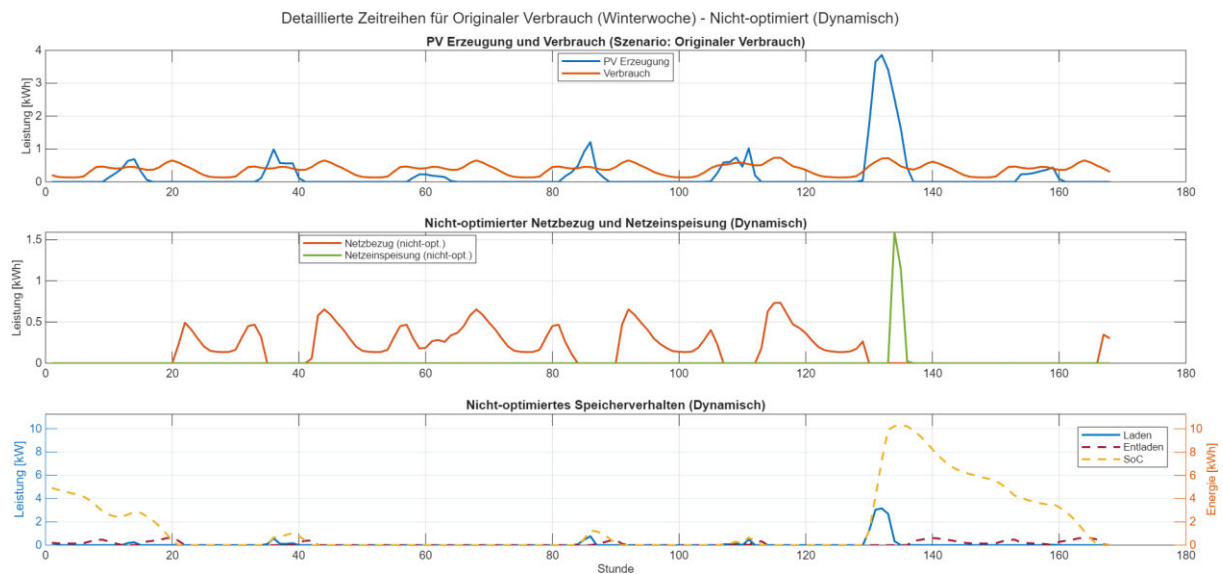


Abbildung 28: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und nicht-optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter
 Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung 28 zeigt das Verhalten eines nicht-optimierten Systems mit dynamischem Tarif im Winter. Die geringe PV-Erzeugung, wie im oberen Graphen dargestellt, kann den Verbrauch nur selten decken. Das im unteren Graphen dargestellte Speicherverhalten verdeutlicht, dass der Speicher nur dann geladen wird, wenn PV-Überschuss besteht, was in Wintermonaten bzw. Wochen selten vorkommt. An dem laut PV-SOL sonnigen Wintertag am Ende der Beispielwoche wird der Batteriespeicher jedoch fast ganz geladen. Der Netzbezug im mittleren Graphen zeigt die fehlende Optimierung, da Strom bezogen wird, wenn er gebraucht wird, nicht wenn er günstig ist.

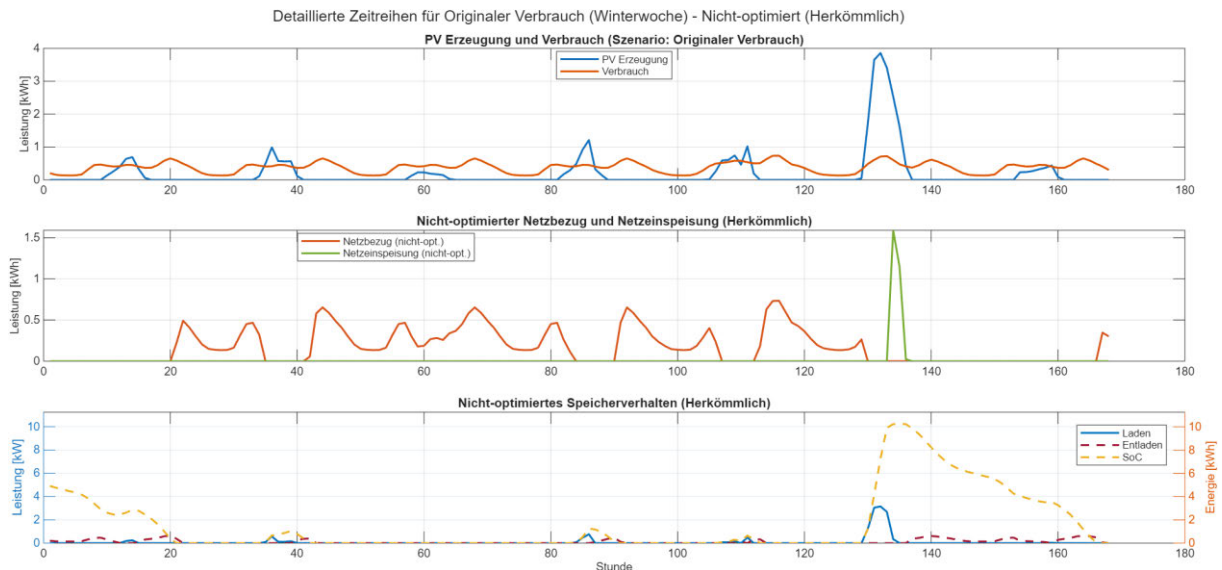


Abbildung 29: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem herkömmlichen Tarif und nicht-optimierter Speichernutzung über einen Zeitraum von zwei Wochen im Winter
 Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung 29 stellt das Verhalten eines nicht-optimierten Systems mit herkömmlichem Tarif im Winter dar. Wie in den Abbildungen 27 und 28 ist die PV-Erzeugung gering, das Speicher- und Netzbezugsverhalten folgt in dieser Abbildung der Logik vom nicht-optimierten dynamischen Tarif.

Darstellungen der Zeitreihen für die Verschiedenen Verbrauchsszenarien unter Nutzung des optimierten Speichers mit dynamischen Stromtarif sind im Anhang zu finden. Die Abbildungen im Anhang umfassen weitere wöchentliche Darstellungen sowie Abbildungen fürs ganze Jahr.

6 Diskussion

Die im Rahmen der durchgeführten Simulation bzw. Optimierung gewonnenen Ergebnisse belegen, dass die Nutzung dynamischer Stromtarife grundsätzlich ein Einsparpotenzial bieten. Im Vergleich zu herkömmlichen Stromtarifen mit konstanten Kosten für Strombezug kann durch die Nutzung eines dynamischen Tarifs ein wirtschaftlicher Vorteil erzielt werden. Diese finanziellen Vorteile können insbesondere dann markant sein, wenn durch entsprechende technische Komponenten, wie ein Batteriespeicher oder Elektrofahrzeug, das Verbrauchsverhalten flexibler wird.

Ein zusätzlicher finanzieller Mehrwert ergibt sich durch die lineare Optimierung des Betriebsverhalten des Batteriespeichers. Diese Optimierung ermöglicht es, Stromkosten weiter zu senken, indem gezielt der Speicher geladen und entladen wird. Allerdings fällt der wirtschaftliche Nutzen im Vergleich zu den Gesamtkosteneinsparungen relativ gering aus.

In den dargestellten Ergebnissen wurden die monatlich anfallenden Fixkosten nicht berücksichtigt, insbesondere die Grundgebühren der jeweiligen Stromtarife wurden nicht in die Optimierung bzw. Simulation nicht miteinkalkuliert. Diese Grundgebühren können jedoch speziell bei dynamischen Tarifen höher ausfallen als bei herkömmlichen Tarifen.

In der praktischen Anwendung könnten sich hierdurch die tatsächlichen Einsparungen verringern, was bei der Bewertung des finanziellen Mehrwerts nicht beachtet wurde (Wettingfeld et al., 2024).

Ein weiterer relevanter Aspekt betrifft die Betriebsweise des Batteriespeichers im optimierten Szenario. Durch die Änderung in seiner Nutzungsweise erhöhen sich die Anzahl der Lade- und Entladezyklen. Dies führt zu einem höheren bzw. beschleunigten physikalischen Verschleiß des Batteriespeichers.

Zudem kann sich die häufige vollständige Entladung negativ auf die Nutzung der Notstromfunktion auswirken. Diese Funktion, die vor allem im Fall eines Stromausfalls von Bedeutung ist, könnte somit eingeschränkt werden, oder sogar gar nicht oder zumindest nicht Zuverlässig zur Verfügung stehen (SMA Solar Technology AG, 2023, S.21). Dies bedeutet der wirtschaftliche Vorteil der Optimierung sollte zusätzlich gegen die technischen Nachteile sowie Verkürzung der Lebensdauer des Batteriespeichers abgewogen werden.

Weiterhin basieren die zugrundeliegenden Eingangsdaten der Modellierung auf einer vollständigen Kenntnis der zukünftigen Erzeugung der Photovoltaikanlage, den Verbrauch des Hauses und der Strompreise an der Börse. Diese Rahmenbedingungen spiegeln also keine realen Zustände wider sondern eine ideale Variante.

Kurzfristige Änderungen, Unsicherheiten oder nicht planbare Ereignisse wurden in der Modellierung nicht berücksichtigt. Darüber hinaus wurde nur ein Betrachtungszeitraum von einem Jahr gewählt. Langfristige Entwicklungen, wie etwa technische Alterung der Komponenten, Preisänderungen oder Anpassungen am Nutzungsverhalten können daher nicht abgebildet werden.

Auch die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Anlagen oder Systeme ist eingeschränkt. Die Beispielanlage die der Optimierung zugrunde liegt zeichnet sich durch einen sehr hohen Autarkiegrad sowie eine geringe Netzbezugsmenge von nur 609 kWh aus. In einem Szenario mit so geringen Strombezug ist der Spielraum für eine zusätzliche Einsparung durch die Tarifwahl oder durch die Speicheroptimierung dementsprechend gering.

Der zusätzliche Stromverbrauch durch ein Elektrofahrzeug verändert die Ausgangslage nur geringfügig. Da das Fahrzeug überwiegend mit selbst erzeugtem PV-Strom geladen wird, ergibt sich nur eine geringe Veränderung in der bezogenen Strommenge. Auch die Möglichkeit, das Laden des Elektroautos zeitlich zu verschieben, etwa in die Mittagsstunden, bietet nur ein begrenztes Potenzial zur weiteren Kostensenkung durch dynamische Stromtarife oder eine optimierte Speichernutzung.

Auch der Betrieb der Wärmepumpe spiegelt ähnliches wider. Zwar stellt diese einen erheblichen Stromverbraucher dar, jedoch ist ihr Verbrauch nur bedingt verschiebbar bzw. steuerbar. Bei sinkenden Temperaturen schaltet sich die Wärmepumpe automatisch ein, wodurch die Flexibilität im Lastverhalten stark limitiert ist (Ohrdes et al., 2021, S. 42).

Zudem ist das verwendete Modell genau auf die vorhandenen Komponenten der Beispielanlage abgestimmt, vor allem auf den Batteriespeicher. Dies reduziert die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Systeme weiter.

Erst im letzten Verbrauchsszenario, welches ein deutlich erhöhten Strombedarf aufweist, wird der finanzielle Vorteil eines dynamischen Tarifs klar erkennbar. Die Kombination mit einer Optimierte Speichernutzung lässt die Kosteneinsparungen weiter steigen und bietet einen geringfügigen finanziellen Vorteil.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die größten Einsparungen durch Maximierung des Eigenverbrauchs erreicht werden, gefolgt von der Nutzung eines dynamischen Tarifs. Die mathematische Optimierung der Speicherbetriebsweise stellt im Vergleich nur eine geringfügige Einsparungsquelle dar. Zudem ist anzumerken, dass sie unter realen Bedingungen so nicht direkt umsetzbar wäre. Da in der Praxis keine vollständige Kenntnis über Preise, Verbräuche und Erzeugung besteht.

7 Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Implementierung eines dynamischen Tarifs einen klaren finanziellen Mehrwert bringt. Während die optimierte Speichernutzung die Einsparungen weiter steigern kann, fallen die eingesparten Kosten im Verhältnis zum erforderlichen Aufwand gering aus. Insbesondere ist die mathematische Optimierung, die auf einer vollständigen Kenntnis zukünftiger Börsenstrompreise, zukünftigem Verbrauch und zukünftiger PV-Erzeugung basiert, in der Praxis nicht realistisch umsetzbar. Diese unrealistischen Annahmen stellen eine Einschränkung der vorliegenden Modellierung dar. Auch wenn die Beispielanlage mit einem geringeren Autarkiegrad den Nutzen der Optimierung potenziell steigern könnte, bleibt die Problematik der praktischen Umsetzbarkeit bestehen.

Der größte Kostenvorteil und der primäre Faktor in der Amortisationszeit einer dezentralen Erzeugungsanlage bleibt die Maximierung des Eigenverbrauchs und der damit verbundenen Reduzierung des teuren Netzbezugs. Die Nutzung eines dynamischen Tarifs für den verbleibenden Netzbezug zeigt zwar Einsparpotenziale, die optimierte Speichernutzung erhöht dieses Potenzial jedoch nur geringfügig. Die Einsparpotenziale des dynamischen Tarifs basieren auf den EPEX-Börsenstrompreisen für Beschaffung und Vertrieb von 2024, diese unterschreiten, mit wenigen Ausnahmen, das Niveau eines herkömmlichen Tarifs, was bereits einen grundlegenden Einspareffekt mit sich bringt.

7.1 Ausblick

Basierend auf den Ergebnissen dieser Bachelorarbeit zu den ökonomischen Auswirkungen verschiedener Verbrauchsszenarien, Betriebsstrategien und Tarifmodellen für Photovoltaikanlagen mit Batteriespeicher, ergeben sich weiterführende Fragestellungen und potentielle Erweiterungen. Die bereits gesetzlich beschlossenen zeitvariablen Netzentgelte könnten bei ihrer Integration in die Optimierung weitere interessante Einsparpotenziale erschließen (Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2024).

Die ökonomische Relevanz einer optimierten Speichersteuerung bzw. -nutzung könnte somit weiter steigen. Die Verlagerung von Verbrauch und der gesteuerte Netzbezug könnten bei variablen Preisen für die Netzentgelte und die Kosten für Beschaffung und Vertrieb deutlich attraktiver werden.

Des Weiteren könnten dynamische Tarife zukünftig kleinteiliger gestaltet werden. Derzeitig gelten die EPEX-Spotmarktpreise für das gesamte Land Deutschland und berücksichtigen somit nicht regionale Ungleichgewichte im Stromnetz (Agora Energiewende & Fraunhofer IEE, 2025, S. 3). In beispielsweise windreichen Regionen wie Norddeutschland besteht häufig ein Überangebot an Strom, welches der EPEX-Preis allerdings nicht abbildet (Agora Energiewende & Fraunhofer IEE, 2025, S. 3).

Eine regionale Anpassung der dynamischen Strompreise könnte den Nutzen von Optimierungsstrategien weiter erhöhen und gleichzeitig Anreize bieten das lokale Stromnetz zu entlasten. Die Entwicklung kleinteiliger Energiemärkte und der damit verbundenen Preiszonen könnte die intelligente Speichernutzung in Zukunft weiter begünstigen.

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2024): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen – Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können. Präsentation vom 31. Januar 2024. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/Praesentation_Haushaltsnahe_Flexibilitaeten_nutzen_31012024.pdf, zuletzt geprüft 09.08.2025

Agora Energiewende und Fraunhofer IEE (2025): Lokale Strompreise. Wie die Integration der Netzrealität in den Strommarkt gelingt und Kosten senkt. Berlin. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-15_DE_Nodal_Agorameter/A-EW_355_Lokale_Strompreise_WEB.pdf, zuletzt geprüft 09.08.2025

BDEW (2025): Strompreisanalyse März 2025 (vom 14.03.2025). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_03-2025_A2jrisY.pdf, zuletzt geprüft 18.04.2025

Burkhardt, A. et al. (2024): Kernelemente des Strommarktdesigns – Anforderungen, Ziele, Bewertungskriterien und Handlungsoptionen. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. Online verfügbar unter: https://elib.dlr.de/209706/1/Ariadne-Kurzdossier_Strommarktdesign_November2024.pdf, zuletzt geprüft 01.05.2025

BYD Company Limited (2022): Datenblatt: Battery-Box Premium HVS / HVM V1.6 DE. Online verfügbar unter: https://bydbatterybox.com/uploads/downloads/220426%20BYD%20Battery-Box%20Premium%20HVS_HVM%20Datenblatt%20V1.6%20DE-626901ba4b60f.pdf, zuletzt geprüft 01.08.2025.

Döring, S. (2015): Energieerzeugung nach Novellierung des EEG, Heidelberg, Deutschland: Springer-Verlag Berlin

DWD, Deutscher Wetterdienst (2021) Dekadenbericht Solarenergie, Entwicklung der Globalstrahlung in Deutschland. Online verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/download_dekadenbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft 28.07.2025.

EEG (2023): Erneuerbare-Energien-Gesetz (vom 26.07.2023). Online verfügbar unter <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2023-10/20230726.pdf>, zuletzt geprüft 13.04.2025.

Ember (2025), European wholesale electricity price data. Online verfügbar unter: <https://ember-energy.org/data/european-wholesale-electricity-price-data/>, zuletzt geprüft 28.07.2025.

EnWG (2025), Gesetz über Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG, vom 21.02.2025). Online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf, zuletzt geprüft 14.04.2025.

Guidehouse Germany GmbH, Öko-Institut e.V. & weitere (2023): Wissenschaftliches Inputpapier für die AG Flexibilität der PKNS: Dynamische Tarife aus Stromsystemperspektive. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Online verfügbar unter

https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/inputpapier_flex-ag2_dynamische-tarife-stromsystemperspektive-25-10-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft 01.05.2025

Hillemacher, Lutz (2014): Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden, Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie

Kallrath, J. (2013). Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis, 2. Aufl., Berlin, Deutschland: Springer Spektrum.

Kienscherf, P.A., Namockel, N. und Lange, M. (2023): Strompreisbestandteile, Strompreispaket und Verteilungseffekte. Köln, Deutschland: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Kohlhoff, J. (2016). Smart Home. Europäische Sicherheit & Technik.

Mertens, K. (2020): Photovoltaik, 5. Aufl., München, Deutschland: Carl Hanser

MG Solar Shop (o. D.) Sunny Tripower 8.0 Smart Energy Hybrid-Wechselrichter. Online verfügbar unter: https://www.mg-solar-shop.de/media/image/c6/15/76/113183-SMA-SUNNY-TRIPower-8-0-Smart-Energy-Hybrid-Wechselrichter-1_600x600.png, zuletzt geprüft 01.08.2025.

Nextro Solar (o. D.): BYD Battery-Box Premium HVS 10.2. Online verfügbar unter: <https://www.nextrosolar.de/media/catalog/product/cache/19/image/400x400/9df78eab33525d08d6e5fb8d27136e95/b/y/byd-battery-hvs-10-2.jpg>, zuletzt geprüft 01.08.2025.

Ohrdes, T. et al. (2021): Wind-Solar-Wärmepumpenquartiere – Praxiserfahrungen und Planungshilfen für den erneuerbaren Betrieb von Wärmepumpenquartieren mit minimiertem Primärenergiebedarf. Institut für Solarenergieforschung Hameln. Online verfügbar unter: https://dokumente.ub.tu-clausthal.de/servlets/MCRFileNodeServlet/clausthal_derivate_00001567/2021-08-04_WPuQ-Praxiserfahrungen-und-Planungshilfen-veroeffentlicht.pdf, zuletzt geprüft 09.08.2025

Quaschnig, V. (2024): Regenerative Energiesysteme, 12. Aufl., München, Deutschland: Carl Hanser

Schabbach, T. und Wesselak, V. (2020): Energie: Den Erneuerbaren gehört die Zukunft, 2. Aufl., Heidelberg, Deutschland: Springer-Verlag Berlin

Schnorr, S. (2019): Energiebeschaffung in Industrieunternehmen, Wiesbaden, Deutschland: Springer Gabler

SMA Solar Technology AG (2023): Datenblatt: Sunny Tripower Smart Energy STP5.0–10.0-3SE-40. Online verfügbar unter: <https://files.sma.de/downloads/STPxx-3SE-40-DS-de-20.pdf>, zuletzt geprüft 01.08.2025.

SMA Solar Technology AG (2023): SMA Ersatzstrom - Übersicht und Planungshilfen. Online verfügbar unter: <https://files.sma.de/assets/279031.pdf>, zuletzt geprüft 08.08.2025.

SMA Solar Technology AG (o. D.): Betriebsanleitung: SUNNY HOME MANAGER 2.0, Version HM-20-BE-de-19, Online verfügbar unter: <https://www.sunnyportal.com/Documents/HM-20-BE-de-19.pdf>, zuletzt geprüft 01.08.2025.

Statista (2025): Ziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Stromsektor in Deutschland bis 2050. Quelle: Erneuerbare-Energien-Gesetz. Online verfügbar unter: <https://www.statista>.

com/statistik/daten/studie/217056/umfrage/ziele-des-erneuerbare-energien-gesetzes/, zuletzt geprüft 02.04.2025.

The MathWorks Inc. (o. D.): Documentation – Optimization Toolbox: Reference List (Linear Programming and Mixed-Integer Linear Programming), Online verfügbar unter: https://de.mathworks.com/help/optim/referencelist.html?type=function&s_tid=CRUX_topnav&category=linear-programming-and-mixed-integer-linear-programming, zuletzt geprüft 01.08.2025.

The MathWorks Inc. (2025). MATLAB: Die Sprache der technischen Berechnungen. Online Verfügbar unter: <https://de.mathworks.com/products/matlab.html>, zuletzt geprüft 28.07.2025.

Trina Solar Limited (2023): Datenblatt: Vertex S+ TSM-NEG9R.28. Online verfügbar unter: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/NEG9R.28_DE.pdf, zuletzt geprüft 01.08.2025.

Valentin Software GmbH. (2024): PV-SOL: Die Planungs- und Simulationssoftware für Photovoltaik-Systeme, Online verfügbar unter <https://valentin-software.com/produkte/pvsol/>, zuletzt geprüft 26.07.2025.

Valentin Software Forum (2021) Frage zu den genutzten Klimadaten. Online Verfügbar unter: <https://forum.valentin-software.com/topic/7103-frage-zu-den-genutzten-klimadaten/>, zuletzt geprüft 28.07.2025.

Wawer, T. (2022): Elektrizitätswirtschaft, Wiesbaden, Deutschland: Springer Fachmedien Wiesbaden

Wesselak, V. und Voswinckel, S. (2016): Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird, 2. Aufl., Heidelberg, Deutschland: Springer-Verlag Berlin

Westermann, D., Döring, N., Bretschneider, P. (2013): Smart Metering, Band 5, Ilmenau, Deutschland: Universitätsverlag Ilmenau

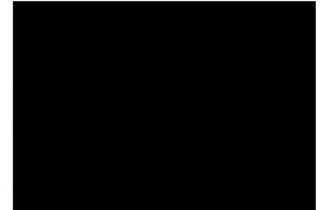
Wettingfeld, M. et al. (2024) Wie verbraucherfreundlich sind dynamische und variable Stromtarife? Gutachten im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverbands (vzbv), Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS), Berlin, Online verfügbar unter: https://foes.de/publikationen/2024/2024_FOES_Dynamische_Tarife.pdf, zuletzt geprüft 26.07.2025.

Eidesstattliche Erklärung

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

Hamburg, 30.08.2025

Ort, Datum



Anhang

Anhangsverzeichnis:

Anhang A: Weitere Abbildungen

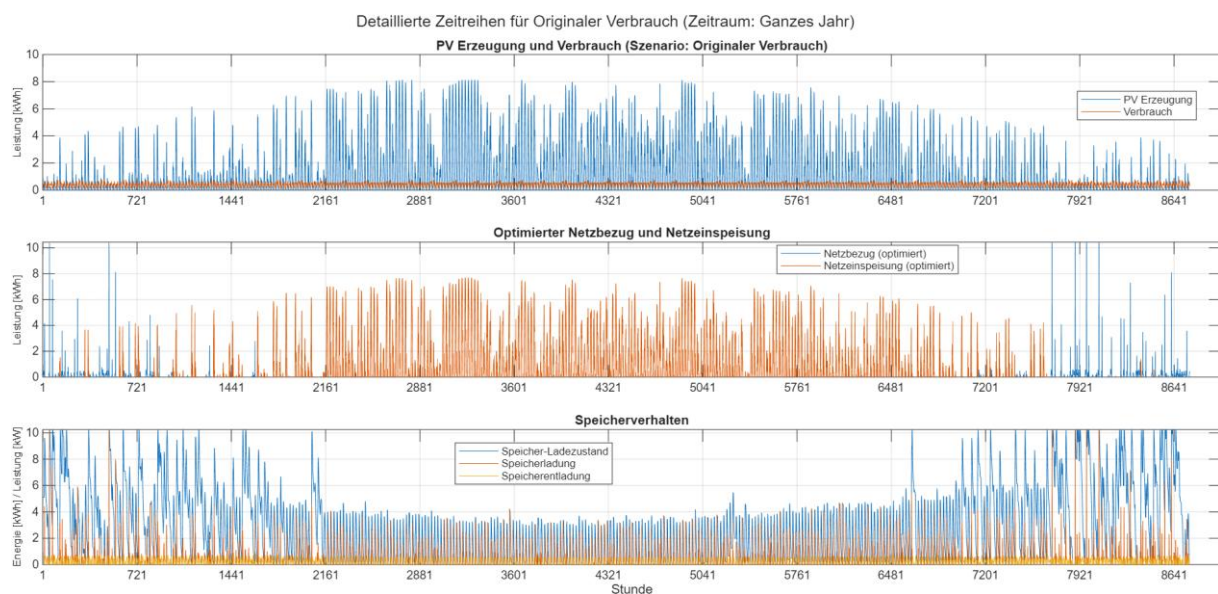
Anhang B: PV-SOL Dateien

Anhang C: EPEX Strompreis Exceldatei

Anhang D: Zusammengeführte Exceldatei

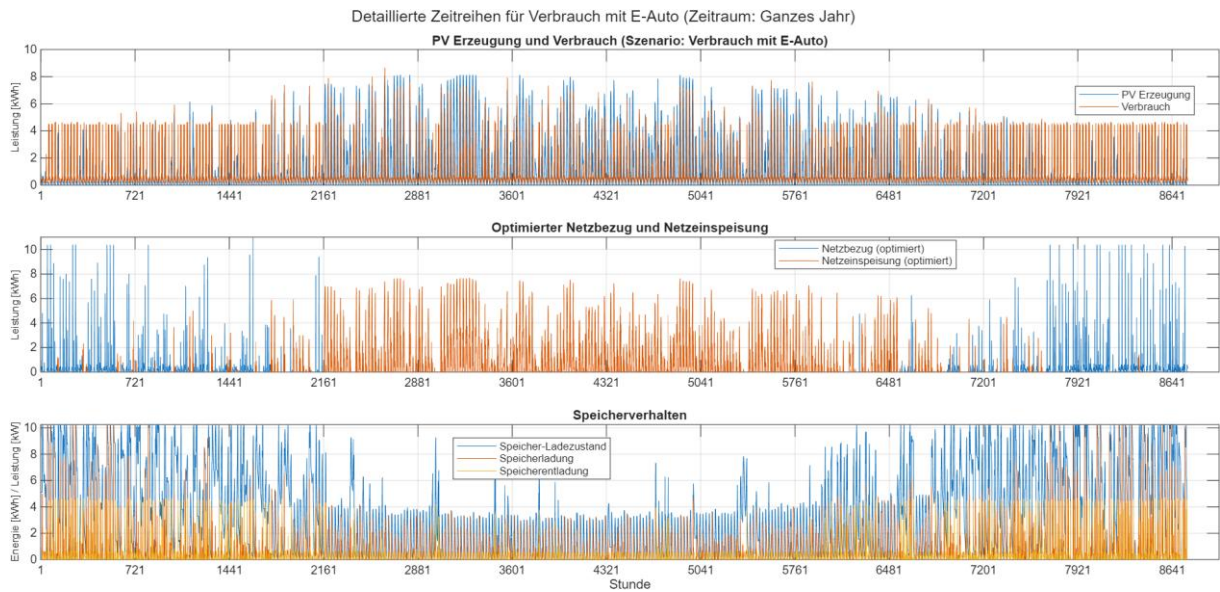
Anhang E: Verwendeter MATLAB Code

Anhang A: Weitere Abbildungen



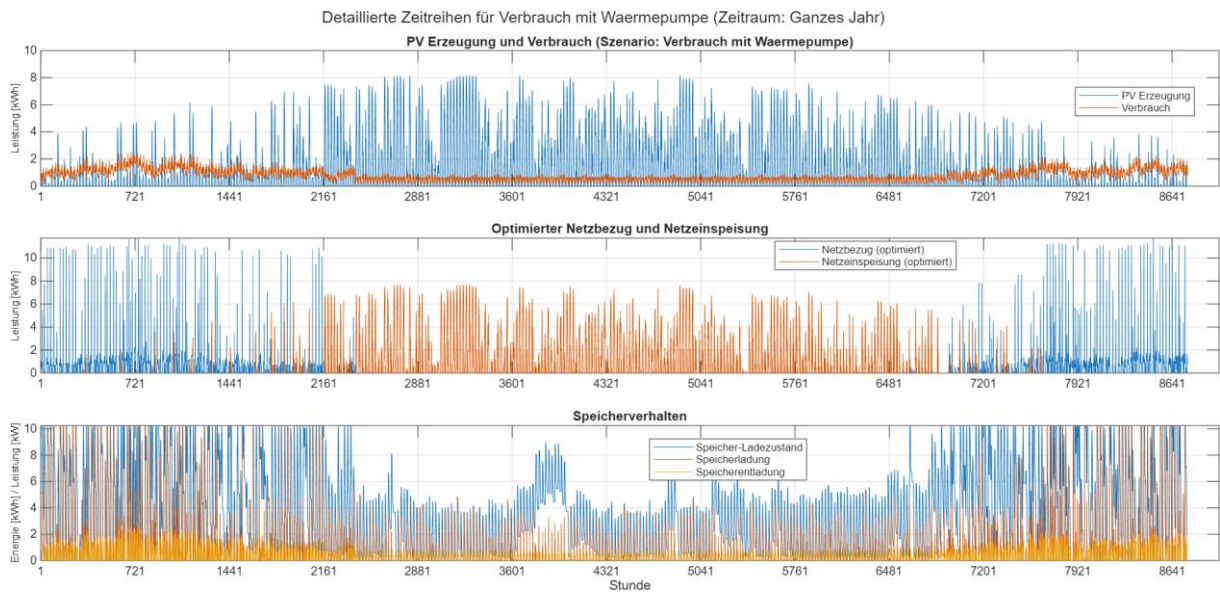
Anhang-Abbildung 1: Detaillierte Zeitreihen für den originalen Verbrauch mit einem dynamischen Tarif und optimierter Speichernutzung über den Zeitraum eines ganzen Jahres

Quelle: Eigene Darstellung



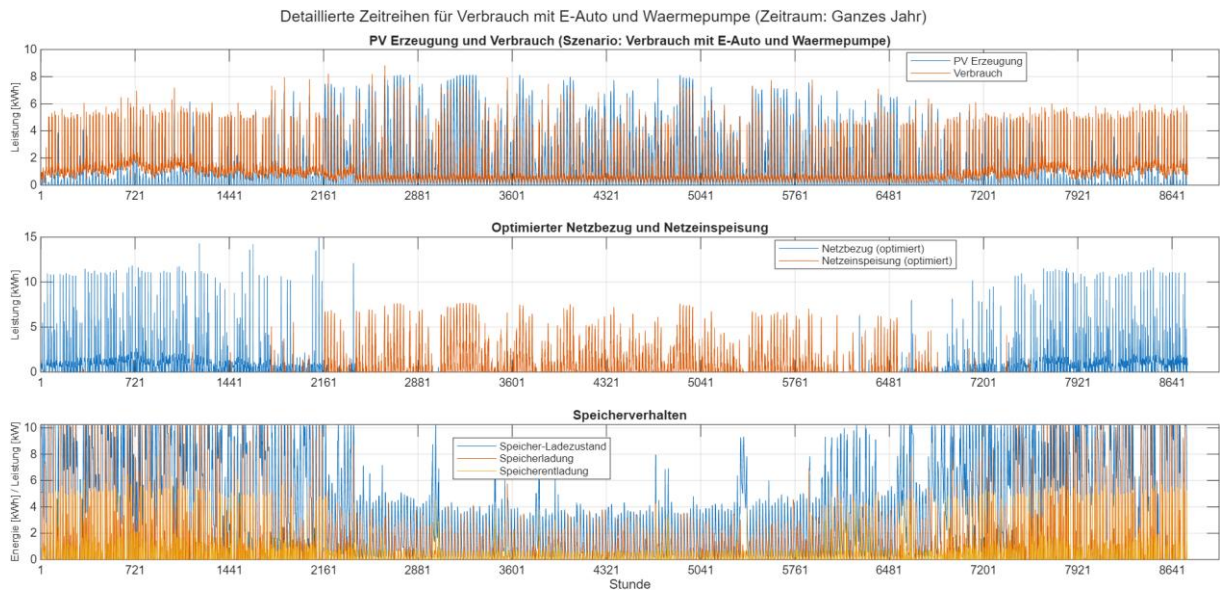
Anhang-Abbildung 2: Detaillierte Zeitreihen für den Verbrauch inkl. Elektroauto mit einem dynamischen Tarif und optimierter Speichernutzung über den Zeitraum eines ganzen Jahres

Quelle: Eigene Darstellung



Anhang-Abbildung 3: Detaillierte Zeitreihen für den Verbrauch inkl. Wärmepumpe mit einem dynamischen Tarif und optimierter Speichernutzung über den Zeitraum eines ganzen Jahres

Quelle: Eigene Darstellung



Anhang-Abbildung 4 Detaillierte Zeitreihen für den Verbrauch inkl. Elektroauto und Wärmepumpe mit einem dynamischen Tarif und optimierter Speichernutzung über den Zeitraum eines ganzen Jahres

Quelle: Eigene Darstellung:

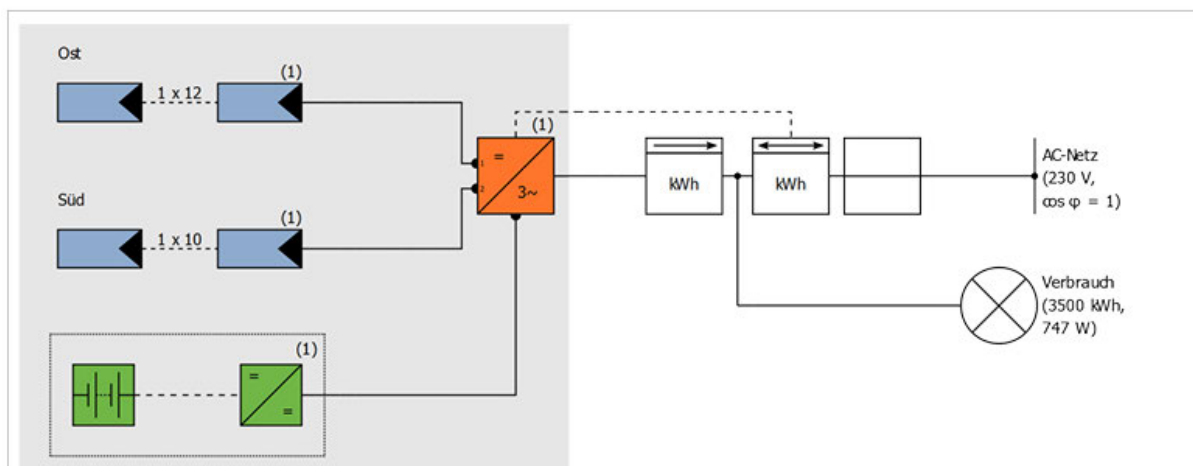
Anhang B: PV-SOL Dateien

Projektübersicht

PV-Anlage

Netzgekoppelte PV-Anlage mit elektrischen Verbrauchern und Batteriesystemen

Klimadaten	Hamburg, DEU (1995 - 2012)
Quelle der Werte	DWD TMY3 (Valentin Software)
PV-Generatorleistung	9,79 kWp
PV-Generatorfläche	44,0 m ²
Anzahl PV-Module	22
Anzahl Wechselrichter	1
Anzahl Batteriesysteme	1



Anhang-Abbildung 5: Projektübersicht der Beispielanlage

Quelle: Valentin Software GmbH. (2024)

Verbraucher	
Verbraucher	3.500 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	58 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	
gedeckt durch PV mit Batterie	2.949 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	609 kWh/Jahr
Energieüberschuss	5.247,2 kWh
Solarer Deckungsanteil	247,5 %
Batteriesystem	
Ladung am Anfang	10 kWh
Batterieladung (PV-Anlage)	1.962 kWh/Jahr
Batterieenergie zur Verbrauchsdeckung	1.521 kWh/Jahr
Batterie-Entladung ins Netz	0 kWh/Jahr
Verluste durch Laden/Entladen	400 kWh/Jahr
Verluste in Batterie	50 kWh/Jahr
Zyklenbelastung	3,7 %
Lebensdauer	>20 Jahre
Autarkiegrad	
Gesamtverbrauch	3.558 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	609 kWh/Jahr
Autarkiegrad	82,9 %

Anhang-Abbildung 6: Simulationsergebnisse der Beispielanlage
Quelle: Valentin Software GmbH. (2024)

Anhang C: EPEX Strompreis Exceldatei

78889	Country,ISO3 Code,Datetime (UTC),Datetime (Local),Price (EUR/MWhe)
78890	Germany,DEU,2024-01-01 00:00:00,2024-01-01 01:00:00,0.03
78891	Germany,DEU,2024-01-01 01:00:00,2024-01-01 02:00:00,-0.07
78892	Germany,DEU,2024-01-01 02:00:00,2024-01-01 03:00:00,-0.63
78893	Germany,DEU,2024-01-01 03:00:00,2024-01-01 04:00:00,-1.13
78894	Germany,DEU,2024-01-01 04:00:00,2024-01-01 05:00:00,-0.93
78895	Germany,DEU,2024-01-01 05:00:00,2024-01-01 06:00:00,-1.01
78896	Germany,DEU,2024-01-01 06:00:00,2024-01-01 07:00:00,-0.02
78897	Germany,DEU,2024-01-01 07:00:00,2024-01-01 08:00:00,-1.84
78898	Germany,DEU,2024-01-01 08:00:00,2024-01-01 09:00:00,-2.27
78899	Germany,DEU,2024-01-01 09:00:00,2024-01-01 10:00:00,-2.99
78900	Germany,DEU,2024-01-01 10:00:00,2024-01-01 11:00:00,-2.99
78901	Germany,DEU,2024-01-01 11:00:00,2024-01-01 12:00:00,-1.98
78902	Germany,DEU,2024-01-01 12:00:00,2024-01-01 13:00:00,-2.46
78903	Germany,DEU,2024-01-01 13:00:00,2024-01-01 14:00:00,-0.44
78904	Germany,DEU,2024-01-01 14:00:00,2024-01-01 15:00:00,4.82

Anhang-Abbildung 7: Der EPEX-Börsenstrompreise für Deutschland am 01.01.2024 (Beispielzeitraum)

Quelle: Ember (2025)

Anhang D: Zusammengeführte Exceldatei

1	Uhrzeit	Stunde [h] (Anzahl)	PV Erzeugung [kWh]	Verbrauch / Last [kWh] aus HH0	Verbrauch / Last [kWh] aus PV-SOL	Netzbezug PV-SOL [kWh]	Eigenverbrauch PV-SOL [kWh]
2	00:00:00	1	0	0,3402175	0,20368	0	0,20368
3	01:00:00	2	0	0,244909	0,15067	0	0,15067
4	02:00:00	3	0	0,196168	0,13818	0	0,13818
5	03:00:00	4	0	0,1790845	0,13451	0	0,13451
6	04:00:00	5	0	0,168532	0,13669	0	0,13669
7	05:00:00	6	0	0,168098	0,16377	0	0,16377
8	06:00:00	7	0	0,178213	0,31470	0	0,3147
9	07:00:00	8	0	0,217602	0,45209	0	0,45209
10	08:00:00	9	0	0,385266	0,46641	0	0,46641
11	09:00:00	10	0,13378	0,602756	0,43043	0	0,43043
12	10:00:00	11	0,25654	0,7580195	0,40606	0,00028068	0,40578
13	11:00:00	12	0,39527	0,882483	0,41340	0,012126	0,40127
14	12:00:00	13	0,6367	0,8995665	0,45663	0,034574	0,42206
15	13:00:00	14	0,69215	0,753011	0,45235	0,034345	0,41801
16	14:00:00	15	0,32598	0,5924205	0,40300	0,0053113	0,39769
17	15:00:00	16	0,057127	0,5074475	0,36623	0	0,36623

Anhang-Abbildung 8: Eigene Exceldatei (1/3) für den 01.01.2024 (Beispielzeitraum)

Quelle: Eigene Abbildung

1	EPEX-Price (€/MWh) nur Beschaffung und Vertrieb	EPEX-Price (€/kWh) nur Beschaffung und Vertrieb	Kosten Beschaffung und Vertrieb herkömmlicher Vertrag	Hausverbrauch inkl. Wärmepumpe in [kWh]	Hausverbrauch inkl Elektroauto in [kWh]
2	0,03	0,00003	0,171	0,61676	0,20368
3	-0,07	-0,00007	0,171	0,53664	0,15067
4	-0,63	-0,00063	0,171	0,49090	0,13818
5	-1,13	-0,00113	0,171	0,46369	0,13451
6	-0,93	-0,00093	0,171	0,44290	0,13669
7	-1,01	-0,00101	0,171	0,44757	0,16377
8	-0,02	-0,00002	0,171	0,67800	0,31470
9	-1,84	-0,00184	0,171	0,97123	0,45209
10	-2,27	-0,00227	0,171	0,96788	0,46641
11	-2,99	-0,00299	0,171	0,74153	0,43043
12	-2,99	-0,00299	0,171	0,70938	0,40606
13	-1,98	-0,00198	0,171	0,70901	0,41340
14	-2,46	-0,00246	0,171	0,93190	0,45663
15	-0,44	-0,00044	0,171	0,93611	0,45235
16	4,82	0,00482	0,171	0,44094	0,40300
17	34,49	0,03449	0,171	0,36623	0,36623

Anhang-Abbildung 9: Eigene Exceldatei (2/3) für den 01.01.2024 (Beispielzeitraum)

Quelle: Eigene Abbildung

1	Hausverbrauch inkl Wärmepumpe & Elektroauto in [kWh]	Netzentgelte laut bdew stand 2024 in [€]	Steuern, Abgaben, Umlagen laut bdew stand 2024 in [€]
2	0,61676	0,114	0,117
3	0,53464	0,114	0,117
4	0,49090	0,114	0,117
5	0,46369	0,114	0,117
6	0,44290	0,114	0,117
7	0,44757	0,114	0,117
8	0,67800	0,114	0,117
9	0,97123	0,114	0,117
10	0,96788	0,114	0,117
11	0,74153	0,114	0,117
12	0,70938	0,114	0,117
13	0,70901	0,114	0,117
14	0,93190	0,114	0,117
15	0,93611	0,114	0,117
16	0,44094	0,114	0,117
17	0,36623	0,114	0,117

Anhang-Abbildung 10: Eigene Exceldatei (3/3) für den 01.01.2024 (Beispielzeitraum)

Quelle: Eigene Abbildung

Zellenbeschriftungen	Summe von PV Erzeugung [kWh]	Summe von Hausverbrauch inkl Wärmepumpe & Elektroauto in [kWh]	Summe von Verbrauch / Last [kWh] aus PV-SOL	Summe von Hausverbrauch inkl. Wärmepumpe in [kWh]	Summe von Hausverbrauch inkl Elektroauto in [kWh]
Januar	251,9818853	1081,95238	283,25192	874,29244	490,81188
Februar	341,1435445	1064,07215	265,59248	809,42259	470,04204
März	585,5389399	941,18114	290,34803	722,82054	508,78863
April	1278,058272	647,60789	288,03174	402,52277	533,11886
Mai	1436,378551	582,30382	298,56087	337,86915	543,19634
Juni	1288,213499	547,82208	291,90245	328,70382	511,02101
Juli	1327,129834	593,50635	308,88934	341,24234	557,85335
August	1186,949594	589,13044	309,29441	346,11697	546,32788
September	919,604722	551,43742	294,94599	332,40639	513,97703
Oktober	565,7504036	709,71753	297,45023	481,15875	526,09090
November	304,3978289	951,42847	289,40100	743,74922	497,07825
Dezember	165,5404201	1038,79239	283,13205	832,58218	489,34315
Gesamtergebnis	9932,691723	9289,99678	3009,00031	6622,59688	6187,39441

Anhang-Abbildung 11: Summe der Erzeugung und der einzelnen Verbrauchsszenarien

Quelle: Eigene Abbildung

Anhang E: Verwendeter MATLAB Code

Daten einlesen:

```
daten = readtable('Datei für MATLAB.xlsx');  
pv_erzeugung = daten("PV Erzeugung [kWh]");  
epex_preis = daten("EPEX-Price (€/kWh) nur Beschaffung und Vertrieb");  
last_nachfrage_original = daten("Verbrauch / Last [kWh] aus PV-SOL");  
last_nachfrage_wp = daten("Hausverbrauch inkl. Wärmepumpe in [kWh]");  
last_nachfrage_ev = daten("Hausverbrauch inkl. Elektroauto in [kWh]");  
last_nachfrage_wp_ev = daten("Hausverbrauch inkl. Wärmepumpe & Elektroauto in [kWh]");
```

Systemparameter definieren

```
speicher_kapazitaet_max = 10.24; % Maximale nutzbare Speicherkapazitaet [kWh]  
lade_leistung_max = 10.224; % Maximale Ladeleistung [kW]  
entlade_leistung_max = 10.224; % Maximale Entladeleistung [kW]  
wirkungsgrad_laden = 0.98; % Wirkungsgrad beim Laden  
wirkungsgrad_entladen = 0.98; % Wirkungsgrad beim Entladen  
einspeise_tarif_fest = 0.08; % Fester Einspeisetarif in Euro/kWh  
soc_initial = 0.5 * speicher_kapazitaet_max; % Initialer Ladezustand des Speichers [kWh]
```

Wirtschaftliche Parameter

```
verbraucher_aufschlag = 0.231; % Netzentgelte + Abgaben in €/kWh  
tarif_dynamisch = epex_preis + verbraucher_aufschlag;  
tarif_herkoemmlich = 0.402; % Herkoemmlicher Strombezugstarif in €/kWh (ohne dynamische Preise)  
netz_leistung_max = 15; % Max. Netzbezugs- und Einspeiseleistung [kW]  
zeit_intervall = 1; % Zeitintervall in Stunden (1 Stunde)
```

```
....  
....
```

Optimierung mit intlinprog durchführen

```
options = optimoptions('intlinprog','Algorithm','highs');  
[x_optimiert, fval_optimiert, exitflag] = intlinprog(f, intcon, A, b, Aeq, beq, lb, ub, options);
```