

ENTWICKLUNG EINER SIMULATIONSUMGEBUNG ZUR OPTIMIERUNG VON KOSTEN UND AUTARKIE REGENERATIVER ENERGIESYSTEME

FABIAN ROOS

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik
der Universität der Bundeswehr München
zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs
(Dr.-Ing.)

angenommenen Dissertation.

Gutachter/Gutachterin:

1. Prof. Dr.-Ing. habil. Thomas Weyh
2. Prof. Dr. rer. nat. Gerhard Groos

Die Dissertation wurde am 28.07.2025 bei der Universität der Bundeswehr München eingereicht und durch die Fakultät für Elektro- und Informationstechnik am 19.05.2026 angenommen. Die mündliche Prüfung fand am 10.07.2026 statt.

KURZFASSUNGEN

ZUSAMMENFASSUNG

Die fortschreitende Energiewende und der zunehmende Einsatz erneuerbarer Energien führen zu einer wachsenden Komplexität lokaler Energiesysteme. Schwankende Energieerzeugung, neue Speichertechnologien sowie die Kopplung verschiedener Energiesektoren erschweren sowohl die Auslegung als auch den wirtschaftlichen Betrieb solcher Systeme. Gleichzeitig besteht ein Bedarf an Simulations- und Analyseverfahren, die einerseits belastbare Ergebnisse liefern und andererseits nachvollziehbar bleiben, um fundierte Entscheidungen über den Einsatz unterschiedlicher Technologien zu ermöglichen.

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines transparenten methodischen Ansatzes zur Simulation, Bewertung und Optimierung regenerativer Energiesysteme. Hierzu werden zwei aufeinander aufbauende Werkzeuge entwickelt. Mit dem regelbasierten Simulationswerkzeug FRESH (Fast Renewable Energy Simulation Hub) wird das Betriebsverhalten komplexer Energiesysteme auf Grundlage klar definierter Entscheidungsregeln abgebildet. Dadurch können die Wechselwirkungen zwischen Erzeugungsanlagen, Speichertechnologien und Verbrauchern nachvollziehbar analysiert werden. Darüber hinaus wird die Punktwolkemethode entwickelt, mit der sich eine Vielzahl simulierter Energiesysteme systematisch auswerten lässt. Sie ermöglicht eine schnelle Analyse des Lösungsraums und macht Zusammenhänge zwischen Kosten, Autarkie und den eingesetzten Technologien sichtbar. Im Gegensatz zu klassischen Optimierungsverfahren ermöglicht dieser Ansatz nicht nur die Bestimmung einzelner Optima, sondern die Untersuchung eines umfangreichen Lösungsraums mit unterschiedlichen technologischen Schwerpunkten.

Die entwickelte Simulationsmethode wird anhand etablierter mathematischer Optimierungswerkzeuge validiert und zeigt, dass ein regelbasierter Ansatz bei gleichzeitig hoher Transparenz Ergebnisse erzielt, die mit denen mathematischer Optimierungsmodelle vergleichbar sind. Die Punktwolkemethode erweitert diese Betrachtung, indem sie Zusammenhänge zwischen Systemauslegung, Kosten und erreichbarer Autarkie sichtbar macht und dadurch alternative, wirtschaftlich sinnvolle Systemkonfigurationen identifiziert. Darüber hinaus wird gezeigt, dass sich mithilfe der Punktwolkemethode neue Kostenszenarien ohne zusätzliche Simulationen untersuchen lassen. Ergänzend werden die entwickelten Methoden anhand zahlreicher Anwendungsbeispiele auf Energiesysteme mit unterschiedlichen Speichertechnologien angewendet. Die systematische Auswertung der jeweiligen Lösungsräume verdeutlicht, welche Erkenntnisse sich mit der Punktwolkemethode gewinnen lassen, und vermittelt einen praxisnahen Eindruck davon, wie die entwickelten Methoden zur Analyse und Auslegung regenerativer Energiesysteme eingesetzt werden können.

Die Kombination aus transparenter Simulation und systematischer Auswertung stellt einen neuen Analyseansatz für regenerative Energiesysteme dar. Sie unterstützt sowohl das Verständnis komplexer Systemzusammenhänge als auch die Identifikation robuster und wirtschaftlicher Versorgungskonzepte. Damit leistet die Arbeit einen Beitrag zur Entwicklung nachvollziehbarer Planungs- und Bewertungsmethoden für zukünftige Energiesysteme und schafft eine Grundlage für weiterführende Untersuchungen sowie praxisnahe Anwendungen.

ABSTRACT

The ongoing energy transition and the increasing integration of renewable energy sources are leading to growing complexity in local energy systems. Fluctuating renewable generation, emerging energy storage technologies and the coupling of different energy sectors complicate both the design and the economic operation of such systems. At the same time, there is a growing need for simulation and analysis methods that provide reliable results while remaining transparent, thereby supporting well-informed decisions on the selection and configuration of different technologies.

The aim of this dissertation is to develop a transparent methodological framework for the simulation, evaluation and optimisation of renewable energy systems. To this end, two complementary tools are developed. The rule-based simulation tool FRESH (*Fast Renewable Energy Simulation Hub*) models the operation of complex energy systems using clearly defined decision rules. This enables the interactions between generation technologies, energy storage systems and consumers to be analysed in a transparent and comprehensible manner. In addition, the Point Cloud Method is introduced, allowing a large number of simulated energy system configurations to be evaluated systematically. The method enables a rapid exploration of the solution space and reveals relationships between costs, self-sufficiency and the applied technologies. Unlike conventional optimisation approaches, it does not only identify a single optimum but facilitates the investigation of an extensive solution space comprising different technological alternatives.

The proposed simulation approach is validated against established mathematical optimisation tools and demonstrates that a rule-based approach can achieve results comparable to those obtained from mathematical optimisation models while maintaining a high level of transparency. The Point Cloud Method extends this analysis by identifying relationships between system design, costs and achievable self-sufficiency, thereby revealing economically viable alternative system configurations. Furthermore, it is shown that new cost scenarios can be evaluated using the Point Cloud Method without the need for additional simulations. The developed methods are further demonstrated through numerous case studies considering different energy storage technologies. The systematic evaluation of the corresponding solution spaces illustrates the insights that can be gained from the Point Cloud Method and demonstrates how the proposed methods can support the analysis and design of renewable energy systems in practice.

The combination of transparent rule-based simulation and systematic solution-space analysis represents a novel methodological approach for the investigation of renewable energy systems. It improves the understanding of complex system interactions while supporting the identification of robust and economically attractive energy supply concepts. Consequently, this work contributes to the development of transparent planning and evaluation methods for future energy systems and provides a foundation for further research as well as practical applications.

INHALT

Kurzfassungen.....	2
Zusammenfassung.....	2
Abstract.....	3
1. Einleitung.....	7
1.1. Motivation	7
1.2. Forschungsfragen.....	8
1.3. Aufbau der Arbeit.....	10
2. Grundlagen.....	11
2.1. Nomenklatur und Erklärung zentraler Begriffe	11
2.1.1. Nomenklatur	11
2.1.2. Erklärung zentraler Begriffe	13
2.2. Komponenten und Konfiguration von Energiesystemen	14
2.2.2. Energiesenken: Verbraucher im System	15
2.2.3. Energiequellen: Netz, regenerative Erzeuger, Brennstoffe	21
2.2.4. Energiespeicher: Ausgleich der Fluktuationen.....	23
2.2.5. Energiekonversion: Umwandlung verschiedener Energieformen	25
2.2.6. Konfiguration von Energiesystemen	28
2.2.7. Beschreibung von Energiesystemen: Größen und Bilanzgleichungen	34
2.3. Simulation von Energiesystemen	37
2.3.1. Software und Onlinetools mit eingeschränktem Funktionsumfang	38
2.3.2. Simulationstools für komplexe Energiesysteme	41
2.3.2.1. HOMER als Beispiel für regelbasierte Simulationstools.....	42
2.3.2.2. Calliope als Beispiel für Simulationstools mit mathematischen Optimierungsansätzen.....	44
2.3.2.3. Zusammenfassung von Vor- und Nachteilen der vorgestellten Tools zur Simulation komplexer Energiesysteme.....	47
2.4. Kostenoptimierung von Energiesystemen.....	48
2.4.1. Mathematische Optimierungsmodelle	48
2.4.2. Heuristische Methoden.....	51
2.4.2.1. Heuristische Methoden in HOMER.....	52
2.4.2.2. Gradientenverfahren.....	54
2.5. Design-Space-Exploration (DSE)	64
2.5.1. DSE in HOMER	65
2.5.2. DSE in Calliope.....	67
2.5.3. DSE in Verbindung mit dem Brute-Force-Ansatz	67
3. Regelbasierter Betriebsalgorithmus FRESH.....	69
3.1. Grundsätzliches Vorgehen bei FRESH	69
3.1.1. Verwendetes Rechnersystem.....	71
3.2. Reines Stromsystem mit zwei Speichern	72
3.2.1. Regelbasierter Betriebsalgorithmus (FRESH)	78
3.2.2. Validierung des regelbasierten Betriebsalgorithmus mit Calliope.....	88
3.3. Strom- und Wärmesystem mit drei Speichern.....	96
3.3.2. Regelbasierter Betriebsalgorithmus (FRESH)	97

3.3.3. Validierung des regelbasierten Betriebsalgorithmus mit Calliope.....	104
4. Verfahren zur Kostenoptimierung: Methode der Punktwolke.....	114
4.1. Struktur der Methode	114
4.2. Festlegung der Dimensionierungsbereiche für die Systemkomponenten	115
4.2.1. Erste grobe Rasterung des Lösungsraums	117
4.2.2. Optimierung in Calliope mit verschiedenen Kostenszenarien	120
4.2.3. Festlegung konkreter Dimensionierungsbereiche und Rasterdichte.....	124
4.3. Datenbank-gesteuerte Parallelisierung	126
4.4. Interpolation.....	128
4.4.1. Sigmoid Funktion.....	128
4.4.2. Vierparametrische Logistische Funktion.....	132
4.4.3. Splineinterpolation.....	135
4.5. Analysemethoden.....	142
4.5.1. Kostenvariation	143
4.5.2. Sensitivitätsanalyse	146
4.5.3. Effizienzgrenzen	148
4.5.4. Nahfelduntersuchung.....	153
4.5.5. Zukauf von Energie.....	154
4.5.6. Vergleich des kostengünstigsten autarken Systems mit Calliope	157
4.5.7. Genauigkeit der Interpolation in der Punktwolkemethode	160
4.5.7.2. H ₂ als Langzeitspeichermedium	161
4.5.7.3. E-Fuel als Langzeitspeichermedium.....	165
4.5.7.4. H ₂ als Langzeitspeichermedium und größerer Rasterung.....	166
4.5.7.5. Validierung des gewählten Rasters.....	170
5. Untersuchungen verschiedener Speichertechnologien.....	176
5.1. Kostenvarianten.....	177
5.2. Wasserstoff als Langzeitspeicher	179
5.2.1. Effizienzgrenzen in Kostenvariante A (H ₂ Heute)	180
5.2.2. Nahfelduntersuchung in Kostenvariante B (H ₂ Zukunft).....	182
5.2.3. Zukauf von Energie in Kostenvariante A (H ₂ Heute)	183
5.3. E-Fuel als Langzeitspeicher.....	185
5.3.1. Effizienzgrenzen in Kostenvariante C (E-Fuel Heute)	186
5.3.2. Nahfelduntersuchung in Kostenvariante D (E-Fuel Zukunft)	189
5.3.3. Zukauf von Energie in Kostenvariante C (E-Fuel Heute)	190
5.4. E-Fuel als Langzeitspeicher ohne Wärmenetz.....	192
5.4.1. Effizienzgrenze in Kostenvariante C (E-Fuel Heute)	193
5.4.2. Nahfelduntersuchung in Kostenvariante D (E-Fuel Zukunft)	195
5.4.3. Zukauf von Energie in Kostenvariante C (E-Fuel Heute)	197
5.5. Wärmeversorgung in Ausnahmesituationen und Einsparpotentiale.....	198

6. Fazit und Ausblick	204
Anhang.....	206
Literaturverzeichnis	228
Abbildungsverzeichnis	233
Tabellenverzeichnis	235

1. EINLEITUNG

1.1. MOTIVATION

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 treibhausgasneutral zu werden [1] – eine politische Entscheidung, die vor allem in der Energieversorgung zu Anpassungen führen muss. Die Aufgabe ist gewaltig, aber notwendig, nicht zuletzt, weil sich die CO₂-Bepreisung im europäischen Raum verschärfen wird und Emissionen künftig mit steigenden Kosten verbunden sein werden. In den Sektoren Energieerzeugung, Verkehr, Industrie, Gebäude und Landwirtschaft stehen daher tiefgreifende Veränderungen bevor, deren Umfang und Struktur in Studien systematisch untersucht wurde [2].

Für eine wirtschaftlich wettbewerbsfähige Industrie, müssen nicht nur Emissionen gesenkt werden, es muss auch kostengünstige Energie bereitgestellt werden. Gerade hierin kann ein strategischer Vorteil liegen: Wer in der Lage ist, seine Energiesysteme frühzeitig umzubauen und dabei Kostenpotenziale zu nutzen, wird langfristig profitieren.

Unstrittig ist, dass regenerative Energien einen entscheidenden Beitrag zur zukünftigen Energieversorgung leisten werden. Sie stellen die kostengünstigste Form der Stromerzeugung dar [3] und verursachen zugleich keine direkten CO₂-Emissionen. Allerdings steht ihre Erzeugung nicht jederzeit bedarfsgerecht zur Verfügung. Um den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu gewährleisten, werden daher zusätzliche Systemkomponenten wie Speicher benötigt.

Doch Speicher ist nicht gleich Speicher: Je nach Technologie unterscheiden sie sich erheblich in Bezug auf Wirkungsgrad, Kapazität, Lade- und Entladeleistung sowie in den Kosten pro gespeicherter Energiemenge [4], [5]. Die Wahl eines geeigneten Speichers hängt dabei nicht nur vom Preis pro kWh, sondern auch von seinem konkreten Einsatzzweck ab. Teilweise muss die Energie für die Speicherung umgewandelt werden, was zusätzliche Verluste verursachen und die Effizienz beeinflussen kann.

Durch den gezielten kombinierten Einsatz unterschiedlicher Speichertechnologien können jedoch Synergieeffekte genutzt werden. So können etwa kurzfristige Schwankungen effizient durch Speicher mit hohem Wirkungsgrad abgefedert werden, während volumenstarke Speicher langfristige Energieüberschüsse kostengünstig aufnehmen und dabei Abwärme nutzen. Mein Ziel ist eine Zusammenstellung aus Energieerzeugungsanlagen und Speichern zu finden, die möglichst kostengünstig die bestehenden und zukünftigen Bedarfe deckt.

Auch die Bedarfsstruktur selbst muss sich verändern, um eine Klimaneutralität erreichen zu können. So erfordert die angestrebte Elektrifizierung im Mobilitäts- und Wärmesektor erhebliche Umstellungen. Während der Stromsektor bereits heute zu 57 % durch erneuerbare Energien gedeckt wird [6], steht die Dekarbonisierung bei den Heizungen und dem Verkehr noch am Anfang [7], [8].

Mit einer zunehmenden Vielfalt möglicher Systemkomponenten und Verbrauchsformen stellt sich die Frage:

Wie findet ein Entscheidungsträger die richtige Kombination aus Komponenten für seinen spezifischen Verbrauch – und wie dimensioniert man diese sinnvoll, damit das Gesamtsystem möglichst effizient und wirtschaftlich arbeitet?

Ein bewährter Weg zur Beantwortung dieser Frage ist die Simulation von Energiesystemen. Je nach Zielsetzung und Komplexität eines Standorts kommen dabei unterschiedliche Ansätze zum Einsatz: von einfachen Planungstools für Einfamilienhäuser, bei denen z. B. die Dimensionierung

einer PV-Anlage und eines Batteriespeichers im Vordergrund steht, bis hin zu komplexen Systemmodellen, die auch Windkraft, Wasserstoffspeicher oder Sektorenkopplung integrieren.

Nur durch komplexere Strukturen können bestimmte Technologien wie Windkraft oder großtechnische Speicherlösungen eingesetzt werden. Durch gemeinschaftliche Nutzung lassen sich Verbrauchsspitzen besser glätten und Synergien bei Energieerzeugung und -speicherung realisieren. Ebenso kann die Mischung unterschiedlicher Erzeuger zu einem ausgeglicheneren Systemverhalten führen.

Bei der Simulation einzelner Energiesysteme lassen sich deren Stärken und Schwächen aufdecken. Bei einigen Simulationstools ist allerdings nicht transparent, welche Entscheidungen auf welchen Regeln beruhen, insbesondere bei mathematischen Verfahren. Regelbasierte Ansätze wiederum sind oft einfacher nachvollziehbar, erreichen bei komplexen Systemen jedoch nicht das bestmögliche Zusammenspiel aller Komponenten.

Ein regelbasierter Ansatz, der komplexe Systementscheidungen nachvollziehbar abbildet, könnte eine Lücke zwischen diesen Ansätzen schließen.

Einzelsimulationen sind nur dann ausreichend, wenn man sicher ist, dass keine bessere Lösung existiert. Doch selbst wenn dies sichergestellt werden kann, bleibt unter Umständen verborgen, ob ähnlich gute Lösungen mit einer anderen Zusammensetzung eines Systems existieren. Eine ähnlich gute Lösung bedeutet zum Beispiel, dass zu geringfügig höheren Gesamtkosten die gleiche Unabhängigkeit erreicht wird. Kann dies gezeigt werden, wird die Flexibilität für Entscheidungsträger erhöht. Außerdem steigt durch eine breite Analyse verschiedener Energiesysteme das Verständnis, wie unterschiedliche Komponenten im Gesamtsystem zusammenwirken.

Um ein breites Spektrum verschiedener Energiesysteme auszuwerten, braucht es Verfahren, die es ermöglichen, viele unterschiedliche Systemkonfigurationen miteinander zu vergleichen. Dies erfordert nicht nur leistungsfähige Simulationen, sondern auch eine systematische Optimierung und eine geeignete Auswertungsmethodik, um Zusammenhänge zu erkennen und entscheidungsrelevante Kriterien herauszuarbeiten. Auch an dieser Stelle wird versucht mit dieser Arbeit einen Beitrag zu leisten.

1.2. FORSCHUNGSFRAGEN

Ausgehend von der Motivation (Kapitel 1.1), Energiesysteme transparent, effizient und vergleichbar analysieren zu können, werden im Folgenden die zentralen Forschungsfragen dieser Arbeit entwickelt.

Mit der zunehmenden Integration regenerativer Energien und der Entwicklung neuer Speicher- und Konversionstechnologien werden Energiesysteme immer komplexer. Schwankende Einspeisung, sektorübergreifende Anforderungen und wachsende Kombinationsmöglichkeiten führen dazu, dass ein wirtschaftlich optimaler Betrieb nicht mehr direkt ersichtlich ist. Um dennoch verlässliche Auslegungen zu finden, kommen in der Praxis oft mathematische Optimierungsmodelle zum Einsatz. Diese liefern zwar kostenoptimale Lösungen, sind jedoch häufig intransparent und für eine praxisnahe Ableitung von Betriebsstrategien schwer nachvollziehbar.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die erste Frage, ob es möglich ist, ein regeneratives Energiesystem regelbasiert so zu modellieren, dass es einem kostenoptimalen Betrieb nahekommt – bei gleichzeitiger Nachvollziehbarkeit aller Entscheidungen.

Kann ein regelbasierter Ansatz zur Simulation eines lokalen Energiesystems bisherige Methoden mit vergleichbarer Genauigkeit ersetzen?

Zur Beantwortung dieser Frage wurde im Zuge dieser Promotion das Simulationswerkzeug FRESH (*Fast Renewable Energy Simulation Hub*) entwickelt. FRESH bildet den Betrieb eines Energiesystems ausschließlich auf Basis klar definierter Regeln ab. Die zukünftigen Last- und Einspeiseverläufe werden dabei nur so weit berücksichtigt, wie dies für die jeweilige Entscheidung zur Deckung des Bedarfs erforderlich ist. In Kapitel 3 wird gezeigt, wie sich dieses Vorgehen mit jeder zusätzlichen Optimierungsmaßnahme einem optimalen Verhalten annähert – ohne vollständige Vorausschau. Die Qualität der Ergebnisse wird anhand zahlreicher unterschiedlicher Systemkonfigurationen mit etablierter Software verglichen.

Da Einzelsimulationen allein nicht ausreichen, um technologische Alternativen zu bewerten oder Handlungsspielräume sichtbar zu machen, wurde ein zweites Analysewerkzeug entwickelt: die Punktwolkemethode. Sie basiert auf den mit FRESH erzeugten Daten und erlaubt die systematische Auswertung zahlreicher Energiesysteme im Hinblick auf Kosten und erreichbaren Autarkiegrad. Anders als viele existierende Optimierungsverfahren liefert sie nicht nur eine Einzellösung, sondern bildet einen großen Teil des Lösungsraums ab, so dass sich auch Varianten mit alternativen Technologieschwerpunkten ableiten lassen.

Welche Möglichkeiten und Vorteile bietet eine Punktwolke zur Analyse kostengünstiger Systemkonfigurationen? Was sind die Grenzen dieser Methode?

Die Punktwolke bietet insbesondere dann einen Mehrwert, wenn nicht nur das absolute Minimum gesucht wird, sondern auch flexibel zwischen Lösungen mit unterschiedlichen Autarkiegraden oder Technologieeinsätzen gewählt werden soll. Durch den direkten Vergleich von Lösungen mit und ohne bestimmte Komponenten lässt sich nachvollziehen, wie sich z. B. der Verzicht auf chemische Langzeitspeicher auf die Kostenstruktur und die erreichbare Autarkie auswirkt. Anstelle eines rein mathematisch bestimmten Minimums entsteht so ein umfassender Entscheidungsraum. Die Begrenzung der Methode liegt vor allem in der Wahl der Rasterung – also darin, welche Systemausprägungen überhaupt simuliert werden.

Ein weiteres Merkmal der Methode ist, dass sie über das zugrunde liegende Raster hinausgeht: Durch gezielte Interpolation zwischen nahe beieinanderliegenden Systemen lassen sich auch Zwischenlösungen abschätzen, die nicht explizit simuliert wurden – etwa zur Bestimmung minimaler Investitionskosten für ein System mit 100 % Autarkie.

Mit welchem Verfahren kann eine Punktwolke bei definierter Genauigkeit effizient umgesetzt werden?

Diese Frage wird in Kapitel 4.5.7 anhand verschiedener Simulationsraster und Kostenszenarien systematisch untersucht. Dabei wird analysiert, wie stark sich die mit der Punktwolke ermittelten Ergebnisse bei extremen Kostenszenarien von mathematisch optimierten Lösungen unterscheiden, sowohl hinsichtlich der Gesamtkosten als auch der gewählten Systemstrukturen. Ergänzend wird gezeigt, wie sich gezielt Teilbereiche des Ergebnisraums analysieren und potenziell nachverdichten lassen, ohne dass eine vollständige Neuberechnung erforderlich ist.

Im Zusammenspiel dieser drei Fragestellungen entsteht ein methodisch neuartiger Analyseansatz, der eine regelbasierte, transparente Simulation mit einer explorativen, strukturierten Auswertung verbindet. Die vorliegende Arbeit zeigt, wie sich mit dieser Kombination robuste Aussagen über Technologiepfade, Systemgrenzen und wirtschaftlich tragfähige Versorgungsstrategien treffen lassen – auch unter sich verändernden wirtschaftlichen Randbedingungen.

1.3. AUFBAU DER ARBEIT

Der nachfolgende Teil der Arbeit gliedert sich in fünf Hauptkapitel, die systematisch vom theoretischen Fundament über die methodische Umsetzung bis zur Ergebnisanalyse und schließlich zum Fazit führen.

Kapitel 2 stellt die theoretischen und technischen Grundlagen bereit. Es beginnt mit der dieser Arbeit zugrunde liegenden Nomenklatur und der Definition zentraler Begriffe (Kapitel 2.1). Es beschreibt anschließend die Komponenten und Konfigurationsmöglichkeiten moderner Energiesysteme (Kapitel 2.2). Darauf aufbauend folgt ein Überblick über gängige Simulationsansätze (Kapitel 2.3) und Optimierungsmethoden (Kapitel 2.4). Abschließend wird das Konzept der Design-Space-Exploration (DSE) vorgestellt, mit dem ein Ergebnisraum systematisch erzeugt und untersucht werden kann (Kapitel 2.5).

Kapitel 3 führt den regelbasierten Betriebsalgorithmus FRESH ein, mit dem eine Vielzahl möglicher Energiesysteme simuliert und ausgewertet werden kann. In einem ersten Schritt werden Systeme ohne Wärmekopplung untersucht. Darauf aufbauend wird der Algorithmus erweitert, um zusätzlich die Wärmeversorgung abzubilden. Die Variante mit Wärmekopplung basiert dabei strukturell auf dem vorhergehenden Ansatz. In beiden Fällen erfolgt eine Validierung durch den Vergleich mit dem mathematischen Optimierungstool Calliope.

Kapitel 4 erläutert die Methode der Punktwolke zur Kostenoptimierung. Es werden der Aufbau und die Logik der Methode beschrieben sowie verschiedene Ansätze zur Interpolation und Analyse vorgestellt. Ziel ist es, kostengünstige und effiziente Energiesysteme systematisch zu identifizieren.

Kapitel 5 überträgt die Punktwolkemethode auf konkrete Szenarien mit unterschiedlichen Speichertechnologien und Kostenannahmen. Die Auswirkungen verschiedener Systemkonfigurationen werden analysiert und untereinander verglichen.

Kapitel 6 fasst die zentralen Ergebnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf weiterführende Forschungsfragen und mögliche Anwendungen.

2. GRUNDLAGEN

Ziel dieses Kapitels ist es, die inhaltliche und methodische Grundlage für die spätere Simulation und Optimierung von Energiesystemen zu schaffen. Zunächst wird die Nomenklatur erklärt und zentrale Begriffe werden eingeführt. Anschließend werden die zentralen Komponenten moderner regenerativer Energiesysteme beschrieben – darunter Erzeuger, Verbraucher, Speicher sowie Konversions- und Kopplungseinheiten – und es wird erläutert, wie diese zu einem funktionalen Gesamtsystem zusammengeführt werden können. Ergänzend werden die verwendeten physikalischen Größen und Bilanzgleichungen eingeführt, die das Verhalten solcher Systeme mathematisch beschreiben.

Darauf aufbauend wird ein Überblick über aktuelle Möglichkeiten gegeben, sich über einfache regenerative Energiesysteme zu informieren – von wissenschaftlichen Veröffentlichungen bis hin zu einfachen, anpassbaren Rechentools für standardisierte Anwendungen. Anschließend werden verschiedene Ansätze vorgestellt, mit denen sich auch komplexe Energiesysteme simulieren lassen. Dabei werden unterschiedliche Simulationsmethoden und Softwarelösungen gegenübergestellt, die sich hinsichtlich Modelltiefe, Flexibilität und Anwendungsbereich unterscheiden.

Die im Anschluss behandelten Optimierungsansätze basieren auf den zuvor eingeführten Simulationsmethoden und nutzen deren Ergebnisse oder Strukturen, um systematisch geeignete Systemkonfigurationen zu identifizieren und zu bewerten.

Damit wird die Grundlage geschaffen, im weiteren Verlauf sowohl die in dieser Arbeit entwickelte Simulationsmethode als auch die darauf aufbauenden Verfahren zur Auswertung und Optimierung von Energiesystemen vorzustellen und aufzuzeigen, wie der bestehende Stand der Technik durch die vorliegende Arbeit erweitert werden kann.

2.1. NOMENKLATUR UND ERKLÄRUNG ZENTRALER BEGRIFFE

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der folgenden Ausführungen wird in diesem Abschnitt die in dieser Arbeit verwendete Nomenklatur erläutert. Zudem werden einige zentrale Begriffe definiert.

2.1.1. *NOMENKLATUR*

Die Bezeichnungen der Größen zur Beschreibung von Energieströmen, Leistungen und Wirkungsgraden folgen einer einheitlichen Systematik. Diese orientiert sich an der jeweiligen Systemkomponente, dem physikalischen Zusammenhang und der zugrunde liegenden Energieform.

Komponentenbezeichnung

Der vorangestellte Großbuchstabe einer Größe steht in der Regel für die Systemkomponente, der die jeweilige Größe zugeordnet ist. Auch wenn diese Notation zunächst ungewohnt erscheinen mag, trägt sie in späteren Formeln zur besseren Lesbarkeit bei – insbesondere da im Kontext die-

ser Arbeit in der Regel Energiemengen innerhalb eines bestimmten Zeitschritts betrachtet werden. Ausnahmen von dieser Konvention werden im folgenden Unterabschnitt erläutert. Dabei steht:

- B für die Batterie
- H für den H_2 -Speicher
- E für den E-Fuel-Speicher
- T für den thermischen Speicher
- C für die Wärmepumpe
- F für den Heizstab
- $\ddot{U}$ für die Therme
- N für das öffentliche Stromnetz
- V für den Verbraucher

Leistungen, Verluste oder Energien

Eine Leistung wird mit einem großen „P“ (*Power*) beschrieben, Verluste mit einem großen „L“ (*Loss*). Die Benennung der Komponente, deren Leistung oder Verluste in diesem Zeitschritt beschrieben werden, befindet sich im Index. Wird eine Energie beschrieben, so steht der erste Buchstabe für die Komponente. Bei Speichern ist dann der Energieinhalt, bei Erzeugern oder Verbrauchern die benötigte oder verbrauchte Energie im letzten Zeitschritt gemeint, z. B.:

- B für den Energieinhalt einer Batterie
- L_B für die Verluste der Batterie

Wirkungsgrade

Wirkungsgrade werden mit einem vorangestellten η (Eta) gekennzeichnet. Die Spezifikation der Komponente folgt im Index, z. B.:

- η_B für den Wirkungsgrad der Batterie

Kennzeichnung von Lade- und Entladevorgängen

Die Buchstaben „l“ (laden) und „e“ (entladen) werden als Kleinbuchstaben ergänzt. Bei Energiemengen erfolgt die Kennzeichnung im Index des Großbuchstabens der Komponente. Bei Leistungen, Verlusten und Wirkungsgraden ist die Kennzeichnung auf der gleichen Höhe, lediglich durch ein Komma von der Komponentenbezeichnung getrennt z. B.:

- $P_{B,l}$ für die Ladeleistung der Batterie

Durch diese Systematik ist es nicht notwendig, jeder ladenden oder entladenden Komponente (z. B. dem Elektrolyseur) einen eigenen Buchstaben zuzuweisen. Die Prozessrichtung ergibt sich aus der Angabe „l“ oder „e“ in Verbindung mit der Speicherkomponente, z. B.:

- $\eta_{H,l}$ für den Wirkungsgrad beim Laden des H_2 -Speichers

Stromnetz

Die Komponente N steht für das öffentliche Stromnetz. Auch hier ist eine Unterscheidung der Energieflussrichtung erforderlich, da Energie sowohl aus dem Netz bezogen als auch in das Netz eingespeist werden kann.

- N^+ steht für Netzbezug (die in einem Zeitschritt aus dem öffentlichen Netz bezogene Energiemenge)
- N^- steht für Netzeinspeisung (die in einem Zeitschritt in das öffentliche Netz eingespeiste Energiemenge)

Elektrische und thermische Größen

Wenn keine weitere Spezifikation erfolgt, handelt es sich bei einer Größe um eine elektrische Größe. Wird der Zusatz „t“ ergänzt (nicht tiefer gesetzt), bezieht sich die Angabe auf eine thermische Größe, z. B.:

- $\eta_{H,e,t}$ für den thermischen Wirkungsgrad beim Entladen des H₂-Speichers

Maximal- und Minimalwerte

Technisch bedingte Maximal- und Minimalwerte werden durch eine Überdachung mit „^“ (Maximalwert) oder „v“ (Minimalwert) gekennzeichnet, z. B.:

- $\hat{P}_{H,e,t}$ für die maximale thermische Leistung beim Entladen des H₂-Speichers

Zeitabhängigkeiten

Es handelt sich hierbei nicht um kontinuierliche Zeitvariablen, sondern um einen Zähler für die diskreten Zeitstufen n . Der Zeitbezug wird als Funktion gekennzeichnet, z. B.:

- $B(n)$ für den Energieinhalt der Batterie zum Zeitpunkt n

2.1.2. ERKLÄRUNG ZENTRALER BEGRIFFE

Autarkie

Ein zentraler Begriff dieser Arbeit ist die Autarkie A , die im Folgenden definiert wird. Autarkie beschreibt den Anteil des Gesamtverbrauchs eines beliebigen Verbrauchers, der durch ein System selbst gedeckt wird – also ohne Energiebezug von außerhalb. Sie dient als Kennwert zur Bewertung der energetischen Unabhängigkeit und wird in dieser Arbeit zur Analyse verschiedener Systeme herangezogen. Was unter einem Energiesystem im Kontext dieser Arbeit verstanden wird, ist in Kapitel 2.2 ausführlich beschrieben.

Die Berechnung der Autarkie A ergibt sich also nach folgender Formel:

$$A = 1 - \frac{\sum_{n=1}^E N^+ + (S(0) - S(E))}{\sum_{n=1}^E V(n)}$$

Hierbei bedeuten:

- N^+ : Netzbezug im Zeitschritt n . Dies bezeichnet sämtliche Energiezuflüsse außerhalb des betrachteten Systems, typischerweise aus dem öffentlichen Stromnetz.
- $V(n)$: Verbrauch des Systems im Zeitschritt n
- $\sum_{n=1}^E N^+(n)$: Gesamte von außerhalb bezogene elektrische Energie $N^+(n)$ im Zeitraum vom ersten (1) bis zum letzten (E) Zeitschritt
- $\sum_{n=1}^E V(n)$: Gesamter Verbrauch $V(n)$ im selben Zeitraum
- $S(0)$: Energieinhalt der Speicher zu Beginn des Zeitraums
- $S(E)$: Energieinhalt der Speicher am Ende des Zeitraums

Die Differenz $S(0) - S(E)$ berücksichtigt den Einfluss des Ladezustands eines Speichers: Sinkt der Energieinhalt im Beobachtungszeitraum, so wird dieser Unterschied der zugeführten Energie zugerechnet. Steigt der Speicherfüllstand dagegen, wird dies nicht positiv auf die Autarkie angerechnet.

Sektorenkopplung

Ein weiterer zentraler Begriff der vorliegenden Arbeit ist der Begriff der Sektorenkopplung. Darunter versteht man im Allgemeinen die technische und systemische Verknüpfung zuvor getrennt

betrachteter Energiebereiche. Ziel der Sektorenkopplung ist es, Synergien zwischen verschiedenen Energieflüssen zu erschließen, die Integration erneuerbarer Energien zu verbessern und die Gesamteffizienz des Energiesystems zu steigern.

Sektorenkopplung kann auf verschiedenen Ebenen stattfinden:

- Auf Erzeugerseite bedeutet sie z. B. die Kombination unterschiedlicher regenerativer Quellen wie Photovoltaik und Windkraft. Dadurch entsteht eine weniger volatile Gesamtproduktion, was die Notwendigkeit von Speichern reduziert und die Versorgungssicherheit erhöht.
- Auf der Verbraucherseite bezeichnet Sektorenkopplung die Zusammenfassung mehrerer Verbraucher zu einem Cluster – etwa durch Bündelung von Haushalten oder Gewerbebetrieben. Dadurch entsteht ein geglätteter Lastverlauf, da sich individuelle Verbrauchsspitzen gegenseitig ausgleichen. Dies erleichtert die Deckung des Bedarfs durch fluktuierende Erzeugung und verbessert die Planbarkeit des Gesamtsystems. Darüber hinaus umfasst die Sektorenkopplung auf Verbraucherseite auch die Kopplung verschiedener Energieformen, insbesondere von elektrischen und thermischen Lasten. Viele Prozesse erzeugen Abwärme. Wird diese durch geeignete Infrastruktur (z. B. ein Wärmenetz) genutzt, können elektrische und thermische Verbraucher sinnvoll miteinander verbunden werden. Dies führt zu Synergieeffekten, da sonst ungenutzte Energieanteile verwertet werden und der Gesamtwirkungsgrad steigt.

In dieser Arbeit wird der Begriff der Sektorenkopplung nicht nur als technische Verbindung, sondern auch als konzeptioneller Planungsansatz verstanden. Er spielt eine zentrale Rolle bei der Entwicklung integrierter regenerativer Energiesysteme, die flexibel, effizient und zukunftsfähig aufgestellt sind.

2.2. KOMPONENTEN UND KONFIGURATION VON ENERGIESYSTEMEN

Im Rahmen dieser Arbeit werden Energiesysteme untersucht, die alle wesentlichen Komponenten und Strukturen moderner regenerativer Versorgungskonzepte vereinen. Betrachtet wird dabei eine Systemstruktur, die alle relevanten Technologien umfasst und so ausgelegt ist, dass sie eine maximale technische Flexibilität bietet. Sie bildet die Grundlage für die nachfolgenden Analysen, in denen untersucht wird, wie sich verschiedene Konfigurationen innerhalb dieses strukturellen Rahmens verhalten.

Nicht alle im weiteren Verlauf beschriebenen Softwarelösungen sind jedoch in der Lage, eine Systemstruktur mit der vollständigen technologischen Breite und Kopplungstiefe abzubilden. Die jeweiligen modelltechnischen Einschränkungen und Abweichungen im Funktionsumfang werden im Kapitel 2.3 näher erläutert.

Abb. 2.1 zeigt eine abstrahierte Darstellung eines Energiesystems mit den zentralen Komponenten Quelle, Konversion, Speicher und Verbraucher. Die Energieflüsse sind dabei farblich nach Energieformen unterschieden: blau steht für elektrische, orange für thermische und grau für chemische Energie.

Die Darstellung verdeutlicht, wie in einem solchen System unterschiedliche Energiebereiche miteinander verknüpft sind – eine Struktur, die in Kapitel 2.1.2 bereits unter dem Begriff der Sektorenkopplung eingeführt wurde. Dabei werden elektrische, thermische und chemische Energieströme innerhalb eines gemeinsamen Systems betrachtet und können untereinander umgewandelt, gespeichert oder weitergeleitet werden.

Die Quelle stellt Energie zur Verfügung, die entweder direkt an den Verbraucher, in einen Speicher oder über eine Konversionseinheit weitergeleitet wird. Konversionseinheiten ermöglichen die Umwandlung von Energie in eine andere Form – etwa zur besseren Speicherbarkeit oder zur Deckung eines bestimmten Energiebedarfs. Speicher wiederum gleichen zeitliche Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch aus, indem sie Energie aufnehmen und später bedarfsgerecht bereitstellen.

Die Verbraucher nutzen die Energie schließlich in der jeweils benötigten Form. Durch die systematische Verbindung dieser Elemente entsteht ein integriertes Energiesystem, das über die sektorale Trennung hinausgeht und Synergiepotenziale zwischen verschiedenen Energieformen nutzt.

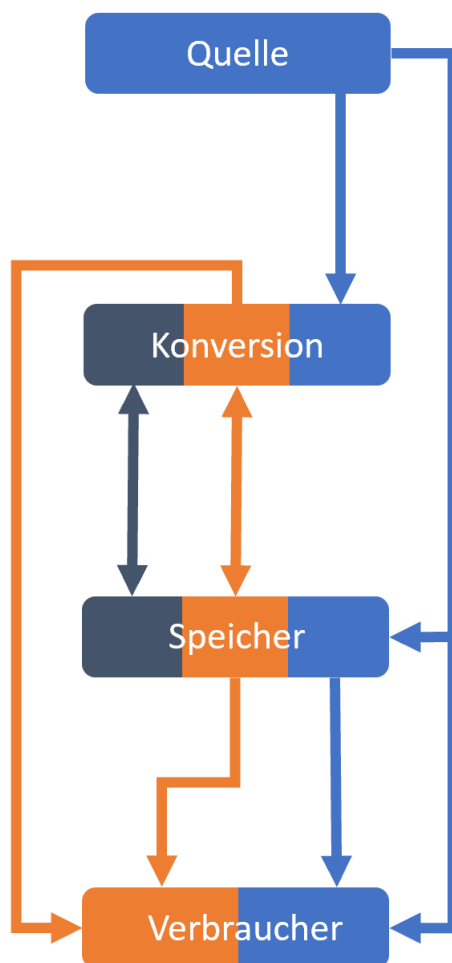


Abb. 2.1. Energiesystem mit sektorenübergreifender Energiewandlung und -speicherung

Diese Komponententypen von Energiesystemen werden nun im Einzelnen diskutiert.

2.2.2. ENERGIESENKEN: VERBRAUCHER IM SYSTEM

In Energiesystemen werden unter dem Begriff Verbraucher all jene Einheiten verstanden, die Energie in Form von Strom oder Wärme aufnehmen, um technische, alltägliche oder industrielle Funktionen zu erfüllen. Dazu zählen unter anderem private Haushalte, Gewerbebetriebe, Industrieprozesse oder Infrastruktureinrichtungen. Auch Verluste, die bei der Speicherung, Übertragung oder Konversion von Energie entstehen, stellen im weiteren Sinne eine Form des Energieverbrauchs dar.

Die Art und Struktur des Verbrauchers hat einen erheblichen Einfluss auf die Auslegung des Energiesystems, insbesondere auf die Wahl und Dimensionierung der Erzeugungs- und Speichertechnologien. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Energieversorgung von Wohngebäuden, genauer gesagt auf der Versorgung privater Einfamilienhäuser mit Strom und Wärme. Mehrere solcher Haushalte bilden ein Verbrauchscluster.

Die Energiebedarfe einzelner Häuser unterscheiden sich im Detail sehr stark. Das Verhalten der Bewohner, verschiedene Tagesabläufe, Haushaltsgeräte und Heizgewohnheiten führen zu stark unterschiedlichen Lastverläufen. So kann es beispielsweise zu Phasen mit nahezu keinem Verbrauch kommen, gefolgt von plötzlichen Lastspitzen, etwa beim Kochen, Duschen oder gleichzeitigen Betrieb mehrerer Geräte. Diese ausgeprägte Dynamik macht es schwierig, allgemeingültige Aussagen über die Auslegung und Bewertung der entsprechenden Energiesysteme zu treffen.

Darüber hinaus lassen sich für ausreichend große Gruppen von Wohngebäuden großtechnische Anlagen wie Windkraftanlagen, große Speicher oder komplexe Systeme zur Energiekonversion einsetzen, wie sie für die alleinige Versorgung eines einzelnen Hauses weder ökonomisch sinnvoll noch technisch realisierbar wären.

Aus diesen Gründen wird in dieser Arbeit kein Einzelhaushalt betrachtet, sondern ein Verbrauchscluster, das den aggregierten Energiebedarf mehrerer Haushalte zusammenfasst. Ein solcher Ansatz führt zu einem geglätteten Verbrauchsverlauf, bei dem individuelle Verbrauchsspitzen und -täler statistisch gemittelt werden. Mit zunehmender Clustergröße gleichen sich die Verbrauchsverläufe der einzelnen Haushalte gegenseitig aus. Dadurch werden die kurzzeitigen Lastspitzen geringer, die Anlagen können im Verhältnis kleiner dimensioniert werden und es wird technisch deutlich einfacher, die Last zu jedem Zeitpunkt zu versorgen.

Dies erlaubt auch eine realistische Abbildung gemeinschaftlich genutzter Versorgungskonzepte, wie sie beispielsweise in Quartierslösungen Anwendung finden. Auch unter den Rahmenbedingungen eines dicht besiedelten Industrielandes ist ein solcher Clusteransatz deutlich praxisnäher als die Betrachtung einzelner, isolierter Einheiten.

Um dennoch ableiten zu können, welche Anlagengrößen erforderlich sind, um einen einzelnen Haushalt im Kontext eines gemeinschaftlich betriebenen Energiesystems zuverlässig zu versorgen, wurde der Verbrauch auf ein durchschnittliches Haushaltssystem normiert. Für die Stromseite wurde ein Standardlastprofil des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [9] verwendet. Der BDEW stellt standardisierte Lastprofile zur Verfügung, die auf einer repräsentativen Auswertung des Stromverbrauchsverhaltens deutscher Haushalte basieren. Ziel dieser Profile ist es, ein möglichst realitätsnahes Abbild des typischen Tages- und Wochenverlaufs zu liefern. In die Analyse fließen Verbrauchsdaten unterschiedlicher Haushaltsformen ein – darunter beispielsweise Familien, Alleinlebende oder Schichtarbeitende – jeweils gewichtet nach ihrer statistischen Verteilung in der Bevölkerung. Das Profil wurde auf einen Jahresstromverbrauch von 3.000 kWh skaliert. Dieser Wert entspricht dem typischen Stromverbrauch eines Zwei-Personen-Haushalts in Deutschland [10], was der derzeitigen durchschnittlichen Haushaltsgröße von 2,0 Personen pro Haushalt entspricht [11].

Ein weiterer praktischer Aspekt der Verwendung eines Standardlastprofils ist die Datenverfügbarkeit. Der reale Energieverbrauch einzelner Haushalte wird in der Regel nicht kontinuierlich aufgezeichnet und ist aus datenschutzrechtlichen wie technischen Gründen schwer zugänglich. Hochaufgelöste, reale Lastprofile einzelner Häuser sind nur selten verfügbar. Für die Energiesystemmodellierung stehen hingegen Standardlastprofile zur Verfügung, die auf der statistischen Auswertung großer Datenmengen beruhen.

Die zeitlichen Wärmebedarfsprofile dieser Arbeit basieren auf der Open Power System Database [12], welche synthetische, hochaufgelöste Wärmelastprofile für zahlreiche Länder bereitstellt. Die Daten liegen in stündlicher Auflösung vor und umfassen mehrere aufeinanderfolgende Jahre. Dabei wird der Wärmebedarf explizit in Raumwärme und Warmwasser getrennt ausgewiesen.

In dieser Arbeit wurde als Referenzprofil das Wärmelastprofil für Einfamilienhäuser der Jahre 2019 - 2022 verwendet. Das Profil der Raumwärme wurde auf einen Jahreswärmebedarf von 10.500 kWh normiert, während das Warmwasserprofil auf 6.500 kWh skaliert wurde. Daraus ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf von 17.000 kWh pro Jahr, wobei der Warmwasseranteil 38 % des gesamten Wärmebedarfs ausmacht. Ein erhöhter Anteil des Warmwasserbedarfs am Gesamtwärmeverbrauch ist insbesondere bei modernen Gebäuden zu beobachten, da dort der Raumwärmebedarf infolge verbesserter Gebäudehüllen deutlich reduziert ist [13]. Dieses normierte Einfamilienhausprofil bildet die Grundlage für den überwiegenden Teil der in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen.

Ergänzend dazu wurden vergleichende Simulationen mit einem Wärmelastprofil durchgeführt, das eine durchschnittliche deutsche Wohneinheit abbildet. Diese Simulationen sind ausschließlich im Anhang dargestellt und dort in Tab. 6.4 dokumentiert. Auch dieses Profil weist einen Gesamtwärmebedarf von 17.000 kWh pro Jahr auf, sodass im Vergleich ausschließlich der Einfluss unterschiedlicher zeitlicher Verbrauchsverläufe und Strukturierungen des Wärmebedarfs analysiert werden kann.

Zur Generierung dieses durchschnittlichen Wärmeverbrauchsprofils wurden die zeitlichen Heizwärmeprofile der Open Power System Database auf Grundlage des jahresabhängigen spezifischen Wärmebedarfs pro Quadratmeter Wohnfläche skaliert. Die hierfür verwendeten Verbrauchsdaten stammen vom Umweltbundesamt [14], das für die Jahre 2019 bis 2022 entsprechende Kennwerte bereitstellt. Zusätzlich wurden die durchschnittlichen Wohnflächen für Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie deren statistische Verteilung gemäß Angaben des Statistischen Bundesamtes [15] berücksichtigt. Demnach entfallen etwa 45 % der Wohnfläche auf Einfamilienhäuser und 55 % auf Mehrfamilienhäuser.

Zunächst wurden die Heizwärmeprofile für beide Gebäudetypen separat unter Berücksichtigung von Wohnfläche und spezifischem Verbrauch skaliert. Anschließend erfolgte eine Gewichtung entsprechend ihrer Verbreitung, woraus sich ein gemittelter, realitätsnaher Heizwärmeverbrauchsverlauf ergibt. Der Warmwasserbedarf wurde analog behandelt: Auch hier wurden die zeitlichen Profile getrennt für Ein- und Mehrfamilienhäuser skaliert und auf 10 % des jeweiligen Heizwärmebedarfs normiert, in Anlehnung an typische Verbrauchsverhältnisse [16]. Abschließend wurden Heizwärme- und Warmwasserprofile überlagert, sodass ein vollständiger, temperaturabhängiger Gesamtwärmeverbrauchsverlauf für jedes betrachtete Jahr entsteht.

Abb. 2.2 zeigt mit den ermittelten Daten den in dieser Arbeit verwendeten Verlauf von Strom- und Wärmeverbrauch über die erste vollständige Kalenderwoche im Januar 2022. Der Stromverbrauch (rote Linie) weist – mit Ausnahme des 6. Januar – ein sehr regelmäßiges, sich täglich wiederholendes Muster auf, mit ausgeprägten Spitzen am Morgen und Abend. Am 6. Januar, einem regionalen Feiertag (Heilige Drei Könige), ist eine zeitliche Verschiebung im Lastverlauf zu erkennen: Der typische morgendliche Anstieg erfolgt später als an den übrigen Tagen, während die Mittagsspitze besonders stark ausgeprägt ist. Dies deutet auf ein verändertes Nutzungsverhalten im Tagesablauf hin.

Der Wärmeverbrauch (dunkelrote Linie) ist insgesamt höher und zeigt stärkere tages- und witterungsbedingte Schwankungen. Auch hier lässt sich ein wiederkehrendes Tagesprofil erkennen,

das typischerweise morgens und abends erhöhte Lasten aufweist. Besonders auffällig ist zudem ein kontinuierlicher Anstieg des Wärmebedarfs zwischen dem 3. und 7. Januar. In der zweiten Wochenhälfte liegt der Wärmeverbrauch dadurch auf einem insgesamt höheren Niveau, was auf eine kältere Witterungsphase in diesem Zeitraum hindeutet.

Abb. 2.2 verdeutlicht somit sowohl eine typische Tagesgangstruktur der Verbrauchsverläufe als auch den Einfluss externer Faktoren wie Feiertage oder Temperaturänderungen auf Strom- und Wärmebedarf.

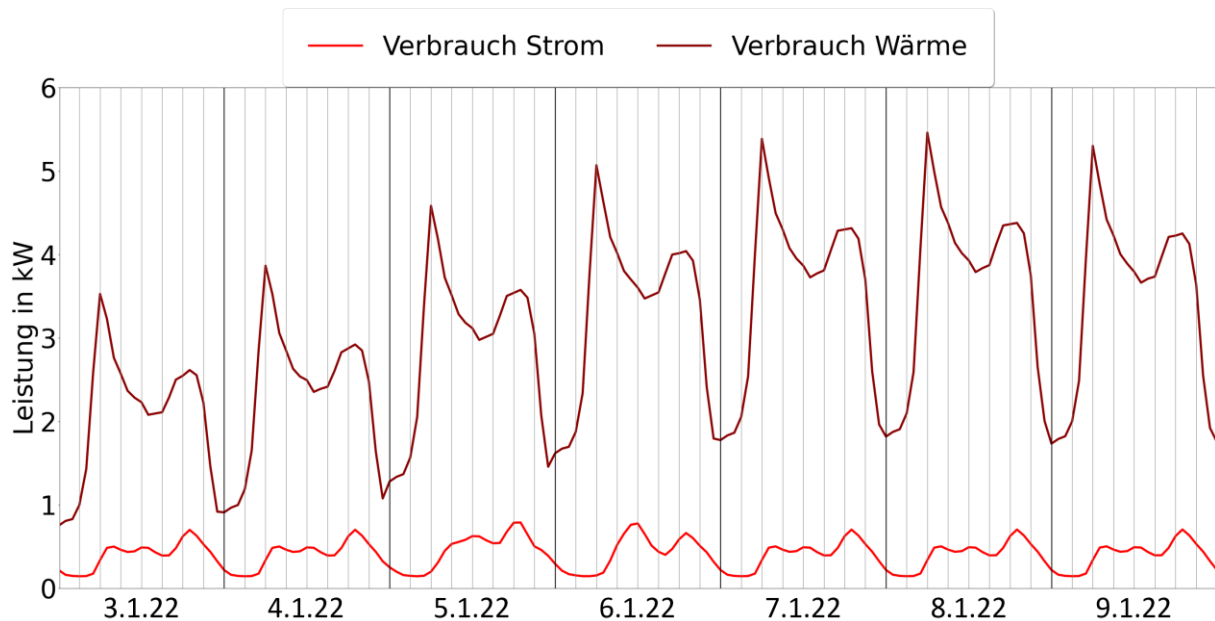


Abb. 2.2. Strom- und Wärmeverbrauchsverlauf der ersten Januarwoche 2022

Abb. 2.3 zeigt den Verlauf von Strom- und Wärmeverbrauch über die dritte vollständige Kalenderwoche im Juli 2022. Der Stromverbrauch (rote Linie) weist – wie bereits in der Winterwoche – ein sehr regelmäßiges, sich täglich wiederholendes Muster auf, mit charakteristischen Lastspitzen in den Morgen- und Abendstunden. Im Vergleich zur Winterwoche ist die absolute Höhe des Stromverbrauchs insgesamt etwas geringer, was unter anderem auf den geringeren Einsatz von Beleuchtung sowie veränderte Tagesaktivitäten im Sommer zurückzuführen sein kann.

Der Wärmeverbrauch (dunkelrote Linie) ist im Vergleich zum Januar deutlich niedriger und spiegelt die jahreszeitlich bedingt geringe Heizlast wider. Dennoch zeigt sich auch hier ein ausgeprägtes Tagesprofil, mit einer deutlichen Spitze am Morgen, von der anzunehmen ist, dass sie hauptsächlich durch den Warmwasserbedarf verursacht wird. Da der durchschnittliche Wärmeverbrauch im Sommer sehr niedrig ist, fällt dieser Peak relativ betrachtet besonders stark ins Gewicht.

Der Vergleich mit Abb. 2.2 macht deutlich, wie stark sich der Wärmeverbrauch über das Jahr hinweg verändern kann, während der Stromverbrauch insgesamt deutlich konstanter bleibt. Gleichzeitig zeigt sich, dass auch im Sommer zeitlich strukturierte Verbrauchsmuster bestehen.

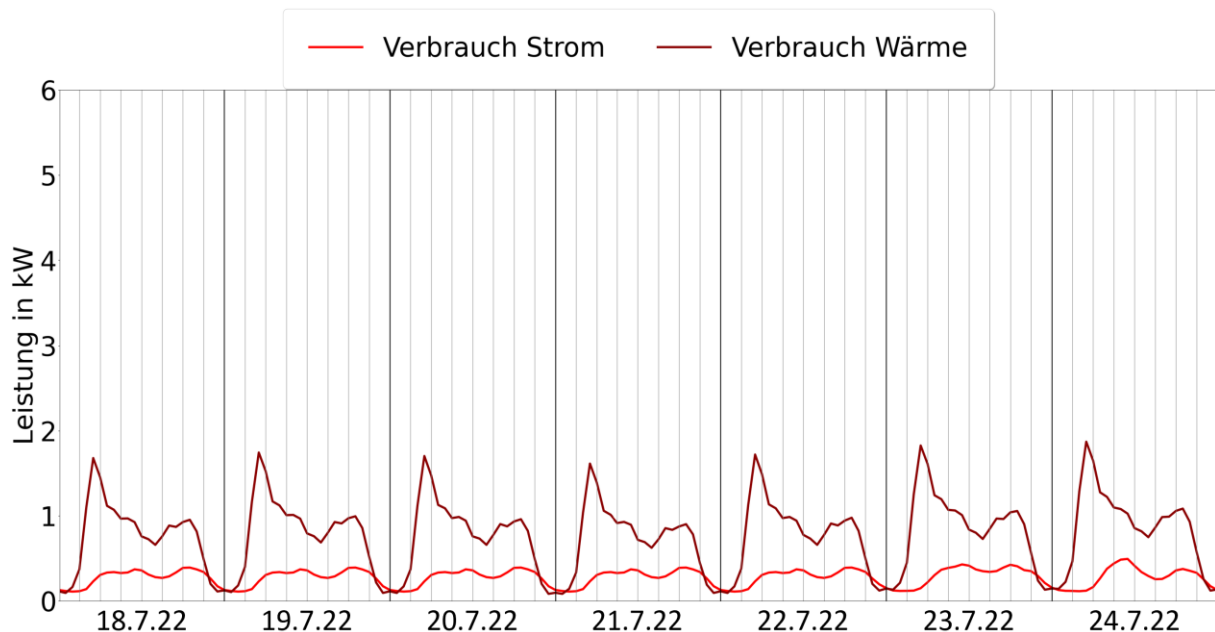


Abb. 2.3. Strom- und Wärmeverbrauchsverlauf der dritten Juliwoche 2022

Um die zeitliche Entwicklung des Energieverbrauchs über das Jahr hinweg einordnen zu können, wird im Folgenden ein Vergleich der Jahre 2019 bis 2022 dargestellt. Ziel ist es, typische saisonale Muster im Strom- und Wärmeverbrauch sowie mögliche Unterschiede zwischen den Jahren sichtbar zu machen.

Abb. 2.4 zeigt die tägliche Summe des Strom- und Wärmeverbrauchs jeweils für ein Kalenderjahr. Pro Tag werden zwei Balken dargestellt:

- der Stromverbrauch jeweils links in Rot,
- der Wärmeverbrauch jeweils rechts daneben in Dunkelrot.

Die Summe des Stromverbrauchs bleibt über alle vier Jahre hinweg konstant und beträgt 3.000 kWh pro Jahr. Der tägliche elektrische Energiebedarf unterliegt wie bereits festgestellt keinen großen saisonalen Schwankungen. Der Wärmeverbrauch hingegen zeigt jedoch Unterschiede sowohl im Gesamtverbrauch als auch in der Verteilung des Verbrauchs: Der Jahresmittelwert liegt bei 16.906 kWh. Am niedrigsten liegt der Wärmeverbrauch im Jahr 2020 mit 16.587 kWh, am höchsten im Jahr 2021 mit 17.355 kWh. Die Jahre 2019 (16.459 kWh) und 2022 (17.225 kWh) bewegen sich nahe an diesen beiden Extremen.

Besonders auffällig sind die Unterschiede in den Wintermonaten und Übergangszeiten, also in den Monaten von Oktober bis Mai. Während im Oktober 2019 über mehrere Wochen hinweg ein im Vergleich zu den anderen Jahren niedriger Wärmebedarf zu beobachten ist, zeigt der März 2022 eine intensive Phase mit vergleichsweise deutlich erhöhtem täglichen Wärmeverbrauch. Solche Phasen treten in jedem Jahr auf, unterscheiden sich jedoch in ihrer zeitlichen Lage und Intensität erheblich. Die kältesten Phasen sind im Januar 2019, Februar 2021 und Dezember 2022 mit über 100 kWh Wärmebedarf erkennbar. Sie hielten jeweils mehrere Tage an.

Das Jahr 2020 war ein Schaltjahr. Um alle vier Jahre visuell vergleichbar darzustellen, wurde in den übrigen Jahren an der Stelle des 29. Februar eine Lücke eingefügt, sodass das zeitliche Raster in allen Verläufen identisch bleibt.

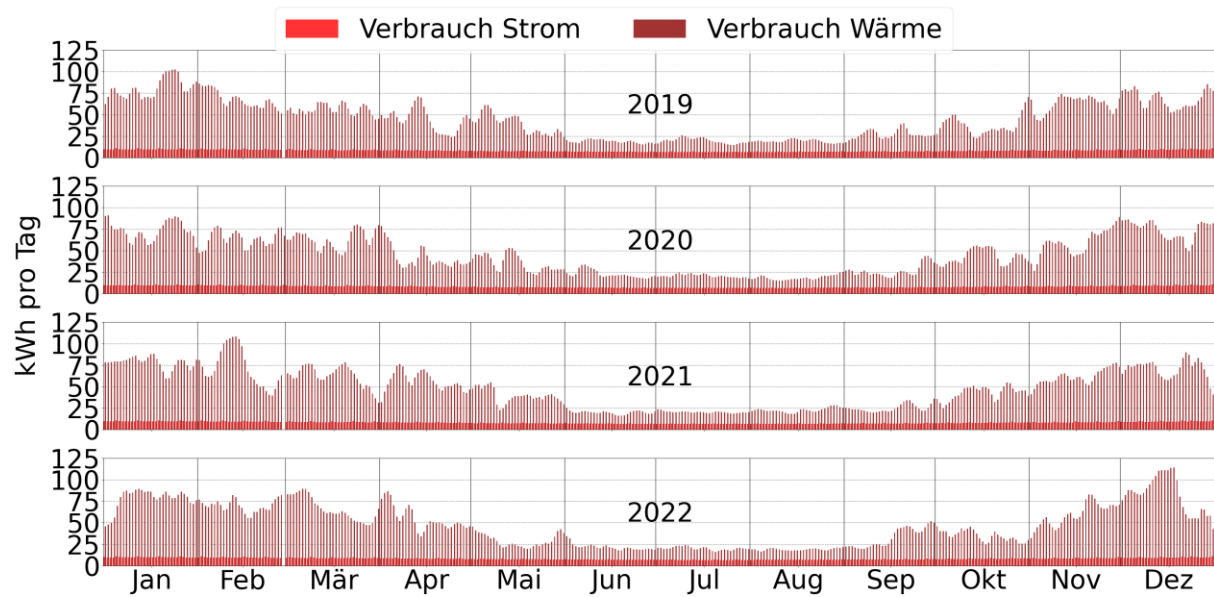


Abb. 2.4. Tägliche Summen des Strom- und Wärmeverbrauchs von 2019-2022

Die energetischen Betrachtungen erfolgten für den Zeitraum 2019 bis 2022, bei rein elektrischen Systemen zusätzlich bis 2023, jeweils mit stündlicher zeitlicher Auflösung. Diese mehrjährige Betrachtung ermöglicht es, witterungsbedingte Schwankungen auch zwischen verschiedenen Jahren abzubilden und das Systemverhalten über mehrere, nicht identische Jahre hinweg zu betrachten.

2.2.3. *ENERGIEQUELLEN: NETZ, REGENERATIVE ERZEUGER, BRENNSTOFFE*

Energiequellen bilden die Grundlage jedes Energiesystems. Sie liefern die Energie, die anschließend gespeichert, umgewandelt oder direkt genutzt wird. Dabei lassen sich aus Sicht des betrachteten Energiesystems drei grundlegende Kategorien von Quellen unterscheiden:

- Das öffentliche Stromnetz kann dem System sowohl Energie liefern (Netzbezug) als auch Energie vom System aufnehmen (Netzeinspeisung). Jeder Netzbezug verringert die Autarkie des Systems, jede Netzeinspeisung wirft die Frage nach Einsparpotentialen durch eine Reduzierung von Systemkomponenten auf. Autarke Systeme, also Systeme ohne Netzbezug, sind realisierbar, ebenso natürlich Systeme ohne Einspeisung. Jedoch ließ sich in den betrachteten autarken Systemen eine Netzeinspeisung nie vollständig vermeiden. In In-selsystemen müsste ein solcher Energieüberschuss anderweitig abgefangen werden, bspw. durch Abregelung von Erzeugern.
- Regenerative Energiequellen wie Photovoltaik, Windkraft oder Wasserkraft erzeugen direkt elektrische Energie, jedoch fluktuiert ihre Leistung wetter- und jahreszeitbedingt im Tages- oder Jahresverlauf. Solche Anlagen überzudimensionieren, um den Bedarf durch Abregelung direkt decken zu können, wäre als alleinstehende Maßnahme unwirtschaftlich. Daher sind für den Ausgleich dieser Schwankungen Speichertechnologien erforderlich.
- Lagerfähige Energiequellen wie fossile Brennstoffe oder Biogas können über schnell steuerbare konventionelle Kraftwerke im System kontinuierlich und bedarfsgerecht Energie bereitstellen. Es handelt sich hierbei eigentlich um Energiespeicher, die aber von extern bezogen werden. Werden Brennstoffe innerhalb des Systems erzeugt, wie bspw. bei der elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff, können sie Energieüberschüsse speichern und werden daher als Energiespeicher wichtiger Teil der Überlegungen (s. Kapitel 2.2.4). Unabhängig davon ob der Brennstoff im eigenen System erzeugt wurde oder extern bezogen wurde ist eine Konversion in elektrische Energie oder Wärme nötig (s. Kapitel 2.2.5).

Neben diesen Hauptkategorien zählt auch die Umweltwärme, die über Wärmepumpen genutzt wird, zu den Energiequellen im erweiterten Sinne, da sie als externer Energieeintrag in das System einfließt. In dieser Arbeit wird die Umweltwärme als externer Energieeintrag berücksichtigt, indem sie implizit über die Effizienz von Prozessen abgebildet wird. Wirkungsgrade beschreiben in der Regel, welcher Anteil der eingesetzten Primärenergie nach einem Umwandlungsprozess als nutzbare Energie zur Verfügung steht. Wird jedoch zusätzlich Umweltwärme in den Prozess einbezogen, kann die resultierende Effizienz größer als 100 % sein, da mehr nutzbare Energie bereitgestellt wird, als rein durch die eingesetzte Antriebsenergie erklärbar wäre. Diese erweiterte Sichtweise auf den Wirkungsgrad wird in der Bilanzierung in Kapitel 2.2.7 entsprechend berücksichtigt.

Die lagerbaren Energiequellen – etwa Biogas – bieten interessante Eigenschaften: Sie sind flexibel einsetzbar, lassen sich also bedarfsgerecht verwenden. Für die Steuerung des Systems stellen solche Quellen aus diesen Gründen aber auch keine besondere Herausforderung dar, sie lassen sich also als Ergänzung diskutieren. In dieser Arbeit werden solche Quellen daher zunächst nicht verwendet. In Kapitel 5 wird dann der Import von Erdgas oder anderen speicherbaren Energieträgern als Option zur Ergänzung des Systems diskutiert.

Auch Wasserkraft ist grundsätzlich eine wichtige regenerative Energiequelle, spielt jedoch in Deutschland aufgrund begrenzter geografischer Potenziale eine nur untergeordnete Rolle und stellt in den hier betrachteten Systemen keine Option für die Energieerzeugung innerhalb des Systems dar. In Systemen mit einer Wasserkraftoption ließe sich diese aber mit der hier diskutierten

Systematik in den Algorithmus integrieren. Sie wäre neben Wind und Photovoltaik eine weitere Quelle mit eigener Dynamik und einer zusätzlichen Speichermöglichkeit über Pumpkraftwerke.

In den hier betrachteten Systemen werden Photovoltaik und Windkraft als regenerative Quellen einbezogen – zwei Technologien, die in Deutschland nicht nur über ein hohes technisches Ausbaupotenzial verfügen, sondern auch bereits heute flächendeckend zum Einsatz kommen. Die Kombination dieser beiden Quellen nutzt deren saisonale Komplementarität: Während Photovoltaik in den Sommermonaten hohe Erträge liefert, trägt Windkraft insbesondere im Herbst und Winter zur Versorgung bei. Diese Diversifizierung reduziert die Volatilität der Gesamterzeugung und erhöht die Versorgungssicherheit. Die Frage, wie diese Technologien zu gewichten sind, ist ein wichtiger Gegenstand der Systemoptimierung (s. Kapitel 4).

Abb. 2.5 zeigt die tägliche regenerative Einspeisung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen für die Jahre 2019 bis 2022. Auf der x-Achse ist der Kalenderverlauf von Januar bis Dezember dargestellt, die y-Achse gibt die tägliche Energieerzeugung pro installiertem Kilowattpeak (kWp) in kWh pro Tag und kWp an.

Jeder Tag ist als ein gestapelter Balken dargestellt:

- der untere, blaue Anteil steht für die Windkraft,
- der darüber liegende, rote Anteil für die Photovoltaik.

Die zugrunde liegenden Daten stammen vom Umweltbundesamt [17] sowie von den Übertragungsnetzbetreibern [18] [19] und wurden auf kW/kWp normiert.

Die durchschnittliche Jahreserzeugung beträgt für Photovoltaik rund 920 kWh/kWp, für Windkraft etwa 1.775 kWh/kWp. Während die PV-Erträge über die Jahre hinweg vergleichsweise stabil sind, weist die Windkraft deutlich höhere Schwankungen auf – mit einer maximal beobachteten jährlichen Abweichung von ± 275 kWh/kWp. Bei Photovoltaik liegt die Abweichung bei etwa ± 60 kWh/kWp.

Einige generelle Muster sind über alle Jahre hinweg erkennbar:

- Photovoltaik zeigt die höchsten Erträge in den Sommermonaten, mit stabiler täglicher Einspeisung über lange Zeiträume hinweg. In den Wintermonaten sind die PV-Beiträge hingegen deutlich geringer.
- Die Windenergie liefert insbesondere in den Winter- und Übergangsmonaten hohe Einspeisungen, weist aber tagesweise eine hohe Varianz auf.
- Insgesamt sind die Sommermonate durch eine deutlich konstantere Gesamteinspeisung geprägt, während in den Wintermonaten sowohl Spitzenwerte als auch Phasen mit sehr geringer Einspeisung auftreten. Dies betrifft insbesondere die Windenergie.

Darüber hinaus lassen sich einige jahresspezifische Besonderheiten erkennen:

- In der Zeit von Mitte November bis Mitte Dezember 2022 ist die gesamte regenerative Einspeisung auffallend gering. Sowohl PV als auch Wind liefern in diesem Zeitraum nur sehr geringe Beiträge, was auf eine langanhaltende Flaute hindeutet.
- Die erste Märzhälfte 2019 zeigt im Vergleich zu den anderen Jahren besonders hohe Einspeisewerte, sowohl aus Wind- als auch aus PV-Erzeugung.

Diese Beispiele verdeutlichen, dass neben den saisonalen Mustern auch jährliche Besonderheiten eine wichtige Rolle spielen.

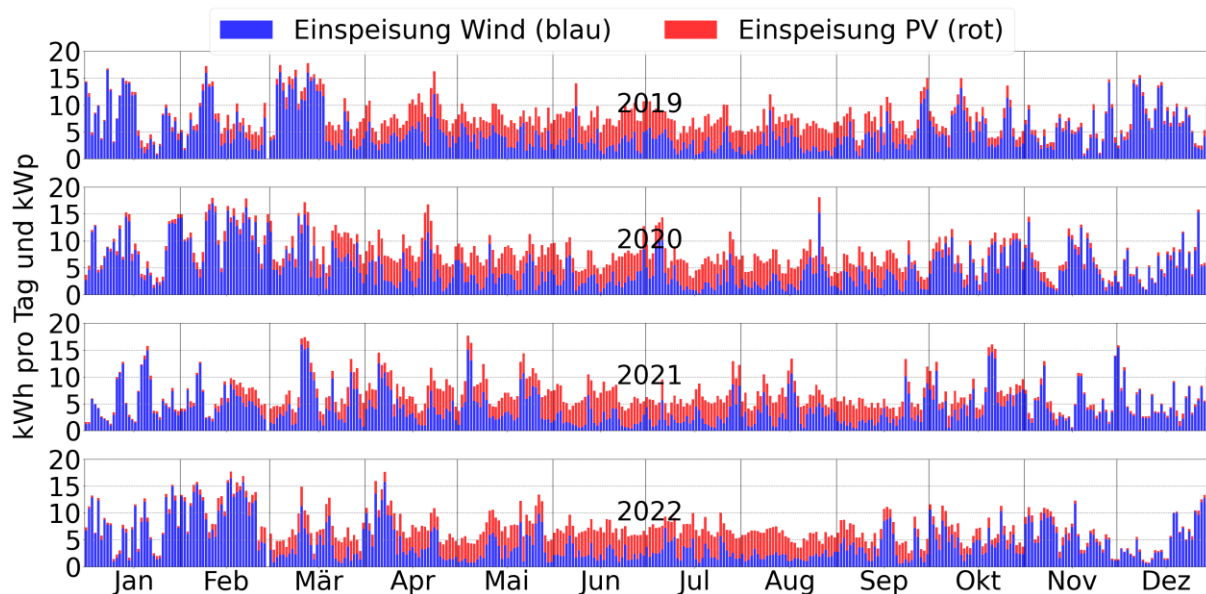


Abb. 2.5. Tägliche Summe der Wind- und PV-Einspeisung von 2019-2022

Das öffentliche Stromnetz erlaubt sowohl den Bezug von Strom, wenn der Verbrauch nicht aus Quellen im System gedeckt werden kann, als auch die Einspeisung überschüssiger Energie. In dieser Arbeit wird das Stromnetz als grundsätzlich unbegrenzte Quelle und Senke betrachtet, es ist also nicht Gegenstand der Dimensionierung und wird deshalb systematisch den Energiequellen zugeordnet. Die angestrebte Maximierung der Autarkie wird über eine entsprechende Kostenstruktur erreicht, die den Bezug wirtschaftlich unattraktiv macht. Diese modellhafte Annahme bewirkt, dass der Netzbezug bei der Kostenoptimierung auf ein Minimum reduziert wird, ohne dass die Versorgungssicherheit des Systems gefährdet wäre.

2.2.4. *ENERGIESPEICHER: AUSGLEICH DER FLUKTUATIONEN*

Energiespeicher ermöglichen es, den Energieverbrauch zeitlich von der Erzeugung zu entkoppeln und so Schwankungen des Energiesaldos auszugleichen. Dies ist insbesondere in Systemen mit regenerativem Erzeugungsanteil wichtig, da diese stark fluktuieren und nicht stark abgeregelt werden sollen. Je nach Systemarchitektur und Anwendungsziel wird Energie in verschiedenen Formen gespeichert:

- elektrisch, etwa in Batterien, zur direkten Deckung des Strombedarfs;
- chemisch, z. B. in Form von Wasserstoff, der später wieder rückverstromt werden kann;
- thermisch, also als Wärme, die später direkt genutzt oder erneut in andere Energieformen überführt werden kann.

Welche Speicherform zum Einsatz kommt, hängt vom zeitlichen Bedarf, den technischen Rahmenbedingungen und den wirtschaftlichen Kosten ab.

Grundsätzlich lassen sich Speicher nach ihrem zeitlichen Wirkungshorizont, nach ihrem Wirkungsgrad oder nach den Anschaffungskosten unterteilen, die i.d.R. zusammenhängen:

- Kurzzeitspeicher sind für die tägliche Verschiebung von Energieflüssen ausgelegt – etwa zur Überbrückung zwischen PV-Erzeugung am Tag und Stromverbrauch am Abend. Der Begriff Kurzzeitspeicher bezieht sich dabei nicht auf die Dauer, über die Energie gespeichert werden kann, sondern auf den typischen zeitlichen Einsatzbereich innerhalb von Energiesystemen. Aufgrund der hohen Wirkungsgrade eignen sich Kurzzeitspeicher ideal zur häufigen Nutzung. Ihre Kapazität ist in der Regel begrenzt, da die verwendeten Technologien zwar effizient, aber auch vergleichsweise kostenintensiv sind.
- Langzeitspeicher zielen auf den saisonalen Ausgleich ab. Sie ermöglichen es, Energie über Wochen oder Monate zu speichern, etwa vom Sommer, wenn Energieüberschüsse produziert werden bis zum Winter, wenn die Erzeugung den Bedarf nicht deckt. Bedingung für die Nutzung als Langzeitspeicher ist, dass sie aufgrund der eingesetzten Technologien vergleichsweise kostengünstig pro Speichereinheit sind. Die Energie muss hierfür jedoch zunächst in ein anderes Medium überführt und vor der Nutzung oftmals wieder zurückgewandelt werden. Die dabei auftretenden Umwandlungsverluste führen dazu, dass die Effizienz geringer sein kann als bei Kurzzeitspeichern, bei denen elektrische Energie meist direkt gespeichert und entnommen werden kann. Trotz dieser geringeren Wirkungsgrade lassen sich Langzeitspeicher in der Praxis häufig mit sehr großer Kapazität auslegen, da die Kosten pro gespeicherter Kilowattstunde niedrig sind. Auch hier besteht ein grundlegender Zusammenhang zwischen Zeithorizont, Wirkungsgrad und Kosten: Je länger die Speicherdauer und je größer die benötigte Kapazität, desto wichtiger wird ein niedriger spezifischer Preis, auch wenn Wirkungsgradverluste in Kauf genommen werden müssen. Langzeitspeicher sind daher für strategische Aufgaben wie den saisonalen Energieausgleich unverzichtbar und stellen einen zentralen Baustein in regenerativen Energiesystemen dar.

In den betrachteten Systemen werden drei Speicherarten eingesetzt, die sich funktional ergänzen und jeweils unterschiedliche Zeitskalen abdecken:

- Ein Batteriespeicher dient der kurzfristigen Pufferung von tageszeitlich bedingten Erzeugungsschwankungen. Überschüssige elektrische Energie – etwa aus der Photovoltaik – kann gespeichert und zeitlich verschoben genutzt werden. Darüber hinaus spielt der Batteriespeicher eine zentrale Rolle im Zusammenspiel mit den Langzeitspeicherkomponenten: Bei kurzzeitigen Wechseln von Energieüberschüssen und -defiziten fungiert er als eine Art Zwischenpuffer. Er stellt sicher, dass Komponenten, die in ihrer Leistungsaufnahme begrenzt sind, durchgängig mit Energie versorgt werden können. Dadurch kann die regenerative Erzeugung besser genutzt werden. Aufgrund seines hohen Wirkungsgrads ist der Batteriespeicher energetisch sehr effizient, wird jedoch aufgrund seiner vergleichsweise hohen Investitionskosten nur mit begrenzter Kapazität ausgelegt. Typische Lade- und Entladewirkungsgrade liegen bei Batteriespeichern zwischen 88 % und 98 %. Zur Gesamteffizienz des Batteriespeichersystems müssen allerdings auch noch die Verluste des Wechselrichters gerechnet werden. Diese müssen, zumindest beim Entladevorgang, eingerechnet werden, da die meisten Verbraucher Wechselstrom benötigen, der Batteriespeicher selbst aber Gleichstrom ausgibt. Wirkungsgrade von Wechselrichtern hängen von den geforderten Leistungen ab und bewegen sich zwischen 54 % und 96 % [20]. Selbstentladung durch chemische Vorgänge innerhalb des Batteriespeichers fallen mit 0,5 % bis 1 % der gespeicherten Energiemenge pro Monat kaum ins Gewicht [21].
- Ein Wasserstoffspeicher nimmt langfristig überschüssige Energie auf und speichert sie in Form von Wasserstoff. Dieser kann zu einem späteren Zeitpunkt rückverstromt werden. Zusätzlich entsteht sowohl bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff als auch bei der Rückverstromung nutzbare Abwärme, die dem System wieder zugeführt oder in den thermischen Speicher überführt werden kann. Typische Wirkungsgrade bei den Umwandlungsprozessen werden in Kapitel 2.2.5 näher beschrieben. Wasserstoff wird meist in Druckgasspeichern gelagert. Da es sich hier um ein geschlossenes System handelt, fallen bei der Lagerung keine Verluste an. Bei der Verdichtung fallen je nach Druck 10 % Verluste bei 350 bar an und 15 % Verluste bei 700 bar [22].
- Ein thermischer Speicher speichert Wärmeenergie über mehrere Stunden bis hin zu mehreren Tagen oder sogar Wochen – je nach Auslegung. Wird der Speicher ausreichend groß dimensioniert, kann er ebenfalls als Langzeitspeicher fungieren. Neben direkt erzeugter Wärme aus der Wärmepumpe oder dem Heizstab kann er auch Abwärme aus Konversionsprozessen aufnehmen und zur späteren Nutzung bereitstellen. Die Verluste eines thermischen Speichers sind abhängig von seiner Speichergröße. Für sehr kleine Speicher ($0,75 \text{ m}^3$) können Verluste von ca. 10 % des Energieinhalts pro Tag angenommen werden. Sehr große Speicher (70.000 m^3) verlieren hingegen über ein komplettes Jahr nur ca. 35 % ihres Energieinhalts, wenn keine Wärmeenergie zu- oder abfließt [23]. Die Quelle verweist darauf, dass exakte Angaben zu den Verlusten nur unter Berücksichtigung der Bauart des thermischen Speichers, der genauen Außentemperatur und der Temperatur des Speicherinhalts möglich sind.

2.2.5. ENERGIEKONVERSION: UMWANDLUNG VERSCHIEDENER ENERGIEFORMEN

Wie im vorhergehenden Kapitel zu den Speichern erläutert wurde, kann Energie in einem Energiesystem in unterschiedlichen Formen gespeichert werden, z. B. als elektrische, chemische oder

thermische Energie. Damit die Speicherung und Wiederverwendung der Energie möglich ist, müssen geeignete Umwandlungsprozesse zur Verfügung stehen, die die Energie von einer Form in eine andere überführen und bei Bedarf wieder rückführen können.

Die Energiekonversion bildet somit die funktionale Verbindung zwischen Erzeugung, Speicherung und Nutzung. In sektorgekoppelten Systemen ist sie ein zentrales Element, um Energieflüsse zu steuern, Flexibilität zu erhöhen und regenerative Überschüsse effektiv nutzbar zu machen.

In den betrachteten Energiesystemen kommen mehrere Konversionstechnologien zum Einsatz, die gezielt aufeinander abgestimmt sind:

- Der Elektrolyseur wandelt elektrische Energie in Wasserstoff um, der im System als chemischer Langzeitspeicher fungiert. Die Wasserstoffherzeugung erfolgt vorrangig bei anhaltendem Stromüberschuss. Zusätzlich fällt bei diesem Prozess nutzbare Abwärme an, die direkt in das Heizsystem eingespeist oder im thermischen Speicher zwischengespeichert werden kann. Derzeit liegen die elektrischen Wirkungsgrade bei der alkalischen Elektrolyse (AEL) bei 68 %, bis zum Jahr 2050 wird eine Steigerung des Wirkungsgrades um 3 % erwartet. Dies bedeutet, dass 68 % bzw. 71 % der eingesetzten elektrischen Energie als Brennwert im erzeugten Wasserstoff zur Verfügung steht. Neben der AEL gibt es noch die PEM-Elektrolyse (PEMEL, Proton Exchange Membrane Electrolysis) als etwas weniger verbreitetes Verfahren. Sie kommt insbesondere bei höheren Leistungsdichten oder dynamischen Betriebsanforderungen zum Einsatz. Hier liegen die Wirkungsgrade derzeit bei 71 % und können bis zum Jahr 2050 voraussichtlich noch auf 75 % gesteigert werden [4]. Die Verluste gehen hauptsächlich in Wärme über, von der ein Teil über Wärmetauscher nutzbar gemacht werden kann.
- Das Blockheizkraftwerk (BHKW) dient der Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffs. Es erzeugt gleichzeitig elektrischen Strom und Wärme, die beide in das System zurückgeführt werden. Die entstehende Wärme wird je nach Bedarf sofort genutzt oder im thermischen Speicher abgelegt. Der elektrische Wirkungsgrad liegt zwischen 30 % und 45 %. Einige Arten von BHKWs können einen Gesamtwirkungsgrad von maximal 90 % erreichen, wenn Wärme und Strom direkt vor Ort genutzt werden [24].
- Die Luft-Wasser-Wärmepumpe nutzt elektrische Energie aus dem Stromnetz des Systems, um Umgebungsluft in Heizwärme umzuwandeln. Aufgrund ihres hohen Wirkungsgrads trägt sie wesentlich zur energieeffizienten Wärmeherzeugung bei und deckt den Großteil des täglichen Wärmebedarfs. Der Kopplungsfaktor, auch als *Coefficient of Performance* (COP) bezeichnet, beschreibt das Verhältnis von erzeugter Wärme zu eingesetzter elektrischer Energie im Momentanbetrieb einer Wärmepumpe. Er gibt also an, wie effizient die Wärmepumpe zu einem bestimmten Zeitpunkt arbeitet. Der COP hängt von der aktuellen Außentemperatur und dem benötigten Temperaturniveau für die Heizung ab. Bei tiefen Außentemperaturen kann der COP sinken, während er bei günstigen Bedingungen entsprechend höher ausfällt. Die sogenannte Jahresarbeitszahl hingegen bezieht sich auf einen längeren Zeitraum und gibt an, wie effizient die Wärmepumpe über ein gesamtes Jahr hinweg gearbeitet hat. Sie ist definiert als das Verhältnis zwischen der insgesamt erzeugten thermischen Energie und der eingesetzten elektrischen Energie innerhalb eines Jahres. Die Jahresarbeitszahl glättet also die Schwankungen des COP. In Bestandsgebäuden liegen typische Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen im Bereich von 2,5 bis 3,8 [25].
- Der Heizstab erfüllt prinzipiell die gleiche Aufgabe wie die Wärmepumpe und wandelt elektrische in thermische Energie um. Entweder wird der Wärmebedarf direkt gedeckt, oder die Energie wird dem thermischen Speicher zugeführt. Im Gegensatz zur Wärmepumpe kann der Heizstab für den Konversionsprozess nicht die Umweltwärme nutzen. Die erzeugte thermische Energiemenge entspricht genau der eingesetzten elektrischen Energiemenge. Der Wirkungsgrad ist also 1.

Die gezielte Nutzung der Abwärme aus den Umwandlungsprozessen ist ein zentraler Bestandteil vieler Energiekonzepte. Kann die Abwärme aus den Umwandlungsprozessen nicht genutzt wer-

den, so ist sie als Verlustenergie zu betrachten. Kann sie hingegen zur direkten Deckung des Wärmebedarfs dienen oder im thermischen Speicher gespeichert werden, erhöht sich damit die Gesamteffizienz.

Insgesamt stellt die Energiekonversion im System mehr als einen rein technischen Zwischenschritt dar. Sie ermöglicht es, Sektoren intelligent zu koppeln, Überschüsse flexibel weiterzuverwerten und sowohl Strom als auch Wärme bedarfsgerecht bereitzustellen. Damit bildet sie eine entscheidende Grundlage für den wirtschaftlichen und zuverlässigen Betrieb eines regenerativen dezentralen Energiesystems.

2.2.6. *KONFIGURATION VON ENERGIESYSTEMEN*

Die Planung regenerativer Energiesysteme kann sehr unterschiedlich gestaltet werden und hängt von den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten, technischen Anforderungen und Zielsetzungen ab. In diesem Abschnitt werden zunächst verschiedene grundsätzlich mögliche Konfigurationen vorgestellt.

Systeme zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs

Grundlegend besteht die Möglichkeit, Energiesysteme zu realisieren, die sich ausschließlich auf den elektrischen Bereich konzentrieren. Diese Systeme beinhalten typischerweise Komponenten wie:

- Regenerative Erzeugungskomponenten wie z. B. PV- oder Windkraftanlagen,
- Kurzzeitspeicher, wie z. B. Batteriespeicher,
- Langzeitspeicher, z. B. in Form von H₂-Speichern inklusive Elektrolyseur und Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Rückverstromung.

Solche rein elektrischen Systeme dienen der Deckung des Strombedarfs und ermöglichen es, Überschüsse zwischenzuspeichern, um sie in Phasen niedriger regenerativer Erzeugung bereitzustellen.

Systeme zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs

Darüber hinaus können Energiesysteme so gestaltet sein, dass sie sowohl den Strom- als auch den Wärmebedarf decken. In diesem Fall werden die zuvor genannten Komponenten um folgende erweitert:

- Komponenten zur Wärmeerzeugung, wie z. B. Luft-Wasser-Wärmepumpen, Geothermiekraftwerke oder Gasthermen,
- thermischer Speicher.

Durch die Kopplung von Strom- und Wärmesektor können erzeugte Überschüsse effizient verwertet und zur Wärmebereitstellung genutzt werden.

Bei Systemen mit Wärmeerzeugung gibt es in der Regel eine primäre Wärmequelle, die den Großteil des Wärmebedarfs decken soll. Bei einer dezentralen Wärmeproduktion, also direkt beim Verbraucher, wird dafür oft eine Wärmepumpe eingesetzt, die Umgebungswärme nutzt und sie mit Hilfe elektrischer Energie auf ein nutzbares Temperaturniveau anhebt. Die Effizienz einer Wärmepumpe wird durch den sogenannten *Coefficient of Performance* (COP) beschrieben, der angibt, wie viel thermische Energie im Verhältnis zur eingesetzten elektrischen Energie bereitgestellt wird. Ein COP von 3 bedeutet beispielsweise, dass für jede eingesetzte Kilowattstunde Strom drei Kilowattstunden Wärme erzeugt werden.

Ergänzend zur primären Wärmeerzeugung kommen Backup-Systeme zum Einsatz, die entweder große regenerative Energieüberschüsse verwerten oder bei besonders hoher Wärmelast die Versorgung sicherstellen können. Beispiele hierfür sind elektrische Heizstäbe oder Gasthermen. Diese Backup-Erzeuger zeichnen sich meist durch niedrigere Investitionskosten, aber auch durch geringere Wirkungsgrade im Vergleich zur Wärmepumpe aus.

Systeme mit und ohne Wärmenetz

Systeme, die neben dem Strom- auch den Wärmebedarf decken können, lassen sich zusätzlich noch unterscheiden in:

- **Systeme mit Wärmenetz:** Die Wärmeversorgung erfolgt zentral, und es können zusätzlich Abwärmeströme aus ebenfalls dezentralen Langzeitspeicherkomponenten wie dem Elektrolyseur oder dem BHKW genutzt werden. Dies ermöglicht eine höhere Gesamteffizienz, erfordert aber einen größeren infrastrukturellen Aufwand.
- **Systeme ohne Wärmenetz:** Hier erfolgt die Wärmebereitstellung ausschließlich dezentral unmittelbar beim Verbraucher. Der thermische Speicher kann hier ausschließlich durch die Wärmekomponenten, die sich vor Ort befinden, befüllt werden. Nutzbare Abwärme aus den dezentralen Komponenten Elektrolyseur und BHKW steht in diesem Fall nicht zur Verfügung. Typischerweise handelt es sich hierbei nicht um Großspeicher, sondern um thermische Pufferspeicher mit einem Wasservolumen von wenigen hundert Litern, die kurzfristige Schwankungen zwischen Wärmeerzeugung und Bedarf ausgleichen.

Die beschriebenen Ausgestaltungsmöglichkeiten bilden ein breites Spektrum moderner regenerativer Energiesysteme ab. Abb. 2.6 zeigt ein umfassendes Beispiel eines Energiesystems, das sich aus den zuvor erläuterten Energiequellen, Speichern und Konversionseinheiten zusammensetzt. Stromflüsse sind in Blau, Wärmeströme in Orange, Wasserstofftransporte in Dunkelgrau und Verlustpfade in Rot dargestellt. Die Abbildung veranschaulicht die Struktur und die Energieflüsse innerhalb des Systems und macht sichtbar, wie die einzelnen Komponenten funktional miteinander verknüpft sind.

Abb. 2.6 gliedert sich funktional in eine elektrische Systemseite (rechts) und eine thermische Systemseite (links), die über Konversionstechnologien miteinander gekoppelt sind. Die Komponenten sind entsprechend des von ihnen verwendeten oder gespeicherten Energieträgers eingefärbt. Multifunktionale Komponenten wie der Elektrolyseur, der sowohl elektrische Energie aufnimmt, Wasserstoff erzeugt als auch Abwärme liefert, sind daher mehrfarbig dargestellt.

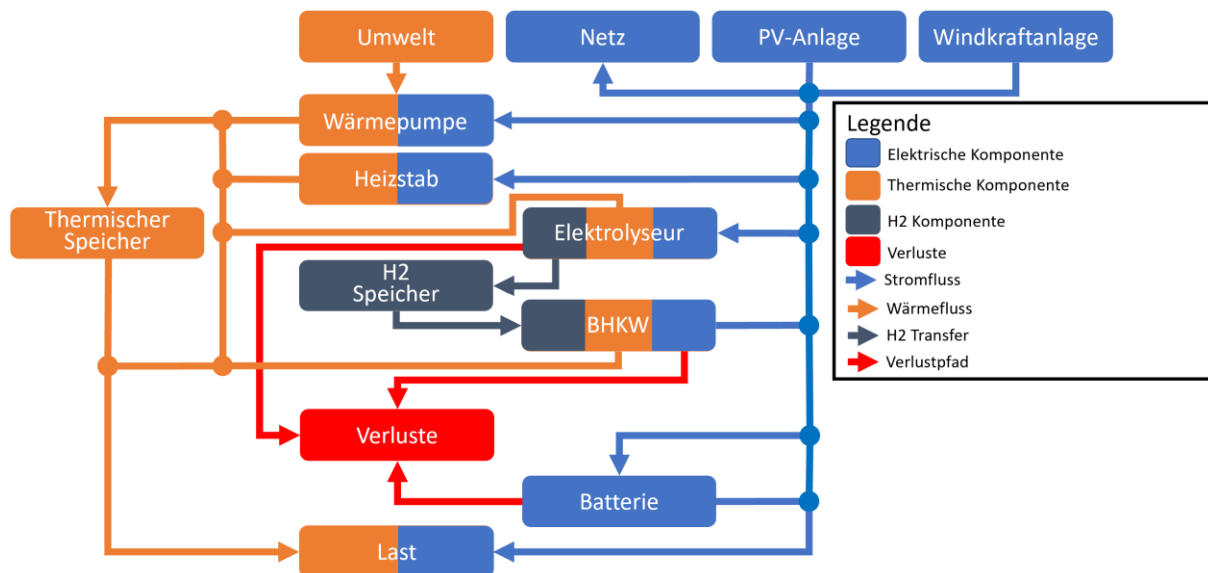


Abb. 2.6. Komponenten und Zusammenwirken in den untersuchten Energiesystemen

Die Grundstruktur solcher Systeme bleibt weitgehend erhalten, auch wenn einzelne Komponenten weggelassen oder durch andere Technologien ersetzt werden. Beispielsweise werden bei Systemen, die ausschließlich den Strombedarf decken sollen, lediglich die elektrischen Komponenten benötigt, während thermische Pfade entfallen.

Auch der Austausch einzelner Technologien ist möglich, ohne die grundsätzliche Funktionsweise des Systems zu verändern. So könnten anstelle von PV- und Windkraftanlagen auch andere regenerative Erzeugungsformen wie Wasserkraft genutzt werden. Als Langzeitspeicher kommen neben Wasserstoffsystemen auch andere chemische Speicher in Betracht, etwa e-Fuel-Systeme oder die Speicherung von Methanol. In diesem Fall müsste an den Elektrolyseur eine zusätzliche Komponente zur Synthese des gewünschten Speichermediums angeschlossen werden. Während die Speicherung von Methanol einfacher realisierbar wäre (z. B. in drucklosen Tanks), würde sich die Konversion komplexer gestalten und es käme zu veränderten Wirkungsgraden und Kosten. Auch das BHKW müsste entsprechend angepasst werden, da die Rückverstromung eines flüssigen Brennstoffs andere Anforderungen stellt als die eines gasförmigen Energieträgers.

Alternativ wäre anstelle des BHKW auch eine Brennstoffzelle denkbar, die die gleiche Funktion wie das BHKW einnehmen könnte, allerdings mit veränderten Kosten und Wirkungsgraden. Damit müsste man sich aber auf das Langzeitspeichermedium Wasserstoff festlegen.

Ähnliche Variationsmöglichkeiten bestehen im thermischen Pfad. Die primäre Wärmeerzeugung könnte anstelle einer Wärmepumpe beispielsweise durch Geothermie erfolgen. In diesem Fall wäre eine dezentrale Wärmeversorgung, also direkt am Verbraucher, kaum mehr möglich. Stattdessen wäre eine zentrale Erzeugung mit Einspeisung in ein Wärmenetz erforderlich. Die Effizienz, ausgedrückt durch den COP, würde sich dabei erheblich erhöhen und könnte Werte bis etwa 20 erreichen.

Auch beim thermischen Speicher gibt es verschiedene Ausführungsmöglichkeiten. Während sensible Wasserspeicher typisch für klassische Systeme sind, könnten alternativ auch Latentwärmespeicher eingesetzt werden. Diese nutzen Phasenwechselmaterialien zur Wärmespeicherung. Aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften wäre bei Latentwärmespeichern jedoch ebenfalls eine dezentrale Lösung notwendig, da eine zentrale Verteilung dieser Speicherkapazitäten technisch sehr aufwendig wäre.

In den betrachteten Systemen wird die Wärmebereitstellung im Notfall durch einen elektrischen Heizstab sichergestellt, der bei Auslastung der primären Wärmeerzeugungseinheit zum Einsatz kommt. In kritischen Situationen, etwa im tiefen Winter, wird der Heizstab aus dem BHKW gespeist, sodass sowohl die elektrische Energie für den Heizstab als auch die Abwärme des BHKW genutzt werden können. Durch diese Doppelnutzung erreicht das System einen Gesamtwirkungsgrad (Summe aus thermischer und elektrischer Effizienz) von etwa 90 % [24] und liegt damit auf ähnlichem Niveau wie eine moderne Gastherme [26].

Eine direkte Ersetzung des Heizstabs durch eine Gastherme wäre jedoch ökonomisch vorteilhaft, da die auf die Leistung normierten Investitionskosten einer Gastherme deutlich geringer sind als die eines BHKW. Das BHKW könnte kleiner dimensioniert werden, da die Gastherme im Bedarfsfall die Spitzenlasten übernehmen würde.

Eine Integration einer Gastherme ist jedoch nicht zwingend erforderlich, da sich die nötige thermische Leistung auch auf Basis der Simulationsergebnisse ableiten lässt. Dazu kann untersucht werden, mit welcher maximalen Leistung der Heizstab aus BHKW-Strom betrieben wurde. Diese Vorgehensweise zur Dimensionierung wird exemplarisch in Kapitel 5.5 vorgestellt und analysiert.

Zusammenfassend zeigt sich, dass viele Komponenten regenerativer Energiesysteme variabel gestaltet werden können. Die Grundstruktur bleibt erhalten, während Wirkungsgrade, Kosten und infrastrukturelle Anforderungen je nach gewählter Technologie variieren.

Für die Modellierung des Gesamtsystems besteht grundsätzlich die Möglichkeit, alle Leistungen und Wirkungsgrade der Systemkomponenten variabel zu gestalten. In dem nachfolgenden Kapitel 5 werden verschiedene Technologien vorgestellt und insbesondere der Einfluss der Variation einzelner Parameter untersucht.

Um die Effekte dieser Variationen gezielt analysieren zu können, wurden in dieser Arbeit einige Parameter – wie bestimmte Leistungen und Wirkungsgrade – bewusst konstant gehalten. Dadurch lässt sich der Einfluss der gezielt veränderbaren Systemgrößen klarer darstellen und bewerten.

Die im Folgenden aufgeführten festen Systemparameter wurden entweder auf Basis technischer Erfahrungswerte, die ebenfalls hier beschrieben werden, oder unter Rückgriff auf wissenschaftliche Quellen festgelegt und dienen als Grundlage für die anschließenden Analysen:

- Die angenommene Luft-Wasser-Wärmepumpe verfügt über einen fest gesetzten COP (hier verwendetes Formelzeichen η_B) von 3. Der verwendete COP-Wert von 3 gibt an, dass die Wärmepumpe aus einer Kilowattstunde elektrischer Energie drei Kilowattstunden thermische Energie erzeugen kann. In der Realität ist der COP temperaturabhängig und sinkt insbesondere bei extremen Außentemperaturen leicht ab. In der vorliegenden Modellierung wurde dennoch der konstante Wert von 3 gewählt. Diese Vereinfachung ist dadurch gerechtfertigt, dass sich der zugrunde liegende Wärmelastverlauf, wie in Kapitel 2.2.2 beschrieben, auf ein durchschnittliches Profil deutscher Haushalte bezieht. Es handelt sich dabei nicht um statische Werte, sondern um zeitlich aufgelöste Verläufe, die bereits klimatische Schwankungen und saisonale Unterschiede abbilden. Da ein gewisser Anteil der Haushalte innerhalb des Verbrauchsclusters bereits heute mit Wärmepumpen beheizt wird, ist der Effekt, dass sich bei niedrigen Außentemperaturen der COP verringert und der elektrische Energiebedarf ansteigt, bereits teilweise im Verlauf der Wärmelast enthalten. Die Quelle [25], auf die sich der gewählte COP von 3 stützt, basiert auf real gemessenen Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden – nicht in Neubauten. Da auch das verwendete Verbrauchscluster überwiegend aus typischen Bestandsbauten besteht, stellt dieser Wert einen realistischen Anhaltspunkt für die durchschnittliche Effizienz einer Wärmepumpe im betrachteten Systemkontext dar.
- Der Heizstab dient ausschließlich dazu, letzte Energieüberschüsse aufzunehmen, bevor sie ins Netz eingespeist werden müssten, und im *Worst-Case-Szenario* – also bei leerem thermischen Speicher, geringer verfügbarer Abwärme und Überlastung der Wärmepumpe – die Wärmeversorgung abzusichern. Die gewählte hohe Leistung von 50 kW stellt sicher, dass der Heizstab auch unter diesen Bedingungen ausreicht, um kurzfristig den vollständigen Wärmebedarf zu decken. Zudem sollen im Rahmen dieser Arbeit auch Systeme untersucht werden, deren regenerative Erzeugung stark auf eine einzige Quelle ausgerichtet ist. Besonders bei PV-dominierten Systemen, bei denen hohe Überschüsse nur kurzzeitig um die Mittagszeit zur Verfügung stehen, ist eine entsprechend hohe installierte Leistung notwendig, um hohe Autarkiegrade zu erreichen. Der Heizstab muss diese kurzfristig bereitgestellten Überschüsse in möglichst kurzer Zeit aufnehmen können – was die gewählte Dimensionierung zusätzlich begründet. Da der Heizstab eine technisch einfache und sehr kostengünstige Komponente ist, wirkt sich seine hohe Leistung kaum negativ auf die Gesamtkosten des Systems aus. Seine Dimensionierung wurde daher bewusst großzügig gewählt, um auch extremen Systemausprägungen gerecht zu werden.

- Die elektrische Effizienz des eingesetzten Elektrolyseurs beträgt 68 % [4]. Es handelt sich dabei um ein System auf Basis der Alkalischen Elektrolyse (AEL), einer bewährten und in vielen industriellen Anwendungen eingesetzten Technologie zur Wasserstofferzeugung. In den hier verwendeten elektrischen Wirkungsgrad η_{HI} , der das Laden des H_2 -Speichers beschreibt, sind zusätzlich die Verluste durch die notwendige Verdichtung des Wasserstoffs eingerechnet, die mit etwa 12 % veranschlagt werden. Dieser Wirkungsgrad kann bei Verdichtungsverfahren des Wasserstoffs von 1-3 bar auf 350-700 bar angenommen werden [22]. Daraus ergibt sich ein elektrischer Gesamtwirkungsgrad von $\eta_{HI} = 0,5984$ für den Ladevorgang des H_2 -Speichers. Wird der Wasserstoff synthetisiert, um ihn als Flüssigkeit speichern zu können, entfallen die Verdichtungsverluste. Bei der bewährten Fischer-Tropsch-Synthese fallen dafür aber Verluste von 44 % an [27]. Dies führt zu einem elektrischen Gesamtwirkungsgrad beim Laden des e-Fuel-Speichers von $\eta_{El} = 0,45$. Die dabei entstehenden thermischen Verluste, die teilweise genutzt werden können, betragen somit 40 % bis 55 % der eingesetzten elektrischen Energie. In Industrieanlagen, bei denen Abwärme genutzt wird, kommen typischerweise Plattenwärmetauscher zum Einsatz. Diese erreichen thermische Wirkungsgrade von 70 % bis 90 % [28], je nach Anlagenauslegung. In den hier betrachteten Systemen wären zur Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs mindestens zwei bis drei solcher Wärmetauscher erforderlich: einer am Elektrolyseur zur Aufnahme der Wärme, einer am Einspeisepunkt in das Wärmenetz und ein dritter am Verbraucher, um die Wärme im lokalen Heizsystem nutzbar zu machen. Zusätzlich ist je nach Größe und Struktur des Wärmenetzes mit weiteren Verteilverlusten zu rechnen. So werden etwa bei den Stadtwerken Karlsruhe rund 13 % mehr Wärme in das Fernwärmenetz eingespeist als letztlich von den Verbrauchern entnommen wird [29]. Ausgehend von diesen Überlegungen wurde für die Abwärmenutzung am Elektrolyseur ein vereinfachter thermischer Wirkungsgrad von $\eta_{Hltherm} = 0,25$ festgelegt. Dieser Wert berücksichtigt sowohl die potenzielle thermische Nutzbarkeit der Verluste als auch die praktischen Verluste durch Wärmeübertragung, Verteilung und Umwandlung. Er stellt daher eine realistische Annahme im Kontext der hier betrachteten Systemstruktur dar.
- Der elektrische Wirkungsgrad des BHKW wurde auf $\eta_{He} = 0,372$ festgelegt, wenn es mit Wasserstoff betrieben wird und $\eta_{Ee} = 0,44$ wenn das Kraftwerk e-Fuel rückverstromt [30]. Der thermische Wirkungsgrad von $\eta_{H2et} = 0,25$ des BHKW begründet sich mit den beim Elektrolyseur genannten Wirkungsgradverlusten bei der Verteilung und Wärmeübertragung [28], [29]. Die maximale elektrische Ausgangsleistung des BHKW beträgt 5 kW. Diese Leistung genügt, damit das BHKW die komplette Strom- und Wärmeversorgung sicherstellen kann. Die maximale thermische Ausgangsleistung beträgt damit gemäß der Wirkungsgrade 3,36 kW beim Betrieb mit Wasserstoff und 2,84 kW beim Betrieb mit e-Fuel. Der elektrische und thermische Wirkungsgrad bezieht sich auf den Brennwert des entnommenen Stoffes.

- Für den Batteriespeicher wurde ein vereinfachter Wirkungsgrad von $\eta_B = 0,95$ angenommen, der sowohl für den Lade- als auch den Entladevorgang gilt. In Untersuchung [20] über die Wirkungsgrade von Stromspeichern und Wechselrichtern wurden für Batterien Systemwirkungsgrade zwischen 88 % und 98 % festgestellt, womit der gewählte Wert von 95 % einen realistischen Wert darstellt. Die Effizienz von Wechselrichtern kann je nach Auslegung und Betriebszustand bis zu 98 % betragen. In der vorliegenden Arbeit wurden Wechselrichterverluste jedoch grundsätzlich nicht separat berücksichtigt – weder beim Laden noch beim Entladen des Batteriespeichers. Beim Laden ist dies sachlich korrekt, da sich die Erzeugungsdaten der PV- und Windkraftanlagen auf die tatsächlich verfügbare Energie hinter dem Wechselrichter beziehen. Die Verluste des Wechselrichters sind somit bereits in den Erzeugungsdaten enthalten. Beim Entladen des Batteriespeichers würden Wechselrichterverluste theoretisch zu einem zusätzlichen Energieverlust führen. Der pauschale Wirkungsgrad von 95 % stellt daher eine vereinfachte Gesamtannahme dar, die beide Umwandlungsrichtungen abdeckt und im Kontext der Systemanalysen als ausreichend genau angesehen wird.

2.2.7. *BESCHREIBUNG VON ENERGIESYSTEMEN: GRÖßEN UND BILANZGLEICHUNGEN*

Grundlage der nachfolgenden Herleitung ist der Energieerhaltungssatz, der besagt, dass Energie in einem abgeschlossenen System weder erzeugt noch vernichtet, sondern nur umgewandelt oder gespeichert werden kann. Übertragen auf die hier betrachteten Energiesysteme bedeutet dies, dass sämtliche zugeführten, gespeicherten und abgeführten Energien zu jedem Zeitpunkt miteinander im Gleichgewicht stehen müssen.

Da das Energiesystem sowohl elektrische als auch thermische Energieflüsse umfasst, wird die Energiebilanz in eine elektrische und eine thermische Teilbilanz untergliedert. Beide Teilbilanzen werden später in einer übergeordneten Gesamtenergiebilanz zusammengeführt.

Für jede Zeiteinheit muss sichergestellt sein, dass alle Energieflüsse innerhalb eines Energiesystems bilanziell ausgeglichen sind. Das bedeutet, dass die Summe aller ein- und ausgehenden Energiemengen sowie aller Umwandlungs- und Speicherprozesse im System gesamtenergetisch gleich null sein muss. Die nachfolgende Gleichung stellt diese Bedingung formal dar. Positive Terme entsprechen zugeführter Energie (z. B. Erzeugung, Netzbezug, Speicherentladung), während negative Terme Energieabflüsse (z. B. Verbrauch, Einspeisung, Verluste) darstellen. Füllstandsänderungen von Speichern ($\Delta B(n) = B(n) - B(n-1)$, $\Delta H(n) = H(n) - H(n-1)$, $\Delta T(n) = T(n) - T(n-1)$) können sowohl positiv (Speicherladung) als auch negativ (Speicherentladung) sein. Gemäß der dieser Arbeit zugrunde liegende Nomenklatur, die in Kapitel 2.1 näher erläutert wurde, handelt es sich bei sämtlichen Größen um Energiemengen im Zeitschritt n .

Die Energiebilanz der elektrischen Seite des Systems lautet wie folgt:

$$0 = R(n) - V(n) + N^-(n) + N^+(n) + \Delta B(n) + \Delta H(n) - L_B(n) - L_H(n)$$

Mit:

- $R(n)$: Regenerative Erzeugung im Zeitschritt n
- $V(n)$: Stromverbrauch im Zeitschritt n
- $N^-(n)$: Netzeinspeisung im Zeitschritt n
- $N^+(n)$: Netzbezug im Zeitschritt n
- $\Delta B(n)$: Änderung des Energieinhalts des Batteriespeichers vom Zeitschritt $n - 1$ zum Zeitschritt n
- $\Delta H(n)$: Änderung des Energieinhalts des H_2 -Speichers vom Zeitschritt $n - 1$ zum Zeitschritt n
- $L_B(n)$: Verluste beim Laden oder Entladen des Batteriespeichers im Zeitschritt n
- $L_H(n)$: Verluste beim Laden oder Entladen des H_2 -Speichers im Zeitschritt n

Das öffentliche Stromnetz wird im Rahmen der Bilanzierung als externe Quelle betrachtet. Dem entsprechend ist der Netzbezug $N^+(n)$ stets ein positiver Energiewert, da er dem System Energie zuführt. Die Netzeinspeisung $N^-(n)$ stellt den umgekehrten Prozess dar. Hier verlässt Energie das System in Richtung Netz, weshalb dieser Term in mit negativem Vorzeichen in die Bilanz eingeht.

In den folgenden Teilen dieser Arbeit werden die Verluste weiter differenziert in Verluste, die beim Ladevorgang der Speicher entstehen, und Verluste, die sich beim Entladevorgang ergeben. An dieser Stelle genügt eine Zusammenfassung der Verluste für jede Speichertechnologie. Lade- und Entladeverluste können bei derselben Speichertechnologie ohnehin nie gleichzeitig auftreten.

Die elektrische Bilanzgleichung berücksichtigt nun alle Komponenten der elektrischen Systemseite, die in Abb. 2.6 blau eingefärbt sind. Einige Komponenten, wie z. B. die Wärmepumpe, bilden einen Übergang zur thermischen Systemseite, deren Komponenten blau und orange eingefärbt sind. Die Energieerhaltung wird mit der elektrischen Bilanzgleichung trotzdem erfüllt, obwohl Energie über diese Komponenten an die thermische Seite abgegeben wird. Der elektrische Energiebedarf der Wärmepumpe oder auch des Heizstabes wird dann als zusätzlicher Verbraucher betrachtet.

Auch für die thermische Seite lässt sich eine separate Bilanzgleichung aufstellen, die in jedem Zeitschritt n erfüllt ist. Sie lautet wie folgt:

$$0 = V_t(n) + \Delta T(n) + C(n) \cdot \eta_C + F(n) + \eta_{H,t} \cdot \Delta H(n)$$

Mit:

- $V_t(n)$: Wärmeverbrauch im Zeitschritt n
- $\Delta T(n)$: Änderung des Energieinhalts des thermischen Speichers vom Zeitschritt $n - 1$ zum Zeitschritt n
- $C(n)$: Elektrischer Energiebezug der Wärmepumpe im Zeitschritt n
- η_C : Wirkungsgrad der Wärmepumpe
- $F(n)$: Elektrischer Energiebezug des Heizstabes im Zeitschritt n
- $\eta_{H,t}$: Thermischer Wirkungsgrad beim Laden oder Entladen des H_2 -Speichers
- $\Delta H(n)$: Änderung des Energieinhalts des H_2 -Speichers vom Zeitschritt $n - 1$ zum Zeitschritt n

Der Wirkungsgrad der Wärmepumpe η_C , auch bekannt als *Coefficient of Performance* (COP), oder auf Deutsch Kopplungsfaktor, ist ein Maß für die Effizienz der Wärmeerzeugung aus elektrischer Energie. Im Gegensatz zum klassischen Wirkungsgrad, der definitionsgemäß Werte kleiner oder gleich 1 annimmt, kann η_C auch größer als 1 sein. Dies liegt daran, dass eine Wärmepumpe nicht

primär elektrische Energie in Wärme umwandelt, sondern Umgebungswärme aufnimmt und diese mithilfe elektrischer Energie auf ein höheres Temperaturniveau bringt. Der COP beschreibt dabei das Verhältnis aus erzeugter thermischer Energie zur eingesetzten elektrischen Energie.

Während im späteren Verlauf der Arbeit separate thermische Wirkungsgrade für den Lade- und Entladevorgang des H₂-Speichers verwendet werden ($\eta_{H,l,t}$ und $\eta_{H,e,t}$), wird an dieser Stelle zur Vereinfachung ein identischer thermischer Wirkungsgrad $\eta_{H,t}$ für beide Vorgänge angenommen.

Die elektrische und die thermische Bilanzgleichung lassen sich zu einer gemeinsamen Gesamtenergiebilanz zusammenfassen, die formal der Struktur der elektrischen Bilanz entspricht:

$$0 =$$

$$R(n) - V(n) + V_t(n) + N^-(n) + N^+(n) + \Delta B(n) + \Delta H(n) - L_B(n) - L_H(n) + \frac{W_t(n)}{\eta_c} \cdot (\eta_c - 1)$$

Mit:

- $W_t(n)$: Thermische Energieproduktion der Wärmepumpe im Zeitschritt n

Diese Gleichung bildet nun alle Energieflüsse des Systems ab, sowohl elektrische als auch thermische. Die Energiequellen befinden sich ausschließlich auf der elektrischen Seite – beispielsweise Photovoltaik, Windkraft oder das öffentliche Netz. Daher traten sie in der reinen thermischen Bilanz nicht auf. Dort gelten die thermischen Erzeuger – also Wärmepumpe und Heizstab – als Energiequellen, während ihre elektrische Energiezufuhr außerhalb der thermischen Systemgrenze liegt.

Im Rahmen der Gesamtenergiebilanzierung erfolgt nun eine Verknüpfung beider Energieströme. Elektrische Energie wird dabei teilweise in thermische Energie überführt. Die Wärmeerzeuger fungieren in diesem Zusammenhang nicht mehr als Quellen, sondern als Konversionskomponenten, da sie gemäß dem Energieerhaltungssatz keine neue Energie erzeugen, sondern lediglich deren Form ändern.

Die vom Heizstab bereitgestellte thermische Energie muss in der Bilanzierung nicht separat berücksichtigt werden, da er mit einem Wirkungsgrad von 1 arbeitet. Die zugeführte elektrische Energie wird vollständig in Wärme überführt – entweder zur Deckung des Bedarfs oder zur Speicherung im thermischen Speicher. Die Energiebilanz bleibt in beiden Fällen identisch.

Anders verhält es sich bei der Wärmepumpe, deren thermische Ausgangsleistung nicht vollständig aus elektrischer Energie stammt. Ein Teil der erzeugten Wärme wird durch die Nutzung von Umweltwärme bereitgestellt. Deshalb muss dieser Anteil zusätzlich in der Bilanz berücksichtigt werden. Der zugehörige Bilanzterm $\frac{W_t(n)}{\eta_c} \cdot (\eta_c - 1)$ gibt an, wie viel Wärme infolge des Einsatzes der Wärmepumpe aus der Umgebung in das System eingebracht wird, und hängt direkt von der thermischen Leistung der Wärmepumpe $W_t(n)$ ab.

Die Verluste beim Laden und Entladen des H₂-Speichers sind bei Betrachtung des Gesamtsystems nun geringer, sofern die Abwärme im Zeitschritt n entweder zur direkten Deckung des Wärmebedarfs genutzt werden kann oder im thermischen Speicher zwischengespeichert wird.

Die hergeleiteten Bilanzgleichungen bilden damit die Grundlage für alle nachfolgenden energetischen Analysen und erlauben eine konsistente Bewertung des Gesamtsystems sowie der Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wärmesektor. In den folgenden Kapiteln dienen sie insbesondere der Kontrolle und Validierung der Simulationsergebnisse.

2.3. SIMULATION VON ENERGIESYSTEMEN

Die Gestaltung nachhaltiger und wirtschaftlich tragfähiger Energiesysteme ist eine der drängendsten Herausforderungen unserer Zeit. Insbesondere die Frage, wie ein Energiesystem konzipiert sein muss, um eine maximale Autarkie bei gleichzeitig minimalen Kosten zu gewährleisten, ist von zentraler Bedeutung.

Wer sich über Kosten und Nutzen von Energiesystemen informieren möchte, findet zahlreiche Untersuchungen zu einzelnen Komponenten, sowie zu den Stromgestehungskosten unterschiedlicher Technologien [3]. Diese Forschungen ermöglichen es z. B. die kostengünstigsten Erzeugungsformen zu identifizieren. Wie in Abb. 2.7 gezeigt wird, sind dies allen voran die regenerativen Energiequellen.

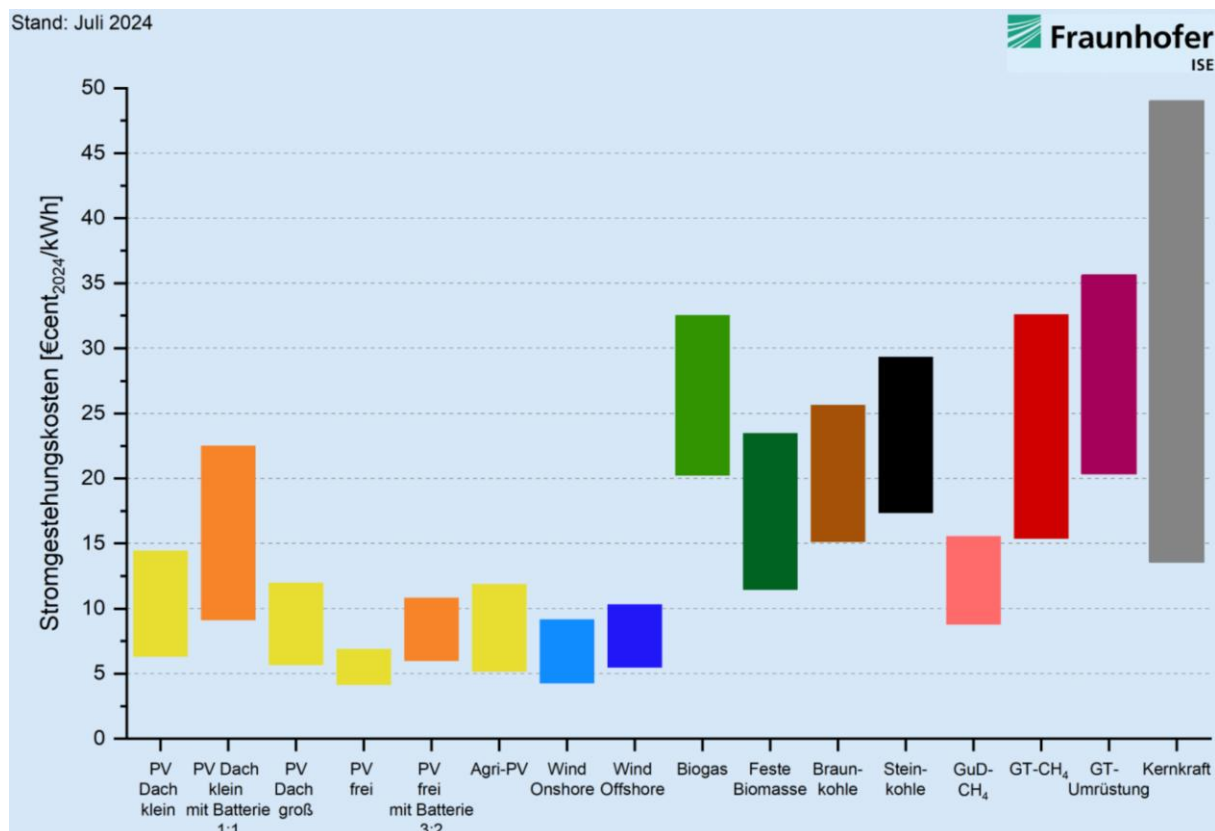


Abb. 2.7. Stromgestehungskosten Fraunhofer ISE 2024

Wie für die Energieerzeugung können auch Speichertechnologien verglichen werden, um die kostengünstigsten Technologien zu identifizieren [31]. Allerdings spielen bei der Speicherung von Energie noch mehr Faktoren eine Rolle als nur Kosten und Kapazität. Z. B. sind einige Speicher in ihrer zeitlichen Energieaufnahme- und -abgabe begrenzt und weisen dabei hohe Wirkungsgradverluste auf. Einige Energiespeicher benötigen weitere Komponenten zur Umwandlung der elektrischen Energie in andere Energieformen und zurück. Des Weiteren ist eventuell ein Verteilungsnetz für den Energieträger notwendig. Ein integriertes Energiesystem, das Erzeugung und Speicherung von Energie verbindet, lässt sich aus diesen Analysen also nicht unmittelbar ableiten.

Außerdem sind diese Betrachtungen oft noch losgelöst vom tatsächlichen Energiebedarf. Der Preis an der Strombörse gewährt einen Einblick, wie sich die Verfügbarkeit von elektrischer Energie gerade im Verhältnis zum geforderten Verbrauch verhält. Eine teurere, aber zu Zeiten eines Mangels an Energie besser verfügbare Quelle, sei es durch Erzeugung oder Entladen eines Speichers, ist somit unter diesen Voraussetzungen sogar ökonomisch sinnvoll.

Komplexere Studien liefern optimierte Designs für spezifische Szenarien [32], die jedoch nicht unmittelbar auf eigene Betrachtungen übertragen werden können.

Um die komplexen Wechselwirkungen zwischen Erzeugung, Speicherung und Verbrauch zu verstehen und bewerten zu können, ist es notwendig, das gesamte Energiesystem als integriertes Ganzes zu betrachten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Energie an unterschiedlichen Orten zu unterschiedlichen Zeiten erzeugt, gespeichert und verbraucht wird – und dies jeweils abhängig von individuellen Rahmenbedingungen und Anwendungsfällen. Nur durch die Berücksichtigung aller relevanten Komponenten – einschließlich ihrer technischen Einschränkungen, Wirkungsgrade, Kosten und zeitlichen Dynamiken – lassen sich fundierte Aussagen über die tatsächliche Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit eines Systems treffen.

Insbesondere das zeitliche Zusammenspiel von Energieangebot und -nachfrage spielt hierbei eine zentrale Rolle. Die fluktuierende Einspeisung regenerativer Energiequellen sowie der stark schwankende Energiebedarf machen eine rein statische Betrachtung unzureichend. Stattdessen ist eine zeitaufgelöste Analyse erforderlich, die alle Energieströme im System über einen längeren Zeitraum hinweg abbildet.

Hier setzt die Simulation von Energiesystemen an. Sie ermöglicht es, technische und wirtschaftliche Zusammenhänge im zeitlichen Verlauf zu analysieren, verschiedene Systemkonfigurationen zu vergleichen und auf dieser Basis fundierte Entscheidungen für Planung und Betrieb zu treffen. Simulationen sind somit ein unverzichtbares Werkzeug, um tragfähige und zukunftsichere Energiesysteme zu entwickeln, die sowohl ökologischen als auch ökonomischen Anforderungen gerecht werden.

2.3.1. SOFTWARE UND ONLINETOOLS MIT EINGESCHRÄNKTEM FUNKTIONSUMFANG

Es existieren zahlreiche Softwarelösungen zur Simulation von Energiesystemen. Diese werden im Folgenden in zwei Gruppen unterteilt. Die Einteilung erfolgt anhand des jeweiligen Funktionsumfangs der Simulationswerkzeuge.

Die erste Gruppe umfasst Werkzeuge mit eingeschränkter Funktionalität, die sich durch eine einfache Bedienbarkeit auszeichnen und häufig sogar frei zugänglich sind. Allerdings sind sie in ihren Modellierungs- und Auswertungsmöglichkeiten deutlich begrenzt.

Die zweite Gruppe besteht aus komplexeren Softwareanwendungen, die den Aufbau detaillierter und flexibel konfigurierbarer Modelle ermöglichen. Sie richten sich in der Regel an fortgeschrittene Nutzer und bieten deutlich erweiterte Möglichkeiten zur Abbildung und Analyse komplexer Energiesysteme.

Anhand ausgewählter Beispiele wird ein Überblick über die vorhandenen Methoden und deren Möglichkeiten gegeben.

In diesem Kapitel werden zunächst einige einfachen Simulationswerkzeuge beschrieben.

PV*Sol

PV*Sol [33] ist eine kommerzielle Software zur Simulation und Auslegung von Photovoltaikanlagen, die sich in erster Linie an Fachplaner, Handwerksbetriebe, Architekturbüros und Energieberater richtet. Ziel der Software ist es, PV-Anlagen realitätsnah zu modellieren und deren Ertrags- und Wirtschaftlichkeitspotenziale zu bewerten – insbesondere im Kontext von Eigenverbrauch und Netzinteraktion. Die Software ermöglicht die präzise Auslegung von PV-Anlagen unter Berücksichtigung von Standort, Wetterdaten, Modulverschaltung, Verschattung, Batteriespeichern und weiteren Verbrauchern wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen. Die Berechnung erfolgt

mit hoher zeitlicher Auflösung und basiert auf typischen oder benutzerdefinierten Jahreslastprofilen.

Für die Stromverbrauchsseite können Standardlastprofile hinterlegt oder benutzerdefinierte Lastgänge importiert werden. Der Verbrauch bildet die Grundlage für die Ermittlung des Eigenverbrauchsanteils, der Autarkie sowie des verbleibenden Netzbezugs. Weitere Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und thermische Speicher lassen sich ebenfalls einbinden – allerdings nicht durch direkte Eingabe eigener Lastprofile, sondern über parametrisierte Angaben wie Jahresverbrauch, Ladezeiten beim E-Fahrzeug, Heizbedarf und Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe sowie das Volumen des angeschlossenen Wärmespeichers. Auf Basis dieser Parameter generiert PV*Sol intern entsprechende elektrische Lasten, die in die Bilanzierung eingehen. Das Zusammenspiel zwischen Wärmepumpe und Wärmespeicher wird dabei vereinfacht abgebildet, wobei der Speicher vor allem dazu dient, den Betrieb der Wärmepumpe zeitlich zu flexibilisieren. Eine explizite Lade- und Entladestrategie kann jedoch nicht festgelegt werden, und der Füllstand des Speichers wird nicht separat ausgewiesen.

PV*Sol unterstützt zudem die Einbindung von Batteriespeichern. Dabei können entweder reale Systeme, also Produkte mit herstellerspezifischen Daten, oder generische Speicherparameter verwendet werden, bei denen grundlegende Eigenschaften wie Kapazität, Lade-/Entladeleistung und Wirkungsgrad frei gewählt werden können. Die Betriebsstrategie der Batterie kann eingestellt werden, etwa zur Maximierung des Eigenverbrauchs oder zur zeitlich begrenzten Nutzung.

Weitere Generatoren, die nicht zur Photovoltaik zählen, können in PV*Sol ausschließlich als Backup-Systeme eingebunden werden. Diese springen automatisch ein, wenn der Ladezustand (SOC) der Batterie unter einen definierten Schwellenwert fällt. Eine aktive Einbindung zusätzlicher regenerativer Erzeugungstechnologien wie Windkraft ist hingegen nicht vorgesehen. Damit ist die Betrachtung auf PV-zentrierte Systeme beschränkt, und eine sektorübergreifende Erzeugungsstrategie lässt sich nicht abbilden.

Die Software liefert als Ergebnis unter anderem den Jahresertrag der PV-Anlage, den Eigenverbrauchsanteil, den Autarkiegrad, den verbleibenden Netzbezug, die Netzeinspeisung sowie wirtschaftliche Kennzahlen wie Amortisationszeit, Kapitalwert oder CO₂-Einsparung. Die Bewertung erfolgt dabei stets verbrauchsgeführt und regelbasiert, ohne eine dynamische Optimierung des Anlagenbetriebs. Insbesondere in Bezug auf die Einbindung zusätzlicher Komponenten wie Wärmepumpe oder E-Mobilität erfolgt die Bilanzierung auf Grundlage vereinfachter, intern generierter Lastverläufe.

PV*Sol eignet sich damit besonders für die Planung und Bewertung von PV-Anlagen in Ein- und Mehrfamilienhäusern sowie kleinerer gewerblicher Anwendungen. Die Stärke der Software liegt in der benutzerfreundlichen Ertragssimulation, der anschaulichen Visualisierung und der integrierten Wirtschaftlichkeitsanalyse. Für die Analyse komplexer, dynamisch gekoppelter Energiesysteme mit mehreren Sektoren, Langzeitspeichern oder alternativen regenerativen Erzeugern ist PV*Sol hingegen nicht ausgelegt.

Photovoltaik-Finanzierungsrechner der Stiftung Warentest

Der Photovoltaik-Finanzierungsrechner [34] der Stiftung Warentest ist ein webbasiertes Tool zur übersichtlichen Wirtschaftlichkeitsbewertung einer Photovoltaikanlage mit optionalem Batteriespeicher. Es richtet sich an Privathaushalte, die eine erste finanzielle Einschätzung eines möglichen Eigenverbrauchssystems erhalten möchten – ohne technische Vorkenntnisse oder detaillierte Systemkenntnis vorauszusetzen.

Die technischen Kennzahlen wie die jährliche Stromerzeugung pro installiertem Kilowattpeak (kWh/kWp) und der selbst geschätzte oder anderweitig ermittelte Eigenverbrauchsanteil müssen vom Nutzer selbst eingegeben werden. Aus diesen Eingaben ermittelt das Tool finanzielle Kennwerte wie Ersparnis pro Jahr, Amortisationszeit und Gesamtrendite über einen wählbaren Betrachtungszeitraum.

Eine technische Simulation des Anlagenbetriebs oder eine zeitlich aufgelöste Analyse von Erzeugung und Verbrauch scheint nicht stattzufinden. Die einfache und sofortige Berechnung spricht dafür, dass im Hintergrund mit festen Annahmen und statischen Formeln gearbeitet wird, nicht mit dynamischen Modellen.

Das Tool erlaubt keine Modellierung der Verbraucher. Ebenfalls können keine Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge oder weitere Speicher eingegeben werden. Auch andere Erzeugungstechnologien wie Windkraft lassen sich nicht abbilden.

Der Unabhängigkeitsrechner ist damit ein Beispiel für sehr niedrigschwellige, nutzergeführte Wirtschaftlichkeitsrechner, die vorgefertigte finanzielle Bewertungspfade anbieten, ohne die technische Systemdynamik detailliert abzubilden. Er eignet sich gut als Einstiegshilfe für interessierte Endverbraucher, ist aber für eine fundierte Planung oder Analyse moderner, sektorübergreifender Energiesysteme nicht geeignet.

Solarisator

Der Solarisator [35] ist ein webbasiertes Simulationswerkzeug der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin zur energetischen Bewertung von Photovoltaikanlagen mit optionaler Einbindung eines Batteriespeichers, einer Wärmepumpe und eines Elektrofahrzeugs. Das Tool richtet sich an private Haushalte und ermöglicht eine realitätsnahe Einschätzung separater Autarkiegrade für die einzelnen Verbrauchsbereiche Raumwärme, Mobilität und Haushaltsstrom.

Im Unterschied zu vielen anderen öffentlich zugänglichen Tools führt der Solarisator eine tatsächliche zeitaufgelöste Simulation durch. Die Energieflüsse der Systemkomponenten werden in einer 5-minütigen Auflösung über ein Betriebsjahr bilanziert. Die PV-Erzeugung basiert auf gemessenen Wetterdaten der DWD-Wetterstation Lindenberg (Brandenburg) aus dem Jahr 2017 und wird für verschiedene Modulneigungen und -ausrichtungen berechnet. Als Verbrauchsprofil für den Haushaltsstrom dient ein standardisiertes Profil auf Basis der VDI-Richtlinie 4655, das einem typischen Einfamilienhaus entspricht.

Die Wärmepumpe nutzt die Umgebungsluft als Wärmequelle. Ihr elektrischer Energiebedarf ergibt sich aus simulierten Wärmebedarfsprofilen, die vom Fraunhofer ISE erstellt wurden. Diese Lastgänge für Raumwärme und Warmwasser liegen in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten vor. Die Umrechnung in ein elektrisches Lastprofil erfolgt auf Grundlage eines physikalischen Modells nach Fischer et al. Für die Warmwasserbereitung wird ein jährlicher Wärmebedarf von 500 kWh pro Person angenommen. Ein separater thermischer Speicher wird nicht modelliert.

Das Ladeverhalten des Elektrofahrzeugs basiert auf real gemessenen Fahr- und Ladeprofilen eines Pendlerfahrzeugs mit einer Ladeleistung von 11 kW. Die Hauptladezeiten liegen werktags im Zeitraum von 15:00 bis 23:00 Uhr und werden in zwei Ladefenster unterteilt, um eine solargeführte Ladestrategie zu verfolgen. Somit wird möglichst viel PV-Überschussstrom genutzt.

Die Ergebnisse der Simulation werden in einer benutzerfreundlichen Darstellung aufbereitet. Nutzer erhalten unter anderem Angaben darüber, wie viel Prozent ihres Haushaltsstrombedarfs durch PV gedeckt werden kann, wie viel Strom die Wärmepumpe aus Solarstrom bezieht (in kWh und Prozent des Heizbedarf), wie viele Kilometer das Elektrofahrzeug solarelektrisch zurücklegt

(und wie viel Prozent des Strombedarfs des Elektroautos dies entspricht) und welche jährliche finanzielle Einsparung sich daraus ergibt. Die Betrachtung erfolgt damit gleichermaßen aus energetischer wie auch wirtschaftlicher Perspektive.

Trotz der fortschrittlichen Simulationslogik bestehen gewisse Einschränkungen. Eine freie Eingabe individueller Strom- oder Wärmeverbrauchsprofile ist nicht möglich. Der Wirkungsgrad des Batteriespeichers ist nicht anpassbar. Weitere Erzeugungstechnologien wie Windkraft oder Langzeitspeicher sind nicht integriert. Ebenso fehlt die Möglichkeit, thermische Speicher zu modellieren oder die Steuerungslogik der Energieflüsse im Detail einzusehen.

Ein möglicher Nachteil besteht zudem darin, dass der Simulationszeitraum im Solarisator auf ein einziges Jahr begrenzt ist. Sowohl die PV-Erzeugung als auch der Wärmebedarf unterliegen im Jahresverlauf teils starken Schwankungen, beispielsweise durch längere Schlechtwetterphasen oder Kälteperioden. Zusätzlich kann insbesondere der Gesamtwärmebedarf eines Jahres witterungsbedingt erheblich variieren – etwa in Folge eines besonders milden oder strengen Winters. Die Wahl eines einzelnen Kalenderjahres hat daher erheblichen Einfluss auf die Bewertung des Systems. Eine Simulation über mehrere Jahre hinweg wäre wünschenswert, um unterschiedliche Wetterverläufe abzubilden und die Robustheit des Systems gegenüber realistisch auftretenden Bedingungen besser einschätzen zu können.

Der Solarisator ist aber trotz der beschriebenen Einschränkungen ein leistungsfähiges Online-Werkzeug, das sich zwischen einfachen Wirtschaftlichkeitsrechnern und vollumfänglichen Simulationsumgebungen positioniert. Es eignet sich gut für Haushalte, die ihr solarelektrisches Versorgungspotenzial ganzheitlich erfassen wollen, ist jedoch für die detaillierte Analyse komplexer, sektorenübergreifender Energiesysteme und individuell anpassbarer Lastverläufe nicht ausgelegt.

2.3.2. *SIMULATIONSTOOLS FÜR KOMPLEXE ENERGIESYSTEME*

Einfache Simulations- und Bewertungstools bieten einen schnellen Zugang zur Analyse von PV-basierten Eigenversorgungssystemen, können jedoch keine komplexen sektorenübergreifende Energiesysteme abbilden und sind nur bedingt anpassbar. Die Lastverläufe sind in der Regel nur begrenzt individualisierbar, was zur Folge hat, dass andere Verbrauchsanwendungen – etwa in Industrie oder Gewerbe – nicht realitätsnah simuliert werden können. Das jeweilige Tool bleibt damit auf den spezifischen Anwendungszweck beschränkt, für den es konzipiert wurde – meist Einfamilienhäuser.

Zudem basieren viele dieser Werkzeuge auf Einjahressimulationen und lassen wesentliche Technologien wie Langzeitspeicher unberücksichtigt.

Gerade der Betrieb von Langzeitspeichern erfordert differenzierte Steuerungsstrategien, die über die einfachen Logiken hinausgehen, wie sie die oben aufgeführten Softwarelösungen anbieten. Die nun beschriebenen Simulationsumgebungen ermöglichen es, auch Systeme mit Langzeitspeichern über mehrere Jahre zu modellieren. Die beiden grundlegenden Ansätze, die dies ermöglichen, sind einerseits komplexe regelbasierte Steuerungsstrategien und andererseits der Einsatz mathematischer Optimierungsmethoden. Solche Werkzeuge erfordern ein höheres Maß an Systemverständnis und teilweise Programmierkenntnisse, bieten aber die notwendige Tiefe, um sektorübergreifende Energiesysteme flexibel zu analysieren und die Nutzung regenerativer Erzeugung effizienter zu gestalten als dies bei den einfachen Simulationstools der Fall ist.

Im Folgenden wird je ein Beispiel für den regelbasierten Ansatz und die mathematische Optimierung gegeben.

2.3.2.1. HOMER ALS BEISPIEL FÜR REGELBASIERTE SIMULATIONSTOOLS

HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*) [36] wird im Folgenden stellvertretend für Simulationsumgebungen vorgestellt, die auf regelbasierten Betriebsstrategien beruhen. Die Software ermöglicht die zeitaufgelöste sehr schnelle Simulation von Energiesystemen mit mehreren Erzeugern, Verbrauchern und Speichern und deren Optimierung. Allerdings sind die Auslegung und Simulation von Systemen mit thermischen Komponenten (s. Kapitel 3.3) in HOMER stark eingeschränkt.

An dieser Stelle wird ausschließlich die Simulationsfunktionalität betrachtet. Die Optimierung von Energiesystemen mit HOMER wird im Kapitel 2.4.2 thematisiert.

HOMER benötigt zur Simulation Lastverläufe sowie Verläufe von Erzeugern in kW in beliebiger Auflösung. Je höher die Auflösung der verwendeten Daten desto besser lässt sich das Systemverhalten erforschen. Allerdings steigt mit der Anzahl der Zeitschritte auch der Rechenaufwand.

Die Simulation benutzt vordefinierte regelbasierte Steuerstrategien, die als sogenanntes „*Controller Setup*“ ausgewählt werden können. Für jeden Zeitschritt regelt HOMER das Verhalten von Speichern, Erzeugern und Netzanschlüssen gemäß der gewählten Strategie und berechnet die resultierenden Energieflüsse im System.

Für die in Kapitel 3.2 untersuchten Systeme mit zwei Speichern zur Deckung des Strombedarfs erwies sich das Controller Setup „*Load Following*“ als besonders geeignet. Dabei werden die Speicher in der Reihenfolge ihres Wirkungsgrades betrieben: Der effizienteste Speicher wird zuerst be- und entladen. Diese Strategie erlaubt eine einfache, aber konsistente Nutzung paralleler Speichertechnologien.

Ein darauf aufbauendes Setup ist „*Cycling Charging*“. Hierbei wird sichergestellt, dass der Ladezustand aller Speicher am Ende der Simulation dem Anfangszustand entspricht. Dies kann insbesondere bei der Auslegung von Inselnetzen relevant sein, in denen eine zyklische Speicherbewirtschaftung vorausgesetzt wird.

Das Controller Setup „*Predictive Dispatch*“ erweitert die regelbasierte Steuerung um eine einfache Vorausschau. HOMER berücksichtigt dabei eine 48-Stunden-Prognose und optimiert gezielt das Zusammenspiel von PV-Erzeugung, Batteriespeicher und konventionellem Generator. So kann beispielsweise nachts die Batterie entladen werden, um am Folgetag mehr PV-Überschuss aufnehmen zu können – was insbesondere bei Generator-gestützten Systemen zu einem effizienteren Betrieb führt. Diese Funktion steht jedoch nicht zur Verfügung, wenn das System einen Stromnetzanschluss oder Langzeitspeichertechnologien wie einen Wasserstoffpfad enthält.

Weitere Steuerungsoptionen wie „*Combined Dispatch*“, „*Intra-Timestep Distribution*“ oder „*Generator Order*“ sind auf spezielle Systemkonfigurationen ausgelegt, etwa zur Optimierung des Generatorbetriebs oder des Wechselrichters. Diese waren im Rahmen dieser Arbeit nicht von Bedeutung.

Darüber hinaus bietet HOMER eine Schnittstelle zu MATLAB, über die eigene Controller-Setups programmiert und in die Simulation eingebunden werden können. Diese Möglichkeit wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter untersucht, da der Funktionsumfang bezüglich der thermischen Komponenten Einschränkungen aufweist, die am Ende dieses Kapitels erläutert werden.

Trotz der Vielzahl an auswählbaren Steuerstrategien bleibt eine Lücke bestehen: Es erfolgt keine gezielte Koordination zwischen mehreren Speichern über die bloße Priorisierung nach Wirkungsgraden hinaus. Ein aktives Zusammenspiel zur Maximierung des Autarkiegrads oder zur vorausschauenden Nutzung saisonaler Speicher ist mit den verfügbaren Setups nicht abbildbar. Damit

bleibt die Simulationslogik in HOMER in dieser Hinsicht begrenzt – insbesondere bei Systemen mit hoher Speichertiefe oder komplexer Sektorenkopplung.

Ein Ergebnis dieser Steuerstrategie ist in Abb. 2.8 dargestellt. Grundlage der Simulation sind die gleichen Erzeugungsdaten, Verbrauchsverläufe und Wirkungsgrade, die auch für die spätere Entwicklung des eigenen Betriebsalgorithmus in Kapitel 3.2 verwendet werden. Dadurch wird eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse gewährleistet. Der Batteriespeicher hat ein Speichervermögen von 50 kWh, der H₂-Speicher ist groß genug, dass er nicht vollgeladen werden kann.

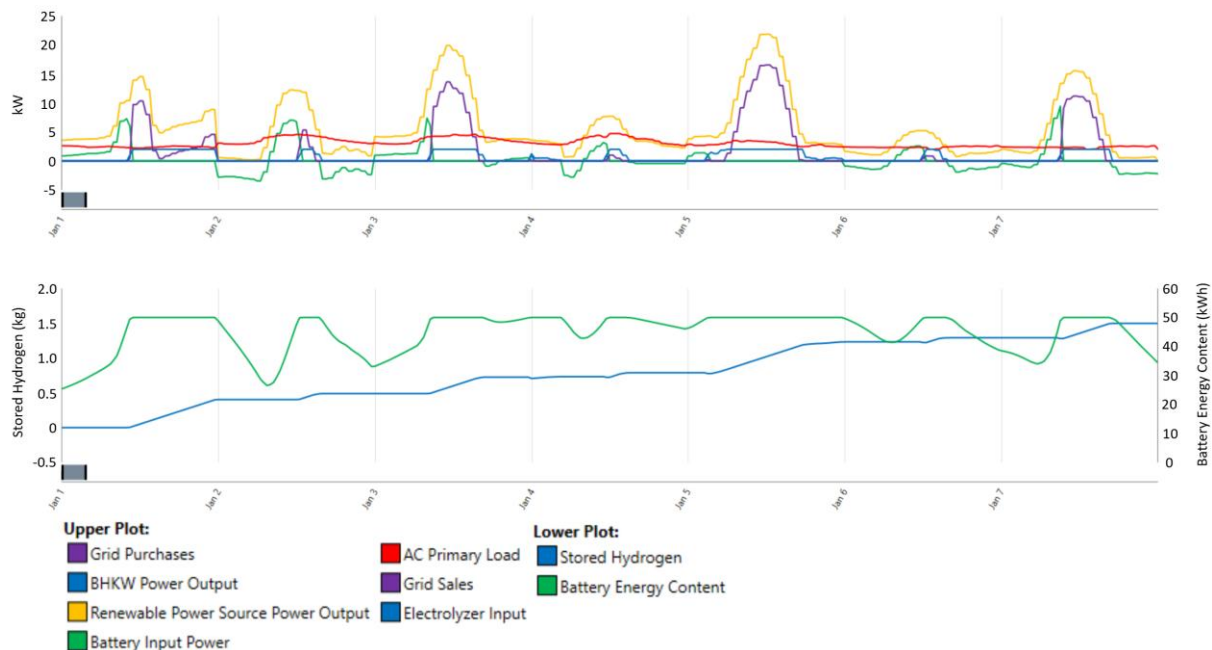


Abb. 2.8. Leistungsverläufe und Speicherfüllstände in HOMER

In Abb. 2.8 ist der Verbrauch der elektrischen Last positiv ins Schaubild eingetragen. Auch die Ladung der Speicher wird positiv dargestellt, während die Entladung als negative Leistung erscheint. Die Leistung, die ins öffentliche Netz eingespeist werden muss, wird ebenso positiv eingetragen wie die Leistung, die – sofern vorhanden – aus dem Netz bezogen wird. Im vorliegenden Fall erfolgt jedoch kein Netzbezug.

Wird in HOMER keine Zeitauflösung explizit vorgegeben, ermittelt das Programm diese vermutlich anhand der Anzahl der Datenpunkte. Grundsätzlich muss die zeitliche Auflösung der Simulation nicht mit der der Eingabedaten übereinstimmen – es kann jede gewünschte Simulationsauflösung festgelegt werden. Für Abb. 2.8 wurde ein 15-Minuten-Intervall gewählt, während hier und in den späteren Analysen in Kapitel 3.2 mit Stundenwerten als Ausgangsdaten gearbeitet wird.

Die feinere Simulationsauflösung im Vergleich zur Auflösung der Erzeugungs- und Verbrauchsdaten war erforderlich, um Oszillationen im Leistungsverlauf der Speicher zu vermeiden, die bei größerer Auflösung auftreten – vermutlich eine Folge der verkürzten Simulationsdauer, da kein vollständiges Jahr betrachtet wurde.

Die in Stunden-Intervallen vorliegenden Eingabedaten wurden in diesem Fall gleichmäßig auf 15-Minuten-Intervalle verteilt, wodurch in den Leistungsplots eine stufige Darstellung entsteht. Diese hat jedoch keinen Einfluss auf die Ergebnisse, da jeweils vier identische Werte nacheinander gesetzt werden, was energetisch korrekt ist.

Es ist deutlich zu erkennen, dass in HOMER der Batteriespeicher konsequent vor dem Elektrolyseur priorisiert wird. Übersteigt die Erzeugung (gelb) im oberen Teil der Abbildung den Verbrauch (rot), so bleibt die Elektrolyseurleistung (blau) vorerst null. Die Batterieleistung (grün) ist positiv, was einem Ladevorgang der Batterie entspricht. Im unteren Teil der Abbildung sind die Füllstände der Speicher zu sehen. Erst wenn der Batteriespeicher (grün) aufgrund seiner maximalen Speicherkapazität von 50 kWh keine Energie mehr aufnehmen kann, wird auch der H₂-Speicher über den Elektrolyseur geladen. Dies ist im oberen Teil der Abb. 2.8 durch eine blaue positive Elektrolyseurleistung ersichtlich. Diese feste Reihenfolge verhindert, dass das System die maximal mögliche Energiemenge intern speichert. Dies wird später in Kapitel 3.2.1 durch den Vergleich mit einem Betriebsalgorithmus gezeigt, bei dem ein größerer Anteil der regenerativ erzeugten Energie gespeichert werden kann. Energie, die nicht von den Speichern aufgenommen werden kann, muss in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden (lila, oberer Teil der Abbildung). HOMER errechnet die kumulierte Netzeinspeisung, die in dieser Simulation bei 311 kWh liegt.

Der Wirkungsgrad beim Entladen des Langzeitspeichers über das BHKW wird in HOMER mithilfe einer sogenannten *Fuel Curve* abgebildet. Dabei kann für jeden Wert des Brennstoffverbrauchs (Masse pro Zeit) eine zugehörige elektrische Ausgangsleistung definiert werden. Auf diese Weise lässt sich ein vom Arbeitspunkt abhängiger Wirkungsgrad des BHKW modellieren. Somit lässt sich ein BHKW implementieren, dessen Wirkungsgrad sich je nach Ausgangsleistung zwischen den in Kapitel 2.2.5 erwähnten Grenzen von 30 % bis 45 % bewegt.

Große Einschränkungen zeigt die Simulation in HOMER im Bereich der Wärmesysteme. Es können zwar Wärmeverbrauchsverläufe hinterlegt werden, und die Abwärme der Langzeitspeicherkomponenten – etwa bei der Rückverstromung im BHKW – kann über die Definition eines Thermal Load Controllers zur Deckung dieser Lasten genutzt werden. Als thermische Erzeuger steht jedoch lediglich ein elektrischer Heizstab zur Verfügung. Da die thermische Last in HOMER stets vollständig gedeckt sein muss, kann dieser Boiler nicht in seiner Leistung begrenzt werden. Auch ein thermischer Speicher, der zeitliche Flexibilität bei der Wärmeerzeugung oder eine effizientere Nutzung von Abwärme ermöglichen würde, ist in HOMER nicht vorgesehen. Dafür kann aber bei der Simulation die Randbedingung gesetzt werden, dass die Abwärme absolut gesehen nur einen bestimmten Teil der thermischen Last decken darf (z. B. 10 %).

Damit stellen die eingeschränkte Abbildbarkeit von Wärmesystemen sowie die Tatsache, dass Kurz- und Langzeitspeicher nicht aktiv miteinander interagieren können, die gravierendsten Nachteile der Simulation in HOMER dar. Der wesentliche Vorteil z. B. gegenüber der in Kapitel 2.3.2.2 vorgestellten Simulationsmethode liegt hingegen in der hohen Rechengeschwindigkeit, mit der auch umfangreiche Simulationsreihen effizient durchgeführt werden können.

2.3.2.2. CALLIOPE ALS BEISPIEL FÜR SIMULATIONSTOOLS MIT MATHEMATISCHEN OPTIMIERUNGSANSÄTZEN

Regelbasierte Simulationstools können einfache Systeme zuverlässig abbilden. Bei komplexeren Konfigurationen – etwa mit mehreren Speichern oder der Kopplung von Strom- und Wärmesektor – geraten sie jedoch an ihre Grenzen. In solchen Fällen werden die verfügbaren Komponenten nicht immer optimal genutzt oder das Systemverhalten wird nur eingeschränkt abgebildet.

Für diese Anwendungen existieren Softwarelösungen, die auf einer gänzlich anderen Modellierungsstrategie beruhen: Statt vordefinierter Regeln verwenden sie mathematische Optimierungsmodelle, um unter gegebenen Systemgrenzen eine Lösung zu finden, die in Bezug auf eine defi-

nierte Zielfunktion – meist eine Kostenminimierung – optimiert ist. Zu dieser Klasse gehören unter anderem Ansätze der linearen oder nichtlinearen Programmierung oder Modellierungssprachen wie GAMS [37].

Stellvertretend für diese Gruppe wird im Folgenden die Software „Calliope“ vorgestellt, die auf linearer Optimierung basiert und auch für den optimierten Betrieb eines fest vorgegebenen Energiesystems verwendet werden kann.

Calliope unterscheidet grundsätzlich zwei Betriebsmodi: „*plan*“ und „*operate*“. Diese unterscheiden sich wesentlich in der Art der Systemdefinition und in den Freiheiten, die die Optimierung erhält.

Der Modus *plan* ist für die Auslegung von Energiesystemen konzipiert. Dabei wird im Rahmen einer mathematischen Optimierung ein optimal dimensioniertes System gefunden, das eine Zielfunktion optimiert – in der Regel bedeutet dies Minimierung der Gesamtkosten – und dabei diverse Nebenbedingungen erfüllt. Die genaue Funktionsweise und Struktur der Optimierung wird in Kapitel 2.4.1 detailliert behandelt. An dieser Stelle erfolgt lediglich eine erste Einordnung, da die Betriebsmodi entscheidend für das Verhalten der Simulation sind.

Die Gesamtkosten des Systems setzen sich aus Investitionen, Betriebskosten, Netzbezugskosten und Erlösen aus der Einspeisung zusammen.

Die initialen Speicherfüllstände können im Modus *plan* wahlweise vorgegeben oder der Optimierung überlassen werden. Wird die Option „*cycling_storage*“ genutzt, erzwingt Calliope, dass die Speicher am Ende des Simulationszeitraums denselben Füllstand aufweisen wie zu Beginn. Ist diese Option deaktiviert, so werden Speicher am Ende üblicherweise vollständig entladen, um kurzfristige Kosten zu reduzieren.

Wenn die Speicherfüllstände nicht explizit vorgegeben werden und gleichzeitig *cycling_storage* aktiviert ist, bestimmt Calliope im Rahmen der Optimierung jene Anfangs- und Endfüllstände, die zur bestmöglichen Zielerreichung beitragen, also zur Reduktion der Gesamtkosten.

Der Modus *operate* erfordert hingegen eine vollständig vorgegebene Systemkonfiguration. Alle Anlagenleistungen, Speicherkapazitäten und Energieflüsse müssen als feste Werte definiert werden – eine Optimierung der Systemgröße findet hier nicht statt.

Auch die initialen Speicherfüllstände müssen im Modus *operate* zu Beginn explizit angegeben werden. Eine automatische Wahl günstiger Startwerte ist hier nicht möglich.

Die Optimierung in *operate* beschränkt sich somit auf den kostengünstigsten Betrieb des Energiesystems. Ziel ist es, die Interaktion mit dem Netz zu optimieren – also Bezugskosten zu minimieren und Einspeisungen möglichst zu maximieren.

Wenn der *Boolean cycling_storage* gesetzt ist, müssen die Speicher am Ende der Simulation wieder denselben Füllstand aufweisen wie zu Beginn. Andernfalls wird der Speicher – wie im *plan*-Modus – am Ende üblicherweise entladen, um kurzfristige Vorteile in der Zielfunktion zu erzielen.

Ein optimaler Anfangsfüllstand zur Minimierung des Netzbezugs kann im Modus *operate* nicht bestimmt werden.

Die zeitliche Struktur des Modus *operate* basiert auf Optimierungsfenstern: Die Einstellung *horizon* definiert, wie weit in die Zukunft Calliope bei jedem Zeitschritt blickt, während *window* angibt, für wie viele Stunden aus diesem Horizont tatsächliche Steuerungsentscheidungen übernommen werden.

Obwohl in diesem Kapitel eine reine Simulation eines fest definierten Energiesystems im Fokus steht, wird dennoch konsequent der Modus *plan* verwendet. Grund ist, dass nur dieser Modus eine Optimierung der initialen Speicherfüllstände erlaubt, wodurch der tatsächliche minimale Netzbezug bestimmt werden kann – auch wenn keine Systemdimensionierung erfolgt.

Ein festes System wird im Modus *plan* realisiert, indem für alle Komponenten feste Werte ohne Optimierungsspielräume vorgegeben werden. Indem keine Bereiche, sondern nur konkrete Komponentengrößen definiert werden, unterbindet man die Optimierungsfreiheit gezielt und simuliert das Verhalten eines ausgewählten Systems.

Nur auf diesem Weg kann sichergestellt werden, dass der Netzbezug minimiert wird. Im Modus *operate* wäre dies nicht möglich, da weder die optimalen Anfangsfüllstände noch ein geeigneter Zeithorizont bekannt sind, um das beste Ergebnis zu erreichen.

Ein Nachteil des Einsatzes des Modus *plan* zur Simulation eines fest ausgewählten Energiesystems ist, dass Calliope dabei mitunter sehr weit in die Zukunft blickt. Dadurch entsteht ein global optimaler, aber zum Teil sehr vorausschauender Betriebsmodus. Ein Beispiel für die Auswirkungen dieser vorausschauenden Optimierung auf das Speicherverhalten wird in Kapitel 3.3.3 gezeigt. Eine weiterführende Untersuchung zum Einfluss des Planungshorizonts auf die Simulationsergebnisse mit Calliope findet sich unter Quelle [38].

Zur Eingabe der Wirkungsgrade bei Energieumwandlungen in Calliope muss zunächst definiert werden, welche Energieform die Konversionskomponente aufnimmt und welche Energieform primär ausgegeben wird. Der Wirkungsgrad beschreibt dabei das Verhältnis zwischen eingesetzter Energie und der ausgegebenen Primärenergie.

Wird neben der primär erzeugten Energieform zusätzlich eine sekundäre Energieform ausgegeben – beispielsweise Abwärme –, so kann diese in Calliope über den sogenannten „*carrier ratio*“ berücksichtigt werden. Dabei handelt es sich nicht um einen eigenen Wirkungsgrad, sondern um einen Verhältnisfaktor, der angibt, welcher Anteil der primären Energieausgabe zusätzlich in eine zweite Energieform überführt wird. Der tatsächliche sekundäre Wirkungsgrad, der angibt welcher Anteil an der Primärenergie z. B. durch den Elektrolyseur in Wärme umgewandelt werden kann, berechnet sich dementsprechend mit folgender Formel:

$$\eta_{H,l,t} = \eta_{H,l} \cdot c$$

Mit:

- $\eta_{H,l,t}$: Thermischer Wirkungsgrad Elektrolyseur
- $\eta_{H,l}$: Elektrischer Wirkungsgrad Elektrolyseur
- c : *Carrier ratio* – Verhältnis zwischen sekundär und primär ausgegebener Energieform

Für die reine Simulation wird die Kostenfunktion auf zwei zentrale Faktoren reduziert: die Kosten für externen Netzbezug und die Vergütung für eingespeisten Strom. Grundsätzlich besteht auch die Möglichkeit, Kosten für Energieflüsse aus regenerativen Quellen, Speichern oder Konversionsprozessen zu hinterlegen. In dieser Arbeit wurde darauf verzichtet, da ausschließlich Investitionskosten betrachtet wurden.

Die beiden Werte für die Kosten des Netzbezugs und der Einspeisevergütung müssen bei der Definition des Stromnetzes eingegeben werden. Soll ein möglichst autarkes Systemverhalten erreicht werden, müssen die Netzbezugskosten entsprechend hoch gewählt werden.

Neben der Minimierung des Netzbezugs ist es für die Bewertung eines Energiesystems ebenso entscheidend, den tatsächlich im System erzeugten Energieüberschuss zu erfassen, der in das öffentliche Netz eingespeist wird. Auch die Größe der unvermeidbaren Verluste, die durch Umwandlungsprozesse und Speicherbetrieb entstehen, ist von zentraler Bedeutung.

Nur wenn diese Größen transparent ausgewiesen werden, lässt sich beurteilen, wie effizient ein System mit den erzeugten Ressourcen umgeht – also in welchem Maß Erzeugung tatsächlich im System nutzbar gemacht oder ungenutzt abgegeben bzw. durch Verluste vernichtet wird.

Um zu vermeiden, dass Calliope unnötige Speicherverluste durch gleichzeitiges Laden und Entladen der Speicher erzeugt, sollte auch ein Vergütungspreis für die Netzeinspeisung angegeben werden. Dieser sollte im Verhältnis zum Netzbezug deutlich niedriger ausfallen.

In Calliope können sowohl thermische als auch elektrische Verbrauchs- und Einspeiseverläufe als zeitabhängige Daten in Form von csv-Dateien hinterlegt werden. Einspeiseverläufe werden dabei normiert, beispielsweise bezogen auf 1 kWp, sodass sich die Leistung und die gegebenenfalls hinterlegten Kosten auf diese Bezugsgröße beziehen. Bei Erzeugungsanlagen wie Photovoltaik wird der entsprechende normierte Einspeiseverlauf als Ressource definiert und so der jeweiligen Komponente zugewiesen.

Wie in Kapitel 3.2.2 und 3.3.3 gezeigt wird, liefert der eigene Betriebsalgorithmus nahezu identische Ergebnisse wie Calliope – insbesondere hinsichtlich des verbleibenden Netzbezugs in Systemen, die nicht vollständig autark betrieben werden. Aus diesem Grund und da Calliope auf einem mathematischen Optimierungsmodell basiert, ist davon auszugehen, dass der berechnete Betrieb tatsächlich das Optimum darstellt. Das Modell führt dabei sogar Umladungen zwischen Speichern durch, wenn dies zur Reduktion des Netzbezugs beiträgt, wie in Kapitel 3.2.2 gezeigt wird.

Die Rechengeschwindigkeit von Calliope ist im Vergleich zu regelbasierten Tools wie HOMER deutlich geringer. Dafür lassen sich jedoch beliebig komplexe Energiesysteme modellieren – einschließlich Wärmesektor, thermischer Speicher und Wärmepumpe. Damit ist Calliope ein leistungsfähiges Werkzeug, insbesondere für die Optimierung, aber auch für die hier betrachtete Simulation.

Ein wesentlicher Nachteil von Calliope besteht allerdings in der geringen Nachvollziehbarkeit: Da alle Energieflüsse durch eine mathematische Optimierung ermittelt werden, gibt es keine Kriterien oder Prioritäten, die den Regelungsentscheidungen zugrunde liegen. Dies kann – wie in Kapitel 3.3.3 gezeigt wird – zu einem Verhalten führen, das aus Sicht einer praktischen Steuerung eines Energiesystems wenig plausibel wirkt.

2.3.2.3. ZUSAMMENFASSUNG VON VOR- UND NACHTEILEN DER VORGESTELLTEN TOOLS ZUR SIMULATION KOMPLEXER ENERGIESYSTEME

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass beide Simulationstools für komplexe Energiesysteme spezifische Stärken, aber auch Einschränkungen aufweisen. HOMER zeichnet sich durch eine sehr schnelle Simulation aus und ermöglicht die Auslegung hybrider Stromsysteme. Allerdings kann das Tool Wärmesysteme nur eingeschränkt abbilden und berücksichtigt Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Speichern nicht in dem Maße, in dem die maximale Nutzung der erzeugten Energie gewährleistet ist – ein Aspekt, der im Rahmen dieser Arbeit noch vertiefend untersucht wird.

Calliope verfolgt hingegen einen mathematischen Optimierungsansatz, mit dem der Netzbezug systematisch minimiert wird. Dadurch kann das Tool auch komplexe Energiesysteme mit sektorübergreifenden Komponenten abbilden. Die resultierenden Betriebsstrategien sind jedoch nicht

immer intuitiv nachvollziehbar, da sie nicht auf expliziten Steuerregeln basieren, sondern aus der Optimierung einer Zielfunktion hervorgehen.

Beide Tools verdeutlichen somit exemplarisch die Zielkonflikte zwischen Modelltiefe, Rechengeschwindigkeit und Nachvollziehbarkeit, die bei der Simulation und Bewertung regenerativer Energiesysteme auftreten.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein eigener Betriebsalgorithmus „FRESH“ (s. Kapitel 3) entwickelt, der die Vorteile beider Ansätze vereint: Er basiert auf klar nachvollziehbaren Regeln, arbeitet sehr schnell und schöpft dennoch die Potenziale zur Vermeidung von Netzbezug weitestgehend aus.

2.4. KOSTENOPTIMIERUNG VON ENERGIESYSTEMEN

Die in Kapitel 2.3 vorgestellten Simulationen von Energiesystemen eignen sich gut, um das Verhalten eines festgelegten Systems im Detail zu untersuchen. Dabei kann analysiert werden, wie sich das System im zeitlichen Verlauf verhält, wie Speicher genutzt werden, wann regenerative Erzeugung bereitsteht, wann überschüssige Energie eingespeist werden muss oder wann Energie aus dem Netz bezogen werden muss – kurzum: wie die Performance genau dieser Konfiguration ausfällt.

Wenn jedoch das Ziel nicht nur die Analyse eines bestehenden Systems ist, sondern die Frage, wie ein Energiesystem grundsätzlich aufgebaut sein sollte, um unter bestimmten Rahmenbedingungen möglichst effizient oder kostengünstig zu arbeiten, stoßen solche Einzelbetrachtungen an ihre Grenzen. Denn hierfür müssten zahlreiche Systemvarianten durchgerechnet und anschließend miteinander verglichen werden – was mit zunehmender Komplexität schnell unübersichtlich und aufwändig wird.

Um dieser Komplexität und Vielfalt an Möglichkeiten gerecht zu werden – insbesondere, wenn nicht alle Varianten explizit durchgerechnet werden können – bedarf es geeigneter Verfahren zur Optimierung, um dennoch das bestmögliche Energiesystem für definierte Zielvorgaben zu identifizieren. Diese Ansätze werden im Folgenden vorgestellt.

2.4.1. MATHEMATISCHE OPTIMIERUNGSMODELLE

Der Ansatz der mathematischen Optimierungsmodelle besteht darin, nicht nur den Betrieb eines Energiesystems zu simulieren, sondern bereits in der Modellierung Freiheitsgrade bei der Auslegung einzelner Komponenten zuzulassen – etwa bei der Größe von PV-Anlage oder Speicher. Das System berechnet dann, welche Kombination dieser Größen unter den gegebenen Randbedingungen eine bestimmte Zielgröße – wie z. B. minimale Gesamtkosten – erfüllt. Die Auslegung und Simulation erfolgen somit in einer einzigen Rechenoperation.

Durch das Offenlassen bestimmter Freiheitsgrade entsteht ein breiter Lösungsraum, innerhalb dessen das System die kostengünstigste Konfiguration ermitteln muss. Dieser zusätzliche Suchaufwand führt dazu, dass eine Optimierung in der Regel deutlich rechenintensiver ist als eine reine Simulation mit fest vorgegebenen Komponentengrößen.

Stellvertretend für eine Vielzahl mathematischer Optimierungsverfahren – wie etwa die lineare oder nichtlineare Programmierung sowie Modellierungsumgebungen wie GAMS – wird in dieser Arbeit die Software Calliope betrachtet, die auf Basis der linearen Programmierung [39] arbeitet. Komponenten, die für ein Energiesystem in Betracht kommen, können dabei modular in einer zentralen Tech-Datei definiert werden. Für jede Komponente lassen sich spezifische Wirkungsgrade, Kostenparameter und weitere Eigenschaften festlegen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden ausschließlich die Investitionskosten der Anlagenkomponenten betrachtet und optimiert. Dafür wurden Kosten pro Einheit definiert: bei Erzeugern und Umwandlungstechnologien pro Kilowatt elektrischer oder thermischer Leistung, bei Speichern pro Kilowattstunde Speicherkapazität. Im Unterschied zur reinen Simulation, bei der die Komponentengrößen als feste Vorgaben definiert werden müssen, entscheidet Calliope im Rahmen der Optimierung selbst, wie viele Einheiten – also wie viel Leistung oder Kapazität – eingesetzt werden sollen, um die Zielfunktion unter den gegebenen Randbedingungen bestmöglich zu erfüllen. Durch Erhöhung eines Parameters, der „*interest-rate*“ genannt wird, kann die Optimierung so beeinflusst werden, dass eine möglichst große Auslegung der betreffenden Komponente begünstigt wird.

Grundsätzlich bietet Calliope auch die Möglichkeit, Lebensdauern und laufzeitabhängige Kosten – etwa für Energieflüsse aus regenerativen Quellen oder Speichern oder Wartungskosten – in die Optimierung einzubeziehen. In dieser Arbeit wurde jedoch darauf verzichtet, um den Fokus klar auf die Systemdimensionierung auf Basis einmaliger Investitionskosten zu legen. Eine Berücksichtigung von Lebensdauern würde erfordern, für alle Technologien konsistente Angaben zu hinterlegen und zusätzlich Ersatzinvestitionen zu definieren.

Kosten für Energieflüsse wurden lediglich für das Stromnetz berücksichtigt. Um den Netzbezug möglichst zu vermeiden, wurden dafür sehr hohe Kosten von 1 Mio. € pro kWh angesetzt. Die Netzeinspeisung wurde mit 0 € pro kWh bewertet. Diese Annahme führt zwar – wie in Kapitel 2.3.2.2 erläutert – zu einem nicht realistischen Betriebsverhalten, da Calliope Einspeisung auch dann vermeidet, wenn dies mit zusätzlichen Verlusten verbunden ist. Sie verhindert jedoch zuverlässig, dass das System überdimensioniert wird, um durch Einspeisung wirtschaftliche Vorteile zu erzielen.

Das grundlegende Ziel, den Netzbezug zu vermeiden, wird durch diese Kostenstruktur zuverlässig erfüllt. Aus den definierten Eingaben generiert Calliope eine Kostenfunktion, die als Zielfunktion für die anschließende Optimierung dient. Die Kostenfunktion unter den zuvor beschriebenen Bedingungen für ein System, das nur den Strombedarf deckt, könnte beispielsweise wie folgt aussehen:

$$G = c_{\hat{P}_I} \cdot \hat{P}_I + c_{\hat{P}_J} \cdot \hat{P}_J + c_{\hat{B}} \cdot \hat{B} + c_{\hat{H}} \cdot \hat{H} + c_{\hat{P}_{H,l}} \cdot \hat{P}_{H,l} + c_{\hat{P}_{H,e}} \cdot \hat{P}_{H,e} + C_{N^+} \cdot \sum_{k=0}^E (N^+(k)) + C_{N^-} \cdot \sum_{k=0}^E (N^-(k))$$

Mit:

- G : Gesamtkosten des Energiesystems in €
- $c_{\hat{P},I}$: Kosten der PV-Anlage in €/kWp
- $\hat{P}_I$: Installierte Leistung der PV-Anlage in kWp
- $c_{\hat{P},J}$: Kosten der Windkraftanlage in €/kWp
- $\hat{P}_J$: Installierte Leistung der Windkraftanlage in kWp
- $c_{\hat{B}}$: Kosten des Batteriespeichers in €/kWh
- $\hat{B}$: Speicherkapazität des Batteriespeichers in kWh
- $c_{\hat{H}}$: Kosten des H₂-Speichers in €/kWh
- $\hat{H}$: Speicherkapazität des H₂-Speichers in kWh
- $c_{\hat{P},H,I}$: Kosten des Elektrolyseurs in €/kW_{elektrisch}
- $\hat{P}_{H,I}$: Elektrische Maximalleistung des Elektrolyseurs in kW_{elektrisch}
- $c_{\hat{P},H,e}$: Kosten des BHKW in €/kW_{elektrisch}
- $\hat{P}_{H,e}$: Elektrische Maximalleistung des BHKW in kW_{elektrisch}
- C_{N+} : Kosten des Netzbezuges in €/kWh (hier 1 Mio. €/kWh)
- $\sum_{k=0}^E N^+(k)$: Summe der Energie über den gesamten Betrachtungszeitraum, die aus dem Netz bezogen werden muss, in kWh (hier 0 kWh)
- C_{N-} : Vergütung der Netzeinspeisung in €/kWh (hier 0 €/kWh)
- $\sum_{k=0}^E N^-(k)$: Summe der Energie über den gesamten Betrachtungszeitraum, die in das Netz eingespeist wird, in kWh (stets < 0)
- E : Letzter Zeitschritt im Betrachtungszeitraum

Die letzten beiden Produkte der Kostenfunktion sind lediglich der Vollständigkeit halber aufgeführt. Bei den hier angenommenen sehr hohen Netzbezugskosten wird keine Energie aus dem Netz bezogen, sodass der entsprechende Ausdruck entfällt und das System autark agiert. Da die Vergütung für Netzeinspeisung mit 0 €/kWh angesetzt wurde, trägt auch das letzte Produkt nicht zur Gesamtkostenfunktion bei.

Calliope löst ein großes lineares Gleichungssystem, bei dem die zuvor definierte Kostenfunktion die zentrale Zielfunktion darstellt, die minimiert werden soll. Ergänzt wird diese durch eine Vielzahl an Nebenbedingungen, die sich aus den technischen Eigenschaften der Systemkomponenten ergeben. Diese Bedingungen gelten in der Regel für jeden Zeitschritt und stellen sicher, dass das resultierende Systemverhalten physikalisch und technisch umsetzbar ist.

Beispiele für solche Nebenbedingungen in Worten formuliert sind:

- Aus einem Speicher darf zu keinem Zeitpunkt mehr Energie entnommen werden, als aktuell gespeichert ist.
- Die elektrische Maximalleistung des Elektrolyseurs darf in keinem Zeitschritt überschritten werden.
- Der Speicherinhalt darf zu keinem Zeitpunkt die maximale Speicherkapazität überschreiten.
- Es kann nur dann Energie in das Netz eingespeist werden, wenn eine entsprechende Überproduktion vorliegt.
- Die Summe aller Energieflüsse im System muss zu jedem Zeitpunkt bilanztechnisch Null ergeben – es darf also keine Energie verloren gehen oder aus dem Nichts entstehen.

Zur Lösung dieses Gleichungssystems ist ein geeigneter mathematischer Solver erforderlich, der die Berechnungen effizient durchführen kann. Calliope selbst stellt dafür keine eigene Rechenroutine bereit, sondern nutzt externe Optimierer. In der vorliegenden Arbeit wurde der Solver Gurobi [40] verwendet, da er eine hohe Rechengeschwindigkeit bietet und auch für komplexe Modelle zuverlässig arbeitet.

Ein grundlegendes Merkmal mathematischer Optimierungsmodelle ist, dass sie – abhängig von der Problemstruktur und den zugrunde liegenden Annahmen – in der Regel eine einzige Lösung liefern, die unter den durch die Kostenparameter bestimmten Bedingungen als Optimallösung berechnet und von der Software ausgegeben wird. Dies gilt auch für Calliope, das für ein definiertes Modell ein entsprechendes Gleichungssystem aufstellt und löst. Zwar werden die Zielfunktion und die erforderlichen Nebenbedingungen dabei intern automatisch aus dem Modell abgeleitet, jedoch nicht ausgegeben. Eine detaillierte Einsicht in die tatsächlich formulierten Gleichungen wäre jedoch hilfreich, um die Nachvollziehbarkeit der berechneten Ergebnisse zu erhöhen.

Wie genau die ausgewiesene Optimallösung zustande kommt, ist für den Nutzer nicht transparent. Zudem ist nicht ohne Weiteres überprüfbar, ob es sich tatsächlich um das globale Minimum der Zielfunktion handelt, oder ob alternative, gleichwertige Lösungen existieren. In der Praxis zeigt sich, dass verschiedene mathematische Optimierungstools – selbst bei identischem Ausgangsmodell – teilweise unterschiedliche Ergebnisse liefern können. Eine vergleichende Untersuchung [41] belegt dies am Beispiel eines sehr komplexen Energiesystems: Trotz identischer Datenbasis führten verschiedene lineare Optimierungswerkzeuge zu jeweils abweichenden Lösungskonfigurationen. Diese Beobachtung unterstreicht, dass auch mathematisch optimierte Ergebnisse nicht immer vollständig nachvollziehbar oder eindeutig interpretierbar sind.

Ein Ansatz, um dennoch einen besseren Einblick in den Ergebnisraum zu gewinnen, ist der sogenannte Spores-Modus von Calliope. Anstelle einer einzigen optimalen Lösung erlaubt dieser Modus die gezielte Suche nach mehreren Systemvarianten, die sich möglichst stark in ihrer technologischen Ausgestaltung unterscheiden – bei gleichzeitig nur geringen Mehrkosten im Vergleich zur Optimallösung.

Dazu wird eine Toleranzschwelle definiert (z. B. 5 % über den minimalen Systemkosten), innerhalb derer Calliope nach alternativen Systemkonfigurationen sucht, die den Kostenrahmen einhalten, aber in ihren Dimensionierungen maximal voneinander abweichen. Dies eröffnet die Möglichkeit, technologisch unterschiedliche Lösungen mit ähnlicher ökonomischer Bewertung zu vergleichen – etwa Varianten mit stärkerem Fokus auf Photovoltaik, Windkraft oder verschiedenen Speichertechnologien.

Auf diese Weise können z. B. zehn potenzielle Alternativen zur kostengünstigsten Lösung identifiziert und Entscheidungsprozesse hinsichtlich Flexibilität und Umsetzbarkeit besser unterstützt werden.

Eine Validierung, ob die von Calliope berechneten Ergebnisse, ohne Benutzung des Spores-Modus, bei bestimmten Kostenannahmen tatsächlich das globale Optimum darstellen, erfolgt in den Kapiteln 4.5.6 und 4.5.7 durch einen Vergleich mit dem eigens entwickelten Optimierungsverfahren.

2.4.2. HEURISTISCHE METHODEN

Eine weitere Möglichkeit, geeignete Lösungen für komplexe Probleme zu finden – insbesondere dann, wenn der Lösungsraum sehr groß ist und eine vollständige Durchrechnung aller Varianten nicht praktikabel erscheint –, ist der Einsatz heuristischer Verfahren.

Diese Methoden basieren nicht auf einer vollständigen mathematischen Optimierung, sondern versuchen durch gezieltes Ausprobieren, Variation und Auswahl geeigneter Systemkonfigurationen annähernd gute Lösungen zu finden. Heuristiken folgen dabei keinem exakten Lösungsweg, sondern orientieren sich an vereinfachten Entscheidungsregeln oder suchbasierten Strategien, um den Rechenaufwand gering zu halten und dennoch Ergebnisse mit akzeptabler Qualität zu liefern.

HOMER arbeitet bei der Suche nach geeigneten Lösungen mit einem heuristischen Verfahren, dessen Umsetzung als Softwarelösung an dieser Stelle beispielhaft erklärt wird.

2.4.2.1. *HEURISTISCHE METHODEN IN HOMER*

Die Optimierung in HOMER verfolgt das Ziel, unter vorgegebenen Rahmenbedingungen und technischen Möglichkeiten die kostengünstigste Systemkonfiguration zu ermitteln. Kostengünstig bedeutet dabei, dass das System die geringsten Net Present Costs (NPC) verursacht – also die Summe aller über die Lebensdauer entstehenden Kosten, einschließlich Investitionen, Betrieb, Wartung, Ersatz, Energiebezug und gegebenenfalls Einnahmen durch Einspeisung. In HOMER können all diese Kostenfaktoren den jeweiligen Komponenten zugeordnet werden. Der NPC stellt damit das zentrale Optimierungskriterium in HOMER dar und ermöglicht einen wirtschaftlichen Vergleich verschiedenster Systemvarianten auf Basis ihrer Gesamtkosten über den betrachteten Zeitraum hinweg. Die Optimierung erfolgt auf Grundlage einer umfassenden Jahressimulation aller Systemvarianten, wobei verschiedene Kombinationen von Erzeugern, Speichern und gegebenenfalls Netzanschluss durchgerechnet und miteinander verglichen werden.

Nutzer können für jede Komponente entweder einen festen Wert vorgeben oder eine Liste mit konkreten Ausbaustufen definieren, die bei der Optimierung berücksichtigt werden sollen – beispielsweise für eine PV-Anlage und die Größen 0, 2, 4, 6, 8 und 10 kWp. HOMER simuliert daraufhin alle möglichen Kombinationen dieser Ausbaustufen mit den weiteren Komponenten im System. Dieser Ansatz entspricht einer Raster-Suche, die den Lösungsraum mit einer durch die gewählten Stufen definierten Auflösung abdeckt. Je feiner das Raster gewählt wird, desto genauer wird der Lösungsraum untersucht – gleichzeitig steigt jedoch mit zunehmender Anzahl an Komponenten und Ausbaustufen der Rechenaufwand erheblich an.

Um diesen Nachteil zu kompensieren, steht für einige Komponenten der HOMER Optimizer zur Verfügung – ein heuristisches Optimierungsverfahren, das gezielt innerhalb der vorgegebenen Grenzen nach einer möglichst guten Lösung sucht. Anders als bei mathematischen Optimierungsmodellen basiert dieser Ansatz nicht auf der Lösung eines Gleichungssystems, sondern auf einem iterativen Suchalgorithmus. Der Optimizer simuliert eine Vielzahl möglicher Systemkonfigurationen, vergleicht deren Wirtschaftlichkeit anhand der Net Present Cost (NPC) und konzentriert die Suche zunehmend auf jene Bereiche des Lösungsraums, in denen sich gute Ergebnisse zeigen.

Dabei greifen verschiedene Einstellungen:

- Über die Einstellung *System Design Precision* wird festgelegt, wie ähnlich sich die besten Systemkonfigurationen im Hinblick auf ihre Auslegung sein müssen, damit HOMER die Suche beendet.
- Die *NPC Precision* bestimmt, wie eng beieinander die Kostenwerte dieser Konfigurationen liegen müssen.
- Der *Focus Factor* steuert, ob die Suche eher breit (gleichmäßig im gesamten Lösungsraum) oder gezielt in Regionen mit bereits gutem NPC erfolgt.
- Die Option „*Optimize category winners*“ erlaubt es, zusätzlich zu einem Gesamtsieger auch die besten Lösungen für unterschiedliche Systemkategorien (z. B. nur PV, nur Wind) zu ermitteln.

Am Ende der Optimierung liefert HOMER die Konfiguration mit den geringsten Gesamtkosten gemäß der zuvor definierten Kostenstruktur. Zusätzlich werden alle während des Optimierungsprozesses simulierten Systemkonfigurationen ausgegeben, sodass die Ergebnisse im Nachhinein auch nach anderen Kriterien – wie etwa Autarkiegrad (in Stunden ohne Abhängigkeit vom Netz) oder der Amortisationszeit des Systems – sortiert und bewertet werden können. Auch eine grafische Auswertung der simulierten Systeme im zweidimensionalen Raum ist möglich. Beim sogenannten *Optimization-Plot* können beispielsweise beide Achsen frei gewählt werden. Die Systeme werden als Punkte im Raum eingetragen. Beispielsweise kann man die Y-Achse mit dem Netzbezug belegen und die X-Achse mit den NPC, um herauszufinden, welche Unabhängigkeit besonders ökonomisch ist. Zusammenhänge zwischen verschiedenen Simulationen lassen sich durch Linien sichtbar machen, die Punkte mit gleichen Dimensionierungen einer Komponente verbinden.

Da es sich bei der zugrunde liegenden Methode um ein heuristisches Verfahren handelt, kann nicht garantiert werden, dass die gefundene Lösung das absolute globale Optimum darstellt. In der Praxis erreichen die Ergebnisse jedoch in der Regel eine sehr gute Annäherung an die bestmögliche Systemauslegung bei deutlich geringerem Rechenaufwand im Vergleich zur vollständigen Kombination aller Varianten.

Neben der Festlegung von Suchbereichen für einzelne Komponenten können in HOMER weitere Randbedingungen definiert werden, die bei der Optimierung berücksichtigt werden. Zu diesen zählen:

- die Zulassung mehrerer Generatoren in einem System,
- die Option, den parallelen Betrieb zweier verschiedener Windkraftanlagen zuzulassen oder zu unterbinden
- sowie die Möglichkeit, die maximale Anzahl zu simulierender Systemkonfigurationen festzulegen, um die Rechenzeit zu begrenzen oder gezielt einzuschränken.

Darüber hinaus gibt es auch strukturelle Einschränkungen des HOMER Optimizers: Es können maximal vier Komponenten gleichzeitig optimiert werden. Zudem steht er nicht für alle Komponenten zur Verfügung. So können beispielsweise der H₂-Speicher oder das BHKW nicht mit dem HOMER Optimizer optimiert, sondern nur über die Rastersuche in die Variantenberechnung einbezogen werden.

Trotz einiger Einschränkungen bietet der HOMER Optimizer ein leistungsfähiges Werkzeug, um innerhalb definierter Grenzen schnell und effizient wirtschaftlich sinnvolle Systemkonfigurationen zu identifizieren. Grundlage dafür ist die hohe Rechengeschwindigkeit, mit der HOMER auch große Variantenräume in kurzer Zeit analysieren kann – eine wesentliche Voraussetzung dafür,

dass heuristische Optimierungsverfahren in der Praxis überhaupt anwendbar sind. Die Kombination aus Simulation, heuristischer Optimierung und flexibel definierbaren Systemgrenzen macht HOMER zu einem effektiven Tool zur kostenoptimierten Auslegung hybrider Energiesysteme.

Einige bereits im Zusammenhang mit der Simulation genannte Einschränkungen wirken sich jedoch auch auf den Optimierungsprozess aus. Wie in Kapitel 2.3.2.1 gezeigt wurde, werden insbesondere im Zusammenspiel mehrerer Speichertechnologien nicht alle Potenziale ausgeschöpft. Zudem bestehen funktionale Begrenzungen bei der Modellierung thermischer Systeme, die die Aussagekraft der Ergebnisse zusätzlich einschränken können. Darüber hinaus ist zu beachten, dass es sich bei der in HOMER verwendeten Methode, zumindest teilweise, um ein heuristisches Verfahren handelt – eine Garantie, dass tatsächlich das globale Optimum gefunden wird, besteht daher nicht.

2.4.2.2. GRADIENTENVERFAHREN

Wie in Kapitel 2.3.2 am Beispiel von HOMER gezeigt wurde, kommen bei der Optimierung von Energiesystemen teilweise heuristische Verfahren zum Einsatz. Diese zeichnen sich durch iterative Suchstrategien aus, bei denen verschiedene Systemkonfigurationen schrittweise miteinander verglichen werden, ohne dass ein vollständiges mathematisches Optimierungsmodell gelöst werden muss. Um die Funktionsweise und die typischen Vor- und Nachteile solcher Verfahren besser zu verstehen, wird im Folgenden ein einfaches, nachvollziehbares Beispiel für eine heuristische Methode vorgestellt: das Gradientenverfahren.

Das Grundprinzip des Gradientenverfahrens [42] besteht darin, ausgehend von einer gegebenen Ausgangskonfiguration durch gezielte Änderungen einzelner Systemparameter in Richtung einer besseren Lösung zu gelangen. Was in diesem Zusammenhang als „besser“ gilt, richtet sich nach einer definierten Zielgröße, die entweder minimiert oder maximiert werden soll – beispielsweise der verbleibende Netzbezug oder die Gesamtkosten des Systems. In jeder Iteration wird untersucht, ob sich durch eine Änderung eines Parameters eine Verbesserung dieser Zielgröße erzielen lässt.

Grundsätzlich kann das Verfahren mit jeder Simulationsumgebung durchgeführt werden, die in der Lage ist, unterschiedliche Systemkonfigurationen zu bewerten. Für eine praxisnahe Anwendung ist es jedoch hilfreich, wenn die Simulationssoftware hohe Rechengeschwindigkeit bietet und idealerweise mehrere Varianten parallel auswerten kann – insbesondere dann, wenn in einem Schritt verschiedene Abwandlungen eines Basissystems berechnet werden müssen.

Die im weiteren Verlauf dieses Kapitels dargestellten Anwendungen des Gradientenverfahrens wurden mit dem eigenen Betriebsalgorithmus FRESH durchgeführt, der in Kapitel 3.2.1 vorgestellt wird. Dieser ist aufgrund seiner regelbasierten Struktur und der Möglichkeit zur Parallelisierung besonders gut geeignet, um die Logik und Wirksamkeit heuristischer Optimierungsmethoden anschaulich zu demonstrieren. Für jede Systemvariante wird dabei eine Simulation über fünf Jahre in Stundenauflösung durchgeführt. Mehrere solcher fünfjährigen Simulationen können mit FRESH parallel ausgeführt werden – eine Voraussetzung, die insbesondere bei der iterativen Untersuchung vieler Varianten im Rahmen des Gradientenverfahrens erhebliche Vorteile bietet.

Im Rahmen der folgenden Betrachtungen wird die Anwendung des Gradientenverfahrens auf vereinfachte Energiesysteme beschränkt, die ausschließlich der Deckung des Strombedarfs dienen. Die untersuchten Systeme bestehen aus einer PV-Anlage, einer Windkraftanlage, einem Batteriespeicher, einem H₂-Speicher, einem Elektrolyseur und einem BHKW. Komponenten zur Wärmeerzeugung und -speicherung werden an dieser Stelle noch nicht berücksichtigt.

Die Optimierung erfolgt dabei in Richtung einer möglichst hohen Unabhängigkeit vom Stromnetz. Als zentrale Zielgröße dient der sogenannte Autarkiegrad, der angibt, welcher Anteil des Strombedarfs aus dem eigenen System gedeckt werden kann. Je höher der Autarkiegrad, desto geringer ist der Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz. Durch die zur Simulation verwendete Software, die in Kapitel 3.2.1 näher beschrieben wird, wird sichergestellt, dass Füllstände der Speicher zu Beginn und Ende des Beobachtungszeitraumes gleich sind. Daher kann die aus Kapitel 2.1.2 bekannte Autarkieformel noch weiter vereinfacht werden. Die Autarkie A wird hier wie folgt definiert:

$$A = 1 - \frac{\sum_{k=0}^E N^+(k)}{\sum_{k=0}^E V(k)}$$

Mit:

- 0: Erster Zeitschritt des beobachteten Zeitraums
- E : Letzter Zeitschritt des beobachteten Zeitraums
- $\sum_{k=0}^E N^+(k)$: Gesamte bezogene elektrische Energie aus dem öffentlichen Netz
- $\sum_{k=0}^E V(k)$: Gesamter Stromverbrauch

Ein Autarkiegrad von 1 (bzw. 100 %) bedeutet vollständige Unabhängigkeit vom Netz, während ein Wert von 0 einer vollständigen Abhängigkeit entspricht. Ziel der Anwendung des Gradientenverfahrens ist es, durch gezielte Variation der Systemkonfigurationen den Netzbezug zu reduzieren und damit den Autarkiegrad zu maximieren.

Dabei muss nicht zwangsläufig eine vollständige Autarkie von 100 % angestrebt werden. Auch eine teilweise Autarkie, etwa von 90 %, kann aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen sinnvoll sein.

Im Rahmen der Anwendung des Gradientenverfahrens werden folgende Systemgrößen schrittweise variiert, um die Auswirkungen auf den Autarkiegrad zu analysieren:

- die installierte Leistung der PV-Anlage,
- die installierte Leistung der Windkraftanlage,
- die Speicherkapazität des Batteriespeichers,
- die Speicherkapazität des H_2 -Speichers
- sowie die elektrische Leistung des Elektrolyseurs.

Das Blockheizkraftwerk (BHKW), das für die Rückverstromung des im H_2 -Speicher gespeicherten Wasserstoffs zuständig ist, wird hingegen nicht variiert, sondern in allen Systemkonfigurationen mit einer konstanten elektrischen Leistung von 1 kW angenommen. Diese Dimensionierung stellt sicher, dass das BHKW in jeder untersuchten Systemvariante jederzeit die vollständige elektrische Last übernehmen könnte, auch in Situationen mit hohen Lastspitzen. Auf diese Weise bleiben die Optimierungsmöglichkeiten der übrigen Komponenten unabhängig von der Leistungsfähigkeit des BHKW.

Allgemeine Vorgehensweise

Zu Beginn des Verfahrens wird eine Anfangsschrittweite definiert, z. B. 500 €, die in jeder Iteration verwendet wird, um eine einzelne Systemkomponente zu vergrößern. Ausgangspunkt ist ein Basissystem, bei dem die installierte Leistung der PV-Anlage, der Windkraftanlage sowie die Kapazität des Batteriespeichers auf null gesetzt sind. Die Anfangswerte für den H_2 -Speicher und den Elektrolyseur dürfen hingegen nicht null sein, da eine Vergrößerung des einen ohne den anderen

keine Wirkung auf die Systemleistung hätte. Sie haben zu Beginn eine Ausbaustufe die mit jeweils 10 % der Investitionsbudgets erreicht wird.

In jeder Runde entstehen auf Basis des aktuellen Systems fünf neue Varianten: In jeder Variante wird genau eine Komponente um den Betrag der aktuell gültigen Schrittweite vergrößert. Die Variante, die den größten Zuwachs beim Autarkiegrad erzielt, wird als Ausgangspunkt für die nächste Runde übernommen. So entsteht eine gerichtete Suche im Lösungsraum, die schrittweise zu Systemen mit höherem Autarkiegrad führt.

Damit das Verfahren unterschiedliche Komponenten vergleichbar bewerten kann, wird das festgelegte Budget in komponentenspezifische Leistungs- oder Kapazitätsschritte umgerechnet. Dazu wird das Investitionsbudget durch die spezifischen Investitionskosten der jeweiligen Komponente geteilt. Eine Vergrößerung um 500 € bedeutet somit:

- bei einer PV-Anlage mit 750 €/kW → + 0,67 kW,
- bei einer Windkraftanlage mit 1.400 €/kW → + 0,36 kW,
- bei einem Batteriespeicher mit 300 €/kWh → + 1,67 kWh,
- bei einem H₂-Speicher mit 12,69 €/kWh → + 39,4 kWh,
- bei einem Elektrolyseur mit 1.290,6 €/kW → + 0,39 kW.

Die richtige Wahl der Anfangsschrittweite ist entscheidend: Ist sie zu groß, besteht die Gefahr, dass Systemkomponenten überdimensioniert werden und eine feinere Abstimmung im oberen Autarkiebereich nicht mehr möglich ist. Ist sie zu klein, verlängert sich die Optimierung unnötig. Deshalb wird die Schrittweite im Verlauf des Verfahrens angepasst, wie in den folgenden Abschnitten dargestellt.

Fall 1: Ziel ist 100 % Autarkie

Wenn das Ziel eine vollständige Unabhängigkeit vom Stromnetz ist, wird das Verfahren solange fortgeführt, bis ein Autarkiegrad von exakt 100 % erreicht wird. Da dieses Ziel nicht überschritten werden kann, ist eine automatische Anpassung der Schrittweite nur über Zwischenziele möglich.

In diesem Fall werden zwei Zwischenziele definiert:

- 75 % Autarkie,
- 99,75 % Autarkie.

Beim Erreichen dieser Schwellen wird die aktuelle Schrittweite jeweils um den Faktor 1/16 reduziert. Bei einer Anfangsschrittweite von 500 € ergibt sich damit eine letzte Schrittweite von etwa 2 €. In diesem Bereich ist eine feinaufgelöste Suche nach dem optimalen System möglich.

Es kann dabei vorkommen, dass in der letzten Iteration mehrere Varianten mit leicht unterschiedlichen Komponentengrößen die 100 %-Marke erreichen. Da diese Unterschiede in der Regel nur wenige Euro ausmachen, wird auf eine weitere Reduktion der Schrittweite verzichtet. Sollte jedoch eine eindeutige Auswahl des besten Systems erforderlich sein, könnte durch eine nochmalige Verkleinerung der Schrittweite nachjustiert werden.

Wird nach Erreichen des letzten Zwischenziels jede Komponente des Systems nochmal erweitert, so ist davon auszugehen, dass in der gefundenen Lösung die jeweiligen Teilsysteme jeweils maximal 2 € zu groß dimensioniert sind.

Das beschriebene Vorgehen wird in Abb. 2.9 und Abb. 2.10 veranschaulicht. Die Darstellungen zeigen das Gradientenverfahren bei der schrittweisen Suche nach einem Energiesystem mit einem Autarkiegrad von 100 %. Die x-Achse bildet die Systemkosten in Tausend Euro, die y-Achse den

jeweils erreichten Autarkiegrad in Prozent ab. Jeder Punkt steht für eine simulierte Systemvariante.

Die Farbgebung gibt Aufschluss über das Verhältnis zwischen installierter PV- und Windkraftleistung:

- Blau: Windkraftleistung ist größer als PV-Leistung
- Rot: PV-Leistung ist größer als Windkraftleistung
- Schwarz: beide Leistungen sind gleich groß

Die Größe der Punkte zeigt zusätzlich an, wie stark das Verhältnis in eine der beiden Richtungen tendiert – je größer der Punkt, desto größer ist der Unterschied zwischen PV- und Windanteil.

Abb. 2.9 zeigt den Gesamtverlauf der Suche bis zum Erreichen von 100 % Autarkie. Die Zwischenziele bei 75 % und 99,75 % sind durch gestrichelte Linien markiert. Es ist gut zu erkennen, wie die Punktdichte nach Erreichen dieser Schwellen zunimmt, was auf die Verkleinerung der Schrittweite hindeutet.

Abb. 2.10 zeigt einen vergrößerten Ausschnitt rund um das erste Zwischenziel bei 75 % Autarkie. Der abrupte Wechsel von größeren zu feineren Abständen zwischen den Punkten verdeutlicht den Moment, in dem die Schrittweite gemäß Verfahrenslogik reduziert wurde. Das gleiche Prinzip wird später beim zweiten Zwischenziel erneut angewendet. Die Abbildung dient somit als Beispiel für das gezielte Anpassen der Schrittweite zur Optimierung im kritischen Zielbereich.

In einigen Kostenschritten sind nicht alle fünf Varianten einer Iteration direkt zu erkennen. Dies liegt daran, dass mehrere Systemvarianten exakt gleiche Werte für Kosten und Autarkie aufweisen und somit grafisch aufeinanderliegen. Besonders im unteren Autarkiebereich tritt dies auf, wenn beispielsweise die Erweiterung von Speicherkomponenten wie Batterie, H₂-Speicher oder Elektrolyseur noch keinen Autarkiegewinn bewirkt, aber die Systemkosten erhöht. In solchen Fällen entstehen drei überlagerte Punkte, da die jeweiligen Varianten im Kosten-Autarkie-Raum identisch erscheinen.

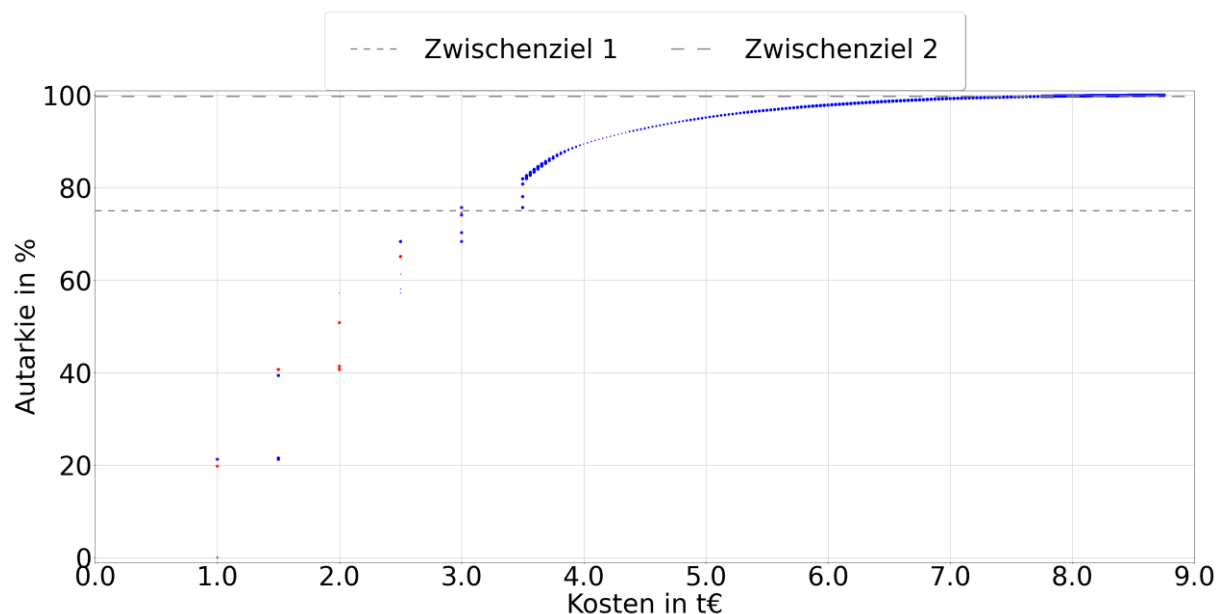


Abb. 2.9. Gradientenverfahren mit 100 % Autarkieziel

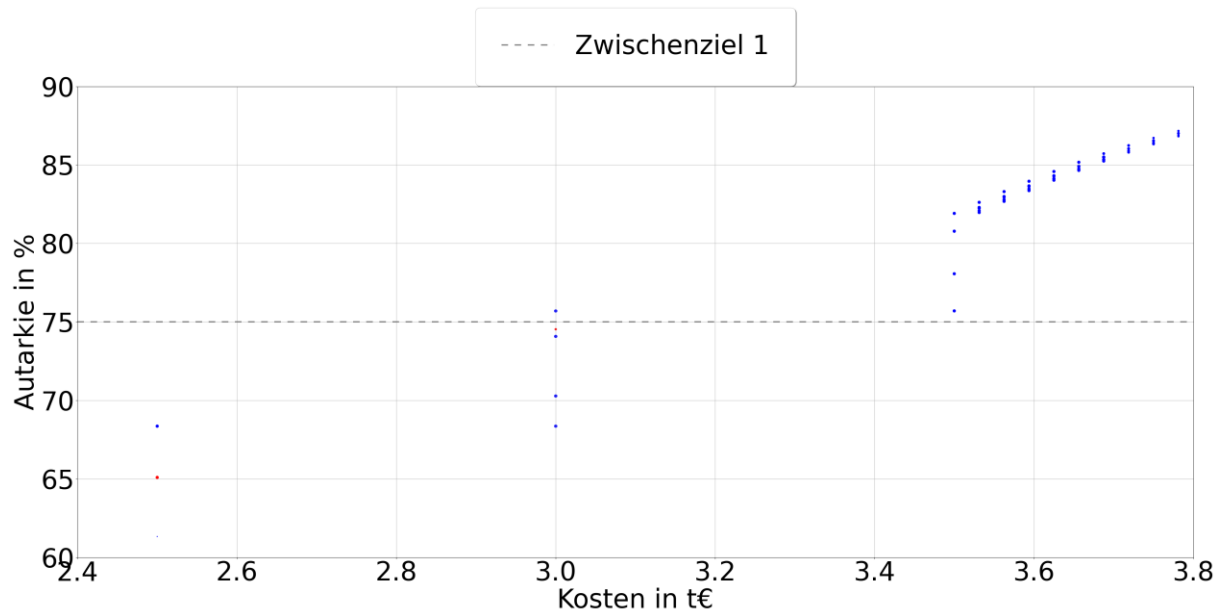


Abb. 2.10. Gradientenverfahren mit 100 % Autarkieziel, Ausschnitt Bereich Zwischenziel 1

Fall 2: Ziel ist < 100 % Autarkie

Wenn das Ziel ein Autarkiegrad unterhalb von 100 % ist – z. B. 90 % –, wird mit einer geringeren Anfangsschrittweite von 50 € gestartet. Hier wird zur feineren Auflösung nur noch ein Zwischenziel definiert:

- 75 % Autarkie

Beim Erreichen dieses Zwischenziels wird die Schrittweite wie im vorherigen Fall um den Faktor 1/16 reduziert, also auf ca. 3 €.

Der Grund für die niedrigere Anfangsschrittweite liegt darin, dass bei niedrigeren Autarkiezielen – beispielsweise 90 % – der Zielbereich bereits näher am Startpunkt liegt. Dabei ist zu beachten, dass „nur 10 % unterhalb von 100 % Autarkie“ nicht gleichbedeutend mit einem nur 10 % kleineren Energiesystem ist. Im Gegenteil: Gerade die letzten Prozentpunkte bis zur vollständigen Autarkie sind in der Regel überproportional teurer, da sie zusätzliche Erzeugungs- und Speicherkomponenten erfordern, die oft nur wenige Stunden pro Jahr genutzt werden.

Wird das finale Autarkieziel überschritten, erfolgt eine Halbierung der Schrittweite, also auf ca. 1,5 €. Auf Basis dieser reduzierten Schrittweite werden neue Varianten erzeugt, um eine feinere Annäherung an das Ziel zu ermöglichen. Jedes weitere Überschreiten des Autarkieziels führt erneut zu einer Halbierung der Schrittweite.

Die fortlaufende Reduktion der Schrittweite ermöglicht eine immer feinere Auflösung im Zielbereich und verhindert, dass große Schritte zu suboptimalen Lösungen führen. Gleichzeitig bleibt der Rechenaufwand effizient, da die Schrittweite nur dann verkleinert wird, wenn dies aufgrund einer Zielüberschreitung auch tatsächlich erforderlich ist.

Da das Ziel in diesem Fall nicht exakt erreicht werden muss (wie bei 100 % Autarkie), sondern überschritten werden kann, ist es notwendig, ein Abbruchkriterium festzulegen, das bestimmt, wann die Suche beendet wird. In der hier gewählten Umsetzung ist dieses Kriterium an die aktuelle Schrittweite gekoppelt: Der Algorithmus wird beendet, sobald das Autarkieziel erreicht wurde und die Schrittweite kleiner als 1 € ist. So wird sichergestellt, dass keine weiteren Simulationen durchgeführt werden, die nur noch marginale Veränderungen am Ergebnis bringen –

gleichzeitig wird aber vermieden, dass das Verfahren zu früh stoppt, wenn noch größere Einsparpotenziale bestehen.

Das Ergebnis der Optimierung kann im Idealfall mit einer maximalen theoretischen Abweichung von etwa 1,5 € pro Komponente vom Kostenoptimum angenommen werden. Hintergrund ist, dass die Schrittweite nach Erreichen des Zwischenziels zunächst auf 3 € reduziert wird (1/16 der Anfangsschrittweite von 50 €). Sobald im weiteren Verlauf das Autarkieziel überschritten wird, erfolgt eine weitere Halbierung der Schrittweite auf ca. 1,5 €. In dieser Größenordnung werden dann weitere Varianten gebildet. Wird in dieser Phase jede Komponente mindestens einmal angepasst, kann davon ausgegangen werden, dass die ermittelte Lösung für jede Komponentengröße maximal 1,5 € über dem tatsächlichen Kostenminimum liegt.

Ein solches Vorgehen, das – wie in Fall 2 beschrieben – nicht ausschließlich nach vollständig autarken Systemen sucht, ist insbesondere von großer Bedeutung für die Kostenoptimierung von Energiesystemen. Auf diese Weise lässt sich eine Effizienzgrenze bestimmen, die aufzeigt, mit welchem Investitionsaufwand welcher Autarkiegrad erreichbar ist – ein Zusammenhang, der in Kapitel 4.5.3 von zentraler Relevanz sein wird.

Grenzen des Verfahrens

Ein wesentlicher Nachteil des Gradientenverfahrens liegt darin, dass es sich um eine gerichtete Suche ohne Rücksprungmöglichkeit handelt. Bereits vergrößerte Komponenten bleiben in ihrer Dimensionierung bestehen – eine spätere Verkleinerung ist nicht vorgesehen. Dadurch besteht die Gefahr, dass der Algorithmus in einem lokalen Kostenminimum steckenbleibt, ohne das globale Optimum zu erreichen.

Ein Beispiel: In frühen Phasen der Optimierung liefern Vergrößerungen von PV- oder Windkraftanlage den größten Autarkiegewinn, da Speicher zu diesem Zeitpunkt noch kaum benötigt werden. Sobald im Verlauf der Suche Überdeckungen auftreten, gewinnt der Batteriespeicher an Bedeutung – insbesondere durch seine hohe Effizienz und die relativ geringen Kosten pro gespeicherte Kilowattstunde. In höheren Autarkiebereichen hingegen werden H₂-Speicher, Elektrolyseur, BHKW und auch die Windkraftanlage zunehmend relevanter. Da das Verfahren jedoch nur schrittweise in eine Richtung voranschreitet, kann es passieren, dass die anfangs bevorzugten Komponenten im endgültigen System überdimensioniert sind, während andere – später wichtigere – Komponenten unterdimensioniert bleiben.

Im bisherigen Kapitelverlauf wurde häufig von „optimalen“ Lösungen gesprochen. Dieser Begriff ist jedoch im Sinne eines globalen Optimums streng genommen nicht korrekt. Das Verfahren kann lediglich eine lokale Optimallösung im durchsuchten Bereich finden – abhängig vom gewählten Startpunkt und der Schrittweite.

Um die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen, tatsächlich ein globales Kostenoptimum zu finden, muss das Verfahren erweitert werden. Eine mögliche Maßnahme besteht darin, den Algorithmus mehrfach mit unterschiedlichen Startpunkten auszuführen. Besonders vielversprechend kann es sein, die Optimierung nicht mit einem vollständig leeren System zu beginnen, sondern mit einem leistungsstarken, bereits näherungsweise autarken Ausgangssystem, das gezielt in seiner Dimensionierung variiert wird. Die Auswirkungen dieses Ansatzes werden im folgenden Kapitel untersucht.

Untersuchung des Gradientenverfahrens bei unterschiedlichen Startsystemen

Um die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen, tatsächlich ein globales Kostenoptimum zu finden, muss das Verfahren erweitert werden. Eine mögliche Maßnahme besteht darin, den Algorithmus mehrfach mit unterschiedlichen Startpunkten auszuführen. Die Auswirkungen dieses Ansatzes werden im Folgenden untersucht.

Im weiteren Verlauf wird ausschließlich nach den kostengünstigsten Energiesystemen mit einem Autarkieziel von 100 % gesucht. Der Fokus liegt dabei auf der Frage, ob die Wahl des Startsystems einen entscheidenden Einfluss darauf hat, ob eine globale oder lediglich eine lokale Optimallösung gefunden werden kann.

Für alle Berechnungen wird eine Anfangsschrittweite von 50 € verwendet. Diese wurde bewusst so gewählt, da durch die Wahl eines Startsystems bereits ein bestimmter Lösungsbereich im Parameterraum vorgegeben ist, in dem nach einer optimalen Lösung gesucht wird. Eine zu große Schrittweite zu Beginn könnte dazu führen, dass man diesen Bereich ungewollt verlässt und dadurch eine eigentlich vorteilhafte Konfiguration nicht weiterverfolgt. Um im oberen Bereich des Autarkiegrads eine präzisere Annäherung an das Kostenminimum zu ermöglichen, wird die Schrittweite beim Erreichen des definierten Zwischenziels bei 99,75 % Autarkie einmalig auf etwa 3 € reduziert.

Wird nach Erreichen dieses Zwischenziels jede Komponente des Systems nochmals erweitert, so ist davon auszugehen, dass die jeweils ermittelte Teilsystemgröße höchstens 3 € über dem lokalen Kostenminimum liegt, das mit dem gewählten Startsystem erreichbar ist. Dabei ist zu beachten, dass es sich – wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten erläutert – nicht zwangsläufig um das globale Kostenoptimum handeln muss, sondern um ein lokales Minimum innerhalb des durch den Startpunkt definierten Lösungsraums.

Die in Tab. 2.1 dargestellten Ergebnisse wurden mit dem Gradientenverfahren ermittelt. Alle Varianten beziehen sich auf Systeme mit einem Druckgasspeicher für Wasserstoff als Langzeitspeichertechnologie (Dg). Die dabei verwendeten Wirkungsgrade – sowohl für die H₂-Komponenten als auch für den Batteriespeicher – entsprechen den in Kapitel 2.2.6 dokumentierten Annahmen.

Dg1 stellt ein Ergebnis dar, das ohne die Vorgabe eines Startsystems berechnet wurde. Das Verfahren beginnt hier mit einem minimal ausgestatteten System. Aus diesem Grund sind die Felder zur Beschreibung des Startsystems null, mit Ausnahme des H₂-Speichers und des Elektrolyseurs, die – wie in Abschnitt „Allgemeine Vorgehensweise“ erläutert – bereits zu Beginn mit 10 % der Anfangsschrittweite dimensioniert sind.

Die Optimierungsergebnisse der Varianten Dg2 bis Dg16 basieren auf unterschiedlich gewählten Startsystemen, die jeweils vorab definiert wurden. Bei der Wahl dieser Startsysteme wurde darauf geachtet, dass deren Gesamtkosten mindestens 1.000 € unterhalb des finalen Ergebnisses von Dg1 liegen. Nur so besteht überhaupt die Möglichkeit, durch das Gradientenverfahren ein kostengünstigeres Ergebnis zu erzielen als in der Variante ohne Startpunkt. Gleichzeitig wurde vermieden, die Startsysteme zu klein zu dimensionieren, da dies andernfalls dazu führen könnte, dass der Algorithmus erneut in dasselbe lokale Minimum wie in Dg1 gelangt. Ziel ist es vielmehr, in einem gezielt gewählten Lösungsbereich, der durch das jeweilige Startsystem definiert ist, ein möglichst günstiges Optimum zu identifizieren.

Im Hinblick auf die Erzeugungsanlagen wurden verschiedene Kombinationen ausprobiert, wobei bei den meisten Startsystemen die Windkraftanlage eine größere installierte Leistung aufwies als

die PV-Anlage. Diese Wahl erfolgte bewusst, da – wie im Abschnitt „Grenzen des Verfahrens“ erläutert – vermutet wird, dass winddominierte Systeme insbesondere in höheren Autarkiebereichen vorteilhafter sein könnten.

Bei den Speicherkomponenten wurde ebenfalls eine große Bandbreite abgedeckt. Es wurden Startsysteme mit kleinen, großen und gar keinen Batteriespeichern sowie mit unterschiedlich dimensionierten H₂-Speichern und Elektrolyseuren untersucht. Ziel war es, die Grenzen auszuloten, ab wann eine Komponente in der Optimierung tatsächlich weiter vergrößert wird – ein Hinweis darauf, ob sie im Startsystem zu groß gewählt wurde.

Die Varianten Dg6 bis Dg10 zeigen beispielsweise, dass ein Startwert von 1 kWh Batteriespeicherkapazität bereits zu groß gewählt war: In keinem dieser Fälle wurde der Batteriespeicher im Verlauf der Optimierung weiter vergrößert. Ein ähnliches Verhalten ist bei der PV-Anlage zu beobachten: Obwohl der optimierte Wert am Ende von Dg1 bei über 1 kW lag, wurde in den Varianten Dg6, Dg7 und Dg8, in denen die PV-Leistung bereits im Startsystem auf 1 kW festgelegt wurde, diese nicht mehr erweitert. Dies ist auf die Windkraftanlage in den Startsystemen zurückzuführen, die eine PV-Anlagengrößen von über 1 kW überflüssig macht.

Für den Elektrolyseur zeigt sich, dass dieser in allen Optimierungsläufen auf einen Wert von über 0,3 kW kam. Nur bei Startwerten von 0,35 kW oder höher – wie in Dg12, Dg13, Dg14 und Dg15 – erfolgte keine weitere Vergrößerung. Beim H₂-Speicher war hingegen in allen Varianten festzustellen, dass er am Ende stets größer als 180 kWh dimensioniert wurde.

Das beste Ergebnis unter den Varianten Dg1 bis Dg15 wurde mit Dg9 erzielt. Ausgehend von den zuvor gewonnenen Erkenntnissen ist jedoch davon auszugehen, dass der Batteriespeicher im Startsystem von Dg9 bereits zu groß gewählt wurde. Er wurde während der gesamten Optimierung auch nicht mehr vergrößert. Im Gegensatz dazu erscheint beim H₂-Speicher in Dg9 noch Luft nach oben zu sein, sodass ein größerer Startwert vorteilhaft sein könnte.

Diese Überlegungen flossen direkt in die Definition des Startsystems für Dg16 ein. Hier wurde der Batteriespeicher im Startsystem auf 0,5 kWh reduziert, während der H₂-Speicher gezielt größer gewählt wurde. Tatsächlich wurde mit Dg16 das insgesamt beste Optimierungsergebnis erzielt – auch wenn der Batteriewert aus dem Startsystem nicht mehr verändert wurde.

Im Vergleich zur Optimierung ohne spezifischen Startpunkt (Dg1) konnten durch die gezielte Wahl eines geeigneten Startsystems in Dg16, das auf den Erkenntnissen aus Dg9 basierte, insgesamt nahezu 600 € an Investitionskosten eingespart werden.

Die in Tab. 2.1 zusammengefassten Ergebnisse geben einen vollständigen Überblick über die jeweils verwendeten Startsysteme, die daraus resultierenden optimierten Komponentengrößen sowie die zugehörigen Systemkosten aller Varianten Dg1 bis Dg16.

Startpunkt	Einheit	Dg1	Dg2	Dg3	Dg4	Dg5	Dg6	Dg7	Dg8	Dg9	Dg10	Dg11	Dg12	Dg13	Dg14	Dg15	Dg16
PV-Anlage	kW	0	0,5	0,5	0	0	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Windkraftanlage	kW	0	0	0	2,5	2,5	3	2,5	2,5	3	3	3	2,5	2,5	2,5	2,5	3
Battspeicher	kWh	0	0,5	0	0,5	0	1	1	1	1	1	0	3	3	2	2	0,5
H ₂ -Speicher	kWh	3,9401	50	150	50	150	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	180
Elektrolyseur	kW	0,038742	0,1	0,25	0,1	0,25	0,15	0,35	0,3	0,3	0,25	0,5	0,4	0,35	0,5	0,45	0,3
Dimensionierungsergebnis																	
PV-Anlage	kW	1,375	1,2333	1,3	0,93333	0,8	1	1	1	0,56667	0,56667	0,63333	0,63333	0,63333	0,7	0,7	0,5
Windkraftanlage	kW	2,8348	2,8728	2,7433	2,9107	2,8393	3	2,9196	2,8705	3,0201	3,0379	3,0134	2,7991	2,7254	2,8661	2,8438	3,0022
Battspeicher	kWh	1,6667	1,6667	1,6667	1,1667	0,96875	1	1	1	1	1	0,84375	3	2	2	2	0,66667
H ₂ -Speicher	kWh	183,86	188,89	197,04	190,37	199,25	185,45	190,87	194,07	188,65	188,65	191,12	186,68	193,09	187,91	189,88	196,01
Elektrolyseur	kW	0,40194	0,40993	0,40497	0,44867	0,44371	0,42361	0,42748	0,41623	0,41864	0,40981	0,5	0,4	0,35	0,5	0,45	0,37748
BHKW	kW	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Einzelkosten																	
PV-Anlage	€	1.031,25	925	975	700	600	750	750	750	425	425	475	475	475	525	525	375
Windkraftanlage	€	3.968,75	4.021,87	3.840,62	4.075	3.975	4.200	4.087,5	4.018,75	4.228,12	4.253,12	4.218,75	3.918,75	3.815,62	4.012,5	3.981,25	4.203,12
Battspeicher	€	500	350	350	350	290,63	300	300	300	300	300	253,13	900	900	600	600	200
H ₂ -Speicher	€	2.333,2	2.397	2.500,37	2.415,75	2.528,5	2.353,37	2.422,12	2.462,75	2.406,50	2.394	2.425,25	2.369	2.450,25	2.384,62	2.409,62	2.487,32
Elektrolyseur	€	5.18,75	529,06	522,65	579,06	572,65	546,72	551,71	537,18	540,31	528,9	645,3	516,24	451,71	645,3	580,77	487,18
BHKW	€	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Summe	€	8.751,95	8.622,93	8.588,65	8.519,81	8.366,7	8.550,09	8.511,33	8.468,68	8.299,9	8.301,02	8.417,42	8.578,99	8.492,58	8.567,42	8.496,64	8.152,63

Tab. 2.1. Ergebnisse Optimierung Gradientenverfahren bei unterschiedlichem Startpunkt

Verifikation des Kostenoptimums mit Calliope

Die finale Bewertung des mit dem Gradientenverfahren gefundenen Kostenoptimums erfolgt durch einen Vergleich mit der Software Calliope, die bereits in Kapitel 2.4.1 ausführlich beschrieben wurde. Calliope verwendet ein mathematisches Optimierungsmodell auf Basis linearer Programmierung, um unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen eine kostenminimale Systemkonfiguration zu ermitteln.

Ob das mit Calliope berechnete Ergebnis tatsächlich das globale Kostenoptimum darstellt, wird im weiteren Verlauf durch einen Vergleich mit dem eigenen Optimierungsverfahren in den Kapiteln 4.5.6 und 4.5.7 untersucht. Im Rahmen dieses Kapitels dient das mit Calliope ermittelte Ergebnis zunächst als Referenz, um die Leistungsfähigkeit des Gradientenverfahrens einordnen zu können.

Unter der im Abschnitt „Allgemeine Vorgehensweise“ verwendeten Kostenstruktur findet Calliope die in Tab. 2.2 dargestellte Systemkonfiguration:

Dimensionierungsergebnis	Einheit	Ergebnis Calliope	Ergebnis Dg 16
PV-Anlage	kW	0,51432	0,5
Windkraftanlage	kW	3,0446	3,0022
Batteriespeicher	kWh	0,51987	0,66667
H ₂ -Speicher	kWh	195,28	196,01
Elektrolyseur	kW	0,34835	0,37748
BHKW	kW	1	1
Einzelkosten			
PV-Anlage	€	385,74	375
Windkraftanlage	€	4.262,38	4.203,12
Batteriespeicher	€	155,96	200
H ₂ -Speicher	€	2.478,15	2.487,32
Elektrolyseur	€	449,58	487,18
BHKW	€	400	400
Summe	€	8.131,81	8.152,63

Tab. 2.2. Optimierungsergebnis Calliope zur Verifikation Gradientenverfahren (Dg 16)

Das mit Calliope ermittelte Kostenoptimum liegt nochmals rund 21 € unter dem besten Optimierungsergebnis (Dg16), das mit dem Gradientenverfahren erzielt wurde. Bei Gesamtsystemkosten von über 8.000 € fällt dieser Unterschied nicht ins Gewicht. Ein Vergleich der einzelnen Anlagenkomponenten zeigt zudem, dass mit dem Gradientenverfahren ein nahezu identisches System gefunden wurde. Dies bestätigt, dass auch mit einem einfachen, regelbasierten Verfahren wie dem hier eingesetzten Gradientenverfahren Ergebnisse erzielt werden können, die nahe am globalen Optimum liegen – vorausgesetzt, der Suchraum ist sinnvoll gewählt.

Fazit zum Gradientenverfahren

Optimierungsverfahren wie das Gradientenverfahren, die gezielt bestimmte Suchräume durch Variation von Anlagenkomponenten untersuchen, sind grundsätzlich dazu geeignet, Energiesysteme hinsichtlich ihrer Kosten zu optimieren.

Auch wenn das Verfahren nicht zwangsläufig das globale Optimum findet, ermöglicht es durch die Vordefinition eines Suchbereichs über das Startsystem die gezielte Auffindung lokaler Kostenminima. Dadurch lassen sich unterschiedliche Systemvarianten erzeugen, die trotz ähnlicher Zielerfüllung in ihrer technologischen Ausprägung deutlich variieren können. So kann beispielsweise die Erzeugung in Richtung eines hohen PV-Anteils, minimierter Speicherdimensionen, kleiner Langzeitspeicher bei großem Kurzzeitspeicher oder auch umgekehrt entwickelt werden – abhängig von praktischen Anforderungen oder politischen Rahmenbedingungen.

Das hier untersuchte Gradientenverfahren wurde dabei gezielt eingesetzt, um die grundlegende Vorgehensweise heuristischer Optimierungsmethoden anhand eines einfachen, nachvollziehbaren Beispiels zu erläutern. Es existieren weitere, leistungsfähigere Verfahren, die die Grenzen des Gradientenverfahrens überwinden können. Der Nachteil, dass das globale Kostenoptimum nicht garantiert erreicht wird, lässt sich etwa durch den Einsatz weiterentwickelter heuristischer Verfahren deutlich reduzieren. Neuronale Netze oder genetische Algorithmen bieten hier vielversprechende Ansätze, da sie den Ergebnisraum flexibler, lernbasiert oder populationsbasiert durchsuchen können – und dabei deutlich größere Bereiche des Lösungsraums effizient abdecken.

2.5. DESIGN-SPACE-EXPLORATION (DSE)

Wie in Kapitel 2.4.2.2 dargestellt wurde, hängt die Qualität der Ergebnisse im Gradientenverfahren maßgeblich vom gewählten Bereich im Ergebnisraum ab, in dem nach einer optimalen Lösung gesucht wird. Die Methode liefert in der Regel eine lokale Optimallösung, die stark vom gewählten Startsystem abhängt. Ob diese Lösung dem tatsächlichen globalen Kostenoptimum entspricht, kann nicht garantiert werden.

Andere heuristische Verfahren, wie genetische Algorithmen oder neuronale Netze, können diese Gefahr reduzieren, da sie durch zufällige Variation, populationsbasiertes Vorgehen oder lernbasierte Mechanismen eine breitere Erkundung des Lösungsraums ermöglichen. Dennoch bleibt auch bei diesen Verfahren eine Restunsicherheit, ob tatsächlich das globale Optimum gefunden wurde.

Neben der Suche nach einem einzelnen kostenoptimalen Energiesystem kann es in vielen Fällen von größerem Interesse sein, einen möglichst großen Lösungsraum systematisch zu analysieren. Denn je nach Zielstellung – etwa technologischer Unabhängigkeit, Versorgungssicherheit, Emissionsreduzierung oder wirtschaftlicher Robustheit – kann es sinnvoll sein, nicht nur die eine optimale Konfiguration zu betrachten, sondern auch nahegelegene Alternativen mit vergleichbarer Leistungsfähigkeit. Genau hier setzt das Konzept der Design Space Exploration (DSE) an.

DSE bezeichnet einen strukturierten Prozess zur gezielten Untersuchung und Bewertung möglicher Systemauslegungen innerhalb eines vorgegebenen Parameterraums. Dieser Parameterraum wird *Design Space* genannt. Es werden sowohl optimale als auch suboptimale Konfigurationen analysiert, um Wechselwirkungen und Zielkonflikte zwischen verschiedenen Zielgrößen – etwa

Kosten, Autarkie oder Emissionen – transparent darzustellen. Wie man den zu untersuchende Parameterraum sinnvoll auswählen kann, wird in [43] beschrieben. Dabei unterscheidet die Quelle in vier Klassen:

- **Klasse 1: Heuristische und pseudo-zufällige Optimierungsverfahren**
Diese Methoden verkleinern den Design Space gezielt und konzentrieren sich auf interessante Teilbereiche, oft mithilfe heuristischer Algorithmen. Sie sind einfach umsetzbar, liefern jedoch meist nur näherungsweise und nicht global optimale Lösungen.
- **Klasse 2: Evolutionäre Algorithmen (EAs)**
Hierzu zählen Verfahren wie genetische Algorithmen, die durch zufällige Variation und Selektion systematisch bessere Lösungen generieren. Sie benötigen kaum Vorwissen, liefern aber keine Garantie auf optimale Ergebnisse. Sie können aber bei ausreichend vielen Durchläufen sehr gute Resultate erzielen.
- **Klasse 3: Statistische Verfahren ohne Vorwissen**
Diese Methoden nutzen statistische Ansätze, um aus wenigen gezielten Simulationen ein einfaches Modell (Metamodell) des Design Space zu erstellen. Dieses Modell hilft dann, neue, vielversprechende Systemkonfigurationen vorherzusagen – ohne dass alle Kombinationen durchgerechnet werden müssen.
- **Klasse 4: Statistische Verfahren mit Domänenwissen**
Diese Methoden integrieren gezielt Vorwissen über das System, z. B. in Form von Entscheidungsregeln oder Wahrscheinlichkeitsmodellen, um den Suchprozess effizient zu steuern. Sie ermöglichen eine gezielte Navigation durch den Design Space, wobei Simulationen nur bei hoher Unsicherheit notwendig sind.

Gerade im Bereich der Energiesystemanalyse eignet sich DSE dazu, große Mengen an Simulationsergebnissen vergleichbar zu machen und technologieoffene Entscheidungsgrundlagen zu schaffen. Ein Beispiel für die Anwendung auf Energiesysteme findet sich in [44], wo eine Vielzahl möglicher Systemkonfigurationen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet wurden.

Im folgenden Kapitel werden exemplarisch unterschiedliche Ansätze der Design Space Exploration vorgestellt, die an die in diesem Kapitel zuvor diskutierten Optimierungsmethoden anknüpfen. Dabei wird zunächst gezeigt, wie DSE in der Software HOMER (Kapitel 2.5.1) umgesetzt werden kann, anschließend folgen die Möglichkeiten einer DSE mit Calliope (Kapitel 2.5.2). Abschließend wird in Kapitel 2.5.3 die Kombination eines Brute-Force-Ansatzes mit einer darauf aufbauenden systematischen Auswertung mittels DSE vorgestellt. Dies leitet zum eigenen Analyseverfahren über, der Methode der Punktwolke, das in Kapitel 4 beschrieben wird.

Am Ende jedes Teilkapitels werden die beschriebenen Anwendungen der DSE außerdem jeweils einer der vier erwähnten Klassen zugeordnet, mit denen der Design Space entwickelt wird.

2.5.1. DSE IN HOMER

Im Folgenden wird gezeigt, wie HOMER die Erkundung eines zuvor simulativ erzeugten Ergebnisraums im Rahmen einer Design Space Exploration (DSE) unterstützt. Die eigentliche Erzeugung des Design Space – also die systematische Berechnung technisch umsetzbarer Konfigurationen – erfolgt auf Basis der Optimierungslogik von HOMER. Dabei können entweder feste Schrittweiten sowie obere und untere Grenzen für jede Komponente definiert werden, oder einzelne Komponenten werden zunächst automatisch optimiert, woraufhin Abweichungen von dieser optimalen Auslegung untersucht werden. Diese Variation erfolgt so lange, bis sich die Simulationsergebnisse

nur noch innerhalb eines vorgegebenen Toleranzbereichs unterscheiden oder eine maximale Anzahl an Simulationen überschritten wird. Das Optimierungsverfahren von HOMER ist in Kapitel 2.4.2.1 beschrieben.

Alle dabei erzeugten Kombinationen technisch umsetzbarer Systemkonfigurationen können anschließend als einzelne Punkte in einem Diagramm visualisiert werden wie in Abb. 2.11 gezeigt.

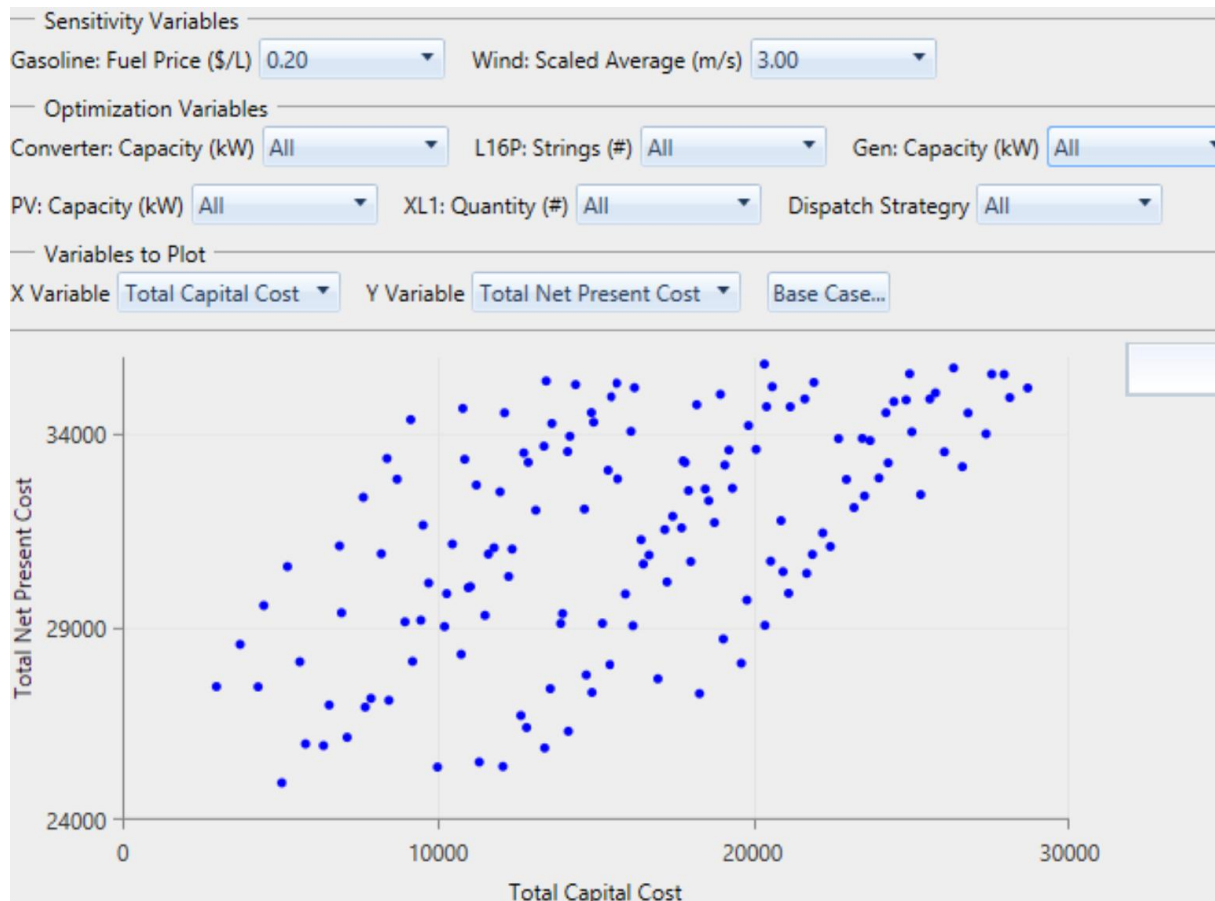


Abb. 2.11. Beispiel für DSE in HOMER

Dabei kann der Nutzer frei wählen, welche Ergebnisgrößen auf der X- und Y-Achse dargestellt werden sollen – etwa Investitionskosten, *Net Present Cost* (also alle Kosten für den Betrieb eines Energiesystems) oder weitere wirtschaftliche und technische Kenngrößen. Jeder Punkt steht somit für ein vollständiges System, das HOMER im Rahmen der Simulation für eine bestimmte Kombination aus Technologie- und Umgebungsparametern berechnet hat.

Darüber hinaus erlaubt HOMER die Variation externer Rahmenbedingungen – etwa des Brennstoffpreises, des Strombedarfs oder der Windverfügbarkeit. Für jede Kombination dieser Einflussgrößen wird ein separater Ergebnisraum erzeugt, der mit dem gleichen grafischen Verfahren analysiert werden kann.

Die grafische DSE-Auswertung in HOMER bietet somit ein wirkungsvolles Werkzeug, um den strukturellen Zusammenhang zwischen Technologieeinsatz und Systemkosten sichtbar zu machen. Neben der Identifikation des globalen Optimums ermöglicht sie insbesondere die Betrachtung technologisch unterschiedlicher, aber wirtschaftlich ähnlich effizienter Lösungen, was eine robuste, technologieoffene Planung unterstützt.

Aufgrund der Verwendung von Heuristiken, kann die DSE von HOMER am ehesten der 1. Klasse zugeordnet werden.

2.5.2. DSE IN CALLIOPE

Auch in Calliope existiert eine Möglichkeit, über die klassische Einzeloptimierung hinaus strukturelle Varianten innerhalb des Design Space sichtbar zu machen. Ein zentraler Ansatz hierfür ist der sogenannte *SPORES*-Modus (*search for Pareto optimal redundant solutions*). Anders als bei der Berechnung einer einzigen kostenoptimalen Systemkonfiguration erlaubt dieser Modus die gezielte Erkundung von Lösungsalternativen, die sich technologisch möglichst stark unterscheiden, aber dennoch nur geringfügig höhere Kosten verursachen.

Konkret wird dafür eine Toleranzschwelle definiert – beispielsweise 5 % über dem errechneten Minimum der Systemkosten. Innerhalb dieses Kostenrahmens sucht Calliope nach zusätzlichen Lösungen, die in ihrer technologischen Ausprägung maximal voneinander abweichen. Ziel ist es, nicht nur einzelne Punkte im Zentrum des Kostenoptimums zu betrachten, sondern auch Randbereiche des Design Space systematisch zu erfassen. So können beispielsweise Varianten identifiziert werden, die bevorzugt auf Photovoltaik, Windkraft, Batteriespeicher oder chemische Speicherlösungen setzen – je nachdem, welche Kombinationen unter den gegebenen Randbedingungen wirtschaftlich noch zulässig sind.

Dieser Ansatz erlaubt es, mehrdimensionale Zielkonflikte transparenter zu machen und technologisch unterschiedliche, aber kostenähnliche Systemvarianten gezielt zu vergleichen. Damit trägt der *SPORES*-Modus maßgeblich dazu bei, den durch Optimierungsverfahren identifizierten Design Space in seiner Tiefe und Breite besser auszuleuchten – insbesondere im Hinblick auf technologische Flexibilität, Umsetzbarkeit und strategische Entscheidungsfreiheit.

Die Art wie die DSE im Falle von Calliope angewendet wird entspricht am ehesten der 4. Klasse, da die Auswahl des Design Space über die Vorkenntnis des mathematisch berechneten absoluten Kostenminimums verfügt und sämtliche Einspeise- und Lastprofile für den Entwurf des Design Space bekannt sind.

2.5.3. DSE IN VERBINDUNG MIT DEM BRUTE-FORCE-ANSATZ

Eine weitere Möglichkeit einen zu untersuchenden Design Space zu erzeugen, ist der Einsatz der sogenannten Brute-Force-Methode. Dabei werden alle möglichen Kombinationen von Komponentenauslegungen systematisch durchgerechnet – unabhängig davon, ob sie auf den ersten Blick sinnvoll erscheinen oder nicht. Ziel ist es, den gesamten Ergebnisraum vollständig zu erkunden, indem man eine Art Raster über den Ergebnisraum legt. Ein Beispiel für die Anwendung der Brute-Force-Methode bezüglich Energiesysteme findet sich in Quelle [45].

Ein wesentlicher Vorteil dieses Ansatzes liegt darin, dass nicht nur die eine einzige beste Lösung, sondern auch mehrere alternative Systemkonfigurationen identifiziert werden können, die sich möglicherweise im Ergebnis nicht stark, aber deutlich in ihrer technologischen Ausprägung unterscheiden. Dadurch wird eine Flexibilisierung in der Systemgestaltung ermöglicht – etwa dann, wenn bestimmte Technologien bevorzugt oder ausgeschlossen werden sollen, oder wenn praktische Rahmenbedingungen die Umsetzung einzelner Komponenten begrenzen.

Bereits bei sechs Komponenten – etwa PV-Anlage, Windkraftanlage, Batteriespeicher, H₂-Speicher, Elektrolyseur und thermischer Speicher – mit jeweils nur zehn diskreten Ausbaustufen ergeben sich insgesamt $10^6 = 1 \text{ Mio.}$ Systemvarianten. Die praktische Umsetzung einer solchen Suche nach einer Lösung ist daher extrem rechenintensiv und stellt hohe Anforderungen an die eingesetzte Simulationsumgebung.

Grundsätzlich ist die Brute-Force-Methode mit jeder Simulationssoftware durchführbar. In der Praxis ist jedoch entscheidend, dass die Software hohe Rechengeschwindigkeit bietet und parallelisierte Simulationen unterstützt. Werkzeuge wie HOMER können hier vorteilhaft eingesetzt werden – allerdings zeigen sich, wie in Kapitel 2.3.2.1 beschrieben, Einschränkungen in der optimalen Nutzung regenerativer Energie, insbesondere bei komplexen Speicherinteraktionen oder sektorübergreifenden Systemen. Die resultierenden Systemkonfigurationen erreichen in diesen Fällen nicht zwangsläufig die maximal mögliche Autarkie.

Auch Simulationen, die mit mathematischen Optimierungsmodellen arbeiten, wie Calliope, lassen sich für die Brute-Force-Methode nutzen, um nicht nur eine optimale Lösung, sondern alle möglichen Systemvarianten zu analysieren. Calliope berechnet in jedem Fall die maximal erreichbare Autarkie für eine gegebene Konfiguration, was eine objektive Vergleichsbasis schafft.

Allerdings ist Calliope im Vergleich zu regelbasierten Tools deutlich speicherintensiver, insbesondere bei langen Simulationszeiträumen mit vielen Zeitschritten und vielen Systemkomponenten. Um den Rechenaufwand dennoch beherrschbar zu halten, wäre ein effizienter Scheduler-Prozess erforderlich, der gezielt nur relevante Systemvariationen parallel simuliert und offensichtlich ungeeignete Kombinationen frühzeitig ausschließt.

Bei der Anwendung der Brute-Force-Methode im Rahmen der DSE ist stets ein Kompromiss zwischen Genauigkeit und Rechenaufwand zu treffen. Ein zu grobes Raster kann dazu führen, dass das tatsächliche Kostenoptimum oder relevante Systemkonfigurationen nicht erkannt werden, da diese zwischen den simulierten Punkten liegen. Umgekehrt steigt bei fein aufgelösten Rastern der Rechenaufwand mit der Anzahl der Systemkomponenten und Ausbaustufen an. Bereits kleine Änderungen an der Schrittweite oder der Zahl der betrachteten Freiheitsgrade können die Gesamtzahl der Simulationen massiv erhöhen – was in der Praxis schnell zu langen Rechenzeiten führt. Eine sorgfältige Balance zwischen Modelltiefe und Simulationsaufwand ist daher zentral für den erfolgreichen Einsatz dieser Methode.

Die Kombination der Brute-Force-Methode mit einer anschließenden DSE-basierten Auswertung stellt bei Lösung der beschriebenen Problemstellung einen transparenten Ansatz dar, um neben dem globalen Kostenoptimum auch alternative, technologieoffene Lösungsräume sichtbar zu machen. Der eigene Ansatz, die sogenannte „Punktewolkemethode“, die in Kapitel 4 vorgestellt wird, ist eine rasterbasierte DSE, wie sie in diesem Teilkapitel beschrieben wurde.

Die Vorauswahl des Parameterraums des eigenen Ansatzes der DSE entspricht am ehesten der Klasse 1, da man sich auf interessante Bereiche des Design Space fokussiert und diese genauer untersucht. Die Auswahl der Simulationen die den Design Space erzeugen entspricht aber Klasse 4, da mathematische Optimierungsmodelle für die Festlegung der Minimal- und Maximalwerte der Systemkomponenten zum Einsatz kommen können (s. Kapitel 4.2.2).

3. REGELBASIERTER BETRIEBSALGORITHMUS FRESH

Die in Kapitel 2.3.2 vorgestellten Softwarelösungen zur Simulation komplexer Energiesysteme nutzen zwei verschiedene grundsätzliche Herangehensweisen: Regelbasierte Steueransätze, wie sie z. B. in HOMER verwendet werden, und mathematische Optimierungsverfahren, wie sie bspw. in Calliope zum Einsatz kommen. Beide Ansätze weisen spezifische Vor- und Nachteile auf.

Regelbasierte Simulationswerkzeuge wie HOMER zeichnen sich durch eine hohe Rechengeschwindigkeit und eine gut nachvollziehbare Steuerlogik aus. Die Betriebsentscheidungen basieren auf festen Regeln, deren Auswirkungen auf das Systemverhalten direkt nachvollziehbar sind. Allerdings zeigen sich bei komplexeren Energiesystemen – insbesondere mit mehreren Speichern und Sektorenkopplung – deutliche Einschränkungen: Die Speichertechnologien werden in den bestehenden Tools nicht aktiv koordiniert, sondern lediglich priorisiert betrieben, wodurch die verfügbare regenerative Energie nicht vollständig ausgeschöpft wird.

Mathematische Optimierungsmodelle wie Calliope hingegen berechnen innerhalb gegebener Randbedingungen – etwa Erzeugung, Lastverlauf und Komponenteneigenschaften – eine Lösung, die Kosten oder Netzbezug minimiert. Es wird angenommen, dass durch Anwendung der linearen Programmierung eine optimale Lösung, im betrachteten Fall ein optimaler Betrieb eines Energiesystems, gefunden wird [46]. Da die zugrunde liegende Optimierung jedoch in einem umfangreichen Gleichungssystem erfolgt, ist der Lösungsweg für den Nutzer nicht intuitiv nachvollziehbar. Ob es sich bei der gefundenen Lösung um das absolute oder um ein relatives Optimum handelt, können die Modelle nicht endgültig entscheiden, dies bedarf einer unabhängigen Verifikation. Mit dieser Einschränkung wird Calliope im Weiteren als Referenz für die Güte der entwickelten Optimierungsoftware genutzt.

Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen dieser Arbeit eine eigene regelbasierte Simulationssoftware mit dem Namen „*Fast Regenerative Energy Self-Sufficiency Hub*“ (FRESH) entwickelt. Ziel ist es, bei vollständiger Transparenz der Entscheidungslogik eine Systemsteuerung zu ermöglichen, die den Netzbezug ebenso effektiv reduziert wie mathematische Optimierungstools – jedoch auf nachvollziehbare Weise.

Ob dieser Anspruch erfüllt wird, wird im weiteren Verlauf durch einen systematischen Vergleich mit Calliope geprüft. Dabei wird für eine breite Palette unterschiedlich strukturierter und dimensionierter Energiesysteme untersucht, inwieweit FRESH dieselben Ergebnisse hinsichtlich des verbleibenden Netzbezugs liefert. Daraus lässt sich schließen, ob beide Verfahren – das mathematisch optimierende Calliope und die regelbasierte Simulation mit FRESH – den optimalen Betrieb hinsichtlich des Netzbezugs simulieren. Es stellt sich heraus, dass die Netzbezüge bei beiden Methoden nahezu identisch sind, die jeweiligen Leistungsflüsse im Systemverlauf sich jedoch deutlich unterscheiden. Es ergeben sich also unterschiedliche Betriebsstrategien, die aber zum gleichen bilanziellen Ergebnis führen. Beim Vergleich wird sichtbar werden, warum dies so ist.

Im folgenden Kapitel 3 werden zunächst die Grundsätze der regelbasierten Simulation FRESH beschrieben. Die Betriebsoptimierung erfolgt bei FRESH in mehreren Optimierungsschritten, die ebenfalls erklärt werden. Später erfolgt die bereits angesprochene Verifikation einiger Simulationsergebnisse von unterschiedlichen Energiesystemen mit Calliope.

3.1. GRUNDSÄTZLICHES VORGEHEN BEI FRESH

Der in dieser Arbeit entwickelte Algorithmus FRESH (*Fast Renewable Energy Simulation Hub*) berechnet den zeitlich aufgelösten Betrieb regenerativer Energiesysteme auf Basis gegebener Eingangsgrößen. Dazu zählen insbesondere regenerative Einspeiseverläufe, Verbrauchsprofile für

Strom und Wärme sowie technische Parameter der eingesetzten Komponenten (z. B. Wirkungsgrade, Kapazitäten, Leistungen).

FRESH berechnet den Betrieb in frei wählbaren Zeitschritten. In der vorliegenden Arbeit wurde eine Stunde als Zeitschritt gewählt. Für jeden Zeitschritt wird entschieden, wie die Energieflüsse im System verlaufen: welche Speicher be- oder entladen, welche Konversionskomponenten aktiv sind und ob Energie in das öffentliche Netz eingespeist oder aus ihm bezogen werden muss.

Ein wesentliches Merkmal von FRESH ist die Fähigkeit, bei bestimmten Entscheidungen auch Entwicklungen in zukünftigen Zeitschritten zu berücksichtigen – etwa um Netzeinspeisung zu vermeiden, indem Speicher gezielt befüllt werden, bevor überschüssige Energie verloren geht.

Dabei muss nicht der gesamte Simulationszeitraum berücksichtigt werden. In der Regel genügt ein begrenzter Vorausblick, dessen Länge vom jeweiligen Energiesystem sowie vom Verhältnis zwischen regenerativer Erzeugung und Energiebedarf abhängt.

Eine detaillierte Analyse, wie weit in die Zukunft geschaut werden muss, insbesondere im Vergleich zu anderen Softwarelösungen wie Calliope, findet sich in [38].

Die verwendeten Bezeichnungen für Energiemengen, Leistungen, Wirkungsgrade und Speicherfüllstände folgen der in Kapitel 2.1.1 eingeführten Nomenklatur. Der Zeitschritt n bezeichnet dabei stets den aktuellen Zeitschritt, mit $n - 1$ werden Energiemengen oder Füllstände im unmittelbar davor liegenden Zeitschritt gekennzeichnet. Im Folgenden sind vielfach Leistungsverläufe dargestellt. Dabei werden immer folgende Vorzeichenkonvention verwendet: Verbräuche (Strom und Wärme) sowie die regenerative Erzeugung sind positiv dargestellt. Bei Speichern wie Batterie, H_2 oder thermischem Speicher, wird das Laden positiv, das Entladen negativ abgebildet. Der Netzbezug, also die Leistung, die extern bezogen wird, wird als positiver Wert gezeigt, ein negativer Netzbezug bedeutet also Netzeinspeisung.

Ein zentrales Ziel von FRESH ist es, den Netzbezug zu minimieren. Die Speicherung möglichst großer Energiemengen erlaubt es dem System dabei, zukünftige Bedarfe besser zu decken und erhöht die Wahrscheinlichkeit, Netzbezug und Einspeisung zu vermeiden. Diese Strategie orientiert sich an der Grundidee eines möglichst autarken Systems, bei dem Überschüsse intern gespeichert und nicht vorschnell abgegeben werden.

Ein möglicher Nachteil dieses Vorgehens besteht jedoch in der erhöhten Beanspruchung der Speichersysteme: Wenn Speicher frühzeitig gefüllt werden und ihren Ladezustand über einen längeren Zeitraum halten müssen, steigt das Risiko zeitabhängiger Verluste. Solche Verluste können beispielsweise durch Selbstentladung bei Batterien (z. B. durch chemische Prozesse) oder durch Wärmeverluste in thermischen Speichern entstehen. Diese Effekte wurden in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt.

Nicht nur der verbleibende Netzbezug liefert Hinweise darauf, wie unabhängig ein Energiesystem betrieben werden kann. Besonders bei Systemen mit groß dimensionierten Langzeitspeichern ist es ebenso entscheidend, ob diese Speicher am Ende des Betrachtungszeitraums wieder in einem vergleichbaren Zustand wie zu Beginn sind. Ein System, das zwar einen niedrigen Netzbezug aufweist, dabei jedoch seine Speicher entleert, würde langfristig nicht dauerhaft autark betrieben werden können.

In Calliope wird dieses Problem gelöst, indem die Anfangs- und Endfüllstände der Speicher als Teil der mathematischen Optimierung mitbestimmt werden. Im regelbasierten Ansatz von FRESH ist dies jedoch nicht möglich, da hier kein Gleichungssystem existiert, bei der die Anfangsfüllstände als Teil der Lösung berechnet werden können.

In FRESH wird der Betriebsalgorithmus stattdessen zweimal nacheinander ausgeführt:

Im ersten Durchlauf wird für alle Speicher ein initialer Füllstand von 50 % angenommen. Der Algorithmus berechnet daraufhin das Betriebsverhalten des Systems über den gesamten Zeitraum hinweg. Die am Ende erreichten Speicherfüllstände werden anschließend als Anfangswerte für einen zweiten Simulationsdurchlauf übernommen.

Wird dabei am Ende der zweiten Simulation wieder derselbe Füllstand erreicht wie zu Beginn dieses Laufs, kann davon ausgegangen werden, dass sich das System in einem energetisch konsistenten stationären Zustand befindet. In diesem Fall wird der zweite Durchlauf als Grundlage für die weitere Analyse verwendet.

Dieses Vorgehen beruht auf der Beobachtung, dass sich ein Speicher – sobald er einmal vollständig entladen oder vollständig gefüllt wurde – im weiteren Verlauf selbst normiert. Das heißt: Der Speicher durchläuft typische Lade- und Entladephasen, aus denen sich ein charakteristisches Betriebsverhalten ergibt. Wird in einem zweiten Durchlauf derselbe Endfüllstand wie am Anfang erreicht, kann davon ausgegangen werden, dass der zuvor angenommene Anfangszustand energetisch konsistent war. In der Regel reicht ein solcher zweiter Durchlauf aus, um ein ausgewogenes Speicherverhalten zu erzielen, das dann als Ausgangspunkt für alle weiteren Auswertungen dient.

Der entwickelte Algorithmus basiert auf einem mehrstufigen Verfahren, das aus bis zu drei aufeinander aufbauenden Optimierungsschritten besteht. Der sich nach einem Optimierungsschritt ergebende Betrieb des Energiesystems dient als Grundlage für den jeweils nachfolgenden Optimierungsschritt. Durch dieses strukturierte Vorgehen bleibt das Verständnis über den Betrieb des Systems erhalten. Darüber hinaus wird das Ziel den Netzbezug zu minimieren, indem ein möglichst großer Anteil der regenerativen Erzeugung im System gespeichert werden kann, schrittweise erreicht.

3.1.1. VERWENDETES RECHNERSYSTEM

Für die Simulationen wurde folgende Rechnerausstattung verwendet:

- Rechnermodell: ThinkStation P620
- Prozessor: AMD Ryzen Threadripper PRO 5995WX, mit 64 Kernen und 128 Threads mit 2,70 und bis zu 4,50 GHz
- Arbeitsspeicher: 8 x 64 GB DDR4 ECC mit 3.200 MHz (insgesamt stehen 504 GB zur Verfügung)
- Grafikkarte: NVIDIA T400 4GB (3x mDP) GDDR6
- Speicher: 256 GB SSD
- Betriebssystem: Linux Debian
- FRESH-Programmierung und Ausführung: Python in der IDE Spyder (via Anaconda)

Grundsätzlich lässt sich der FRESH-Betriebsalgorithmus jedoch auch auf deutlich leistungärmeren Rechenarchitekturen ausführen. Er ist plattformunabhängig und kann ebenso unter Windows betrieben werden, etwa mit alternativen Python-IDEs wie PyCharm, VS Code oder Thonny. Als Mindestvoraussetzung gelten die Python-Bibliotheken numpy, pandas und matplotlib. Für die parallele Ausführung mehrerer Simulationen ist zudem das Modul multiprocessing erforderlich, das standardmäßig in Python enthalten ist.

Durch die Nutzung mehrerer Threads kann FRESH parallel gestartet werden: Bei einem System mit 128 Threads lassen sich beispielsweise bis zu 127 gleichzeitige Simulationsläufe durchführen. Ein interner SSD-Speicher ist insbesondere für die in Kapitel 4.3 vorgestellte Verarbeitung großer

Simulationsdatenmengen in einer SQL-Datenbank erforderlich, da er den notwendigen Datendurchsatz und schnelle Zugriffszeiten ermöglicht.

Ein großer Arbeitsspeicher ist für die Durchführung des FRESH-Betriebsalgorithmus nicht erforderlich. Selbst bei der parallelen Ausführung von 127 Simulationen mittels multiprocessing und gleichzeitiger Nutzung einer SQL-Datenbank werden lediglich etwa 12,5 GB RAM benötigt. Der in diesem Rechner verbaute große Arbeitsspeicher ist vor allem für die Validierung des Betriebsalgorithmus und dem damit einhergehenden parallelisierten Einsatz der in Kapitel 2.3.2.2 vorgestellten Software Calliope notwendig, deren Optimierungsverfahren auf linearer Programmierung basiert und mehr Arbeitsspeicher beansprucht.

Die oben beschriebene Rechnerarchitektur wird genutzt, um den FRESH-Betriebsalgorithmus systematisch aufzubauen, schrittweise zu erweitern und nachvollziehbar zu dokumentieren. Ziel ist es, die aufeinander aufbauenden Maßnahmen von FRESH in einer klar strukturierten Reihenfolge zu entwickeln, umzusetzen und zu analysieren.

Ausgangspunkt ist ein vereinfachtes Energiesystem zur Deckung des Strombedarfs mit zwei Speichern. In Kapitel 3.2 wird zunächst das Systemverhalten analysiert, wenn die Speicher allein nach ihrem Wirkungsgrad priorisiert betrieben werden. Darauf aufbauend werden in Kapitel 3.2.1 die Maßnahmen 1 bis 3 des FRESH-Algorithmus eingeführt, die schrittweise Verbesserungen erzielen und aufeinander aufbauen. In Kapitel 3.2.2 erfolgt die Validierung dieses Strom-Betriebsalgorithmus durch einen Vergleich mit der Optimierungssoftware Calliope.

Der gleiche systematische Aufbau wird anschließend für den erweiterten FRESH-Algorithmus zur gleichzeitigen Deckung von Strom- und Wärmebedarf angewendet. In Kapitel 3.3 wird zunächst das Zusammenwirken der drei Speichertechnologien im System erläutert. Darauf folgt in Kapitel 3.3.2 die Beschreibung des vollständigen Betriebsalgorithmus zur simultanen Versorgung mit Strom und Wärme, dessen Logik direkt auf dem zuvor entwickelten Stromalgorithmus basiert. Den Abschluss bildet auch hier eine Validierung durch den Vergleich mit Calliope, dargestellt in Kapitel 3.3.3. Dabei wird überprüft, ob die im Folgenden vorgestellten Steuerstrategien auch in breiteren Anwendungsszenarien zu einem minimalen Netzbezug führen.

3.2. REINES STROMSYSTEM MIT ZWEI SPEICHERN

Die in Kapitel 2.2 beschriebene und in Abb. 2.6 dargestellte mögliche Systemstruktur umfasst eine Vielzahl an Komponenten. Mit der Nutzung elektrischer, thermischer und chemischer Energieflüsse ermöglichen diese gemeinsam eine sektorgekoppelte Energieversorgung. Um die Grundlogik des im Folgenden entwickelten Simulationsalgorithmus sukzessive darzustellen, wird im ersten Schritt ein reduziertes System betrachtet, das die Stromkomponenten mit jeweils einem Langzeit- und einen Kurzzeitspeicher enthält.

Abb. 3.1 zeigt dieses Stromsystem, das sich aus einer Photovoltaikanlage, einer Windkraftanlage, dem Stromnetz, einem Batteriespeicher, einem Wasserstoffsystem (bestehend aus Elektrolyseur, H₂-Speicher und BHKW) sowie der elektrischen Last zusammensetzt. Thermische Komponenten wie Wärmepumpe, Heizstab oder thermischer Speicher bleiben an dieser Stelle noch unberücksichtigt, werden aber in Kapitel 3.3 hinzugefügt.

Die in der Abbildung genannten Lade- und Entladewirkungsgrade der Speicher wurden in Kapitel 2.2.6 beschrieben.

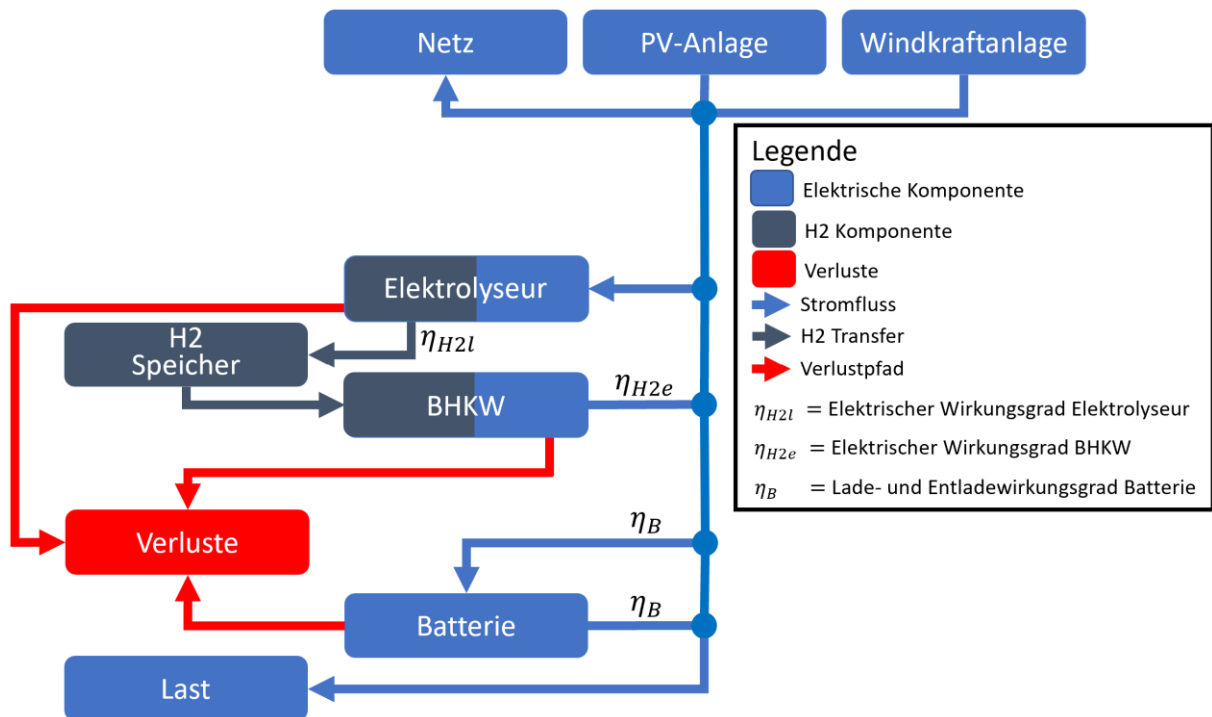


Abb. 3.1. Komponenten und Zusammenwirken im reinen Stromsystem

Die regenerative Stromerzeugung ist charakterisiert durch erhebliche tageszeitliche und jahreszeitliche Schwankungen (s. Abb. 2.5). Im Vergleich dazu ist der Stromverbrauch eines Hauses aus einem Verbrauchcluster deutlich gleichmäßiger (s. Abb. 2.2). Dadurch entstehen Überdeckungen, in denen die Erzeugung höher ist als der Verbrauch und Unterdeckungen in Zeiten, in denen die Erzeugung niedriger ist als der Verbrauch. Abb. 3.2 zeigt dies anhand einer hypothetischen beispielhaften Testwoche, die so gestaltet ist, dass möglichst viele der typischen Problemstellungen in dieser Zeit auftreten. Die Zeitverläufe dienen dazu, die nötigen Maßnahmen und deren Wirkungsweise zu illustrieren.

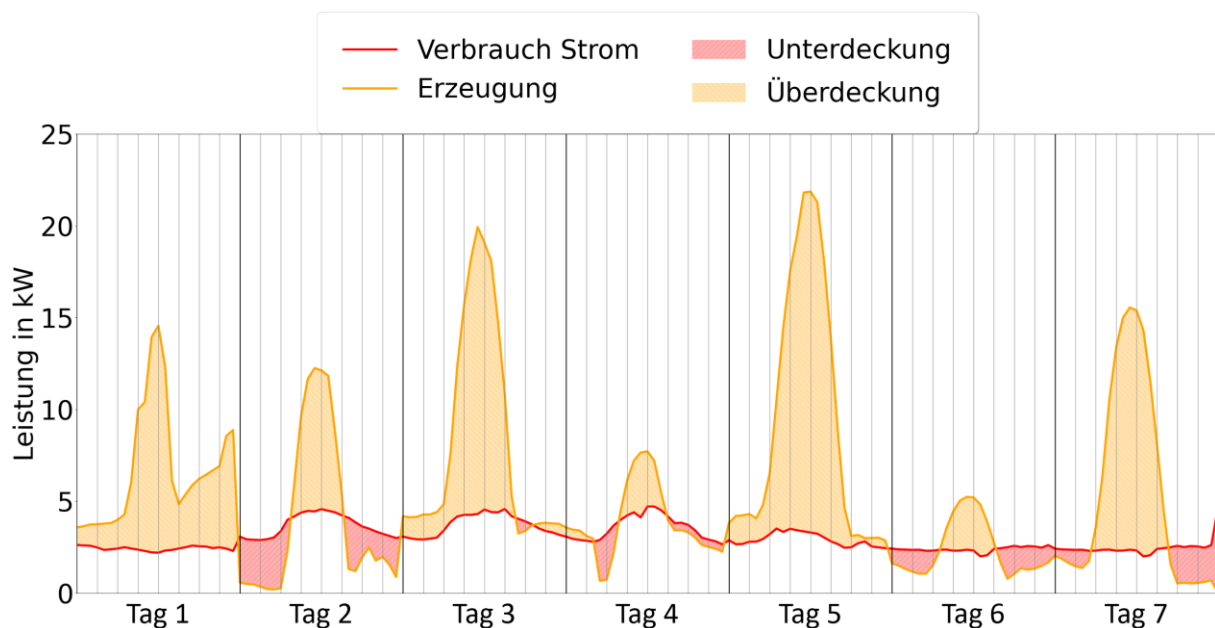


Abb. 3.2. Über- und Unterdeckungen in der beschriebenen Testwoche

Das zentrale Ziel des Speichereinsatzes besteht darin, den Bezug aus externen Energiequellen, wie etwa aus dem öffentlichen Stromnetz, möglichst zu vermeiden. Daraus ergeben sich zwei wesentliche Anforderungen:

- Bei Unterdeckung sollte die Versorgung der Last (hier: Stromverbrauch) möglichst durch die Speicher sichergestellt werden. Dabei sollten möglichst wenige Verluste entstehen.
- Während einer Überdeckung sollte ein möglichst großer Anteil der überschüssigen Energie in die Energiespeicher aufgenommen werden, um in folgenden Unterdeckungen zur Verfügung zu stehen.

Zur effizienten Umsetzung der ersten Anforderung müssen die technologischen Eigenschaften der Speicher berücksichtigt werden:

- Batterien haben einen hohen Wirkungsgrad. Außerdem können sie hohe Leistungen innerhalb kurzer Zeit aufnehmen und abgeben. Die sinnvolle Speicherkapazität hingegen wird durch die hohen Kosten pro Speichereinheit begrenzt.
- H_2 ist eine kostengünstigere Möglichkeit elektrische Energie zu speichern. Aus diesem Grund können die Speicher oft eine höhere Kapazität aufweisen. Die Leistungsaufnahme ist durch die Leistung des Elektrolyseurs begrenzt. Die Abgabe der elektrischen Leistung aus dem H_2 -Speicher ist in der vorliegenden Arbeit nicht eingeschränkt. Das BHKW, das zur Rückverstromung eingesetzt wird, ist stets so groß dimensioniert, dass es alleine den Verbrauch decken könnte. Dies ist notwendig, da das BHKW dann als letzte Instanz dienen kann, um Netzbezug zu vermeiden, auch wenn andere Speicher entladen sind und keine regenerative Erzeugung vorhanden ist. Sowohl beim Einspeichern in den H_2 -Speicher über den Elektrolyseur als auch beim Ausspeichern des H_2 über das BHKW sind die Verluste wesentlich höher als beim Laden und Entladen der Batterie.

Aus diesen Überlegungen ergibt sich zunächst eine grundsätzliche Priorisierung: In Phasen der Unterdeckung sollte der Stromverbrauch $V(n)$ möglichst durch die Batterie gedeckt werden, da diese effizienter arbeitet als das BHKW. Aufgrund der begrenzten Kapazität der Batterie ist dies jedoch nicht über längere Zeiträume möglich. Für längere Unterdeckungen ist daher eine zusätzliche Speichertechnologie erforderlich. In diesem System ist dies ein Wasserstoff-Langzeitspeicher.

Im FRESH-Betriebsalgorithmus wird diese Erkenntnis entsprechend umgesetzt, wie in Abb. 3.3 dargestellt: Die Batterie wird bei Unterdeckungen vorrangig entladen, um deren hohen Wirkungsgrad optimal zu nutzen. Erst wenn die Batterie vollständig entladen ist, wird die Versorgung durch den Wasserstoffspeicher übernommen und danach bei Bedarf durch Netzbezug. Diese Priorisierung hat auch in Bezug auf die spätere Speicherladung Vorteile: Durch das frühzeitige Entladen der Batterie steht wieder Speicherkapazität zur Verfügung, die bei einer Überdeckung mit geringeren Verlusten genutzt werden kann.

Dieses Vorgehen wird später durch eine Optimierungsmaßnahme (Maßnahme 3) erweitert, bei der in Unterdeckungen, die insgesamt kleiner sind als die Energie im Batteriespeicher, der Batteriespeicher zusätzlich den H_2 -Speicher über den Elektrolyseur lädt.

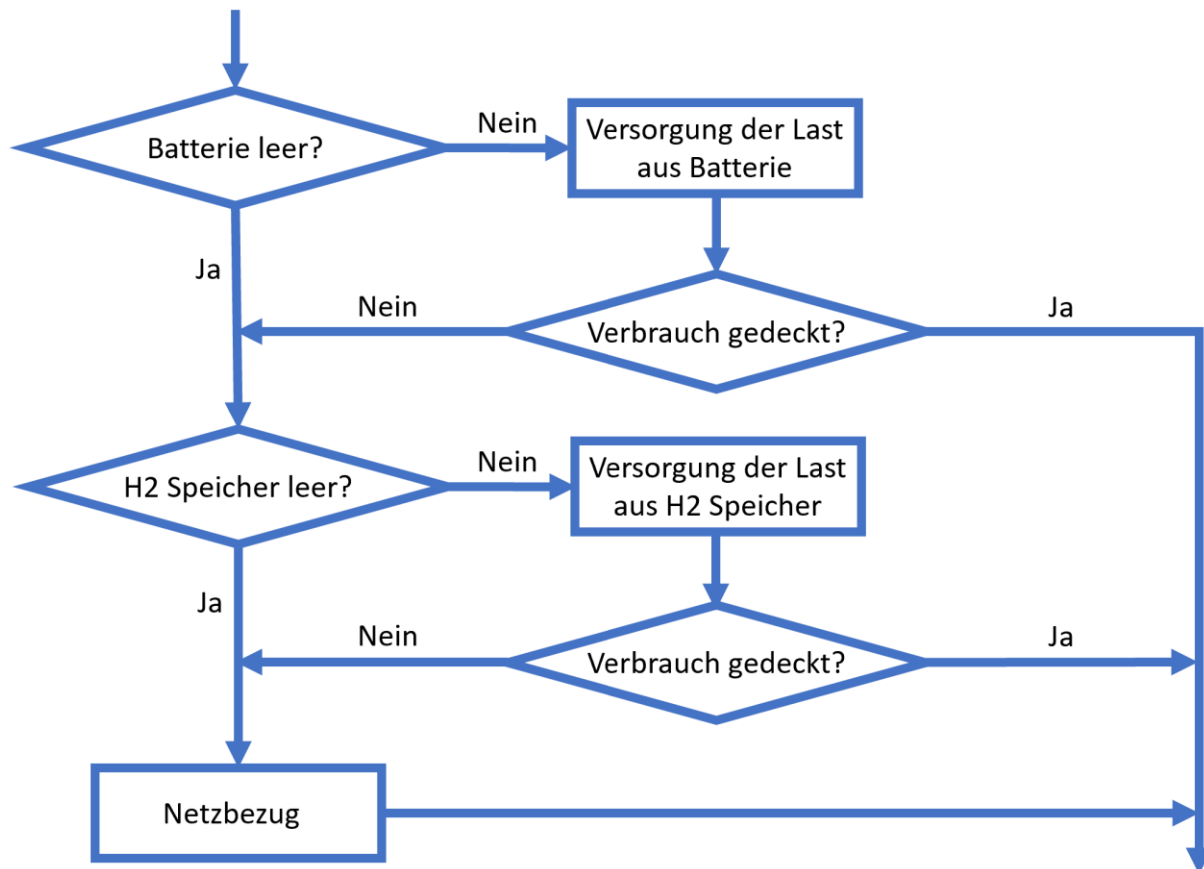


Abb. 3.3. Vorläufiger Betriebsalgorithmus zur Deckung der Last in Unterdeckungsphasen

Anforderung 2 befasst sich mit den Überdeckungen. In Phasen der Überdeckung sollten die verfügbaren Speicherkapazitäten optimal genutzt werden, um die regenerativ erzeugte Energie bestmöglich aufzunehmen. Da die Leistungsaufnahme des Elektrolyseurs begrenzt ist, kann nicht unbegrenzt viel überschüssige Energie direkt in den H₂-Speicher umgewandelt werden. Daher ist ein durchdachter Betriebsalgorithmus erforderlich, der eine Speicherstrategie für Batterie und H₂-Speicher definiert. Die schrittweise Herleitung dieses Algorithmus wird im Folgenden erläutert.

Priorisierung der Speicher

Im ersten Schritt wäre es naheliegend, in Phasen der Überdeckung – ähnlich wie bei der Entladung – den Batteriespeicher mit höchster Priorität vollständig zu laden und erst danach verbleibende Überschüsse dem Elektrolyseur zuzuführen. Ein Betriebsalgorithmus mit Priorisierung der Speicher gemäß ihren Wirkungsgraden ist in Abb. 3.4 und Abb. 3.5 dargestellt.

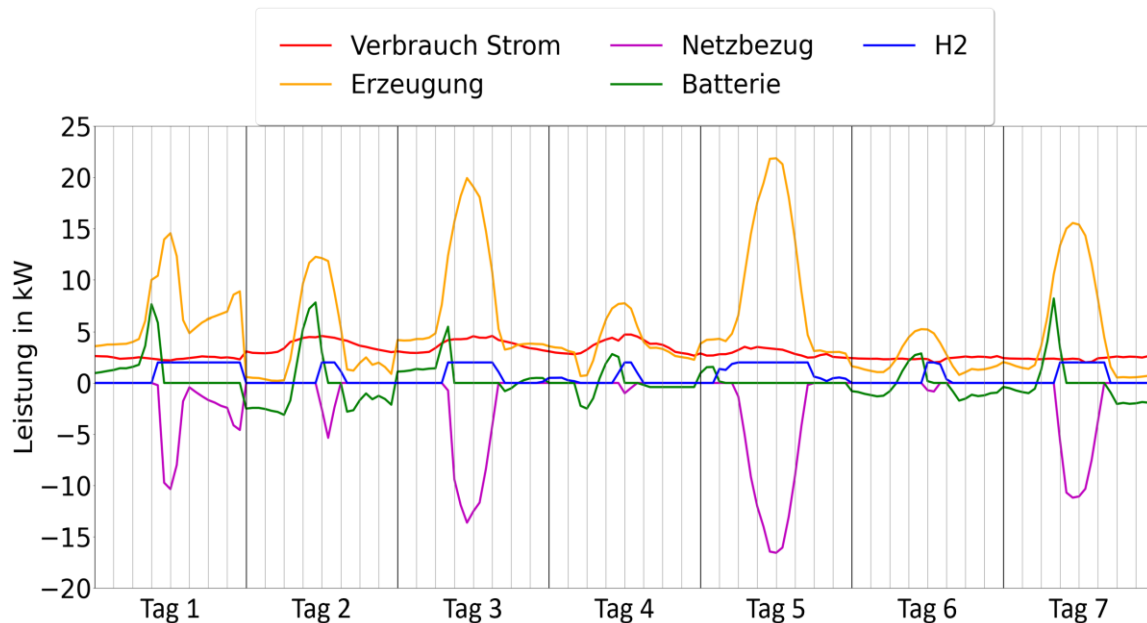


Abb. 3.4. Ausschnitt aus Leistungsverläufen bei Priorisierung der Speicher

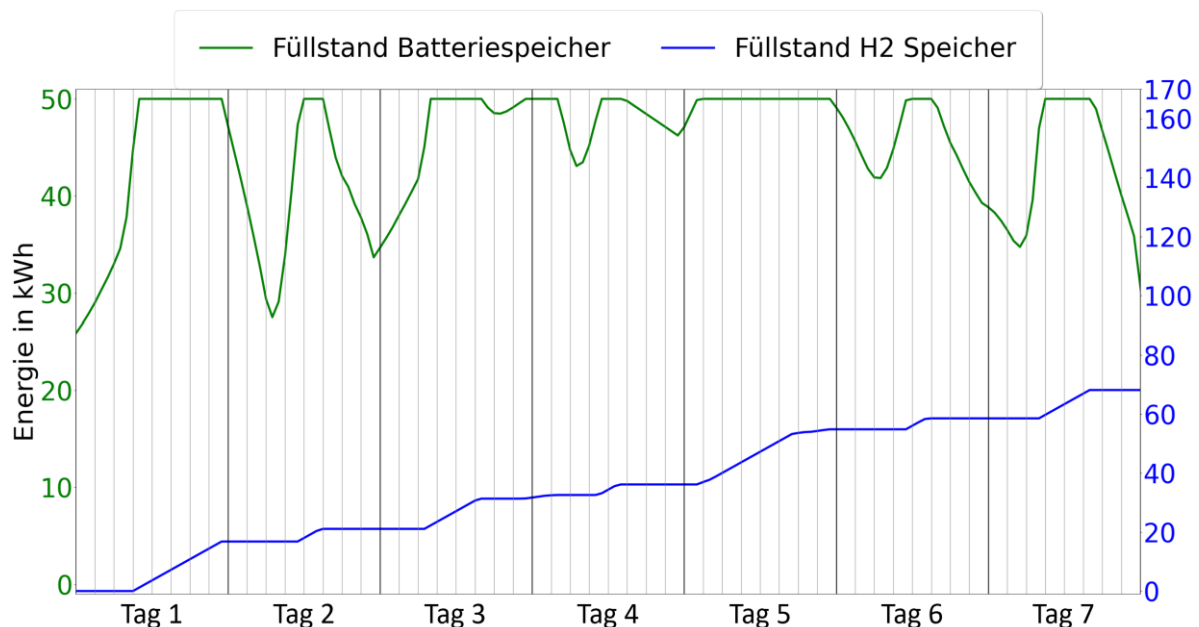


Abb. 3.5. Ausschnitt aus Speicherfüllständen bei Priorisierung der Speicher

Bei einer Überdeckung wird zuerst der Batteriespeicher bis zur Erreichung der Kapazitätsgrenze (in diesem Fall 50 kWh) und anschließend der H₂-Speicher mit der maximalen Leistung des Elektrolyseurs geladen. Ist diese überschritten, so muss die überschüssige Energie in das Netz eingespeist werden. Netzeinspeisung wird in allen Abbildungen als negativer Netzbezug dargestellt.

Das Ablaufdiagramm in Abb. 3.6 zeigt dieses Vorgehen schematisch. Der Begriff „Überschuss“ bezeichnet die Energiemenge im Zeitschritt n , die die regenerative Erzeugung größer ist als der Stromverbrauch, also $R(n) - V(n)$.

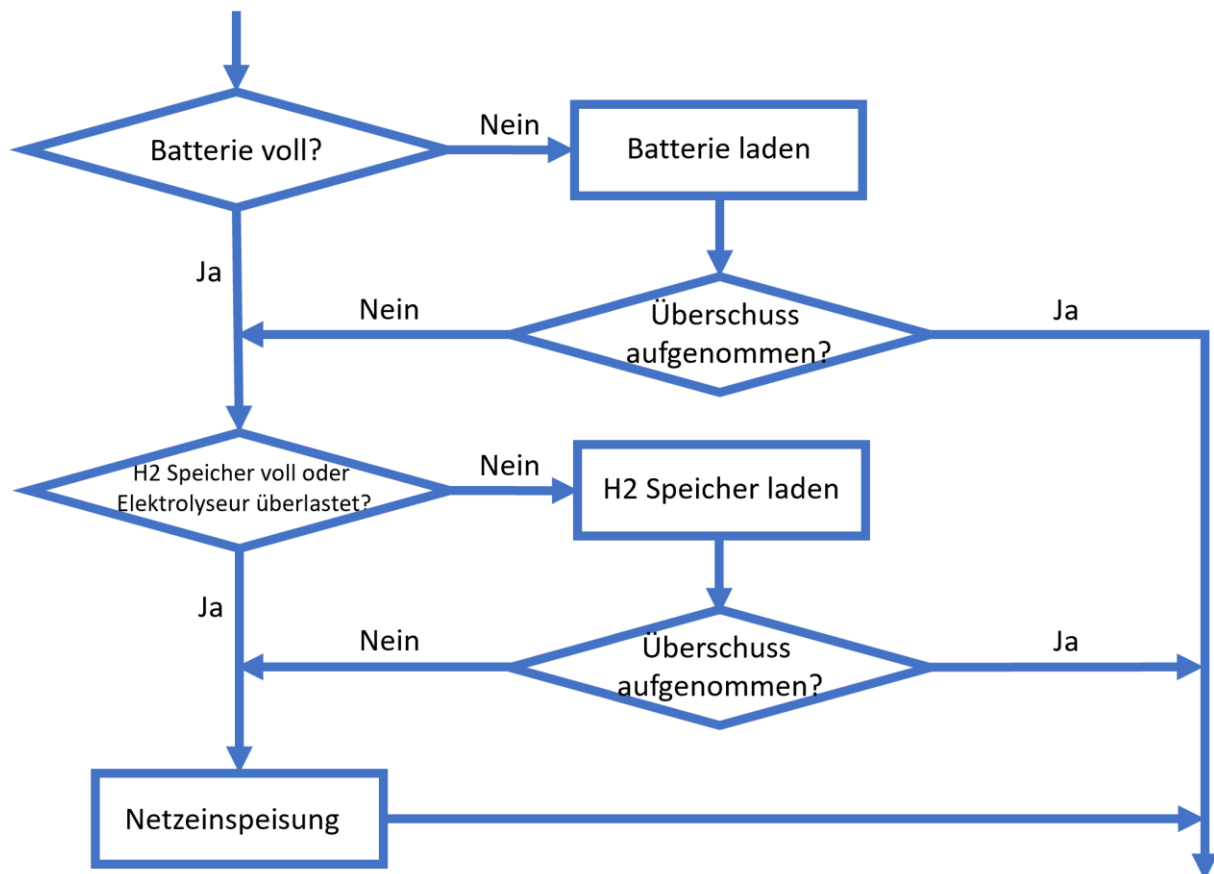


Abb. 3.6. Priorisierung der Speicher in Überdeckungsphasen

Der Batteriespeicher lädt mehrfach bis zu seinem Maximum auf, anschließend wird der Elektrolyseur bis zu seiner maximalen Kapazität (in diesem Fall 2 kW) betrieben. Wegen der Leistungsbegrenzung des Elektrolyseurs wird noch deutlich Energie in das Netz eingespeist. Am zweiten Tag in Abb. 3.5 und Abb. 3.6 z. B. führt die Unterdeckung zu einer Entladung des Batteriespeichers, anschließend wird in der Überdeckung erst der Batteriespeicher und dann der Elektrolyseur geladen. Wieder kommt es aufgrund der Leistungsbegrenzung des Elektrolyseurs zu einer Netzeinspeisung.

Bei einer größeren Unterdeckung würde zunächst der Batteriespeicher bis zur vollständigen Entleerung verwendet und anschließend der H₂-Speicher über das BHKW genutzt werden. Diese Systematik wird im abgebildeten beispielhaften Verlauf nicht benötigt, da die Entladung des Batteriespeichers zusammen mit der Erzeugung in den Unterdeckungen genügt, um die Last zu decken.

Ziel des hier entwickelten Betriebsalgorithmus FRESH ist es, einen möglichst großen Teil der Überschüsse, die sonst in das Netz eingespeist würden, in den H₂-Speicher zu bringen. Diese Energie steht in längeren Unterdeckungen, die der Batteriespeicher nicht ausgleichen kann, nach der Rückverstromung durch ein BHKW wieder zur Verfügung. Dadurch können längere Unterdeckungen überstanden werden, ohne dass ein Energiebezug aus anderen Quellen (z. B. Netzbezug aus dem öffentlichen Stromnetz) notwendig wird.

Die Netzeinspeisung für die hier dargestellte beispielhafte Woche beträgt bei der Priorisierung der Speicher entsprechend ihrer Wirkungsgrade 313 kWh. Der Leistungsverlauf sowie die Netzeinspeisung von 311 kWh, die sich – bei identischem Last- und Einspeiseverlauf sowie gleicher Systemkonfiguration – aus der Simulation mit der Software HOMER (s. Abb. 2.8) ergeben, stimmen fast exakt mit den hier dargestellten Ergebnissen überein. Auch in HOMER erfolgt die Be- und Entladung der Speicher in der Reihenfolge ihrer Wirkungsgrade.

3.2.1. *REGELBASIERTER BETRIEBSALGORITHMUS (FRESH)*

Im folgenden Kapitel wird der FRESH-Betriebsalgorithmus vorgestellt, der bei gleichen Verbrauchs- und Erzeugungsverläufen einen größeren Teil der regenerativen Erzeugung nutzbar macht, als bei der Priorisierung der Speicher aufgrund ihrer Wirkungsgrade. „Überschuss“ ist in den Erläuterungen ein zentraler Begriff. Er bezeichnet die positive Differenz zwischen regenerativer Erzeugung und dem Verbrauch. Der Überschuss kann sowohl für einen Zeitschritt bestimmt werden als auch über einen längeren Zeitraum hinweg, indem man den Überschuss mehrerer Zeitschritte aufsummiert.

Um mehr Energie in den H₂-Speicher zu bringen, damit ein möglichst großer Teil des Überschusses der Überdeckungen genutzt werden kann, werden nun mehrere sich ergänzende Maßnahmen eingesetzt:

Maßnahme 1: In Überdeckungen die überschüssige Energie der laufenden Überdeckungsphase verwenden

Ziel einer Phase der Überdeckung ist es, einerseits den Batteriespeicher maximal voll zu laden und andererseits die darüber hinaus vorliegende Energie, die sonst in das Netz eingespeist werden müsste, möglichst vollständig in den H₂-Speicher zu laden. Eine optimale Verwertung der erzeugten Energie innerhalb einer Überdeckung wird dadurch erreicht, dass der Elektrolyseur über einen möglichst langen Zeitraum innerhalb einer Überdeckung mit seiner Maximalleistung betrieben wird. Außer durch die maximale Energieaufnahme des Elektrolyseurs muss die Ladung des H₂-Speichers nur begrenzt werden, wenn der verbleibende Überschuss der Überdeckungsphase gerade noch groß genug ist, um den Batteriespeicher vollständig aufzuladen. Ist der Überschuss in einer Überdeckungsphase kleiner als die Energiemenge, die der Batteriespeicher aufnehmen kann, so wird der Batteriespeicher priorisiert geladen. In Abb. 3.7 und Abb. 3.8 ist das Ergebnis dieser Vorgehensweise zu erkennen.

Um die Auswirkungen von Maßnahme 1 auf die Speicherung von Energieüberschüssen einordnen zu können, wurde in Abb. 3.8 ein Referenzverhalten ergänzt. Dieses basiert auf einer Priorisierung der Speicher entsprechend ihrer Wirkungsgrade, wie sie in klassischen regelbasierten Ansätzen häufig angewendet wird.

Da die Maßnahmen zur Optimierung des Speicherbetriebs aufeinander aufbauen, wird zur besseren Nachvollziehbarkeit in den folgenden Abbildungen jeweils der Füllstand der Speicher nach dem vorhergehenden Optimierungsschritt gestrichelt dargestellt. Auf diese Weise lässt sich die Wirksamkeit jeder einzelnen Maßnahme im Verlauf des Verbesserungsprozesses systematisch nachvollziehen.

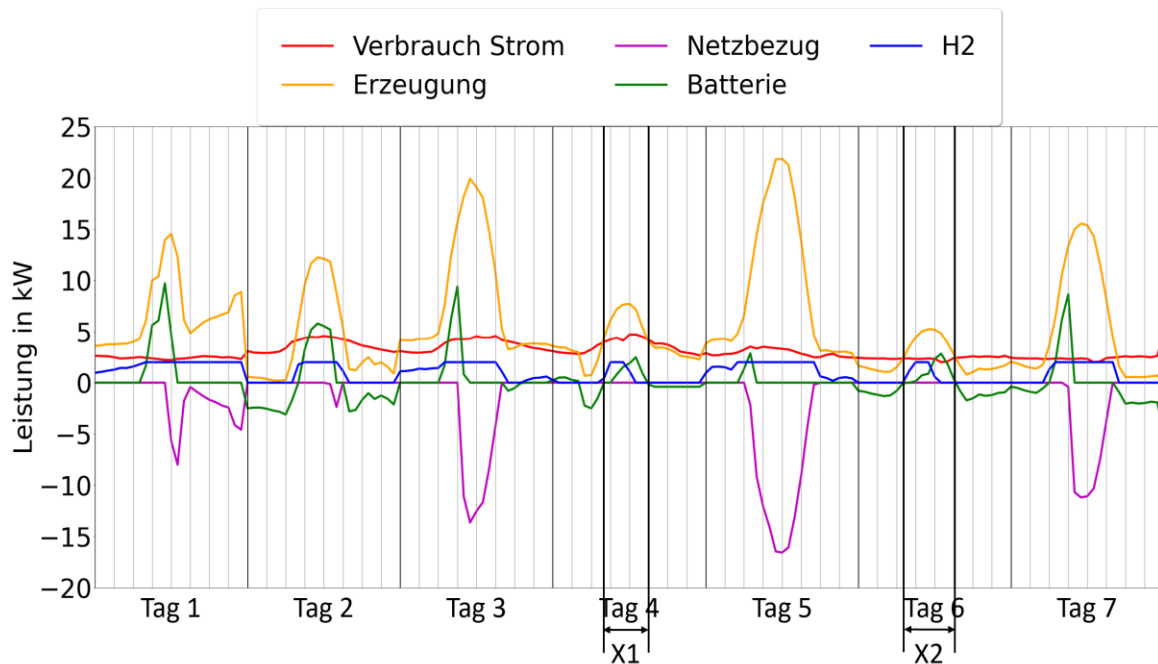


Abb. 3.7. Ausschnitt aus Leistungsverläufen nach Maßnahme 1

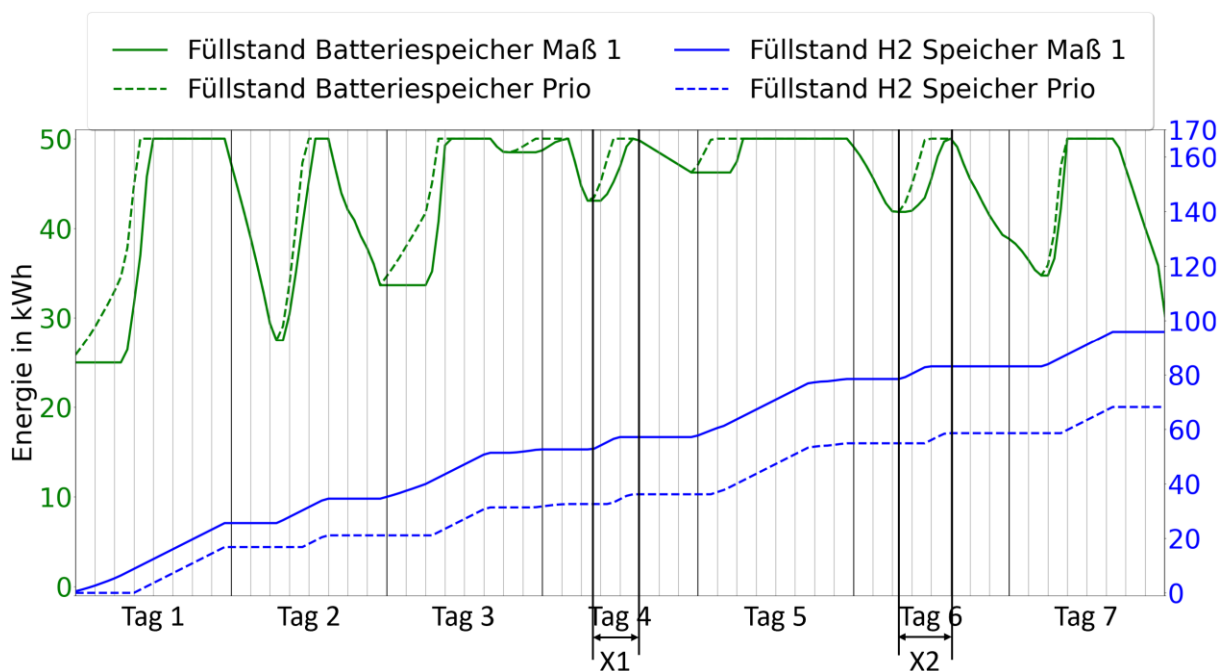


Abb. 3.8. Ausschnitt aus Speicherfüllständen nach Maßnahme 1

Der Batteriespeicher wird zu Beginn der Überschussphasen X1 und X2 für eine kurze Zeit nicht geladen. Der Überschuss kann in dieser Zeit, da die maximale Leistung des Elektrolyseurs nicht überschritten wird, komplett von ihm aufgenommen werden. Kurz darauf überschreitet aber der Überschuss die maximale Leistungsfähigkeit des Elektrolyseurs. Dies hat zur Folge, dass beide Speicher gleichzeitig geladen werden. Erst zum Ende der Überschussphase wird der Batteriespeicher wieder priorisiert und der komplette Überschuss wird von ihm aufgenommen. Der Zeitpunkt, zu dem dies geschehen muss, wird bestimmt durch die Energiemenge, die der Batteriespeicher noch aufnehmen kann und die Energiemenge der Überdeckung.

Dennoch kommt es weiterhin zu einer Netzeinspeisung von 267 kWh – die nun aber geringer ist als bei der Priorisierung der Speicher aufgrund ihrer Wirkungsgrade.

Abb. 3.9 zeigt schematisch das Ablaufdiagramm für Maßnahme 1. Bei dem Betriebsalgorithmus, bei dem die Speicher aufgrund ihrer Wirkungsgrade priorisiert geladen wurden, war lediglich der Überschuss $R(n) - V(n)$ im Zeitschritt n von Relevanz. Für die initiale Entscheidung, ob Maßnahme 1 durchgeführt werden kann, ist nun der Überschuss $\sum_{k=0}^E R(k) - V(k)$ bis zum Ende der Überdeckungsphase zum Zeitschritt E von Relevanz. „H₂-Speicher laden soweit möglich“ bedeutet, dass der H₂-Speicher zum einen durch seine Speicherkapazität begrenzt wird, zum anderen durch die maximale Aufnahmeenergie pro Zeitschritt des Elektrolyseurs. Verbleibende Überschüsse müssen weiterhin der Batterie zugeführt werden, sofern diese noch Energie aufnehmen kann. Falls auch die Batterie komplett geladen ist, werden nach dieser Betriebsoptimierung verbleibende Überschüsse in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

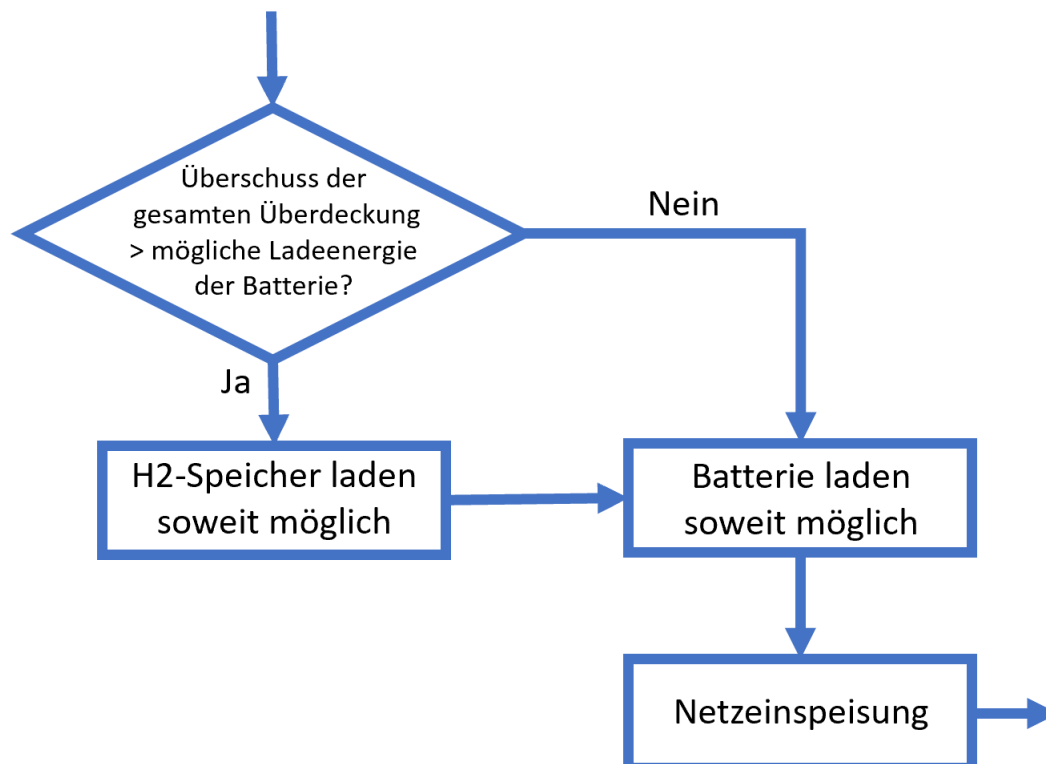


Abb. 3.9. Maßnahme 1 des FRESH-Algorithmus

Für die Maßnahmen 2 und 3 ist eine komplette Betriebsoptimierung unter Berücksichtigung von Maßnahme 1 der Ausgangspunkt.

Maßnahme 2: In Überdeckungen die überschüssige Energie der unmittelbar folgenden Netzeinspeisungsphase verwenden

In Abb. 3.7, die Leistungsverläufe nach Maßnahme 1 zeigt, fällt auf, dass noch immer eine erhebliche Netzeinspeisung vorliegt. Um diese überschüssige Energie besser nutzbar zu machen, wird in Maßnahme 2 der Batteriespeicher öfter in seinem Ausgangsladezustand belassen und nur geladen, wenn der Elektrolyseur nicht den kompletten Überschuss aufnehmen kann. Somit wird der Batteriespeicher nicht mehr in jeder Überdeckung komplett gefüllt. Weiterhin priorisiert geladen wird der Batteriespeicher nur, wenn er in der darauffolgenden Unterdeckungsphase nach Betriebsoptimierung durch Maßnahme 1 komplett entladen werden muss, um die Last zu decken.

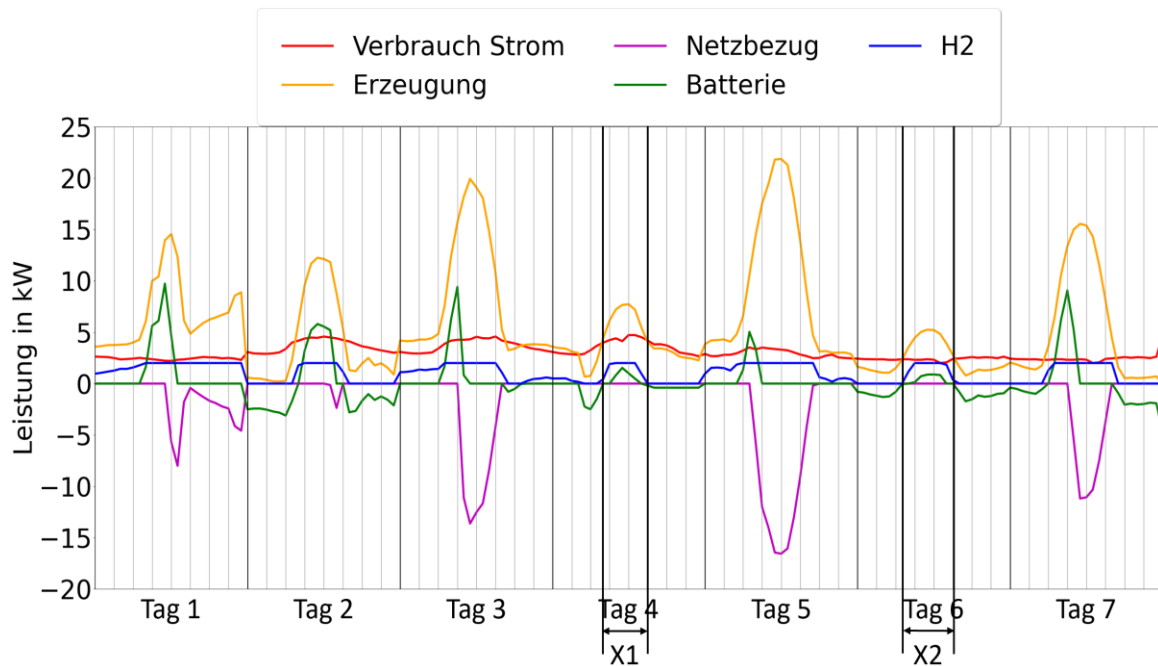


Abb. 3.10. Ausschnitt aus Leistungsverläufen nach Maßnahme 2

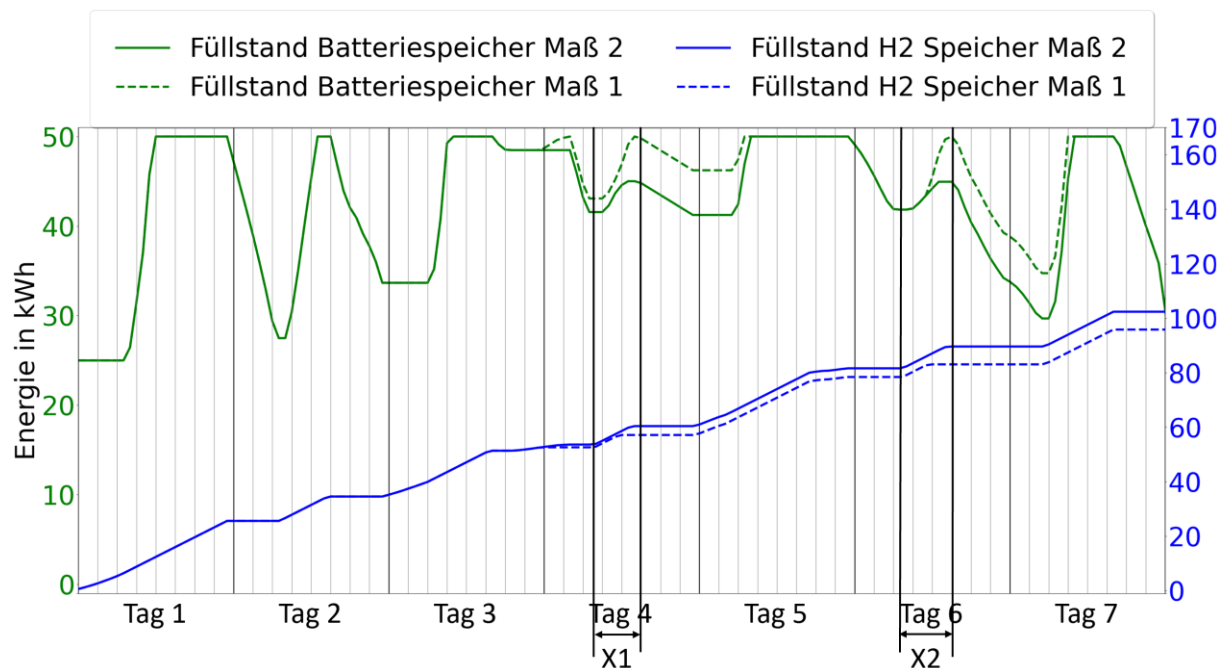


Abb. 3.11. Ausschnitt aus Speicherfüllständen nach Maßnahme 2

In Abb. 3.10 und Abb. 3.11 sind die gleichen Überdeckungen X1 und X2 wie in Abb. 3.7 und Abb. 3.8 eingezeichnet. Es ist zu sehen, dass der Batteriespeicher nun nur noch die Energie aufnimmt, die der Elektrolyseur aufgrund seiner Leistung nicht importieren kann. Das vollständige Aufladen der Batterie am Ende der Überdeckungsphase findet nicht mehr statt. Trotzdem wird der Speicher auch in den darauffolgenden Unterdeckungen nicht leer. Die jeweils folgenden Überschüsse sind so groß, dass der Batteriespeicher vollständig geladen wird und es zur Netzeinspeisung kommt. Die noch vorhandene Netzeinspeisung beträgt 256 kWh.

Abb. 3.12 zeigt das Ablaufdiagramm zu Maßnahme 2 des FRESH-Betriebsalgorithmus. Die Maßnahme zielt darauf ab, Netzeinspeisungen im weiteren Verlauf zu vermeiden, indem überschüssige Energie bereits frühzeitig – unter bestimmten Bedingungen – dem H₂-Speicher zugeführt

wird. Ob die Maßnahme durchgeführt werden kann, hängt sowohl vom aktuellen Zeitschritt als auch von den Leistungsverläufen und Speicherfüllständen bis zur nächsten Netzeinspeisung ab.

Im aktuellen Zeitschritt muss zunächst ein elektrischer Überschuss vorliegen, d. h. die regenerative Erzeugung $R(n)$ muss den Stromverbrauch $V(n)$ übersteigen – es gilt also $R(n) - V(n) > 0$.

Im weiteren zeitlichen Verlauf tritt nach Betriebsoptimierung durch Maßnahme 1 eine Netzeinspeisung auf. Diese definiert den Betrachtungszeitraum und begrenzt gleichzeitig die Energiemenge, die zur Ladung des H_2 -Speichers verwendet werden darf. Ein zentrales Kriterium ist außerdem, dass die Batterie im betrachteten Zeitraum nicht leer wird. Es muss daher sichergestellt sein, dass der H_2 -Speicher nur mit Überschüssen beladen wird, die der Batterie nicht entzogen werden, um eine Deckung der Last bis zur nächsten Netzeinspeisung zu gewährleisten.

Ist zusätzlich der Elektrolyseur in der Lage, mehr Energie aufzunehmen, so wird in diesem Fall die Maßnahme 2 ausgelöst und der H_2 -Speicher beladen – soweit möglich. „Soweit möglich“ heißt in diesem Zusammenhang: Im Vergleich zu Maßnahme 1 kann nur die kleinste der genannten Energiemengen verwendet werden, um den H_2 -Speicher weiter zu laden. Die Aufnahmefähigkeit des H_2 -Speichers wird des Weiteren durch seine maximale Speicherkapazität begrenzt.

Gelingt es, eine Netzeinspeisung durch diese Maßnahme vollständig zu vermeiden, so wird der Betrachtungszeitraum zum Ende der nächsten Netzeinspeisung verlegt, die dann ebenfalls über den beschriebenen Ablauf versucht wird zu vermeiden.

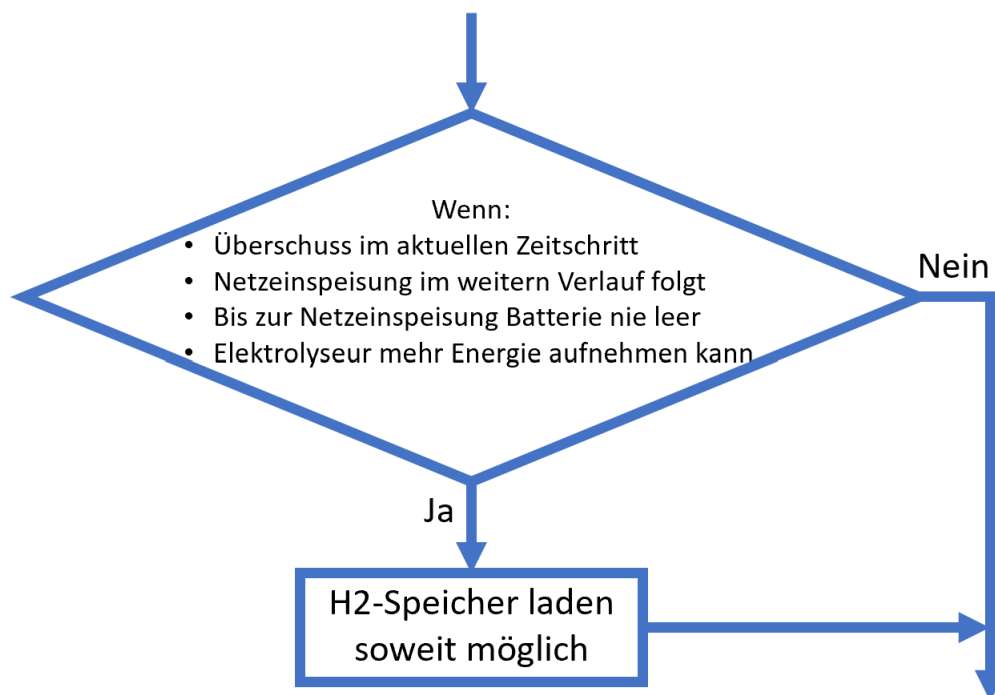


Abb. 3.12. Maßnahme 2 des FRESH-Algorithmus

Maßnahme 3: In Über- und Unterdeckungen überschüssige Energie der unmittelbar folgenden Netzeinspeisungsphase durch gezieltes Entladen des Batteriespeichers verwenden

In Abb. 3.11 ist der Batteriespeicher über den abgebildeten Zeitraum stets zu mehr als 50 % gefüllt. Dies begrenzt die Möglichkeit, überschüssige Energie aufzunehmen, da nur ein Teil des Speichervolumens noch nutzbar ist. Einen größeren Teil des Speichervolumens des Batteriespeichers nutzbar zu machen, kann die Netzeinspeisung noch weiter reduzieren. Die letzte Optimierungsmaßnahme besteht daher darin, den Batteriespeicher zusätzlich für die Betreibung des Elektrolyseurs einzusetzen. Er soll sowohl in den Unterdeckungs- als auch Überdeckungsphasen gezielt so

entladen werden, dass er bis zu nächsten Netzeinspeisungsphase nie leer und erst in der Überdeckung vor der nächsten Netzeinspeisung wieder komplett geladen wird.

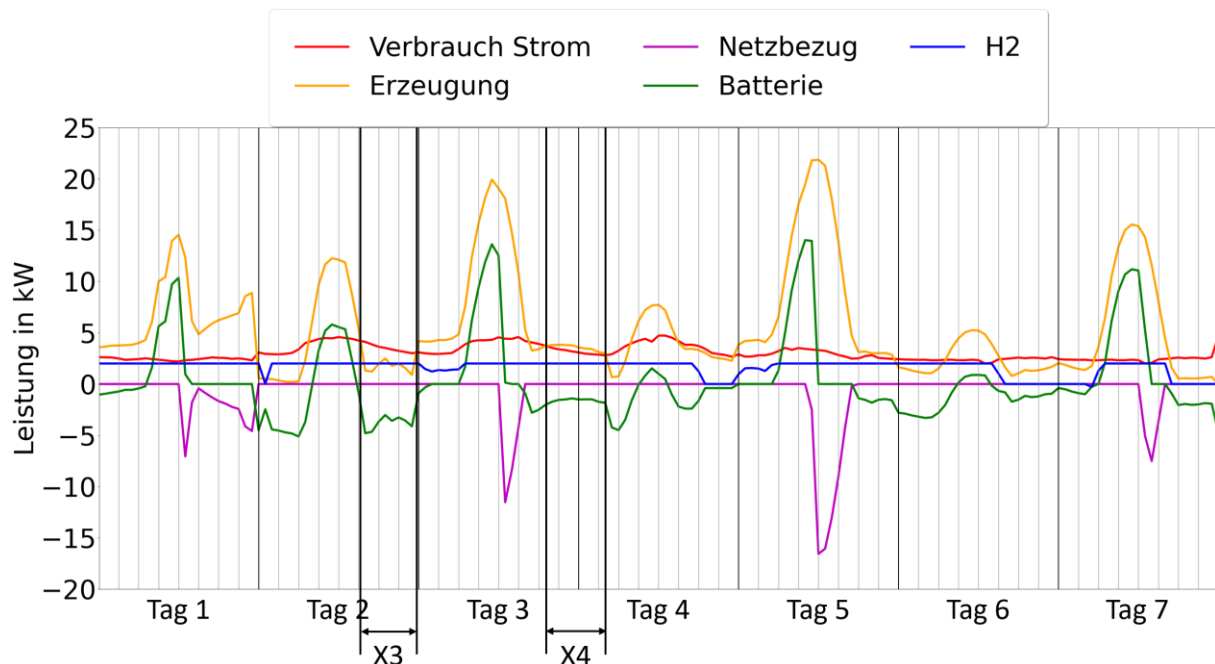


Abb. 3.13. Ausschnitt aus Leistungsverläufen nach Maßnahme 3

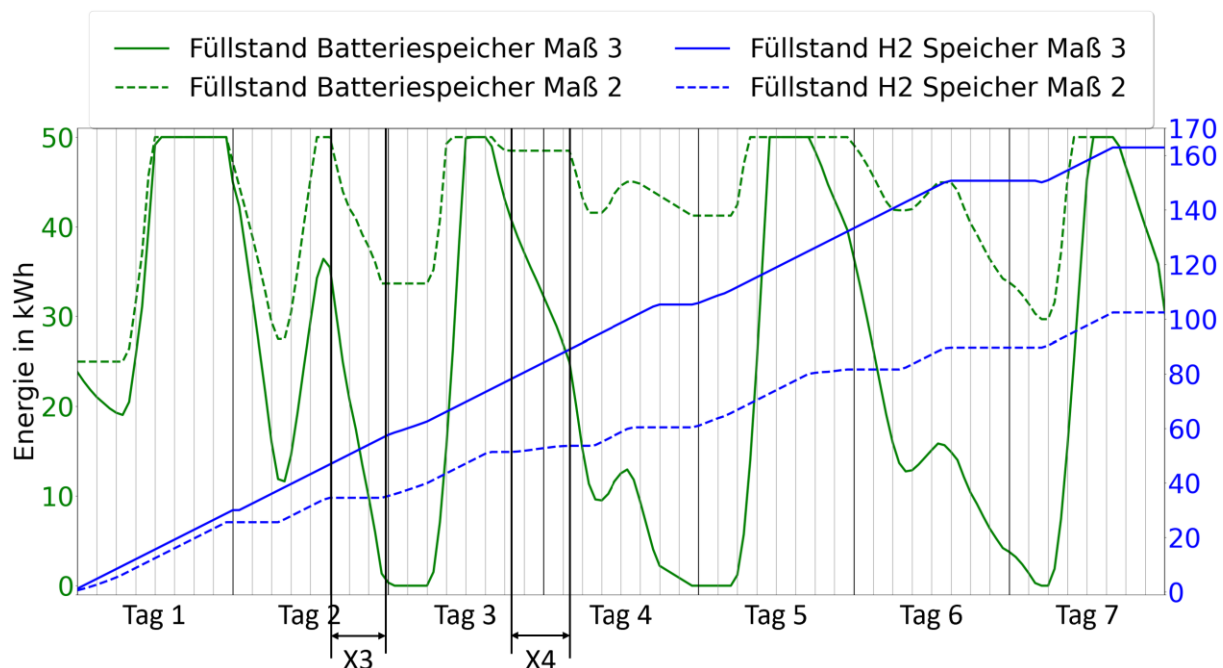


Abb. 3.14. Ausschnitt aus Speicherfüllständen nach Maßnahme 3

In Abb. 3.13 und Abb. 3.14 ist zu sehen, wie der Batteriespeicher in der Unterdeckungsphase X3 noch zusätzlich zur Deckung der Last entladen wird, um den Elektrolyseur betreiben zu können. In Phase X4 reicht der Überschuss nicht aus, um den Elektrolyseur mit Volllast betreiben zu können. Daher wird in dieser Überdeckungsphase der Batteriespeicher gezielt entladen, damit zusammen mit dem Überschuss die Maximalleistung des Elektrolyseurs erreicht werden kann.

Der Batteriespeicher wird durch Zusammenwirken aller drei Maßnahmen genau dann leer, wenn die Überdeckung vor der nächsten Netzeinspeisung beginnt.

Die Netzeinspeisung beträgt nur noch 130 kWh. Sie sehr viel weiter zu minimieren, ist nicht möglich. Grundsätzlich lässt sich mit dieser Vorgehensweise der Verwertung von zukünftigen Netzeinspeisungen ein absolutes Optimum erreichen. Dies wird in Kapitel 3.2.2 gezeigt, in dem eine Validierung des Betriebsalgorithmus erfolgt.

Abb. 3.15 zeigt das Ablaufdiagramm zu Maßnahme 3 des FRESH-Betriebsalgorithmus. Im Gegensatz zu den vorangegangenen Maßnahmen spielt der Überschuss im aktuellen Zeitschritt hier keine Rolle. Ziel dieser Maßnahme ist es, Energie aus der Batterie in den H₂-Speicher zu überführen, selbst wenn im betrachteten Zeitschritt kein unmittelbarer Überschuss vorliegt. Dies ist dann sinnvoll, wenn im weiteren Verlauf eine Netzeinspeisung droht, die durch vorzeitige Verlagerung von Energie in den Langzeitspeicher vermieden, oder zumindest verringert, werden kann.

Maßnahme 3 wird ausgeführt, wenn nach Betriebsoptimierung nach Maßnahme 2 weiterhin eine Netzeinspeisung vorhanden ist. Durch diese Netzeinspeisung wird der Betrachtungszeitraum definiert. Die Batterie darf bis zu dieser Netzeinspeisung nicht vollständig entladen sein. Außerdem muss der Elektrolyseur in der Lage sein, zusätzliche Energie in diesem Zeitschritt aufnehmen zu können.

Ist dies gegeben, wird der H₂-Speicher so weit wie möglich aus der Batterie beladen. Neben dem Mindestfüllstand der Batterie, der noch zu verteilenden Netzeinspeisung und der verfügbaren Ladeleistung des Elektrolyseurs, wirkt auch die verbleibende Kapazität des H₂-Speichers als begrenzender Faktor.

Gelingt es durch diese Maßnahme, eine bevorstehende Netzeinspeisung vollständig zu vermeiden, wird der Betrachtungszeitraum analog zu Maßnahme 2 bis zur nächsten Netzeinspeisung verschoben.

Maßnahme 3 dient somit der vorausschauenden Energieschichtung im System: Überschüssige Energie wird, bevor sie eingespeist werden müsste, frühzeitig umverteilt. Sie ergänzt damit die vorangegangenen Maßnahmen um eine proaktive Lastverlagerung, die auf eine maximale Nutzung vorhandener Überschüsse abzielt.

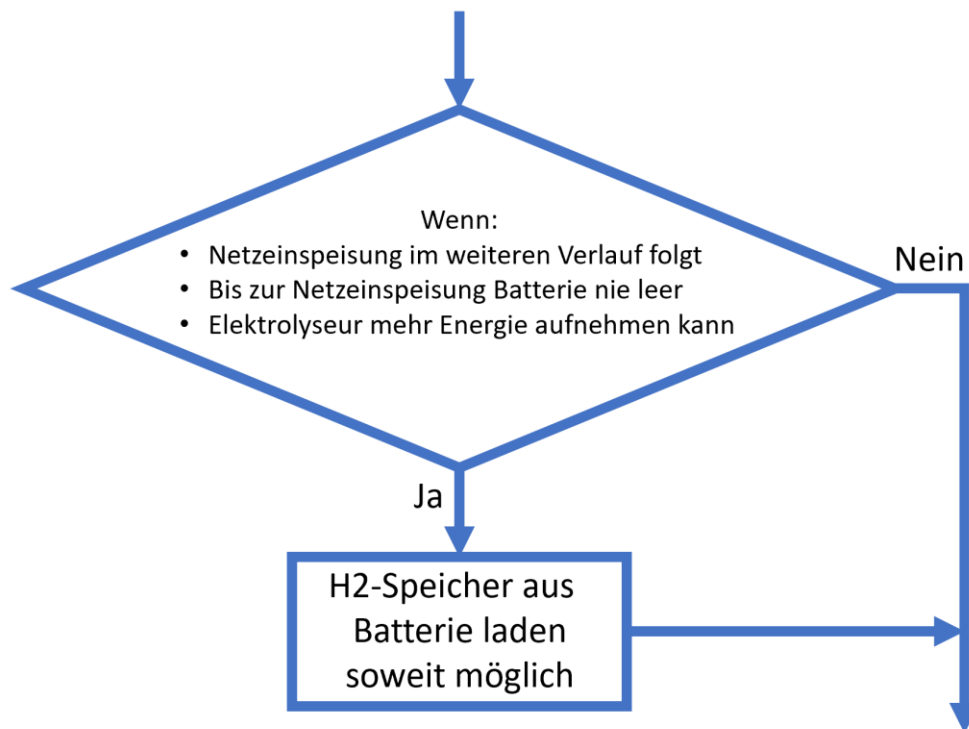


Abb. 3.15. Maßnahme 3 des FRESH-Algorithmus

Berechnungsgrundlagen für Speicherverhalten und Netzinteraktion von Maßnahme 1

In Abb. 3.16 sind die Berechnungsgrundlagen von Maßnahme 1 für die Energieinhalte der Speicher, die Netzinteraktion und die Bedingungen, durch die sie ausgelöst werden, dargestellt.

Der Vollständigkeit halber werden auch die Bedingungen und Folgerungen in Unterdeckungen gezeigt, die ein zu klein dimensioniertes BHKW hätte, das nicht die gesamte erforderliche Leistung bereitstellen kann. In den späteren Untersuchungen wird aber, wie zuvor erwähnt, die Leistung des BHKW immer ausreichend groß gewählt.

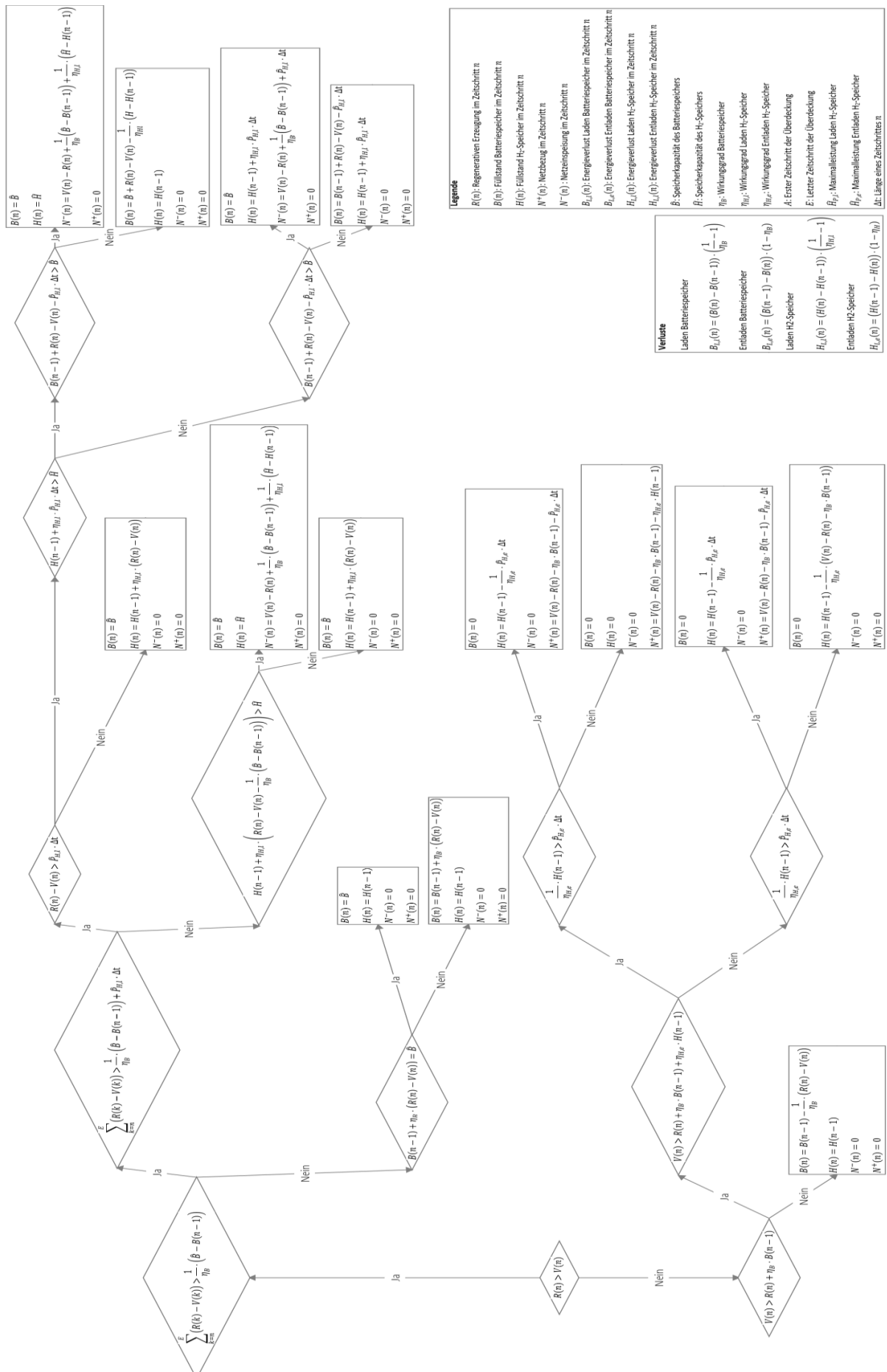


Abb. 3.16. Formeln der Leistungsflüsse und Bedingungen des ersten Durchlaufs

Berechnungsgrundlagen für Speicherverhalten und Netzinteraktion der Maßnahmen 2 und 3

Grundsätzlich wäre Maßnahme 2 zu priorisieren und Maßnahme 3 erst durchzuführen, wenn nach zwei kompletten Betriebsoptimierungen unter sukzessiver Berücksichtigung der Maßnahmen 1 und 2 immer noch eine Netzeinspeisung vorläge. Um den Rechenaufwand bei einzelner Betrachtung der Maßnahmen zu reduzieren, werden Maßnahmen 2 und 3 im Späteren zusammen in einer Betriebsoptimierung umgesetzt.

Der Rechenaufwand entsteht hauptsächlich nach der ersten Betriebsoptimierung unter Berücksichtigung der Maßnahme 1. Für die Maßnahmen 2 und 3 ist es relevant, zu jedem Zeitschritt zwei limitierende Größen auszurechnen. Das Potenzial $Z(n)$ ist die noch vorhandene Netzeinspeisung, die, zum Zeitschritt n , noch folgen wird. Von ihr wird nach jedem Zeitschritt die Energiemenge abgezogen, die der Batteriespeicher dem Elektrolyseur überlassen hat. Die zweite Größe ist der Mindestfüllstand der Batterie $\min(B(n) \dots B(E))$ vom aktuellen Zeitschritt n bis zur nächsten Netzeinspeisung, die mit dem Zeitschritt E endet. Auch hiervon muss nach jedem Zeitschritt die Energiemenge abgezogen werden, die dem Elektrolyseur durch Realisierung der Maßnahmen 2 und 3 zusätzlich zur Verfügung gestellt wurde. Die Bestimmung dieser beiden Größen ist notwendig, da diese die Energiemenge begrenzen, die im Vergleich zur Maßnahme 1 umverteilt werden kann.

In der Regel entspricht die Energiemenge, die dem Elektrolyseur zur Verfügung gestellt werden kann, der Energiemenge, die dieser maximal in einem Zeitschritt aufnehmen kann. Ist aber das Potenzial oder der Mindestfüllstand der Batterie plus Wirkungsgradverluste kleiner als die Maximalleistung des Elektrolyseurs, kann es auch vorkommen, dass dieser unter Teillast betrieben werden muss.

Gelingt es, eine Netzeinspeisung nach dem ersten Durchlauf mit Maßnahme 1 durch Realisierung von Maßnahme 2 und 3 komplett zu unterbinden, so müssen die beiden Größen Potenzial und Mindestfüllstand der Batterie für den Bereich bis zur nächsten Netzeinspeisung neu festgelegt werden. Der Betrachtungszeitraum wird dann bis zum Ende der nächsten Netzeinspeisung erweitert. So kann versucht werden, auch diese zu vermeiden, indem mehr Energie in die Speicher aufgenommen wird.

Maßnahme 2 wird nur in der Überdeckung durchgeführt, Maßnahme 3 im Wesentlichen in der Unterdeckung. Eine Entladung des Batteriespeichers zugunsten des Elektrolyseurs kann allerdings auch in Überdeckungen vorkommen, wenn die Differenz aus Erzeugung und Verbrauch geringer ist als die Maximalleistung des Elektrolyseurs.

Im Folgenden sind die relevanten Formeln für die Maßnahmen 2 und 3 aufgeführt. Wie beschrieben handelt es sich dabei um das Potenzial $Z(n)$ (Formel 2) und den Mindestfüllstand der Batterie $\min(B_n \dots B_E)$ (Formel 3) im Betrachtungszeitraum von n bis zum letzten Zeitschritt der Netzeinspeisung E . Bestimmt werden müssen außerdem die Energie, die der Elektrolyseur noch aufnehmen könnte $K(n)$ (Formel 4) und die Energie, die der H_2 -Speicher noch aufnehmen könnte $M(n)$ (Formel 5). Für Maßnahme 2 ist außerdem die Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch $D(n)$ (Formel 1) von Relevanz. Der kleinste dieser Werte ist die Energiemenge $U(n)$ (Formel 6), die im Vergleich zur Betriebsoptimierung nach Maßnahme 1 noch umverteilt werden kann. Mit $U(n)$ können dann die neuen Füllstände des Batteriespeichers $B(n)$ (Formel 7) und des H_2 -Speichers $H(n)$ (Formel 8) berechnet werden. Die jeweils alten Füllstände, die sich bei der Betriebsoptimierung gemäß Maßnahme 1 ergeben haben, werden nun durch einen zusätzlichen Index „a“ (für alt) erweitert.

Der Zeitschritt A ist der erste Zeitschritt nach zurückliegender Netzeinspeisung. Der Zeitschritt E ist der letzte Zeitschritt der folgenden Netzeinspeisung. Die Formeln und Bedingungen für die Netzeinspeisung $N^-(n)$, den Netzbezug $N^+(n)$ und die Verluste bleiben im Vergleich zu Maßnahme 1 gleich.

Formeln für Maßnahme 2:

$$D(n) = R(n) - V(n) \quad (1)$$

$$Z(n) = \eta_B \cdot \sum_{k=n}^E N_a^-(k) - \eta_B \cdot \sum_{k=A}^n U(k) \quad (2)$$

$$\min(B(n) \dots B(E)) = \min(B(n) \dots B(E)) - \sum_{k=A}^n U(k) \quad (3)$$

$$K(n) = \hat{P}_{H,l} \cdot \Delta t - \frac{1}{\eta_{H,l}} \cdot (H_a(n) - H_a(n-1)) \quad (4)$$

$$M(n) = \frac{1}{\eta_{H,l}} \cdot (\hat{H} - H(n-1)) \quad (5)$$

$$U(n) = \min(D(n), Z(n), \min(B(n) \dots B(E)), K(n), M(n)) \quad (6)$$

$$B(n) = B(n-1) + B_a(n) - B_a(n-1) - U(n) \quad (7)$$

$$H(n) = H(n-1) + H_a(n) - H_a(n-1) + \eta_{H,l} \cdot U(n) \quad (8)$$

Formeln für Maßnahme 3:

$$Z(n) = \eta_B \cdot \sum_{k=n}^E N_a^-(k) - \eta_B \cdot \sum_{k=A}^n U(k) \quad (2)$$

$$\min(B(n) \dots B(E)) = \min(B(n) \dots B(E)) - \sum_{k=A}^n U(k) \quad (3)$$

$$K(n) = \frac{1}{\eta_B} \cdot \left(\hat{P}_{H,l} \cdot \Delta t - \frac{1}{\eta_{H,l}} \cdot (H_a(n) - H_a(n-1)) \right) \quad (4)$$

$$M(n) = \frac{1}{\eta_B} \cdot \frac{1}{\eta_{H,l}} \cdot (\hat{H} - H(n-1)) \quad (5)$$

$$U(n) = \min(Z(n), \min(B(n) \dots B(E)), K(n), M(n)) \quad (6)$$

$$B(n) = B(n-1) + B_a(n) - B_a(n-1) - U(n) \quad (7)$$

$$H(n) = H(n-1) + H_a(n) - H_a(n-1) + \eta_B \cdot \eta_{H,l} \cdot U(n) \quad (8)$$

In diesem Kapitel wurde der regelbasierte Betriebsalgorithmus von FRESH zur Deckung des Strombedarfs vorgestellt. Anhand einer hypothetischen Testwoche wurde schrittweise erläutert, wie überschüssige und fehlende Energien im System verteilt werden. Dabei wurden drei aufeinander aufbauende Maßnahmen zur Speicherbewirtschaftung beschrieben und visuell veranschaulicht. Ergänzend wurden die Berechnungsgrundlagen für Speicherfüllstände, Netzinteraktionen und Speicherverluste hergeleitet, die das Fundament für die Entscheidungsregeln des Algorithmus bilden.

3.2.2. VALIDIERUNG DES REGELBASierten BETRIEBSALGORITHMUS MIT CALLIOPE

Bevor die in dieser Arbeit entwickelte Simulationsmethode FRESH für weiterführende Analysen und Optimierungsaufgaben eingesetzt wird, ist es erforderlich, deren Plausibilität und Genauigkeit zu überprüfen. Zu diesem Zweck erfolgt eine Validierung anhand der Software Calliope, die auf einem mathematischen Optimierungsansatz basiert und in der Lage ist, unter vorgegebenen Randbedingungen den Netzbezug systematisch zu minimieren.

Ziel dieses Kapitels ist es daher, aufzuzeigen, inwieweit sich die Ergebnisse einiger Simulationen von unterschiedlichen Energiesystemen bezüglich des Netzbezugs bei beiden Softwarelösungen decken. Die Analyse bildet zugleich die Grundlage für die nachfolgende Bewertung der Regelstrategie und ihrer Einsatzmöglichkeiten.

Zur Validierung des Betriebsalgorithmus wurde in Calliope derselbe Einspeise- und Lastverlauf simuliert, der in Kapitel 3.2 als Testwoche beschrieben wurde. Auch die Wirkungsgrade für das Ein- und Ausspeichern wurden identisch übernommen, um eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen. Die Leistungsverläufe in der Testwoche sind in Abb. 3.17 die Speicherfüllstände in Abb. 3.18 zu sehen.

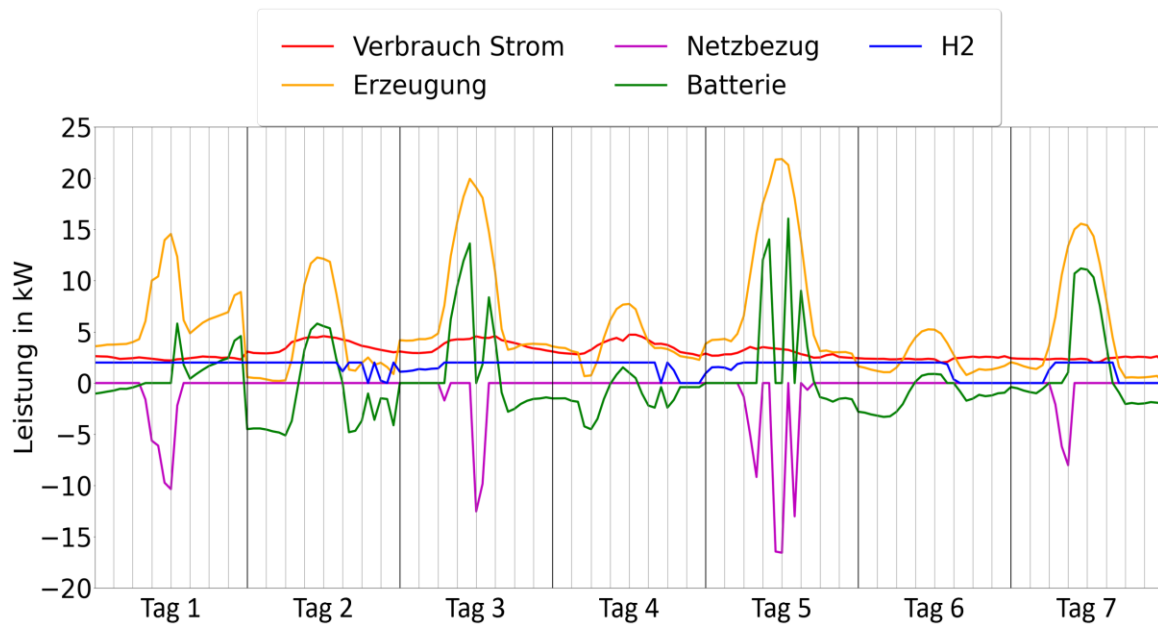


Abb. 3.17. Ausschnitt aus Leistungsverläufen in Calliope

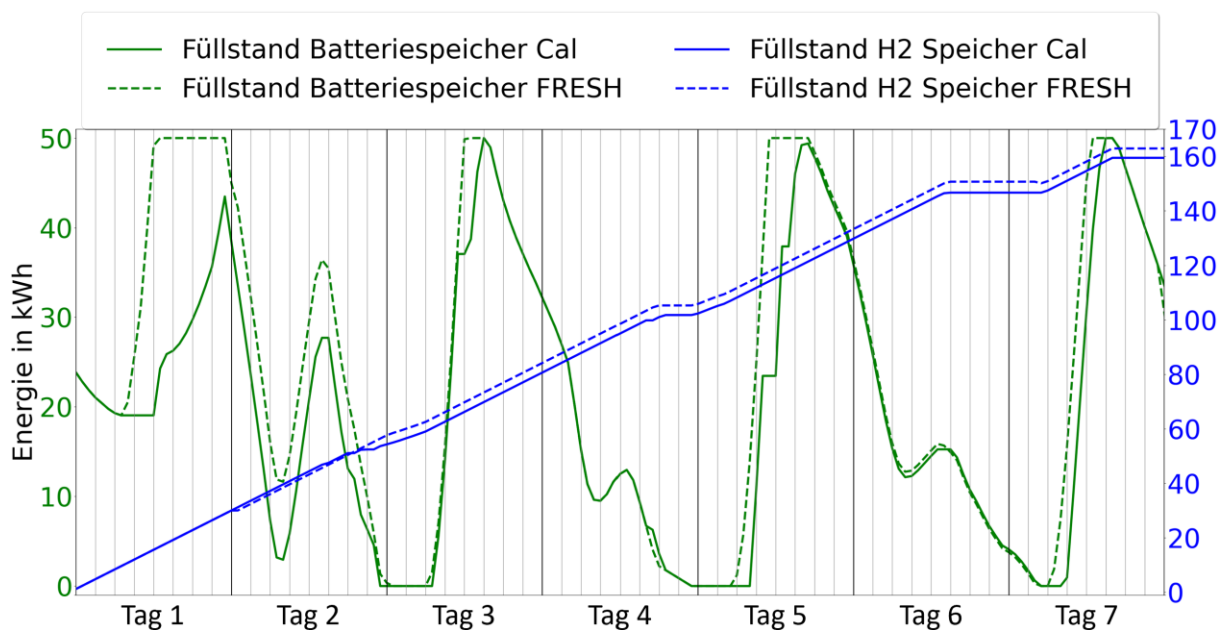


Abb. 3.18. Ausschnitt aus Speicherfüllständen in Calliope

Wie in Kapitel 2.3.2.2 beschrieben, wurde Calliope so konfiguriert, dass es dasselbe Optimierungsziel verfolgt wie FRESH. Dazu wurde ein sehr hoher Netzstrompreis von 1 Mio. € pro kWh festgelegt und gleichzeitig eine Einspeisevergütung von 1 € pro kWh angesetzt, damit Calliope Netzeinspeisung vermeidet und Speicher nicht zeitweise gleichzeitig be- und entlädt.

Der Einspeise- und Lastverlauf, der nach der abgebildeten Testwoche folgt, wurde gezielt so gestaltet, dass die Speicher fast vollständig entleert werden müssen, um die Last zu decken. Das Entladen der Speicher ist in Abb. 3.19 zu sehen.

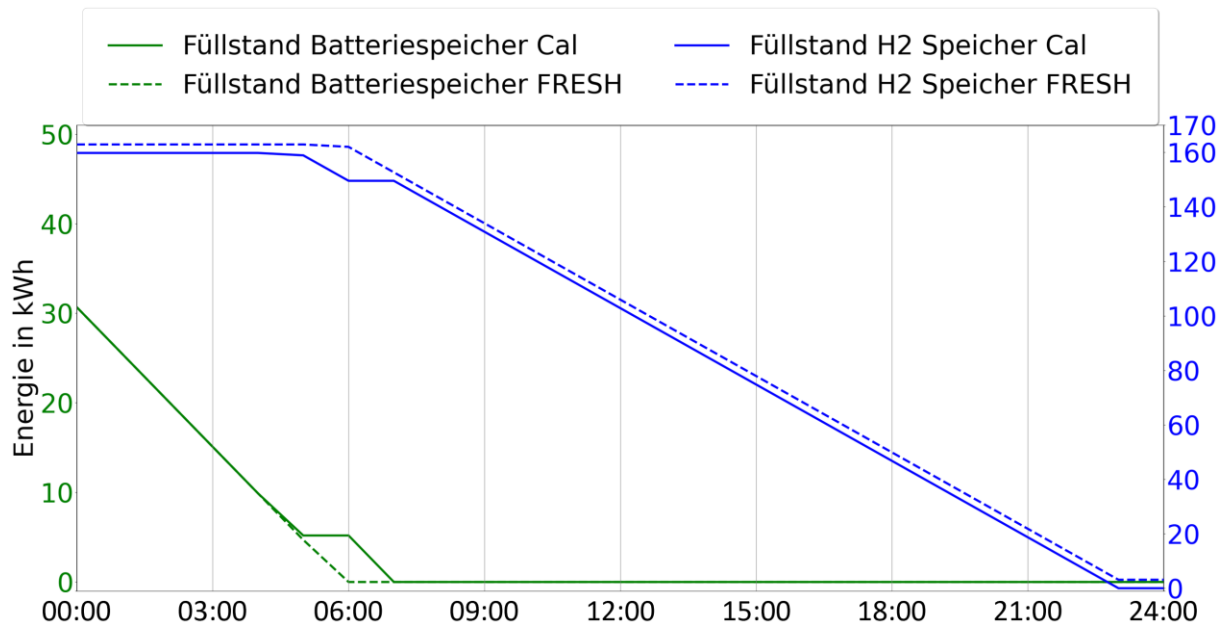


Abb. 3.19. Ausschnitt aus Speicherfüllständen in Calliope (Tag 8)

Bei FRESH ist der Batteriespeicher nach der Simulation leer, der H₂-Speicher weist noch einen Füllstand von 3,1 kWh auf. Da in dieser Analyse jedoch der Fokus auf der optimalen Verwertung der Überschüsse liegt, wird der Abschnitt, in dem die vollständige Entleerung der Speicher erfolgt, nicht mehr abgebildet. Eine maximale Nutzung der regenerativen Erzeugung ist dennoch zwingend erforderlich, um einen Netzbezug zu vermeiden. Die resultierenden Leistungsflüsse zeigen dabei eine starke Ähnlichkeit zu denen, die sich zuvor nach Umsetzung von Maßnahme 3 gezeigt haben.

Im Gegensatz zum FRESH-Betriebsalgorithmus fällt auf, dass Calliope die unvermeidliche Netzeinspeisung teilweise vor dem vollständigen Laden des Batteriespeichers priorisiert. Dies ist beispielsweise an den Tagen 1, 3, 5 und 7 erkennbar.

Der eigene Betriebsalgorithmus orientiert sich stärker an einer praxisnahen Steuerlogik, bei der Überschüsse vorrangig im System gehalten und erst dann ins Netz eingespeist werden, wenn keine weiteren Speicherpotenziale mehr verfügbar sind. In Calliope werden aufgrund des Anreizes der Einspeisevergütung verbleibende Überschüsse früher in das öffentliche Netz eingespeist. Besonders auffällig ist, dass die Berechnung von Calliope bereits zu Beginn von Tag 5 Energie ins Netz einspeist, obwohl der Batteriespeicher zu diesem Zeitpunkt noch nicht vollständig geladen ist.

Gleichzeitig wurde Netzbezug mit hohen Kosten versehen, so dass er minimiert wird. Bei Systemen, die keinen Netzbezug erfordern – wie im vorliegenden Fall – führt dies zur maximal möglichen Netzeinspeisung, die gerade noch ausreicht, um einen Netzbezug zu vermeiden.

Bei näherer Betrachtung des Testverlaufs im Vergleich zu Calliope – unter Berücksichtigung der Ladeverluste und der verbleibenden Netzeinspeisung – zeigt sich, dass durch die gleichzeitige Umsetzung von Maßnahme 2 und Maßnahme 3 in einem einzigen Optimierungsschritt geringe Umladeverluste auftreten. Diese entstehen dadurch, dass Energie unnötig zwischen Speicherkomponenten verschoben wird, obwohl dies nicht zwingend erforderlich wäre.

Ein minimaler Nachteil des eigenen Betriebsalgorithmus besteht somit darin, dass diese beiden Maßnahmen nicht getrennt voneinander ausgeführt werden, was zu geringfügig reduzierter Effizienz führt. Zu sehen ist dies beim Vergleich der Leistungsflüsse von Tag 2 der Testwoche im Zeitraum X5. Hier wird bei FRESH (Abb. 3.20 unten) der Batteriespeicher deutlich länger eingesetzt, um den Elektrolyseur mit Energie zu versorgen, als bei Calliope (Abb. 3.20 oben).

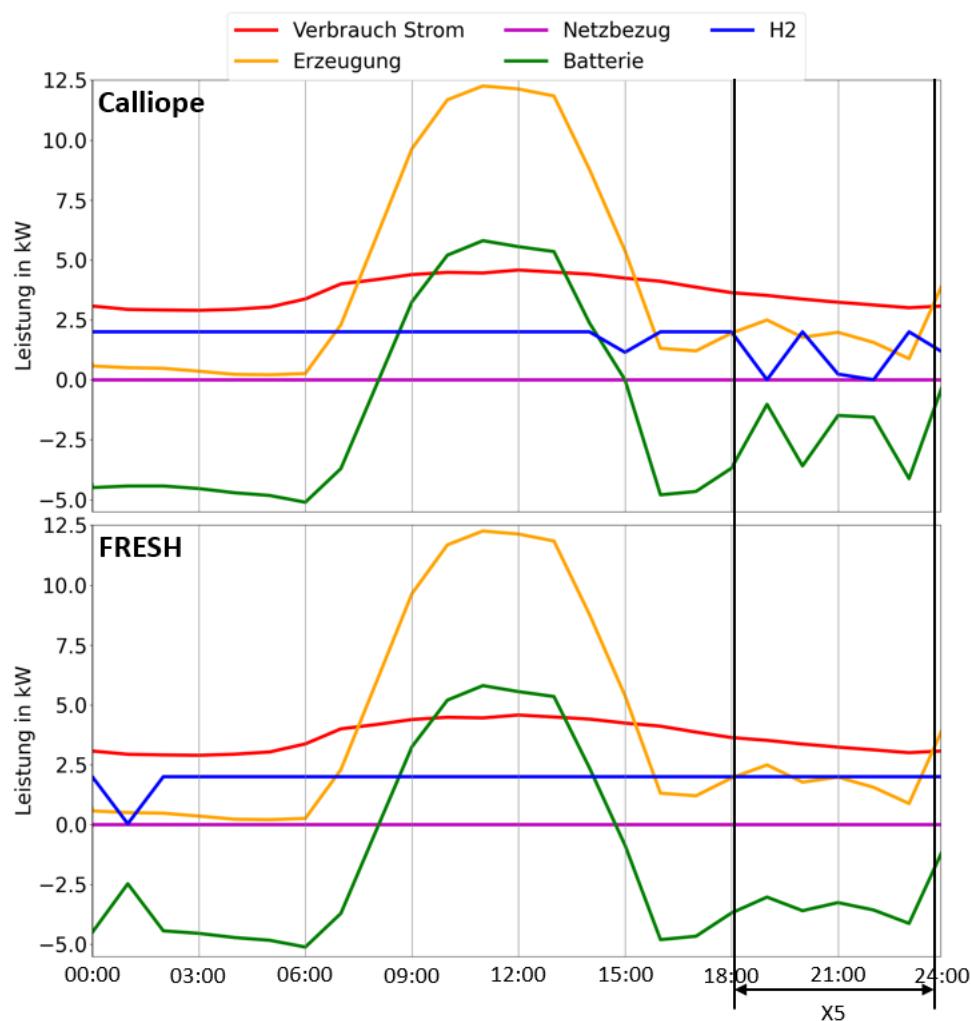


Abb. 3.20. Vergleich der Leistungsflüsse an Tag 2 der Testwoche Calliope und FRESH

Tab. 3.1 zeigt einen quantitativen Vergleich der Energieflüsse und Verluste zwischen Calliope und FRESH im Zeitraum der Testwoche und der nach dieser Woche folgenden Phase, in der die Speicher entladen werden müssen. Hier ist auch der Unterschied bezüglich der Batterieverluste zu erkennen.

	Calliope	FRESH	$\Delta = \text{FRESH} - \text{Calliope}$
Summe Zu- und Abfluss Batterie (kWh)	435,1	449,4	14,3
Verluste Batterie (kWh)	45,9	47,4	1,5
Zufluss elektrische Energie Elektrolyseur (kWh)	265,8	271	5,2
Verluste Elektrolyseur (kWh)	106,3	108,4	2,1
Verluste gesamt (kWh)	152,2	155,8	3,6
Restfüllstand Batterie (kWh)	0	0	0
Restfüllstand H ₂ -Speicher (kWh)	0	3,1	3,1
Netzeinspeisung (kWh)	136,5	130,3	- 6,2
Netzbezug (kWh)	0	0	0

Tab. 3.1. Energieflüsse Testwoche + Tag 8 (Entladung der Speicher) in Calliope und FRESH

Zum Ende der Simulation verbleiben in FRESH noch 3,1 kWh im H₂-Speicher, obwohl diese Energie nicht mehr benötigt wird, um den verbleibenden Bedarf zu decken. Ursache hierfür ist das Ziel des Betriebsalgorithmus, möglichst viel Energie im System zu halten, solange keine Netzeinspeisung erforderlich ist.

Im Gegensatz dazu werden in Calliope beide Speicher nach der abgebildeten Testwoche vollständig entleert. Dies ist im Rahmen der Optimierung der Zielfunktion energetisch günstiger, da so mehr Energie in das Netz eingespeist werden kann.

In FRESH werden insgesamt 3,6 kWh mehr Verluste erzeugt. Damit 3,1 kWh mehr H₂ gespeichert werden können, sind im Idealfall – wenn die Energie für den Elektrolyseur direkt aus der regenerativen Erzeugung bezogen wird – nur 2,1 kWh Verluste notwendig. Selbst wenn sämtliche Energie, die der Elektrolyseur zum Generieren des Restfüllstandes im H₂-Speicher benötigt, aus der Batterie bezogen werden müsste, läge die Summe aus Batterie- und Elektrolyseurverlusten nur bei 2,6 kWh.

Wie gezeigt wurde, werden in FRESH im Vergleich zu Calliope mehr Verluste erzeugt. Ein Teil dieser Verluste kommen dadurch zustande, dass sich am Ende des Betrachtungszeitraumes aus Tab. 3.1 noch 3,1 kWh Energie im H₂-Speicher befinden. Zum Erzeugen dieser Restmenge an H₂ werden 5,2 kWh benötigt. In Calliope werden aber 6,2 kWh mehr Überschüsse in das Netz eingespeist. Somit lässt sich über den Vergleich der Netzeinspeisung quantifizieren, dass es sich bei den vermeidbaren Verlusten im Betrachtungszeitraum etwa um eine Energiemenge von 1 kWh handelt.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass es in Calliope zwar gelingt mehr Überschüsse in das Netz einzuspeisen, beide Simulationsansätze jedoch das zentrale Ziel erfüllen, den Netzbezug vollständig zu vermeiden.

Um zu untersuchen, wie groß mögliche Unterschiede zwischen den beiden Softwarelösungen im Hinblick auf den Netzbezug unter realen Bedingungen ausfallen, wurde eine umfangreiche Untersuchung verschiedener Energiesysteme durchgeführt. Dabei wurden jeweils fünf Jahre simuliert, basierend auf einem durchschnittlichen Einspeiseverlauf pro kWp für Windkraft- und PV-Anlagen in Deutschland sowie einem Standardlastprofil für Haushalte, normiert auf 3.000 kWh pro Jahr. Diese Profile sind in den Kapiteln 2.1.2 und 2.1.3 näher beschrieben.

Ziel war es, den Betriebsalgorithmus von FRESH mit Calliope zu vergleichen, unter der Annahme, dass beide Systeme die regenerative Erzeugung möglichst effizient nutzen und nur solche Überschüsse ins Netz einspeisen, die nicht intern verwendet werden können. Um dies zu erreichen wurden die Komponenten der Energiesysteme folgendermaßen ausgelegt und variiert (vgl. Tab. 3.2):

- Damit ein effizientes Ausnutzen der erzeugten Energie nötig wird, wurden die Erzeugungsanlagen so klein ausgelegt, dass sie nicht in jedem Zeitschritt die Last decken können. Absolut gesehen wird zwar in allen Systemen mehr Energie erzeugt als verbraucht, eine Vermeidung von Energiebezug aus dem öffentlichen Netz ist dennoch unerlässlich, da nicht die komplette erzeugte Energie gespeichert werden kann. Grund dafür ist die saisonal ungleichmäßige Verteilung der Erzeugung, deren Überschüsse nicht vollständig in die Speicher fließen können, da diese in ihrer Kapazität (Batteriespeicher) oder in ihrer Leistungsaufnahme (H₂-Speicher) begrenzt sind. Zusätzlich fallen durch die Speicherung im H₂-Speicher hohe Verluste an, sodass der bilanzielle Überschuss, also die Differenz aus der gesamten Erzeugung und dem Verbrauch, nicht ausreichend ist.
- Um unterschiedlich lange Phasen der Unter- und Überdeckung abzubilden, wurden die regenerativen Erzeugungsanlagen in ihrer Dimensionierung variiert. Die installierte PV-Leistung ist dabei stets größer als die installierte Windkraftleistung. Trotzdem treten gerade in den Wintermonaten Phasen auf, in denen die Windkraftanlage den größten Teil der regenerativen Erzeugung bereitstellt. Man vergleiche dazu Abb. 2.5, in der die tägliche Summe der Einspeisungen pro kWp gezeigt werden.
- Der Batteriespeicher wurde groß genug ausgelegt, um, falls erforderlich, eine größere Energiemenge zwischenspeichern. Somit kann er in Phasen kürzerer Unterdeckungen zusätzlich zur Deckung der Last den Elektrolyseur mit Energie versorgen.
- Der Elektrolyseur wurde nicht extrem groß dimensioniert, damit das Zusammenspiel zwischen Elektrolyseur und Batteriespeicher eine wichtige Rolle spielt.
- Der H₂-Speicher wurde so groß ausgelegt, dass er in keinem der Systeme an seine Kapazitätsgrenze gelangt. Er fungiert somit als Langzeitspeicher des Systems. So wird ermöglicht, dass der Betriebsalgorithmus zu keinem Zeitpunkt irrelevant wird. Beide Softwarelösungen werden damit gefordert, die regenerative Erzeugung so abzuspeichern, dass für längere Unterdeckungen möglichst viel H₂ im Langzeitspeicher vorhanden ist.

Die detaillierten Einspeise- und Verbrauchsverläufe wurden in Kapitel 2.2.2 und 2.2.3 näher erläutert. Eine genauere Beschreibung der Systemarchitektur und der eingesetzten Technologien einschließlich ihrer Wirkungsgrade ist in Kapitel 2.2.6 zu finden.

System	PV-Anlage (kWp)	Wind-kraftanlage (kWp)	Batterie-speicher (kWh)	Elektro-lyseur (kW)	Netzeinspei-sung Calliope (kWh)	Netzbezug Calliope (kWh)	Netzein-speisung FRESH (kWh)	Netzbe-zug FRESH (kWh)	$\frac{\Delta \text{Netzeinspeisung}}{\text{Reg. Erzeugung}} = (\%)$	$\frac{\Delta \text{Netzbezug}}{\text{Verbrauch}} = (\%)$
1	2,5	0,5	2,5	0,05	2.795,6	3.007,8	2.796,3	3.008,1	$\frac{0,7}{15.720} = 0,0045$	$\frac{0,3}{15.000} = 0,0020$
2	2,5	0,5	2,5	0,1	2.234,7	2.884,6	2.235,6	2.885,1	$\frac{0,9}{15.720} = 0,0057$	$\frac{0,5}{15.000} = 0,0033$
3	2,5	0,5	5	0,05	2.232,8	2.689,4	2.234,9	2.690,1	$\frac{2,1}{15.270} = 0,0134$	$\frac{0,7}{15.000} = 0,0047$
4	2,5	0,5	5	0,1	1.362,1	2.504,3	1.367,6	2.506,3	$\frac{5,5}{15.720} = \mathbf{0,0350}$	$\frac{2,0}{15.000} = \mathbf{0,0133}$
5	2,5	1	2,5	0,05	5.163,1	1.272,8	5.165,1	1.273,4	$\frac{2}{20.248} = 0,0099$	$\frac{0,6}{15.000} = 0,0040$
6	2,5	1	2,5	0,1	3.989,3	1.018,1	3.994,0	1.019,6	$\frac{4,7}{20.248} = 0,0232$	$\frac{1,5}{15.000} = 0,0100$
7	2,5	1	5	0,05	4.709,2	976,0	4.713,0	977,1	$\frac{3,8}{20.248} = 0,0188$	$\frac{1,1}{15.000} = 0,0073$
8	2,5	1	5	0,1	3.308,0	675,9	3.319,1	679,1	$\frac{11,1}{20.248} = \mathbf{0,0548}$	$\frac{3,2}{15.000} = \mathbf{0,0213}$
9	5	0,5	2,5	0,05	12.477,7	1.846,0	12.479,1	1.846,4	$\frac{1,4}{26.913} = 0,0052$	$\frac{0,4}{15.000} = 0,0027$
10	5	0,5	2,5	0,1	11.550,4	1.643,8	11.553,3	1.644,7	$\frac{2,9}{26.913} = \mathbf{0,0108}$	$\frac{0,9}{15.000} = \mathbf{0,0060}$
11	5	0,5	5	0,05	11.711,1	1.402,8	11.711,8	1.403,2	$\frac{0,7}{26.913} = 0,0026$	$\frac{0,5}{15.000} = 0,0033$
12	5	0,5	5	0,1	10.263,7	1.096,5	10.265,8	1.097,4	$\frac{2,1}{26.913} = 0,0078$	$\frac{0,9}{15.000} = \mathbf{0,0060}$
13	5	1	2,5	0,05	15.582,7	700,5	15.585,4	701,2	$\frac{2,7}{31.440} = 0,0086$	$\frac{0,7}{15.000} = 0,0047$
14	5	1	2,5	0,1	14.102,8	380,1	14.109,5	381,8	$\frac{6,7}{31.440} = 0,0213$	$\frac{1,7}{15.000} = 0,0113$
15	5	1	5	0,05	15.126,7	426,4	15.129,2	427,0	$\frac{2,5}{31.440} = 0,0080$	$\frac{0,6}{15.000} = 0,0040$
16	5	1	5	0,1	13.332,0	42,8	13.339,2	44,7	$\frac{7,2}{31.440} = \mathbf{0,0229}$	$\frac{1,9}{15.000} = \mathbf{0,0127}$

Tab. 3.2. Vergleich einiger Simulationen des Zwei-Speicher-Systems mit Calliope

Angegeben sind die Spitzenleistungen bzw. Kapazitäten der Anlagekomponenten, Netzbezug und -einspeisung für Calliope und FRESH, sowie die absoluten und relativen Differenzen (in Prozent) zwischen Calliope und FRESH. Fett hervorgehoben sind die jeweils größten Differenzen jeder PV-/Wind-Kombination.

Der maximale Unterschied im Netzbezug der untersuchten Systeme beträgt 3,2 kWh, entsprechend 0,02 % des Verbrauchs. Dieser geringe Unterschied ist darauf zurückzuführen, dass die Maßnahmen 2 und 3 im eigenen Betriebsalgorithmus innerhalb einer einzigen Betriebsoptimierung umgesetzt werden, wie beispielhaft in Abb. 3.20 gezeigt wurde. Bei einer simulierten Dauer von fünf Jahren und einem Gesamtverbrauch von 15.000 kWh ist der Unterschied mit 0,02 % des Verbrauchs sehr gering und für die meisten Anwendungsfälle vermutlich vernachlässigbar. Dennoch soll dieser Unterschied im Folgenden detailliert untersucht werden.

Es gelingt in Calliope die regenerative Erzeugung durch direktere Nutzung geringfügig besser zu verwerten. Beim angesprochenen System ist im Vergleich zu FRESH nicht nur der Netzbezug um 3,2 kWh niedriger, es werden auch 11,1 kWh weniger Energie in das öffentliche Netz zurückgespeist.

Um die These zu belegen, dass dieser Unterschied durch zusätzliche Umladeverluste hervorgerufen wird, wurde – wie zuvor für den Verbrauchs- und Einspeiseverlauf aus Abb. 3.2 – eine detaillierte vergleichende Analyse des Systems in beiden Anwendungen durchgeführt.

Im Fokus stand dabei die Frage, ob zusätzliche Umladevorgänge im eigenen Betriebsalgorithmus für die beobachteten Abweichungen verantwortlich sind.

	Calliope	FRESH	$\Delta = \text{FRESH} - \text{Calliope}$
Zufluss Batterie (kWh)	3.597,2	3.622,1	24,9
Abfluss Batterie (kWh)	3.597,2	3.622,1	24,9
Verluste Batterie (kWh)	369,2	371,7	2,5
Zufluss H ₂ (kWh)	1.729,5	1.721,3	-8,2
Abfluss H ₂ (kWh)	1.729,5	1.721,3	-8,2
Verluste H ₂ -System (kWh)	2246,7	2.236,9	-9,8
Verluste gesamt (kWh)	2.615,9	2.608,6	-7,3
Anfangsfüllstand Batterie (kWh)	0	3,2	3,2
Endfüllstand Batterie (kWh)	0	3,2	3,2
Anfangsfüllstand H ₂ -Speicher (kWh)	550,6	19,9	-530,7
Endfüllstand H ₂ -Speicher (kWh)	550,6	19,9	-530,7
Netzeinspeisung (kWh)	3.308,0	3.319,1	11,1
Netzbezug (kWh)	675,9	679,1	3,2

Tab. 3.3. Energieflüsse bei System 8 (Tab. 3.2) in Calliope und FRESH

In Calliope werden über den Simulationszeitraum von fünf Jahren 8,2 kWh mehr H₂ produziert und wieder verbraucht. Nach Wirkungsgradverlusten kann damit 3,1 kWh mehr elektrische Energie aus dem Langzeitspeicher zurückgewonnen werden, um in längeren Unterdeckungen den Verbrauch zu decken. Dies entspricht fast genau den 3,2 kWh Unterschied bezüglich des Netzbezugs.

Durch den Batteriespeicher werden in FRESH 21,2 kWh mehr Verluste erzeugt. Da in Calliope mehr Energie dem Elektrolyseur zugeführt wird, bestätigt sich damit die These, dass der kleine Unterschied zwischen den Softwarelösungen durch zusätzliche Umladeverluste erzeugt wird. Das bedeutet, dass der Teil der Energie, der dem Elektrolyseur aus dem Batteriespeicher zugeführt wurde, besser aus dem direkten Energiebezug des Elektrolyseurs aus der regenerativen Erzeugung stammen sollte. Dazu müssten die Maßnahmen 2 und 3 in einem separaten Optimierungsschritt erfolgen. Ein Betrieb des Elektrolyseurs aus dem Batteriespeicher würde dann nur noch als letzte Maßnahme ergriffen, um die letzten nutzbaren Überdeckungen zu verwerten. Dies würde aber den Rechenaufwand verdoppeln und der Nutzen wäre, wie der Vergleich in Tab. 3.2 zeigt, äußerst gering.

Ein Vergleich zwischen Calliope und FRESH für System 8 bei einer Simulation mit einem Wirkungsgrad für die Batterie von $\eta_B = 1$ liefert das absolut identische Ergebnis bezüglich des Netzbezuges.

	Calliope	FRESH	$\Delta = \text{FRESH} - \text{Calliope}$
Zufluss Batterie (kWh)	3.518,5	3.543,6	25,1
Abfluss Batterie (kWh)	3.518,5	3.543,6	25,1
Verluste Batterie (kWh)	0	0	0
Zufluss H ₂ (kWh)	1.775,8	1.778,3	-2,5
Abfluss H ₂ (kWh)	1.775,8	1.778,3	-2,5
Verluste H ₂ -System (kWh)	2.306,8	2.310,1	-3,3
Verluste gesamt (kWh)	2.306,8	2.310,1	-3,3
Anfangsfüllstand Batterie (kWh)	0,1	3,5	3,4
Endfüllstand Batterie (kWh)	0,1	3,5	3,4
Anfangsfüllstand H ₂ -Speicher (kWh)	463,9	38,4	-398,5
Endfüllstand H ₂ -Speicher (kWh)	463,9	38,4	-398,5
Netzeinspeisung (kWh)	3.548,9	3.545,6	3,3
Netzbezug (kWh)	607,7	607,7 kWh	0

Tab. 3.4. Energieflüsse bei System 8 (Tab. 3.2) in Calliope und FRESH mit idealer Batterie

In FRESH wird bei System in diesem Vergleich nun etwas mehr H₂ produziert, was zu 3,3 kWh größeren Verlusten führt. Diese größeren Verluste entsprechen exakt der Energiemenge, die dadurch weniger in das Netz eingespeist werden kann.

In diesem Kapitel wurde der Betrieb von Energiesystemen zur Deckung des Stromverbrauchs mit den beiden Softwarelösungen Calliope und FRESH verglichen. Im Fokus stand dabei insbesondere der verbleibende Netzbezug als zentrales Bewertungskriterium. Die Ergebnisse zeigen, dass beide Ansätze – trotz unterschiedlicher methodischer Herangehensweise – nahezu identische Ergebnisse hinsichtlich des Netzbezugs liefern.

In FRESH treten geringfügige zusätzliche Ladeverluste auf, die aus der regelbasierten Struktur und der gleichzeitigen Umsetzung mehrerer Maßnahmen resultieren. Diese Differenzen sind jedoch über einen Simulationszeitraum von fünf Jahren energetisch vernachlässigbar und beeinflussen das Gesamtergebnis nicht.

3.3. STROM- UND WÄRMESYSTEM MIT DREI SPEICHERN

Aufbauend auf dem in Kapitel 3.2 beschriebenen Betriebsalgorithmus zur Deckung des Strombedarfs, wird im Folgenden die Erweiterung des Algorithmus auf ein gekoppeltes Strom- und Wärmesystem vorgestellt.

Beim Verbrauch kommt nun zusätzlich zum Stromverbrauch der Wärmebedarf hinzu, der ebenfalls – soweit möglich – durch die regenerative Stromerzeugung gedeckt werden soll. In Kapitel 3.2 wurde noch angenommen, dass die Wärmeversorgung extern durch ein anderes Energiesystem bereitgestellt wird.

Zwar wäre es theoretisch möglich, den gesamten Wärmebedarf auch in einem reinen Stromsystem über elektrische Direktheizungen zu decken. In der Praxis zeigt sich jedoch, dass der kombinierte Einsatz von Wärmepumpen und thermischen Speichern diesen Bedarf deutlich effizienter und flexibler abdecken kann.

Die nachfolgend beschriebene Erweiterung des Betriebsalgorithmus trägt dieser Sektorenkopplung zwischen Strom- und Wärmesystem Rechnung und berücksichtigt zusätzlich auch Abwärmennutzung und die Interaktion zwischen den Speichern.

Da der Betriebsalgorithmus für das Drei-Speicher-System auf dem Betriebsalgorithmus des Zwei-Speicher-Systems zur Deckung des Strombedarfs aufbaut, werden im Folgenden die Änderungen des Betriebsalgorithmus beschrieben, wenn zusätzlich zum Strom- auch der Wärmebedarf gedeckt werden soll.

Da mit der Einbeziehung des Wärmesektors zusätzliche Komponenten wie eine Wärmepumpe, ein Heizstab, ein thermischer Speicher sowie Abwärmenutzung hinzukommen, wird im Folgenden das Gesamtsystem in seiner vollständigen Ausprägung nochmals dargestellt. Abb. 3.21 zeigt alle elektrischen, thermischen und chemischen Energieflüsse sowie die funktionalen Zusammenhänge der einzelnen Komponenten. Die Darstellung dient zur Orientierung, bevor die erweiterten Steuerverfahren für die integrierte Versorgung mit Strom und Wärme im Detail beschrieben werden. Die abgebildeten Lade- und Entladewirkungsgrade der Speicher wurden in Kapitel 2.2.6 beschrieben.

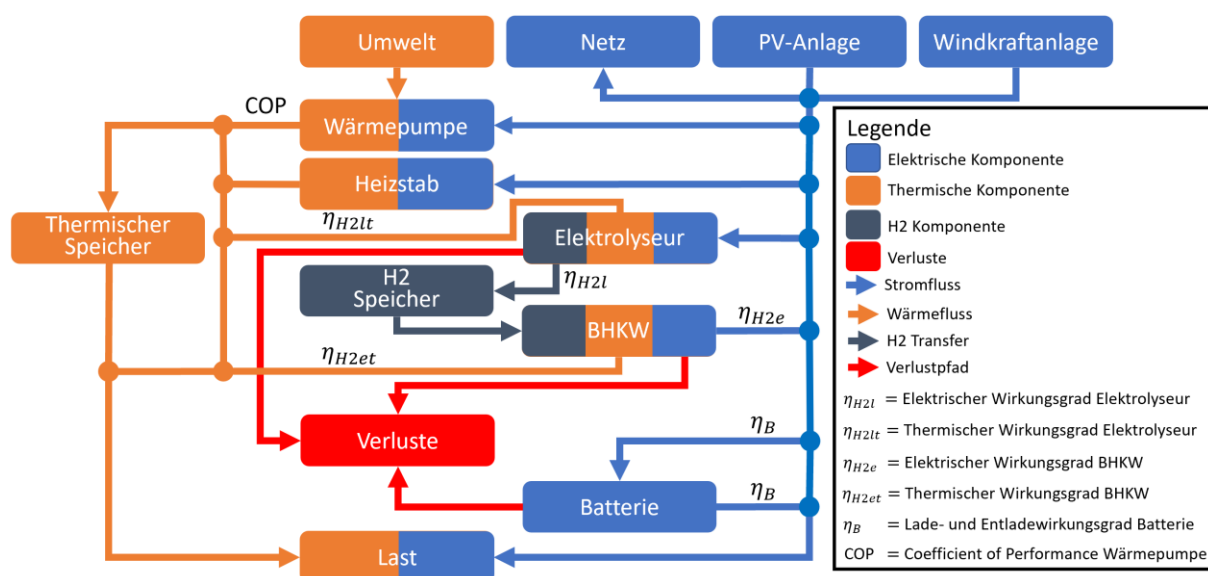


Abb. 3.21. Komponenten und Zusammenwirken im Strom- und Wärmesystem

3.3.2. REGELBASIERTER BETRIEBSALGORITHMUS (FRESH)

Der Verbrauchsverlauf setzt sich im gekoppelten Strom- und Wärmesystem wie bereits beschrieben nun aus zwei Komponenten zusammen: dem Stromverbrauch und dem Wärmeverbrauch. Um zu bestimmen, ob sich das System in einem Zustand der Über- oder Unterdeckung befindet, muss zunächst ermittelt werden, welcher Anteil des Wärmebedarfs im aktuellen Zeitschritt durch den thermischen Speicher gedeckt werden kann.

Die verbleibende thermische Last muss anschließend durch aktive Wärmeerzeugung gedeckt werden – entweder durch den Heizstab oder die Wärmepumpe. Da beide Komponenten elektrische Energie beziehen, wird die verbleibende Wärmebedarfsdeckung in eine äquivalente elektrische Last umgerechnet und zum bestehenden Stromverbrauch addiert.

Erst nach dieser Umrechnung ergibt sich die gesamte elektrische Last im betrachteten Zeitschritt. Auf dieser Basis kann entschieden werden, ob ein Energieüberschuss vorliegt (d. h. die Erzeugung übersteigt den Verbrauch) oder ob sich das System in einer Unterdeckung befindet.

Dafür wird zunächst geprüft, ob der Füllstand des thermischen Speichers $T(n-1)$ zum Zeitpunkt $n-1$ größer ist als die zwischen Zeitpunkt $n-1$ und n verbrauchte Wärme $V_t(n)$. Ist dies der Fall, beträgt die Wärmemenge $V_t(n)$, die in diesem Zeitschritt aus elektrischer Energie umgewandelt werden muss, 0. Ist dies nicht der Fall, so ist es am effizientesten, die nach der Ladung des thermischen Speichers verbleibende Last durch die Wärmepumpe zu decken. Ist die Differenz zwischen Wärmeverbrauch und Füllstand des thermischen Speichers kleiner als die maximale thermische Leistung der Wärmepumpe $\hat{P}_{C,t}$, so ergibt sich ein elektrischer Energiebedarf der Wärmepumpe von:

$$W_t(n) = \frac{V_t(n) - T(n-1)}{\eta_c}$$

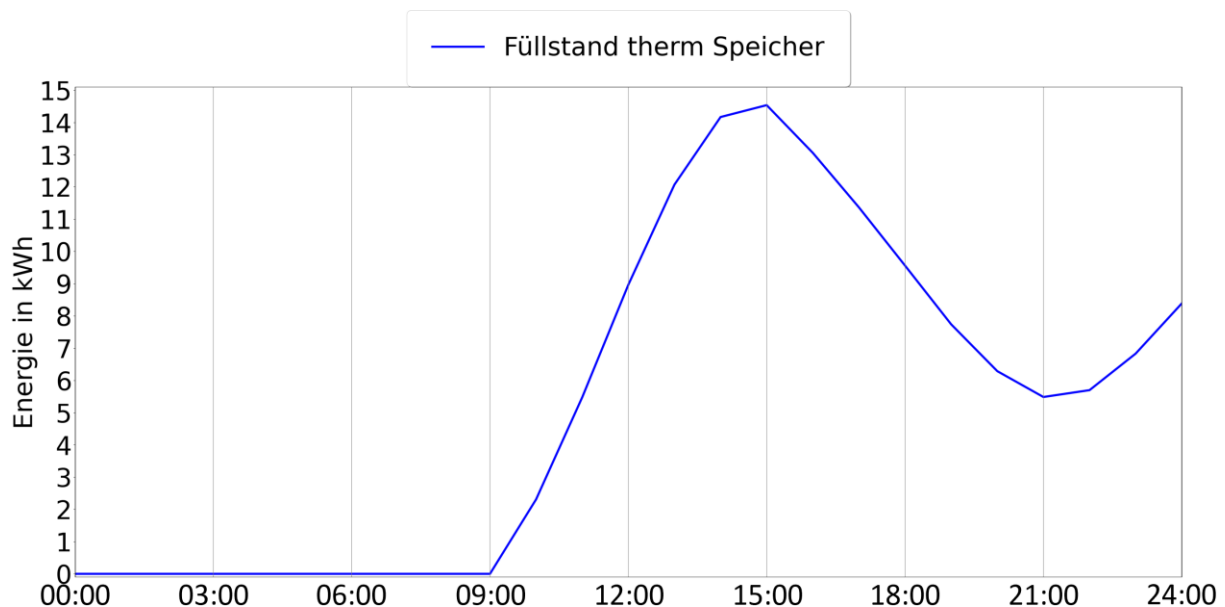
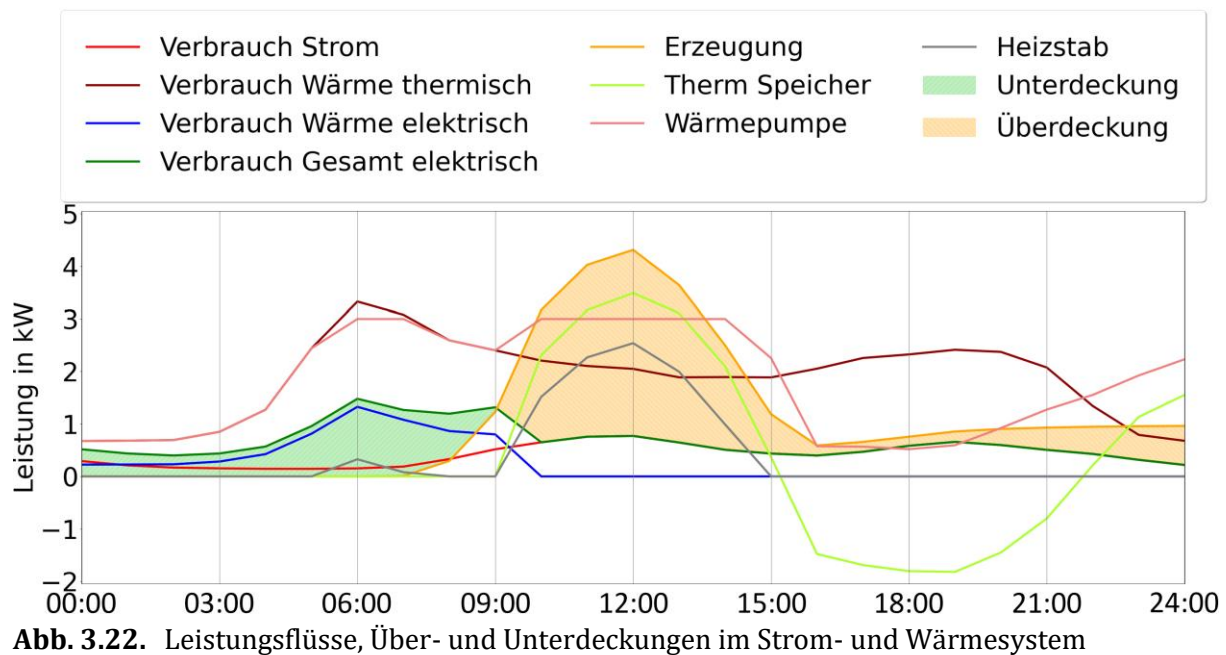
η_c ist hierbei der Kopplungsfaktor (COP) der Wärmepumpe.

Übersteigt die thermische Last nach Entladung des thermischen Speichers die Leistung der Wärmepumpe, so muss ein Teil der Wärme durch den Heizstab erzeugt werden. Da für diesen der elektrische Energiebezug der thermischen Ausgangsleistung entspricht, ergibt sich ein elektrischer Energiebezug von Wärmepumpe und Heizstab von:

$$W(n) = \frac{\hat{P}_{C,t}}{d \cdot \eta_c} + V_t(n) - T_n(n-1) - \hat{P}_{C,t} \cdot \Delta t$$

Für den Gesamtverbrauch in jedem Zeitschritt muss nun zum elektrischen Energiebedarf zur Deckung der thermischen Last noch der Stromverbrauch addiert werden.

Die in Abb. 3.22 dargestellten Leistungsflüsse und der in Abb. 3.23 gezeigte Füllstand des thermischen Speichers im gleichen Zeitraum verdeutlichen, wie sich im gekoppelten Strom- und Wärmesystem der Gesamtenergiebedarf zusammensetzt – und in welchen Zeitabschnitten Unter- bzw. Überdeckungen auftreten.



Die Abbildungen zeigen den Leistungsverlauf eines exemplarischen Wintertages mit hohem Wärmebedarf. Die Energieversorgung erfolgt primär durch eine PV-Anlage, ab dem Nachmittag ergänzt durch Windkrafterzeugung. In den frühen Morgenstunden steht jedoch keine Einspeisung durch Windkraft zur Verfügung. Die Summe aus PV- und Winderzeugung ist in jedem Zeitschritt als orangene Linie dargestellt.

Das betrachtete System verfügt über eine Wärmepumpe mit einer thermischen Ausgangsleistung von 3 kW und einem COP von 3. Zu Tagesbeginn ist der thermische Speicher vollständig entladen. Der gesamte Wärmebedarf muss daher durch elektrische Energie gedeckt werden. Bis 06:00 Uhr ist die Leistung der Wärmepumpe ausreichend – durch ihren COP von 3 deckt sie mit 1 kW elektrischer Leistung einen thermischen Bedarf von 3 kW. Zwischen 06:00 und 07:00 Uhr übersteigt die Wärmelast diesen Wert (3,33 kW). Der zusätzliche Bedarf von 0,33 kW wird durch den Heizstab gedeckt. Der blaue Verlauf zeigt den gesamten elektrischen Energiebezug zur Deckung der Wärme in jedem Zeitschritt.

Der gesamte elektrische Verbrauch des Systems ergibt sich aus der Summe aus Stromverbrauch und elektrischem Verbrauch zur Wärmebereitstellung und ist durch die grüne Linie dargestellt. Die Fläche zwischen der grünen Verbrauchslinie und der orangenen Erzeugung stellt die Unterdeckung des Systems in dieser Phase dar.

Ab 09:00 Uhr beginnt die PV-Anlage mit der Stromerzeugung. Die orangene Erzeugungskurve steigt nun über den grünen elektrischen Gesamtverbrauch. Es liegt ein Energieüberschuss vor, mit dem der thermische Speicher geladen wird. Dies ist in Abb. 3.22 durch eine positive Ladeleistung des thermischen Speichers und in Abb. 3.23 durch den ansteigenden Speicherfüllstand sichtbar. Da die Wärmepumpe maximal 1 kW elektrische Leistung aufnimmt, wird zur Verwertung sämtlicher Überschüsse zusätzlich der Heizstab eingesetzt.

Im weiteren Tagesverlauf wird der thermische Speicher nicht mehr vollständig entladen. Der Wärmebedarf kann fortan stets durch den Speicher gedeckt werden. Die grüne Verbrauchslinie folgt daher exakt dem Stromverbrauch, da keine weitere elektrische Energie zur Wärmeerzeugung benötigt wird. Die orangene Fläche zwischen der orangenen Erzeugungslinie und der grünen Lastlinie stellt ab diesem Zeitpunkt die resultierende Überdeckung dar.

Betriebsalgorithmus beim Entladen des H₂-Speichers

Wie bereits beschrieben wird der Wärmeverbrauch $V_t(n)$ aus dem thermischen Speicher gedeckt, sofern der Füllstand $T(n)$ ausreichend ist. Die Priorisierung des Batteriespeichers bei der Entladung bleibt bestehen. Dieser muss dann den Stromverbrauch $V(n)$ und die zu generierende Wärmemenge $W_t(n)$ decken. Ist der Füllstand der Batterie zu niedrig, muss die benötigte Energie durch den H₂-Speicher bereitgestellt werden. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass beim Entladen über das BHKW Abwärme entsteht, die einen Teil des Wärmeverbrauchs, gemäß dem thermischen Wirkungsgrad $\eta_{H,e,t}$, decken kann. Bei der Berechnung der Energie $H(n-1) - H(n)$, die aus dem H₂-Speicher entnommen werden wird, muss dies berücksichtigt werden. In Gleichung 9 steht links des Gleichheitszeichens die Energiemenge, die das System aus dem Speicher benötigt. Die zu entnehmende Energiemenge $H(n-1) - H(n)$ muss dazu mit $\eta_{H,e}$ multipliziert werden, da die Verluste bei der Energieentnahme berücksichtigt werden müssen und dementsprechend eine größere Energiemenge entnommen wird. Auf der rechten Seite des Gleichheitszeichens steht der Energiebedarf aus dem H₂-Speicher im Zeitschritt n . Er setzt sich zunächst zusammen aus dem elektrischen Energiebedarf $V(n)$ und dem elektrischen Energiebedarf für Wärmepumpe und Heizstab $W_t(n)$ abzüglich der erzeugten Energie in diesem Zeitschritt $R(n)$. Außerdem entsteht, wie bereits erwähnt, durch die H₂-Speicher-Entladung Abwärme. Die elektrische Energiemenge, die dadurch die Wärmepumpe weniger benötigt, um den Wärmebedarf zu decken, wird mit $\frac{1}{\eta_{C,t}} \cdot \eta_{H,e,t} \cdot (H(n-1) - H(n))$ berechnet. Diese Energiemenge muss ebenfalls abgezogen werden. Wird durch die Nutzung der Abwärme die Heizstableistung reduziert, so entfällt bei diesem Term der Faktor $\frac{1}{\eta_{C,t}}$.

$$\eta_{H,e} \cdot (H(n-1) - H(n)) = V(n) + W_t(n) - R(n) - \frac{1}{\eta_{C,t}} \cdot \eta_{H,e,t} \cdot (H(n-1) - H(n)) \quad (9)$$

Gleichung 9 wird nun umgestellt nach der Größe, die ermittelt werden soll, nämlich der Energiemenge $H(n-1) - H(n)$, die aus dem H₂-Speicher entnommen werden muss. Es ergibt sich für diese Energiemenge folgende Gleichung:

$$H(n-1) - H(n) = \frac{V(n) + W_t(n) - R(n)}{\eta_{H,e} + \frac{\eta_{H,e,t}}{\eta_{C,t}}}$$

Erweiterung der Maßnahme 1: In Überdeckungen die überschüssige Energie der laufenden Überdeckungsphase verwenden

In Maßnahme 1 wird mit dem FRESH-Betriebsalgorithmus das Ziel verfolgt, den Batteriespeicher erst zu laden, wenn sich das Unterlassen negativ auf die Autarkie auswirken würde. Ansonsten wird stets versucht, das Laden des H₂-Speichers zu priorisieren. Durch die Abwärme, die beim Laden des H₂-Speichers entsteht, kann der Wärmebedarf in Überdeckungen reduziert werden. Daraus resultiert, dass bezüglich der Maßnahme 1 für Systeme, die sowohl den Strom- als auch den Wärmebedarf decken können, eine Anpassung durchgeführt werden muss, verglichen mit dem Betriebsalgorithmus für Systeme, die ausschließlich die elektrische Last decken. Die Energiemenge, die reduziert werden kann, nennt sich Zusatzwärme Y . Diese Zusatzwärme Y zu berechnen ist eine notwendige Erweiterung, die für Maßnahme 1 gemacht werden muss, damit die Speicher gezielt geladen werden können. Wie groß diese sogenannte Zusatzwärme Y ist, kann bereits zu Beginn der Überdeckung errechnet werden.

Für die Berechnung der Zusatzwärme Y der Überdeckung, die von Zeitschritt A bis Zeitschritt E anhält, ist der Ladezustand des Batteriespeicher zum Zeitpunkt a ausschlaggebend. Der Batteriespeicher kann dem Elektrolyseur so viel Energie überlassen, dass er nach der Überdeckung gerade noch komplett gefüllt ist. Mit der Summe in der folgenden Gleichung wird die Abwärme des Elektrolyseurs berechnet, wenn dieser die komplette Überdeckungsphase bei voller Leistung durchlaufen könnte. Subtrahiert wird der Anteil der Wärme, der nicht vom Elektrolyseur erzeugt werden kann, weil ein Teil des Energieüberschusses zum Füllen des Batteriespeichers benötigt wird.

$$Y = \sum_{k=A}^E (\eta_{H,l,t} \cdot \hat{P}_{H,l} \cdot \Delta t) - \eta_{H,l,t} \cdot \frac{1}{\eta_B} \cdot (\hat{B} - B(n-1))$$

$\eta_{H,l,t}$ ist hierbei der thermische Wirkungsgrad des Elektrolyseurs.

Die Wärme Q_t , die in einer Überdeckungsphase mittels der Wärmepumpe und dem Heizstab noch zu generieren ist, wird mit folgender Formel berechnet:

$$Q_t = \sum_{k=A}^E (O_t(k)) - T(A) - Y$$

Mit $O_t(n) = \frac{V_t(n)}{\eta_c}$ für den Fall, dass der Wärmeverbrauch im Zeitschritt t kleiner ist als die Maximalleistung der Wärmepumpe $\hat{P}_{C,t}$ und $O_t(n) = \frac{V_t(n)}{\eta_c} + V_t(n) - \frac{\hat{P}_{C,t}}{d}$ für den Fall, dass der Wärmeverbrauch im Zeitschritt t größer ist als die Maximalleistung der Wärmepumpe $\hat{P}_{C,t}$.

Die Vorberechnung des in der Überdeckungsphase über die Wärmepumpe und den Heizstab zu generierenden Wärmebedarfs, ist für die erste Betriebsoptimierung von zentraler Bedeutung, da so zum spätest möglichen Zeitpunkt mit dem Laden der Batterie begonnen werden kann. Somit wird diese erst zum Ende der Überdeckung vollgeladen, während zuvor der H₂-Speicher priorisiert werden kann.

Erweiterung der Maßnahmen 2 und 3: Überschüssige Energie der unmittelbar folgenden Netzeinspeisungsphase verwenden

Durch die Maßnahmen 2 und 3, die bereits für das Zwei-Speicher-System beschrieben wurden, kann der Elektrolyseur öfter betrieben werden als dies in der Betriebsoptimierung nach Maßnahme 1 der Fall ist. Durch diesen Mehrbetrieb des Elektrolyseurs entsteht ebenfalls Abwärme. Kann diese Abwärme in der gerade betrachteten Zeitphase bis zum Beginn der nächsten Netzein-

speisung genutzt werden, erhöht sich das Potenzial. Diese Erhöhung des Potenzials ist proportional zur Differenz des H₂-Speicherfüllstandes $H(n) - H_a(n)$ aus der ersten Betriebsoptimierung und wird Potenzialdifferenz $Z^+(n)$ genannt. Der Index a symbolisiert wieder den Speicherfüllstand nach der Betriebsoptimierung nach Maßnahme 1. Potenzialdifferenz $Z^+(n)$ berechnet sich mit folgender Formel:

$$Z^+(n) = \frac{\eta_{H,l,t} \cdot (H(n) - H_a(n))}{\eta_{H,l} \cdot \eta_{C,t}}$$

Neben dem H₂-Speicher kann auch der thermische Speicher – abhängig von seiner Größe – als Langzeitspeicher genutzt werden. Daher wird bei der Umsetzung der Maßnahmen 2 und 3 geprüft, ob nach der Betriebsoptimierung von Maßnahme 1 bis zur nächsten Netzeinspeisung ein Netzbezug aufgrund des Wärmeverbrauchs erforderlich wäre. Ist dies der Fall, wird die Ladung des H₂-Speichers zurückgestellt und stattdessen die Wärmepumpe priorisiert, um den thermischen Speicher bis zur Kapazitätsgrenze aufzuladen. Es wird dann so lange das Laden des H₂-Speichers unterbunden, bis der Wärmepumpe die Energie zugeführt wurde, die sie nach der Betriebsoptimierung nach Maßnahme 1 aus dem öffentlichen Netz beziehen musste.

Bei einer Simulation mit einem Last- und Erzeugungsprofil wie es in Deutschland üblich ist, endet das letzte in der Simulation abgebildete Jahr bereits vor der meteorologischen Mitte des Winters. Um einen möglichst ausreichenden Endfüllstand des thermischen Speichers zu erreichen, wird deshalb ab November der thermische Speicher vor dem H₂-Speicher priorisiert, unabhängig davon, ob nochmal ein Netzbezug aufgrund des Wärmeverbrauchs vorliegt. Die so ermittelten Füllstände der Speicher dienen, wie bereits erwähnt, als passende initiale Füllstände in einer zweiten Durchführung des Betriebsalgorithmus.

Maßnahme 4: Optimierung des Betriebs der Wärmepumpe

Beim Drei-Speicher-System ist eine weitere, dritte Betriebsoptimierung erforderlich, die auf dem Ergebnis nach der gemeinsamen Umsetzung der Maßnahmen 2 und 3 aufbaut. Während das Ziel der zweiten Betriebsoptimierung darin bestand, die Wasserstoffproduktion zu maximieren, wird in der dritten Betriebsoptimierung der Fokus auf die bestmögliche Nutzung der Wärmepumpe gelegt.

In der zweiten Betriebsoptimierung wurde der Batteriespeicher als Zwischenspeicher genutzt und sogar in Unterdeckungen gezielt entladen, um den Elektrolyseur kontinuierlich mit Energie zu versorgen. Ähnlich wie der Elektrolyseur ist jedoch auch die Wärmepumpe in ihrer Leistungsaufnahme begrenzt. Wird ihre maximale Kapazität überschritten, können weitere Überschüsse nur noch durch den Heizstab aufgenommen werden. Da der Heizstab keinen Leistungsfaktor (COP) aufweist, führt sein Einsatz direkt zu einem höheren Energieverbrauch. Ziel der dritten Betriebsoptimierung ist es daher, den Einsatz des Heizstabs zu minimieren und möglichst große Anteile der überschüssigen Energie der Wärmepumpe zuzuführen.

Auch in dieser Betriebsoptimierung wird der Batteriespeicher als kurzzeitiger Zwischenspeicher genutzt, um die überschüssige Energie gezielt in die Wärmepumpe umzuleiten. Das Potenzial $Z(n)$ für die Umverteilung der Energie, also die Energiemenge $U(n)$, entspricht der in der zweiten Betriebsoptimierung dem Heizstab zugeführten Energiemenge. Diese berechnet sich aus der Heizstabileistung $P_F(n)$ multipliziert mit der Länge des Zeitschrittes. Von diesem Wert muss die bereits umverteilte Heizstabileistung subtrahiert werden. Daraus ergibt sich für das Potenzial folgende Formel:

$$Z(n) = \eta_B \cdot \sum_{k=n}^E P_F(k) \cdot \Delta t - \eta_B \cdot \sum_{k=n}^E U(n)$$

E kennzeichnet den letzten Zeitschritt, auf den sich die aktuell zu verteilende Heizstableistung bezieht. Die weiteren limitierenden Faktoren für die Energiemenge, die umverteilt werden kann, bleiben gemäß der Zwei-Speicher-Logik unverändert.

In Abb. 3.24 und Abb. 3.25 sind als Resultat des Betriebsalgorithmus für das Drei-Speicher-System Leistungsverläufe für fünf Winter- und Sommertage zu sehen. An den Wintertagen wird ersichtlich, wie der Batteriespeicher eingesetzt wird, um die Wärmepumpe konstant mit Energie zu versorgen, sodass der Heizstab nur geringfügig an Tag 4 zum Einsatz kommen muss. An den Sommertagen ist zu sehen, wie die Entladung des Batteriespeichers in der Nacht dazu dient, den Elektrolyseur annähernd über den gesamten betrachteten Zeitraum zu betreiben. Dadurch kann zusätzlich die Wärmepumpe mit einer geringeren Leistung betrieben werden. Durch den geringen Wärmeverbrauch im Sommer, besonders in der Nacht, kann sogar in der Nacht von Tag 2 auf Tag 3 und von Tag 4 auf Tag 5 der thermische Speicher durch die Abwärme des Elektrolyseurs geringfügig geladen werden. Eine Einspeisung in das öffentliche Stromnetz kann in beiden Leistungsverläufen durch den Betriebsalgorithmus vermieden werden.

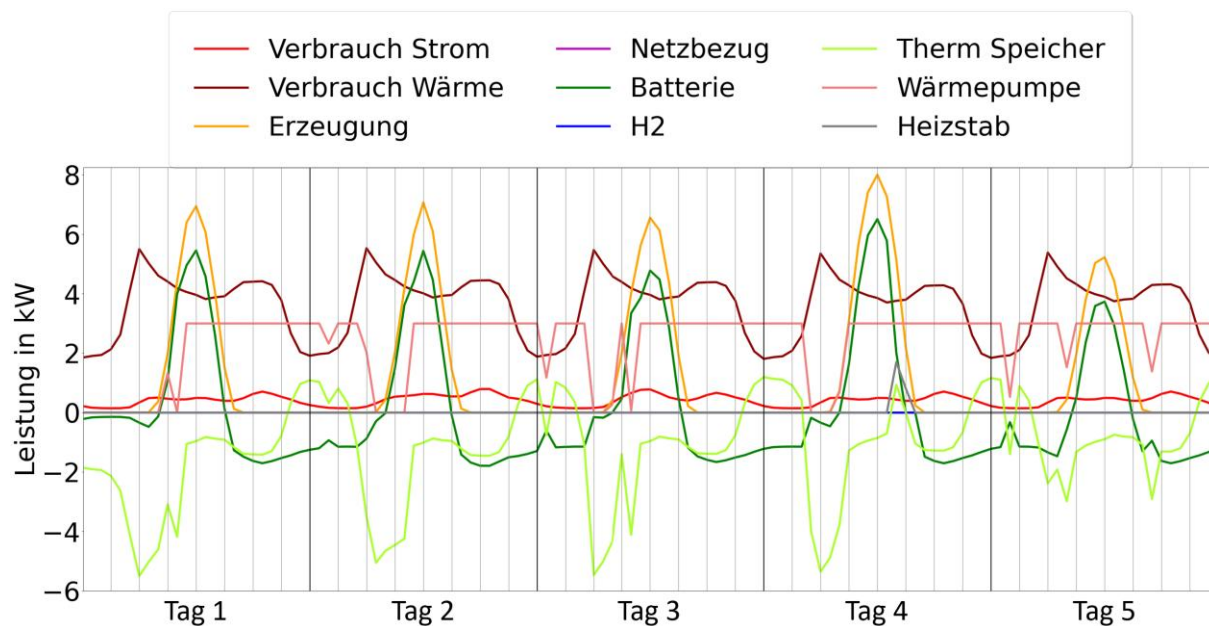


Abb. 3.24. Leistungsverläufe im Winter

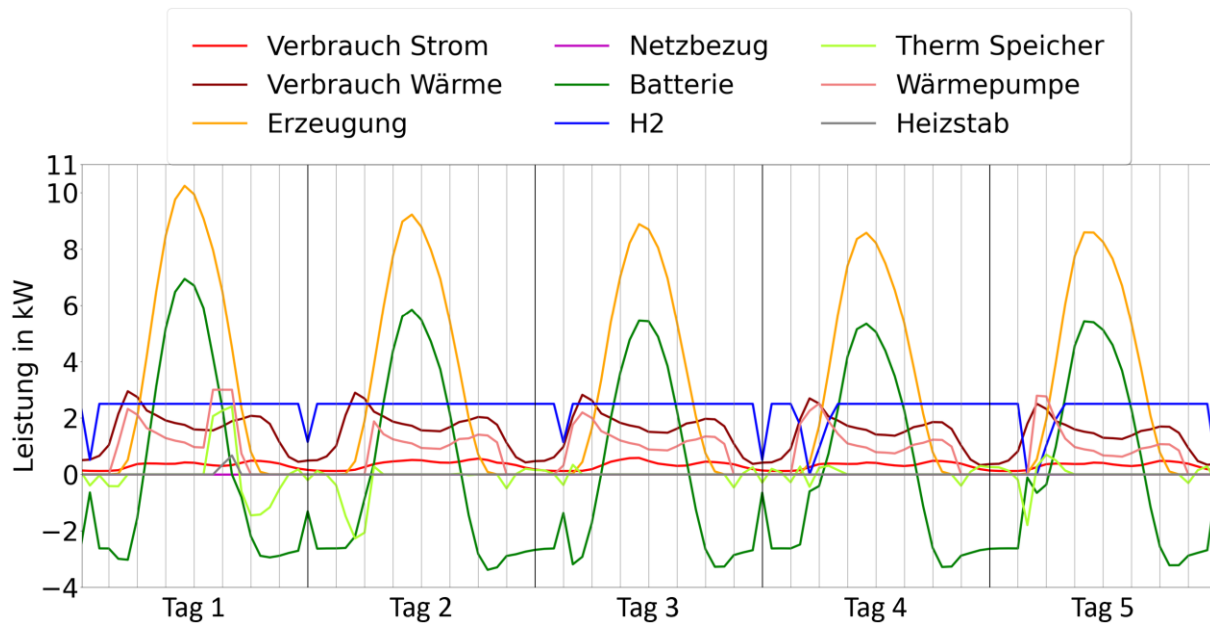


Abb. 3.25. Leistungsverläufe im Sommer

3.3.3. VALIDIERUNG DES REGELBASierten BETRIEBSALGORITHMUS MIT CALLIOPE

Der Betriebsalgorithmus des Drei-Speicher-Systems wird ebenfalls mit Calliope validiert. Um eine möglichst effiziente Nutzung der regenerativen Erzeugung sicherzustellen, wurden auch hier Systeme gewählt, bei denen ein vollständiger Verzicht auf Netzbezug nicht möglich ist.

Ein thermischer Speicher kann in einem Energiesystem zur Deckung des Wärmebedarfs auch als Langzeitspeicher dienen, wenn er entsprechend groß dimensioniert wird. Alternativ kann diese Funktion vom H₂-Speicher übernommen werden. Da es aus ökonomischen Gründen nicht sinnvoll ist, beide Speicher groß auszulegen, wurde in diesem Vergleich der thermische Speicher mit 6.000 kWh bewusst groß gewählt, während der H₂-Speicher mit 100 kWh entsprechend klein dimensioniert wurde.

System	PV-Anlage (kW)	Wind-kraftanlage (kW)	Batterie-speicher (kWh)	Elektro-lyseur (kW)	Netzeinspei-sung Calliope(kWh)	Netzbezug Calliope (kWh)	Netzein-speisung (kWh)	Netzbe-zug (kWh)	$\frac{\Delta \text{Netzeinspeisung}}{\text{Reg. Erzeugung}} = (\%)$	$\frac{\Delta \text{Netzbezug}}{\text{Verbrauch}} = (\%)$
17	0	5	2,5	0,25	0	169,5	0	200,9	$\frac{0}{35.536} = 0$	$\frac{31,4}{79.626} = 0,0394$
18	0	5	2,5	0,5	0	154,7	95,9	218,6	$\frac{95,9}{35.536} = 0,2699$	$\frac{63,9}{79.626} = 0,0803$
19	0	5	5	0,25	82,1	9,2	77,3	26,1	$\frac{4,8}{35.536} = 0,0135$	$\frac{16,9}{79.626} = 0,0212$
20	0	5	5	0,5	82,1	6,5	39,9	17,6	$\frac{42,2}{35.536} = 0,1188$	$\frac{11,1}{79.626} = 0,0139$
21	1	4	2,5	0,25	0	2.438,7	0	2.492,4	$\frac{0}{32.105} = 0$	$\frac{53,7}{79.626} = 0,0674$
22	1	4	2,5	0,5	0	2.438,7	0	2.503,9	$\frac{0}{32.105} = 0$	$\frac{65,2}{79.626} = 0,0819$
23	1	4	5	0,25	0	2.438,5	0	2.513,2	$\frac{0}{32.105} = 0$	$\frac{74,7}{79.626} = 0,0938$
24	1	4	5	0,5	0	2.438,5	0	2.528,9	$\frac{0}{32.105} = 0$	$\frac{90,4}{79.626} = 0,1135$
25	5	3	2,5	0,25	4.602,5	7,4	4.555,7	9,8	$\frac{46,8}{39.700} = 0,1179$	$\frac{2,4}{79.626} = 0,0030$
26	5	3	2,5	0,5	4.601,7	7,2	4.555,8	9,8	$\frac{45,9}{39.700} = 0,1156$	$\frac{2,6}{79.626} = 0,0033$
27	5	3	5	0,25	4.775,7	0,4	4.744,0	1,7	$\frac{31,7}{39.700} = 0,0798$	$\frac{1,3}{79.626} = 0,0016$
28	5	3	5	0,5	4.775,7	0,4	4.744,7	1,7	$\frac{31}{39.700} = 0,0781$	$\frac{1,3}{79.626} = 0,0016$

Tab. 3.5. Vergleich einiger Simulationen des Drei-Speicher-Systems mit Calliope

Angegeben sind die Spitzenleistungen bzw. Kapazitäten der Anlagekomponenten, Netzbezug und -einspeisung für Calliope und FRESH sowie die absoluten und relativen Differenzen (in Prozent) zwischen Calliope und FRESH. Fett hervorgehoben sind die jeweils größten Differenzen jeder PV-/Wind-Kombination.

Über einen Zeitraum von vier Jahren wurde eine Simulation mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.000 kWh und einem Wärmeverbrauch von durchschnittlich ca. 17.000 kWh durchgeführt, wobei der Wärmebedarf von Jahr zu Jahr leicht variiert. Dies ergibt einen Gesamtenergiebedarf von etwa 80.000 kWh. Ein Unterschied von maximal 90,4 kWh im Netzbezug im Vergleich zu Calliope ist angesichts dieses hohen Gesamtenergiebedarfs vernachlässigbar.

Für die Validierung des Drei-Speicher-Systems wurde ebenfalls das System mit der größten Abweichung bezüglich des Netzbezuges zwischen FRESH und Calliope näher untersucht. Es handelt sich um System 24. Auch hier entspricht der Unterschied der Batterieverluste mit 80,8 kWh fast der Differenz des Netzbezuges von 90,4 kWh. Wie im Zwei-Speicher-System gelingt eine direkte Verwertung von Energieüberschüssen unwesentlich besser. Im eigenen Betriebsalgorithmus werden im Gegensatz zu Calliope 8,9 kWh H₂ erzeugt, während Calliope Überschüsse fast ausschließlich und ohne Zwischenspeicherung im Batteriespeicher zu Wärme verarbeitet. Die folgende Tab. 3.6 zeigt alle relevanten Summen der Energieflüsse.

	Calliope	FRESH	$\Delta = \text{FRESH} - \text{Calliope}$
Zufluss Batterie (kWh)	13,8	801,1	787,3
Abfluss Batterie (kWh)	13,8	801,1	787,3
Verluste Batterie (kWh)	1,4	82,2	80,8
Zufluss H ₂ (kWh)	0	8,9	8,9
Abfluss H ₂ (kWh)	0	8,9	8,9
Verluste H ₂ -System	0	5,7	5,7
Zufluss thermischer Speicher (kWh)	30.334,5	24.361,0	5.973,5
Abfluss thermischer Speicher (kWh)	30.334,5	24.361,0	5.973,5
Verluste gesamt (kWh)	1,4	87,9	86,5
Anfangsfüllstand Batterie (kWh)	3,5	5	1,5
Endfüllstand Batterie (kWh)	3,5	5	1,5
Anfangsfüllstand H ₂ -Speicher (kWh)	100	0,3	-97,7
Endfüllstand H ₂ -Speicher (kWh)	100	0,3	-97,7
Anfangsfüllstand thermischer Speicher (kWh)	1.757,6	286,1	-1471,5
Endfüllstand thermischer Speicher (kWh)	1.757,6	286,1	-1471,5
Wärmeproduktion Wärmepumpe (kWh)	67.625,9	67.620,0	-5,9
Wärmeproduktion Heizstab (kWh)	0	0	0
Wärmeproduktion Elektrolyseur (kWh)	0	3,7	3,7
Wärmeproduktion BHKW (kWh)	0	2,2	2,2
Netzeinspeisung (kWh)	0	0	0
Netzbezug (kWh)	2.438,5	2.528,9	90,4

Tab. 3.6. Energieflüsse bei System 24 aus Tab. 3.5 in Calliope und FRESH

Eine wirtschaftliche Dimensionierung der Wärmepumpe für ein Haus innerhalb eines Verbrauchersclusters kann dazu führen, dass diese unter Umständen kleiner ausgelegt werden kann als die maximal erforderliche Wärmeleistung. Z. B. kann auch eine kleine Wärmepumpe bei ausreichender regenerativer Erzeugung in Verbindung mit einem thermischen Speicher die Last zuverlässig decken. An besonders kalten Tagen kann die fehlende Wärmeleistung durch Abwärme, das Auslagern aus dem thermischen Speicher oder – als letzte Instanz – durch den Heizstab bereitgestellt werden.

Der eigene Betriebsalgorithmus lässt Netzbezug erst dann zu, wenn die Speicher vollständig entladen sind. In Szenarien mit hoher Wärmelast kann es jedoch sinnvoll sein, die Wärmepumpe trotz einer gewissen Restenergie im thermischen Speicher über externen Netzbezug zu betreiben. Dadurch könnte der Einsatz des Heizstabs im weiteren Verlauf weiter reduziert werden. Diese Optimierung ist im eigenen Betriebsalgorithmus bislang nicht umgesetzt und führt zu einem geringfügig höheren Netzbezug unter folgenden Bedingungen:

- Die thermische Leistung der Wärmepumpe ist sehr viel kleiner als die maximal erforderliche Wärmeleistung.
- Der thermische Speicher ist ausreichend groß, um Wärme über längere Zeiträume zwischenspeichern.
- Die regenerative Erzeugung reicht nicht aus, um den gesamten Wärmebedarf zu decken.

Allerdings wäre eine solche Konzeption eines Energiesystems ohnehin nicht empfehlenswert. Eine Methode die Anlagenkomponenten eines Energiesystems ökonomisch und technisch zielführend zu dimensionieren wird in Kapitel 4 vorgestellt.

Dieses Beispiel führt auf eine allgemeine Systematik, mit der die möglichen Optimierungsschritte systematisch auf Relevanz und Umsetzung überprüft werden können: Das System enthält vier Komponenten, die einen bidirektionalen Energiefluss erlauben, nämlich das Netz und die drei Speicherarten Batterie, chemischer und thermischer Langzeitspeicher. Grundsätzlich kann nun zwischen jedem Paar dieser Komponenten Energie umverteilt werden, aber nicht immer ist das nötig oder sinnvoll.

In den in dieser Arbeit umgesetzten Regeln werden Energieflüsse von der Batterie in den H₂-Speicher (Maßnahme 3) und in den thermischen Speicher (Maßnahme 4) betrachtet und optimiert. Dies ist vor allem deshalb nötig, weil die Leistungen von Elektrolyseur und Wärmepumpe begrenzt sind. Wie oben gezeigt (siehe Tab. 3.5), reichen diese Regeln bei den bisher betrachteten Systemvariationen aus, um eine nahezu optimale Autarkie zu erreichen, was darauf hinweist, dass die Komponenten ausreichend dimensioniert sind. Wenn es jedoch sinnvoll wäre, beispielsweise die Wärmepumpe aus dem Netz zu betreiben, entspräche das einer bisher noch nicht realisierten Kombination und könnte eine entsprechende weitere Regel erfordern.

Um zu zeigen, dass weitere solche Energieflusskombinationen durchaus relevant werden können, wenn die Systeme in entsprechenden Bereichen des Design Space liegen, wurden exemplarisch 16 der 100%-Autarkie-Systeme aus Tab. 6.1 (H₂-Systeme) und Tab. 6.2 (E-Fuel-Systeme) im Anhang mit dem hier beschriebenen FRESH-Regelsatz simuliert. Die Ergebnisse finden sich in Tab. 3.7.

System	PV-Anlage (kW)	Wind-kraftanlage (kW)	Batterie-speicher (kWh)	Elektro-lyseur (kW)	H ₂ /E-Fuel Speicher (kWh)	Therm. Speicher (kWh)	Netzbezug Calliope (kWh)	Netzbe-zug (kWh)	$\frac{\Delta \text{Netzbezug}}{\text{Verbrauch}} = (\%)$
E-Fuel Var. 17	19,75	1,33	2,35	2,84	3.569,34	83,74	0	1.176,5	$\frac{1.176,5}{79.626} = 1,5$
E-Fuel Var. 18	20,15	1,34	2,59	2,92	3.598,81	25,60	0	1.262,0	$\frac{1.262,0}{79.626} = 1,6$
E-Fuel Var. 19	15,40	2,97	4,27	0,62	2.558,92	207,93	0	1.547,5	$\frac{1.547,5}{79.626} = 1,9$
E-Fuel Var. 20	19,76	2,57	5,85	0,72	2.928,03	39,79	0	1.443,0	$\frac{1.443,03}{79.626} = 1,8$
E-Fuel Var. 21	11,52	3,80	0,64	0,84	2.046,44	173,37	0	1.054,6	$\frac{1.054,6}{79.626} = 1,3$
E-Fuel Var. 22	15,58	3,54	1,13	1,00	2.240,43	29,14	0	1.007,1	$\frac{1.007,1}{79.626} = 1,3$
E-Fuel Var. 24	18,86	4,04	2,73	0,49	1.666,59	68,71	0	904,7	$\frac{904,7}{79.626} = 1,1$
E-Fuel Var. 27	12,43	3,87	0	0,68	2.276,07	257,49	0	1.424,0	$\frac{1.424,0}{79.626} = 1,8$
E-Fuel Var. 28	15,70	3,73	0	0,82	2.581,54	57,76	0	1.355,7	$\frac{1.355,7}{79.626} = 1,7$
E-Fuel Var. 49	1,79	5,74	0,28	0,84	2.373,92	251,82	0	2.068,0	$\frac{2.068,0}{79.626} = 2,6$
E-Fuel Var. 50	2,52	5,59	0,23	1,37	2.795,04	78,69	0	2.369,1	$\frac{2.369,1}{79.626} = 3,0$
E-Fuel Var. 52	2,25	5,91	1,03	0,58	2.228,85	177,98	0	1.476,8	$\frac{1.476,8}{79.626} = 1,9$
E-Fuel Var. 57	1,78	5,78	0	0,86	2.363,05	251,63	0	2.077,8	$\frac{2.077,8}{79.626} = 2,6$
E-Fuel Var. 58	2,47	5,64	0	1,39	2.782,92	78,46	0	2.313,1	$\frac{2.313,1}{79.626} = 2,9$
E-Fuel Var. 60	2,13	6,08	0	0,62	2.192,66	176,46	0	1.529,4	$\frac{1.529,4}{79.626} = 1,9$
H ₂ Var. 58	0	7,67	0	0,91	1.012,34	231,02	0	749,3	$\frac{749,3}{79.626} = 0,9$

Tab. 3.7. Kostenoptimale Systeme aus Calliope und deren Netzbezug mit FRESH

Die Systeme sind in Calliope bestimmte, kostenoptimale 100%-Autarkie-Systeme, jeder nicht optimale Betrieb führt also zu Netzbezug. Wie man in Tab. 3.7 erkennt, ergibt sich bei FRESH ein Netzbezug von bis zu 3,0 %, also eine deutlich größere Abweichung zu Calliope als in Tab. 3.5.

Eine Analyse der Energieflüsse zeigt, dass Calliope hier den in FRESH noch nicht optimierten Energiefluss vom chemischen in den thermischen Speicher nutzt. Dies ist hier für den optimalen Betrieb nötig, weil im Gegensatz zu den obigen Betrachtungen der thermische Speicher deutlich kleiner gewählt wurde als der chemische Speicher, da für ihn deutlich höhere Kosten angenommen wurden. Eine entsprechende Optimierungsregel würde während längerer Unterdeckungsphasen den thermischen Speicher vorausschauend mit Energie aus dem chemischen Speicher unter optimalem Einsatz der Wärmepumpe laden, statt hierfür erst bei Bedarf den Heizstab zu verwenden.

An diesem Beispiel erkennt man, dass sich mit der hier skizzierten Systematik bisher noch nicht optimierte Energieflussrichtungen identifizieren lassen, um den Regelsatz zu verallgemeinern.

Ein wesentlicher Vorteil des eigenen Betriebsalgorithmus gegenüber Calliope besteht darin, dass er die Steuerung eines Energiesystems deutlich robuster durchführen würde. Überschüssige Energie wird stets bestmöglich gespeichert, um den zukünftigen Energiebedarf zu decken. Erst wenn keine weitere Möglichkeit zur Speicherung besteht, wird Energie in das öffentliche Netz eingespeist. Dadurch werden die Energiespeicher teilweise deutlich früher gefüllt als in Calliope, sodass der Betrieb weniger anfällig für Prognosefehler ist.

Abb. 3.26 zeigt den Füllstand des thermischen Speichers über ein Jahr für dasselbe Energiesystem, einmal gemäß FRESH (blau) und einmal gemäß Calliope (rot). Der eigene Betriebsalgorithmus führt zu einem wesentlich schnelleren Aufladen des Speichers, sodass eine maximale Energiemenge für größere Unterdeckungsphasen zur Verfügung steht. In Calliope hingegen erfolgt die Speicherladung erst dann, wenn eine unmittelbar bevorstehende große Unterdeckung dies erforderlich macht, wie beispielsweise Ende Februar und insbesondere im November. Dieses Vorgehen setzt jedoch voraus, dass die Einspeisung und der Lastverlauf zu diesen Zeiten sehr genau bekannt sind – eine Annahme, die in einer Steuerung eines realen Energiesystems kaum realistisch ist.

Im Januar sowie von März bis Mai ist eine frühzeitige Ladung des thermischen Speichers hingegen zwingend erforderlich, um Netzbezug zu vermeiden. In diesen Zeiträumen zeigen beide Softwarelösungen nahezu identische Füllstände, da das Laden des Speichers hier unerlässlich ist.

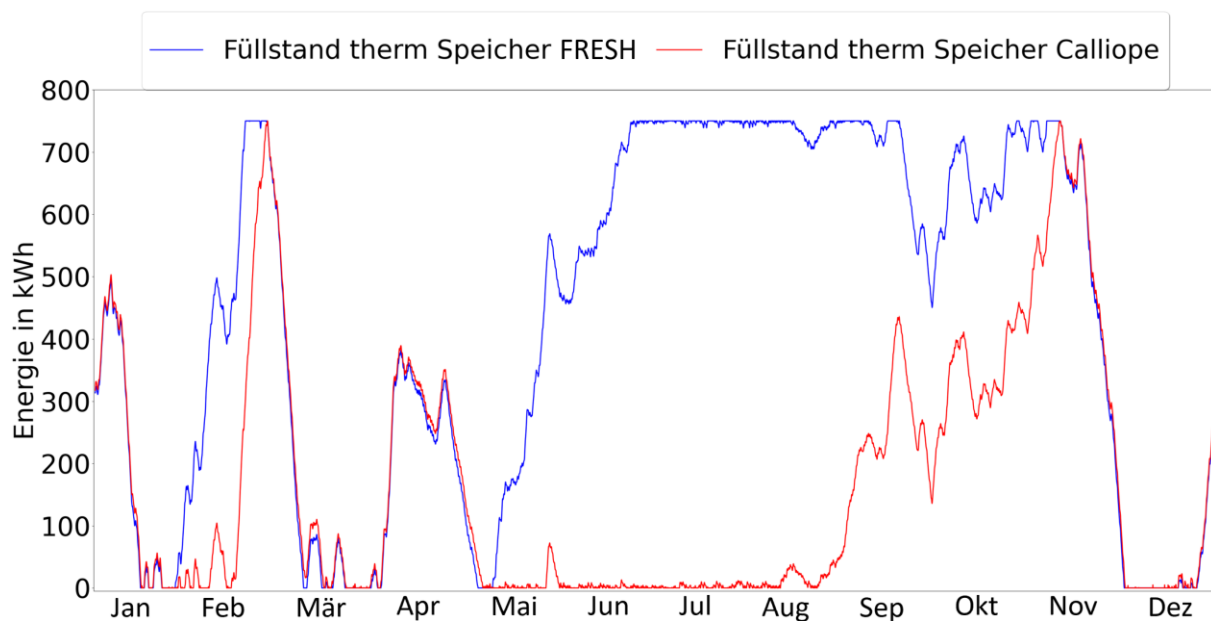


Abb. 3.26. Füllstand des thermischen Speichers über ein Jahr laut FRESH und Calliope

Wie in Kapitel 2.3.2.2 beschrieben, wurde Calliope in der vorliegenden Arbeit auch zur Simulation eines zuvor festgelegten Energiesystems immer im Modus *plan* betrieben, der eigentlich für die

Optimierung von Energiesystemen angedacht ist. In diesem Modus kann jedoch der Netzbezug auf das absolute Minimum reduziert werden. Außerdem werden die initialen Füllstände der Speicher optimiert. In dieser Arbeit [38] wird gezeigt, dass im Modus *operate* der einstellbare Betrachtungshorizont nicht nur einen erheblichen Einfluss auf die Leistungsflüsse bei der Simulation eines Systems hat, sondern auch auf die erreichbaren Autarkiegrade. Ebenfalls wird ein Vergleich mit der Software FRESH durchgeführt und beschrieben, inwieweit FRESH bei unterschiedlichen Systemen die Last- und Einspeiseverläufe der Zukunft zur Regelung der Energieflüsse benötigt.

Im Folgenden wird eine zentrale Auswertung aus der beschriebenen Untersuchung [38] dargestellt, um die Auswirkungen eines eingeschränkten Planungshorizonts in der Simulationssoftware Calliope zu veranschaulichen. Ziel ist es, aufzuzeigen, in welchem Maß sich der erreichbare Autarkiegrad verändert, wenn Calliope nicht mit vollständigem Zukunftswissen, sondern mit einem begrenzten Horizont arbeitet.

Dazu wurden fünf verschiedene Energiesysteme ausgewählt, deren Zusammensetzung in Tab. 3.8 dargestellt ist. Sie wurden so konzipiert, dass sie in der Simulation mit FRESH einen Autarkiegrad von 100 % erreichen. Die Auswahl umfasst unterschiedliche technologische Schwerpunktsetzungen, da neben dem Planungshorizont auch die Systemstruktur einen erheblichen Einfluss auf die Robustheit gegenüber Prognoseeinschränkungen hat. Als chemisches Langzeitspeichermedium kommt Wasserstoff zum Einsatz. Alle Systeme verfügen über einen Batteriespeicher, da vor allem dieser dazu eingesetzt werden kann, Energiemengen verlustarm zwischenzuspeichern und sie je nach zukünftigem Verbrauch entweder einem der Langzeitspeicher oder zur Deckung der Last zur Verfügung zu stellen. Sämtliche Wirkungsgrade und Systemkomponenten sind in Kapitel 2.2 detailliert beschrieben.

Die untersuchten Systeme im Überblick:

- System 25: Wirtschaftlich besonders effizientes System bei aktueller Kostenstruktur
- System 26: Rein windbasiertes System ohne PV-Anteil
- System 27: Ausschließlich mit PV-Anlage betriebene Konfiguration
- System 28: System mit großem H₂-Speicher für saisonale Schwanken
- System 29: System mit großem thermischen Speicheranteil für saisonale Schwankungen

System	PV-Anlage (kW)	Windkraft- anlage (kW)	Batterie- speicher (kWh)	H ₂ -Speicher (kWh)	Elektroly- seur (kW _{elektrisch})	Therm. Speicher (kWh)	BHKW (kW _{elektrisch})	Wärme- pumpe (kW _{thermisch})
25	1	6	1	100	0,1	2.000	5	3
26	0	7,5	1	250	0,1	1.500	5	3
27	35	0	7,5	100	0,1	6.000	5	3
28	1	7,5	1	6.000	1	250	5	3
29	1	6	1	100	0,1	6.000	5	3

Tab. 3.8. Autarke Systeme in FRESH zur Testung im *operate*-Modus von Calliope

Um den Planungshorizont (in Calliope *horzion* genannt) gezielt zu variieren, wurde Calliope – abweichend von den übrigen Auswertungen dieser Arbeit – im Modus *operate* betrieben. Dieser Betriebsmodus ist in Kapitel 2.3.2.2 beschrieben.

Für die fünf zuvor beschriebenen Energiesysteme wurden sieben verschiedene Planungshorizonte untersucht: 12, 24, 48, 72, 144, 240 und 365 Stunden. Das jeweils von Calliope verwendete

Optimierungsfenster (in Calliope *window* genannt) umfasst dabei stets 50 % des gewählten Planungshorizonts – d. h. bei einem Horizont von 24 Stunden optimiert Calliope das Systemverhalten innerhalb der nächsten 12 Stunden.

Als initiale Speicherfüllstände wurden in Calliope jeweils jene Zustände übernommen, die gemäß des FRESH-Betriebsalgorithmus ermittelt wurden. Simuliert wurde stets nur ein Jahr, basierend auf den Einspeise- und Verbrauchsdaten des Jahres 2022 (vgl. Kapitel 2.2.2 und 2.2.3). Auf eine längere Betrachtung – etwa über vier Jahre – wurde verzichtet, da der *operate*-Modus von Calliope bei vielen Optimierungsintervallen im Vergleich zum *plan*-Modus einen erheblichen Rechenaufwand verursacht.

Tab. 3.9 zeigt die mit Calliope erreichten Autarkiegrade für jedes der fünf betrachteten Systeme bei den verschiedenen Planungshorizonten. Sie verdeutlicht, in welchem Maß sich die erreichbare Eigenversorgung verbessert, wenn der Planungshorizont erweitert wird – und wie stark dieser Effekt von der jeweiligen Systemkonfiguration abhängt.

System	Autarkiegrad horizon = 12 h	Autarkiegrad horizon = 24 h	Autarkiegrad horizon = 48 h	Autarkiegrad horizon = 72 h	Autarkiegrad horizon = 144 h	Autarkiegrad horizon = 240 h	Autarkiegrad horizon = 365 h
25	93,81930 %	93,84143 %	94,61127 %	94,95443 %	98,91719 %	99,74595 %	100 %
26	94,13251 %	94,26356 %	95,04533 %	95,53705 %	99,43332 %	99,98107 %	99,99044 %
27	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
28	95,55836 %	95,61413 %	96,33781 %	96,50628 %	99,47143 %	99,55372 %	99,88229 %
29	95,88959 %	95,95989 %	96,51936 %	96,83668 %	99,61590 %	99,90607 %	99,98745 %

Tab. 3.9. Autarkie Systeme aus Tab. 3.8 in Calliope bei verschiedenen Planungshorizonten

Die fünf untersuchten Energiesysteme erreichen mit dem FRESH-Algorithmus jeweils einen Autarkiegrad von 100 %. Wird jedoch in Calliope der Planungshorizont eingeschränkt, zeigt sich, dass nicht alle Systeme diesen Wert halten können. Je kürzer der Planungshorizont, desto stärker sinkt der erreichbare Autarkiegrad.

Im Durchschnitt aller fünf Systeme ergibt sich folgender Autarkieverlust im Vergleich zum Idealwert von 100 %:

- Bei 12 Stunden gehen durchschnittlich 4,12005 % Autarkie verloren.
- Bei 24 Stunden reduziert sich der mittlere Autarkieverlust auf 4,06420 %.
- Bei 48 Stunden reduziert sich der mittlere Autarkieverlust auf 3,49725 %.
- Bei 72 Stunden reduziert sich der mittlere Autarkieverlust auf 3,23311 %.
- Bei 144 Stunden reduziert sich der mittlere Autarkieverlust auf 0,51243 %.
- Bei 240 Stunden reduziert sich der mittlere Autarkieverlust auf 0,16264 %.
- Bei 365 Stunden verbleibt ein durchschnittlicher Autarkieverlust von 0,02796 %.

Auffällig ist, dass ausschließlich System 27 bereits bei einem Planungshorizont von 12 Stunden die vollständige Autarkie von 100 % erreicht. Dieses System nutzt als einzige regenerative Quelle eine PV-Anlage. Das erklärt auch die Robustheit gegenüber einem kurzen Planungshorizont: Da die PV-Erzeugung einen klaren Tagesgang aufweist – tagsüber Sonne, nachts keine Einspeisung – genügt bereits eine halbtägige Prognose, um die anfallenden Überschüsse sinnvoll zwischen den Speichern zu verteilen. Der Verlauf ist vorhersehbar, und komplexe Langfristprognosen sind in diesem Fall entbehrlich.

Bei einem Planungshorizont von 365 Stunden (ca. 15,2 Tage) erreichen schließlich vier der fünf untersuchten Systeme einen Autarkiegrad von über 99,987 % und sind damit nahezu autark. Lediglich System 28 weicht mit 99,88229 % noch geringfügig vom Maximalwert ab.

Tab. 3.10 zeigt für jedes der untersuchten Systeme jenen Planungshorizont, den FRESH maximal nutzt, um eine vollständige Autarkie zu erreichen.

System	25	26	27	28	29
Planungshorizont	267 h	164 h	112 h	284 h	267 h

Tab. 3.10. Planungshorizonte der Systeme aus Tab. 3.8 von FRESH

Im Fall von System 27 nutzt FRESH einen Planungshorizont von 112 Stunden, um Entscheidungen zur Speicherbefüllung zu treffen. In der Simulation mit Calliope hingegen genügte bereits ein Planungshorizont von 12 Stunden, um vollständige Autarkie zu erreichen. Daraus lässt sich jedoch nicht ableiten, dass FRESH bei einem kürzeren Planungshorizont zwangsläufig keine vollständige Autarkie erzielen würde.

Gemäß dem in Kapitel 3.3.2 beschriebenen Betriebsalgorithmus versucht FRESH, Energieüberschüsse frühzeitig optimal auf die verfügbaren Speicher zu verteilen. Führt der Blick in die Zukunft zu keiner Verbesserung der Verteilung, war die erweiterte Vorausschau im Nachhinein betrachtet nicht notwendig. Wird durch den Planungshorizont hingegen eine frühzeitige Verteilung realisiert, bedeutet das nicht automatisch, dass sie zwingende Voraussetzung für die Erreichung von 100 % Autarkie war.

Bei den Systemen 26, 28 und 29 erreicht Calliope selbst bei einem Planungshorizont von 365 Stunden – also mehr als dem maximal von FRESH genutzten Horizont von 284 Stunden – nicht exakt 100 % Autarkie. Am stärksten weicht dabei System 28 vom Autarkieziel ab: Der Autarkiegrad beträgt hier nur rund 99,88 %. Bei diesem System wird auch vom FRESH-Betriebsalgorithmus der längste Planungshorizont im Vergleich der fünf Systeme benötigt, um vollständige Autarkie zu realisieren.

Dass Calliope trotz ausreichendem Planungshorizont keine vollständige Autarkie erreicht, obwohl dies theoretisch möglich wäre, hat zwei zentrale Gründe, die nicht unabhängig voneinander sind:

- Zum einen erfolgt die Verschiebung des Planungshorizonts und des Entscheidungsfensters in Calliope in starren, gleichmäßigen Schritten über den Jahresverlauf – unabhängig von aktuellen Einspeisungen oder Lastverläufen. Selbst wenn – wie bei den untersuchten Beispielsystemen – der betrachtete Zeitraum prinzipiell ausreichen würde, um vollständige Autarkie zu erreichen (wie durch FRESH gezeigt), kann es durch diese starre Rollierung vorkommen, dass dem Optimierungsmodell im jeweiligen Fenster nicht die notwendigen Informationen über Einspeisung und Verbrauch zur Verfügung stehen. Infolgedessen wird aufgrund einer ungünstigen zeitlichen Aufteilung des Betrachtungshorizonts das Ziel der vollständigen Eigenversorgung verfehlt.
- Zum anderen fehlt eine Koordination zwischen den aufeinanderfolgenden Optimierungsfenstern. Damit ist gemeint, dass Calliope innerhalb jedes Fensters unabhängig agiert, ohne sicherzustellen, dass die resultierenden Endfüllstände der Speicher für die darauffolgenden Zeiträume geeignet sind. Besonders kritisch ist dabei die Entscheidung, in welchen der beiden Langzeitspeicher – thermisch oder chemisch – vorhandene Energie eingespeist wird. Werden diese Speicher in einem Entscheidungsfenster ungünstig befüllt, kann dies in späteren Zeiträumen zu Netzbezug führen, obwohl mit einer anderen Speicherverteilung eine durchgehende Versorgung möglich gewesen wäre.

Der Vergleich mit der Software Calliope belegt, dass der regelbasierte Betriebsalgorithmus FRESH in der Lage ist, die regenerative Energieerzeugung nahezu optimal zu nutzen – sowohl im Vergleich zum *plan*- als auch zum *operate*-Modus von Calliope.

Im bilanziellen Vergleich mit dem *plan*-Modus zeigt sich, dass Calliope unter bestimmten Bedingungen einen leicht geringeren Netzbezug realisiert, da es auf vollständige Information über zukünftige Last- und Einspeiseverläufe zurückgreift. Die initialen Speicherfüllstände und alle Systemflüsse können in diesem Modus über den gesamten Betrachtungszeitraum hinweg optimiert werden. Es zeigt sich, dass Calliope den Netzbezug unter diesen idealisierten Bedingungen in einzelnen Fällen geringfügig besser verteilt, was zu minimal niedrigeren Gesamtbezügen führt. FRESH speichert hingegen Überschüsse vorausschauend und priorisiert die Versorgungssicherheit, ohne vollständige Zukunftskenntnis vorauszusetzen. Dieses Verhalten ist besonders robust und würde sich auch für reale Anwendungen eignen, in denen Prognoseunsicherheiten bestehen.

Im Vergleich zum *operate*-Modus wird dieser Vorteil besonders deutlich. Calliope benötigt einen explizit festgelegten Planungshorizont, um Entscheidungen zu treffen. FRESH hingegen passt den Planungshorizont dynamisch an und berücksichtigt nur so viel Zukunft wie für die jeweilige Entscheidung notwendig ist. Die Auswertung verschiedener Energiesysteme zeigt, dass verkürzte Planungshorizonte in Calliope und ein starr durch den Jahresverlauf rollierendes Optimierungsfenster Einbußen beim Autarkiegrad verursachen können. Der erforderliche Planungshorizont, um ein Maximum an Autarkie zu erreichen, ist dabei systemspezifisch und im Vorfeld nur schwer festzulegen. FRESH umgeht diese Problematik durch eine adaptive Entscheidungslogik.

Insgesamt bestätigt die Validierung, dass FRESH eine praxistaugliche, transparente und zugleich effiziente Alternative zu komplexen Optimierungstools darstellt – mit besonderer Stärke in Szenarien mit eingeschränkter Prognosebasis.

4. VERFAHREN ZUR KOSTENOPTIMIERUNG: METHODE DER PUNKTEWOLKE

Wie in Kapitel 2.4 gezeigt, existieren Ansätze zur Kostenoptimierung regenerativer Energiesysteme, die sich in Methodik und Transparenz stark unterscheiden. Mathematische Optimierungsmodelle wie Calliope erzeugen oft eine einzige, in der Regel gut optimierte Lösung bezogen auf eine vorgegebene Zielfunktion, etwa die Minimierung der Gesamtkosten. Dabei kann die Lösung durch technische, wirtschaftliche und systembezogene Nebenbedingungen beeinflusst werden.

Es ist jedoch auch mit solchen Methoden möglich, mehrere unterschiedliche Systemlösungen zu erzeugen – beispielsweise durch gezielte Variation des „*interest-rate*“ Parameters einzelner Komponenten oder des in Kapitel 2.4.1 beschriebenen Spores-Modus von Calliope.

Trotz dieser Flexibilität bleibt ein Nachteil dieser Methoden bestehen: Der Einfluss einzelner Komponenten auf die Gesamtlösung ist nicht transparent nachvollziehbar, da die Details des Gleichungssystems, das die Lösung bestimmt, nicht explizit vorliegen.

Heuristische Verfahren, wie sie im Kapitel 2.4.2.1 und Kapitel 2.4.2.2 beschrieben werden, bieten hier eine größere Transparenz bei der Lösungssuche. Sie erlauben es, den Lösungsraum schrittweise zu erschließen, ohne dass der Lösungsweg – wie bei mathematischen Optimierungsmodellen – vollständig durch eine Zielfunktion und ein Gleichungssystem vorgegeben ist. Stattdessen wird durch eine Vielzahl gezielter Einzelrechnungen der Weg zur Lösung explorativ beschritten, was eine bessere Nachvollziehbarkeit der Entwicklungsschritte ermöglichen kann.

Ein großer Vorteil heuristischer Verfahren ist, dass sie, zumindest zu Beginn der Optimierung, eine breite Streuung unterschiedlicher Systemkonfigurationen erzeugen und so systematisch Zusammenhänge im Ergebnisraum aufdecken. Ein minimales Risiko, dabei nur ein lokales Optimum zu finden, besteht zwar grundsätzlich, lässt sich jedoch durch fortschrittliche Algorithmen wie genetische Verfahren [47] oder neuronale Netze [48] deutlich reduzieren.

Aufbauend auf den Stärken und Grenzen der beschriebenen Verfahren wird im Folgenden ein eigener methodischer Ansatz entwickelt, der neue Möglichkeiten zur Bewertung und Vergleichbarkeit regenerativer Energiesysteme eröffnet. Kapitel 4.1 führt in die grundlegende Struktur dieser Methodik ein. In den darauffolgenden Kapiteln 4.2, 4.3, und 4.4 werden die Voraussetzungen zur Umsetzung erläutert, sowohl mathematisch, als auch technisch. Kapitel 4.5 befasst sich schließlich mit den Analyseverfahren, die die entwickelte Methode ermöglicht.

4.1. STRUKTUR DER METHODE

Die in dieser Arbeit verfolgte Herangehensweise geht über bestehende Optimierungs- und Suchverfahren hinaus. Ziel ist es, nicht nur eine oder wenige Lösungen zu finden, sondern den gesamten technisch interessierenden Lösungsraum systematisch und strukturiert zu erfassen – und dies zunächst unabhängig von einer vorher festgelegten ökonomischen Zielfunktion.

Dabei wird zunächst eine große Anzahl möglicher Systemkonfigurationen technisch simuliert. Diese Simulationen erfolgen regelbasiert und decken den zuvor identifizierten relevanten Parameterraum ab. Innerhalb des gewählten Parameterraums stellt dies einen Brute-Force-Ansatz dar (s. Kapitel 2.5.3), er wird jedoch gezielt unterstützt durch Maßnahmen, die den Rechenaufwand begrenzen.

Erst im Anschluss an die technische Simulation erfolgt eine separate Auswertung der Ergebnisse im Hinblick auf die ökonomische Bewertung und ihre systematische Analyse. Im Mittelpunkt

steht dabei eine systematische und gut interpretierbare Aufbereitung des Lösungsraums in Form von Projektionen oder Randflächen, die es erlaubt, Zusammenhänge zwischen Systemkosten, Autarkiegraden, Technologienutzung und Randbedingungen schnell zu erkennen. Die Erschließung des Ergebnisraums orientiert sich methodisch an Konzepten der rasterbasierten Design Space Exploration, wird jedoch in dieser Arbeit spezifisch auf Energiesysteme angewendet und weiterentwickelt.

Jedes der zahlreichen simulierten Systeme stellt einen von vielen Punkten im mehrdimensionalen Raum der Systemkonfigurationen und Autarkiegrade dar, daher wird der entwickelte Ansatz im Folgenden als „Punktewolkemethode“ bezeichnet.

4.2. FESTLEGUNG DER DIMENSIONIERUNGSBEREICHE FÜR DIE SYSTEMKOMPONENTEN

Ein zentrales Ziel der Energiewende besteht darin, nicht nur den Stromsektor, sondern auch den Wärmesektor schrittweise zu dekarbonisieren. In dieser Arbeit wurden bei der Erklärung des Betriebsalgorithmus FRESH Systeme behandelt, die den Strombedarf decken (s. Kap. 3.2.1) sowie Systeme, die zusätzlich zum elektrischen Energiebedarf auch den Wärmebedarf decken (s. Kap. 3.3.2). Gerade die sektorenübergreifende Betrachtung von Strom und Wärme bietet die Möglichkeit, die Effizienz zu steigern, Kosten zu senken und den Anteil erneuerbarer Energien im Gesamtsystem deutlich zu erhöhen. Daher werden für die folgenden Erklärungen zur Methode der Punktewolke und der darauffolgenden Analyse nur noch Systeme betrachtet, die den Strom- und Wärmebedarf decken.

Für rein strombasierte Versorgungssysteme wurde eine Umsetzung der Methode in Form eines webbasierten Analysewerkzeugs realisiert [49].

Der Verbraucher der Energiesysteme wurde in Kapitel 2.2.2 näher beschrieben. Es handelt sich um:

- Ein Haus in einem Verbrauchscluster. Das heißt der Verbrauchsverlauf für Strom und Wärme ist durch die Ermittlung des Verbrauchsverhaltens einer Vielzahl von Haushalten geglättet.
- Der Lastgang wurde so normiert, dass sich ein jährlicher Stromverbrauch von 3.000 kWh und ein Wärmeverbrauch von durchschnittlich 17.000 kWh ergibt. Der Wärmeverbrauch variiert witterungsbeding von Jahr zu Jahr.
- Der Verbraucher des Systems entspricht somit einem typischen zwei-Personen-Haushalt in Deutschland.

Die zugrunde liegenden Simulationsdaten werden mit dem regelbasierten Betriebsalgorithmus FRESH erzeugt, dessen Struktur und Funktionsweise in Kapitel 3.3.2 detailliert beschrieben ist. In Kapitel 2.2.7 wurde zudem bereits erläutert, welche Systemkomponenten im Rahmen der Simulation konstant gehalten werden und aus welchen Gründen diese Entscheidung getroffen wurde.

Es verbleiben somit sieben Systemgrößen, deren Dimensionierungsbereiche im Folgenden systematisch bestimmt werden sollen. Dabei handelt es sich um:

- die installierte Leistung der Photovoltaikanlage,
- die installierte Leistung der Windkraftanlage,
- die Kapazität des Batteriespeichers,
- die Kapazität des H₂-Speichers,
- die elektrische Leistung des Elektrolyseurs,
- die Kapazität des thermischen Speichers
- sowie die thermische Ausgangsleistung der Wärmepumpe.

Die Idee für das Folgende ist, jede dieser Größen in einem bestimmten Intervall nach einem gewählten Raster zu variieren und jede Kombination dieser Werte als einen Punkt der Punktwolke zu verwenden, also zu simulieren und später in die Analyse einzubeziehen. Im Rahmen dieser Intervalle und Rasterungen wird der Parameterraum vollständig abgedeckt, ohne weitere Optimierungüberlegungen anzustellen. Solche Ansätze werden „Brute-Force-Verfahren“ genannt. Hierbei wird also nicht nach einer optimalen Lösung gesucht, sondern jede mögliche Kombination innerhalb eines vorgegebenen Wertebereichs simuliert und bewertet.

Die Wahl des Rasters – also der Anzahl der Abstufungen der Komponenten – bestimmt dabei zum einen die Auflösung und Genauigkeit der Analyse, zum anderen aber auch die Zahl der Punkte und damit den Rechenaufwand. Bei gleicher Zahl r von Rasterstufen für jede der $N=6$ verschiedenen Komponenten, ist die Zahl der Punkte $P = r^N = r^6$. Der Rechenaufwand nimmt somit sehr schnell zu, wenn die Rasterung feiner wird oder wenn weitere Komponenten variiert werden, also N ansteigt.

Dank der hohen Rechengeschwindigkeit und Parallelisierbarkeit von FRESH wäre eine Zahl von bspw. 10^6 Systemkonfigurationen grundsätzlich bewältigbar, was $r = 10$ Rasterwerten bei allen $N = 6$ verschiedenen variierten Komponenten entspräche.

Ein gröberes Raster reduziert zwar den Rechenaufwand, erhöht aber gleichzeitig die Ungenauigkeit von zwischen den Punkten interpolierten Lösungen (s. Kapitel 4.5.7.4) und kann so dazu führen, dass interessante oder optimale Lösungen zwischen den gewählten Stufen verborgen bleiben.

Es sind daher zwei Aufgaben zu lösen: Zum einen ist herauszufinden, welche Minimal- und Maximalwerte für die einzelnen Komponenten in der gegebenen Problemstellung sinnvoll sind, und zum anderen gilt es, Anzahl und Werte der verschiedenen Rasterstufen effizient zu wählen.

Werden hierbei die Bereiche zu groß gewählt, entstehen unnötig viele technisch oder wirtschaftlich irrelevante Kombinationen. Sind die Bereiche zu eng, sind wesentliche Systemvarianten möglicherweise nicht enthalten.

Bei der Rasterung ist zu beachten, dass das System in verschiedenen Punkten unterschiedlich empfindlich auf die Änderung der einzelnen Komponenten reagiert. Das führt dazu, dass gleichmäßige Raster nicht zwangsläufig eine gleichmäßige Abdeckung des Ergebnisraums bewirken.

Zur Beantwortung dieser Frage werden im Folgenden zwei verschiedene Ansätze vorgestellt, mit denen sich sinnvolle Dimensionierungsbereiche für die Systemkomponenten ableiten lassen:

- zunächst geschieht eine erste grobe Rasterung der Punktwolke zur Orientierung (Kapitel 4.2.1),
- gleichzeitig wird ein Vergleich mit Optimierungsergebnissen aus Calliope unter verschiedenen gezielt ausgewählte Kostenszenarien erstellt (Kapitel 4.2.2), um Anhaltspunkte für sinnvolle Parameterbereiche zu gewinnen
- und schließlich werden anhand dieser Ergebnisse die konkreten Dimensionierungsbereiche und Rasterschritte festgelegt (Kapitel 4.2.3).

Diese zwei Ansätze bilden die Grundlage für die Auswahl eines technisch sinnvollen und wirtschaftlich relevanten Suchraums, der im weiteren Verlauf für die Punktwolkemethode genutzt wird.

4.2.1. ERSTE GROBE RASTERUNG DES LÖSUNGSRRAUMS

Die erste vorgestellte Möglichkeit, um sinnvolle Dimensionierungsbereiche für die Systemkomponenten abzuleiten, besteht aus einer ersten noch groben Rasterung des Lösungsraumes. Ziel ist es, auf Grundlage einfacher Abschätzungen erste Systemvarianten zu simulieren, um ein Gefühl für die Größenordnungen zu bekommen, in denen die einzelnen Komponenten sinnvoll angesiedelt sind.

Die Methode beruht auf einer technischen Vorabschätzung der benötigten Erzeugungs- und Speicherkapazitäten. Dabei orientieren sich die Erzeuger an der jährlich zu erwartenden Stromproduktion pro installierte Leistung – etwa 900 kWh pro kWp für Photovoltaik und 1.800 kWh pro kW für Windkraftanlagen. Die Speichergrößen werden auf Basis des zu deckenden Strom- und Wärmeverbrauchs abgeschätzt – hier 3.000 kWh Strom und 17.000 kWh Wärme pro Jahr.

Bereits bei dieser Abschätzung wird berücksichtigt, dass:

- nicht zwangsläufig beide Erzeugungstechnologien gleichzeitig zum Einsatz kommen müssen – es sollen auch rein PV- oder rein windbasierte Systeme getestet werden,
- Verluste in den Umwandlungskomponenten wie Elektrolyseur, BHKW oder Wärmepumpe auftreten,
- in der Regel eine gewisse Überproduktion eingeplant werden muss, um trotz wetterbedingter Schwankungen eine vollständige Versorgung zu ermöglichen.

Die Speicherkapazitäten werden so gewählt, dass prinzipiell auch eine einseitige Nutzung einzelner Speicherpfade möglich wäre – also etwa ausschließlich Langzeitspeicherung über H₂ oder ausschließlich über den thermischen Speicher. Der Batteriespeicher wird dagegen so dimensioniert, dass er vor allem zur kurzzeitigen Überbrückung im Tagesverlauf genutzt werden kann.

Im Anschluss an diese grobe Systemabschätzung werden die Parameterbereiche durch gleichmäßig verteilte Stützpunkte (äquidistante Rasterung) systematisch abgedeckt. Jede Komponente wird dabei in festen Schritten zwischen einem gewählten Minimal- und Maximalwert variiert, was zu einer ersten flächigen Abdeckung des technischen Lösungsraums führt.

Um im Rahmen dieser Arbeit einen geeigneten Ergebnisraum durch eine grobe Punktwolke zu erforschen, könnte die Schrittweite sowie die Minimal- und Maximalwerte der zu optimierenden Komponenten auf Basis der erläuterten Abschätzung wie in Tabelle Tab. 4.1 gezeigt aussehen. Die thermische Ausgangsleistung der Wärmepumpe wurde für die grobe Rasterung zunächst nicht variiert und auf 3 kW festgelegt, was sich in Kapitel 4.2.2 als robuste Größe für eine breite Anzahl an Systemen erweist.

	Minimum	Maximum	Schrittweite	Varianten
PV-Anlage (kW)	0	50	5	11
Windkraftanlage (kW)	0	12	2	7
Batteriespeicher (kWh)	0	15	5	4
H ₂ -Speicher	0	6.000	1.000	7
Elektrolyseur (kW _{elektrisch})	0	5	1	6
Thermischer Speicher (kWh)	0	6.000	1.000	7

Tab. 4.1. Extremwerte, Schrittweite, Anzahl Varianten pro Komponente grobe Rasterung

Insgesamt ergeben sich für diese grobe erste Rasterung des Lösungsraums bereits eine Gesamtzahl von 90.552 Systemen.

Um mit der Punktelwolke später die Auswirkungen des Verzichts einer Komponente beurteilen zu können, müssen bei der groben Punktelwolke bereits folgende Systeme enthalten sein:

- Systeme, die nur mit einem von beiden Langzeitspeichern eine Autarkie von 100 % erreichen.
- Systeme, die trotz des Verzichts auf eine der beiden Erzeugungskomponenten bereits eine Autarkie von 100 % erreichen.

Beide Bedingungen werden von der groben Punktelwolke erfüllt.

Die nachfolgenden Abb. 4.1 und Abb. 4.2 zeigen den prozentualen Anteil jeder konkreten Ausbaustufe einer Systemkomponente an den Systemen mit 100 % Autarkie. Ziel ist es, dass keine Häufung der größten Ausbaustufe einer Komponente zu einem hohen Anteil auftritt. Dies würde bedeuten, dass der Maximalwert für diese Komponente nicht groß genug gewählt wurde. Des Weiteren soll nicht bereits die niedrigste Ausbaustufe einer Komponente gehäuft unter den vollautarken Systemen auftreten. Dies würde bedeuten, dass der Maximalwert zu groß gewählt wurde.

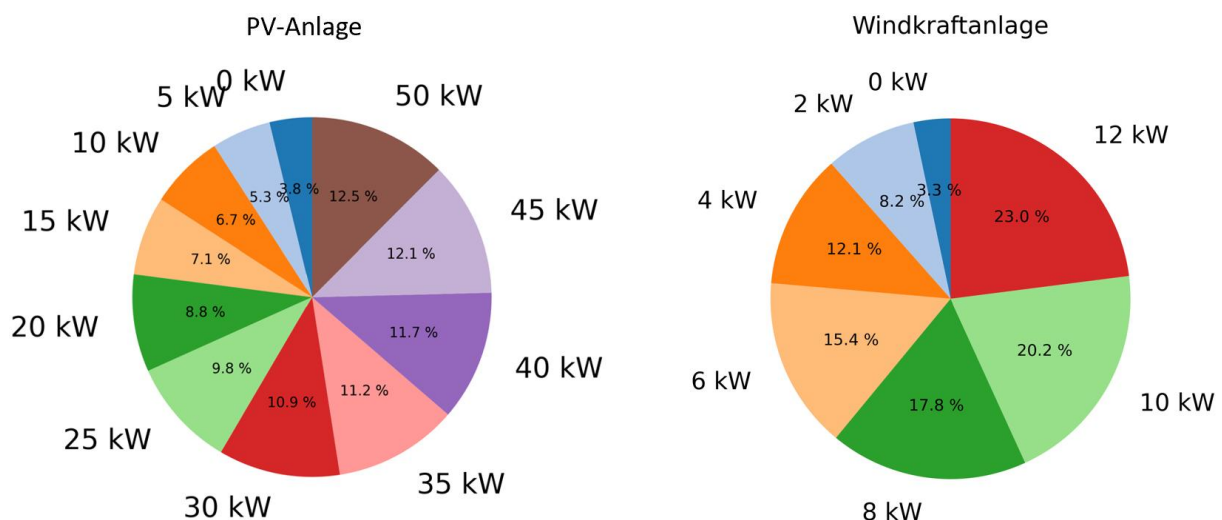


Abb. 4.1. Anteil Ausbaustufen PV-, Windkraftanlage autarke Systeme grobe Punktelwolke

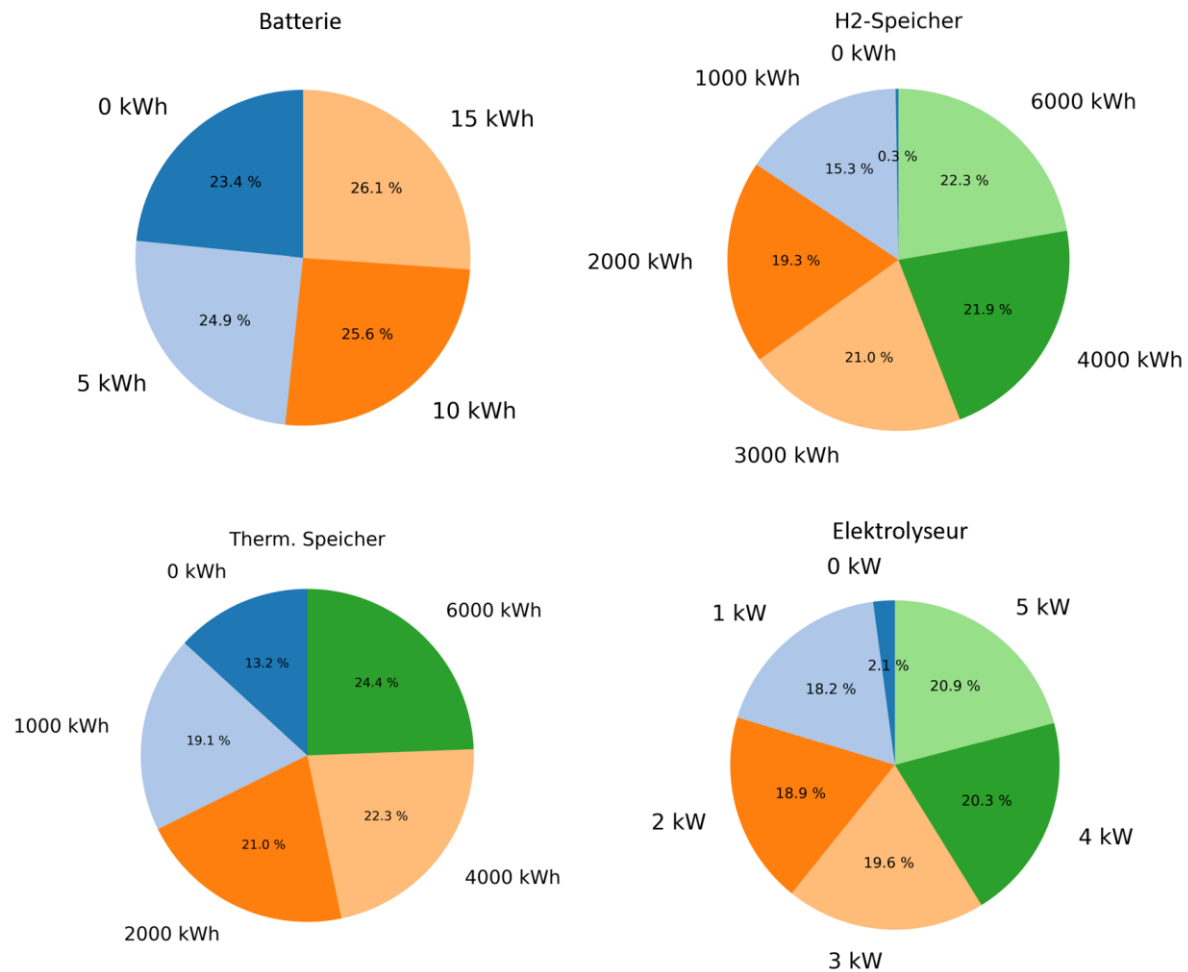


Abb. 4.2. Anteil Ausbaustufen Speicherkomponente autarke Systeme grobe Punktwolke

Bei allen Systemkomponenten ist der Anteil der größten Ausbaustufen an den vollautarken Systemen nicht signifikant hoch. Die gewählten Maximalwerte sind also ausreichend.

Bei 23,4 % der autarken Systeme hat der Batteriespeicher allerdings die Größe 0 kWh. Dies liefert einen Anhaltspunkt dafür, dass Batteriespeicher zum Erreichen von 100 % Autarkie keine hohe Relevanz haben. Die Schrittweite der kleinen Batteriespeicher sollte in der finalen Punktwolke entsprechend klein gewählt werden, um zu untersuchen, ob kleine Batteriespeicher ökonomisch sinnvoll sein können.

Vorteil der gezeigten Methode ist ihre einfache Umsetzung und die Möglichkeit, auf Basis technischer Erfahrungswerte schnell einen relevanten Bereich für alle Systemkomponenten abzustecken. Die grobe Rasterung liefert damit ein erstes Bild darüber, welche Kombinationen prinzipiell funktionieren und wo wirtschaftlich interessante Bereiche liegen könnten.

Allerdings bringt das Vorgehen auch einige Nachteile mit sich:

- Es erfordert bereits ein gewisses Maß an Systemkenntnis, insbesondere über typische Erzeugungswerte, Speicherverluste und Verbrauchsgrößen.
- Bei zu weit oder zu eng gewählten Grenzen besteht die Gefahr, dass relevante Systemvarianten übersehen oder unnötig oft durchgerechnet werden.
- Der Ansatz liefert nur bedingt Hinweise auf die Dichte der Lösungspunkte, also darauf, in welchem Bereich besonders viele sinnvolle Lösungen zu erwarten sind.
- Die groben Vorberechnungen benötigen im Vergleich zu dem anderen vorgestellten Ansatz relativ große Rechenressourcen. Die bereits berechneten Systemvarianten bilden allerdings schon eine Teilmenge der insgesamt zu untersuchenden Systeme.

Trotz dieser Einschränkungen stellt die grobe Rasterung einen wertvollen ersten Schritt dar, um die Dimensionierungsbereiche für die detailliertere Auswertung der Punktwolkemethode sinnvoll einzugrenzen.

4.2.2. *OPTIMIERUNG IN CALLIOPE MIT VERSCHIEDENEN KOSTENSZENARIEN*

Ein sehr viel ressourcenschonenderer Ansatz, um sinnvolle Dimensionierungsbereiche für die in Kapitel 4.2 definierten Systemkomponenten zu identifizieren, ist die Nutzung der in Kapitel 2.4.1 vorgestellten mathematischen Optimierung mit Calliope.

Statt den Lösungsraum vollständig zu rasterisieren, kann Calliope gezielt kosteneffiziente Systemkonfigurationen ermitteln, die auf Basis unterschiedlicher Kostenannahmen Hinweise darauf geben, in welchen Größenordnungen sich die wichtigsten Systemkomponenten bewegen sollten.

Von besonderer Bedeutung ist dabei die gezielte Variation der Kosten von Speichern und Umwandlungskomponenten. Nur so lassen sich auch Systeme mit unterschiedlichen technologischen Schwerpunkten erfassen – etwa rein PV-basierte Systeme mit Batteriespeicher, windlastige Systeme mit H₂-Pfad oder Langzeitspeicherlösungen auf Basis synthetischer Energieträger (E-Fuels). Um auch solche einseitigen Erzeugungssysteme zu untersuchen, müssen in Calliope gezielt Varianten berechnet werden, bei denen entweder Photovoltaik oder Windkraft ausgeschlossen wird – was durch das Setzen des oberen Leistungsgrenzwerts auf null erreicht werden kann.

Zur gezielten Exploration dieser Konfigurationen werden in den folgenden Auswertungen jeweils:

- Batteriespeicher mit hohen und niedrigen Investitionskosten
- sowie Langzeitspeicherlösungen mit günstiger (H₂-Druckgasspeicherung) und sehr günstiger (e-Fuel-basierter) Speichermöglichkeit untersucht – jeweils kombiniert mit PV- oder Wind-Erzeugung.

Für die E-Fuel-Variante wird angenommen, dass Wasserstoff nach der Elektrolyse weiter synthetisiert wird, um ihn in flüssiger Form kostengünstig lagern zu können. Wie in Kapitel 2.2.6 erläutert, ist hierfür eine Anpassung der Wirkungsgrade notwendig. Außerdem müssen deutlich höhere Investitionskosten für die Umwandlungskomponente angesetzt werden, da die Synthetisierung zusätzliche technische Prozesse erfordert.

Die Kostenannahmen stammen aus folgenden Quellen:

- Kosten für PV- und Windkraftanlagen [3]
- Bereiche für die Batteriespeicherkosten [5]
- Elektrolysekosten [27]
- Kosten für den thermischen Speicher[31]
- Speicherkosten für H₂ und e-Fuel sowie Kosten für die Synthese [50]
- Kosten für die Wärmepumpe [51]

Die folgenden Tabellen zeigen die jeweils verwendete Kostenstruktur und das von Calliope ermittelte vollständig autarke Energiesystem, das unter den gegebenen Annahmen keinen Netzbezug aufweist. Wie bereits in Kapitel 4.2 erläutert, wurde in sämtlichen Varianten auch die thermische Ausgangsleistung der Wärmepumpe durch Calliope mitoptimiert. Ziel ist es zu überprüfen, ob sich ein bestimmter Wert in allen Kostenszenarien als robust erweist.

Komponente	Normierte Kosten	Dimensionierung
PV-Anlage	1.000 €/kW	30,175 kW
Batteriespeicher	600 €/kWh	6,5607 kWh
H ₂ -Speicher	12,69 €/kWh	297,88 kWh
Elektrolyseur	1.290 €/kW _{elektrisch}	0,041239 kW _{elektrisch}
Thermischer Speicher	5 €/kWh	6.206,6 kWh
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch}	3,2658 kW _{thermisch}

Tab. 4.2. Optimierungsergebnis Calliope: PV-System, Batterie teuer, Langzeitsp. teuer

Komponente	Normierte Kosten	Dimensionierung
PV-Anlage	1.000 €/kW	23,998 kW
Batteriespeicher	600 €/kWh	4,5137 kWh
e-Fuel-Speicher	0,5 €/kWh	5.652,5 kWh
Elektrolyseur + Synthese	5.000 €/kW _{elektrisch}	4,0131 kW _{elektrisch}
Thermischer Speicher	5 €/kWh	69,608 kWh
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch}	3,5401 kW _{thermisch}

Tab. 4.3. Optimierungsergebnis Calliope: PV-System, Batterie teuer, Langzeitsp. billig

Komponente	Normierte Kosten	Dimensionierung
PV-Anlage	1.000 €/kW	30,181 kW
Batteriespeicher	300 €/kWh	12,277 kWh
H ₂ -Speicher	12,69 €/kWh	190,81 kWh
Elektrolyseur	1.290 €/kW _{elektrisch}	0,017856 kW _{elektrisch}
Thermischer Speicher	5 €/kWh	6.319,1 kWh
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch}	1,2900 kW _{thermisch}

Tab. 4.4. Optimierungsergebnis Calliope: PV-System, Batterie billig, Langzeitsp. teuer

Komponente	Normierte Kosten	Dimensionierung
PV-Anlage	1.000 €/kW	21,994 kWh
Batteriespeicher	300 €/kWh	14,485 kWh
e-Fuel-Speicher	0,5 €/kWh	5.500,6 kWh
Elektrolyseur + Synthese	5.000 €/kW _{elektrisch}	2,7712 kW _{elektrisch}
Thermischer Speicher	5 €/kWh	134,89 kWh
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch}	2,9959 kW _{thermisch}

Tab. 4.5. Optimierungsergebnis Calliope: PV-System, Batterie billig, Langzeitsp. billig

Komponente	Normierte Kosten	Dimensionierung
Windkraftanlage	1.400 €/kW	8,9547 kW
Batteriespeicher	600 €/kWh	0 kWh
H ₂ -Speicher	12,69 €/kWh	55,041 kWh
Elektrolyseur	1.290 €/kW _{elektrisch}	0,15190 kW _{elektrisch}
Thermischer Speicher	5 €/kWh	1.343,6 kWh
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch}	2,8971 kW _{thermisch}

Tab. 4.6. Optimierungsergebnis Calliope: Wind-System, Batterie teuer, Langzeitsp. teuer

Komponente	Normierte Kosten	Dimensionierung
Windkraftanlage	1.400 €/kW	8,0798 kW
Batteriespeicher	600 €/kWh	0 kWh
e-Fuel-Speicher	0,5 €/kWh	1.483,1 kWh
Elektrolyseur + Synthese	5.000 €/kW _{elektrisch}	0,52297 kW _{elektrisch}
Thermischer Speicher	5 €/kWh	271,70 kWh
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch}	2,9732 kW _{thermisch}

Tab. 4.7. Optimierungsergebnis Calliope: Wind-System, Batterie teuer, Langzeitsp. billig

Komponente	Normierte Kosten	Dimensionierung
Windkraftanlage	1.400 €/kW	8,9239 kW
Batteriespeicher	300 €/kWh	0,26769 kWh
H ₂ -Speicher	12,69 €/kWh	46,852 kWh
Elektrolyseur	1.290 €/kW _{elektrisch}	0,12919 kW _{elektrisch}
Thermischer Speicher	5 €/kWh	1.352,2 kWh
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch}	2,9075 kW _{thermisch}

Tab. 4.8. Optimierungsergebnis Calliope: Wind-System, Batterie billig, Langzeitsp. teuer

Komponente	Normierte Kosten	Dimensionierung
Windkraftanlage	1.400 €/kW	8,0392 kW
Batteriespeicher	300 €/kWh	0,21232 kWh
e-Fuel-Speicher	0,5 €/kWh	1.485,7 kWh
Elektrolyseur + Synthese	5.000 €/kW _{elektrisch}	0,50195 kW _{elektrisch}
Thermischer Speicher	5 €/kWh	276,06 kWh
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch}	2,9679 kW _{thermisch}

Tab. 4.9. Optimierungsergebnis Calliope: Wind-System, Batterie billig, Langzeitsp. billig

Ein Ziel von Kapitel 4.2 ist die Suche nach einem geeigneten Bereich für die thermischen Ausgangsleistung der Wärmepumpe. Nun stellt sich die Frage, ob es auf Grundlage der untersuchten Kostenvarianten gelingt, die Leistung der Wärmepumpe als weitere unveränderliche Größe, die nicht variiert werden muss, festzulegen. Der Grund hierfür liegt unter anderem darin, dass mit einer geringeren Anzahl an Freiheitsgraden die erforderliche Anzahl an Simulationen und damit der Rechenaufwand deutlich reduziert werden können. Es wäre daher zielführend, eine Auslegung zu wählen, die für eine Vielzahl unterschiedlicher Systemkonfigurationen technisch wie wirtschaftlich sinnvoll ist.

Wie in Kapitel 2.2.2 beschrieben, liegt die maximale Heizlast für das betrachtete Verbrauchsprofil bei über 7 kW. Eine Wärmepumpe mit geringerer thermischer Ausgangsleistung erscheint auf den ersten Blick unterdimensioniert. Wie in Abb. 2.2 gezeigt, unterliegt der Wärmeverbrauch im Tagesverlauf deutlichen Schwankungen. Durch den Einsatz eines ausreichend großen thermischen Speichers kann die Wärmepumpe jedoch gleichmäßig über den Tag betrieben und ihre Leistung zeitversetzt zur Deckung der Lasten eingesetzt werden. Die Wärmepumpe kann so einen großen Teil der Jahreslast abdecken, während in Zeiten hoher Spitzenlasten zusätzlich ein Heizstab zum Einsatz kommt. Insgesamt kann z. B. mit einer 3 kW-Wärmepumpe durchschnittlich 80 % der benötigten Wärme produziert werden.

Die Frage, ob eine Festlegung der thermischen Ausgangsleistung der Wärmepumpe auf 3 kW auch bei unterschiedlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sinnvoll bleibt, wurde durch die vorgestellten Optimierungsergebnisse in Calliope validiert. In den gezeigten Szenarien (Tab. 4.2 bis Tab. 4.9) wurde die Leistung der Wärmepumpe nicht vorgegeben, sondern im Rahmen der mathematischen Optimierung von Calliope gemeinsam mit den übrigen Systemkomponenten bestimmt. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die optimierte Wärmepumpenleistung in nahezu allen untersuchten Szenarien bei etwa 3 kW einpendelt. Lediglich in der Konstellation mit günstiger Batterie und teurem Langzeitspeicher (Tab. 4.4) ergibt sich ein geringerer Wert. Dies bedeutet jedoch nicht, dass eine 3 kW-Wärmepumpe in diesem Fall ungeeignet wäre – vielmehr könnte sie hier lediglich überdimensioniert sein, da der thermische Speicher sehr groß gewählt wurde und die Wärmeerzeugung entsprechend zeitlich stark verteilt werden kann. In allen übrigen Varianten erweist sich eine thermische Ausgangsleistung von 3 kW als gut geeignet und robust gegenüber den untersuchten technischen und wirtschaftlichen Einflussgrößen. Daher wird in den folgenden Untersuchungen die thermische Leistung der Wärmepumpe auf 3 kW festgelegt.

Die Minimal- und Maximalwerte der verbleibenden zu variierenden Systemkomponenten, wie sie sich aus den in diesem Kapitel untersuchten Kostenvarianten ergeben, sind in Tab. 4.10 zusammengefasst.

Komponente	Minimum	Maximum
PV-Anlage	0 kW	30,181 kW
Windkraftanlage	0 kW	8,9547 kW
Batteriespeicher	0 kWh	14,485 kWh
H ₂ - oder E-Fuel-Speicher	46,852 kWh	5.652,5 kWh
Elektrolyseur	0,017856 kW _{elektrisch}	4,0131 kW _{elektrisch}
Thermischer Speicher	69,608 kWh	6.319,1 kWh

Tab. 4.10. Minima und Maxima der zu variierenden Systemkomponenten

4.2.3. FESTLEGUNG KONKRETER DIMENSIONIERUNGSBEREICHE UND RASTERDICHTEN

Mit der Optimierung in Calliope sowie einer groben ersten Rasterung wurden zwei unterschiedliche Verfahren zur Eingrenzung sinnvoller Systembereiche vorgestellt. Außerdem wurden für die zugrunde liegenden Einspeise- und Verbrauchsverläufe notwendige Bereiche für die variablen Komponenten ermittelt. Mittels dieser Voruntersuchungen müssen nun sowohl konkrete Dimensionierungsbereiche festgelegt werden als auch die Schrittweiten der Rasterung.

Es sollen jedoch nicht nur exakt optimale, sondern auch nahezu optimale und alternative Systeme sichtbar gemacht werden, deren technologische Struktur deutlich voneinander abweichen kann – beispielsweise Systeme mit überdimensionierter Erzeugung, dafür aber kleineren Speichern.

Daher ist es empfehlenswert, die abgeleiteten Bereiche bewusst etwas weiter zu wählen als sie durch die jeweilige Optimierung ermittelt wurden.

Tab. 4.11 fasst die für jede betrachtete Systemkomponente verwendeten Dimensionierungsbereiche zusammen, die auf den Ergebnissen aus Kapiteln 4.2.1 und 4.2.2 basieren. Dabei handelt es sich nicht in allen Fällen um exakt die dort ermittelten Minimal- und Maximalwerte:

- Bei der Batterie entsprechen die angegebenen Grenzen unmittelbar den in den vorangegangenen Analysen identifizierten Minima und Maxima.
- Für die Langzeitspeichertechnologien (chemischer Speicher und thermischer Speicher) wurde hingegen sichergestellt, dass die gewählte Obergrenze eine vollständige Autarkie auch dann ermöglicht, wenn nur eine der beiden Speichertechnologien zum Einsatz kommt. Daher wurde die maximale Speichergröße auf die Summe der beiden Technologien festgelegt.
- Bei den Erzeugungstechnologien (Photovoltaik und Windkraft) wurden die maximalen Ausbaustufen, die sich ergeben haben, gezielt erweitert. Dies ermöglicht es, auch Systeme mit bewusster Überproduktion oder einseitiger Erzeugung zu untersuchen (Erzeugung nur durch PV oder nur durch Windkraft) – etwa in Szenarien mit besonders günstigen Investitionskosten, in denen eine solche Strategie wirtschaftlich sinnvoll sein könnte.

Komponente	Minimum	Maximum
PV-Anlage	0 kW	40 kW
Windkraftanlage	0 kW	12,5 kW
Batteriespeicher	0 kWh	15 kWh
Chemischer Langzeitspeicher	0 kWh	6.000 kWh
Elektrolyseur + evtl. Synthese	0 kW _{elektrisch}	5 kW _{elektrisch}
Thermischer Speicher	0 kWh	6.500 kWh

Tab. 4.11. Dimensionierungsbereiche für die zu optimierenden Systemkomponenten

Nun können die gewählten Dimensionierungsbereiche so effizient wie möglich abgedeckt werden. Ziel ist es, so wenige Simulationen wie möglich durchzuführen, ohne dabei relevante Varianten zu übersehen.

Nicht alle Ausbaustufen einer Komponente sind im Rahmen wirtschaftlich sinnvoller Systemkonfigurationen gleichermaßen relevant. Unter typischen Kostenannahmen zeigt sich, dass viele Komponenten nur in einem begrenzten Größenbereich ökonomisch optimal eingesetzt werden. Komponenten mit niedrigen spezifischen Investitionskosten – wie z. B. günstige Speichertechnologien – können auch in größeren Ausbaustufen wirtschaftlich sinnvoll sein. In solchen Fällen reicht jedoch eine gröbere Abstufung, da kleine Unterschiede in der Dimensionierung nur geringe Auswirkungen auf die Gesamtkosten haben. Wie unterschiedlich sich die Bedeutung einzelner Ausbaustufen in Abhängigkeit von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verändert, wird in Kapitel 5 anhand der Punktwolke gezeigt, in welcher der Ergebnisraum unter verschiedenen Kostenannahmen und für unterschiedliche Technologien systematisch untersucht wird.

Daraus ergibt sich, dass das zugrunde liegende Untersuchungsraaster nicht äquidistant gewählt werden sollte, sondern durch variabel angepasste Schrittweiten ergänzt werden muss. So kann die Rechenzeit gezielt auf jene Bereiche konzentriert werden, in denen mit hoher Wahrscheinlichkeit besonders interessante oder konkurrenzfähige Lösungen zu erwarten sind – ohne unnötige Detailtiefe in unwahrscheinlichen Konfigurationsräumen.

Tab. 4.12 zeigt die ermittelten Ausbaustufen je Systemkomponente und die Anzahl der Varianten. Dabei handelt es sich nicht um einheitliche Schrittweiten, sondern um abgestufte Ausbaustufen, die auf Basis der in den vorangegangenen Abschnitten gewonnenen Erkenntnisse festgelegt wurden:

Komponente	Ausbaustufen	Varianten
PV-Anlage (kW)	0/ 1/ 2,5/ 5/ 7,5/ 10/ 15/ 20/ 25/30/40	11
Windkraftanlage (kW)	0/ 1/ 2/ 3/ 4/ 5/ 6/ 7/ 8/ 9/ 10/ 12,5	12
Batteriespeicher (kWh)	0/ 1/ 2,5/ 5/ 7,5/ 10/ 15	7
Chemischer Langzeitspeicher (kWh)	0/ 100/ 250/ 500/ 750/ 1.000/ 1.500/ 2.000/ 2.500/ 3.000/ 4.000/ 6.000	12
Elektrolyseur + evtl. Synthese (kW _{elektrisch})	0/ 0,1/ 0,25/ 0,5/ 1/ 2,5/ 5	7
Thermischer Speicher (kWh)	0/ 250/ 500/ 750/ 1.000/ 1.250/ 1.500/ 2.000/ 4.000/ 6.500	10

Tab. 4.12. Ausbaustufen und Anzahl der Varianten der zu optimierenden Komponenten

Damit liegen nun für alle zu optimierenden Systemkomponenten sinnvolle Ausbaubereiche und passende Abstufungen vor, auf deren Basis im nächsten Schritt die Datenbank erzeugt wird, die der Punktwolke zugrunde liegt. Es ergibt sich eine Gesamtzahl von 776.160 unterschiedlichen Energiesystemen.

4.3. DATENBANK-GESTEUERTE PARALLELISIERUNG

Aus den in den vorangegangenen Abschnitten festgelegten Ausbaustufen ergibt sich eine Gesamtanzahl von 776.160 Energiesystemen, die mit der Simulationssoftware FRESH berechnet werden sollen. Um diesen erheblichen Rechenaufwand effizient zu bewältigen, wird die Parallelisierung von Prozessen genutzt, die im verwendeten Multi-Core-Rechner (s. Kapitel 3.1.1) möglich ist. Ein selbst programmiertes Softwaretool, ein sog. *Scheduler*, lässt hierzu mehrere Instanzen von FRESH auf den verschiedenen Rechenkernen mit jeweils verschiedenen Parametern parallel ausführen und startet neue Instanzen (Threads), wenn wieder Rechenkapazität verfügbar ist. Eingabeparameter und Simulationsergebnisse werden in einer SQL-Datenbank verwaltet und abgelegt, die einerseits schnelle, gleichzeitige Lese- und Schreibzugriffe erlaubt, und andererseits mit Standardwerkzeugen erzeugt und ausgelesen werden kann.

Der Scheduler nutzt alle verfügbaren Threads eines Rechners, wobei in jedem Thread eine unabhängige Instanz von FRESH eine bestimmte Systemvariante simuliert. Die Verteilung der zu simulierenden Energiesysteme an die einzelnen Threads erfolgt nicht in fester Reihenfolge, sondern zufällig: Der Scheduler weist dem nächsten Thread eine zufällig ausgewählte Konfiguration aus dem Pool aller noch offenen Simulationen zu. Diese Zufälligkeit wird gezielt eingesetzt, um bereits während des Simulationsprozesses unnötige Simulationen wegzulassen, was den Gesamtaufwand deutlich reduziert.

Die Ergebnisse der Simulationen – also Autarkiegrad, Investitionskosten sowie zentrale Kennzahlen wie Verluste oder Speicherverläufe – werden zunächst in der SQL-Datenbank gespeichert. Nach Abschluss jeder Simulation prüft der Scheduler, ob ein vergleichbares System mit kleinerer Ausbaustufe einer bestimmten Komponente bereits denselben Autarkiegrad erreicht hat. Ist dies der Fall und unterscheiden sich beide Systeme nur in dieser einen Komponente, so kann daraus geschlossen werden, dass eine größere Auslegung dieser Komponente keine zusätzliche Verbesserung bringt. Dies wird im Kapitel 4.4 ersichtlich, z. B. in Abb. 4.12, in der die Ausbaustufen einiger Komponenten (schwarze Punkte) gezeigt und durch Linien miteinander verbunden werden.

Man sieht, dass bei einigen Ausbaustufen bezüglich der Autarkie ein Bereich der Sättigung erreicht wird, bei dem durch den weiteren Ausbau einer Komponente keine weitere Steigerung der Autarkie mehr möglich ist. Alle noch offenen Varianten, die sich ausschließlich durch eine weitere Vergrößerung dieser Komponente unterscheiden, werden daraufhin aus dem Simulationspool entfernt. Würde der Scheduler die noch durchzuführenden Simulation den Thread nicht zufällig zuweisen, sondern nacheinander nach technischen Ausbaustufen sortiert, so würden oft mehrere Threads gleichzeitig sehr ähnliche System berechnen. Dies würde die Möglichkeit für die erwähnten Schlussfolgerungen einschränken.

Auf diese Weise kann der Lösungsraum gezielt eingeschränkt werden, ohne relevante Systeme zu verlieren. Der Rechenaufwand wird minimiert, ohne die Qualität oder Vollständigkeit der Analyse zu beeinträchtigen.

Die nachfolgende Skizze veranschaulicht das Prinzip des datenbankgestützten Auswahl- und Steuerungsmechanismus am Beispiel eines Computers mit n Threads:

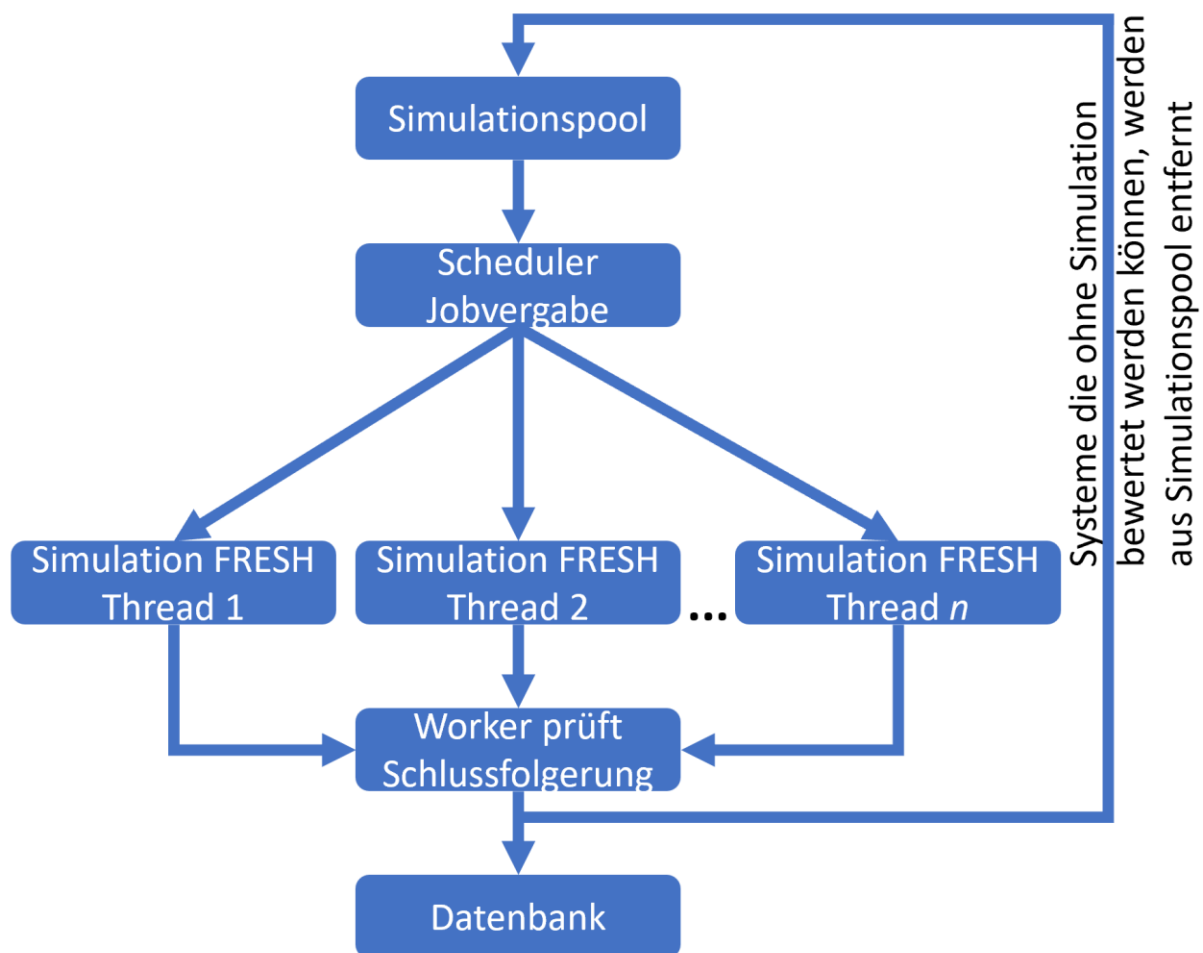


Abb. 4.3. Zusammenspiel von Scheduler, Simulationen und Datenbank

Durch dieses Funktionsprinzip konnte ein erheblicher Anteil der Systeme auch ohne tatsächliche Simulation bewertet werden. Insbesondere bei großen Ausbaustufen der Erzeugungsanlagen war es selten erforderlich, diese zusätzlich mit einer weiteren Erzeugungstechnologie zu kombinieren, um vollständige Autarkie zu erreichen. Auch der parallele Einsatz zweier groß dimensionierter Langzeitspeicher führte in der Regel nicht zu einer weiteren Verbesserung des Autarkiegrads. Daher ließen sich viele Systemkonfigurationen über Schlussfolgerungen ausschließen, ohne dass sie explizit simuliert werden mussten.

Insgesamt reduzierte sich so der Simulationsaufwand deutlich: Von den ursprünglich 776.160 geplanten Systemvarianten mussten lediglich rund 44 % tatsächlich mit FRESH simuliert werden.

Mit dem hier vorgestellten Zusammenspiel von Scheduler, der Simulation in FRESH und der SQL-Datenbank ist die Grundlage für die Punktwolkemethode geschaffen: Für alle selektierten Systemvarianten wurden die relevanten Kenngrößen aus dem mehrjährigen Betrieb entweder simuliert oder zuverlässig durch Schlussfolgerung ermittelt und in einer Datenbank abgelegt. Im folgenden Kapitel wird nun beschrieben, wie diese Daten systematisch ausgewertet und zur weiterführenden Analyse genutzt werden.

4.4. INTERPOLATION

Wie in Kapitel 4.2 dargestellt, ergeben sich aus der gewählten Rasterung über 776.000 verschiedene Energiesysteme, die im Rahmen der Punktwolkemethode simuliert werden sollen. Bereits bei der Festlegung der Ausbaustufen wurde durch eine variable Schrittweite berücksichtigt, dass im unteren Bereich (mit hoher Kostenwirkung) eine feinere Auflösung notwendig ist als bei sehr großen Ausbaustufen, die nur dann wirtschaftlich sinnvoll erscheinen, wenn die jeweilige Komponente besonders kostengünstig ist.

Zur weiteren Reduktion des Rechenaufwands wurde in Kapitel 4.3 ein intelligenter Worker eingeführt, der durch Schlussfolgerungen aus bereits durchgeführten Simulationen eine Vielzahl weiterer Varianten ausschließen kann. Dadurch mussten nur rund 44 % der potenziellen Konfigurationen tatsächlich berechnet werden.

In diesem Kapitel wird nun ein zusätzlicher Ansatz zur Effizienzsteigerung vorgestellt: eine Interpolation der Zwischenräume zwischen den Simulationsergebnissen. Ziel ist es, herauszufinden, ob sich das Systemverhalten – insbesondere der Zusammenhang zwischen Investitionskosten und Autarkiegrad – durch mathematisch stetige Funktionen beschreiben lässt. Gelingt dies, könnten einzelne Zwischenwerte zwischen zwei simulierten Ausbaustufen mit hoher Genauigkeit interpoliert werden, wodurch sich die Zahl der erforderlichen Simulationen weiter reduzieren ließe.

Die Grundidee: Betrachtet man die Autarkieergebnisse einer Systemkomponente bei schrittweiser Vergrößerung der PV-Anlage, so zeigt sich durch Verbinden der Punkte im Autarkie-Kosten-Raum ein typischer Kurvenverlauf. Die Autarkie steigt anfangs nahezu linear, verflacht jedoch zunehmend und erreicht schließlich einen Sättigungsbereich. Die Form dieser Beziehung legt nahe, dass mathematische Funktionen mit asymptotischem Verhalten – etwa Exponentialfunktionen oder logistisches Wachstum – geeignet sein könnten, diese Zusammenhänge zu modellieren.

In den folgenden Abschnitten wird daher untersucht, ob sich durch die Verwendung analytischer Funktionen (Kapitel 4.4.1 und 4.4.2) geeignete Modelle zur Näherung des Systemverhaltens ableiten lassen – und welche Genauigkeit dabei zu erzielen ist.

4.4.1. SIGMOID FUNKTION

In diesem Kapitel wird untersucht, ob sich der Zusammenhang zwischen investierten Kosten und erreichter Autarkie mithilfe einer sigmoidalen Sättigungsfunktion so beschreiben lässt, dass sich auch Zwischenwerte zwischen den simulierten Ausbaustufen sinnvoll interpolieren lassen. Ziel ist es, mit wenigen gestützten Punkten eine hinreichend genaue Näherung des Systemverhaltens zu erzielen, um so den Rechenaufwand weiter zu reduzieren und zugleich einen besseren Einblick in die Wirkung einzelner Ausbaustufen zu gewinnen.

Ein zentrales Merkmal der sigmoiden Sättigungsfunktion ist, dass sie sich einem festen Grenzwert asymptotisch annähert, ihn jedoch im mathematischen Sinn nicht exakt erreicht. In realen Energiesystemen ist dies hingegen durchaus möglich: Ein maximaler Autarkiegrad – beispielsweise 100 % – kann durch entsprechende Systemauslegung vollständig erreicht werden. Ist dieser Zustand erreicht, führt eine weitere Vergrößerung der Systemkomponenten zu keiner zusätzlichen Verbesserung mehr.

Auch bei Systemen, bei denen aufgrund technischer oder wirtschaftlicher Einschränkungen keine vollständige Autarkie möglich ist, kann sich ein festes, nicht weiter zu steigerndes Maximum ergeben. Ein typisches Beispiel ist ein System mit begrenzter Erzeugungskapazität, aber ausreichend großen Speichern: Sobald die Speicher alle Überschüsse vollständig aufnehmen können, bringt eine weitere Vergrößerung der Speicher keinen zusätzlichen Autarkiegewinn mehr – es wird ein technisch bedingter Autarkiegrenzwert erreicht.

Die mathematische Sigmoid Funktion bildet dieses Verhalten näherungsweise ab, nähert sich jedoch dem Grenzwert – sei es 100 % oder ein systemabhängiger Maximalwert – lediglich asymptotisch. In der Praxis bedeutet dies, dass der berechnete Funktionswert den tatsächlichen Autarkiegrenzwert überschreiten kann, was physikalisch nicht zulässig ist.

Um dies zu vermeiden, kann nach erfolgter Interpolation eine Korrektur der Funktionswerte vorgenommen werden. In der vorliegenden Arbeit wurde hierfür eine einfache Begrenzung eingeführt: Interpolationswerte, die über dem tatsächlich erreichbaren Autarkiegrenzwert liegen, werden auf diesen Grenzwert gesetzt. So bleibt die Form der sigmoiden Funktion erhalten, ohne physikalisch unrealistische Aussagen zu treffen.

Dieser pragmatische Ansatz erlaubt es, die typischen Vorteile der Funktion – insbesondere ihren Wendepunkt, die Sättigungscharakteristik und die flexible Anpassbarkeit – gezielt zur Interpolation technischer Systemverläufe zu nutzen, auch wenn der mathematische Grenzwert idealtypisch über das tatsächlich Erreichbare hinausgeht.

Typischerweise findet die sigmoide Funktion Anwendung in Bereichen, in denen Eingabewerte auf eine begrenzte Zielgröße – etwa im Intervall von 0 bis 1 – abgebildet werden. So dient sie etwa in binären Klassifikationsproblemen, der logistischen Regression oder als Mittel zur Berechnung von Wahrscheinlichkeiten. Besonders verbreitet ist sie als Aktivierungsfunktion in künstlichen neuronalen Netzen, wo sie dazu beiträgt, nichtlineare Entscheidungsgrenzen zu modellieren [52].

Abb. 4.4 zeigt den Verlauf einer typischen sigmoidalen Sättigungsfunktion. Die Funktion ist monoton steigend und nähert sich asymptotisch einem oberen Grenzwert, der durch eine gestrichelte Linie dargestellt ist. Der Wendepunkt, an dem die Steigung am größten ist, ist in der Grafik rot markiert.

In der energetischen Systemanalyse beschreibt die x-Achse typischerweise den Ausbaugrad einer Komponente (z. B. die installierte Leistung einer PV-Anlage oder deren Kosten), während die y-Achse den Autarkiegrad darstellt.

Typisch für Energiesysteme ist dabei, dass bereits die ersten Ausbaustufen einer Komponente den größten Einfluss auf die Autarkie haben. Mit zunehmendem Ausbau nimmt der Zugewinn je zusätzlicher Ausbaustufe ab, bis eine Sättigung eintritt. Das bedeutet, dass sich die betrachteten Systemverläufe ausschließlich rechts vom Wendepunkt der Funktion befinden – der linke, flach ansteigende Bereich, wäre für diesen Anwendungsfall nicht plausibel.

Die Form der Funktion passt somit gut zur beobachteten Systemcharakteristik und eignet sich daher zur Interpolation zwischen simulierten Ausbaustufen.

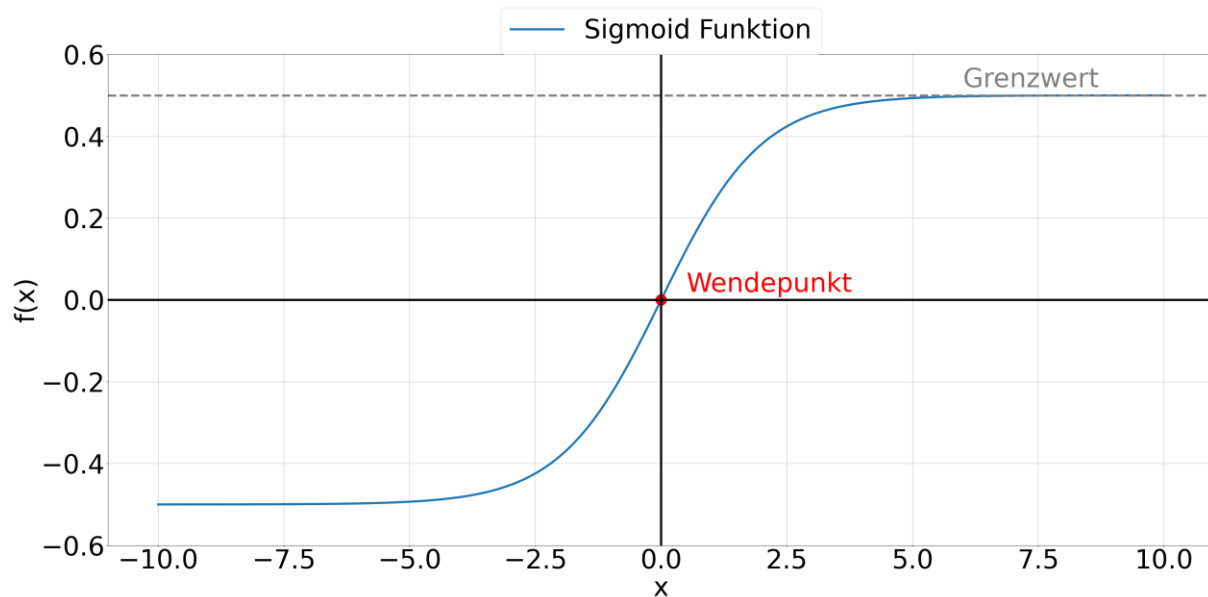


Abb. 4.4. Beispiel einer Sigmoid Funktion

In dieser Arbeit wird eine erweiterte Form der sigmoiden Funktion verwendet, die sich durch vier Freiheitsgrade auszeichnet:

$$f(x) = \frac{L}{1 + e^{-k \cdot (x - x_0)}} + b$$

Mit:

- L : Grenzwert
- k : Steilheit
- x_0 : Lage des Wendepunkts (Verlagerung entlang der x-Achse)
- b : vertikaler Versatz (Startniveau der Funktion)

Im Unterschied zur klassischen Form (mit drei Parametern ohne den Parameter b) erlaubt diese Erweiterung eine präzisere Anpassung an reale Datenverläufe – insbesondere dann, wenn bis zu vier bekannten Punkten interpoliert werden sollen.

Abb. 4.5 zeigt den Zusammenhang zwischen den Investitionskosten des Gesamtsystems und dem erreichten Autarkiegrad bei variierender PV-Leistung – basierend auf einem festgelegten Energiesystem mit einem konstanten Batteriespeicher von 5 kWh, einem thermischen Speicher mit 6.500 kWh und einer Wärmepumpe mit 3 kW thermischer Ausgangsleistung.

Die angesetzten Kosten für diese Anlagenkomponenten sind:

- PV-Anlage: 1.000 €/kW
- Batterie: 600 €/kWh
- Wärmepumpe: 1.000 €/kW_{thermisch}
- Fixkosten: 2.000 €

Grundlage für die Lastdaten ist der in Kapitel 2.2.2 beschriebene Haushaltsverbrauch.

Die PV-Anlage wurde in 20 Ausbaustufen im Bereich von 0 bis 40 kWp variiert – mit einer doppelt so feinen Auflösung wie sie in Kapitel 4.3 als sinnvoll identifiziert wurde. Ziel war es, ein möglichst feines Simulationsraster zu erzeugen, um die Güte der Interpolation mit der sigmoiden Funktion möglichst genau beurteilen zu können.

Die grünen Kreuzsymbole markieren alle tatsächlich simulierten Systeme, während die schwarzen Punkte jene vier Datenpunkte kennzeichnen, die zur Interpolation der sigmoiden Funktion herangezogen wurden. Es wurden gezielt vier charakteristische Ausbaustufen ausgewählt:

- 0 kWp PV: Hier erreicht das System trotz fehlender Erzeugung bereits 52 % Autarkie, da der Wärmebedarf über die Wärmepumpe, die Umweltwärme nutzt, gedeckt wird.
- 5 kWp PV: Deutlicher Autarkiezuwachs, da sämtliche erzeugte Energie direkt verbraucht oder durch die Speicher aufgenommen werden kann.
- 20 kWp PV: Das System befindet sich im Bereich des abflachenden Anstiegs, da ein immer größer werdender Anteil der regenerativen Erzeugung nicht gespeichert werden kann.
- 40 kWp PV: Endausbaustufe – annähernd vollständige Autarkie.

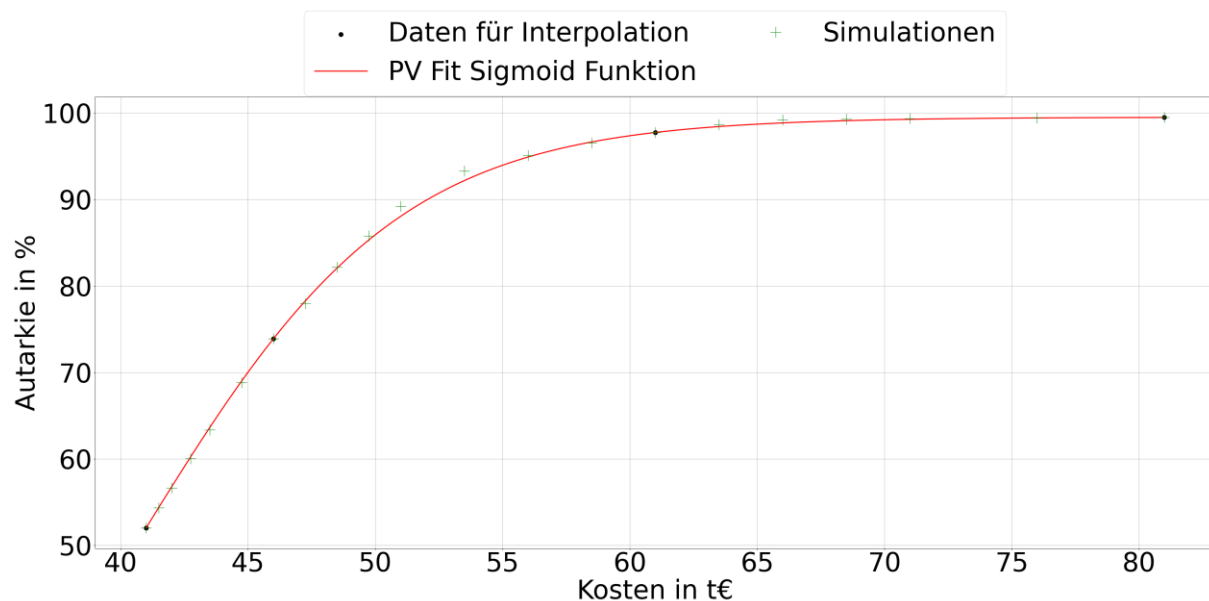


Abb. 4.5. Interpolation mittels der Sigmoid Funktion mit 4 Interpolationspunkten

Die Abweichung der sigmoidalen Funktion (rot), welche das Systemverhalten zwischen den zur Interpolation verwendeten Ausbaustufen (schwarze Punkte) beschreiben soll, beträgt bis zu 1,2 Prozentpunkte beim Autarkiegrad gegenüber den tatsächlich simulierten Systemen (grüne Kreuze). Dies legt nahe, dass die gewählten Abstände zwischen den Interpolationspunkten zu groß sind, um eine ausreichend präzise Beschreibung des Systemverhaltens zu ermöglichen.

Ob sich der Ausbau der PV-Anlage – bei ansonsten konstanten Systemkomponenten – tatsächlich durch eine sigmoide Funktion im Kosten-Autarkie-Raum adäquat beschreiben lässt, wird im nächsten Schritt überprüft. Dazu wird untersucht, ob eine feinere Interpolation mithilfe zusätzlicher Stützpunkte zwischen den simulierten Ausbaustufen die Genauigkeit der Näherung verbessern kann. Dieses Vorgehen ist in Abb. 4.6 dargestellt.

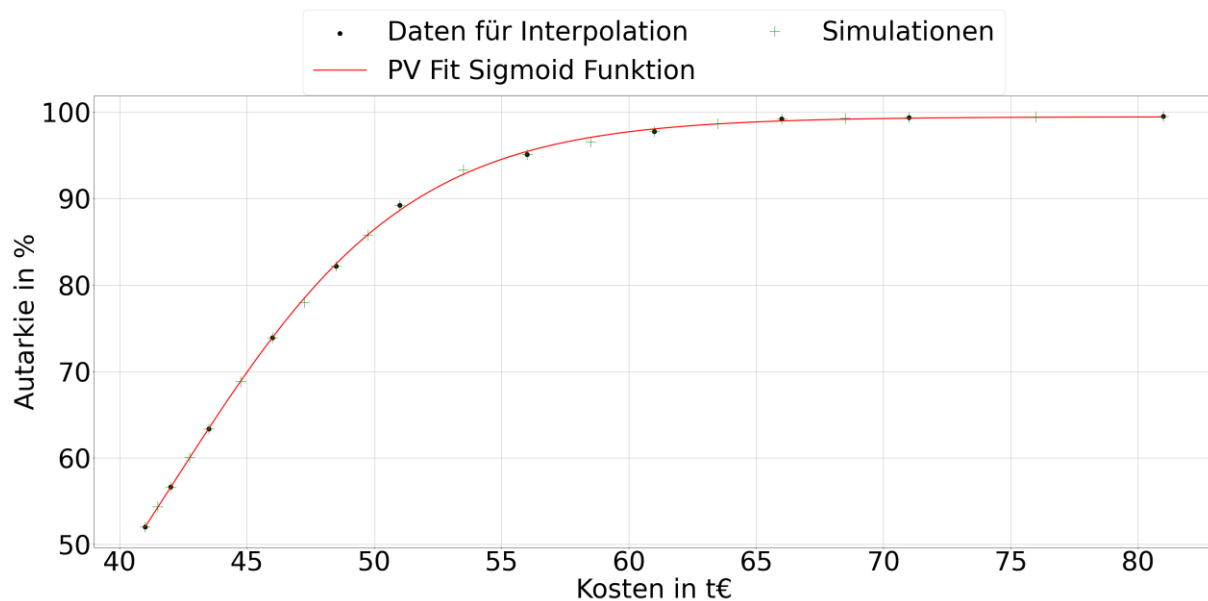


Abb. 4.6. Interpolation mittels der Sigmoid Funktion mit 11 Interpolationspunkten

Obwohl sich mit elf Stützpunkten die maximale Abweichung der interpolierten Werte von den tatsächlichen Simulationsdaten auf nur noch 0,5 % reduzieren ließ – im Vergleich zu zuvor 1,2 % – zeigt eine genauere Analyse, dass die Funktion nun nicht mehr exakt durch die Stützpunkte selbst verläuft. Dies widerspricht dem Charakter einer echten Interpolationsfunktion und macht deutlich, dass die Steigerung des Autarkiegrads durch den Ausbau der PV-Anlage nicht exakt einer sigmoidalen Funktion folgt, auch wenn das Verhalten ihr in Form und Verlauf nahekommmt.

Die sigmoidale Funktion vermag das grundsätzliche Systemverhalten qualitativ gut zu beschreiben, liefert aber keine exakte Interpolation. Für eine grobe Abschätzung mag sie ausreichend sein, doch als verlässlicher Ersatz für detaillierte Simulationen – insbesondere zur Reduktion des Rechenaufwands – ist sie nicht geeignet.

In Kapitel 4.4.2 wird daher eine alternative mathematische Funktion untersucht, mit der sich das Verhalten regenerativer Energiesysteme im Kosten-Autarkie-Raum womöglich präziser und interpolierend beschreiben lässt.

4.4.2. VIERPARAMETRIGE LOGISTISCHE FUNKTION

Ein alternativer Ansatz zur stetigen Beschreibung des Zusammenhangs zwischen Investitionskosten und Autarkiegrad ist die vierparametrische logistische Funktion, die insbesondere in der Biomedizin zur Modellierung sogenannter Dosis-Wirkungs-Kurven verwendet wird [53]. Sie gehört zur Familie der s-förmigen Sättigungsfunktionen und ist durch folgende Gleichung definiert:

$$f(x) = D + \frac{A - D}{1 + \left(\frac{x}{C}\right)^B}$$

Mit:

- A : oberer Grenzwert
- D : unterer Grenzwert
- C : Lage des Wendepunkts (Verlagerung entlang der x-Achse),
- B : Steilheit

Im Unterschied zur im vorherigen Abschnitt untersuchten Sigmoid Funktion (vgl. Kapitel 4.4.1) bietet die vierparametrische logistische Funktion die Möglichkeit, oberes und unteres Sättigungsniveau getrennt voneinander festzulegen. Dies kann insbesondere bei der Darstellung realer Energiesystemverläufe von Vorteil sein, da der untere Grenzwert beispielsweise eine vom System unabhängig auftretende Grundautarkie beschreiben kann – etwa durch Nutzung der Umgebungswärme über eine Wärmepumpe auch ohne regenerative Stromerzeugung. Ein separater Parameter für den vertikalen Versatz existiert also nicht, sondern der vertikale Versatz ergibt sich aus dem oberen und unteren Grenzwert.

Wie bereits bei der sigmoidalen Funktion, so ist auch hier zu beachten, dass die mathematische Beschreibung einen asymptotischen Verlauf impliziert – d. h., der obere Grenzwert wird nicht exakt erreicht, sondern nur angenähert. In Energiesystemen kann jedoch ein konkreter Maximalwert, wie 100 % Autarkie, tatsächlich vollständig erreicht werden. Damit dies bei der Interpolation korrekt berücksichtigt wird, muss die Funktion so angepasst werden, dass sie sich einem Wert leicht oberhalb der 100 % nähert – die berechneten Werte werden anschließend nachträglich auf maximal 100 % begrenzt, um physikalisch konsistente Ergebnisse sicherzustellen.

Im nächsten Schritt wird nun untersucht, ob sich der Ausbau einer PV-Anlage – bei ansonsten konstanten Systemkomponenten – mit dieser Funktion genauer beschreiben lässt als mit der sigmoidalen Funktion. Die Lastdaten sowie die weiteren konstanten Systemkomponenten und deren Kosten sind identisch zu denen in Kapitel 4.4.1. Es werden erneut vier Stützpunkte zur Interpolation herangezogen:

- 0 kWp PV
- 5 kWp PV
- 20 kWp PV
- 40 kWp PV

Das Ergebnis der Interpolation ist in Abb. 4.7 dargestellt.

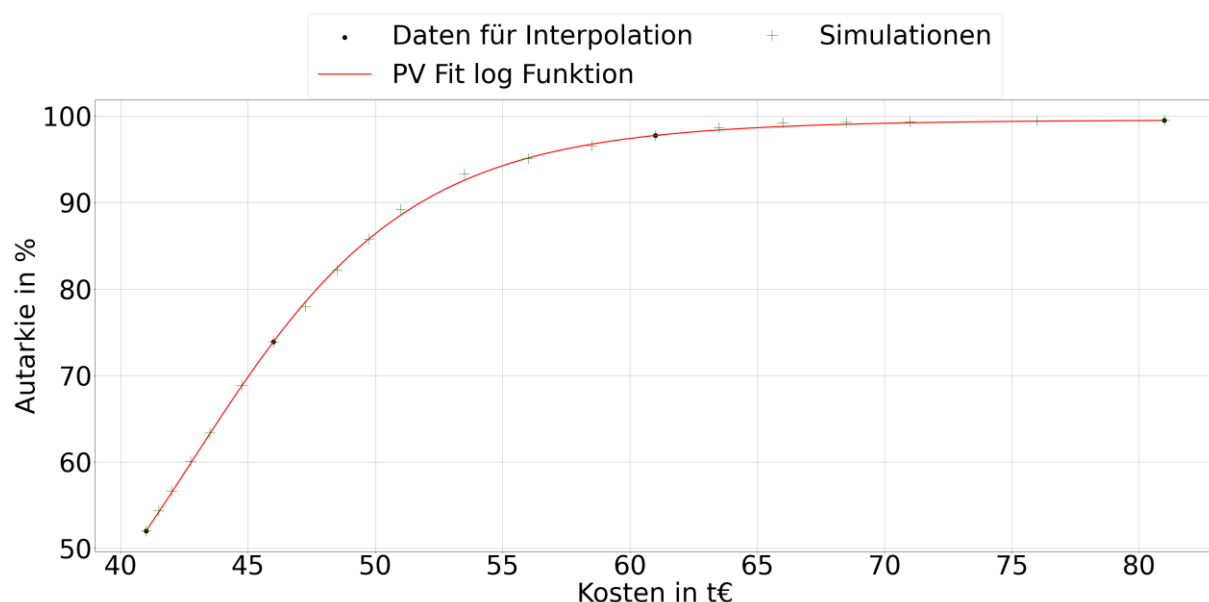


Abb. 4.7. Interpolation mittels der 4-param. log. Funktion mit 4 Interpolationspunkten

Das Ergebnis zeigt eine deutlich bessere Übereinstimmung mit den tatsächlichen Simulationsdaten als im Fall der sigmoidalen Funktion: Die maximale Abweichung liegt bei unter 0,6 % Autarkiepunkten.

Um zu untersuchen, ob sich das Systemverhalten mit der vierparametrischen logistischen Funktion noch präziser beschreiben lässt, wurde in einem weiteren Schritt die Interpolation auf Basis einer feineren Punktverteilung durchgeführt: Jeder zweite simulierte Datenpunkt diente nun als Stützpunkt für die Interpolation (Abb. 4.8). Dadurch verdoppelt sich die Anzahl der interpolierten Punkte im Vergleich zur vorherigen Betrachtung, was eine genauere Annäherung an den tatsächlichen Funktionsverlauf ermöglichen soll.

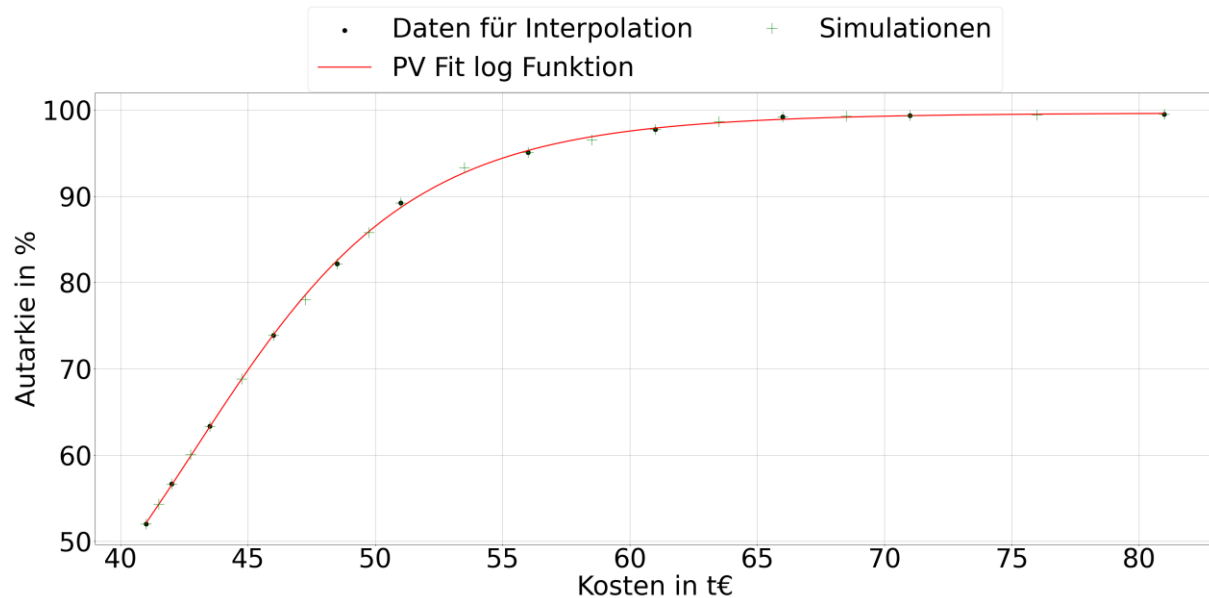


Abb. 4.8. Interpolation mittels der 4-param. log. Funktion mit 11 Interpolationspunkten

Die Genauigkeit der Interpolation ließ sich durch die erhöhte Anzahl an Stützpunkten nicht weiter verbessern: Die maximale Abweichung blieb mit knapp 0,6 % Autarkiepunkten nahezu unverändert. Entscheidend ist zudem, dass die interpolierte Funktion nicht mehr exakt durch alle als Stützpunkte gewählten Simulationsdaten verläuft. Damit ist nachgewiesen, dass das Systemverhalten im betrachteten Fall – also die Entwicklung der Autarkie bei wachsender PV-Leistung – nicht der Form einer vierparametrischen logistischen Funktion entspricht, auch wenn der Verlauf dieser Funktion dem realen Verhalten näherkommt als bei der zuvor getesteten sigmoidalen Variante.

Der Versuch, das Verhalten eines Energiesystems zwischen simulierten Ausbaustufen einer Komponente mithilfe einer stetigen mathematischen Funktion zu interpolieren, hat gezeigt, dass eine exakte Abbildung nicht möglich ist. Zwar können Funktionen wie die sigmoidale oder die vierparametrische logistische Funktion das Systemverhalten näherungsweise wiedergeben – jedoch gelingt es ihnen nicht, alle relevanten Simulationsdaten präzise zu erfassen.

Insbesondere lässt sich durch einige wenige Simulationen keine ausreichend genaue kontinuierliche Beschreibung der Autarkie für beliebig fein abgestufte Ausbaustufen – etwa bei der PV-Leistung – erzielen. Eine drastische Reduktion des Rechenaufwands durch funktionale Interpolation ist daher nicht realisierbar und muss als Methodenschritt ausgeschlossen werden.

Dennoch bleibt die Idee, Energiesysteme miteinander zu verbinden, bei denen sich jeweils nur eine Komponente verändert, da dies ein zentraler Bestandteil der Methode der Punktwolke ist. Ist das zugrunde liegende Raster fein genug gewählt, können diese Linien weiterhin helfen, Tendenzen und Systemverhalten anschaulich zu visualisieren – vorausgesetzt, die tatsächlichen Simulationsergebnisse bleiben vollständig erhalten und nachvollziehbar.

Da sich keine stetige Funktion finden ließ, die sämtliche simulierten Energiesysteme korrekt miteinander verbindet, wird im folgenden Kapitel ein alternativer Ansatz vorgestellt: eine nicht-stetige Interpolation mittels Splines.

4.4.3. *SPLINEINTERPOLATION*

In den Kapiteln 4.4.1 und 4.4.2 hat sich gezeigt, dass sich das Verhalten regenerativer Energiesysteme nicht mit hinreichender Genauigkeit durch stetige mathematische Funktionen wie die sigmoidale oder die vierparametrische logistische Funktion beschreiben lässt. Eine Abweichung von 0,5 % ist gerade in hohen Autarkiegraden unzureichend. Ob ein System 99,5 % Autarkie erreicht oder vollständig autark ist bedeutet in der Praxis schließlich einen großen Unterschied. Außerdem hatten die zuvor untersuchten Ansätze mittels stetiger Funktionen zu interpolieren den Nachteil, dass die Funktionen nicht mehr exakt durch die zur Interpolation genutzten Stützpunkte liefen. In diesem Abschnitt wird ein alternativer Ansatz untersucht: die Interpolation mittels Splines.

Im Gegensatz zu analytischen Funktionen, die einen durchgehenden Funktionsverlauf über alle Datenpunkte hinweg darstellen, setzen sich Splines aus einer Folge stückweise definierter Funktionen zusammen. Für jedes Intervall zwischen zwei benachbarten Punkten wird ein eigenes Polynom aufgestellt, sodass die Kurve beliebig viele Stützpunkte exakt durchlaufen kann – ein Vorteil, der sich insbesondere dann auszahlt, wenn das Systemverhalten nicht exakt einem festen funktionalen Zusammenhang folgt.

Der grundsätzliche Ansatz der Analyse bleibt dabei unverändert: Im Rahmen der Punktwolkemethode werden simulierte Energiesysteme als Punkte im Autarkie-Kosten-Raum dargestellt. Um zu untersuchen, wie sich das Systemverhalten verändert, wenn bei gleichbleibendem Gesamtsystem eine einzelne Komponente verändert wird, können die betreffenden Punkte durch eine Splinefunktion verbunden werden. Diese Verbindungsstruktur wird im Folgenden als Komponentenspline bezeichnet. Ein Spline in diesem System, der als PV-Spline bezeichnet wird, beschreibt den Zusammenhang zwischen Autarkie und Investitionskosten für den schrittweisen Ausbau einer PV-Anlage bei sonst gleichbleibendem Systemaufbau.

Verwendet wird dabei der sogenannte Akima-Spline [54], ein Interpolationsverfahren auf Basis kubischer Polynome. Wie bei klassischen kubischen Splines ist die erste Ableitung an den Übergängen zwischen den Intervallen stetig, nicht jedoch die zweite Ableitung. Der Vorteil des Akima-Splines liegt darin, dass er im Vergleich zu anderen Verfahren weniger zu übermäßigen Schwingungen neigt, insbesondere in Bereichen mit ungleichmäßig verteilten Datenpunkten. Dies macht ihn besonders geeignet für die Interpolation komplexer Systemverläufe, wie sie beim schrittweisen Ausbau einzelner Komponenten in regenerativen Energiesystemen auftreten können – etwa durch Sättigungseffekte oder sich verändernde Steigungen im Autarkie-Kosten-Verhältnis.

In seltenen Fällen kann es dennoch zu leichten Überschwüngen kommen – gerade dann, wenn die Abstände zwischen den simulierten Ausbaustufen groß sind oder die betrachtete Komponente ihr Potenzial zur Autarkieerhöhung nahezu ausgeschöpft hat. Diese seltenen Schwingungen stellen jedoch keinen Nachteil dar: Im Gegenteil, sie können als nützlicher Hinweis darauf dienen, dass eine Sättigung der Autarkie vorliegt und bereits mit geringfügiger zusätzlicher Auslegung kein weiterer Zugewinn mehr erzielt worden wäre. Dies wird im Folgenden noch genauer beschrieben und in Abbildungen veranschaulicht.

Mit den gleichen Systemkonfigurationen wie in den Kapiteln 4.4.1 und 4.4.2 wird nun untersucht, wie gut sich das Verhalten eines regenerativen Energiesystems bei sukzessivem Ausbau einer einzelnen Komponente – in diesem Fall der PV-Anlage – mittels eines Akima-Splines abbilden lässt.

Die zugrunde liegende Systemstruktur bleibt dabei konstant: Sie umfasst einen Batteriespeicher von 15 kWh, einen thermischen Speicher mit 6.500 kWh Speicherkapazität sowie eine Wärmepumpe mit einer festen thermischen Ausgangsleistung von 3 kW. Die Systemkosten betragen für die einzelnen Komponenten wie auch in den Kapiteln 4.4.1 und 4.4.2:

- PV-Anlage: 1.000 €/kW
- Batterie: 600 €/kWh
- Wärmepumpe: 1.000 €/kW_{thermisch}
- Fixkosten: 2.000 €

Die der Simulationsdaten zugrunde liegende Lastdaten sind in Kapitel 2.2.2 beschrieben.

Die Schrittweite zur Erzeugung der Simulationsdaten wurde so gewählt, dass jeder zweite simulierte Systempunkt exakt jener Ausbaustufenverteilung entspricht, die in Kapitel 4.2.3 als ausreichend fein für die Systemanalyse mittels der Punktwolkemethode identifiziert wurde. Diese Systemvarianten dienen nun als Grundlage für die Interpolation, die in Abb. 4.9 zu sehen ist. Die zur Interpolation verwendeten Ausbaustufen werden in den Diagrammen als schwarze Punkte dargestellt, während alle tatsächlich simulierten Varianten – einschließlich jener, die nicht direkt zur Interpolation herangezogen wurden – als grüne Kreuze markiert sind. Letztere ermöglichen eine gezielte Überprüfung der Interpolationsgenauigkeit in den Zwischenbereichen.

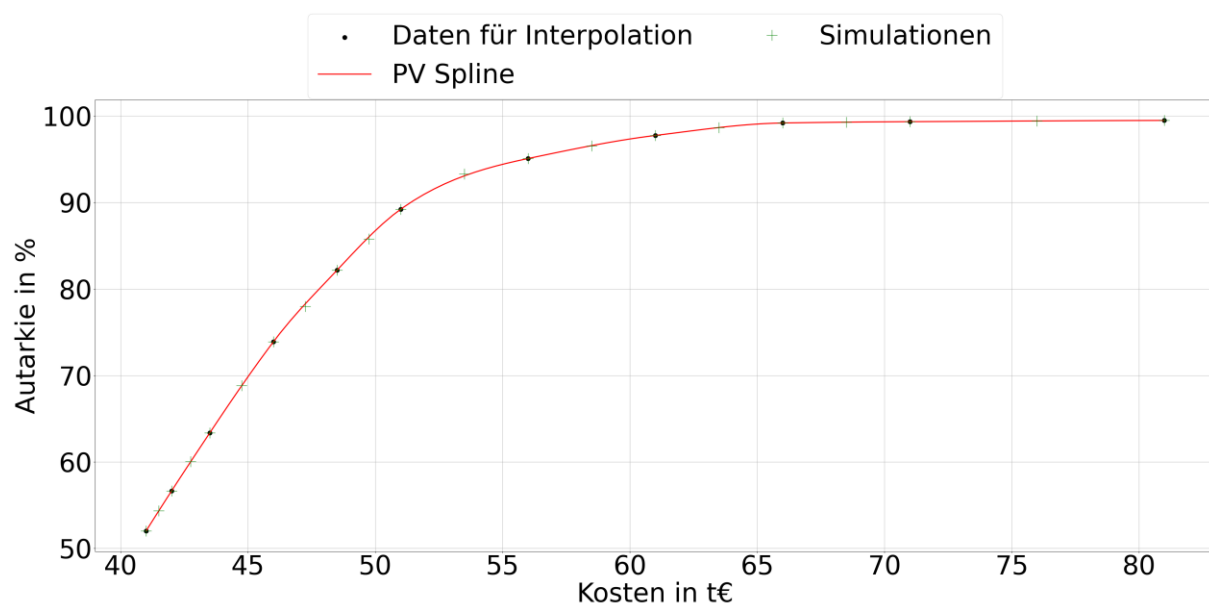


Abb. 4.9. PV-Spline mit 11 Interpolationspunkten

Die Abweichungen des PV-Splines von den tatsächlichen Simulationsdaten betragen weniger als 0,23 Prozentpunkte – ein Wert, der die Genauigkeit der zuvor untersuchten stetigen Funktionen deutlich übertrifft. Wie zu erwarten war, verläuft der Akima-Spline exakt durch alle zur Interpolation verwendeten Stützpunkte.

Die Genauigkeit der Splineinterpolation ist maßgeblich vom gewählten Raster im Autarkie-Kosten-Raum und insbesondere von der Verteilung der Stützpunkte abhängig. Befinden sich ausreichend viele Stützpunkte in einem relevanten Abschnitt der Kurve, so lassen sich die Zwischenwerte mit hoher Präzision abschätzen.

Komponentensplines – wie im vorliegenden Fall der PV-Spline – zeigen dabei häufig ein typisches Strukturmuster mit einem linearen Bereich und einem Abschnitt mit einer deutlichen Krümmung, der in eine Sättigung übergeht. Diese Form lässt sich auch technisch gut begründen:

Im unteren linearen Bereich führt jede Vergrößerung der PV-Anlage zu einem nahezu konstanten Autarkiegewinn. Sämtliche erzeugte Energie kann entweder direkt verbraucht oder durch die Speicher vollständig aufgenommen werden.

Mit zunehmender Anlagengröße kann jedoch ein Teil der erzeugten Energie nicht mehr genutzt werden – es kommt zur Netzeinspeisung. Die Autarkie steigt nicht mehr proportional, der Spline beginnt sich zu krümmen.

Im oberen Bereich schließlich gelangt das System in eine Sättigungszone: Zusätzliche PV-Leistung reduziert den Netzbezug nur noch punktuell, etwa in wenigen Stunden.

Sind im Bereich der Krümmung nicht genügend Stützpunkte vorhanden, so kann die Splineinterpolation kein präzises Bild des Systemverhaltens liefern, wie in Abb. 4.10 gezeigt.

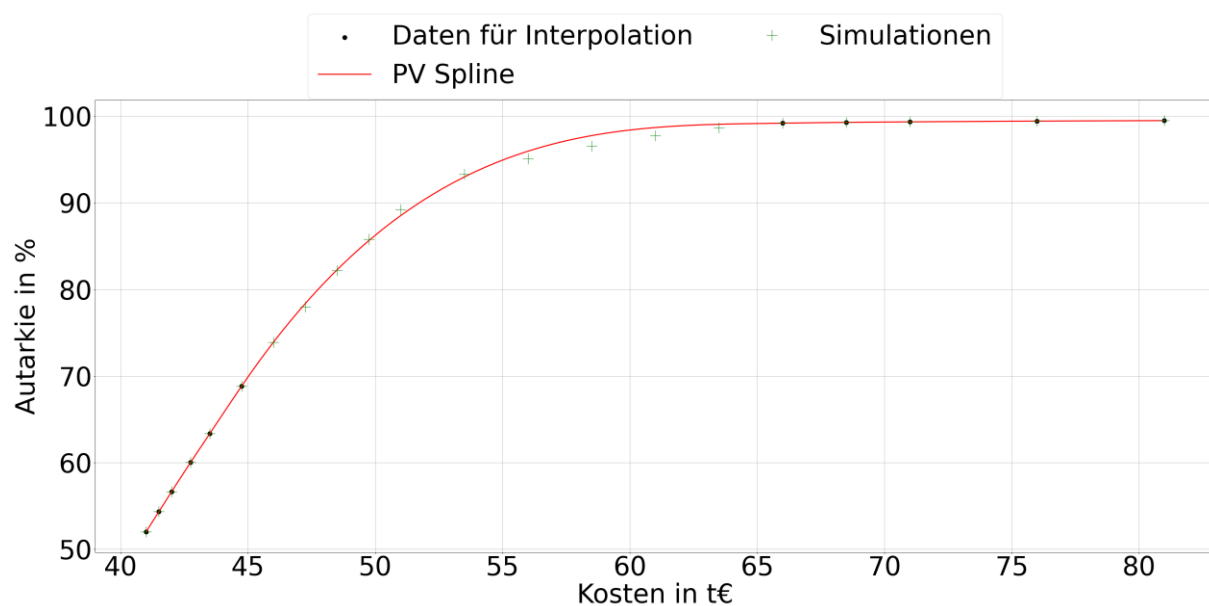


Abb. 4.10. PV-Spline mit 11 Interpolationspunkten außerhalb der Krümmung

Die Abweichung der Interpolation von den Simulationsdaten beträgt im Bereich der Krümmung 2,2 %.

Eine weitere Untersuchung zur Genauigkeit der Splineinterpolation erfolgte, indem der Abstand zwischen den zur Interpolation verwendeten Datenpunkten systematisch vergrößert wurde. Dabei wurde stets der letzte simulierte Punkt – also die Konfiguration mit der größten PV-Anlage – in die Interpolation einbezogen, um die Abweichung im Sättigungsbereich bewerten zu können.

Wie bereits in Abb. 4.9 dargestellt, betrug die maximale Abweichung zwischen Spline und tatsächlicher Simulation bei der Verwendung jedes zweiten Datenpunkts zur Interpolation nur 0,23 Prozentpunkte.

Mit Zunehmen der Lücke im Autarkie-Kosten-Raum zwischen den Stützpunkten ergaben sich folgende Werte:

- Jeder 3. Punkt: maximale Abweichung 0,8 %
- Jeder 4. Punkt: maximale Abweichung 0,7 %
- Jeder 5. Punkt: maximale Abweichung 0,8 %
- Jeder 6. Punkt: maximale Abweichung 1,4 %

Die bisherige Betrachtung beschränkte sich auf den Ausbau einer einzelnen Systemkomponente – konkret der PV-Anlage – und zeigte, wie sich deren Veränderung auf Autarkie und Kosten auswirkt. In der Punktwolkemethode werden jedoch in der Regel mehrere Komponenten gleichzeitig variiert.

Um die Komplexität nicht direkt vollständig zu erhöhen und die Funktionsweise der Splineinterpolation sowie das entstehende Raster im Autarkie-Kosten-Raum möglichst anschaulich zu demonstrieren, wird im nächsten Schritt zusätzlich zur PV-Anlage eine zweite Komponente variiert: der thermische Speicher.

Folgende Ausbaustufen der PV-Anlage wurden in Kapitel 4.2.3 als sinnvoll definiert. Für die PV-Anlage:

- 0 kW
- 1 kW
- 2,5 kW
- 5 kW
- 10 kW
- 15 kW
- 20 kW
- 25 kW
- 30 kW
- 40 kW

Für den thermischen Speicher:

- 0 kWh
- 250 kWh
- 500 kWh
- 750 kWh
- 1.000 kWh
- 1.250 kWh
- 1.500 kWh
- 2.000 kWh
- 4.000 kWh
- 6.500 kWh

Kombiniert man diese beiden Dimensionen vollständig miteinander, ergeben sich $11 \cdot 10 = 110$ verschiedene Energiesysteme, die im Autarkie-Kosten-Raum dargestellt und analysiert werden können.

Dabei gilt:

- Systeme mit identischem thermischen Speicher, aber unterschiedlicher PV-Leistung, bilden die PV-Splines.
- Systeme mit gleicher PV-Leistung, aber variierendem thermischen Speicher, bilden die thermischen Speicher-Splines.

So entstehen in Abb. 4.11 insgesamt 21 Splines:

- 10 PV-Splines, je ein Spline pro Ausbaustufe des thermischen Speichers (in Rot),
- 11 Speicher-Splines, je ein Spline pro Ausbaustufe der PV-Anlage (davon 10 in Blau und einer in Grün bei einer PV-Anlage mit 7,5 kW).

Diese Splines spannen ein regelmäßiges, visuell leicht erfassbares Raster im Autarkie-Kosten-Raum und ermöglichen eine systematische Auswertung der Wechselwirkungen zwischen beiden Komponenten.

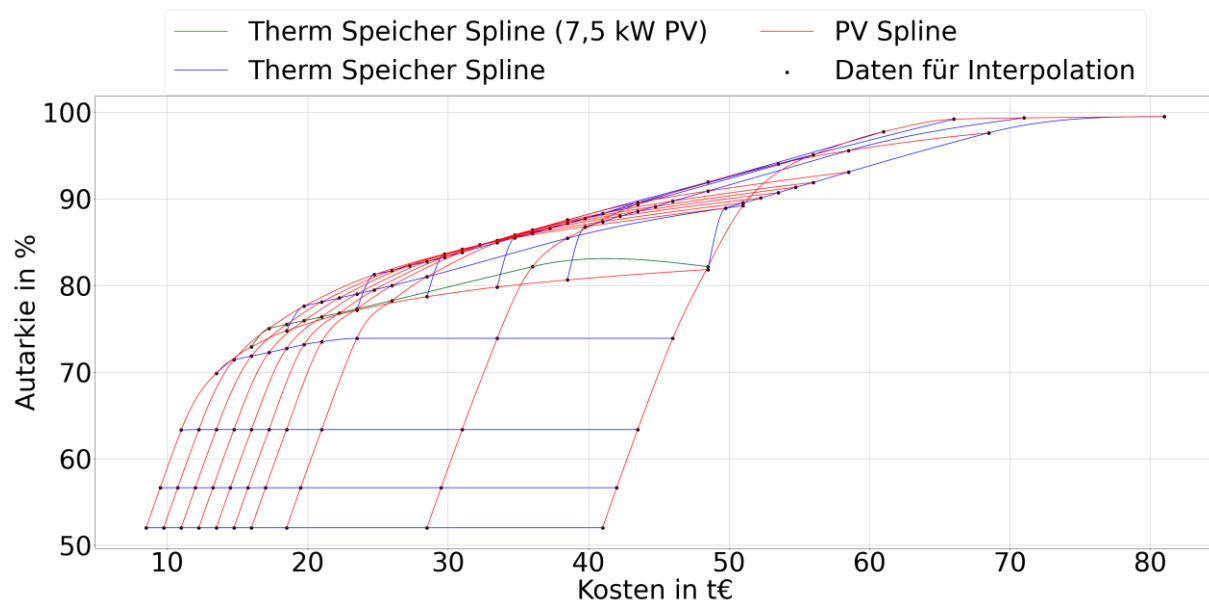


Abb. 4.11. PV- und thermische Speicher-Splines

Abb. 4.11 zeigt das durch die Interpolation mit Akima-Splines entstehende Raster im Autarkie-Kosten-Raum. Dargestellt sind alle 110 simulierten Energiesysteme als schwarze Punkte. Die rot eingezeichneten PV-Splines verbinden jeweils Systeme mit identischem thermischen Speicher, während die blauen thermischen Speicher-Splines jeweils Systeme mit konstanter PV-Leistung verknüpfen.

Besonders auffällig ist der grüne Speicher-Spline, der die fünfte Ausbaustufe der PV-Anlage (7,5 kW) abbildet – zur besseren Sichtbarmachung ist er in grün hervorgehoben. Zwischen den letzten beiden Speicher-Ausbaustufen – 4.000 kWh und 6.500 kWh – zeigt dieser Spline ein deutliches Überschwingen, obwohl der Autarkiegewinn zwischen diesen beiden Punkten mit etwa 0,1 Prozentpunkten sehr gering ausfällt. Der Grund: Die Investitionskosten steigen in diesem Abschnitt deutlich stärker als der Autarkiegewinn – ein typisches Anzeichen dafür, dass die betrachtete Komponente ihr Potenzial zur Systemverbesserung nahezu ausgeschöpft hat.

Obwohl das Überschwingen grundsätzlich ein unerwünschter Effekt ist, kann es in diesem Fall als Indikator für eine einsetzende Sättigung genutzt werden. Das System nähert sich einem Autarkie-Endwert an, der durch weitere Vergrößerung des thermischen Speichers nicht mehr signifikant verbessert werden kann. In solchen Fällen kann es sinnvoll sein, den Spline nachträglich auf den Autarkiewert der letzten Ausbaustufe zu deckeln, um unrealistische Werte zu vermeiden. Ein entsprechendes Beispiel hierfür ist in Abb. 4.12 dargestellt.

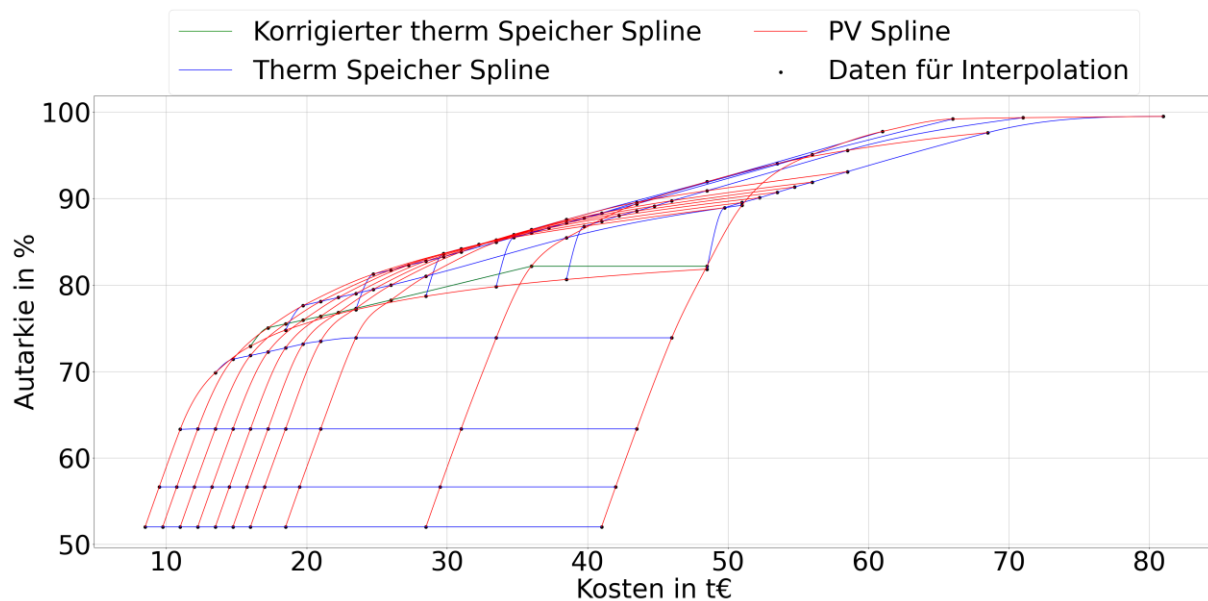


Abb. 4.12. PV- und thermische Speicher-Splines nach Korrektur

Der korrigierte – also auf den maximalen Autarkiewert gedeckelte – Akima-Spline erlaubt eine Abschätzung, bei welchen Kosten das System den endgültigen Autarkiegrad von 82,2 % erreicht. Im dargestellten Fall ist dies unmittelbar nach der vorletzten Ausbaustufe des thermischen Speichers der Fall.

Die Kosten an der Stelle, an welcher der Spline die Sättigung erreicht, liegen bei etwa 3.650 €. Bei angenommenen spezifischen Investitionskosten von 5 € pro kWh für den thermischen Speicher, entspricht dies einer Speichervergrößerung um 10 kWh über die 4.000 kWh (vorletzte Ausbaustufe) hinaus – also einer Gesamtgröße von 4.010 kWh.

Zur Überprüfung dieser Aussage wurde eine zusätzliche Simulation eines Energiesystems mit exakt 4.010 kWh thermischer Speicherkapazität durchgeführt – bei ansonsten identischen Systemkomponenten. Das Ergebnis bestätigt die Prognose: Das System erreicht bei dieser Konfiguration ebenfalls eine Autarkie von 82,2 %.

Dieses Beispiel zeigt, dass ein überschwingender Akima-Spline – sofern er anschließend geglättet wird – als hilfreiches Werkzeug zur Eingrenzung des Sättigungsbereiches dienen kann. Selbst wenn sich zwischen den simulierten Rasterpunkten keine weiteren Systemvarianten befinden, lässt sich mit diesem Verfahren eine Aussage über die technisch sinnvolle Obergrenze der Komponentendimensionierung abschätzen.

In den Abb. 4.11 und Abb. 4.12 wurde bereits deutlich, wie sich durch die Visualisierung der Komponentensplines eine Art Netz im Autarkie-Kosten-Raum ergibt, das die Punkte des Rasters verbindet. Wie in Kapitel 4.2.3 beschrieben, ist die Schrittweite zwischen den jeweiligen Ausbaustufen bewusst nicht äquidistant gewählt worden. Zudem führt der Ausbau einer Systemkomponente nicht in linearer Weise zu einer Erhöhung der Autarkie. Das aus den Splines resultierende Netz besteht daher nicht aus gleich großen Feldern.

Wie in diesem Kapitel anhand von Abb. 4.9 gezeigt wurde, lässt sich eine sehr hohe Genauigkeit der Splineinterpolation erreichen, wenn die gewählte Auflösung in dem Bereich, in dem der Komponentenspline in die Sättigung übergeht, ausreichend fein ist.

Vor diesem Hintergrund stellt sich nun die Frage, ob eine nachträgliche Verdichtung des bestehenden Rasters mithilfe zusätzlicher, interpolierter Systempunkte sinnvoll und zuverlässig möglich ist.

Zu diesem Zweck wurde folgender Ansatz verfolgt:

Zwischen jeweils zwei benachbarten Ausbaustufen einer Komponente wurde ein weiterer Zwischenwert ermittelt – exakt in der Mitte der beiden Stützpunkte – und über Splineinterpolation abgeschätzt. Dieses Verfahren wurde sowohl auf die PV-Splines als auch auf die thermischen Speicher-Splines angewendet.

Dadurch erweitern sich die betrachteten Ausbaustufen folgendermaßen:

- PV-Anlage: Aus ursprünglich 11 Ausbaustufen werden 21 Zwischenwerte, von denen 10 interpoliert sind.
- Thermischer Speicher: Aus 10 Stufen ergeben sich 19 Werte, von denen 9 interpoliert sind.

Kombiniert man alle Ausbaustufen miteinander, ergeben sich 399 unterschiedliche Energiesysteme. Davon basieren 289 Systeme rein auf interpolierten Kombinationen (399 – 110 ursprünglich simulierte Systeme).

In einem nächsten Schritt wurden diese 289 neuen Systemkonfigurationen mit FRESH simuliert, um die Qualität der Splineinterpolation zu überprüfen.

Da bei der nachträglichen Verdichtung nun auch Splines gebildet werden können, deren Stützpunkte ausschließlich aus interpolierten Werten bestehen, entsteht eine zweite Ebene von Komponentensplines. Diese erweitern das ursprüngliche Netz zusätzlich:

- Es ergeben sich 19 PV-Splines mit jeweils identischer thermischer Speichergröße
- und 19 thermische Speicher-Splines, jeweils mit gleicher PV-Leistung.

Davon sind:

- 9 PV-Splines vollständig auf interpolierten Stützpunkten aufgebaut,
- ebenso wie 8 der thermischen Speicher-Splines.

Die Plausibilität dieser neuen Splines lässt sich überprüfen, indem ihre Kreuzungspunkte mit den tatsächlich simulierten, nun nachträglich hinzugefügten Systemen verglichen werden. Ein Beispiel: Der thermische Speicher-Spline für eine PV-Leistung von 27,5 kW schneidet den PV-Spline für eine Speichergröße von 3.000 kWh. Genau im Schnittpunkt dieser beiden Splines müsste ein entsprechendes, real simuliertes System (als grünes Kreuz gekennzeichnet) liegen, sofern die Interpolation präzise ist.

Abb. 4.13 zeigt das resultierende verdichtete Raster im Autarkie-Kosten-Raum, bestehend aus:

- den ursprünglichen, simulierten Energiesystemen,
- den durch Splineinterpolation verdichteten Systemen
- sowie dem neu entstandenen Netz mit zusätzlichen Komponentensplines.

Die grün dargestellten Kreuze markieren die neu simulierten Punkte, die als Kontrollinstanzen für die interpolierten Strukturen dienen. Dieses Vorgehen erlaubt eine präzise Bewertung, ob und unter welchen Bedingungen sich das Punktwolkeraster durch Interpolation nachträglich verdichten lässt.

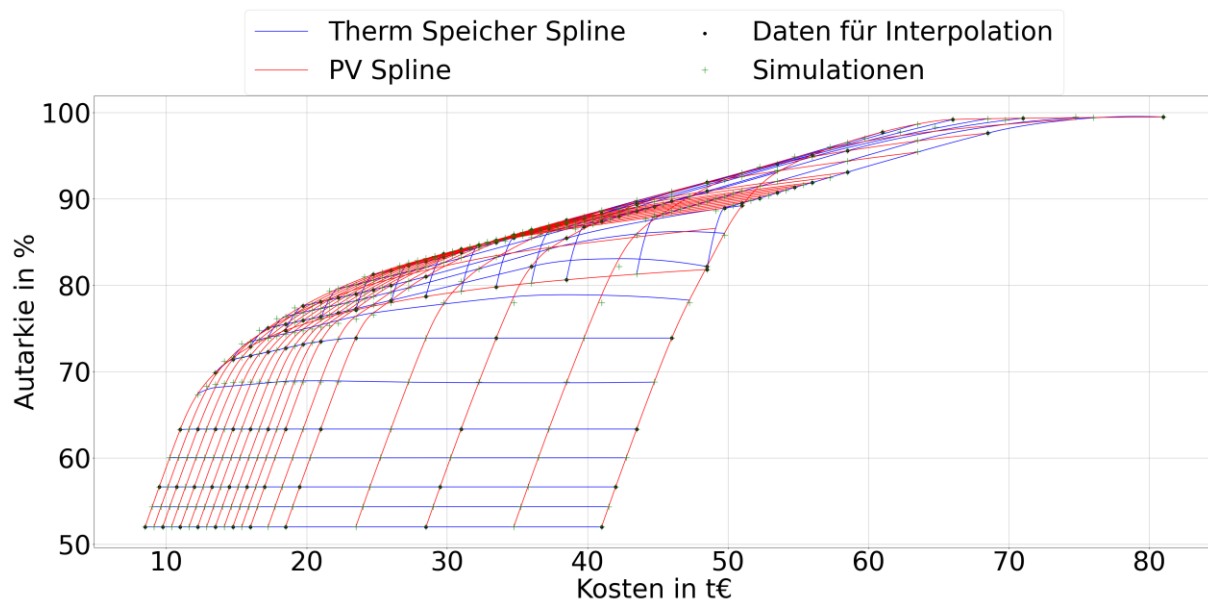


Abb. 4.13. PV- und thermische Speicher-Splines nach Nachverdichtung des Rasters

Die Abweichungen zwischen den simulierten Systemen (grüne Kreuze) und den Splines, die ausschließlich auf zuvor interpolierten Werten basieren, betragen bis zu 0,9 Prozentpunkte. Im Vergleich zur ersten Splineinterpolation – mit einer maximalen Abweichung von lediglich 0,23 % – ist dies ein wesentlicher Genauigkeitsverlust.

Besonders in Bereichen, in denen die Komponentensplines bereits in eine Sättigung übergehen, zeigen sich verstärkte Schwingungen in den interpolierten Splines. Dies lässt sich technisch nachvollziehen: Bereits kleine Ungenauigkeiten in den Ausgangsdaten – wie sie bei vorheriger Interpolation auftreten können – erhöhen die Wahrscheinlichkeit für unerwünschte Überschwinger, wenn diese Werte erneut zur Splineinterpolation herangezogen werden.

Akima-Splines ermöglichen eine präzise und anschauliche Darstellung des Systemverhaltens zwischen zwei konkreten Ausbaustufen einer Komponente im Autarkie-Kosten-Raum. Sie bieten somit ein wertvolles Werkzeug zur qualitativen Analyse technischer Zusammenhänge innerhalb der Punktwolkemethode.

Eine nachträgliche Verdichtung des ursprünglichen Simulationsrasters allein durch Splineinterpolation ist jedoch nicht sinnvoll möglich. In den sensiblen Sättigungsbereichen nimmt die Interpolationsgenauigkeit stark ab – insbesondere, wenn bereits interpolierte Werte erneut als Stützpunkte verwendet werden. Um solche nachträglichen Verdichtungen zuverlässig durchzuführen, wäre ein extrem fein aufgelöstes Ausgangsraster erforderlich. In diesem Fall jedoch verliert der Ansatz seinen praktischen Nutzen, da das Raster ohnehin schon fein aufgelöst ist.

In der nachfolgenden Analyse werden Akima-Splines als Visualisierungswerkzeug verwendet. Sie eignen sich hervorragend, um den Einfluss einzelner Komponenten auf das Gesamtsystem darzustellen, da sie die Entwicklung des Autarkiegrads entlang unterschiedlicher Ausbaustufen sehr genau abbilden. Damit leisten sie einen wesentlichen Beitrag zum Erkenntnisgewinn im Rahmen der Punktwolkemethode.

4.5. ANALYSEMETHODEN

Nachdem in den vorangegangenen Abschnitten alle methodischen Grundlagen der Punktwolkemethode gelegt wurden, folgt nun die Beschreibung verschiedener Analyseverfahren, mit denen sich die Ergebnisse systematisch auswerten lassen. Bis zu diesem Punkt wurde bewusst eine

strikte Trennung zwischen technischer Simulation und ökonomischer Bewertung vorgenommen. Die Systemkomponenten wurden unabhängig von wirtschaftlichen Zielgrößen variiert, um eine möglichst breite Datenbasis zu schaffen. In den nun folgenden Auswertungen werden beide Ebenen zusammengeführt: Jedes simulierte Energiesystem wird als Punkt im Autarkie-Kosten-Raum dargestellt, sodass sich Zusammenhänge zwischen technischer Auslegung, erreichter Unabhängigkeit und Investitionsaufwand analysieren lassen.

Im Mittelpunkt dieses Kapitels steht die Vorstellung verschiedener methodischer Werkzeuge, die auf dieser Struktur aufbauen. Die Vorstellung der Analysemethoden ist wie folgt gegliedert:

- Zunächst wird gezeigt, wie sich die Punktwolkemethode flexibel an veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen anpassen lässt, etwa durch Anpassung einzelner Komponentenkosten (Kapitel 4.5.1).
- Im Anschluss wird mit der Sensitivitätsanalyse ein Verfahren vorgestellt, mit dem sich die Auswirkungen der Vergrößerung oder Verkleinerung einzelner Komponenten auf das Gesamtsystem untersuchen lassen (Kapitel 4.5.2).
- Auch die Fragestellung, welche Auswirkungen der vollständige Verzicht auf bestimmte Technologien hat, wird aufgegriffen. Hierzu werden sogenannte Effizienzgrenzen betrachtet, bei denen analysiert wird, wie stark sich die erreichbare Autarkie und die Systemkosten verschieben, wenn eine Komponente aus dem System entfernt wird (Kapitel 4.5.3).
- Ergänzend wird erläutert, wie mithilfe einer Nahfelduntersuchung auch kleine Bereiche im Autarkie-Kosten-Raum gezielt analysiert werden können, um beispielsweise mehrere Systemalternativen mit ähnlicher Zielausprägung zu vergleichen (Kapitel 4.5.4).
- Darüber hinaus wird beschrieben, wie die Methode dazu verwendet werden kann, die wirtschaftliche Sinnhaftigkeit einer vollständigen Eigenversorgung zu bewerten und mit der Option eines externen Energiebezugs abzuwägen (Kapitel 4.5.5).
- Danach wird ein Abgleich des kostengünstigsten vollständig autarken Systems aus der Punktwolkemethode mit einem mathematisch optimierten Vergleichssystem aus Calliope vorgenommen. Dabei wird untersucht, wie nahe die Ergebnisse der Punktwolke – die auf der zuvor erzeugten Simulationsdatenbank beruhen – an das mit einem etablierten Optimierungsmodell ermittelte tatsächliche Kostenoptimum heranreichen (Kapitel 4.5.6).
- Im Anschluss an diese Einzeluntersuchung wird die Analyse aus Kapitel 4.5.6 systematisch auf eine große Zahl unterschiedlichster Kostenszenarien ausgeweitet. Dabei werden – teils stark voneinander abweichende – wirtschaftliche Rahmenbedingungen angenommen, um zu untersuchen, wie stark sich die mit der Punktwolkemethode ermittelten autarken Systemkonfigurationen (sowohl direkt auf dem Raster als auch nach Sensitivitätsanalyse) von den jeweils kostenoptimalen Lösungen aus Calliope unterscheiden – sowohl hinsichtlich der Gesamtkosten als auch der technologischen Zusammensetzung (Kapitel 4.5.7).

Da es in diesem Kapitel primär um die Einführung der Analysemethoden geht, werden die zugrunde liegenden technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen vereinfacht dargestellt. Eine detaillierte Bewertung konkreter Technologien und Kostenszenarien erfolgt in Kapitel 5. Ziel der folgenden Abschnitte ist es, die Möglichkeiten der Punktwolkemethode im Hinblick auf Systembewertung, Entscheidungsunterstützung und strategische Planung aufzuzeigen.

4.5.1. *KOSTENVARIATION*

Die Kostenentwicklung zentraler Technologien zur regenerativen Energieversorgung unterliegt derzeit starken Schwankungen – sowohl technologisch bedingt als auch aufgrund dynamischer Marktbedingungen. Insbesondere bei Photovoltaikanlagen ist die Preisentwicklung in den letzten

Jahren von teils drastischen Reduktionen geprägt gewesen, wobei auch die Anlagengröße selbst eine wichtige Rolle spielt [55]. Ähnliche Tendenzen sind bei Batteriespeichern zu beobachten: Einerseits gibt es deutliche Preisunterschiede zwischen verschiedenen Speichertechnologien, andererseits werden für die kommenden Jahre weiterhin sinkende Kosten erwartet [5].

Solche Veränderungen wirken sich unmittelbar auf die ökonomische Bewertung verschiedener Energiesysteme aus. Die Methode der Punktwolke bietet hier ein wertvolles Instrument, um systematisch zu analysieren, welche Systemkonfigurationen unter veränderten ökonomischen Rahmenbedingungen besonders vorteilhaft sind. Mithilfe der sogenannten Kostenvariation kann untersucht werden, wie sich unterschiedliche Preisannahmen auf die Lage einzelner Systeme im Autarkie-Kosten-Raum auswirken.

Die zugrunde liegende Simulationsdatenbank enthält Systeme, die in Kapitel 4.2 als technisch sinnvoll identifiziert wurden – unabhängig von konkreten Kostenannahmen. Eine der zentralen Kenngrößen, die im Zuge der Simulation berechnet wird, ist der Autarkiegrad – also jener Anteil des Verbrauchs, der durch das eigene Energiesystem gedeckt werden kann. Er bildet die y-Achse der Punktwolke.

Die Position der einzelnen Systeme auf der x-Achse ergibt sich aus der Summe der Investitionskosten aller enthaltenen Systemkomponenten. Je nachdem, welche Preise für einzelne Komponenten angesetzt werden, verschieben sich die zugehörigen Systeme im Autarkie-Kosten-Raum. Wird beispielsweise ein hoher Preis von 1.250 €/kW für PV-Anlagen angenommen, befinden sich Systeme mit großer installierter PV-Leistung weit rechts – ebenso wie solche mit umfangreichen Batteriespeichern, wenn der Preis für Batteriespeicher mit 1.000 €/kWh angesetzt wird.

Abb. 4.14 zeigt einen Ausschnitt aus der Punktwolke von einem System, bei dem als Langzeitspeichertechnologie Wasserstoff zum Einsatz kommt. Es wird ein Ausschnitt oberhalb von 92 % Autarkie im Kostenbereich von 14.000 € bis 30.000 € gezeigt. Systeme mit höherem Anteil an PV-Leistung gegenüber der installierten Windkraft werden dabei als rote Punkte dargestellt, winddominierte Systeme in Blau. Schwarze Punkte kennzeichnen Konfigurationen, bei denen die installierten Leistungen von PV- und Windkraftanlage etwa gleich groß sind.

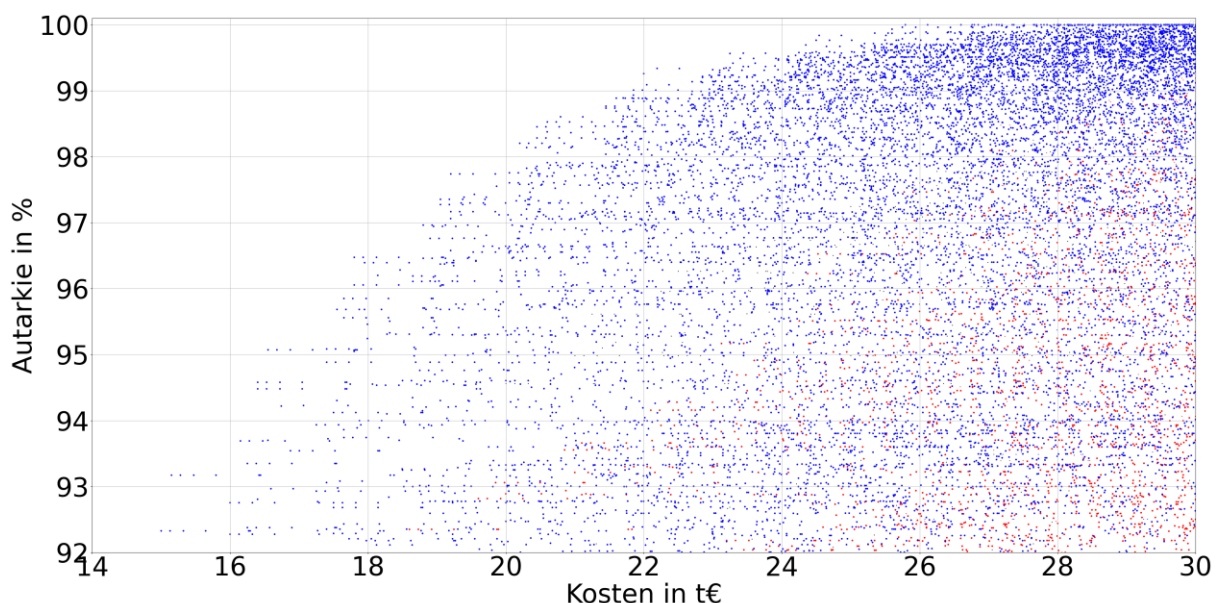


Abb. 4.14. Punktwolke mit teurer PV-Anlage und teurem Batteriespeicher

Von besonderem Interesse sind jene Systemkonfigurationen, die maximale Autarkie bei minimalen Investitionskosten versprechen. Im Bereich von Mehrkosten von weniger als 2.000 € bezüglich der Minimalkosten für einen bestimmten Autarkiegrad befinden sich keine roten Punkte – PV-dominierte Systeme sind dort nicht vertreten.

Dies liegt zum einen an den vergleichsweise hohen Kosten für PV-Anlagen (1.250 €/kW), durch die sich PV-lastige Konfigurationen im Autarkie-Kosten-Raum sehr weit rechts befinden. Zum anderen wurde auch der Batteriespeicher mit 1.000 €/kWh als kostenintensiv angenommen. PV-basierte Systeme erreichen besonders hohe Autarkiegrade vor allem im Zusammenspiel mit einem groß dimensionierten Batteriespeicher – wie in Kapitel 5 noch detailliert analysiert wird.

Da sich bei diesen Annahmen PV- und Batteriesysteme als vergleichsweise teuer erweisen, befinden sich PV-dominierte Konfigurationen mit nahezu vollständiger Autarkie außerhalb des hier gezeigten Kostenbereichs. In dem dargestellten Ausschnitt – zwischen 14.000 € und 30.000 € – sind daher vermehrt winddominierte Systeme (blaue Punkte) sichtbar.

Wird die installierte Leistung pro kW bei der PV-Anlage hingegen mit 500 € und auch der Batteriespeicher mit 300 €/kWh als günstig angenommen, zeigt sich ein anderes Bild (Abb. 4.15).

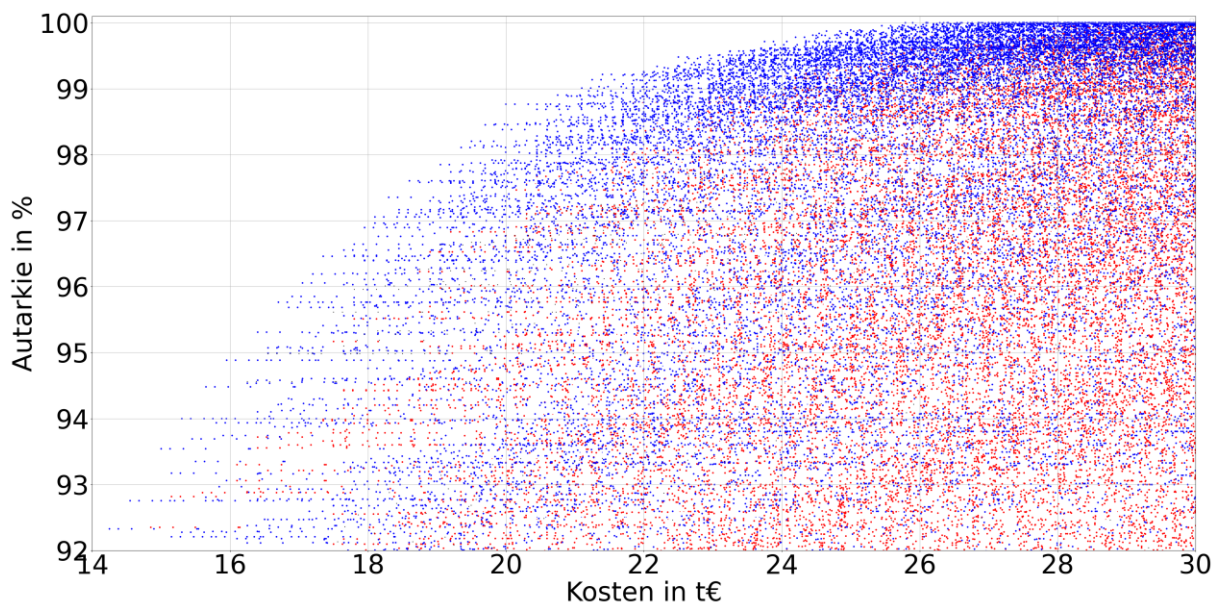


Abb. 4.15. Punktwolke mit günstiger PV-Anlage und günstigem Batteriespeicher

Im Vergleich zu Abb. 4.14 sind nun deutlich mehr PV-lastige Systeme (rote Punkte) im betrachteten Kostenbereich sichtbar. Im Bereich von Mehrkosten von weniger als 2.000 € bezüglich der Minimalkosten für einen bestimmten Autarkiegrad ist der Anteil der roten Punkte nun ca. 25 %. Besonders auffällig ist, dass sich diese nun auch in Bereichen mit sehr hoher Autarkie (über 99 %) befinden. Die günstigeren Kostenannahmen sorgen dafür, dass Systeme mit großer PV-Anlage und großem Batteriespeicher – die zuvor außerhalb des dargestellten Rahmens lagen – nun als wirtschaftlich relevante Optionen erscheinen. Die Systeme mit der höchsten Autarkie zu den niedrigsten Kosten sind aber weiterhin winddominierte Systeme (blaue Punkte).

Mit der Kostenvariation wurde eine zentrale Analysemöglichkeit der Punktwolkemethode gezeigt: Da sämtliche technisch relevante Systemkonfigurationen bereits im Vorfeld simuliert wurden, lassen sich unterschiedliche wirtschaftliche Rahmenbedingungen ohne erneute Simulation

nen analysieren. Auch wenn viele Systeme – wie in Abb. 4.14 – zunächst außerhalb des ökonomisch interessanten Bereichs lagen, rücken sie bei veränderten Preisannahmen in den Fokus der Betrachtung.

So wird deutlich, dass bei vollständig autarken Systemen unter den gewählten Bedingungen weiterhin überwiegend winddominierte Auslegungen bevorzugt werden. Dennoch können PV-lastige Alternativen aufgezeigt werden – insbesondere dann, wenn leicht verringerte Autarkiegrade tolerierbar sind und somit ein zusätzlicher geringer externer Energiebezug akzeptiert wird.

Diese Möglichkeit, mit minimalem Aufwand ganze Punktwolken für unterschiedliche Kostenszenarien zu erzeugen und flexibel auszuwerten, stellt einen der Hauptvorteile der Methode dar. Sie erlaubt es, schnell auf sich verändernde wirtschaftliche Rahmenbedingungen zu reagieren und daraus fundierte Systementscheidungen abzuleiten – ganz ohne erneute rechenintensive Simulationen.

4.5.2. *SENSITIVITÄTSANALYSE*

Während in den bisherigen Abschnitten jeweils die gesamte Punktwolke betrachtet wurde, um Zusammenhänge zwischen Autarkie und Systemkosten sichtbar zu machen, richtet sich der Fokus im folgenden Abschnitt auf die gezielte Analyse einzelner Systemkonfigurationen. Die Sensitivitätsanalyse untersucht ausgehend von einem gewählten Basissystem, wie sich die Veränderung einzelner Systemkomponenten auf das Gesamtsystem auswirkt.

Grundlage dieser Analyse sind die Komponentensplines – also Verbindungslinien zwischen Energiesystemen, bei denen sich genau eine Komponente unterscheidet, während alle übrigen Systemgrößen konstant bleiben. Für jede Komponente wird somit eine eigene Kurve erzeugt, entlang derer sich nachvollziehen lässt, welchen Einfluss eine schrittweise Vergrößerung oder Verkleinerung auf Autarkie und Kosten hat. Die verwendeten Splines basieren auf den in Kapitel 4.4.3 beschriebenen Akima-Splines, die sich durch eine geringe Neigung zum Überspringen auszeichnen und deshalb besonders für das häufig sättigende Verhalten technischer Systeme geeignet sind.

Ausgangspunkt der Sensitivitätsanalyse ist ein konkretes Basissystem, das aus der Punktwolke ausgewählt wird. Von diesem System ausgehend wird für jede relevante Komponente ein Komponentenspline erzeugt, der die simulierten Ausbaustufen miteinander verbindet. Zwischen den simulierten Systemen wird durch Interpolation ein stetiger Verlauf erzeugt, sodass die Entwicklung von Autarkie und Kosten entlang des Splines kontinuierlich verfolgt werden kann.

Zur besseren Orientierung sind alle Systeme, die tatsächlich simuliert wurden, im Diagramm durch hervorgehobene Punkte in der Farbe des jeweiligen Splines markiert. Dies erlaubt es, sich entlang der Splines gezielt durch die Punktwolke zu navigieren: Durch Verfolgen der jeweils steilsten Anstiege im Autarkie-Kosten-Raum, können Nutzer nachvollziehen, welche Systemanpassungen besonders wirksam sind – etwa wenn mit vergleichsweise geringen Mehrkosten eine vergleichsweise große Erhöhung der Autarkie erzielt werden kann.

Die Sensitivitätsanalyse erschließt damit eine neue Ebene der Interpretation: Sie zeigt konkrete Handlungspfade auf, um individuelle Systementscheidungen fundiert abzuleiten.

Abb. 4.16 zeigt einen Ausschnitt aus der Punktwolke, bei der Wasserstoff als Langzeitspeichertechnologie eingesetzt wurde. Dargestellt sind die Komponentensplines für alle sechs variablen Systemgrößen – ausgehend von einem zentralen Basissystem, das als schwarzer Punkt markiert ist. Dieses Basissystem liegt am linken Rand der Punktwolke und erreicht bereits einen Autarkiegrad von ca. 90 % bei vergleichsweise geringen Kosten von etwa 13.000 €.

In der Darstellung sind folgende Splines zu sehen:

- PV-Spline (rot)
- Wind-Spline (blau)
- Batterie-Spline (grün)
- H₂-Speicher-Spline (gelb)
- Elektrolyseur-Spline (pink)
- Thermischer Speicher-Spline (korallenfarben)

An den Steigungen der Splines lässt sich direkt erkennen, welche Systemkomponenten, ausgehend vom Basissystem, das größte Optimierungspotenzial bieten. So zeigt ausgehend vom Basissystem der Wind-Spline die steilste Steigung – die Erhöhung der installierten Windleistung verspricht also den größten Autarkiezuwachs bei gleichzeitig moderaten Zusatzkosten. Auch über die nächsten beiden Ausbaustufen hinweg (sichtbar an den dickeren Punkten entlang des Splines) verbleibt die Konfiguration am linken Rand der Punktwolke – ein klarer Hinweis auf hohe Kosteneffizienz.

Der PV-Spline ist der zweitsteilste, verlässt jedoch relativ bald den linken Bereich der Punktwolke, was auf eine abnehmende Kosteneffizienz bei weiterem Ausbau hinweist. Die Speicherkomponenten wirken sich, ausgehend vom aktuellen Basissystem, hingegen deutlich weniger aus:

- Der Batteriespeicher-Spline verläuft nahezu horizontal und weist nur eine geringe Steigung auf. Auch er setzt – ebenso wie der PV-, der Elektrolyseur- und der H₂-Speicher-Spline – direkt am Basissystem an. Das bedeutet, dass im Basissystem noch kein Batteriespeicher vorhanden ist und erst durch den Spline der Ausbau dieser Komponente beginnt.
- Auch Elektrolyseur und H₂-Speicher sind im Basissystem noch nicht enthalten, was daran erkennbar ist, dass die zugehörigen Splines ebenfalls exakt am Basispunkt starten. Da diese Komponenten nur gemeinsam wirken können – der H₂-Speicher speichert den durch den Elektrolyseur erzeugten Wasserstoff – ist nachvollziehbar, dass bei fehlendem Gegenpart der Ausbau einer der beiden Komponenten keine Wirkung zeigt. Die Splines dieser beiden Komponenten verlaufen daher vollständig horizontal und sind in der Abbildung nur der Vollständigkeit halber dargestellt.

Deutlich anders verhält sich der thermische Speicher: Dieser ist im Basissystem bereits in der zweiten Ausbaustufe enthalten. Ein Blick auf den korallenfarbenen Spline links unterhalb des Basissystems zeigt, dass eine Verkleinerung des thermischen Speichers einen Autarkieverlust von fast 9 % zur Folge hätte – also einen deutlichen Rückschritt. Auch eine weitere Vergrößerung bringt noch Autarkiezuwachs, auch wenn dieser im Vergleich zum Ausbau der Windkraft weniger stark ausfällt.

Insgesamt zeigt sich: Obwohl das Basissystem bereits einen hohen Autarkiegrad erreicht, lohnt sich insbesondere der weitere Ausbau der regenerativen Erzeugung – allen voran der Windkraft. Die Speicherkomponenten leisten hingegen – mit Ausnahme des thermischen Speichers – in diesem Autarkiebereich noch keinen signifikanten Beitrag zur Systemverbesserung.

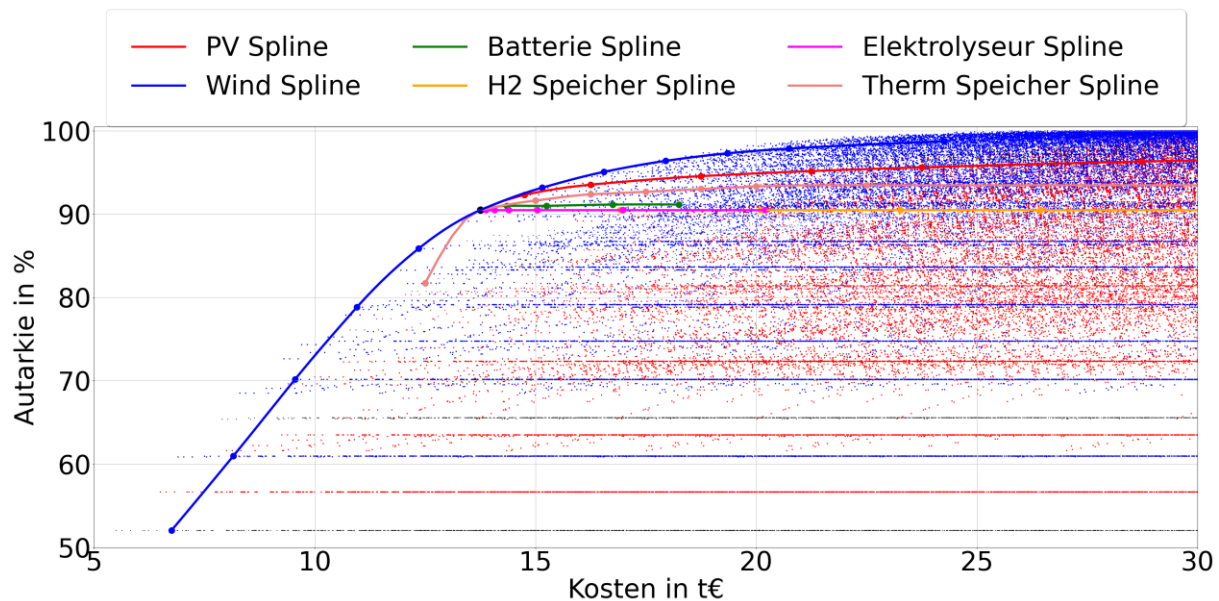


Abb. 4.16. Sensitivitätsanalyse mittels Komponentensplines

Wie gezeigt wurde, ermöglicht die Sensitivitätsanalyse eine detaillierte Bewertung des Einflusses einzelner Komponenten auf Kosten und Autarkie. Sie macht sichtbar, welche Ausbaumaßnahmen, ausgehend von einem bestehenden System, sinnvoll sind und an welchem Punkt der weitere Ausbau einzelner Komponenten keinen nennenswerten Beitrag zur Systemverbesserung mehr leistet.

4.5.3. EFFIZIENZGRENZEN

In den vorangegangenen Kapiteln zur Kostenvariation (Kapitel 4.5.1) und zur Sensitivitätsanalyse (Kapitel 4.5.2) wurde deutlich, dass sich die effizientesten Systemkonfigurationen stets am linken oberen Rand der Punktwolke befinden. Dort liegen jene Energiesysteme, die im Verhältnis zu ihrer Autarkie die geringsten Gesamtkosten aufweisen. Diese Konfigurationen bilden eine gedachte Linie im Autarkie-Kosten-Raum, deren Verlauf die Form der Punktwolke im technisch besonders interessanten Bereich vorgibt.

In diesem Kapitel wird das Verfahren vorgestellt, mit dem sich diese Linie rekonstruieren und sichtbar machen lässt. Ziel ist es, jene Systeme zu identifizieren, die im Rahmen des zuvor definierten technischen Rasters bei einem gegebenen Autarkiegrad die niedrigsten Kosten verursachen – unabhängig davon, welche konkreten Systemkomponenten dabei zum Einsatz kommen.

Diese Verbindung der jeweils kosteneffizientesten Konfigurationen wird im Folgenden als Effizienzgrenze bezeichnet. Sie stellt die bestmögliche Performance dar, die für jeden Autarkiegrad erreichbar ist. Wird dabei auf keine Technologie verzichtet, ergibt sich eine äußere Begrenzung der Punktwolke. Diese spezielle Form wird als einhüllende Effizienzgrenze bezeichnet.

Auch für die Darstellung dieser Effizienzgrenze werden – wie bereits bei der Sensitivitätsanalyse – Akima-Splines eingesetzt. Anders als zuvor handelt es sich jedoch nicht um Komponentensplines, die jeweils nur den Einfluss einer einzelnen Systemgröße abbilden. Hier werden stattdessen die zugehörigen Komponentensplines für jeden Punkt, der auf der in der Nähe der effizienzbestimmenden Linie liegt, ausgewertet, um über deren Verlauf auch Zwischenwerte zwischen zwei Ausbaustufen berücksichtigen zu können. So enthält die einhüllende Effizienzgrenze sowohl tatsächlich simulierte Systemkonfigurationen als auch interpolierte Zwischenwerte, die durch die Komponentensplines erschlossen werden.

Damit entsteht ein fein aufgelöstes Abbild der technologisch bestmöglichen System-Performance – nicht nur als Verbindung diskreter Punkte, sondern auch als kontinuierliche Annäherung über die Zwischenräume. Wie dieses Verfahren zur Konstruktion der einhüllenden Effizienzgrenze konkret umgesetzt wird, ist im Folgenden erläutert.

Die einhüllende Effizienzgrenze soll nicht nur die kostengünstigsten Systeme zu jedem Autarkiegrad miteinander verbinden, sondern auch jene Autarkiewerte abbilden, die sich durch Splineinterpolation zwischen den simulierten Ausbaustufen einzelner Komponenten ergeben. Daher ist eine gezielte Vorauswahl erforderlich. Andernfalls müssten die Komponentensplines für alle 776.160 simulierten Energiesysteme berechnet und ausgewertet werden – was aus Gründen der Rechenzeit und Effizienz nicht sinnvoll wäre.

Wie in Abb. 4.17 zu erkennen ist, nimmt die Dichte der Punktwolke mit zunehmendem Autarkiegrad deutlich zu. Im unteren Bereich – bis etwa 52 % – existieren keine Systemvarianten, da alle untersuchten Systeme eine Wärmepumpe enthalten, die über die Nutzung von Umweltwärme auch dann einen gewissen Autarkiebeitrag leistet, wenn der gesamte Strombedarf aus dem Netz gedeckt wird. Selbst vollständig netzstromversorgte Systeme erreichen so einen Autarkiegrad von mindestens 52 %.

Der Bereich zwischen 52 % und 97,5 % Autarkie wird zur Ermittlung der einhüllenden Effizienzgrenze in Schritte von jeweils 0,5 % unterteilt. Für jeden dieser Abschnitte werden die zwei kostengünstigsten Systemkonfigurationen identifiziert und deren Komponentensplines berechnet. Die zugehörigen x- und y-Werte – also Kosten und Autarkie – werden abgespeichert, um später die effizientesten Verläufe auswerten zu können.

Im oberen Bereich – ab etwa 97,5 % – steigt die Punktdichte sprunghaft an. Gleichzeitig wächst die Zahl der nahezu gleichwertigen Systemkonfigurationen, die sehr hohe Autarkie bei nur geringfügig unterschiedlichen Kosten erreichen. Um in diesem Bereich keine potenziell effizienten Systeme zu übersehen, wird die Auflösung erhöht: Der Autarkiebereich zwischen 97,5 % und 100 % wird nun in feiner gestaffelte Schritte von 0,1 % unterteilt. Zusätzlich werden für jeden dieser Abschnitte nicht mehr nur zwei, sondern die 25 kostengünstigsten Systemkonfigurationen berücksichtigt.

Abb. 4.17 zeigt jene Energiesysteme, deren Komponentensplines zur späteren Bestimmung der einhüllenden Effizienzgrenze ausgewertet werden. Sie sind als große limettenfarbene Punkte hervorgehoben und bilden die Grundlage für die weitere Analyse.

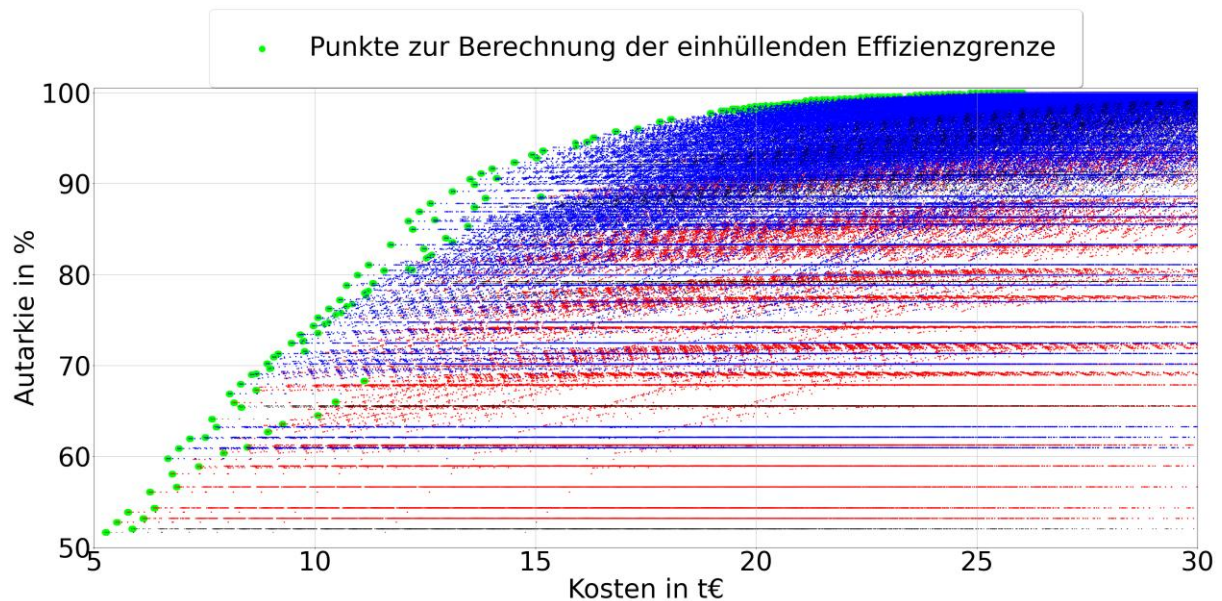


Abb. 4.17. Punkte zur Berechnung der einhüllenden Effizienzgrenze

Im nächsten Schritt werden die zuvor gespeicherten Komponentensplines der in Abb. 4.17 limettenfarben hervorgehobenen Systeme ausgewertet. Für jeden Kostenwert lässt sich so der jeweils maximal erreichbare Autarkiegrad bestimmen. Die sich daraus ergebende Linie bildet die einhüllende Effizienzgrenze – sie setzt sich aus Abschnitten zahlreicher unterschiedlicher Komponentensplines zusammen, die jeweils die effizientesten Verläufe im Kosten-Autarkie-Raum markieren. Diese Linie ist in Abb. 4.18 dargestellt.

Zudem kann durch Abgleich mit der Datenbank ermittelt werden, welche der ursprünglich simulierten Systeme tatsächlich exakt auf dieser Effizienzgrenze liegen. Diese Systemkonfigurationen, die auch im gewählten Raster der Punktwolke vorhanden sind, sind in Abb. 4.18 ebenfalls limettenfarben hervorgehoben. Es handelt sich dabei allerdings nur um eine Teilmenge der in Abb. 4.17 limettenfarben eingefärbten Systeme, da dort alle Systemvarianten markiert wurden, deren Komponentensplines für die Ermittlung der Effizienzgrenze berücksichtigt wurden. Die jetzt sichtbaren Punkte hingegen markieren jene spezifischen Konfigurationen, die – ohne Interpolation – exakt auf der einhüllenden Effizienzgrenze liegen.

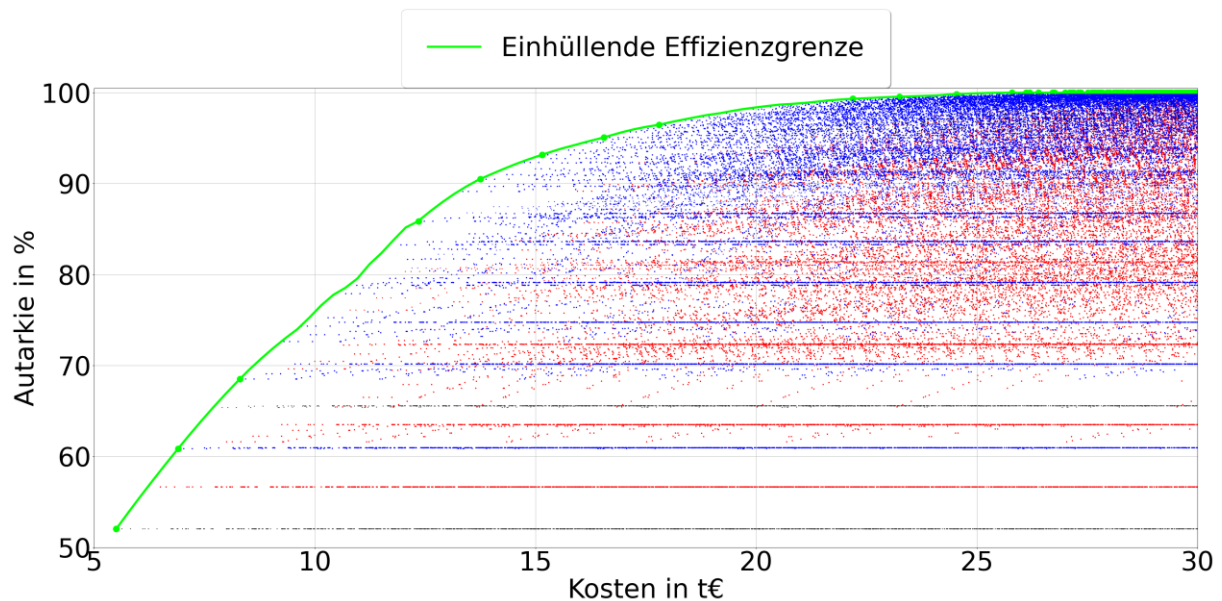


Abb. 4.18. Einhüllende Effizienzgrenze

Durch die Konstruktion der einhüllenden Effizienzgrenze aus zahlreichen Komponentensplines lässt sich ein vertieftes Systemverständnis gewinnen. Die Analyse der Systemkonfigurationen in unmittelbarer Nähe dieser Grenze ermöglicht es, gezielt zu untersuchen, welches Basissystem – in Kombination mit dem Ausbau welcher spezifischen Komponente – aktuell die Form der Effizienzgrenze bestimmt. Dieser Zusammenhang ist in Abb. 4.19 visualisiert.

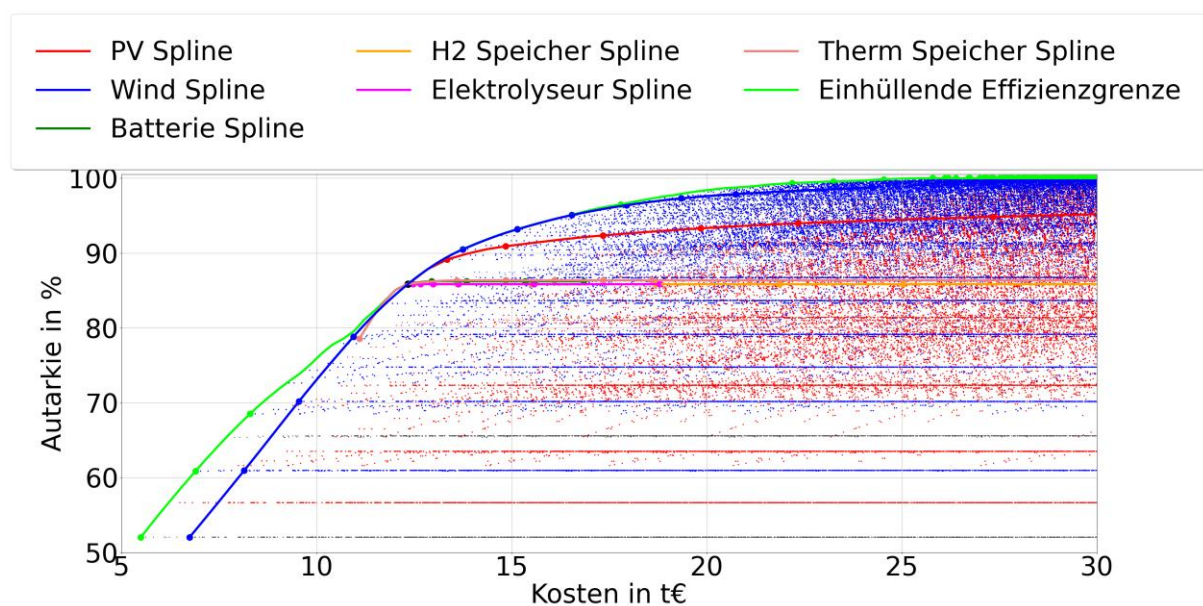


Abb. 4.19. Einhüllende Effizienzgrenze und Komponenten-Splines

Durch das gleichzeitige Abbilden der Komponentensplines, ausgehend von einem Basissystem mit der einhüllenden Effizienzgrenze, wird deutlich, dass der Ausbau des thermischen Speichers im Bereich unterhalb des Basissystems die Form der Effizienzgrenze vorgibt. Oberhalb des Basissystems hingegen deckt sich der Wind-Spline über drei Ausbaustufen hinweg mit der einhüllenden Effizienzgrenze und bildet sie somit.

Diese Erkenntnisse, die zusammen mit der Sensitivitätsanalyse gewonnen wurden, zeigen somit, wie ein sinnvoller Pfad zur vollständigen Autarkie aussehen kann – unter der Voraussetzung, dass alle verfügbaren Technologien frei gewählt und kombiniert werden dürfen.

Gibt es Einschränkungen hinsichtlich bestimmter Technologien – etwa aufgrund lokaler Gegebenheiten, politischer Rahmenbedingungen oder individueller Präferenzen –, so kann die Methode der Effizienzgrenzen entsprechend angepasst werden. Beispielsweise lässt sich untersuchen, wie sich der Verzicht auf Windkraftanlagen oder auf Wasserstofftechnologien als Langzeitspeicher auf die erreichbare Autarkie und die damit verbundenen Systemkosten auswirkt.

Die Berechnung solcher technologiespezifischer Effizienzgrenzen erfolgt analog zur Ermittlung der einhüllenden Effizienzgrenze mit nur einem Unterschied: Zunächst wird die zugrunde liegende Simulationsdatenbank entsprechend gefiltert – beispielsweise so, dass nur Systeme ohne Windkraftanlage berücksichtigt werden. Aus den verbleibenden Datenpunkten wird anschließend die effizienteste Linie im Autarkie-Kosten-Raum berechnet. In Abb. 4.20 ist ein solcher „Ohne-Wind-Spline“ beispielhaft in dunkelrot dargestellt. Die darauf liegenden Systeme aus der gefilterten Simulationsdatenbank sind in der Farbe der technologiespezifischen Effizienzgrenze markiert. Zum Vergleich ist zusätzlich die einhüllende Effizienzgrenze abgebildet.

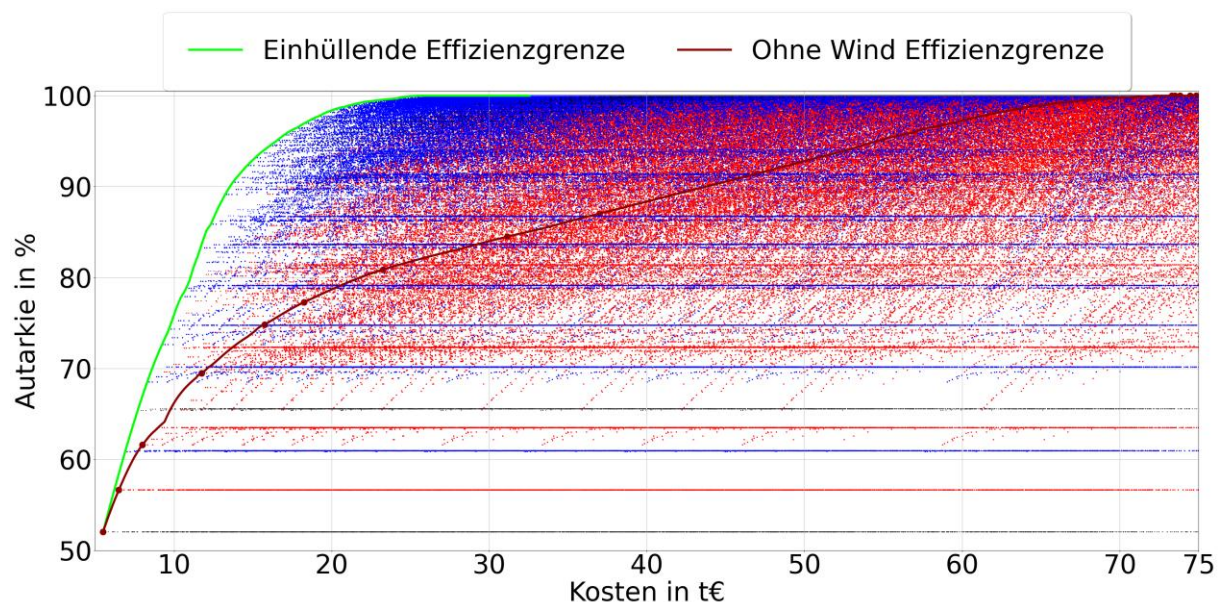


Abb. 4.20. Einhüllende Effizienzgrenze und Ohne-Wind-Effizienzgrenze

Wie bereits erwähnt, erfolgt eine detaillierte Interpretation der Ergebnisse in Kapitel 5. Grundsätzlich lässt sich mit Hilfe der technologiespezifischen Effizienzgrenzen jedoch ermitteln, welche Autarkiegrade zu welchen Kosten erreichbar sind, wenn bestimmte Technologien ausgeschlossen werden – oder ab welchem Punkt deren Einbezug unerlässlich wird, um ein wirtschaftlich sinnvolles Systemdesign zu gewährleisten.

Darüber hinaus ist denkbar, bei der Erstellung einer Effizienzgrenze nicht nur Systeme mit vollständigem Verzicht auf eine Komponente zu berücksichtigen, sondern auch Konfigurationen mit begrenztem Ausbau – etwa dann, wenn eine Technologie wie Windkraft aus praktischen Gründen nur bis zu einem bestimmten Maß verfügbar ist. Auch solche gezielten Filterungen lassen sich mit der beschriebenen Methode abbilden.

Die Analyse der Effizienzgrenzen bildet ein zentrales Werkzeug innerhalb der Punktwolkemethode, um technologisch sinnvolle Auslegungen regenerativer Energiesysteme systematisch zu

bewerten. Anders als bei einem einfachen Verbinden der jeweils kostengünstigsten Systeme zu jedem Autarkiegrad, basiert die Berechnung der Effizienzgrenze auf einer Auswertung der Komponentensplines. Dabei werden kontinuierliche Interpolationen entlang der Ausbaustufen einzelner Systemkomponenten genutzt, um die erreichbare Autarkie unter Variation der Gesamtkosten möglichst präzise darzustellen.

Wichtig ist dabei, dass alle verwendeten Splines von Systemen ausgehen, die auf dem zuvor definierten Simulationsraster liegen. Die daraus entstehende Effizienzgrenze bildet folglich stets nur Systemverhalten zwischen zwei diskreten Ausbaustufen einer Komponente ab – obwohl das tatsächliche Kostenoptimum unter Umständen durch Kombination mehrerer feiner abgestufter Systemvarianten erreicht würde.

Trotz dieser Einschränkung ermöglicht die gewählte Methodik eine ausreichende Annäherung an das tatsächliche Kostenoptimum. Wie eng die mittels Effizienzgrenze ermittelten Konfigurationen an die mathematisch exakten Optimallösungen heranreichen, wird abschließend in den Kapiteln 4.5.6 und 4.5.7 durch einen Vergleich mit Calliope aufgezeigt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten: Effizienzgrenzen sind ein leistungsfähiges Instrument der Punktwolkemethode, um die Wirkung technologischer Einschränkungen sichtbar zu machen – etwa den Verzicht auf bestimmte Komponenten – oder um zu identifizieren, ab welchem Autarkie-niveau einzelne Technologien für ein kosteneffizientes Systemdesign unverzichtbar werden.

4.5.4. *NAHFELDUNTERSUCHUNG*

Bei der Analyse der Punktwolke richtet sich der Fokus oft auf dasjenige System, das vollständige Autarkie zu den geringsten Gesamtkosten erreicht. Ist eine hundertprozentige Eigenversorgung jedoch nicht das vorrangige Ziel und eine gewisse externe Abhängigkeit vom Stromnetz oder von zuzukaufenden Brennstoffen akzeptabel, ergeben sich mit der Punktwolkemethode zusätzliche Auswertungsmöglichkeiten.

Die in diesem Kapitel vorgestellte Nahfeldanalyse bietet einen strukturierten Ansatz, um Alternativen zum absoluten Kostenoptimum zu identifizieren. Grundlage dafür ist die Annahme, dass bereits eine geringfügige Reduktion des angestrebten Autarkiegrads – oder eine moderate Toleranz gegenüber höheren Kosten – eine deutlich größere Auswahl an geeigneten Systemkonfigurationen ermöglicht. In Kapitel 4.5.5 wird als Grundlage hierfür untersucht, ab welchem Verhältnis von Autarkiegrad und Investitionskosten es wirtschaftlich sinnvoller sein kann, auf eine vollständige Eigenversorgung zu verzichten und stattdessen einen Teil des Energiebedarfs durch externen Bezug zu decken.

Die Nahfeldanalyse erlaubt es, gezielt nach Systemen zu suchen, die sich in unmittelbarer Umgebung des kostenoptimalen Systems im Autarkie-Kosten-Raum befinden. Abb. 4.21 veranschaulicht dies anhand eines markierten Bereichs (graues Kästchen), in dem Energiesysteme liegen, die maximal 0,5 % ihres Jahresbedarfs aus externen Quellen decken müssen und deren Investitionskosten maximal 0,5 % über denen des jeweils kostengünstigsten vollständig autarken Systems liegen.

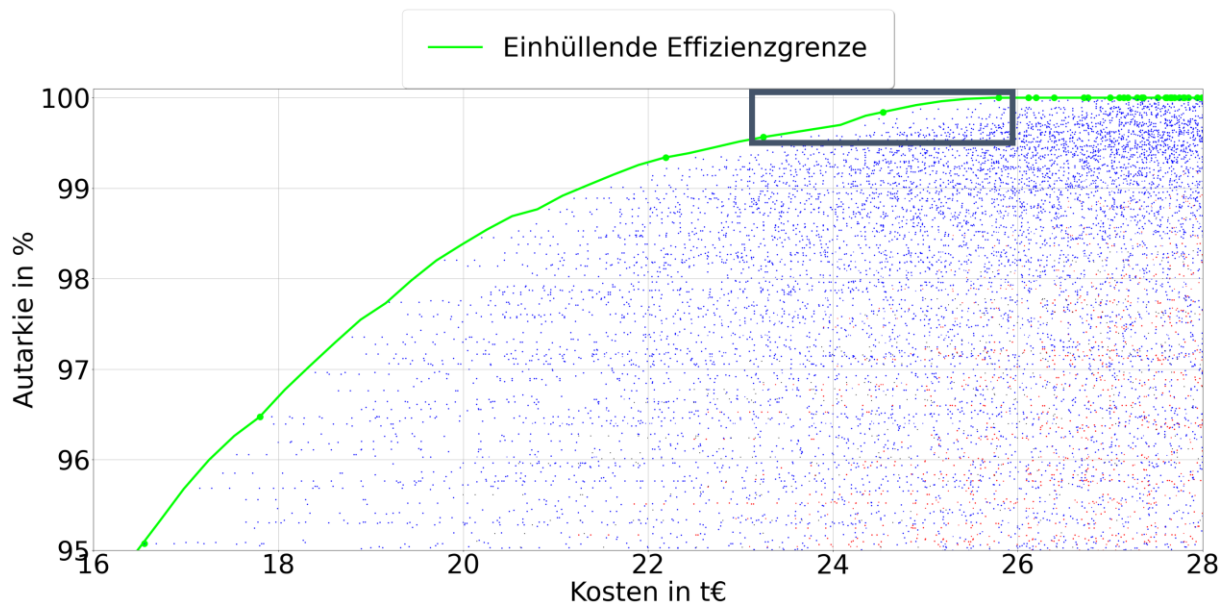


Abb. 4.21. Nahfelduntersuchung Autarkie > 99,5 % und 0,5 % Mehrkosten als Optimum

Diese Nahfeldanalyse liefert Entscheidungsträgern ein wertvolles Instrument, um innerhalb eines festgelegten Spielraums zwischen Kosten und Autarkie gezielt Systemalternativen zu bewerten. Durch eine systematische Auswertung dieses Bereichs lassen sich etwa Minimal- und Maximalwerte für jede Systemkomponente ableiten – was die Flexibilität bei der Planung und Dimensionierung regenerativer Energiesysteme erheblich erhöht.

Zusammenfassend bietet die Nahfeldanalyse die Möglichkeit, technologische Varianten im Umfeld des Optimums sichtbar zu machen und damit Spielräume aufzuzeigen, die in einer rein zielwertorientierten Optimierung oft unberücksichtigt bleiben.

4.5.5. ZUKAUF VON ENERGIE

In allen Untersuchungen blieben die Kosten für den Netzbezug bei nicht vollständig autarken Systemen bisher unberücksichtigt. Die in Kapitel 4.5.4 vorgestellte Nahfelduntersuchung ermöglicht eine große Varianz an Energiesystemen, wenn eine vollständige Autarkie nicht zwingend angestrebt wird. Anstelle eines maximal autarken Systems kann ein wirtschaftlich optimales Verhältnis zwischen Systemkosten und verbleibendem Energiebezug identifiziert werden. Doch wo liegt der ökonomisch sinnvolle Endpunkt des Systemausbaus – und ab wann ist der Zukauf von Energie die bessere Alternative?

Die Methode der Punktwolke bietet hierfür eine direkte, anschauliche Bewertungsmöglichkeit. Im Autarkie-Kosten-Raum lassen sich Zukaufpfade grafisch einzeichnen, die zeigen, ab welchem Punkt der weitere Ausbau des Systems teurer wäre als der externe Energiebezug. Grundlage für diese Analyse bildet ein frei wählbares Basissystem, z. B. ein kosteneffizientes System auf der einschließenden Effizienzgrenze mit 95 % Autarkie. Ausgehend von diesem Punkt, wird eine Gerade bis zur 100 %-Autarkie konstruiert, welche die Kosten einer fiktiven Versorgung des verbleibenden Energiebedarfs durch externen Zukauf beschreibt.

Die Zukaufoptionen werden in der grafischen Darstellung als Geraden abgebildet. Dies liegt daran, dass sowohl beim Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz als auch beim Einkauf externer Brennstoffe – wie etwa Heizöl oder synthetische Energieträger (e-Fuels) – die entstehenden Zusatzkosten linear mit dem verbleibenden Netzbezug, also dem Autarkieverlust, zunehmen. Der Endpunkt jeder dieser Geraden liegt in der Darstellung stets bei 100 % Autarkie auf der y-Achse,

da an diesem Punkt der gesamte Energiebedarf gedeckt ist. Wie sich die Position dieser Endpunkte entlang der x-Achse – also in Abhängigkeit der Gesamtkosten – ergibt, wird im Folgenden für externen Strom- und Brennstoffbezug erläutert.

- Beim Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz ergibt sich der zusätzliche Kostenanteil direkt aus dem Produkt, aus dem verbleibenden Netzbezug und dem Strompreis. Die Gesamtkosten des Energiesystems inklusive der Kosten für den Stromzukauf berechnen sich also mit folgender Formel:

$$G = G_S + c_{N^+} \cdot \sum_{k=0}^E (N^+(k))$$

Mit:

- G : Gesamtkosten Energiesystem und Energiezukauf in €
- G_S : Kosten regeneratives Energiesystem
- c_{N^+} : Kosten Zukauf Strom in €/kWh
- E : Letzter Zeitschritt der Lebensdauer des Energiesystems
- $\sum_{k=0}^E (N^+(k))$: Summe des verbleibenden Netzbezugs in kWh

Da die Simulation sich üblicherweise nicht über die komplette Lebensdauer des Energiesystems erstreckt, sondern beispielsweise nur über vier Jahre, wird die Summe des Netzbezugs anhand der simulierten Jahre approximiert. Bei einer Lebensdauer des Energiesystems von 25 Jahren wären dies:

$$\sum_{k=0}^E (N^+(k)) = \frac{25}{4} \cdot \sum_{k=0}^{\ddot{A}} (N^+(k))$$

Mit:

- $\ddot{A}$: Letzter Zeitschritt des Simulationszeitraums
- Beim Bezug eines Brennstoffs (z. B. Heizöl, Methanol oder e-Fuels) ist die Berechnung etwas komplexer, da der Brennstoff nicht direkt als Strom genutzt wird, sondern über ein BHKW erst umgewandelt werden muss. Der Brennstoff deckt dabei sowohl den elektrischen Restbedarf als auch – indirekt – einen Teil des thermischen Bedarfs, da die Abwärme der Rückverstromung in das System eingespeist werden kann. Zur Berechnung, welche Menge an Brennstoff I zugekauft werden muss, wird zunächst folgende Formel aufgestellt:

$$I = \frac{1}{\eta_{H,e}} \cdot \left(\sum_{k=0}^E (N^+(k)) - \frac{1}{\eta_C} \cdot \eta_{H,e,t} \cdot I \right)$$

Mit:

- I : Brennstoffbedarf in kWh
- $\eta_{H,e}$: Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW
- $\eta_{H,e,t}$: Thermischer Wirkungsgrad des BHKW
- η_C : Wirkungsgrad der Wärmepumpe (>1 siehe Kapitel 2.2.5)

Mit der Subtraktion wird realisiert, dass der Teil des Brennstoffbedarfs für den Betrieb der Wärmepumpe abgezogen werden kann, der durch die Abwärme bei der Verstromung des Brennstoffs gewonnen wird.

Durch Umstellen ergibt sich die Formel für den benötigten Brennstoffbezug:

$$I = \frac{\sum_{k=0}^E (N^+(k))}{\eta_{H,e} + \frac{\eta_{H,e,t}}{\eta_c}}$$

Für die Gesamtkosten des Energiesystems inklusive der Kosten für den Brennstoffbezug muss nun die zugekaufte Menge an Brennstoff mit dem Brennstoffkostenpreis multipliziert und zu den Systemkosten des Basissystem addiert werden. Es ergibt sich folgende Formel:

$$G = G_S + c_I \cdot I$$

Mit:

- c_I : Kosten Zukauf Brennstoff in €/kWh

In Abb. 4.22 ist der Zukauf von Energie visualisiert: Die limettenfarbene Linie stellt die Einhüllende Effizienzgrenze dar – also den bestmöglichen technischen Ausbau zu jedem Autarkiegrad. Die schwarzen Linien zeigen beispielhaft die Zukaufpfade:

- die gestrichelte Linie für Strombezug,
- die durchgezogene Linie für den Zukauf von Gas.

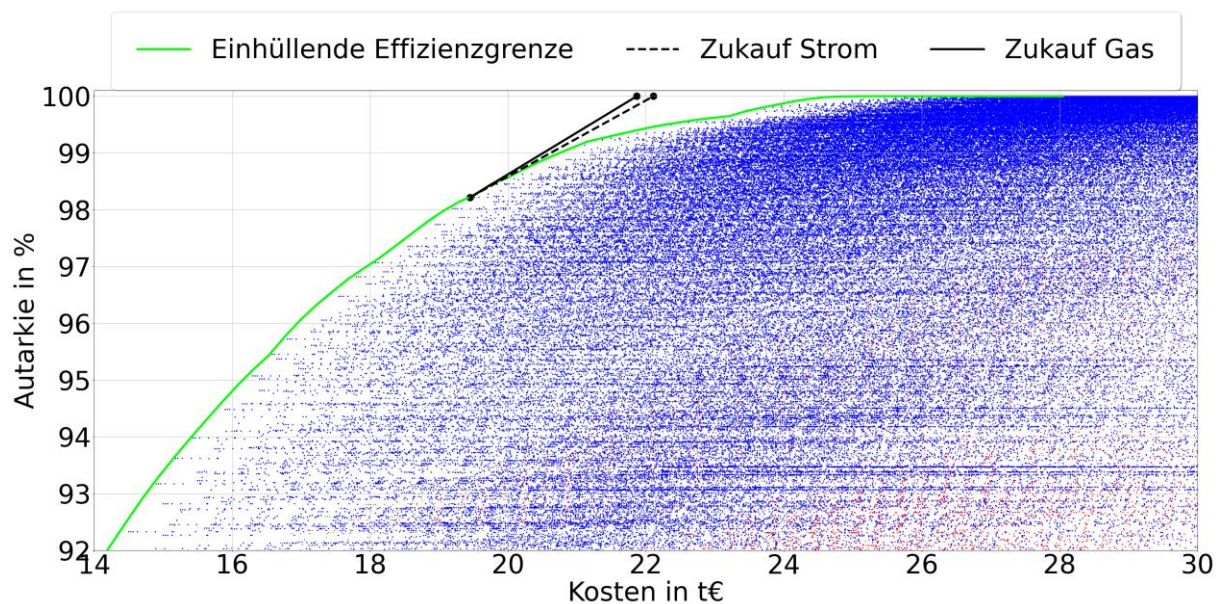


Abb. 4.22. Zukauf von Gas und Strom

Es ist ersichtlich: Solange die Steigung der einhüllenden Effizienzgrenze größer ist als die Steigung der Zukaufsgeraden, ist der Ausbau des Systems wirtschaftlich sinnvoll. Schneidet die Gerade jedoch die einhüllende Effizienzgrenze, ist der weitere Ausbau des Systems nicht mehr effizienter als der Zukauf von Energie. Der Schnittpunkt markiert also den ökonomisch optimalen Endpunkt der Systemauslegung – unter Berücksichtigung der jeweiligen Energiepreise.

Die Kombination aus der Berechnung der einhüllenden Effizienzgrenze und der Zukaufsgeraden liefert eine fundierte Entscheidungsgrundlage, um den wirtschaftlich sinnvollsten Autarkiegrad zu identifizieren. Dabei lassen sich verschiedene externe Bezugsszenarien ohne erneute Simulation schnell analysieren – auch ausgehend von jedem beliebigen System der Punktwolke. Die Steigung der Zukaufsgeraden entspricht dabei dem angenommenen Preisniveau des externen Bezugs und kann je nach Szenario angepasst werden.

Der in dieser Arbeit gewählte lineare Zusammenhang zwischen verbleibender Versorgungslücke und resultierenden Kosten für den Netzbezug aus dem öffentlichen Stromnetz ist eine bewusste Vereinfachung. Er lässt sich dadurch rechtfertigen, dass der Großteil der Endverbraucherkosten beim Strombezug aus einem übergeordneten Netz nicht aus den eigentlichen Erzeugungskosten besteht, sondern aus Infrastrukturkosten, Durchleitungsentgelten, Netznutzungsgebühren, Steuern und Abgaben. Diese fallen unabhängig davon an, wie hoch der tatsächliche Energiebezug ist. Somit tragen Verbraucher proportional zu ihrer Importmenge zur Finanzierung der Infrastruktur bei – sowohl bei großen Bezugsmengen als auch bei kleinen. Der lineare Zusammenhang kann also als pragmatische Annahme gelten, um verschiedene Zukaufniveaus vergleichbar zu bewerten.

Auch innerhalb eines autarken Verbrauchsclusters ist eine Infrastruktur notwendig, um Energie zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Diese Infrastruktur ist in der vorliegenden Betrachtung pauschal in den Investitionskosten enthalten. Eine detailliertere Analyse könnte hier eine Skalierung mit der Größe des Verbrauchsclusters erfordern.

Teilautarke Systeme, die einen gezielten Energiezukauf zulassen, können damit als attraktive Alternativen zu vollständig autarken Konfigurationen erkannt werden – insbesondere dann, wenn die letzten Prozentpunkte Autarkie überproportionale Mehrkosten verursachen.

4.5.6. *VERGLEICH DES KOSTENGÜNSTIGSTEN AUTARKEN SYSTEMS MIT CALLIOPE*

Wie in den vorangegangenen Abschnitten gezeigt, liegt der Fokus der Punktwolkemethode nicht auf der präzisen Ermittlung eines einzigen Kostenoptimums, sondern auf der umfassenden Analyse von Systemzusammenhängen. Die Methode dient insbesondere dem Verständnis der Auswirkungen einzelner Komponenten auf Autarkie und Kosten, dem Vergleich teil- und vollautarker Systeme sowie der Untersuchung, welches Autarkieziel aus ökonomischer Sicht sinnvoll erscheint. Ferner lassen sich mithilfe der Punktwolke alternative Systeme sichtbar machen, deren Ausgestaltung sich an technologischen Rahmenbedingungen, politischen Vorgaben oder individuellen Präferenzen orientiert. Schließlich wird auch der Weg bis zu 100 % Autarkie mit dieser Methode anschaulich nachvollziehbar, etwa durch die in Kapitel 4.5.2 vorgestellte Sensitivitätsanalyse, zusammen mit den in Kapitel 4.5.3 beschriebenen Effizienzgrenzen.

Ein verbleibender Nachteil der Methode liegt jedoch in der rasterbasierten Struktur: Da nur eine endliche Anzahl diskreter Systemkonfigurationen simuliert wird, ist das tatsächliche Kostenoptimum nicht zwingend als Rasterpunkt enthalten. Die Aussagekraft der Methode hängt somit von der gewählten Schrittweite und der sinnvollen Auswahl der Ausbaubereiche ab. Wie in Kapitel 4.4 gezeigt, kann eine kontinuierliche Approximation realisiert werden, die das Systemverhalten zwischen den simulierten Stützpunkten genauer wiedergibt als die Stützpunkte. Eine gewisse Unsicherheit verbleibt aber dennoch. Die Kombination aus Effizienzgrenzen und Sensitivitäts-Splines ermöglicht es jedoch, besonders im Bereich der Sättigung (z. B. bei 100 % Autarkie) verlässlich zu beurteilen, welche Komponenten reduziert werden könnten, ohne den Autarkiegrad zu unterschreiten. Somit lassen sich Systemkonfigurationen identifizieren, die dem Kostenoptimum sehr nahekommen – auch wenn es selbst in der Punktwolke nicht exakt enthalten ist.

Um die Leistungsfähigkeit der Punktwolkemethode in diesem Punkt einzuordnen, wird in diesem Kapitel ein Vergleich mit einer mathematischen Optimierung auf Basis der in Kapitel 2.4.1 vorgestellten Software Calliope durchgeführt. Dazu werden drei Systeme gegenübergestellt:

- das mit Calliope ermittelte Kostenoptimum für ein vollständig autarkes Energiesystem,
- das kostengünstigste System aus dem Simulationsraster der Punktwolke, das exakt 100 % Autarkie erreicht
- sowie ein System, das gemäß den Interpolationen von Sensitivitätsanalyse und Effizienzgrenze dem Kostenoptimum bei vollständiger Autarkie zumindest sehr nahekommen sollte.

Ziel ist es, aufzuzeigen, wie nah sich mit der Punktwolkemethode die ökonomisch vorteilhaftesten Systeme identifizieren lassen – insbesondere bei 100 % Autarkie.

Optimiert wird ein System, bei dem Wasserstoff als Langzeitspeichertechnologie zum Einsatz kommt, unter Verwendung der in Kapitel 5 als Kostenvariante A beschriebenen Kostenstruktur.

Das kostengünstigste autarke Energiesystem, das im Rahmen der Punktwolkemethode simuliert wurde, ist in Tab. 4.13 dargestellt – ebenso wie das durch mathematische Optimierung mit Calliope ermittelte Vergleichssystem. Die ersten sechs Zeilen entsprechen den kostenoptimierten Systemgrößen, die weiteren aufgeführten Komponenten sind von der Optimierung ausgeschlossene feste Komponentengrößen und nur aus Gründen der Vollständigkeit aufgeführt.

Wird auf Grundlage dieses Systems eine Sensitivitätsanalyse (Abb. 4.23) durchgeführt, so zeigt sich, dass sowohl der thermische Speicher als auch die Windkraftanlage und der Elektrolyseur bereits vor Erreichen der nächstgrößeren Ausbaustufe auf dem Raster eine vollständige Autarkie ermöglichen könnten. Dennoch lässt die Form der einhüllenden Effizienzgrenze vermuten, dass insbesondere der thermische Speicher-Spline in diesem Bereich die Kontur maßgeblich vorgibt. Daraus lässt sich schließen, dass für das kostengünstigste autarke System auf dem Raster die letzte Ausbaustufe des thermischen Speichers möglicherweise nicht vollständig ausgereizt werden muss.

Mittels der Splineinterpolation des thermischen Speichers lässt sich abschätzen, dass bereits bei einem rund 250 € günstigeren Speicher eine vollständige Autarkie erreicht werden könnte. Dies entspräche einem um etwa 50 kWh kleineren Speicher – konkret also einer Kapazität von 1.450 kWh. Eine gezielte Nachsimulation dieses Systems bestätigt die Prognose der Interpolation.

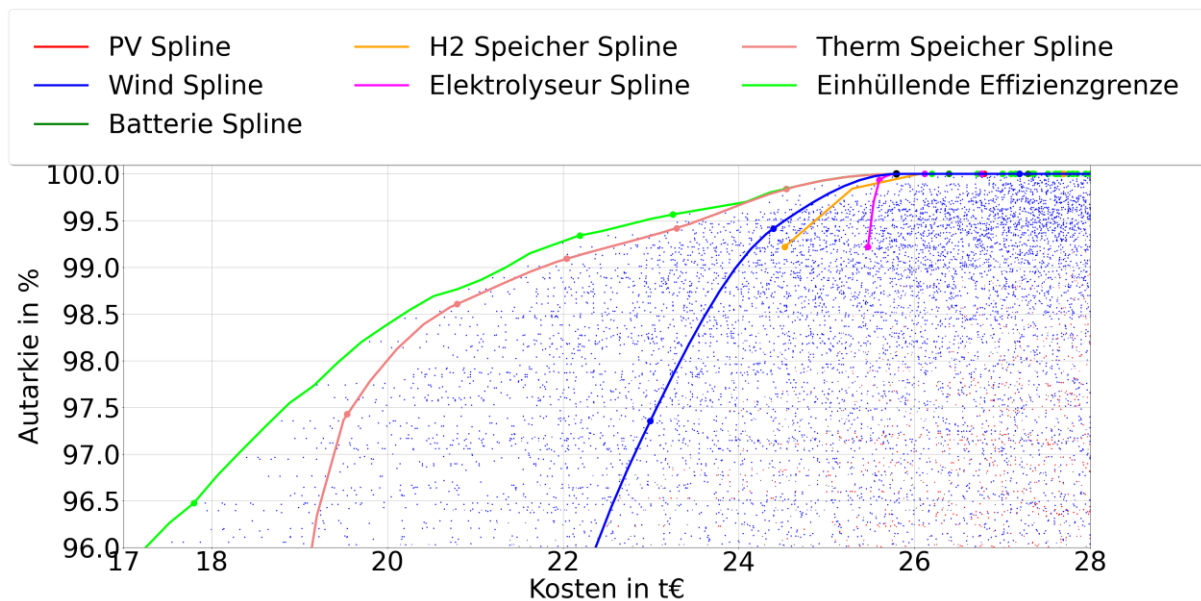


Abb. 4.23. Sensitivitätsanalyse beim Erreichen vollständiger Autarkie

Dimensionierungsergebnis	Einheit	Ergebnis Calliope	Ergebnis Raster	Ergebnis Interpolation
PV-Anlage	kW	0	0	0
Windkraftanlage	kW	7,73038	8	8
Batteriespeicher	kWh	0	0	0
H ₂ -Speicher	kWh	75,92501	100	100
Elektrolyseur	kW _{elektrisch}	0,15281	0,25	0,25
Thermischer Speicher	kWh	1.502,63271	1.500	1.450
Wärmepumpe	kW _{thermisch}	3	3	3
Heizstab	kW	50	50	50
BHKW	kW _{elektrisch}	5	5	5
Gesamtkosten	€	24.996,40	25.791,65	25.541,65

Tab. 4.13. Vergleich kostengünstiges autarkes System Kostenvariante A mit Calliope

Wie gezeigt wurde, erlaubt die Punktwolkemethode nicht die gezielte Suche nach einem einzigen globalen Kostenoptimum. Vielmehr steht die systematische Untersuchung technologischer Zusammenhänge und ökonomischer Alternativen im Vordergrund. Dennoch kann mithilfe von Sensitivitätsanalysen und Effizienzgrenzen auch das kostenoptimale System für ein definiertes Autarkieziel mit hoher Genauigkeit abgeschätzt werden.

Der Vergleich mit der mathematischen Optimierung in Calliope zeigt, dass das durch die Punktwolkemethode simulierte und anschließend feinjustierte System bei vollständiger Autarkie nur rund 2,18 % höhere Gesamtkosten aufweist als das durch Calliope ermittelte Optimum. Diese geringe Abweichung bestätigt die hohe Aussagekraft der entwickelten Methodik: Auch ohne vollständige Durchdringung des Ergebnisraums lassen sich mit der Punktwolke hocheffiziente Energiesysteme identifizieren – mit dem zusätzlichen Vorteil, dass zugleich ein vertieftes Verständnis über den Einfluss einzelner Systemkomponenten gewonnen wird.

4.5.7. *GENAUIGKEIT DER INTERPOLATION IN DER PUNKTEWOLKEMETHODE*

In Kapitel 4.5.6 wurde am Beispiel einer Kostenvariante – die im Technologievergleich in Kapitel 5 als Kostenvariante A bezeichnet wird – untersucht, wie genau sich mit der Punktwolkemethode und dem zugrunde liegenden Simulationsraster das kostenoptimale System aus Calliope approximieren lässt. Dabei kamen durchschnittliche Kostenannahmen für Wasserstoff als Langzeitspeicher sowie für alle übrigen Systemkomponenten zur Anwendung. Die Analyse zeigte, dass eine sehr gute Annäherung an das tatsächliche Kostenoptimum möglich ist. Die Abweichung von dem kostengünstigsten autarken System, das mit der Punktwolke ermittelt werden konnte, zu dem Kostenoptima aus Calliope betrug lediglich 2,18 % der Gesamtkosten.

Um die Robustheit und Aussagekraft dieser Ergebnisse weiter zu validieren, werden in diesem Kapitel umfassendere Vergleichsuntersuchungen mit stark variierenden Kostenstrukturen vorgenommen. Ziel ist es, die Genauigkeit der auf dem Raster der Punktwolkemethode identifizierten Systemkonfigurationen im Vergleich zu den in Calliope ermittelten mathematisch optimalen Lösungen systematisch zu bewerten.

Der Vergleich erfolgt jeweils zwischen dem kostenoptimalen Energiesystem aus Calliope und dem kostengünstigsten System, das innerhalb des auf dem gewählten Raster basierenden Datenraums der Punktwolke liegt. Dieser Abgleich wird getrennt für zwei verschiedene Langzeitspeichertechnologien durchgeführt: Kapitel 4.5.7.2 betrachtet Systeme mit Wasserstoff als Speichermedium, während Kapitel 4.5.7.3 sich auf E-Fuel-basierte Systeme konzentriert.

Zur möglichst vollständigen Erfassung möglicher Kostenkonstellationen werden für jede der sechs variablen Systemkomponenten zwei Kostenszenarien berücksichtigt: ein Minimalwert, der die technisch realisierbare untere Preisgrenze darstellt, sowie ein Maximalwert für besonders teure Rahmenbedingungen. Durch vollständige Kombination dieser Varianten entstehen $3^6 = 64$ unterschiedliche Kostenkonfigurationen, die im Rahmen dieses Kapitels jeweils separat in Calliope optimiert und mit dem bestmöglichen Ergebnis der Punktwolke verglichen werden. Eine nachträgliche Splineinterpolation mit der Komponente, die beim Erreichen vollständiger Autarkie die einhüllende Effizienzgrenze bildet, wird in diesem Kapitel nur mit jenen Systemen durchgeführt, deren Gesamtkosten am weitesten von den Ergebnissen aus Calliope abweichen.

Tab. 4.14 zeigt die gewählten Minimal- und Maximalwerte der betrachteten Komponentenpreise, die für den Vergleich herangezogen werden – normiert auf ihre Leistungen und Speicherkapazitäten.

Komponente	Einheit	Minimum	Maximum
PV-Anlage	€/kW	250	1.500 [55]
Windkraftanlage	€/kW	1.000	2.500 [3]
Batteriespeicher	€/kWh	200	1.000 [5]
Thermischer Speicher	€/kWh	2,5	10 [31]
H₂ als Langzeitspeichermedium (Kapitel 4.5.7.2)			
H ₂ -Speicher	€/kWh	7,5	20 [50]
Elektrolyseur	€/kW _{el}	500	1.500 [4]
E-Fuel als Langzeitspeichermedium (Kapitel 4.5.7.3)			
E-Fuel Speicher	€/kWh	0,5	2,5 [50]
Elektrolyseur und Synthese	€/kW _{el}	1.500	7.500 [4], [50]

Tab. 4.14. Minimale und Maximale Komponentenpreise

In Tab. 4.15 sind die festen Systemkomponenten mit ihren Leistung, ihren normierten Kosten, ihren Komponentenkosten sowie den daraus resultierenden Fixkosten aufgeführt, die für alle Kostenvarianten identisch sind.

Komponente	Leistung	Normierte Kosten	Gesamtkosten
Wärmepumpe	3 kW _{thermisch}	1.000 €/ kW _{thermisch} [51]	3.000 €
BHKW	5 kW _{elektrisch}	400 €/ kW _{elektrisch} [56]	2.000 €
Heizstab	50 kW	10 €/ kW	500 €
Summe feste Komponenten			5.500 €

Tab. 4.15. Feste Komponenten: Leistung, normierte Komponenten- und Gesamtkosten

4.5.7.2. H₂ ALS LANGZEITSPEICHERMEDIUM

In diesem Abschnitt wird der Vergleich zwischen den Ergebnissen aus Calliope und der Punktwolkemethode für den Fall von Wasserstoff als Langzeitspeicher durchgeführt. Tab. 4.16 zeigt die Ergebnisse aller Kostenvarianten die in diesem Kapitel beschrieben werden. Eine vollständige Tabelle aller 64 Kostenvarianten befindet sich im Anhang (Tab. 6.1). Beide Tabellen sind für jede Kostenvariante in jeweils drei aufeinanderfolgende Zeilen gegliedert:

- In der ersten Zeile werden die normierten Investitionskosten der sechs variablen Systemkomponenten angegeben, die das jeweilige Kostenszenario definieren.
- In der zweiten Zeile folgt das optimale Ergebnis aus der Calliope-Kostenoptimierung für exakt dieselben Kostenannahmen.
- In der dritten Zeile ist das kostengünstigste autarke System aufgeführt, das im entsprechenden Szenario auf dem Raster der Punktwolkemethode gefunden wurde.

In der Spalte „Gesamtkosten“ ist in der Kostenzeile zusätzlich ein Prozentwert angegeben, der die Kosten des Systems aus der Punktwolke in Relation zum Calliope-Optimum darstellt. Ein Wert über 0 % bedeutet, dass das System aus der Punktwolkemethode teurer ist als das mathematisch optimierte Ergebnis; ein Wert unter 0 % würde anzeigen an, dass es kostengünstiger ist.

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Einheit Kosten		€/kW	€/kW	€/kWh	€/kWh	€/kW _{el}	€/kW	$\frac{P_w}{C_{al}} - 1$ in %
Einheit Anlage		kW	kW	kWh	kWh	kW _{el}	kWh	€
Kosten	2	250	1.000	200	7,5	500	10	10,20
Calliope		0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	23.593,89
Punktewolke		0	10	0	1.000	1	250	26.000
Kosten	10	250	1.000	1.000	7,5	500	10	10,20
Calliope		0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	23.593,89
Punktewolke		0	10	0	1.000	1	250	26.000
Kosten	17	250	2.500	200	7,5	500	2,5	1,65
Calliope		11,58418	5,20247	0,76230	34,33128	0,16149	2.162,47780	27.299,09
Punktewolke		15	3	1	100	0,1	4.000	27.750
Kosten	41	1.500	1.000	1.000	7,5	500	2,5	2,79
Calliope		0	7,73038	0	75,92501	0,15281	1.502,63271	17.632,80
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	18.125
Kosten	42	1.500	1.000	1.000	7,5	500	10	10,20
Calliope		0	9,90502	0	753,82100	0,53422	226,79604	23.593,89
Punktewolke		0	10	0	1.000	1	250	26.000

Tab. 4.16. Vergleich von H₂-Kostenvarianten Calliope mit Raster Punktewolke

Die vollständige Tabelle im Anhang zeigt, wie gut die Punktewolkemethode in der Lage ist, bei gegebener Rasterung ein System zu identifizieren, das unter identischer Kostenstruktur Gesamtkosten erreicht, die nahe an denen der mit Calliope berechneten Konfigurationen liegen. Dabei ergeben sich teils sehr ähnliche Systemauslegungen, in anderen Fällen jedoch deutlich unterschiedliche Konfigurationen, die dennoch vergleichbare Kosten verursachen.

Ein Beispiel für ein sehr ähnliches Systemdesign mit nahezu identischen Gesamtkosten ist Kostenvariante 41: Sowohl die Punktewolke als auch Calliope liefern hier Systeme mit nahezu identischer Dimensionierung bei einer Kostenabweichung von nur 1,65 %. Anders verhält es sich bei Variante 17: Hier unterscheiden sich die gewählten Ausbaustufen einzelner Komponenten deutlich – etwa bei Speichergrößen und Erzeugungsleistung – während die Gesamtkosten beider Systeme fast gleich sind.

Theoretische Abschätzung der maximalen Abweichung durch Rasterung

In ungünstigsten Fällen kann es vorkommen, dass alle variablen Systemkomponenten im Raster jeweils eine halbe Stufe größer gewählt werden als notwendig. Die maximale Kostenabweichung ΔC lässt sich dann näherungsweise durch folgende Formel abschätzen:

$$\Delta C = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \Delta C_i$$

Dabei bezeichnet C_i die durchschnittliche Schrittweite (in €) der jeweiligen Komponente i . Da die Rasterung in der Punktwolkemethode nicht äquidistant erfolgt, muss die mittlere Schrittweite individuell bestimmt werden – z. B. durch Mittelwertbildung über alle real verwendeten Ausprägungen im Simulationsraster. Diese Abschätzung liefert eine konservative Obergrenze für die maximal mögliche Fehlergröße.

Statistische Auswertung der Kostenabweichung

Zur quantitativen Bewertung wurde für alle 64 Kostenvarianten mit Wasserstoff als Langzeitspeicher die Abweichung zwischen dem jeweils kostengünstigsten System aus der Punktwolke und dem entsprechenden Ergebnis aus Calliope berechnet. Die Auswertung zeigt:

- Mittlere Abweichung: 4,72 %
- Median der Abweichung: 3,78 %

Diese Ergebnisse zeigen, dass die Punktwolkemethode auch bei begrenzter Rasterauflösung in der Lage ist, die Kostenoptima sehr gut zu approximieren.

Beispielhafte Analyse: Kostenvariante 2

Die größte beobachtete Abweichung tritt bei Kostenvariante 2, 10 und 42 mit einer relativen Abweichung von 10,2 % auf. Kostenvariante 2 soll nun weiter untersucht werden. Hier betragen die Gesamtkosten in der Punktwolke 26.000 €, gegenüber 23.593,89 € im Calliope-Ergebnis.

Die theoretische Maximalabweichung für diese Kostenvariante nach obiger Abschätzung berechnet sich wie folgt:

Komponente	Ø Schrittweite	Kostenvariante 2	Ø Kostenänderung
PV-Anlage	4 kW	250 €/kW	1.000 €
Windkraftanlage	1,14 kW	1.000 €/kW	1.140 €
Batteriespeicher	2,5 kWh	200 €/kWh	500 €
H ₂ -Speicher	545,45 kWh	7,5 €/kWh	4090,88 kWh
Elektrolyseur	0,83 kW _{elektrisch}	500 €/kW _{elektrisch}	415 €
Thermischer Speicher	722,22 kWh	10 €/kWh	7.222,22 kWh

Tab. 4.17. Berechnungsgrundlage zur Abschätzung der Kostenabweichung Var. 2

$$\Delta C = \frac{1}{2}(1.000 + 1.140 + 500 + 4.090,88 + 415 + 7.222,22) = 7.184,05$$

Dies würde einer Kostensteigerung von 30,44 % im Vergleich zu Calliope entsprechen. Der reale Unterschied von nur 10,2 % zeigt, dass die Wechselwirkungen zwischen Systemkomponenten in der Regel kompensierend wirken und die Abweichung deutlich reduzieren.

Im Detail zeigt sich:

- Der größte Kostentreiber ist der H₂-Speicher: Dieser hat bei der Lösung aus der Punktwolke 1.000 kWh, bei Calliope hingegen 753,82 kWh, was allein 1.846,35 € Mehrkosten verursacht. Dies macht einen erheblichen Anteil an den 2.406,11 € Mehrkosten des Systems aus der Punktwolke aus.
- Ein 750 kWh-Speicher wäre im Raster verfügbar gewesen, wurde aber im Zusammenspiel der Komponenten nicht als Optimum erkannt.
- Da bei dem System aus der Punktwolke ein thermischer Speicher zwingend notwendig ist, um 100 % Autarkie zu erreichen, muss ein Speicher von 250 kWh Größe im System integriert werden, da dies die kleinste Ausbaustufe darstellt. Durch diesen kommen weitere Mehrkosten in Höhe von 232,04 €.
- Auch der Elektrolyseur ist im kostengünstigsten System aus der Punktwolke um 232,74 € teurer, der nächstkleinere Elektrolyseur auf dem Raster von 0,5 kW_{elektrisch} wäre aber zum Erreichen vollständiger Autarkie nicht ausreichend.

Diese Konstellation verdeutlicht, dass bei hochautarken Systemen, in denen Speicher und Erzeugung eng miteinander interagieren, bereits kleine Abweichungen in der Rasterung dazu führen können, dass das eigentliche Kostenoptimum knapp verfehlt wird. Dennoch bleibt die absolute Kostenabweichung oft gering, da Systemwechselwirkungen kompensierend wirken – wie hier etwa durch die Kombination eines größeren Speichers mit einem kleiner dimensionierten Elektrolyseur, der dennoch eine vollständige Autarkie ermöglicht.

Splineinterpolation zur Bestimmung der einhüllenden Effizienzgrenze (Kostenvariante 2)

Wie bereits zuvor erläutert, soll für Kostenvariante 2 eine Splineinterpolation durchgeführt werden, um zu ermitteln, welches Basissystem und welche gezielte Erweiterung einer einzelnen Komponente die einhüllende Effizienzgrenze bildet im Bereich der Erreichung von 100 % Autarkie. Dieses Verfahren wurde in Kapitel 4.5.6 erläutert.

Das Basissystem, dessen gezielte Erweiterung am kostengünstigsten 100 % Autarkie erreicht, hat die in Tab. 4.18 dargestellten Komponenten und kostet 25.000 €.

PV-Anlage	Windkraftanlage	Batterie	H ₂ -Speicher	Elektrolyseur	Therm. Speicher
0 kW	9 kW	0 kWh	1.000 kWh	1 kW _{elektrisch}	250 kWh

Tab. 4.18. Basissystem für Sensitivitätsanalyse beim Erreichen von Autarkie Var. 2

Auf Basis dieses Systems wurde ein Spline gebildet, der die Wirkung einer schrittweisen Erweiterung der Windkraftanlage im Kosten-Autarkie-Raum abbildet. Dieser Verlauf stellt in dieser Kostenvariante die einhüllende Effizienzgrenze dar, also die kosteneffizienteste bekannte Linie zur Erreichung höherer Autarkiegrade.

Bereits eine kleine Erweiterung der Windkraftanlage um 0,8 kW reicht aus, um eine vollständige Autarkie (100 %) zu erreichen. Das resultierende System verursacht Gesamtkosten von 25.800 € und ist somit nur 800 € teurer als das dargestellte Basissystem.

Vergleicht man dieses Ergebnis mit dem Calliope-Optimierungsergebnis aus dieser Kostenvariante (23.593,89 €), ergibt sich eine Kostenabweichung von nur noch 9,35 % – ein etwas besserer Wert als die zuvor betrachtete Differenz ohne Interpolation (10,25 %). Die Splineinterpolation der einhüllenden Effizienzgrenze liefert somit eine bessere Näherung an das tatsächliche Kostenoptimum.

4.5.7.3. E-FUEL ALS LANGZEITSPEICHERMEDIUM

Im Vergleich zu den zuvor analysierten Systemen mit Wasserstoff als Langzeitspeicher verändert sich im Fall von E-Fuel die Kostenstruktur der Langzeitspeicherkomponenten, während die übrigen Systemkomponenten in ihrer Preisvariation unverändert bleiben. Zusätzlich unterscheiden sich auch die Wirkungsgrade der Umwandlungsprozesse, wie bereits in Kapitel 2.2.5 beschrieben.

Ein wesentlicher Unterschied besteht in der Art der Speicherung: Während Wasserstoff unter hohem Druck oder in speziellen Behältern gespeichert werden muss, kann E-Fuel kostengünstig in einfachen Stahltanks gelagert werden. Für die Analyse werden daher zwei feste Kostenszenarien für die Speicherkomponente betrachtet: 0,5 €/kWh (Minimum) und 2,5 €/kWh (Maximum).

Auch die Kosten des Elektrolyseurs unterscheiden sich erheblich, da bei E-Fuel zusätzlich zur Elektrolyse eine nachgeschaltete Syntheseeinheit erforderlich ist. Daraus ergeben sich ebenfalls zwei untersuchte Kostenansätze: 1.500 €/kW_{elektrisch} (Minimum) und 7.500 €/kW_{elektrisch} (Maximum).

Wie in Kapitel 4.5.7.2 werden alle Systemkomponenten mit Minimal- und Maximalwert miteinander kombiniert. Durch die vollständige Kombination aller Kostenextrema entstehen wieder 64 diskrete Kostenkonfigurationen, für die jeweils die vollautarken Systemoptima berechnet wurden.

Ziel dieser Betrachtung ist es erneut, unter bewusst extremer Variation der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die E-Fuel-Speichertechnologie, zu ermitteln, wie groß die maximalen Ungenauigkeiten des Rasters der Punktwolke in Bezug auf die mit Calliope ermittelten kostenoptimalen Systemlösungen ausfallen können.

Tab. 4.19 zeigt das System mit der größten relativen Abweichung zwischen Calliope und dem kostengünstigsten autarken System auf dem Raster der Punktwolke. Eine Auswertung aller 64 Kostenvarianten befindet sich im Anhang (Tab. 6.2).

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	E-Fuel- Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Einheit Kosten		€/kW	€/kW	€/kWh	€/kWh	€/kW _{el}	€/kW	$\frac{P_w}{C_{al}} - 1$ in %
Einheit Anlage		kW	kW	kWh	kWh	kW _{el}	kWh	€
Kosten		250	2.500	1.000	0,5	1.500	10	14,62
Calliope	26	18,67833	1,90161	0	3.381,20175	2,99419	26,93440	21.374,85
Punktwolke		15	3	0	3.000	2,5	250	24.500

Tab. 4.19. Vergleich von E-Fuel-Kostenvariante 26 Calliope und Raster Punktwolke

Wie bereits in Kapitel 4.5.7.2 gezeigt, liefert die Punktwolkemethode bei ausreichender Rasterdichte in vielen Fällen Systemkonfigurationen, die sehr nahe an die in Calliope optimierten Lösungen heranreichen.

Die durchschnittliche Abweichung in allen 64 Kostenvarianten beträgt 7,35 %, der Median liegt bei 7,39 %. Im Vergleich zu den Systemen mit Wasserstoff als Langzeitspeicher (Mittelwert: 4,72 %, Median: 3,78 %) ist die Genauigkeit der Punktwolkemethode bei E-Fuel etwas geringer.

Der Hauptgrund für diese höhere Abweichung liegt in der Schrittweite des thermischen Speichers: In den Calliope-Ergebnissen zeigen sich bei E-Fuel vielfach sehr kleine thermische Speichergrößen, da der große E-Fuel-Speicher in vielen Fällen auch den Wärmebedarf abdecken kann. Auf

dem Raster der Punktwolkemethode steht jedoch als kleinste wählbare Stufe nach 0 kWh ein Speicher mit 250 kWh zur Verfügung. Ist ein kleiner thermischer Speicher in der optimierten Konfiguration vorhanden, so muss im Raster direkt auf diese hohe Größe gesprungen werden – mit entsprechenden Mehrkosten.

Ein besonders deutlicher Fall ist Kostenvariante 26, bei der die Abweichung zwischen Punktwolke und Calliope 14,62 % beträgt. Zur besseren Einordnung wurde – wie bereits in Kapitel 4.5.7.2 erläutert – die theoretische Maximalabweichung ΔC gemäß der Formel:

$$\Delta C = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \Delta C_i$$

auch für diese Variante berechnet. Der resultierende Wert beträgt 7.544,96 € und liegt mit 35,30 % deutlich über der tatsächlichen Kostenabweichung, sodass das Ergebnis trotz höherer Differenz als systematisch vertretbar gilt.

Im Detail zeigt sich, dass im Calliope-System ein thermischer Speicher mit nur 26,93 kWh ausreichte, während im Punktwolkeraster ein Sprung auf 250 kWh erforderlich war. Allein diese Komponente verursacht Mehrkosten von 2.295,50 € – und erklärt somit einen erheblichen Teil der beobachteten Differenz.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass bereits ein thermischer Speicher mit einer Größe von 125 kWh ausreichend gewesen wäre um 100 % Autarkie zu erreichen. Die Gesamtkosten betragen dann nur noch 23.250 €. Nach der Sensitivitätsanalyse ist das mit der Punktwolke ermittelte kostengünstigste autarke System also nur noch 8,77 % teurer als das durch Calliope ermittelte kostenoptimale System.

Besonders deutlich wird also, dass bei der Verwendung von E-Fuel als Langzeitspeicher eine feinere Rasterung im unteren Variationsbereich des thermischen Speichers sinnvoll wäre, um die verbleibenden Abweichungen weiter zu reduzieren. Gleichzeitig zeigt sich auch hier, dass die Wechselwirkungen zwischen den Systemkomponenten zu einer deutlichen Relativierung der Abweichung führen: So lag die zu erwartende Kostenabweichung bei Kostenvariante 26 gemäß der theoretischen Abschätzung zunächst bei 35,30 %, tatsächlich beträgt die Abweichung im kostengünstigsten System der Punktwolke jedoch nur 14,62 % – und im Durchschnitt aller 64 Varianten sogar lediglich 7,35 %.

4.5.7.4. *H₂ ALS LANGZEITSPEICHERMEDIUM UND GRÖßERER RASTERUNG*

Um zu untersuchen, welchen Einfluss die Auflösung des Rasters auf die Fähigkeit hat, das kostenoptimale System bei vollständiger Autarkie direkt auf dem Raster zu identifizieren, wurde in diesem Abschnitt erneut Wasserstoff als Langzeitspeicher betrachtet – diesmal jedoch auf Basis eines deutlich größeren Rasters.

Zum Einsatz kommt jene Punktwolke, die in Kapitel 4.2.1 eingeführt wurde und ursprünglich dazu diente, geeignete Dimensionierungsbereiche für die Systemkomponenten festzulegen. Die Schrittweiten der variierten Systemkomponenten sind dabei äquidistant. Die dort definierte, grobe Rasterung – dargestellt in Tab. 4.1 – umfasst insgesamt 90.552 unterschiedliche Systemvarianten. Im Vergleich dazu ergeben sich aus der in Tab. 4.12 dargestellten feineren Rasterung, die in den Teilkapiteln 4.5.7.2 und 4.5.7.3 als Datenbasis diente, 776.160 Systemvarianten.

Ziel des Vergleichs ist es, quantitativ zu bewerten, wie stark sich die Treffgenauigkeit für das kostenoptimale vollautarke System durch die gewählte Rasterfeinheit beeinflussen lässt. Im Fokus steht dabei nicht die Nutzung des zusätzlichen Auswertungsverfahrens der Sensitivitätsanalyse, das bei der Ermittlung des Optimums zu Einsatz kommen kann, sondern die Frage, wie nahe das

beste System auf einem gegebenen Raster an das tatsächliche Kostenminimum aus Calliope heranreicht.

Tab. 4.20 zeigt das System mit der größten relativen Abweichung zwischen Calliope und dem kostengünstigsten autarken System auf dem groben Raster der Punktelwolke. Eine Auswertung aller 64 Kostenvarianten befindet sich im Anhang (Tab. 6.3).

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Einheit Kosten		€/kW	€/kW	€/kWh	€/kWh	€/kW _{el}	€/kW	$\frac{P_w}{C_{at}}$ in %
Einheit Anlage		kW	kW	kWh	kWh	kW _{el}	kWh	€
Kosten		1.500	1.000	1.000	20	1.500	2,5	101,91
Calliope	47	0,00084	7,58390	0	50,75356	0,23353	1.648,79682	18.572,52
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	37.500

Tab. 4.20. Vergleich von H₂-Kostenvariante 47 Calliope und grobem Raster Punktewolke

Wie die Auswertung zeigt, ergibt sich bei Verwendung der gröberen Punktewolke ein deutlich größerer Abstand zwischen den kostenoptimierten Systemen aus Calliope und den jeweils günstigsten Systemen auf dem Raster. Während sich mit der feineren Rasterung in den vorhergehenden Kapiteln meist Differenzen von unter 4 - 8 % erzielen ließen, ist dies bei der groben Variante nicht mehr der Fall.

Die durchschnittliche Kostenabweichung zwischen dem Ergebnis aus Calliope und dem besten System der groben Punktewolke beträgt 39,47 %, der Median liegt bei 35,43 %. Es zeigt sich damit, dass der relativ grobe Rasterabstand in vielen Fällen eine präzise Annäherung an das Kostenoptimum verhindert.

Besonders große Abweichungen entstehen immer dann, wenn eine bestimmte Komponente systemisch erforderlich ist, um vollständige Autarkie zu erreichen – etwa ein thermischer Speicher oder ein H₂-Speicher. Da die Rasterung äquidistant ist und keine feineren Zwischenstufen zulässt, muss in diesen Fällen direkt auf eine sehr große Ausbaustufe gesprungen werden. So kommt es etwa beim thermischen Speicher oder Wasserstofftank häufig zu Sprüngen auf 1.000 kWh, obwohl in Calliope vielfach deutlich kleinere Größen optimal wären.

Die Kostenvariante 47 zeigt den größten beobachteten Fehler: Während das Calliope-optimierte System Gesamtkosten von 18.572,52 € aufweist, kostet das günstigste System auf dem groben Raster 37.500,00 € – eine Differenz von 101,91 %.

Zur besseren Einordnung wurde – wie in Kapitel 4.5.7.2 eingeführt – auch hier die theoretisch maximal zu erwartende Abweichung ΔC bestimmt. Unter Verwendung der Einheitspreise aus Kostenvariante 47 und der in Tab. 4.1 definierten äquidistanten Schrittweiten ergibt sich folgende erwartete Abweichung:

$$\Delta C = \frac{1}{2} \cdot (5 \cdot 1.500 + 2 \cdot 1.000 + 5 \cdot 1.000 + 1.000 \cdot 20 + 1 \cdot 1.500 + 1.000 \cdot 2,5) = 19.250$$

Die tatsächlich beobachtete Differenz von 18.927,48 € liegt damit nahe an dem theoretischen Schätzwert, was jedoch dadurch erklärbar ist, dass die Formel nur eine Abweichung von einer halben Rasterstufe pro Komponente zum Optimum berücksichtigt. In der Realität können bei gro-

ber Anfangsstufung deutlich größere Abweichungen entstehen – insbesondere, wenn eine systemrelevante Komponente wie der H_2 -Speicher zwingend erforderlich ist, um 100 % Autarkie zu erreichen, der tatsächliche Bedarf aber deutlich unterhalb der kleinstmöglichen Rasterstufe liegt. So beträgt die optimale Speichergröße im Calliope-Ergebnis nur 50,75 kWh, während im Punktelwolkeraster 1.000 kWh erforderlich sind. Allein dieser Unterschied führt zu einer Kostenverfehlung von 18.985 € – und erklärt die beobachtete Gesamtdifferenz, die durch die anderen Systemkomponenten sogar noch relativiert wird. Durch den großen H_2 -Speicher wird beim kostengünstigsten System auf dem Raster der Punktelwolke z. B. ein kleinerer thermischer Speicher ermöglicht als ihn das kostenoptimale System in Calliope vorsieht. Dennoch können 100 % Autarkie erreicht werden.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die hier eingesetzte grobe Punktelwolke gut geeignet ist, um sinnvolle Wertebereiche und Grobdimensionierungen zu identifizieren – etwa zur Vorbereitung einer feineren Analyse. Für die gezielte Annäherung an das Kostenoptimum ist sie jedoch nicht geeignet, da die Rasterung zu grob ist, um die relevanten Optima abzuschätzen. Eine nicht-lineare, anwendungsorientierte Rasterung mit feiner Auflösung im sensiblen Bereich kleiner Speichergrößen könnte bei vergleichbarem Rechenaufwand bereits zu deutlich genaueren Ergebnissen führen.

Die vorangegangenen Kapitel 4.5.7.2, 4.5.7.3 und 4.5.7.4 zeigen, dass sich die gewählte Rasterung der Punktelwolkenmethode besonders gut eignet, um die Kostenoptima bei Verwendung von Wasserstoff als Langzeitspeicher zu identifizieren. In Kapitel 4.5.7.2 wurde eine durchschnittliche Abweichung von lediglich 4,72 % gegenüber den mit Calliope berechneten Optima festgestellt. Durch die zusätzlich anwendbare Sensitivitätsanalyse kann dieser Unterschied weiter reduziert werden, sodass sich die tatsächlichen Kostenoptima mit hoher Genauigkeit eingrenzen lassen. Dabei ist jedoch hervorzuheben, dass sich die Zusammensetzung des kostengünstigsten Systems auf dem Raster teils deutlich von den Calliope-Ergebnissen unterscheidet, obwohl die Gesamtkosten sehr ähnlich sind. Dies unterstreicht die besondere Stärke der Methode der Punktelwolke: Sie liefert nicht nur ein einzelnes Ergebnis, sondern macht strukturell unterschiedliche, aber ökonomisch vergleichbare Systemlösungen sichtbar.

In den Berechnungen mit E-Fuel als Langzeitspeicher in Kapitel 4.5.7.3 zeigte sich, dass vor allem die Rasterung des thermischen Speichers im unteren Bereich feiner abgestuft sein müsste, um auf dem Raster noch näher an die Ergebnisse aus Calliope heranzureichen. Dennoch liegt die mittlere Abweichung bei nur 7,35 %, was als hinnehmbar einzustufen ist – insbesondere da auch hier mit Sensitivitätsanalysen nachträgliche Verbesserungen möglich sind.

Zur besseren Einordnung der zuvor beschriebenen Kostenabweichungen wurden in den folgenden Abbildungen die Ergebnisse aller 128 untersuchten Kostenvarianten (64 mit Wasserstoff und 64 mit E-Fuel als Langzeitspeicher) zusammenfassend visualisiert. Die Darstellungen zeigen die Verteilung der absoluten und relativen Abweichungen zwischen den mit Calliope berechneten Systemkosten und den günstigsten Systemen auf dem Raster der fein aufgelösten Punktelwolke.

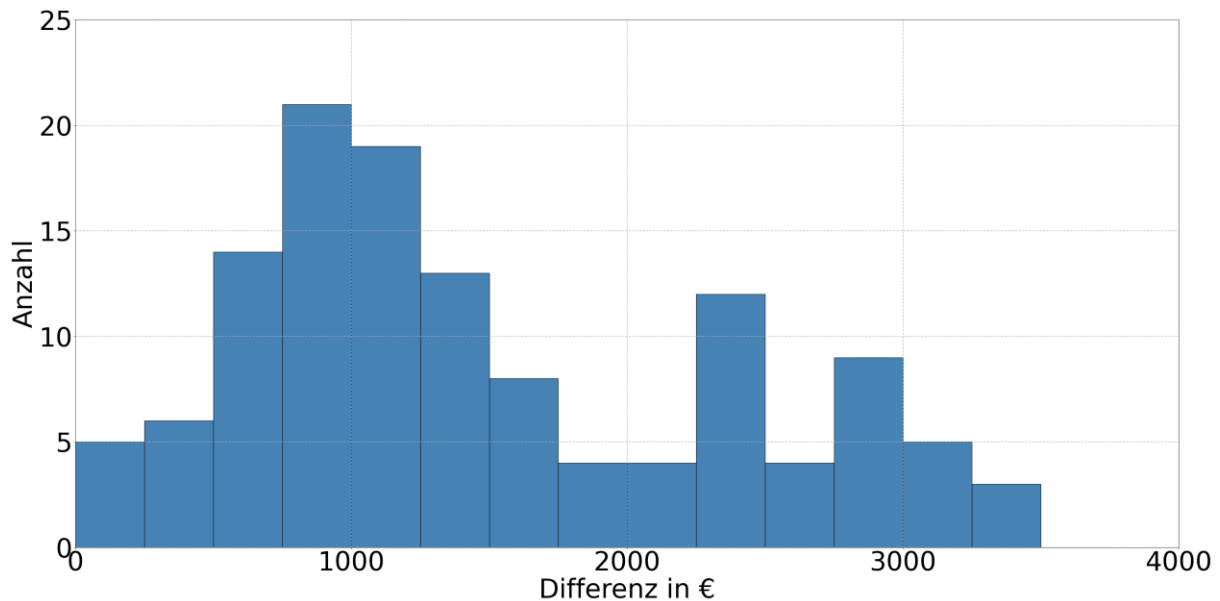


Abb. 4.24. Absolute Kostendifferenz

Abb. 4.24 zeigt die Häufigkeitsverteilung der absoluten Abweichungen in Euro. In der Mehrheit der Fälle bewegen sich die Unterschiede zwischen 0 € und etwa 1.750 €, mit einem Schwerpunkt im Bereich von unter 1.000 €. Werte über 2.000 € sind überwiegend durch die Kostenvarianten mit E-Fuel als Langzeitspeicher bedingt, bei denen sehr kleine thermische Speicher (0 – 50 kWh) kostenoptimal wären. Die kleinste Ausbaustufe des thermischen Speichers auf dem Raster von 250 kWh ist, wie bereits in Kapitel 4.5.7.3 beschrieben, für einen Großteil der Mehrkosten verantwortlich.

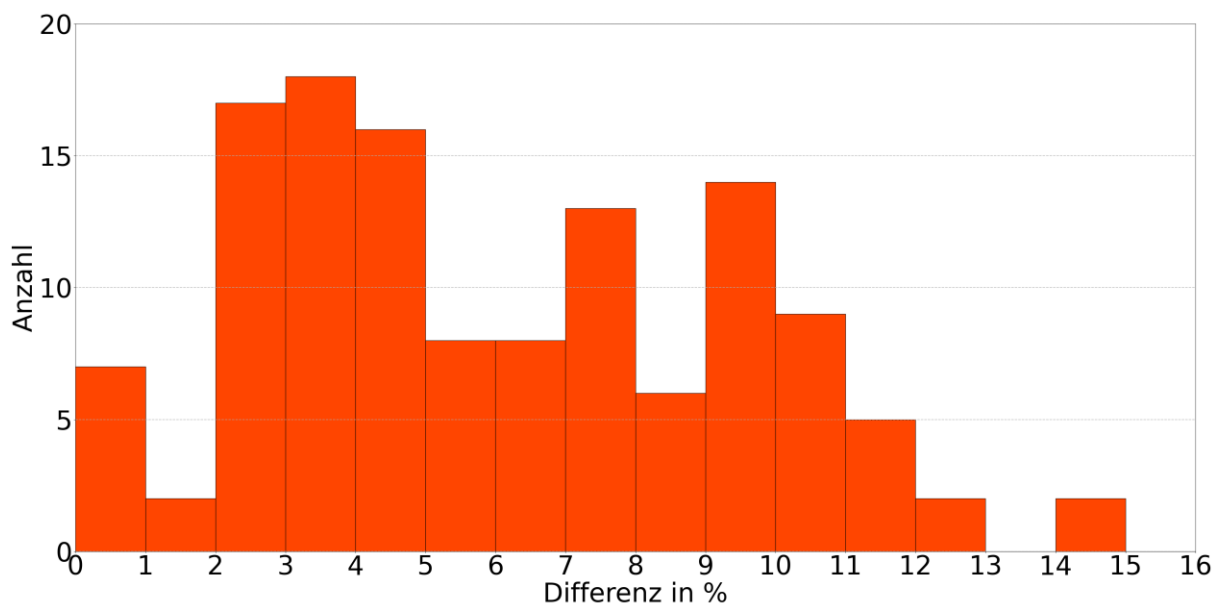


Abb. 4.25. Relative Kostendifferenz

Abb. 4.25 stellt dieselben Abweichungen als relative Werte in Prozent dar. Hier konzentrieren sich die meisten Systeme auf einen Bereich zwischen 2 % und 5 % Abweichung. Die Systeme mit E-Fuel als Langzeitspeicher sind für die Peaks bei 7 – 11 % verantwortlich. Der geringe Anteil von Abweichungen, die höher als 11 % liegen, kommt zustande, wenn das kostengünstigste System der Punktwolke gleich bei mehreren Systemkomponenten weiter entfernt von den Rasterpunkten liegt (z. B. E-Fuel Kostenvariante 26, dargestellt in Tab. 4.19).

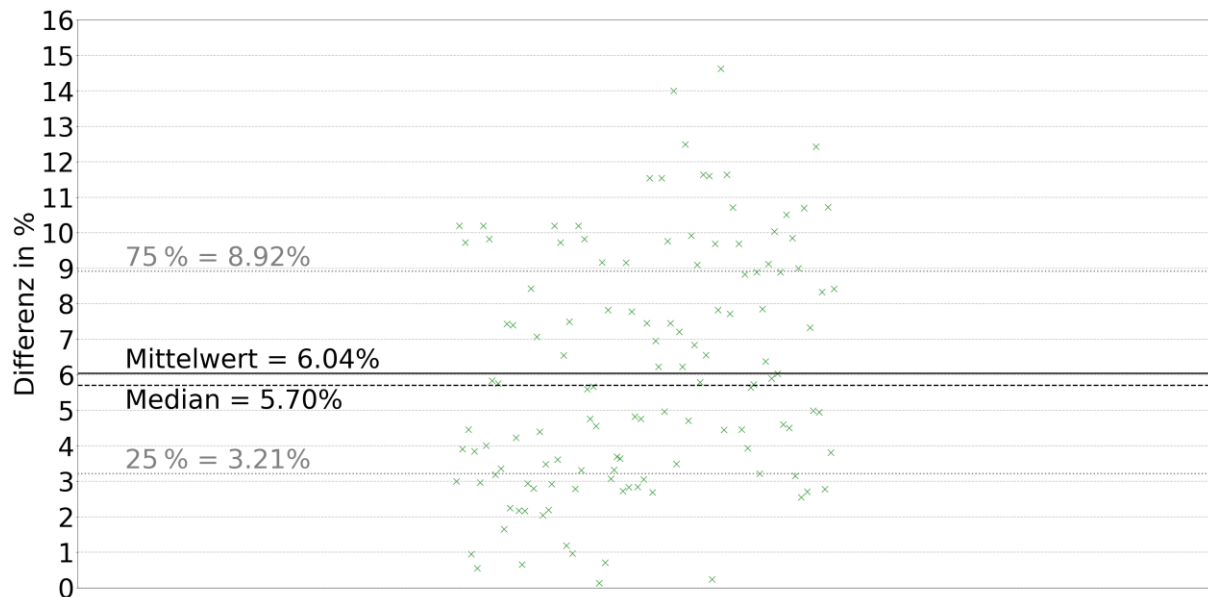


Abb. 4.26. Streudiagramm der relativen Abweichungen

Die dritte Abbildung fasst die prozentuale Abweichung nochmals als Streudiagramm zusammen und ergänzt zentrale statistische Kennwerte: Der Mittelwert aller Systeme (mit H₂ und E-Fuel als Langzeitspeicher) beträgt 6,04 %, der Median liegt bei 5,7 %, das untere Quartil bei 3,21 % und das obere bei 8,92 %.

Kapitel 4.5.7.4 hat abschließend verdeutlicht, wie stark die Genauigkeit bei zu grober Rasterung leidet. Die durchschnittliche Abweichung steigt dort auf über 39 %, im Extremfall ist die Abweichung sogar über 100 %. Gleichzeitig wurde gezeigt, dass nicht-lineare, bedarfsorientierte Raster ein wesentliches Element sind, um Abweichungen der Systeme auf dem Raster vom Kostenoptimum möglichst klein zu halten. Insbesondere bei Komponenten, die relevant sind, um vollständige Autarkie zu erreichen, bei denen aber eine geringe Ausbaustufe ausreicht, ist eine feine Schrittweite im unteren Bereich entscheidend.

4.5.7.5. VALIDIERUNG DES GEWÄHLTEN RASTERS

In Kapitel 4.2 wurde als Grundlage für die Methode der Punktwolke für jede Systemkomponente ein maximaler Auslegungswert gewählt und darauf aufbauend wurden diskrete Ausbaustufen festgelegt. Die gewählten Schrittweiten sind nicht äquidistant, sondern folgen dem Grundgedanken, dass größere Ausbaustufen nur dann in kostenoptimalen Systemkonfigurationen vorkommen, wenn die jeweilige Technologie besonders kostengünstig ist. Durch eine gröbere Schrittweite in höheren Leistungsbereichen sollte das Raster effizient bleiben, ohne relevante Lösungen auszuschließen. Wird das Kostenoptimum bei einem günstigen normierten Preis pro Leistung verfehlt, ist zu erwarten, dass sich die Abweichung auf die Gesamtkosten nur gering auswirkt.

Tab. 4.21 zeigt die konkret gewählten Ausbaustufen je Komponente:

Komponente	Ausbaustufen	Varianten
PV-Anlage (kW)	0/ 1/ 2,5/ 5/ 7,5/ 10/ 15/ 20/ 25/30/40	11
Windkraftanlage (kW)	0/ 1/ 2/ 3/ 4/ 5/ 6/ 7/ 8/ 9/ 10/ 12,5	12
Batteriespeicher (kWh)	0/ 1/ 2,5/ 5/ 7,5/ 10/ 15	7
Chemischer Langzeitspeicher (kWh)	0/ 100/ 250/ 500/ 750/ 1.000/ 1.500/ 2.000/ 2.500/ 3.000/ 4.000/ 6.000	12
Elektrolyseur + evtl. Synthese (kW _{elektisch})	0/ 0,1/ 0,25/ 0,5/ 1/ 2,5/ 5	7
Thermischer Speicher (kWh)	0/ 250/ 500/ 750/ 1.000/ 1.250/ 1.500/ 2.000/ 4.000/ 6.500	10

Tab. 4.21. Ausbaustufen und Anzahl der Varianten der zu optimierenden Komponenten

In den Kapiteln 4.5.7.2 und 4.5.7.3 wurden für insgesamt 128 Kostenszenarien (jeweils 64 für H₂- und E-Fuel-Systeme) die kostenoptimalen autarken Systeme auf dem Raster der Punktwolke mit den mathematisch optimierten Systemen aus Calliope verglichen. Diese Calliope-Ergebnisse dienen nun als Referenz zur Validierung des gewählten Simulationsrasters.

Zur Bewertung des Rasters wurden die in Calliope ermittelten optimalen Komponentengrößen gegen die jeweiligen Gesamtkosten aufgetragen. Dies erfolgte für jede variable Systemkomponente separat und ist in den Abb. 4.27, Abb. 4.28, Abb. 4.29, Abb. 4.30, Abb. 4.31 und Abb. 4.32 dargestellt.

Die Auswertung verfolgt drei Ziele:

- Zu zeigen, welche Dimensionierungen der Komponenten in kostenoptimalen Systemen überhaupt vorkommen.
- Zu prüfen, ob sich viele Lösungen in jenem Bereich der Komponentengrößen häufen, in dem die gewählte Rasterung noch vergleichsweise fein ist. Dies würde bestätigen, dass eine höhere Auflösung dort sinnvoll war – etwa, weil gerade kleinere Auslegungen in wirtschaftlich attraktiven Systemen häufig vertreten sind.
- Zu bewerten, ob in Systemen mit hohen Gesamtkosten besonders große Ausbaustufen einzelner Komponenten auftreten. Ist dies der Fall, könnte dies darauf hinweisen, dass diese großen Ausprägungen mitverantwortlich für die hohen Kosten sind. In solchen Fällen wäre zu prüfen, ob eine feinere Abstufung auch im oberen Bereich der Komponentengrößen sinnvoll wäre, um mögliche kostengünstigere Alternativen auf dem Raster abzubilden.

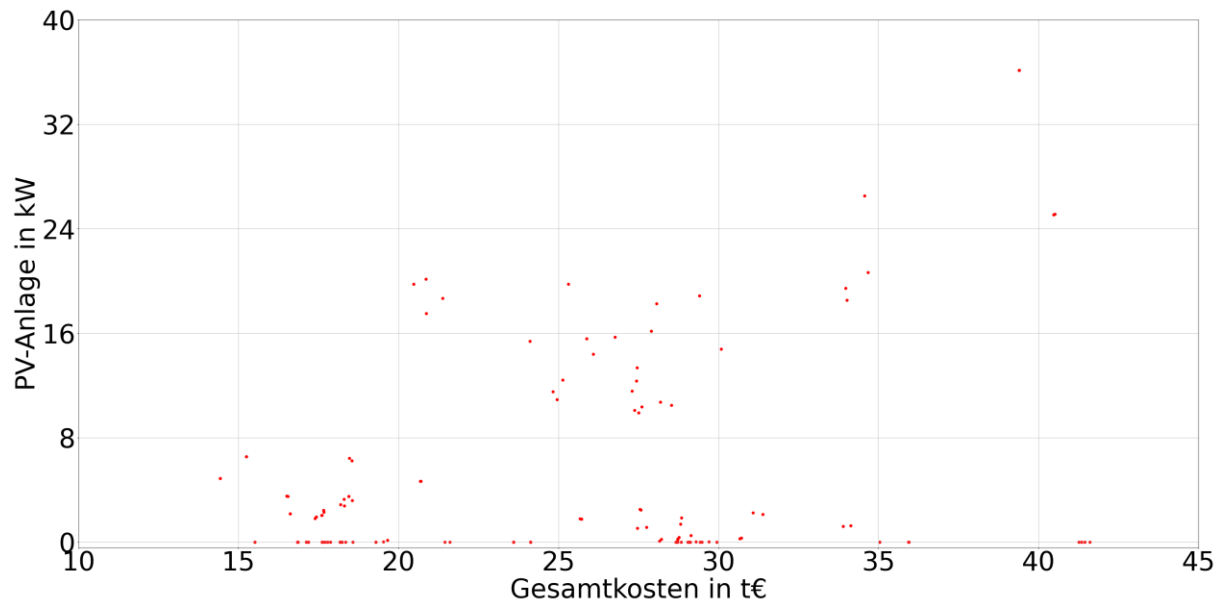


Abb. 4.27. Optimale Ausbaustufen PV-Anlage in unterschiedlichen Kostenszenarien

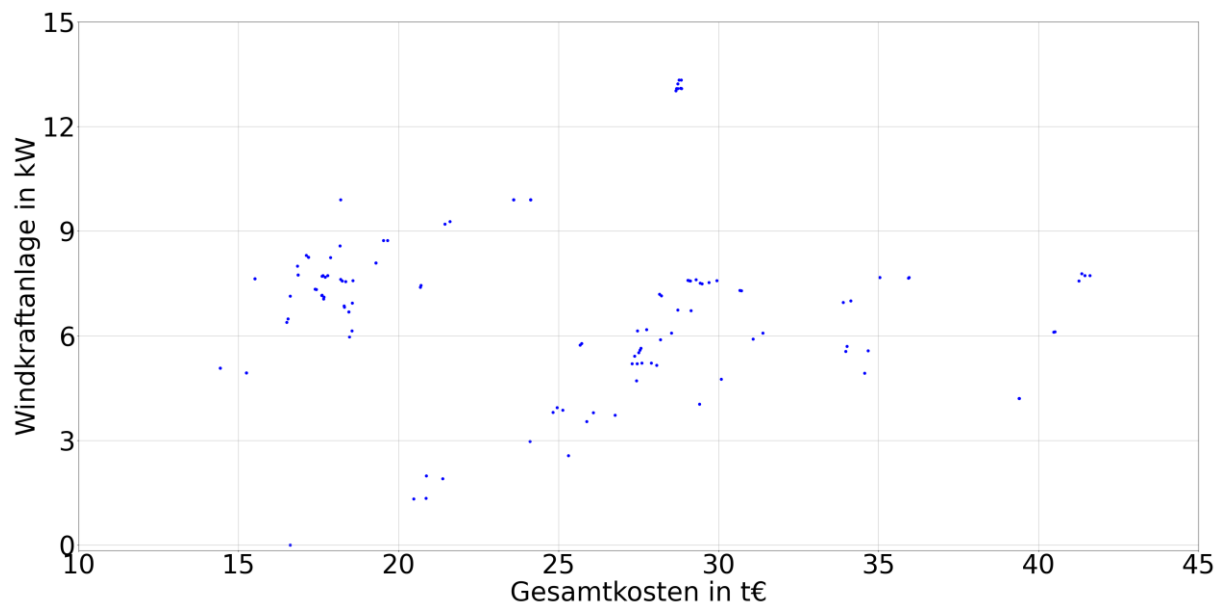


Abb. 4.28. Optimale Ausbaustufen Windkraftanlage in unterschiedlichen Kostenszenarien

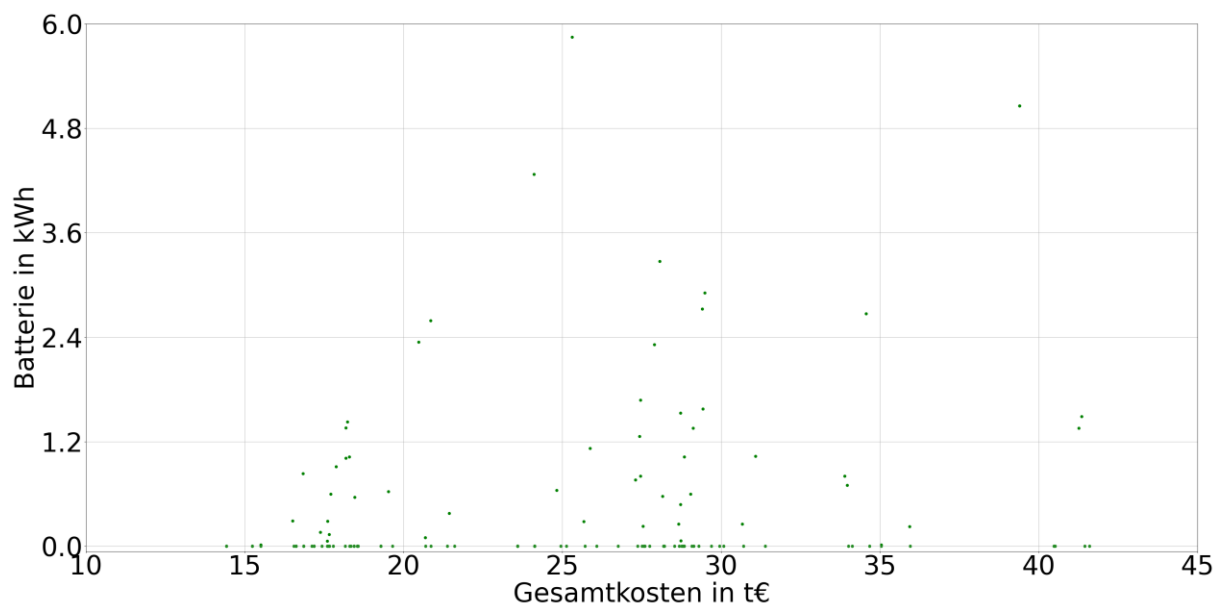


Abb. 4.29. Optimale Ausbaustufen Batterie in unterschiedlichen Kostenszenarien

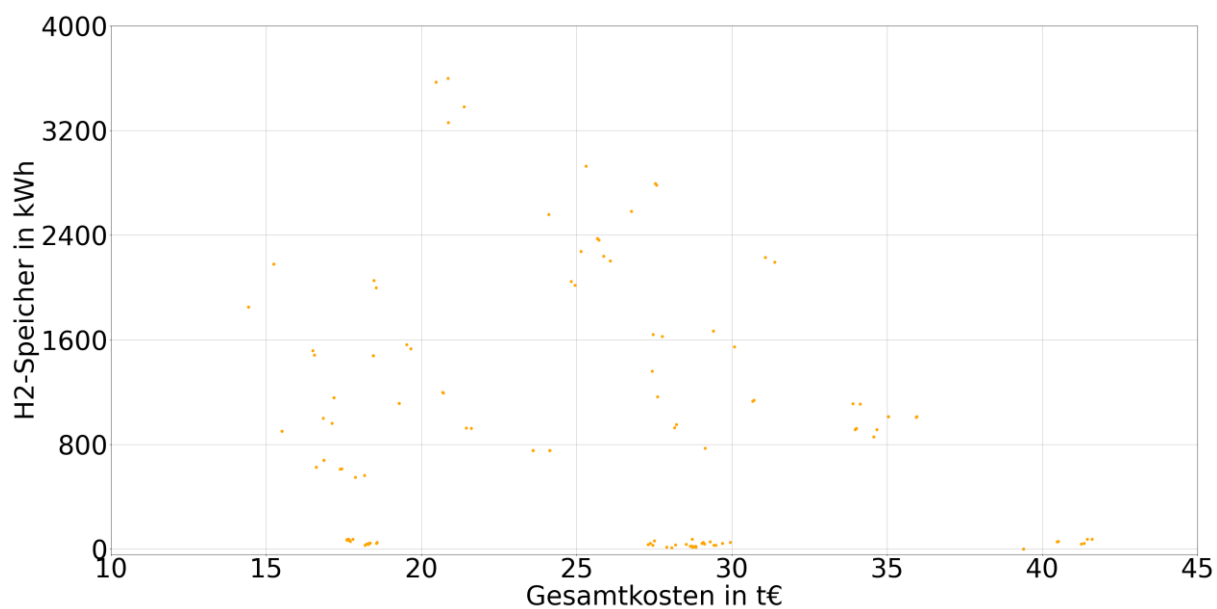


Abb. 4.30. Optimale Ausbaustufen H₂-Speicher in unterschiedlichen Kostenszenarien

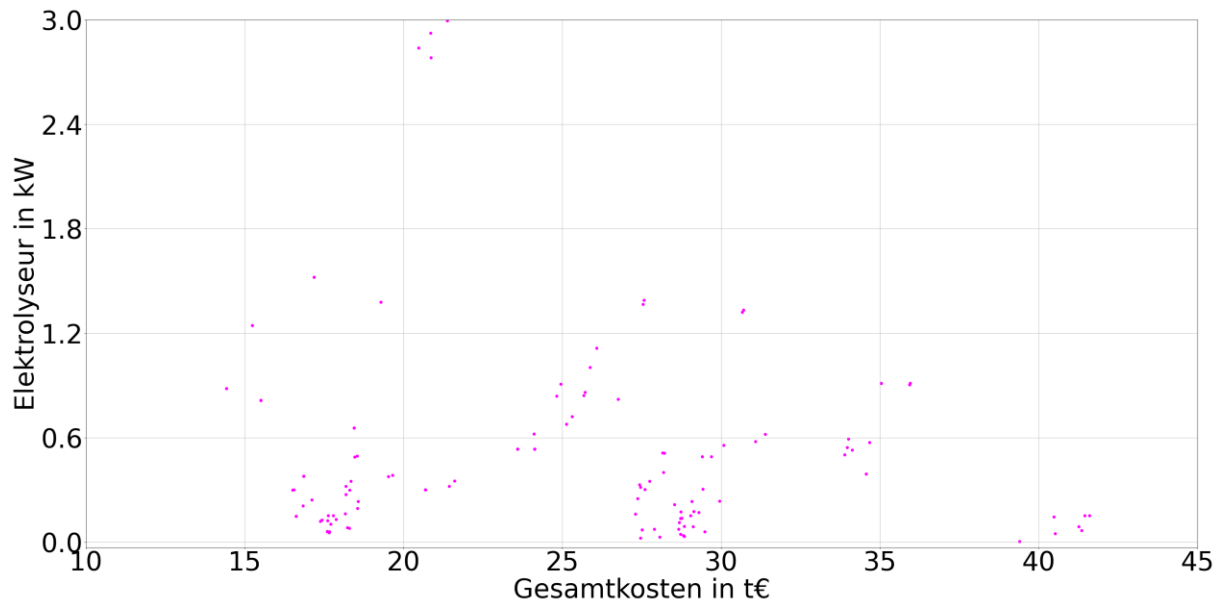


Abb. 4.31. Optimale Ausbaustufen Elektrolyseur in unterschiedlichen Kostenszenarien

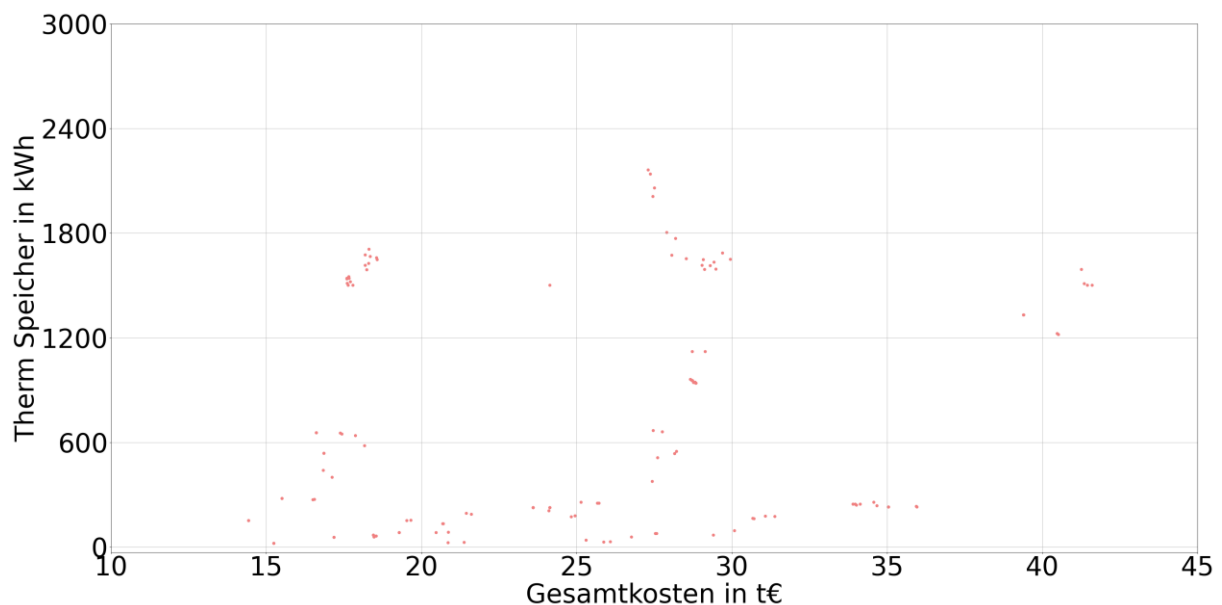


Abb. 4.32. Optimale Ausbaustufen therm. Speicher in unterschiedlichen Kostenszenarien

Bei nahezu allen Komponenten befinden sich die kostenoptimalen Ausprägungen noch in dem Bereich, in dem die Schrittweite fein gewählt wurde. Wie bereits in Kapitel 4.5.7.3 erläutert, wäre jedoch insbesondere im Bereich kleiner thermischer Speicher – vor allem bei Systemen mit E-Fuel als Langzeitspeicher – eine noch feinere Auflösung zwischen 0 und 500 kWh potenziell zielführend.

Große Ausbaustufen einzelner Komponenten, etwa Windkraftanlagen über 10 kW, treten zwar auf, die zugehörigen Gesamtkosten des Systems liegen jedoch im Mittelfeld der betrachteten Kostenszenarien. Es lässt sich somit kein direkter Zusammenhang zwischen großen Auslegungen und besonders hohen Gesamtkosten erkennen. Diese großen Windkraftanlagen treten auch nur in Kostenszenarien mit sehr günstigen Windkraftanlagen (1.000 €/kW) und gleichzeitig teurer PV-Erzeugung (1.500 €/kW) auf (vgl. Tab. 6.1 und Tab 6.2 im Anhang).

PV-Anlagen über 25 kW sind in drei Szenarien kostenoptimal – jeweils bei sehr günstigen PV-Kosten (500 €/kW) und gleichzeitig teurer Windkraft (2.500 €/kW). Die gewählte Schrittweite von 5 kW in diesem Bereich ist zwar bereits größer, aber noch nicht maximal (10 kW). In zwei dieser Szenarien liegen die Gesamtkosten bei rund 40.000 €, was darauf hindeutet, dass die PV-Anlage trotz günstiger normierter Kosten einen erheblichen Anteil an den Systemkosten ausmacht (z. B. bei 30 kW installierter Leistung wären dies 15.000 €). Eine aus der Schrittweite von 5 kW resultierende maximale Kostenabweichung von 2.500 € ist trotz hoher Gesamtkosten der Systeme groß. Dennoch befindet sich die Mehrzahl der optimalen PV-Auslegungen unterhalb von 10 kW, wo die Rasterung mit maximal 2,5 kW-Schritten feiner gewählt wurde.

Beim Batteriespeicher fällt auf, dass er in vielen Kostenszenarien gar nicht Bestandteil des Systems ist. Wenn er zum Einsatz kommt, liegt seine Kapazität stets unterhalb von 6 kWh – in einem Bereich, der mit Schrittweiten von 1 bis 2,5 kWh relativ hoch aufgelöst ist. Angesichts der Häufung sehr kleiner Speicherauslegungen könnte eine noch feinere Abstufung zwischen 0 und 1 kWh weitere Optimierungspotenziale erschließen.

Größere Elektrolyseure mit bis zu 3 kW treten zwar auf, führen aber nicht zu besonders hohen Gesamtkosten. Auch hier scheint die gewählte Rasterung hinreichend differenziert.

In keinem der 128 untersuchten Calliope-Ergebnisse wurde ein System identifiziert, in dem der thermische Speicher oder der chemische Langzeitspeicher vollständig entfallen ist. Dennoch ist es aus technischen Gründen denkbar, dass in konkreten Anwendungsfällen eine der beiden Technologien nicht zur Verfügung steht oder gezielt ausgeschlossen werden soll. In einem solchen Fall müsste die verbleibende Speichertechnologie die saisonale Ausgleichsfunktion vollständig übernehmen.

Um auch solche Fälle im Rahmen der Punktwolkemethode untersuchen zu können, ist es erforderlich, für beide Speicherpfade hinreichend große Ausbaustufen vorzuhalten. Daher ist es gerechtfertigt, auch thermische Speicher oberhalb von 2.200 kWh und H₂-Speicher über 3.500 kWh im Simulationsraster abzubilden, obwohl diese in den untersuchten Kostenoptima keine Relevanz haben.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass eine höhere Auflösung – etwa zwischen 0 und 1 kWh beim Batteriespeicher – in einzelnen Bereichen durchaus sinnvoll wäre. Dies muss jedoch stets in Abwägung zur erforderlichen Rechenleistung erfolgen. Die gewählte Rasterung ist nicht für jedes einzelne Kostenszenario gleich gut geeignet (z. B. etwas schlechter bei sehr günstiger PV-Anlage und teurer Windkraft), stellt aber für die breite Mehrheit der Szenarien einen guten Kompromiss dar. Zudem kann durch eine anschließende Sensitivitätsanalyse, wie in Kapitel 4.5.7 gezeigt, eine gezielte Annäherung an das tatsächliche Kostenoptimum erfolgen – auch über das ursprünglich gewählte Raster hinaus.

5. UNTERSUCHUNGEN VERSCHIEDENER SPEICHERTECHNOLOGIEN

In Kapitel 4 wurde die Methode der Punktwolke eingeführt, mit der sich große Mengen an Simulationsdaten strukturiert analysieren lassen. Die dort vorgestellten Werkzeuge erlauben es, kostengünstige Systeme bei definierten Autarkiegraden zu identifizieren, Zwischenziele sichtbar zu machen und Sensitivitäten in Bezug auf technische oder wirtschaftliche Parameter zu untersuchen.

In diesem Kapitel sollen diese Auswertungsansätze nun gezielt angewendet werden. Die Fragestellung, ist dabei: Wie verhalten sich verschiedene Langzeitspeichertechnologien unter unterschiedlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen? Dazu werden für jede Technologie systematisch Datensätze mit der Methode der Punktwolke erzeugt und anschließend mit den im vorherigen Kapitel beschriebenen Analyseverfahren ausgewertet.

Im Vordergrund steht dabei ein vergleichender Blick auf Technologien wie Wasserstoff- und E-Fuel-Speicher. Untersucht wird, unter welchen Voraussetzungen welche Speichertechnologie vorteilhaft erscheint – etwa im Hinblick auf die erreichbaren Autarkiegrade, die Systemkosten oder den Umgang mit saisonalen Schwankungen. Da Speichertechnologien in regenerativen Energiesystemen jeweils sehr spezifische technische und wirtschaftliche Eigenschaften aufweisen, lässt sich durch den Vergleich grundlegender Szenarien ein besseres Verständnis für ihre systemische Rolle gewinnen.

Es handelt sich hierbei bewusst um eine stark vereinfachte ökonomische Betrachtung. Ziel ist es, die Technologien auf vergleichbarer Basis zu analysieren, ohne eine vollständige wirtschaftliche Bewertung vornehmen zu müssen. In den folgenden Vergleichen werden daher nur die Investitionskosten der Anlagenkomponenten berücksichtigt. Die folgenden Einflussfaktoren sind nicht Teil der Berechnungen:

- Instandhaltungskosten der Anlagen,
- Betriebskosten des BHKW, insbesondere bei fossilem Einsatz,
- Anschlusskosten an das öffentliche Stromnetz,
- mögliche Förderprogramme oder Zuschüsse,
- CO₂-Preise oder deren zukünftige Entwicklung,
- variable Kosten oder Marktpreise für zugekaufte Energieträger,
- Finanzierungskosten bzw. Zinsen,
- unterschiedliche Lebensdauern einzelner Komponenten
- und mögliche Restwerte am Ende der Lebensdauer.

Diese bewusste Vereinfachung soll es ermöglichen, zentrale Unterschiede zwischen den betrachteten Technologien herauszuarbeiten, ohne dass sie durch zu viele wirtschaftliche Annahmen überlagert werden. Für eine konkrete Systemauslegung wäre hingegen eine detaillierte Kostenanalyse erforderlich.

Im nächsten Schritt werden nun die verwendeten Kostenvarianten vorgestellt. Sie dienen als Ausgangspunkt für die Erstellung der Datensätze, die anschließend mit der Methode der Punktwolke ausgewertet werden.

5.1. KOSTENVARIANTEN

Bevor die in Kapitel 4 eingeführte Methode der Punktwolke zur Analyse unterschiedlicher Speichertechnologien eingesetzt wird, soll in diesem Kapitel zunächst die zugrunde liegende Preisstruktur der betrachteten Energiesysteme beschrieben werden. Die hier vorgestellten Kostenvarianten bilden die Grundlage für alle Auswertungen in den nachfolgenden Abschnitten.

Im Fokus stehen dabei die Investitionskosten aller relevanten Systemkomponenten – also nicht nur für den Langzeitspeicher, sondern auch für die PV-Anlage, die Windkraftanlage, den Batteriespeicher, den H₂-Speicher, den Elektrolyseur, das BHKW, den thermischen Speicher, die Wärmepumpe und den Heizstab. Für sämtliche Technologien wird eine einheitliche Lebensdauer von 25 Jahren angenommen. Weitere wirtschaftliche Einflussgrößen – wie die zu Beginn des Kapitels genannten – werden nicht berücksichtigt. Diese bewusste Vereinfachung dient dazu, verschiedene Technologien unter vergleichbaren Bedingungen analysieren zu können, ohne dass das Ergebnis durch komplexe ökonomische Zusammenhänge überlagert wird.

Für jede betrachtete Speichertechnologie wurden zwei Kostenvarianten definiert: eine Variante auf Basis heutiger Marktpreise und eine zukünftige Kostenannahme, bei der insbesondere für die PV-Anlage und den Batteriespeicher von weiter sinkenden Investitionskosten ausgegangen wird.

Die betrachteten Varianten im Überblick:

- Variante A: Wasserstoffsystem mit heutiger Preisstruktur – typische Marktpreise für Elektrolyseur und Wasserstoffspeicher (Kapitel 5.2)
- Variante B: Wasserstoffsystem mit zukünftiger Preisstruktur – mit reduzierten Investitionskosten für PV-Anlage und Batteriespeicher (Kapitel 5.2)
- Variante C: E-Fuel-System mit aktueller Preisstruktur – typische Kosten für E-Fuel-Speicher, Elektrolyseur einschließlich E-Fuel-Synthese (Kapitel 5.3 und 5.4)
- Variante D: E-Fuel-System mit zukünftiger Preisstruktur – mit reduzierten Investitionskosten für PV-Anlage und Batteriespeicher (Kapitel 5.3 und 5.4)
- Die Varianten C und D kommen sowohl in einer Systemarchitektur mit Wärmenetz als auch in einer Version ohne Wärmenetz zur Anwendung. Die Kostenannahmen bleiben dabei identisch, während sich die technische Struktur, wie in Kapitel 2.2.6 erläutert, ändert.

Im nächsten Schritt werden die vollständigen Preisannahmen für die Varianten A, B, C und D tabellarisch dargestellt. Diese Tabellen definieren die ökonomischen Rahmenbedingungen für die Auswertungen in den folgenden Kapiteln.

Komponente	Normierte Kosten
PV-Anlage	1.000 €/kW [3], [55]
Windkraftanlage	1.400 €/kW [3]
Batteriespeicher	600 €/kWh [5], [28]
H ₂ -Speicher	12,69 €/kWh [5], [50]
Elektrolyseur	1.290,6 €/kW _{elektrisch} [4], [27]
BHKW	400 €/kW _{elektrisch} [56]
Thermischer Speicher	5 €/kWh [31]
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch} [51]
Heizstab	10 €/kW

Tab. 5.1. Kostenvariante A

Komponente	Normierte Kosten
PV-Anlage	500 €/kW [3], [55]
Windkraftanlage	1.400 €/kW [3]
Batteriespeicher	300 €/kWh [5], [28]
H ₂ -Speicher	12,69 €/kWh [5], [50]
Elektrolyseur	1.290,6 €/kW _{elektrisch} [4], [27]
BHKW	400 €/kW _{elektrisch} [56]
Thermischer Speicher	5 €/kWh [31]
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch} [51]
Heizstab	10 €/kW

Tab. 5.2. Kostenvariante B

Komponente	Normierte Kosten
PV-Anlage	1.000 €/kW [3], [55]
Windkraftanlage	1.400 €/kW [3]
Batteriespeicher	600 €/kWh [5], [28]
E-Fuel-Speicher	0,5 €/kWh [50]
Elektrolyseur + Synthese	5.000 €/kW _{elektrisch} [4], [27]
BHKW	400 €/kW _{elektrisch} [56]
Thermischer Speicher	5 €/kWh [31]
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch} [51]
Heizstab	10 €/kW

Tab. 5.3. Kostenvariante C

Komponente	Normierte Kosten
PV-Anlage	500 €/kW [3], [55]
Windkraftanlage	1.400 €/kW [3]
Batteriespeicher	300 €/kWh [5], [28]
E-Fuel-Speicher	0,5 €/kWh [50]
Elektrolyseur + Synthese	5.000 €/kW _{elektrisch} [4], [27]
BHKW	400 €/kW _{elektrisch} [56]
Thermischer Speicher	5 €/kWh [31]
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch} [51]
Heizstab	10 €/kW

Tab. 5.4. Kostenvariante D

Wie in Kapitel 4.5.5 erläutert, wird vereinfacht ein fester Preis pro kWh für den Zukauf von Energie in nur teilweise autarken Systemen festgelegt. Die Zukaufoptionen sind:

- In allen Kostenvarianten 0,40 €/kWh für den Strom aus dem öffentlichen Stromnetz [57].
- In den Kostenvarianten A und B, also den Systemen mit einem Wasserstoffspeicher als Langzeitspeicher, wird als Brennstoff Erdgas zugekauft, der im BHKW verstromt und in Wärme umgewandelt wird. Die Kosten für das aus externen Quellen bezogene Erdgas beträgt 0,10 €/kWh [58].
- In den Kostenvarianten C und D, also den Systemen mit einem E-Fuel Langzeitspeicher, wird als Brennstoff in teillautarken Systemen Heizöl zugekauft, da das BHKW hier zur Rückverstromung eines flüssigen Brennstoffes ausgelegt ist. Die Kosten betragen ebenfalls 0,10 €/kWh [59].

Damit sind die den nachfolgenden Untersuchungen zugrunde liegenden Kostenstrukturen vollständig aufgeführt. Es werden im Folgenden vereinfachte ökonomische Vergleiche zwischen den unterschiedlichen Langzeitspeichertechnologien vorgenommen. Das Ziel der nachfolgenden Kapitel ist es dabei aber nicht, eine Technologie zu identifizieren und eine Handlungsempfehlung für die Konzeption regenerativer Energiesysteme zu entwickeln. Sie dienen aufgrund der getätigten ökonomischen Vereinfachungen lediglich dazu, die Anwendung der Punktwolkenmethode an Beispielen zu zeigen.

5.2. WASSERSTOFF ALS LANGZEITSPEICHER

Die Auswertung in diesem Kapitel folgt – ebenso wie in den nachfolgenden Abschnitten zu E-Fuel als Langzeitspeicher – einer einheitlichen Systematik, die eine vergleichbare Bewertung unterschiedlicher Technologien erlaubt. Untersucht wird dabei jeweils, wie sich unterschiedliche Annahmen zu Investitionskosten sowie Systemgrenzen auf die Struktur, die Wirtschaftlichkeit und die Autarkie von regenerativen Energiesystemen mit Langzeitspeicher auswirken.

Die Analyse gliedert sich in drei zentrale Auswertungsschritte:

- Zunächst werden die Effizienzgrenzen beschrieben – mit besonderem Fokus auf der sogenannten einhüllenden Effizienzgrenze, die die kostengünstigsten Systemkonfigurationen in Abhängigkeit vom Autarkiegrad abbildet. Es wird ermittelt, wo innerhalb der Simulationsdatenbank für Kostenvariante A (bei E-Fuel: Kostenvariante C) das kostengünstigste vollständig autarke System liegt. Zusätzlich wird die ohne-Wind-Effizienzgrenze ausgewertet, um den Einfluss der Windenergie sichtbar zu machen. Dadurch lässt sich zeigen, dass vollständige Autarkie auch ohne Windkraft erreichbar ist – allerdings nur mit deutlich höheren Kosten. Von besonderem Interesse ist außerdem, ab welchem Autarkiegrad der Einsatz von Wasserstoffkomponenten (Elektrolyseur, H₂-Speicher, BHKW) zwingend notwendig wird, um das kosteneffizienteste System zu realisieren. Dazu wird analysiert, wo sich die ohne-H₂-Effizienzgrenze von der einhüllenden Effizienzgrenze ablöst. Ergänzend wird untersucht, wie viel teurer das günstigste autarke System ohne Wasserstofftechnologie ist – im Vergleich zur kosteneffizientesten autarken Konfiguration mit H₂-Nutzung.
- Im zweiten Schritt erfolgt eine Nahfeldanalyse basierend auf der Kostenvariante B (bei E-Fuel: Kostenvariante D), in der von zukünftig sinkenden Investitionskosten für PV-Anlagen und Batteriespeicher ausgegangen wird. Ziel dieser Analyse ist es, aufzuzeigen, welche Systemkonfigurationen innerhalb eines engen Kosten-Autarkie-Bereichs möglich sind und wie groß die technologischen Freiheitsgrade bei nahezu gleichwertigen Systemlösungen sind.
- Abschließend wird untersucht, ab welchem Punkt der Zukauf von Energie wirtschaftlich günstiger wird als der weitere Ausbau des regenerativen Systems. Grundlagen für diese Untersuchung sind die Kostenvarianten A und C.

Zunächst erfolgt eine Analyse von Systemen, bei denen Wasserstoff als Langzeitspeicher eingesetzt wurde. Eine genaue Systembeschreibung sowie die Wirkungsgrade des Systems befinden sich in den Kapiteln 2.2.4, 2.2.5 und 2.2.6.

5.2.1. EFFIZIENZGRENZEN IN KOSTENVARIANTE A (H₂ HEUTE)

In Abb. 5.1 sind die einhüllende Effizienzgrenze sowie die technologiespezifischen Effizienzgrenzen zu sehen. Diese zeigen auf, welcher Autarkiegrad bei Verzicht auf Erzeugung durch Windkraft und Verzicht auf die H₂-Speichertechnologie zu den jeweiligen Kosten möglich ist.

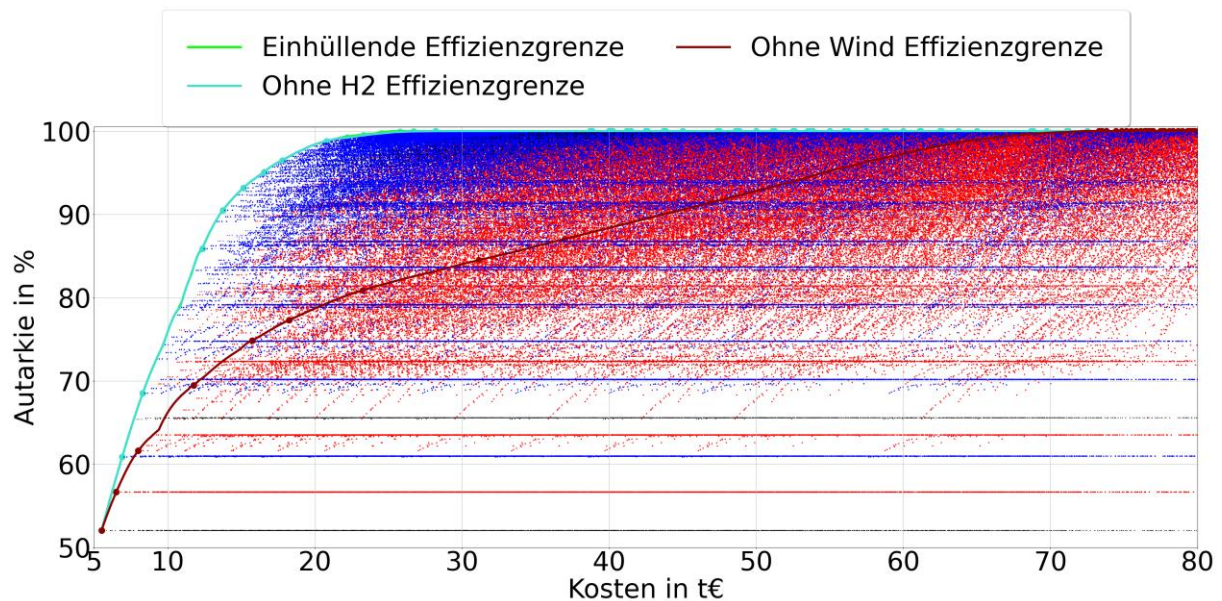


Abb. 5.1. Kostenvariante A: Einhüllende-, Ohne-H₂- und Ohne-Wind-Effizienzgrenze

Das kostengünstigste autarke System auf dem Raster der Punktwolke besteht aus folgenden in Tab. 5.5 dargestellten Komponenten:

Komponente	Dimensionierung	Einzelkosten
PV-Anlage	0 kW	0 €
Windkraftanlage	8 kW	11.200 €
Batteriespeicher	0 kWh	0 €
H ₂ -Speicher	100 kWh	1.269 €
Elektrolyseur	0,25 kW _{elektrisch}	322,65 €
Thermischer Speicher	1.500 kWh	7.500 €
BHKW	5 kW _{elektrisch}	2.000 €
Wärmepumpe	3 kW _{thermisch}	3.000 €
Heizstab	50 kW	500 €
Gesamtkosten	25.791,65 €	

Tab. 5.5. Kostengünstigstes vollautarkes System in Kostenvariante A

Die ersten sechs Komponenten aus Tab. 5.5 wurden im Rahmen der Punktwolkemethode variiert. BHKW, Wärmepumpe und Heizstab sind aufgeführt, da sie zu den Gesamtkosten beitragen, wurden aber in allen Systemen in ihrer Dimensionierung konstant belassen.

Die Ohne-Wind-Effizienzgrenze zeigt auf, dass auch nur durch PV-Erzeugung 100 % Autarkie möglich ist, allerdings zu wesentlich höheren Kosten in Höhe von 75.551,6 €. Das System hat:

- eine PV-Anlage mit 30 kW,
- einen Batteriespeicher mit 7,5 kWh,
- einen H₂-Speicher mit 250 kWh,
- einem Elektrolyseur mit 0,1 kW_{elektrisch}
- und einen thermischen Speicher mit 6.500 kWh.

Um zu erkennen, in welchem Autarkiebereich sich die Ohne-H₂-Effizienzgrenze von der einhüllenden Effizienzgrenze löst, ist ein vergrößerter Ausschnitt aus der Punktwolke nötig.

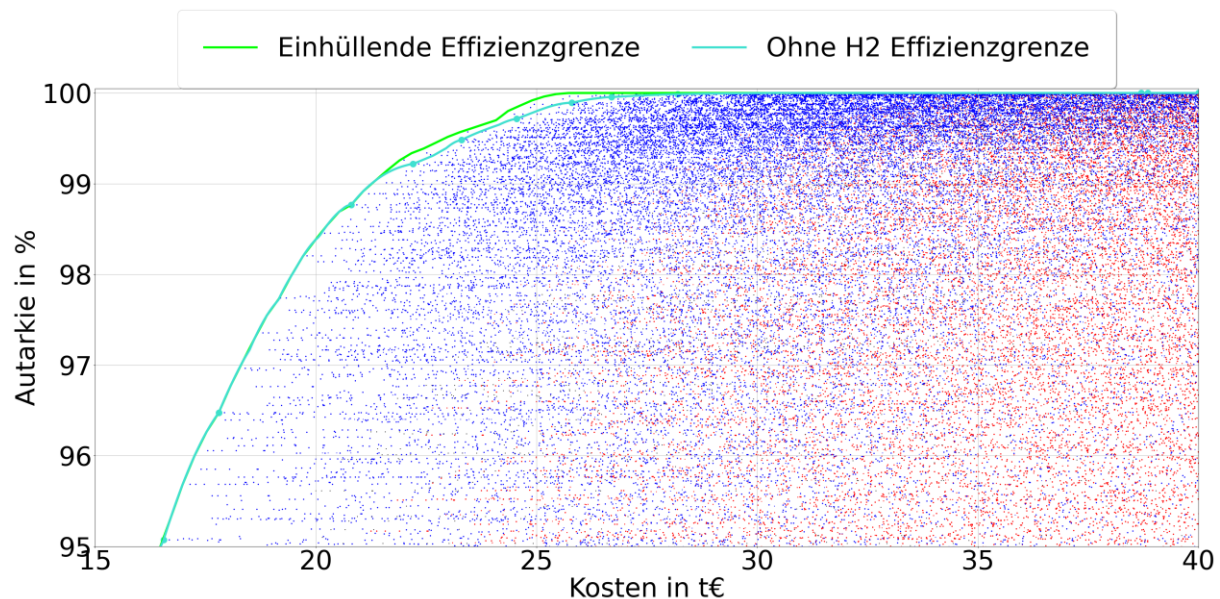


Abb. 5.2. Kostenvariante A: Einhüllende-, Ohne-H₂-Effizienzgrenze

Bis zu einer Autarkie von 99,1 % sind die einhüllende Effizienzgrenze und die Ohne-H₂-Effizienzgrenze deckungsgleich. D. h. bis zu dieser Autarkie sollte zur Realisierung des kostengünstigsten Systems auf Wasserstoffkomponenten verzichtet werden. 100 % Autarkie wird ohne ein H₂-System auf dem Raster der Punktwolke aber erst zu Gesamtkosten von 38.700 € erreicht. Dies entspricht Mehrkosten in Höhe von 12.908,35 € im Vergleich zum kostengünstigsten System der Datenbank. Das System hat:

- eine PV-Anlage mit 10 kW,
- eine Windkraftanlage mit 8 kW,
- einen Batteriespeicher mit 7,5 kWh
- und einen thermischen Speicher mit 1.500 kWh.

5.2.2. NAHFELDUNTERSUCHUNG IN KOSTENVARIANTE B (H₂ ZUKUNFT)

Für die nachfolgende Nahfelduntersuchung wurde die Kostenvariante B zugrunde gelegt, bei der von reduzierten Investitionskosten für die PV-Anlage sowie den Batteriespeicher ausgegangen wird. Dieses zukunftsweisende Kostenszenario eröffnet erweiterte Gestaltungsmöglichkeiten für die Systemauslegung – insbesondere im Bereich PV-dominierten Energiesysteme, die unter aktuellen Preisniveaus oft wirtschaftlich unattraktiv erscheinen.

Da PV-Anlagen keine nächtliche Energieerzeugung ermöglichen, sind elektrische Speicherlösungen notwendig, um auch außerhalb der Erzeugungszeiten eine Deckung des Eigenbedarfs zu ermöglichen. Im Rahmen von Kostenvariante A fällt dem Batteriespeicher hierbei meist eine untergeordnete Rolle zu – unter den günstigeren Bedingungen von Kostenvariante B jedoch gewinnt er erheblich an Bedeutung. Dies erlaubt, eine größere Bandbreite an PV-basierten Systemkonfigurationen zu untersuchen, die bei nahezu identischer Wirtschaftlichkeit unterschiedliche strukturelle Schwerpunkte setzen.

Für die Nahfelduntersuchung wird ein enger Bereich innerhalb der Punktwolke betrachtet, der sich durch zwei Kriterien definiert:

- einen Autarkiegrad von über 99,5 %,
- und maximal 0,5 % höhere Systemkosten im Vergleich zum jeweils kostengünstigsten vollautarken System.

Dieser Untersuchungsraum zeigt, welche technisch unterschiedlichen, aber wirtschaftlich ähnlich attraktiven Lösungen bei sehr hoher Selbstversorgung möglich sind. Die Analyse zielt darauf ab, sowohl die technologische Bandbreite als auch die strukturelle Flexibilität innerhalb dieses hochautarken Bereichs sichtbar zu machen.

Tab. 5.6 stellt eine Auswahl solcher Systemkonfigurationen dar:

System	PV-Anlage (kW)	Windkraftanlage (kW)	Batteriespeicher (kWh)	H ₂ -Speicher (kWh)	Elektrolyseur (kW _{el})	Therm. Speicher (kWh)	Autarkie (%)	Gesamtkosten (€)
1	2,5	7	1	0	0	1.500	99,73	25.900
2	2,5	8	1	0	0	1.000	99,57	24.800
3	0	9	1	250	1	500	99,54	25.663,1
4	0	10	2,5	100	0,5	500	99,51	25.414,3
5	0	10	0	100	0,5	750	99,67	25.164,3

Tab. 5.6. Auswahl Kostenvariante B: Autarkie > 99,5 %, Kosten < 25.920 €

Wie die in Tab. 5.6 dargestellten Systemkonfigurationen zeigen, eröffnet die Kostenvariante B zwar neue Spielräume, um PV-Anlagen und Batteriespeicher kosteneffizient in hochautarke Energiesysteme zu integrieren, erforderlich ist deren Einsatz jedoch in jedem Fall nicht. So enthält beispielsweise System 3 keine PV-Anlage und System 5 keinen Batteriespeicher – und dennoch erfüllen beide die Kriterien der Nahfelduntersuchung. Dies unterstreicht die strukturelle Flexibilität innerhalb des betrachteten Parameterraums und verdeutlicht, dass auch im oberen Autarkiebereich unterschiedliche Strategien zum Ziel führen können.

5.2.3. ZUKAUF VON ENERGIE IN KOSTENVARIANTE A (H₂ HEUTE)

Im letzten Auswertungsschritt wird analysiert, wie lange sich der Ausbau des regenerativen Versorgungssystems unter den Kostenannahmen der Variante A lohnt, und ab welchem Punkt der Zukauf externer Energie wirtschaftlich günstiger ist. Dazu werden zwei Zukaufoptionen betrachtet, jeweils ausgehend von einem gemeinsamen Basissystem: einerseits der Zukauf von Strom aus dem öffentlichen Netz, andererseits der Zukauf von Erdgas, das im BHKW rückverstromt wird. Die jeweiligen Zukaufsszenarien werden als lineare Pfade in Abb. 5.3 in die Punktwolke eingebettet und mit der einhüllenden Effizienzgrenze verglichen.

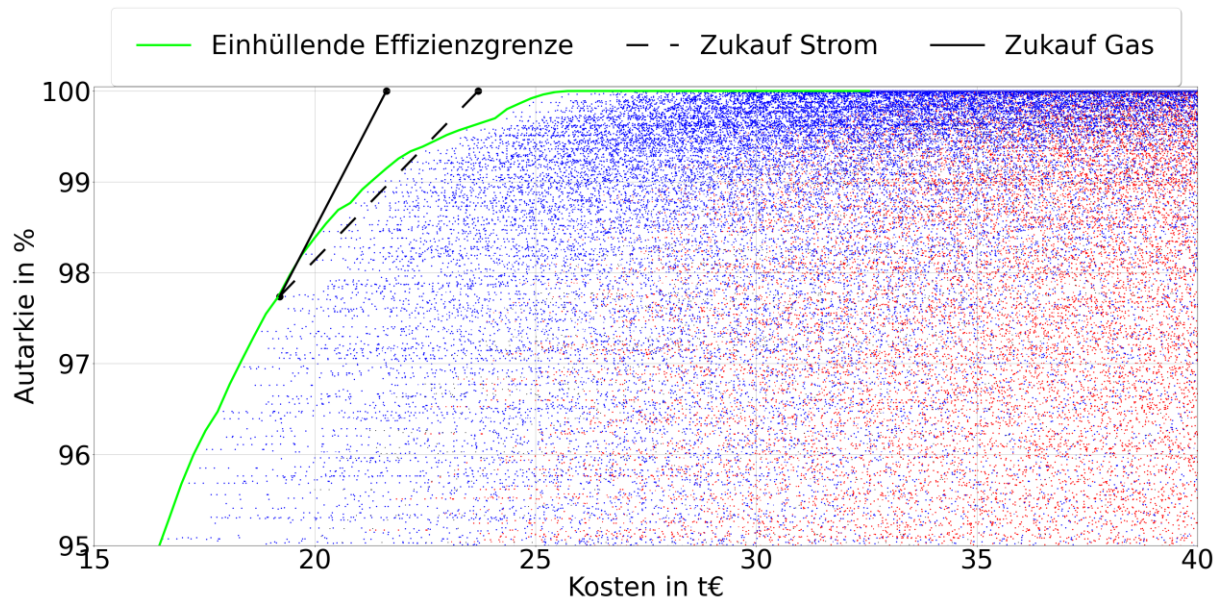


Abb. 5.3. Zukauf von Strom und Erdgas: Kostenvariante A

Die Steigung der Zukaufsgeraden für Erdgas (durchgezogene Linie) überschreitet ab einem Autarkiegrad von 97,7 % die Steigung der einhüllenden Effizienzgrenze. Damit ist klar, dass ein weiterer Systemausbau über diesen Punkt hinaus ökonomisch nicht sinnvoll ist, sofern Erdgas als Zukaufsoption zur Verfügung steht.

Die Stromzukaufsgerade (gestrichelte Linie) schneidet die einhüllende Effizienzgrenze hingegen. Das bedeutet: Liegt lediglich Stromzukauf als externe Option vor, ist ein weiterer Ausbau des regenerativen Systems in diesem Autarkiebereich weiterhin wirtschaftlich sinnvoll. Die Steigung der Stromzukaufsgeraden entspricht bei etwa 99 % Autarkie der Steigung der einhüllenden Effizienzgrenze.

Das zugrunde liegende Basissystem verursacht Investitionskosten in Höhe von 19.200 €. Der verbleibende Energiebedarf beträgt etwa 2,3 %, was einem Autarkiegrad von 97,7 % entspricht.

Im Fall des Erdgaszukaufs belaufen sich die Brennstoffkosten bei einem Preis von 0,10 €/kWh auf 2.419 €, wodurch sich Gesamtkosten von 21.619 € ergeben. Beim Stromzukauf liegt der Zukaufbetrag bei 4.501 €, was zu Gesamtkosten von 23.701 € führt.

Zum Vergleich: Das kostengünstigste vollautarke System unter Kostenvariante A verursacht Gesamtkosten in Höhe von 25.791,65 €. Daraus ergibt sich beim Erdgaszukauf ein wirtschaftlicher Vorteil von rund 4.170 € sowie etwa 2.090 € beim Stromzukauf – allerdings bei einem Autarkiegrad, der rund 3,3 Prozentpunkte unterhalb der vollständigen Eigenversorgung liegt.

Die Analyse zeigt, dass im Wasserstoffszenario der wirtschaftliche Vorteil des Zukaufs deutlich ausfallen kann. Sowohl der Zukauf von Erdgas, als auch der Zukauf von Strom kann ökonomisch gesehen sinnvoll sein.

Die Auswertungen zeigen, dass Wasserstoffkomponenten für die kosteneffiziente Realisierung eines vollständig autarken Energiesystems unter aktuellen Preisannahmen unverzichtbar sind. Während bis zu einem Autarkiegrad von etwa 99,1 % auch ohne H₂-Komponenten wirtschaftlich sinnvolle Systeme gefunden werden, ist 100 % Autarkie ohne Wasserstoff nur mit erheblichen Mehrkosten zu erreichen – in der betrachteten Datenbank sind diese etwa 12.900 € teurer.

Das Zukunftsszenario (Kostenvariante B) verdeutlicht, dass durch sinkende Preise für PV-Anlagen und Batteriespeicher strukturell vielfältigere Systemkonfigurationen möglich werden. Dennoch

zeigt sich auch, dass in diesem Szenario Systeme ohne Batteriespeicher (z. B. System 5) oder ohne PV-Anlage (z. B. System 3) wirtschaftlich konkurrenzfähig sein können – was die technologische Offenheit bei der Systemgestaltung unterstreicht.

Im abschließenden Vergleich mit externen Energiezukaufsoptionen wurde deutlich, dass der Zukauf von Erdgas ab einem Autarkiegrad von 97,7 % günstiger ist als ein weiterer Ausbau des regenerativen Systems. Ist jedoch nur Stromzukauf möglich, ist selbst in diesem hohen Autarkiebereich der Ausbau des regenerativen Energiesystems weiterhin sinnvoll. Die Wahl der externen Energieform und des Basissystems hat damit entscheidenden Einfluss auf die Bewertung der Ausbauziele des Energiesystems.

5.3. E-FUEL ALS LANGZEITSPEICHER

In diesem Kapitel wird – in Anlehnung an die vorherigen Analysen zu Wasserstoff – die Rolle von E-Fuel als Langzeitspeichertechnologie untersucht. Dabei bleibt die grundsätzliche Struktur des Energiesystems erhalten, jedoch wird anstelle von Wasserstoff nun ein synthetischer flüssiger Energieträger eingesetzt. Diese Entscheidung hat nicht nur Auswirkungen auf die Wirkungsgrade der Umwandlungsprozesse, wie bereits in Kapitel 2.2.5 beschrieben, sondern verändert auch die Kostenstruktur, da sich sowohl Speicher- als auch Konversionskosten unterscheiden.

Die methodische Vorgehensweise entspricht exakt der in Kapitel 5.2 angewandten Systematik und erlaubt damit einen direkten Vergleich beider Technologien. Auch hier erfolgt die Bewertung in drei Schritten:

- Analyse der Effizienzgrenzen, insbesondere der einhüllenden Effizienzgrenze, der Ohne-Wind-Effizienzgrenze sowie der Ohne-E-Fuel-Effizienzgrenze, um den systemischen Einfluss der E-Fuel-Komponenten einordnen zu können.
- Nahfelduntersuchung im oberen Autarkiebereich, basierend auf dem Zukunftsszenario der Kostenvariante D, um strukturelle Freiheitsgrade bei nahezu gleichen Systemkosten zu analysieren.
- Vergleich mit externem Energiezukauf, um zu ermitteln, ab wann der weitere Ausbau des regenerativen Systems weniger wirtschaftlich ist als beim Energiebezug von externen Quellen – unter Berücksichtigung der gleichen Wirkungsgrade bei der Rückverstromung wie im Fall des internen E-Fuel-Einsatzes.

In diesem Kapitel werden die Kostenvarianten C und D betrachtet. Diese unterscheiden sich von den bisherigen Varianten A und B insbesondere durch die Speicherkonfiguration: Zwar ist die Speicherung von E-Fuel kostengünstiger, da der Energieträger in Stahltanks gelagert werden kann, allerdings ist die Erzeugung aufwändiger, da die Elektrolyse durch eine nachgelagerte Syntheseinheit ergänzt wird. Diese zusätzliche Prozessstufe erhöht nicht nur die Investitionskosten, sondern reduziert auch den Gesamtwirkungsgrad der Konversion. Im Gegenzug weist jedoch die Rückverstromung von E-Fuel im BHKW – wie in Kapitel 2.2.5 beschrieben – einen etwas höheren elektrischen Wirkungsgrad auf als bei wasserstoffbasierten Systemen, was insbesondere bei der späteren Bewertung der Zukaufoptionen berücksichtigt wird.

5.3.1. EFFIZIENZGRENZEN IN KOSTENVARIANTE C (E-FUEL HEUTE)

Auch für das E-Fuel-System in Kostenvariante C werden im ersten Schritt wieder drei zentrale Effizienzgrenzen untersucht:

- die einhüllende Effizienzgrenze, welche die jeweils kostengünstigsten Systeme in Abhängigkeit vom Autarkiegrad abbildet,
- die Ohne-Wind-Effizienzgrenze, bei der auf den Einsatz von Windkraft vollständig verzichtet wird,
- und die Ohne-E-Fuel-Effizienzgrenze, bei der alle E-Fuel-Komponenten aus dem System ausgeschlossen werden.

Basierend auf der veränderten Kostenstruktur ist zu erwarten, dass sich die Ergebnisse im Vergleich zum Wasserstoffszenario systematisch verschieben: Aufgrund des kostengünstigeren Speichers (Stahltank statt Druckgasbehälter) wird die einhüllende Effizienzgrenze voraussichtlich bereits bei niedrigeren Gesamtkosten 100 % Autarkie erreichen. Auch die Ohne-E-Fuel-Effizienzgrenze dürfte sich früher von der einhüllenden Effizienzgrenze ablösen, da der Einsatz von E-Fuel durch die günstigere Speicherkonfiguration ökonomisch gesehen früher attraktiv wird.

Zudem ist anzunehmen, dass auch die Ohne-Wind-Effizienzgrenze im Vergleich zu den vorherigen Analysen schneller die vollständige Autarkie erreicht. Gerade in Systemen mit hohen saisonalen Verschiebungen – also bei PV-Systemen, wenn viel Energie aus dem Sommer in den Winter mitgenommen werden muss – kann ein günstiger Langzeitspeicher diese Aufgabe bereits mit geringeren Mehrkosten übernehmen. Die nachfolgende Auswertung zeigt, ob sich diese Erwartungen im Vergleich zu Wasserstoffsystemen bestätigen lassen.

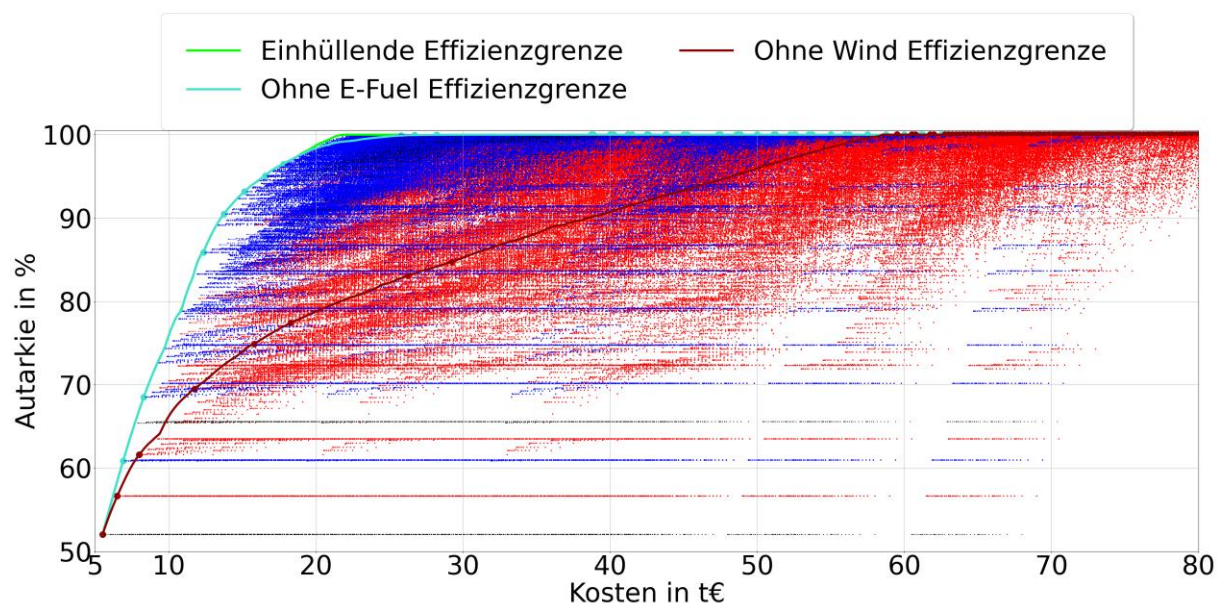


Abb. 5.4. Kostenvariante C: Einhüllende-, Ohne-E-Fuel-, Ohne-Wind-Effizienzgrenze

Wie in Abb. 5.4 zu sehen ist, erreicht die einhüllende Effizienzgrenze bereits bei Gesamtkosten von ca. 22.000 € einen Autarkiegrad von 100 %. Damit liegt der Schwellenwert ca. 3.700 € unterhalb des kostengünstigsten vollautarken Systems im Wasserstoffszenario (vgl. Kapitel 5.2.1) – ein deutlicher Hinweis auf die wirtschaftlichen Vorteile der günstigeren Speicherkonfiguration bei E-Fuel. Das kostengünstigste System aus dem Raster der Punktwolke ist in Tab. 5.7 dargestellt.

Komponente	Dimensionierung	Einzelkosten
PV-Anlage	1 kW	0 €
Windkraftanlage	7 kW	9.800 €
Batteriespeicher	0 kWh	0 €
E-Fuel-Speicher	1.500 kWh	750 €
Elektrolyseur + Synthese	0,5 kW _{elektrisch}	2.500 €
Thermischer Speicher	500 kWh	2.500 €
BHKW	5 kW _{elektrisch}	2.000 €
Wärmepumpe	3 kW _{thermisch}	3.000 €
Heizstab	50 kW	500 €
Gesamtkosten	22.050 €	

Tab. 5.7. Kostengünstigstes vollautarkes System in Kostenvariante C

Im Vergleich zum kostengünstigsten Energiesystem mit H₂-Speicher (vgl. Tab. 5.5) ergeben sich folgende wesentliche Unterschiede:

- Statt eines großen thermischen Speichers wie im H₂-System kommt hier ein deutlich größer dimensionierter E-Fuel-Speicher zum Einsatz (1.500 kWh, vormals 100 kWh H₂-Speicher). Diese Auslegung ermöglicht eine verbesserte saisonale Speicherung elektrischer Energie, was wiederum den Einsatz einer PV-Anlage wirtschaftlich attraktiv macht – im Gegensatz zum H₂-System, das vollständig auf Windkraft setzte. Entsprechend wurde die Windkraftleistung im kostengünstigsten autarken E-Fuel-System leicht reduziert (von 8 kW auf 7 kW), während gleichzeitig eine PV-Anlage mit 1 kW ergänzt wurde.
- Die Komponente Elektrolyseur inkl. Synthetisierungseinheit ist im E-Fuel-System größer dimensioniert (0,5 kW statt 0,25 kW), obwohl sie höhere Investitionskosten verursacht. Dies liegt daran, dass für die zielgerichtete Nutzung des großen E-Fuel-Speichers eine ausreichende Umwandlungskapazität bereitgestellt werden muss, um Energie in den flüssigen Energieträger zu überführen.
- Der thermische Speicher wurde von 1.500 kWh im Wasserstoffsystem auf 500 kWh reduziert. Hintergrund ist, dass bei E-Fuel bereits ein großer zentraler Langzeitspeicher vorhanden ist – sodass nicht zusätzlich ein großdimensionierter Wärmespeicher erforderlich wird. Die Langzeitspeicherung erfolgt in diesem Fall zu einem größeren Anteil über den chemischen Pfad.
- Der Batteriespeicher fehlt erneut vollständig. Die elektrische Deckung in Zeiten ohne regenerative Einspeisung erfolgt im E-Fuel-System über die Rückverstromung im BHKW, das ohnehin für die vollständige Autarkie dimensioniert werden muss. Ein zusätzlicher Kurzzeitspeicher zur Überbrückung, oder gleichmäßigeren Energieversorgung des Elektrolyseurs und der Syntheseinheit, ist unter den gegebenen Kostenannahmen offenbar nicht wirtschaftlich erforderlich.

Die Ohne-Wind-Effizienzgrenze zeigt, dass auch im Fall von E-Fuel als Langzeitspeicher eine vollständige Autarkie ausschließlich durch PV-Erzeugung erreicht werden kann – und zwar zu deutlich geringeren Kosten als im Wasserstoffsystem. Während das kostengünstigste rein PV-basierte H₂-System Kosten von 75.551,6 € verursacht, liegt der entsprechende Wert bei E-Fuel

bei nur 59.500 € – also um rund 16.000 € niedriger. Diese Differenz lässt sich im Wesentlichen durch die deutlich günstigeren Speicherkosten im E-Fuel-System erklären.

Das kostengünstigste vollautarke System ohne Windkraft auf dem Raster der Punktwolke umfasst folgende Komponenten:

- eine PV-Anlage mit 25 kW,
- einen Batteriespeicher mit 7,5 kWh,
- einen E-Fuel-Speicher mit 4.000 kWh,
- einen Elektrolyseur mit 2,5 kW_{elektrisch}
- sowie einen thermischen Speicher mit 2.000 kWh.

Auffällig ist, dass die PV-Leistung im Vergleich zum H₂-System reduziert werden konnte, da der größere und günstigere chemische Speicher die saisonale Verschiebung effizienter übernehmen kann. Der Batteriespeicher bleibt mit 7,5 kWh groß dimensioniert, um eine kontinuierliche Versorgung der E-Fuel-Produktion auch während der Nachtstunden sicherzustellen.

Die hohe Elektrolyseurleistung von 2,5 kW_{elektrisch} spiegelt die Notwendigkeit wider, den umfangreichen E-Fuel-Speicher im Sommer gezielt zu befüllen, um eine ganzjährige Versorgung zu gewährleisten. Im Gegensatz dazu konnte der thermische Speicher deutlich kleiner ausgelegt werden (2.000 kWh statt 6.500 kWh im H₂-System), da die Funktion der saisonalen Speicherung hier vermehrt durch den E-Fuel-Speicher übernommen wird.

Insgesamt fällt auf, dass sich zwar die Verteilung zwischen thermischem und chemischem Speicher verändert hat, die Gesamtspeichergröße (bezogen auf saisonal nutzbare Speicher) jedoch in ähnlicher Größenordnung bleibt. Dies deutet darauf hin, dass unabhängig von der eingesetzten Speichertechnologie ein gewisser Gesamtspeicherbedarf unvermeidbar ist, um 100 % Autarkie allein mit PV-Erzeugung zu realisieren. Die E-Fuel-Technologie ermöglicht dies jedoch zu deutlich geringeren Kosten.

Für die Betrachtung der Ohne-E-Fuel-Effizienzgrenze ist eine Vergrößerung der Punktwolke im Bereich der kostengünstigsten autarken Systeme notwendig (Abb. 5.5).

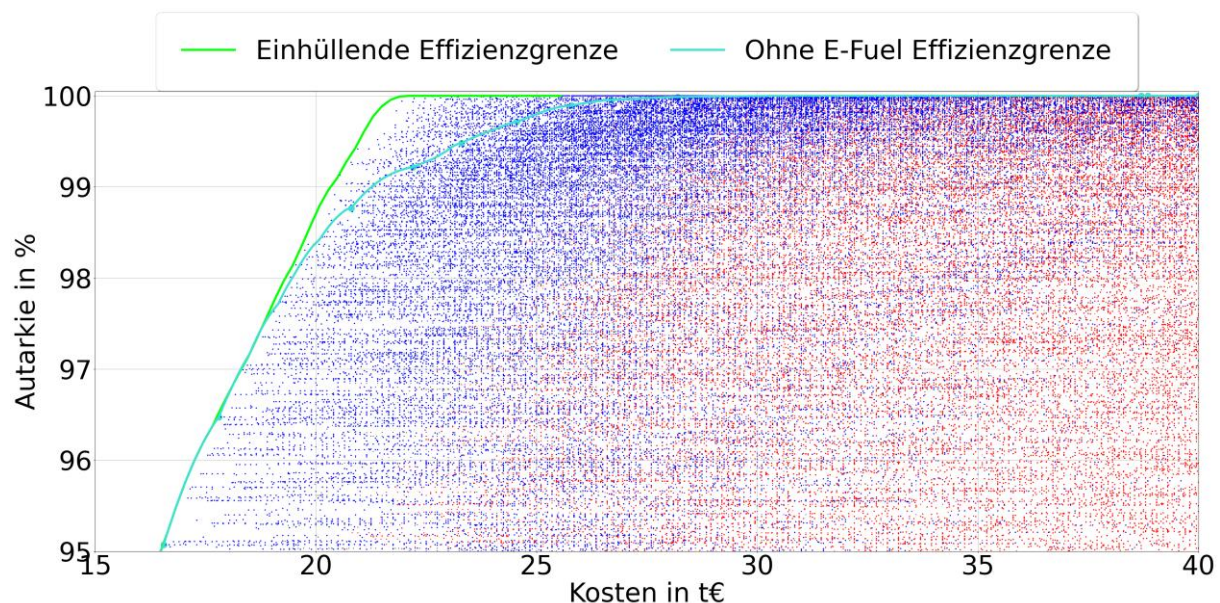


Abb. 5.5. Kostenvariante C: Einhüllende, Ohne-E-Fuel-Effizienzgrenze

Die Ohne-E-Fuel-Effizienzgrenze löst sich bereits bei einem Autarkiegrad von 97,5 % von der einhüllenden Effizienzgrenze. Das bedeutet, dass ab diesem Punkt der Einsatz von E-Fuel-Komponenten zwingend erforderlich ist, um das jeweils kostengünstigste Energiesystem realisieren zu können. Im Vergleich zum Wasserstoffszenario tritt diese Ablösung damit bei einem deutlich niedrigeren Autarkieniveau ein: Dort lag der entsprechende Schwellenwert bei 99,1 % Autarkie, bevor der Einsatz von Wasserstofftechnologien für das kostengünstigste System unverzichtbar wurde. Der wirtschaftliche Vorteil des günstigeren E-Fuel-Speichers schlägt sich somit nicht nur in niedrigeren Gesamtkosten nieder, sondern führt auch dazu, dass chemische Langzeitspeicher bereits bei niedrigeren Autarkiezielen zur wirtschaftlich optimalen Lösung gehören.

Auch der direkte Kostenvergleich der kostengünstigsten vollautarken Systeme mit und ohne E-Fuel-Komponenten bestätigt diesen Trend. Wird auf chemische Langzeitspeicherung verzichtet, so liegt das kostengünstigste vollautarke System bei 38.700 € – exakt dasselbe System, das im Wasserstoffszenario ohne H₂-Komponenten identifiziert wurde. Im Vergleich zum kostengünstigsten E-Fuel-System mit 100 % Autarkie, das nur 22.050 € kostet, ergibt sich eine Kostendifferenz von 16.650 €. Diese Differenz ist deutlich höher als im Wasserstoffszenario, in dem der Abstand lediglich rund 12.900 € betrug. Damit wird deutlich: Im Fall von E-Fuel sind die ökonomischen Vorteile durch die Einbindung chemischer Speicher nochmals stärker ausgeprägt.

5.3.2. *NAHFELDUNTERSUCHUNG IN KOSTENVARIANTE D (E-FUEL ZUKUNFT)*

Im zweiten Auswertungsschritt wird – wie bereits in Kapitel 5.2.2 – ein gezielter Blick auf den Nahbereich der einhüllenden Effizienzgrenze geworfen. Grundlage hierfür ist die Kostenvariante D, in der – analog zu Variante B – von reduzierten Investitionskosten für PV-Anlage und Batteriespeicher ausgegangen wird. Diese Annahme spiegelt erwartbare Entwicklungen im Zuge weiterer technischer Reife und Skaleneffekte wider.

Das Ziel der Nahfelduntersuchung besteht darin, die technologische Vielfalt und die strukturellen Freiheitsgrade aufzuzeigen, die in einem eng definierten Kosten-Autarkie-Raum möglich sind. Betrachtet werden alle Systemkonfigurationen, die:

- eine Autarkie von mindestens 99,5 % erreichen
- und deren Gesamtkosten maximal 0,5 % über den Kosten des jeweils kostengünstigsten vollautarken Systems liegen.

In diesem hochautarken Bereich wird analysiert, wie stark sich unterschiedliche Kombinationen aus Erzeugungstechnologien und Speicherauslegungen auf die Systemstruktur auswirken – ohne dabei wesentliche Nachteile in der Wirtschaftlichkeit zu verursachen. Die Analyse erlaubt Rückschlüsse darauf, welche Varianten Spielräume für Technologieentscheidungen lassen und welche Konfigurationen sich im oberen Effizienzbogen häufen. Die Auswahl repräsentativer Systeme erfolgt exemplarisch und wird im Anschluss in Tab. 5.8 dargestellt.

System	PV-Anlage (kW)	Windkraft-anlage (kW)	Batteriespei-cher (kWh)	E-Fuel-Spei-cher (kWh)	Elektroly-seur (kW _{el})	Therm. Spei-cher (kWh)	Autarkie (%)	Gesamtkos-ten (€)
1	5	6	1	1.500	0,5	250	99,63	21.200
2	5	6	2,5	1.500	0,5	250	99,77	21.650
3	1	8	0	250	0,1	750	99,50	21.575
4	5	6	0	3.000	0,5	250	99,77	21.650
5	1	8	0	1.000	0,25	500	99,94	21.450
6	0	9	1	250	0,1	500	99,51	21.525

Tab. 5.8. Auswahl Kostenvariante D: Autarkie > 99,5 %, Kosten < 22.160 €

Auffällig ist, dass sich im Vergleich zum Wasserstoffszenario nun deutlich größere E-Fuel-Speicher im hochautarken Bereich realisieren lassen. Systeme mit Speichergrößen bis 3.000 kWh zeigen, dass der kostengünstige E-Fuel-Speicher in diesem Szenario eine zentrale Rolle spielt.

Die thermischen Speicher fallen in der Regel deutlich kleiner aus als im Wasserstoffszenario – meist zwischen 250 und 500 kWh, jedoch sind auch bis 750 kWh (System 3) in diesem Kosten-Autarkie-Raum möglich. Dies bestätigt den Trend, dass bei Einsatz eines chemischen Langzeitspeichers die Notwendigkeit eines parallelen großdimensionierten Wärmespeichers entfällt.

Im Bereich der Erzeugung zeigt sich eine erhöhte Beteiligung von PV-Anlagen: Systeme mit bis zu 5 kW PV-Leistung (Systeme 1, 2 und 4) sind nun innerhalb des Nahfelds vertreten. Gleichzeitig ergibt sich in mehreren Konfigurationen ein annähernd ausgeglichenes Verhältnis zwischen PV- und Windkraftleistung, was auf die verbesserte saisonale Ausgleichsfähigkeit durch den E-Fuel-Speicher zurückzuführen ist.

Batteriespeicher bis 2,5 kWh (System 2) sind im Nahfeldbereich vertreten, während höhere Ausbaustufen nicht mehr vorkommen – was darauf hinweist, dass größere Batteriespeicher unter den gegebenen Annahmen keine wirtschaftlichen Vorteile mehr bringen.

Trotz der Vielfalt an Speicherkombinationen sind weiterhin auch Systeme ohne PV-Anlage (System 6) oder ohne Batteriespeicher (System 4 und 5) wirtschaftlich konkurrenzfähig – ebenso wie Konfigurationen mit nur 250 kWh E-Fuel-Speicher und dafür verhältnismäßig großen thermischen Speichern von 750 kWh (System 3). Dies unterstreicht die hohe Flexibilität und zeigt, dass verschiedene Strategien zur Realisierung einer fast vollständigen Autarkie führen können – ohne dabei deutliche wirtschaftliche Nachteile zu verursachen.

5.3.3. ZUKAUF VON ENERGIE IN KOSTENVARIANTE C (E-FUEL HEUTE)

Im letzten Auswertungsschritt wird erneut der Frage nachgegangen, ab welchem Punkt ein weiterer Ausbau des regenerativen Energiesystems ökonomisch nicht mehr sinnvoll ist – und ob der Zukauf externer Energie stattdessen eine kostengünstigere Alternative darstellt. Die Betrachtung erfolgt auf Grundlage der Kostenvariante C, in der E-Fuel als Langzeitspeicher eingesetzt wird.

Im Vergleich zum Wasserstoffszenario (Kapitel 5.2.3) ergeben sich dabei zwei zentrale Unterschiede: Einerseits ist die Speicherung von E-Fuel kostengünstiger, da der Energieträger in einfachen drucklosen Stahltanks gelagert werden kann. Andererseits ist die Rückverstromung im BHKW effizienter, was sich auch auf die externen Versorgungspfade auswirkt – denn für den Zukauf gelten identische Wirkungsgrade wie bei der internen Nutzung.

Diese Kombination aus günstigerem Speicher und höherem Rückverstromungswirkungsgrad beeinflusst die Bewertung des Zukaufs. In der folgenden Analyse wird daher untersucht, in welchem

Bereich der Autarkie der Übergang von einem weiteren Systemausbau zu einem Energiezukauf wirtschaftlich vorteilhaft wird. Die Bewertung erfolgt – wie bereits im vorangegangenen Abschnitt – anhand von Zukaufgeraden, die mit der einhüllenden Effizienzgrenze verglichen werden.

Abb. 5.6 zeigt in der Kostenvariante C die Einbettung der Zukaufpfade für Strom und Heizöl in die Punktwolke. Dabei wird untersucht, ab welchem Punkt ein weiterer Ausbau des regenerativen Energiesystems wirtschaftlich nicht mehr sinnvoll ist – und ob der Zukauf externer Energie stattdessen eine kostengünstigere Alternative darstellt.

Als Grundlage für beide Zukaufpfade dient ein gemeinsames Basissystem, das sich am Rand der Punktwolke befindet – genau gesagt an jener Stelle, an der die Steigung der Heizöl-Zukaufsggeraden der Steigung der einhüllenden Effizienzgrenze entspricht. Die Kosten für den Zukauf von Strom betragen 0,40 €/kWh, bei Rückverstromung von Heizöl im BHKW wird ein Brennstoffpreis von 0,10 €/kWh zur Berechnung der Geraden angesetzt.

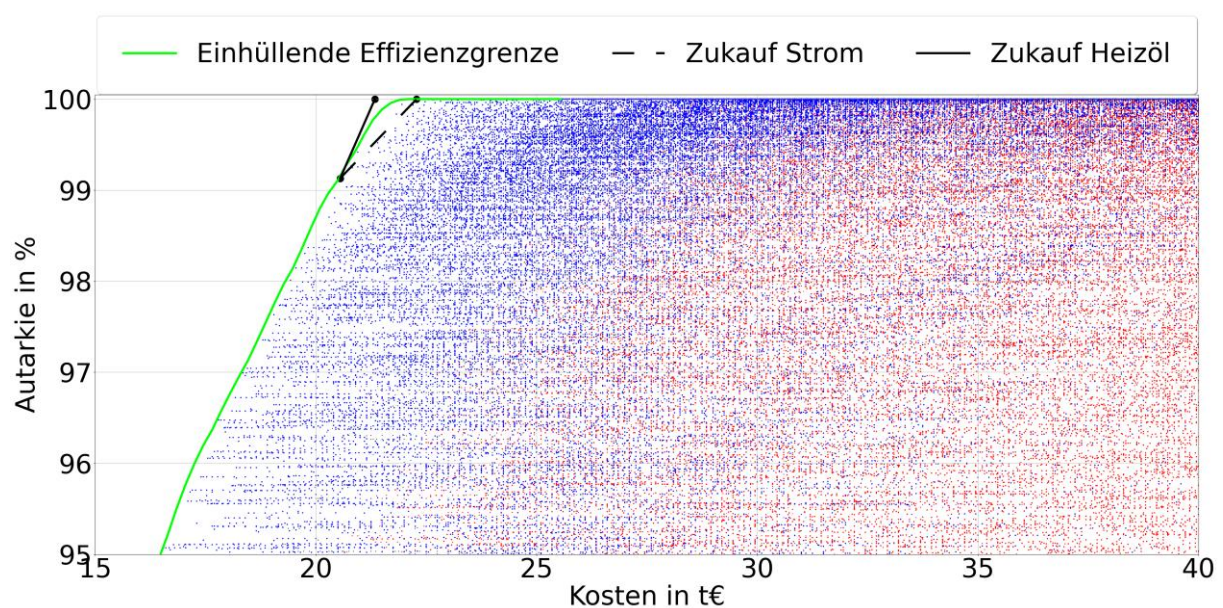


Abb. 5.6. Zukauf von Strom und Heizöl in Kostenvariante C

Die in Abb. 5.6 dargestellte Heizöl-Zukaufgerade entspricht bei einem Autarkiegrad von 99,1 % exakt der Steigung der einhüllenden Effizienzgrenze. Das bedeutet, dass ab diesem Punkt ein weiterer Ausbau des regenerativen Energiesystems ökonomisch gleichwertig ist zum Zukauf von Heizöl – ein weiterer Ausbau würde also nur bei zusätzlichen nicht-monetären Zielgrößen gerechtfertigt sein (z. B. Versorgungssicherheit oder Unabhängigkeit). Ökonomisch betrachtet ist der Zukauf ab diesem Punkt mindestens ebenso sinnvoll.

Das zugrunde liegende Basissystem an der Übergangsstelle verursacht Investitionskosten von 20.550 €. Der verbleibende Energiebedarf von 0,9 % wird über Rückverstromung von Heizöl im BHKW gedeckt. Bei einem Brennstoffpreis von 0,10 €/kWh und dem entsprechenden elektrischen Wirkungsgrad des BHKW ergeben sich daraus Zukaufkosten in Höhe von 787 €. Die Gesamtkosten des teilautarken Systems belaufen sich somit auf 21.337 €.

Zum Vergleich: Das kostengünstigste vollautarke System unter Kostenvariante C verursacht 22.050 €. Damit beträgt der Unterschied 713 €. Ein wirtschaftlicher Vorteil, die letzten 0,9 % der benötigten Energie zuzukaufen, liegt also vor, bleibt aber moderat.

Zum Vergleich wurde auch der Zukauf von Strom zu einem Preis von 0,40 €/kWh betrachtet. Hier ergibt sich bei gleicher Systemkonfiguration ein Zukaufbetrag von 1.732 €, was zu Gesamtkosten

von 22.282 € führt, und damit oberhalb der Kosten des vollautarken Systems liegt. Unter den gegebenen Annahmen ist der Stromzukauf in diesem Szenario somit nicht wirtschaftlich attraktiv, anders als der Brennstoffzukauf über Heizöl.

Aus der Analyse von E-Fuel als Langzeitspeicher lassen sich folgende zentrale Ergebnisse ableiten:

Die Effizienzgrenzen belegen, dass mit E-Fuel bereits bei geringeren Gesamtkosten ein Autarkiegrad von 100 % erreicht werden kann – und dass die Integration chemischer Speicher bereits ab einem Autarkiegrad von 97,5 % wirtschaftlich geboten ist.

In der Nahfelduntersuchung wird deutlich, dass unter den Bedingungen der Kostenvariante D eine große technologische Bandbreite wirtschaftlich attraktiver Systeme möglich ist. Neben Systemen, in denen primär die Windkraft für die Energieerzeugung verantwortlich ist, treten in der Punktwolke in dem Bereich hoher Autarkiegrade und vergleichsweise niedriger Gesamtkosten zunehmend Konfigurationen mit signifikanten PV-Anteilen auf. Entscheidend ist: Die kostengünstigere E-Fuel-Speicherung erweitert die Gestaltungsräume in diesem Bereich, ohne dabei eine bestimmte Struktur zu erzwingen.

Die Bewertung der Zukaufsoptionen verdeutlicht, dass trotz höherem Rückverstromungswirkungsgrad beim BHKW der wirtschaftlich sinnvolle Übergangspunkt zum Heizölkupfkauf relativ spät auftritt – bei 99,1 % Autarkie. Stromzukauf bleibt unter den hier angenommenen Preisbedingungen nicht wettbewerbsfähig.

5.4. E-FUEL ALS LANGZEITSPEICHER OHNE WÄRMENETZ

In diesem Kapitel wird die Systemauslegung unter der Annahme untersucht, dass kein übergeordnetes Wärmenetz (Abkürzung für Abbildungen und Tabellen o. W. für ohne Wärmenetz) zur Verfügung steht. Im Unterschied zu den Kapiteln 5.2 und 5.3, in denen die eingesetzten Konversionskomponenten des chemischen Langzeitspeichers thermische Energie in ein Wärmenetz einspeisen konnten, erfolgt die Wärmeversorgung hier ausschließlich dezentral direkt am Verbraucher.

Die elektrischen Wirkungsgrade der Konversionsprozesse bei der Umwandlung von Strom in E-Fuel sowie bei der Rückverstromung bleiben identisch. Die thermischen Wirkungsgrade bei der Energiekonversion der E-Fuel-Komponenten sind nun 0, wie in Kapitel 2.2.6 beschrieben. Ohne bestehendes Wärmenetz ist ein großer dezentraler thermischer Speicher nicht möglich. Es steht lediglich ein kleiner thermischer Zwischenpuffer mit 25 kWh pro Haushalt zur Verfügung, der nur über die vor Ort befindliche Wärmepumpe oder den Heizstab geladen werden kann.

Da weder bei der Synthese von E-Fuel noch bei der Rückverstromung im BHKW Wärme zentral bereitgestellt oder verteilt werden kann, wird erwartet, dass diese Systemvariante nicht zu den kostengünstigsten Technologien zählt – insbesondere nicht bei hohen Autarkiegraden. Dennoch ist diese Konfiguration für viele reale Anwendungskontexte von Interesse – etwa in ländlichen Gemeinden ohne bestehende Wärmenetze, in denen ein nachträglicher Netzausbau nicht umsetzbar ist und Wärme immer lokal beim Endverbraucher bereitgestellt werden muss.

Ein weiterer nachteiliger Effekt ergibt sich aus der veränderten thermischen Lastdeckung auf Haushaltsebene: Die bislang fest definierte elektrische Ausgangsleistung des BHKW von 5 kW (in den Szenarien der Kapitel 5.2 und 5.3) ist in dieser Konfiguration nicht mehr ausreichend, um zu jeder Zeit den Bedarf an thermischer Energie vor Ort zuverlässig zu decken – insbesondere dann,

wenn der E-Fuel-Speicher noch gefüllt ist, aber keine andere Erzeugung aktiv ist. Um dies sicherzustellen, wird in diesem Kapitel eine erhöhte elektrische Ausgangsleistung des BHKW von 7,5 kW angenommen.

Mit dieser veränderten Ausgangslage wird im Folgenden untersucht, welche Auswirkungen das fehlende Wärmenetz auf die Systemstruktur, die Wirtschaftlichkeit und die Rolle des E-Fuel-Speichers hat. Die Auswertung folgt dabei erneut der in Kapitel 5.2 eingeführten Systematik.

5.4.1. EFFIZIENZGRENZE IN KOSTENVARIANTE C (E-FUEL HEUTE)

Auch in dieser Konfiguration werden zunächst die Effizienzgrenzen ausgewertet, um die systemischen Auswirkungen des fehlenden Wärmenetzes auf die Wirtschaftlichkeit und Struktur des Energiesystems zu untersuchen. Betrachtet werden erneut die einhüllende Effizienzgrenze, die Ohne-Wind-Effizienzgrenze sowie die Ohne-E-Fuel-Effizienzgrenze.

Es wird erwartet, dass sich insbesondere im oberen Autarkiebereich, in dem der Einsatz von Langzeitspeichern für die kostengünstigste Systemauslegung wichtig ist, eine deutlich flachere einhüllende Effizienzgrenze, aber auch eine flachere Ohne-Wind-Effizienzgrenze ergibt.

Der Grund liegt in der Tatsache, dass die Abwärme der E-Fuel-Komponenten nicht mehr genutzt werden kann, wodurch sich die Systemeffizienz des chemischen Speicherpfads sichtbar verschlechtert. Um dennoch vollständige Autarkie zu erreichen, könnten daher größere Speicher erforderlich sein, was wiederum zu einem Anstieg der Gesamtkosten führt.

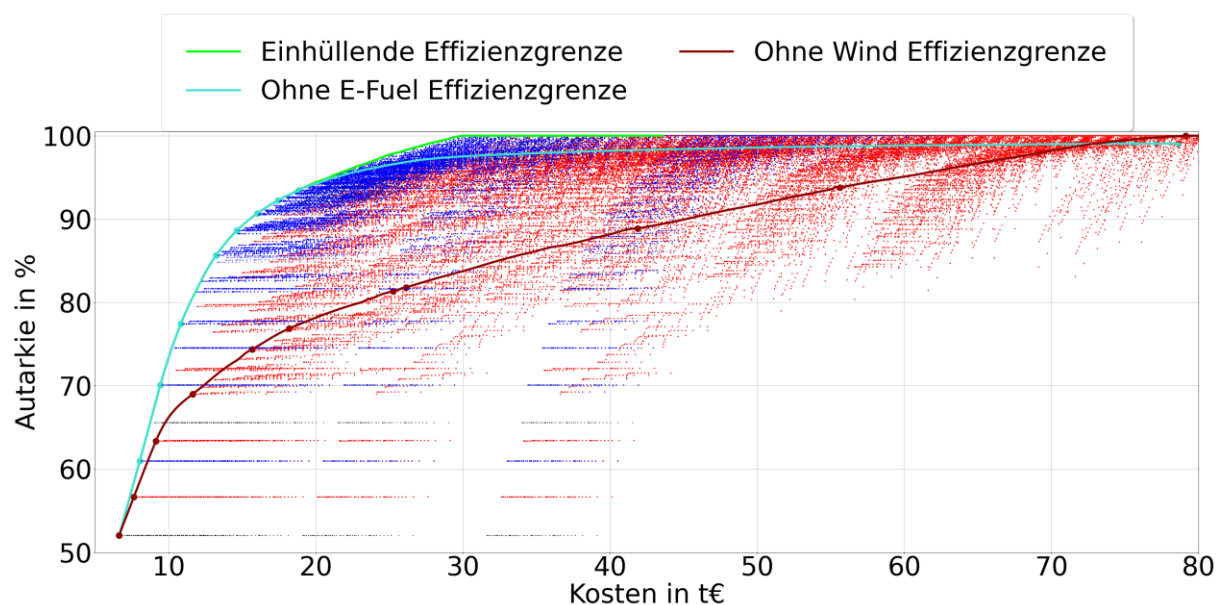


Abb. 5.7. Kostenvariante C: Einhüllende, Ohne-E-Fuel-, Ohne-Wind-Effizienzgrenze o. W.

Abb. 5.7 bestätigt, dass im Szenario ohne Wärmenetz 100 % Autarkie erst zu deutlich höheren Kosten erreicht werden kann – die entsprechenden Systeme liegen bei über 30.000 € Gesamtkosten. Das kostengünstigste vollautarke System auf dem Raster der Punktwolke ist in Tab. 5.9 dargestellt.

Komponente	Dimensionierung	Einzelkosten
PV-Anlage	2,5 kW	2.500 €
Windkraftanlage	10 kW	14.000 €
Batteriespeicher	1 kWh	600 €
E-Fuel-Speicher	3.000 kWh	1.500 €
Elektrolyseur + Synthese	1 kW _{elektrisch}	5.000 €
Thermischer Speicher	25 kWh	125 €
BHKW	7,5 kW _{elektrisch}	3.000 €
Wärmepumpe	3 kW _{thermisch}	3.000 €
Heizstab	50 kW	500 €
Gesamtkosten	30.225 €	

Tab. 5.9. Kostengünstigstes vollautarkes System in Kostenvariante C o. W.

Mit Gesamtkosten von 30.225 € liegt es deutlich über dem vergleichbaren System mit Wärmenetz (22.050 €), was die zentrale Bedeutung der nutzbaren Abwärme für die Wirtschaftlichkeit des chemischen Speicherpfads unterstreicht.

Im Vergleich zu dem System aus Kapitel 5.3 ist sowohl die installierte Erzeugungsleistung als auch die Speicherkapazität des E-Fuel-Speichers erhöht. Die Windkraftleistung wurde auf 10 kW erweitert (statt 7 kW), die PV-Leistung beträgt 2,5 kW (vorher 1 kW). Parallel wurde der E-Fuel-Speicher von 1.500 kWh auf 3.000 kWh verdoppelt und auch der Elektrolyseur inkl. Syntheseinheit leistungstärker ausgelegt (1 kW statt 0,5 kW). Diese Veränderungen deuten darauf hin, dass ein höherer Energieaufwand erforderlich ist, um trotz nicht nutzbarer Abwärme den vollständigen Energiebedarf zu decken. Die schlechtere Gesamtausnutzung der erzeugten Energie macht sich sowohl in höheren Investitionen als auch in größeren Speicherbedarfen bemerkbar.

Im Gegensatz zur Variante mit Wärmenetz ist im vorliegenden System nun ein Batteriespeicher mit 1 kWh enthalten. Diese Komponente war im kostengünstigsten System aus Kapitel 5.3 nicht vertreten. Der Grund für ihren Einsatz liegt darin, dass sich der relative Wirkungsgrad des Batteriespeichers im Vergleich zum E-Fuel-System deutlich verbessert hat: Während in Kapitel 5.3 bei der Rückverstromung zusätzlich thermische Energie genutzt werden konnte, entfällt dieser Vorteil nun vollständig. Die gespeicherte Energie im E-Fuel-Pfad kann nur noch elektrisch verwertet werden, was den Wirkungsgradnachteil gegenüber Batteriespeichern verstärkt.

Die Ohne-Wind-Effizienzgrenze zeigt, dass eine vollständige Autarkie ausschließlich durch PV-Erzeugung im Szenario ohne Wärmenetz mit deutlich höheren Kosten verbunden ist. Während die Gesamtkosten für das entsprechende System mit Wärmenetz in Kapitel 5.3 bei 59.500 € lagen, betragen die Gesamtkosten nun 79.125 € – eine Differenz von 19.625 €.

Auf dem Raster der Punktwolke umfasst das kostengünstigste vollautarke System ohne Windkraft:

- eine PV-Anlage mit 40 kW,
- einen Batteriespeicher mit 7,5 kWh,
- einen E-Fuel-Speicher mit 6.000 kWh
- sowie eine Elektrolyseur- und Syntheseinheit mit 5 kW_{elektrisch}.

Die festen Systemkomponenten, wie thermischer Speicher (25 kWh), BHKW (7,5 kW_{elektrisch}), Wärmepumpe und Heizstab, bleiben in allen Systemen unverändert.

Im direkten Vergleich zum Wärmenetz-Szenario wird deutlich, dass nahezu alle variablen Komponenten in ihrer Dimensionierung stark zugenommen haben: Die PV-Leistung steigt von 25 auf 40 kW, die Elektrolyseurleistung verdoppelt sich von 2,5 auf 5 kW_{elektrisch} und der E-Fuel-Speicher wächst von 4.000 auf 6.000 kWh. Diese Mehrdimensionierung ist erforderlich, da die Abwärme aus dem E-Fuel-Pfad nicht mehr genutzt werden kann und somit die Systemeffizienz sinkt. Um diesen Verlust zu kompensieren, müssen höhere elektrische Energiemengen erzeugt, gespeichert und rückverstromt werden – was zu einem entsprechend höheren Investitionsbedarf führt.

Die Ohne-E-Fuel-Effizienzgrenze erreicht im Szenario ohne Wärmenetz bei einem Autarkiegrad von etwas über 99 % eine deutliche Sättigung. Ab diesem Punkt lassen sich durch weiteren Ausbau der regenerativen Erzeugung und Speicherung keine nennenswerten Kostenvorteile mehr erzielen, wenn auf den Einsatz von E-Fuel-Komponenten verzichtet wird.

Ein wesentlicher Grund dafür liegt in der eingeschränkten Speicherstruktur: Der thermische Speicher ist in allen betrachteten Systemen fest auf 25 kWh pro Haushalt begrenzt. Wird zusätzlich auch E-Fuel als saisonal nutzbarer chemischer Speicher ausgeschlossen, fehlt dem System eine saisonale Speicheroption, mit der Energiebedarfe bei gleichzeitig geringer Erzeugung über längere Zeiträume hinweg gedeckt werden könnten.

Eine vollständige Autarkie wäre unter diesen Bedingungen nur durch eine extreme Überdimensionierung von Erzeugungs- und Batteriespeicherkapazitäten denkbar. Solche Konfigurationen wären jedoch unter realen Bedingungen kaum wirtschaftlich und technisch nur schwer integrierbar – etwa aufgrund von enormen Flächenanforderungen für PV- und Windkraftanlagen und hohen Investitionskosten für sehr große Batteriespeicher.

Aus diesen Gründen wurden entsprechende Systeme nicht in die Simulationsdatenbank aufgenommen. Die Analyse macht deutlich, dass ohne Wärmenetz und ohne chemischen Langzeitspeicher keine realistische Strategie zur vollständigen Autarkie zur Verfügung steht – zumindest nicht unter wirtschaftlich vertretbaren Rahmenbedingungen.

Insgesamt zeigen die Effizienzgrenzen, dass der Verzicht auf ein Wärmenetz die Systemeffizienz im oberen Autarkiebereich deutlich verschlechtert und zu erheblich höheren Gesamtkosten führt.

5.4.2. NAHFELDUNTERSUCHUNG IN KOSTENVARIANTE D (E-FUEL ZUKUNFT)

Im nächsten Schritt wird untersucht, ob sich in dem Szenario ohne Wärmenetz trotz der Einschränkung (ein fest dimensionierter thermischer Speicher von 25 kWh pro Haushalt) weiterhin eine breite Varianz an Systemkonfigurationen finden lässt, die sich bei sehr hoher Autarkie als wirtschaftlich sinnvoll erweisen. Betrachtet werden alle Systeme mit einem Autarkiegrad von mindestens 99,5 % und maximal 0,5 % höheren Gesamtkosten gegenüber dem jeweils kostengünstigsten vollautarken System.

Ein zentrales Augenmerk liegt dabei auf der Verteilung der Speicheraufgaben zwischen dem Batteriespeicher und dem E-Fuel-Speicher. Durch den Wegfall der Abwärmenutzung verschlechtert sich die Effizienz der E-Fuel-Konversionskette deutlich – insbesondere im Rückverstromungspfad. Gleichzeitig wird in der Kostenvariante D ein günstigerer Preis für den Batteriespeicher angesetzt als noch in Variante C.

Im Rahmen der folgenden Nahfeldanalyse wird deshalb geprüft, ob unter diesen veränderten Bedingungen größere Batteriespeicher im hochautarken Bereich ökonomisch konkurrenzfähig wer-

den – oder ob der pro Kilowattstunde deutlich günstigere E-Fuel-Speicher trotz seiner niedrigeren energetischen Effizienz weiterhin das dominante Speicherelement bleibt. Die Auswahl und Auswertung typischer Systemkonfigurationen innerhalb dieses engen Kosten-Autarkie-Raums geben darüber Aufschluss.

System	PV-Anlage (kW)	Windkraftanlage (kW)	Batteriespeicher (kWh)	E-Fuel-Speicher (kWh)	Elektrolyseur (kW _{el})	Therm. Speicher (kWh)	Autarkie (%)	Gesamtkosten (€)
1	2,5	10	2,5	1.500	1	25	99,53	30.375
2	5	8	1	2.500	1	25	99,51	29.675
3	2,5	9	1	3.000	1	25	99,65	29.725
4	2,5	12,5	0	2.000	0,5	25	99,62	30.125
5	2,5	10	0	3.000	1	25	99,75	26.625

Tab. 5.10. Auswahl Kostenvariante D: Autarkie > 99,5 %, Kosten < 30.376 €

Dass sich aufgrund der schlechteren Gesamteffizienz des E-Fuel-Systems ohne Abwärmenutzung größere Batteriespeicher in dem abgesteckten Autarkie-Kosten-Raum befinden könnten, bewahrt sich nicht. Die installierte Speicherkapazität bleibt wie in Kostenvariante D mit Wärmenetz auf maximal 2,5 kWh beschränkt. Größere Batteriespeicher befinden sich nicht im gewählten Nahfeld.

Stattdessen wird die Zielautarkie stärker über regenerative Überproduktion erreicht. Während in Kapitel 5.3.2 die Windkraftleistung typischerweise zwischen 6 und 9 kW liegt, sind in der Auswahl der Systeme ohne Wärmenetz 10 kW (System 1) oder sogar 12,5 kW (System 4) Windkraftleistung vorzufinden. Die maximale PV-Leistung erhöht sich zwar im Vergleich zu Kapitel 5.3.2 nicht, jedoch enthält dort die Auswahl noch zwei Systeme ohne PV-Anlage. In Tab. 5.10 ist jedes System mit einer PV-Anlage ausgestattet. Die größere Erzeugungsleistung bei der Kombination beider Quellen lässt auf eine Überproduktion schließen, die nötig wird, um trotz höherer Verluste durch den Verzicht auf Wärmenutzung weiterhin eine fast vollständige Eigenversorgung zu gewährleisten.

Die eingesetzten E-Fuel-Speicher erreichen wie in Kapitel 5.3.2 wieder bis zu 3.000 kWh Kapazität. Zwar existieren auch Konfigurationen mit 4.000 kWh Speicher innerhalb des gewählten Nahfelds, es befinden sich hier jedoch auch Systeme mit sonst identischen Komponenten – z. B. System 3 und System 5 – bei denen der E-Fuel-Speicher lediglich 3.000 kWh groß ist. Dies deutet darauf hin, dass zusätzliche Speicherkapazität oberhalb dieser Schwelle keinen nennenswerten Vorteil bei der Zielerreichung bringt.

Die Systemvielfalt fällt im Vergleich zu E-Fuel in Kostenvariante D mit Wärmenetz insgesamt deutlich geringer aus. Insbesondere häufen sich Konfigurationen mit hoher Erzeugung und 2.000 bis 3.000 kWh E-Fuel-Speicher. Varianten mit annähernd gleicher PV- wie Windkraftleistung sind ebenso wenig im gewählten Kosten-Autarkie-Raum enthalten wie Varianten ohne PV-Anlage.

Auch in Tab. 5.10 sind wieder Systeme ohne Batteriespeicher ersichtlich (z. B. System 4 und System 5), was erneut unterstreicht, dass die Batterie zur Erreichung der fast vollständigen Eigenversorgung innerhalb des gesetzten Kostenrahmens nicht zwingend erforderlich ist.

Auffällig ist aber, dass die Elektrolyseur- und Synthesekomponenten in mehreren Systemen (alle außer System 4) mit 1 kW_{elektrisch} sehr groß dimensioniert sind im Vergleich zu Kapitel 5.3.2 (maximal 0,5 kW_{elektrisch}). Dass dies trotz hoher spezifischer Investitionskosten der Fall ist, deutet darauf hin, dass die chemische Langzeitspeicherung zum Erreichen dieses hohen Autarkiegrades

gezielt gestärkt werden muss – als Kompensation für den Wegfall der Abwärmenutzung, die im vorherigen Szenario zur Effizienzsteigerung beitrug.

5.4.3. ZUKAUF VON ENERGIE IN KOSTENVARIANTE C (E-FUEL HEUTE)

Wie in den Kapiteln 5.4.1 und 5.4.2 gezeigt wurde, ist eine vollständige Autarkie ohne Wärmenetz nur mit erheblich erhöhtem technischem Aufwand erreichbar. Daher stellt sich die Frage, ob – und ab welchem Punkt – der gezielte Zukauf von Energie eine wirtschaftlich sinnvollere Alternative zum weiteren Ausbau des regenerativen Energiesystems darstellen kann.

Im vorliegenden Fall ist jedoch zu beachten, dass beim Zukauf von Heizöl – anders als in den vorherigen Szenarien mit Wärmenetz – die beim Betrieb des BHKW entstehende Abwärme nicht genutzt werden kann. Wie bereits in Kapitel 2.2.6 erläutert, reduziert dies die Gesamteffizienz erheblich. Die Steigung der Zukaufsgeraden für Heizöl fällt daher deutlich flacher aus als in Varianten mit nutzbarer Wärmeauskopplung.

Dennoch zeigt sich, dass selbst bei einem verbleibenden rein elektrischen Wirkungsgrad von nur $\eta_{E,e} = 0,44$ (siehe Kapitel 2.2.5) der Zukauf von Heizöl (bei einem Preis von 0,10 €/kWh) wirtschaftlich günstiger ist als der direkte Stromzukauf zum Preis von 0,40 €/kWh. In Abbildung X wird dargestellt, in welchem Autarkiebereich der ökonomisch sinnvollste Übergangspunkt liegt – also jener Punkt, an dem ein weiterer Ausbau des regenerativen Energiesystems weniger vorteilhaft ist als der ergänzende externe Energiebezug. Grundlage der Untersuchung ist Kostenvariante C.

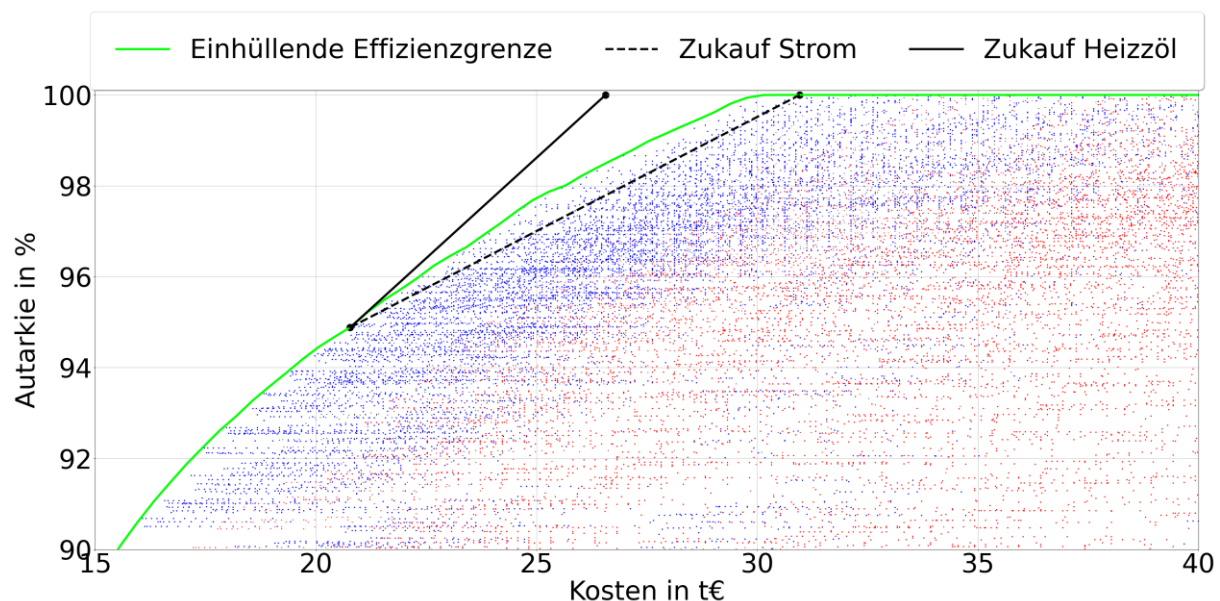


Abb. 5.8. Zukauf von Strom und Heizöl in Kostenvariante C o. W.

Abb. 5.8 zeigt die einhüllende Effizienzgrenze sowie die Zukaufsgeraden für Heizöl und Strom. Zur Bewertung, ab welchem Punkt der Energiezukauf wirtschaftlich sinnvoller ist als ein weiterer Ausbau des regenerativen Energiesystems, wurde ein System in der Nähe der einhüllenden Effizienzgrenze identifiziert. Dieses liegt exakt an der Stelle, an der die Steigung der einhüllenden Effizienzgrenze der Steigung der Zukaufgeraden für Heizöl entspricht. Das System erreicht einen Autarkiegrad von 94,9 % bei Investitionskosten von 20.775 €.

Um den verbleibenden Energiebedarf von 5,1 % zu decken, wäre ein Zukauf von Heizöl erforderlich. Bei einem Heizölpreis von 0,10 €/kWh ergeben sich über einen Zeitraum von 25 Jahren Energiekosten in Höhe von 5.789 € um den Bedarf vollständig zu decken. Die Gesamtkosten dieses teilautarken Systems belaufen sich somit auf 26.564 €.

Zum Vergleich: Das kostengünstigste vollständig autarke System aus Kapitel 5.4.1 verursacht Gesamtkosten in Höhe von 30.375 €. Der gezielte Energiezukauf über Heizöl senkt die Kosten damit um 3.811 €.

Auch ein Stromzukauf wäre an diesem Punkt ökonomisch fast gleichwertig. Bei einem Strompreis von 0,40 €/kWh ergeben sich Zukaufkosten von 10.189 €, was zu Gesamtkosten von 30.964 € führt – also nur geringfügig teurer als das autarke System. Ab einem Autarkiegrad von 98,7 % ist auch der Stromzukauf ökonomisch gesehen günstiger. Die Kosten würden auf dem Raster der Punktwolke von einem Basissystem mit 26.975 € Investitionskosten ausgehend, noch 2.663 € betragen. Damit wären Basissystem einschließlich Stromzukauf mit 29.638 € um 737 € kostengünstiger als das vollautarke Energiesystem.

Im Vergleich zu den Szenarien mit Wärmenetz liegt der ökonomische Übergangspunkt hier deutlich früher:

- bei Wasserstoff (5.2.3) lag er bei 97,7 % Autarkie,
- bei E-Fuel mit Wärmenetz (Kapitel 5.3.3) sogar erst bei 99,1 % Autarkie.

Die Heizöl-Zukaufsgerade verläuft zwar deutlich flacher als in den Szenarien mit nutzbarer Abwärme, der Zukauf ist dennoch bereits bei deutlich geringeren Autarkiegraden wirtschaftlich sinnvoller als in den vorherigen Szenarien. Dies liegt daran, dass auch die Steigung der einhüllenden Effizienzgrenze in diesem Bereich vergleichsweise gering ist. Durch den Wegfall der Wärmenutzung verringert sich insbesondere der Einfluss der E-Fuel-Konversionskomponenten, die bei vollständiger Eigenversorgung dennoch zum Einsatz kommen müssen, auf den Autarkiezuwachs. Der finanzielle Aufwand für den letzten Zugewinn an Autarkie steigt somit deutlich an.

5.5. WÄRMEVERSORGUNG IN AUSNAHMESITUATIONEN UND EINSARPOTENTIALE

In den vorangegangenen Kapiteln 5.2 bis 5.4 wurde systematisch untersucht, unter welchen technologischen Voraussetzungen und Kostenannahmen maximale Autarkie bei minimalen Gesamtkosten erreichbar ist. Dabei wurde jeweils analysiert, welche Speicher- und Erzeugungskombinationen unter den gegebenen Restriktionen zu den kostengünstigsten Systemen führen.

In diesem Kapitel wird nun geprüft, ob sich in den bislang nicht variierten festen Systemkomponenten noch Einsparpotenziale erschließen lassen. Wie bereits in Kapitel 2.2.6 erläutert, wurde in der Modellierung keine Gastherme als thermische Konversionskomponente berücksichtigt. Stattdessen erfolgte die Wärmebereitstellung in Ausnahmesituationen bislang ausschließlich über einen Heizstab. Dieser wurde unter anderem eingesetzt, wenn der thermische Speicher leer, die Wärmepumpe bereits voll ausgelastet und nicht genügend Abwärme aus dem BHKW verfügbar war. Gespeist wurde der Heizstab dabei entweder aus dem Batteriespeicher, über Rückverstromung aus dem chemischen Langzeitspeicher über das BHKW oder im Extremfall direkt aus dem Stromnetz.

Es werden also für die Deckung der Wärmelast in den beschriebenen Ausnahmesituationen zwei Komponenten vorgehalten, deren Leistungen bisher nicht variiert wurden. Dies sind:

- der Heizstab und
- die Therme.

Nun stellt sich die Frage, ob bei einer oder sogar bei beiden Komponenten durch gezielte Anpassung der Leistung Einsparpotenziale vorhanden sind. Ziel ist es aber weiterhin, die Versorgung auch in Ausnahmesituationen sicherzustellen.

Die normierten Investitionskosten des Heizstabs liegen mit 10 €/kW sehr niedrig, weshalb sich durch eine Optimierung der Komponente nur begrenzte Kosteneinsparungen erzielen lassen. Dennoch soll eine mögliche Reduktion der Leistung im Folgenden adressiert werden.

Neben seiner Funktion zur Deckung thermischer Lasten in Ausnahmesituationen – wie sie im vorliegenden Kapitel thematisiert werden –, wird der Heizstab auch zur Verwertung überschüssiger regenerativer Energie eingesetzt. Dies ist dann der Fall, wenn die Erzeugung deutlich über dem Verbrauch liegt und weder Batteriespeicher, Langzeitspeicher noch Wärmepumpe die überschüssige Energie vollständig aufnehmen können. Auch wenn sich der Heizstab aus diesem Grund nicht komplett einsparen lässt, kann durch eine nachträgliche Analyse der tatsächlich abgerufenen Heizstabileistungen geprüft werden, ob die derzeitige Auslegung mit 50 kW (siehe Kapitel 2.2.5) in vielen Systemkonfigurationen überdimensioniert ist. In solchen Fällen wäre eine Reduktion der Leistung möglich, ohne die Funktionalität zu beeinträchtigen.

Weit mehr Einsparpotenzial liegt möglicherweise in der Auslegung des BHKW, wenn dieses so groß dimensioniert werden muss, dass es im Notfall den vollständigen elektrischen Leistungsbedarf des Heizstabs mittragen kann. Bisher wurde das BHKW daher mit einer elektrischen Leistung von $5 \text{ kW}_{\text{elektrisch}}$ festgelegt – ausreichend, um die kombinierte elektrische und thermische Last von Wärmepumpe und Heizstab im Extremfall zu decken. Im Szenario ohne Wärmenetz (Kapitel 5.4) lag diese fixe Auslegung sogar bei $7,5 \text{ kW}_{\text{elektrisch}}$, da dort der thermische Wirkungsgrad des BHKW 0 betrug.

Ein pauschaler Wert für alle Systemkonfigurationen stellte in den bisherigen Untersuchungen einen guten Kompromiss dar. Die Auslegung der Komponente ist dann zwar nicht kostenoptimal, jedoch wird der Rechenaufwand reduziert, da somit ein Freiheitsgrad weniger vorhanden ist. Im Folgenden soll nun geprüft werden, ob sich nachträglich berechnen lässt, wie weit die maximale elektrische Leistung des BHKW reduziert werden kann, ohne die Autarkie des Systems zu reduzieren.

In einem ersten Schritt wird deshalb überprüft, welche maximale elektrische Ausgangsleistung des BHKW im konkreten Betrieb eines simulierten Systems tatsächlich benötigt wird. Als Grundlage dient das kostengünstigste vollautarke E-Fuel-System mit Wärmenetz aus Kapitel 5.3.1, das in Tab. 5.11 nochmals dargestellt ist.

Komponente	Dimensionierung	Einzelkosten
PV-Anlage	1 kW	0 €
Windkraftanlage	7 kW	9.800 €
Batteriespeicher	0 kWh	0 €
E-Fuel-Speicher	1.500 kWh	750 €
Elektrolyseur + Synthese	0,5 kW _{elektrisch}	2.500 €
Thermischer Speicher	500 kWh	2.500 €
BHKW	5 kW _{elektrisch}	2.000 €
Wärmepumpe	3 kW _{thermisch}	3.000 €
Heizstab	50 kW	500 €
Gesamtkosten	22.050 €	

Tab. 5.11. Kostengünstigstes vollautarkes System in Kostenvariante C

Die Analyse ergibt, dass in diesem Fall maximal 3,3 kW elektrische Leistung vom BHKW bereitgestellt werden mussten. Die bisherige Auslegung von 5 kW ist damit überdimensioniert, was bereits ein Einsparpotenzial – bei normierten Kosten des BHKW von 400 €/kW_{elektrisch} – von:

$$1,7 \text{ kW} \cdot 400 \frac{\text{€}}{\text{kW}} = 680 \text{ €}$$

bedeutet.

Gleichzeitig bleibt die Autarkie bei dieser Korrektur vollständig erhalten.

Ein weiteres, potenziell deutlich größeres Einsparpotenzial ergibt sich durch den Einsatz einer Therme zur Deckung thermischer Lasten in Ausnahmesituationen. Der entscheidende Gedanke dabei ist, den Heizstab nicht mehr aus dem BHKW zu betreiben, sondern die benötigte Wärme direkt über eine preisgünstige Therme bereitzustellen. Ausgangspunkt einer kostenoptimalen Auslegung der Therme ist die maximale Heizstab-Leistung, wenn dieser vom BHKW gespeist wird – diese Leistung bildet die untere Grenze für die Dimensionierung der Therme.

Da bei BHKW-Betrieb Abwärme entsteht, die zuvor zur Deckung des thermischen Bedarfs beitrug, muss die Therme etwas größer ausgelegt werden, um zusätzlich die durch Wegfall der Abwärmeebenutzung entstehende Deckungslücke zu kompensieren. Die benötigte thermische Leistung der Therme berechnet sich daher wie folgt:

$$\hat{P}_{\text{Ü}} = \max(P_F(A) \dots P_F(E)) + \frac{1}{\eta_{E,e}} \cdot \eta_{E,e,t} \cdot \max(P_F(A) \dots P_F(E))$$

Mit:

- $\hat{P}_{\text{Ü}}$: Maximalleistung der Therme
- $\max(P_F(A) \dots P_F(E))$: Maximale Leistung des Heizstabes von A (Anfang) bis E (Ende des Beobachtungszeitraums)
- $\eta_{E,e}$: Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW
- $\eta_{E,e,t}$: Thermischer Wirkungsgrad des BHKW

Der erste Summand ist die maximale elektrische Leistung des Heizstabs, der zweite entspricht der thermischen Leistung, die das BHKW bei der Erzeugung dieser elektrischen Leistung bereitgestellt hätte und die künftig durch die Therme gedeckt werden muss.

In der vorliegenden Fallstudie ergibt sich daraus eine erforderliche Thermenleistung von 4,1 kW. Die elektrische Leistung des BHKW kann auf 1,6 kW reduziert werden. Es ergibt sich eine weitere Einsparung von:

$$1,7 \text{ kW} \cdot 400 \frac{\text{€}}{\text{kW}} = 680 \text{ €}$$

für das BHKW. Gleichzeitig entstehen neue Kosten für die Therme von:

$$4,1 \text{ kW} \cdot 10 \frac{\text{€}}{\text{kW}} = 639 \text{ €}$$

In der Summe ergibt das ein Einsparpotenzial von 319 €.

Abb. 5.9 visualisiert die veränderte Versorgungssituation in einer strengen Winterwoche: Die dunkelblaue Linie zeigt den ursprünglichen E-Fuel-Bezug über das BHKW ohne Therme, die hellblaue Linie den reduzierten Bezug mit Gastherme. Die graue Linie zeigt die ursprünglich über den Heizstab gedeckte thermische Leistung, die nun durch die schwarze Linie (Thermenleistung) abgelöst wird. Es wird ersichtlich, dass die größere Thermenleistung die kleinere Abwärmebereitstellung aus dem BHKW kompensiert – bei insgesamt geringeren Investitionskosten.

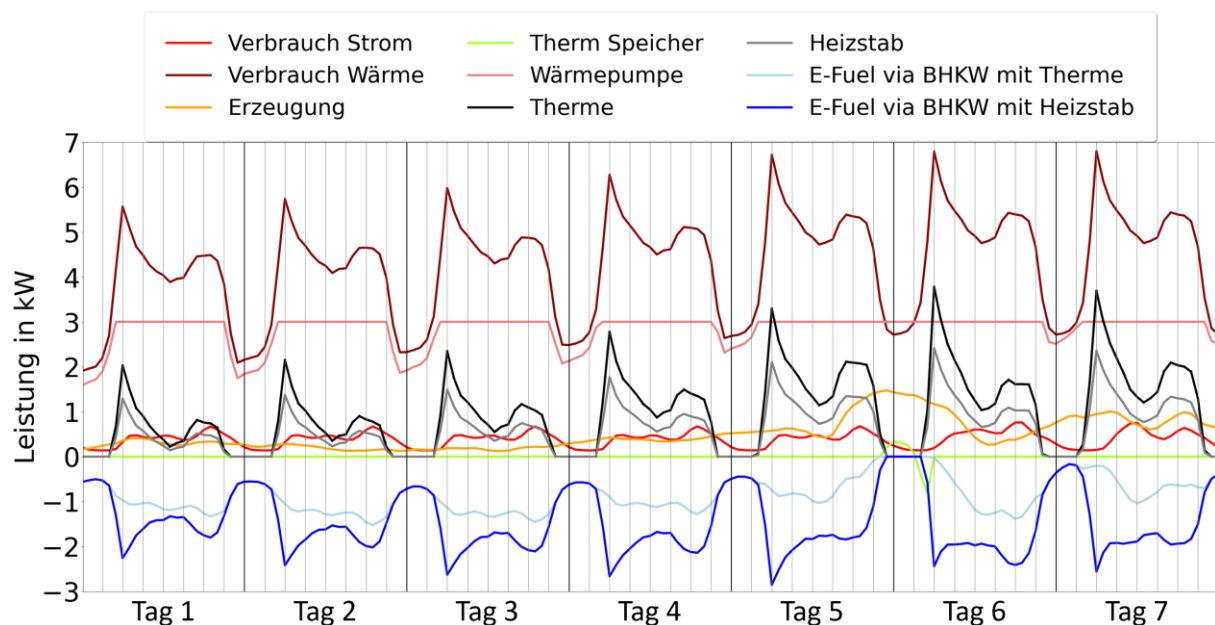


Abb. 5.9. System aus Tab. 5.11 alternativ erweitert um eine Therme

Die abgebildeten Heizstab- und Thermenleistungen entsprechen jeweils der thermischen Leistung, die direkt beim Verbraucher zur Verfügung steht. Wie viel E-Fuel für den Betrieb der Therme entnommen werden muss, hängt davon ab, ob die Therme als dezentrale Einheit beim Verbraucher oder als zentrale Komponente im System vorgesehen ist. Wird sie zentral eingesetzt, sind dieselben Verluste durch Wärmetauscher und Wärmetransport anzusetzen wie bei der Nutzung der BHKW-Abwärme, wie in Kapitel 2.2.5 erläutert.

Die in diesem Kapitel durchgeführte Untersuchung des Systemverhaltens bei reduzierter BHKW-Leistung und zusätzlichem Einsatz einer Therme zeigt, dass die elektrische Versorgung des Heizstabs aus dem BHKW zuverlässig vermieden werden kann. Die maximal erforderliche thermische

Leistung der Therme beträgt 4,1 kW, wird jedoch nur in einer einzigen Stunde innerhalb des vierjährigen Simulationszeitraums tatsächlich benötigt. In lediglich 48 Stunden über vier Jahre hinweg überschreitet die Thermenleistung überhaupt den Wert von 2 kW. Eine entsprechend groß dimensionierte BHKW-Leistung allein zur Abdeckung dieser wenigen Ausnahmesituationen wäre somit ökonomisch nicht sinnvoll.

Der in diesem Kapitel beschriebene Ansatz eröffnet die Möglichkeit, im Rahmen der Punktwolkemethode die Größe des BHKW systematisch für jedes simulierte System individuell zu reduzieren – basierend auf der tatsächlichen maximalen Leistungsanforderung in den seltenen Auslastungsspitzen.

Die Analyse zeigt, dass auch bei den bisher nicht variierten, fest angenommenen Systemkomponenten noch Optimierungsspielräume bestehen. In diesem Abschnitt konnte dies am Beispiel des Heizstabes erklärt und am Beispiel des BHKW gezeigt werden, dessen Größe durch den ergänzenden Einsatz einer Therme sinnvoll reduziert werden konnte. Somit ist es aus Gründen des Rechenaufwandes nicht lohnenswert das BHKW oder den Heizstab im Rahmen der Punktwolkemethode als zusätzliche Freiheitsgrade zu variieren.

Demgegenüber steigt der Rechenaufwand innerhalb der Punktwolkemethode exponentiell mit der Anzahl der zu optimierenden Freiheitsgrade. Deshalb ist es methodisch effizient, solche Einzeloptimierungen außerhalb des ursprünglichen Simulationsrasters durch gezielte Rückrechnungen zu ergänzen. So können auch innerhalb eines festen Variantenraums systematische Verbesserungen erzielt werden, ohne die Anzahl der Simulation unverhältnismäßig zu erhöhen.

Nach der vollständigen Auswertung von drei Technologievarianten auf Basis der Methode der Punktwolke und einer nachträglichen Untersuchung auf weitere Einsparpotenziale lassen sich mehrere zentrale Erkenntnisse feststellen:

- **Kostenstruktur und Speicherstrategie:** Die Analyse zeigt, dass die Integration chemischer Langzeitspeicher sowohl in Form von Wasserstoff als auch E-Fuel grundsätzlich geeignet ist, hohe Autarkiegrade zu wirtschaftlich vertretbaren Kosten zu erreichen. Bei verhältnismäßig teurerem chemischem Langzeitspeicher ist ein großer thermischer Speicher zur saisonalen Speicherung für eine kosteffiziente Systemauslegung notwendig, bei kostengünstigeren chemischen Langzeitspeichern kann dieser kleiner ausfallen. Der chemische Langzeitspeicher übernimmt dann in kosteffizienten Systemen die Funktion eines saisonalen Energiespeichers, auch wenn die Konversionskomponenten teuer sind.
- **Rolle der Abwärmeverwertung:** Besonders deutlich wird der Einfluss der Abwärmenutzung in den E-Fuel-Varianten. Ohne Wärmenetz wird bei schon hoher Eigenversorgung der Autarkiegewinn bei weiterem Systemausbau geringer, da die beim Betrieb von Elektrolyseur, Syntheseeinheit und BHKW entstehende Wärme nicht nutzbar ist. Dies führt bei einem bereits hohen Autarkiegrad zu einer deutlich flacheren einhüllenden Effizienzgrenze, deren Steigung bei 94,1 % der Heizöl-Zukaufgerade entspricht – obwohl deren Steigung wegen der mangelnden Abwärmenutzung selbst ebenfalls flacher ausfällt.
- **Systemvielfalt und technische Auslegung:** Mit zunehmender Einschränkung der Rahmenbedingungen (z. B. kein Wärmenetz) reduziert sich die Vielfalt an kosteneffizienten Systemkonfigurationen. In Kapitel 5.4.2 zeigt sich dies durch eine deutlich homogenere Struktur im Nahfeld.
- **Die Analyse zur Wärmeversorgung in Ausnahmesituationen (Kapitel 5.5)** zeigt, dass durch den gezielten Einsatz einer preisgünstigen Therme die elektrische Leistung des BHKW deutlich reduziert werden kann, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Solche nachträglichen Rückrechnungen offenbaren Einsparpotenziale in festen Systemkomponenten, z. B. auch für den Heizstab, die innerhalb der Punktwolkemethode sonst nicht abgebildet würden.

Abschließend sei betont, dass die in diesem Kapitel getätigten Untersuchungen zu verschiedenen Langzeitspeichertechnologien nicht mit dem Ziel einer abschließenden technologischen Bewertung durchgeführt wurden. Wie bereits erläutert, wurden für den ökonomischen Vergleich bewusste Vereinfachungen vorgenommen. Ziel war es vielmehr, aufzuzeigen, wie die Punktwolkemethode eingesetzt werden kann, um das Systemverständnis zu verbessern, flexible Lösungsräume sichtbar zu machen und die Auswirkungen sich verändernder Technologien und Kostenstrukturen transparent darzustellen.

6. FAZIT UND AUSBLICK

Mit der Entwicklung von FRESH wurde gezeigt, dass eine regelbasierte Simulation komplexer Energiesysteme möglich ist. Das Simulationswerkzeug vereint eine Vielzahl relevanter Komponenten moderner Versorgungssysteme – darunter PV- und Windkraftanlagen, Batteriespeicher, chemische Langzeitspeicher wie Wasserstoff und E-Fuel – sowie deren Konversionspfade und thermische Komponenten. Die Entscheidungen im Systemverhalten beruhen dabei durchgehend auf klaren, nachvollziehbaren Regeln, wodurch sich Lastgänge, Speichernutzung und Komponenteneinsatz vollständig transparent erklären lassen. Dies unterstützt das Systemverständnis wesentlich und schafft eine gute Grundlage, auf der sich perspektivisch auch betriebsnahe Anwendungen aufbauen lassen.

Die in Kapitel 3 vorgestellten schrittweisen Optimierungsstrategien orientieren sich an dem Ziel, eine nahezu vollständige Autarkie zu erreichen, ohne dabei vollständige Zukunftskennntnis vorauszusetzen. FRESH bezieht zukünftige Erzeugungs- und Verbrauchsverläufe nur so weit ein, wie es für die jeweilige Entscheidung erforderlich ist. Die Validierung mit etablierter Software wie Homer und Calliope bestätigt die methodische Belastbarkeit des entwickelten Simulationsansatzes.

Weiterführende Entwicklungen könnten beispielsweise *Peak Shaving* zur Reduktion von Netzeinspeisespitzen, ein dynamischer Netzbezug bzw. eine Einspeisung abhängig vom Börsenstrompreis sowie die Integration eines Lademanagements für Elektrofahrzeuge umfassen. Solche Funktionen würden es ermöglichen, FRESH gezielt für teilautarke und netzintegrierte Systeme weiterzuentwickeln und dabei sowohl wirtschaftliche als auch netzdienliche Optimierungspotenziale zu erschließen. Darüber hinaus wäre es denkbar, Speicherverluste über die Zeit – insbesondere bei thermischen Speichern – modellseitig zu integrieren oder deren Auswirkungen zumindest qualitativ mithilfe anderer Simulationswerkzeuge zu validieren. Dies könnte helfen einzuschätzen, ob eine explizite Berücksichtigung solcher Verluste für die Aussagekraft der Simulationsergebnisse überhaupt erforderlich ist.

Die entwickelte Punktwolkemethode stellt ein zweites, eigenständiges Werkzeug dar, das auf den mit FRESH erzeugten Daten aufbaut und sie systematisch auswertet. Sie ermöglicht es, nicht nur einzelne Optima zu identifizieren, sondern den gesamten Lösungsraum sichtbar zu machen. Durch die zunächst klare Trennung von technischer Simulation und wirtschaftlicher Bewertung sowie die Einführung der visuellen Analyse über Effizienzgrenzen im Autarkie-Kosten-Raum für alle oder nur spezifische Technologien, wird ein intuitiver Zugang zu komplexen Systemzusammenhängen geschaffen. Die Methode macht es möglich, sowohl globale Kostensensitivitäten zu analysieren als auch flexible Entscheidungsräume für verschiedene Zielgrößen sichtbar zu machen.

Gerade darin liegt ein besonderer Mehrwert für Entscheidungsträger: Die Punktwolke liefert nicht nur eine einzelne Zielkonfiguration, sondern zeigt eine breite Palette an technisch und wirtschaftlich sinnvollen Alternativen auf. Sie ermöglicht es, flexibel zwischen unterschiedlichen Strategien zu wählen und sichtbar zu machen, welche Auswirkungen etwa der bewusste Verzicht auf bestimmte Technologien – etwa chemische Langzeitspeicher – sowohl auf die erreichbare Autarkie als auch auf die Gesamtkosten hat.

Die Anwendung der Methode auf ein repräsentatives Haushaltssystem mit verschiedenen Langzeitspeichertechnologien zeigt exemplarisch, welche Systemstrukturen unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen optimale Ergebnisse liefern. Grundsätzlich lässt sich aber sowohl FRESH als

auch die Punktwolkemethode auch auf andere Verbraucher übertragen. Auch bei Erzeugungskomponenten bestehen keine methodischen Grenzen. Als Erzeugungsanlage könnte man z. B. Wasserkraftwerke problemlos integrieren.

Trotz aller methodischen Stärken bleibt die Punktwolkemethode durch die Granularität der Simulationsdatenbank begrenzt. Eine Erweiterung der Methode wäre z. B. die Berücksichtigung laufende Betriebs- und Wartungskosten. Ein Nachteil der Punktwolkemethode ist, dass mit jedem zusätzlichen Freiheitsgrad der rechnerische Aufwand steigt, da eine größere Anzahl an Systemkonfigurationen simuliert werden muss. Es wurde aber auch gezeigt, dass eine nachträgliche kostenoptimale Dimensionierung einzelner Teilkomponenten des Energiesystems ohne zusätzliche Simulationen möglich ist. Methodisch ist eine Erweiterung der Freiheitsgrade aber auch problemlos möglich und eröffnet wertvolle neue Perspektiven – etwa durch die Variation der Wärmepumpenleistung oder die Einführung energetischer Sanierungsmaßnahmen als zusätzlicher Freiheitsgrad. Letzteres würde es ermöglichen zu analysieren, wie sich Systemkonfigurationen nach einer gezielten Verbrauchsreduktion im Kosten-Autarkie-Raum verschieben. All diese Aspekte stellen konkrete Ansatzpunkte für zukünftige Weiterentwicklungen dar.

In der Kombination beider Werkzeuge – FRESH für die regelbasierte, transparente Simulation und die Punktwolkemethode für die explorative, strukturierte Auswertung – liegt der besondere Wert dieser Arbeit. Sie bietet ein integriertes Analysekonzept, das technisch belastbar, ökonomisch interpretierbar und methodisch offen ist. Damit leistet die Arbeit einen substanziellen Beitrag zur Forschung und Praxis der Energiewende: Sie zeigt, wie komplexe Systeme systematisch verstanden, flexibel analysiert und nachhaltig optimiert werden können.

ANHANG

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Einheit Kosten		€/kW	€/kW	€/kWh	€/kWh	€/kW _{el}	€/kW	$\frac{P_w}{C_{al}}$ -1 in %
Einheit Anlage		kW	kW	kWh	kWh	kW _{el}	kWh	€
Kosten		250	1.000	200	7,5	500	2,5	3,00
Calliope	1	2,06484	7,15903	0,05861	70,25044	0,06006	1.541,40820	17.597,39
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	18.125
Kosten		250	1.000	200	7,5	500	10	10,20
Calliope	2	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	23.593,89
Punktewolke		0	10	0	1.000	1	250	26.000
Kosten		250	1.000	200	7,5	1.500	2,5	3,91
Calliope	3	2,43518	7,06063	0,13372	67,28036	0,05551	1.550,20507	17.659,55
Punktewolke		0	8	1	100	0,1	1.500	18.350
Kosten		250	1.000	200	7,5	1.500	10	9,73
Calliope	4	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	24.128,42
Punktewolke		0	10	1	750	0,1	500	26.475
Kosten		250	1.000	200	20	500	2,5	4,46
Calliope	5	2,87808	9,90502	1,01268	30,39517	0,27383	1.675,31162	18.188,12
Punktewolke		1	8	7,5	0	0	1.500	19.000
Kosten		250	1.000	200	20	500	10	0,95
Calliope	6	0,19586	13,22857	0,06264	15,28953	0,17446	954,32110	28.726,29
Punktewolke		0	12,5	5	0	0	1.000	29.000
Kosten		250	1.000	200	20	1.500	2,5	3,85
Calliope	7	3,27968	6,86060	1,02576	36,19153	0,08027	1.626,52563	18.296,22
Punktewolke		1	8	7,5	0	0	1.500	19.000
Kosten		250	1.000	200	20	1.500	10	0,55
Calliope	8	1,87362	13,08468	1,02576	15,55486	0,03316	941,30632	28.840,89
Punktewolke		0	12,5	5	0	0	1.000	29.000
Kosten		250	1.000	1.000	7,5	500	2,5	2,97
Calliope	9	2,06180	7,16537	0	72,50705	0,06154	1.538,43693	17.601,48
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	18.125

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		250	1.000	1.000	7,5	500	10	10,20
Calliope	10	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	23.593,89
Punktewolke		0	10	0	1.000	1	250	26.000
Kosten		250	1.000	1.000	7,5	1.500	2,5	4,01
Calliope	11	2,29477	7,10725	0	72,14443	0,05982	1.541,89285	17.666,49
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	18.375
Kosten		250	1.000	1.000	7,5	1.500	10	9,83
Calliope	12	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	24.128,42
Punktewolke		0	10	0	750	0,25	500	26.500
Kosten		250	1.000	1.000	20	500	2,5	5,84
Calliope	13	2,77104	6,82570	0	43,29706	0,29956	1.708,85887	18.306,33
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	19.375
Kosten		250	1.000	1.000	20	500	10	3,19
Calliope	14	0,36065	13,33057	0	16,53122	0,13730	943,81507	28.758,15
Punktewolke		2.5	9	0	100	0,1	1.250	29.675
Kosten		250	1.000	1.000	20	1.500	2,5	5,76
Calliope	15	3,18257	6,94293	0	43,79439	0,19371	1.660,16291	18.555,43
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	19.625
Kosten		250	1.000	1.000	20	1.500	10	3,36
Calliope	16	1,37985	13,10021	0	17,63837	0,03764	945,37673	28.808,17
Punktewolke		2.5	9	0	100	0,1	1.250	29.775
Kosten		250	2.500	200	7,5	500	2,5	1,65
Calliope	17	11,58418	5,20247	0,76230	34,33128	0,16149	2.162,47780	27.299,09
Punktewolke		15	3	1	100	0,1	4.000	27.750
Kosten		250	2.500	200	7,5	500	10	7,44
Calliope	18	19,45571	5,55581	0,69809	912,20832	0,54391	246,44683	33.971,05
Punktewolke		20	6	2,5	1.000	1	250	36.500
Kosten		250	2.500	200	7,5	1.500	2,5	2,25
Calliope	19	13,36108	5,20247	1,67899	28,18664	0,02321	2.011,20284	27.456,46
Punktewolke		15	3	1	100	0,25	4.000	28.075

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		250	2.500	200	7,5	1.500	10	7,40
Calliope	20	26,51385	4,92465	2,66970	857,49773	0,39070	257,56806	34.566,99
Punktewolke		15	6	0	1.000	0,25	500	37.125
Kosten		250	2.500	200	20	500	2,5	4,22
Calliope	21	16,16733	5,21451	2,31684	15,33238	0,07443	1.803,58931	27.894,31
Punktewolke		15	3	1	100	0,25	4.000	29.075
Kosten		250	2.500	200	20	500	10	2,18
Calliope	22	36,13439	4,20206	5,05894	1,58407	0,00309	1.330,82148	39.391,98
Punktewolke		15	6	5	0	0	1.500	40.250
Kosten		250	2.500	200	20	1.500	2,5	0,66
Calliope	23	18,26551	5,15653	3,27331	11,04679	0,02924	1.674,72359	28.063,96
Punktewolke		15	5	5	0	0	2.000	28.250
Kosten		250	2.500	200	20	1.500	10	2,17
Calliope	24	36,13439	4,20206	5,05894	1,58407	0,00309	1.330,82148	39.395,06
Punktewolke		15	6	5	0	0	1.500	40.250
Kosten		250	2.500	1.000	7,5	500	2,5	2,94
Calliope	25	10,09367	5,41654	0	43,95017	0,24949	2.140,28284	27.369,84
Punktewolke		7,5	6	0	100	0,1	2.000	28.175
Kosten		250	2.500	1.000	7,5	500	10	8,43
Calliope	26	18,53734	5,70021	0	923,28994	0,59258	240,30554	34.008,41
Punktewolke		15	6	0	1.000	0,25	500	36.875
Kosten		250	2.500	1.000	7,5	1.500	2,5	2,80
Calliope	27	9,89681	5,51654	0	64,16110	0,07153	2.060,69813	27.505,81
Punktewolke		7,5	6	0	100	0,1	2.000	28.275
Kosten		250	2.500	1.000	7,5	1.500	10	7,07
Calliope	28	20,64464	5,56794	0	914,27655	0,57201	237,59624	34.672,06
Punktewolke		15	6	0	1.000	0,25	500	37.125
Kosten		250	2.500	1.000	20	500	2,5	4,40
Calliope	29	10,72728	5,89062	0	32,47832	0,40097	1.770,70	28.185,17
Punktewolke		7,5	6	0	100	0,1	2.000	29.425

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		250	2.500	1.000	20	500	10	2,04
Calliope	30	25,07521	6,10761	0	55,71218	0,14598	1.224,82616	40.473,33
Punktewolke		5	7	0	100	0,1	1.500	41.300
Kosten		250	2.500	1.000	20	1.500	2,5	3,48
Calliope	31	10,48556	6,08232	0	37,17412	0,21671	1.654,17284	28.531,15
Punktewolke		7,5	6	0	100	0,1	2.000	29.525
Kosten		250	2.500	1.000	20	1.500	10	2,19
Calliope	32	25,11140	6,11547	0	58,77597	0,04860	1.219,80428	40.512,99
Punktewolke		5	7	0	100	0,1	1.500	41.400
Kosten		1.500	1.000	200	7,5	500	2,5	2,92
Calliope	33	0	7,70831	0,28743	66,85960	0,12278	1.512,57873	17.610,07
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	18.125
Kosten		1.500	1.000	200	7,5	500	10	10,20
Calliope	34	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	23.593,89
Punktewolke		0	10	0	1.000	1	250	26.000
Kosten		1.500	1.000	200	7,5	1.500	2,5	3,62
Calliope	35	0	7,68577	0,59955	59,43392	0,10363	1.521,01157	17.709,41
Punktewolke		0	8	1	100	0,1	1.500	18.350
Kosten		1.500	1.000	200	7,5	1.500	10	9,73
Calliope	36	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	24.128,42
Punktewolke		0	10	1	750	0,1	500	26.475
Kosten		1.500	1.000	200	20	500	2,5	6,55
Calliope	37	0	7,61664	1,36016	29,67329	0,32023	1.616,56256	18.183,66
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	19.375
Kosten		1.500	1.000	200	20	500	10	1,19
Calliope	38	0	13,02821	0,25326	21,24374	0,07496	961,88576	28.660,08
Punktewolke		0	12.5	5	0	0	1.000	29.000
Kosten		1.500	1.000	200	20	1.500	2,5	7,50
Calliope	39	0	7,57455	1,42893	38,44712	0,08410	1.590,82935	18.232,50
Punktewolke		0	8	1	100	0,1	1.500	19.600

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		1.500	1.000	200	20	1.500	10	0,97
Calliope	40	0	13,08704	0,48037	21,07476	0,04626	954,87469	28.722,74
Punktewolke		0	12,5	5	0	0	1.000	29.000
Kosten		1.500	1.000	1.000	7,5	500	2,5	2,79
Calliope	41	0	7,73038	0	75,92501	0,15281	1.502,63271	17.632,80
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	18.125
Kosten		1.500	1.000	1.000	7,5	500	10	10,20
Calliope	42	0	9,90502	0	753,82100	0,53422	226,79604	23.593,89
Punktewolke		0	10	0	1.000	1	250	26.000
Kosten		1.500	1.000	1.000	7,5	1.500	2,5	3,31
Calliope	43	0	7,73038	0	75,92501	0,15281	1.502,63271	17.785,62
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	18.375
Kosten		1.500	1.000	1.000	7,5	1.500	10	9,830
Calliope	44	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	1.502,63271	24.128,42
Punktewolke		0	10	0	750	0,25	500	26.500
Kosten		1.500	1.000	1.000	20	500	2,5	5,60
Calliope	45	0	7,55871	0	47,31649	0,34901	1.667,05042	18.347,17
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	19.375
Kosten		1.500	1.000	1.000	20	500	10	4,76
Calliope	46	0	13,08468	0	22,60726	0,11269	959,20503	28.685,22
Punktewolke		0	10	0	100	0,1	1.250	30.050
Kosten		1.500	1.000	1.000	20	1.500	2,5	5,67
Calliope	47	0,00084	7,58390	0	50,75356	0,23353	1.648,79682	18.572,52
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	19.625
Kosten		1.500	1.000	1.000	20	1.500	10	4,56
Calliope	48	0	13,33068	0	23,16371	0,09103	940,38301	28.834,33
Punktewolke		0	10	0	100	0,1	1.250	30.150
Kosten		1.500	2.500	200	7,5	500	2,5	0,13
Calliope	49	0	7,59050	0,59942	43,24999	0,15303	1.615,96651	29.036,93
Punktewolke		0	7	1	0	0	2.000	29.075

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		1.500	2.500	200	7,5	500	10	9,17
Calliope	50	0	7,67063	0,01604	1.012,05237	0,91206	231,20898	35.038,29
Punktewolke		0	8	0	1.000	0,5	500	38.250
Kosten		1.500	2.500	200	7,5	1.500	2,5	0,71
Calliope	51	0	7,57739	1,35714	38,73683	0,08927	1.591,6376	29.118,43
Punktewolke		0	7	1	100	0,25	2.000	29.325
Kosten		1.500	2.500	200	7,5	1.500	10	7,83
Calliope	52	0	7,65435	0,22442	1.008,72808	0,90398	233,23794	35.934,56
Punktewolke		0	8	0	1.000	0,5	500	38.750
Kosten		1.500	2.500	200	20	500	2,5	3,07
Calliope	53	0	7,50746	1,57713	30,02434	0,30456	1.634,29310	29.422,57
Punktewolke		0	7	1	100	0,25	2.000	30.325
Kosten		1.500	2.500	200	20	500	10	3,32
Calliope	54	0	7,57739	1,35714	38,73683	0,08927	1.591,63757	41.254,98
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	42.625
Kosten		1.500	2.500	200	20	1.500	2,5	3,70
Calliope	55	0	7,48789	2,91112	30,36370	0,06043	1.593,49469	29.483,60
Punktewolke		0	7	1	100	0,25	2.000	30.575
Kosten		1.500	2.500	200	20	1.500	10	3,64
Calliope	56	0	7,77819	1,48915	44,35243	0,06806	1.511,37018	41.346,14
Punktewolke		0	8	1	100	0,1	1.500	42.850
Kosten		1.500	2.500	1.000	7,5	500	2,5	2,73
Calliope	57	0	7,58451	0	50,81962	0,23401	1.648,37494	29.080,36
Punktewolke		0	7	1	100	0,25	2.000	29.875
Kosten		1.500	2.500	1.000	7,5	500	10	9,16
Calliope	58	0	7,67217	0	1.012,33528	0,91273	231,02309	35.039,53
Punktewolke		0	8	1	1.000	0,5	500	38.250
Kosten		1.500	2.500	1.000	7,5	1.500	2,5	2,83
Calliope	59	0,03074	7,61194	0	56,92390	0,17066	1.615,13089	29.296,71
Punktewolke		0	7	1	100	0,25	2.000	30.125

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		1.500	2.500	1.000	7,5	1.500	10	7,78
Calliope	60	0	7,67217	0	1.012,33528	0,91273	231,02309	35.952,26
Punktewolke		0	8	0	1.000	0,5	500	38.750
Kosten		1.500	2.500	1.000	20	500	2,5	5,01
Calliope	61	0,02637	7,52378	0	44,19365	0,49132	1.686,03027	29.693,62
Punktewolke		0	7	1	100	0,25	2.000	31.125
Kosten		1.500	2.500	1.000	20	500	10	2,84
Calliope	62	0	7,73038	0	75,92501	0,15281	1.502,63271	41.447,18
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	42.625
Kosten		1.500	2.500	1.000	20	1.500	2,5	4,76
Calliope	63	0,00216	7,58214	0	50,52545	0,23592	1.650,07808	29.948,16
Punktewolke		0	7	1	100	0,25	2.000	31.375
Kosten		1.500	2.500	1.000	20	1.500	10	3,06
Calliope	64	0	7,73038	0	75,92501	0,15281	1.502,63271	41.599,99
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	42.875

Tab. 6.1. Vergleich von H₂-Kostenvarianten von Calliope mit Raster Punktewolke

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	E-Fuel- Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Einheit Kosten		€/kW	€/kW	€/kWh	€/kWh	€/kW _{el}	€/kW	$\frac{P_w}{C_{el}}$ -1 in %
Einheit Anlage		kW	kW	kWh	kWh	kW _{el}	kWh	€
Kosten		250	1.000	200	0,5	1.500	2,5	7,45
Calliope	1	4,87302	5,07737	0	1.849,64146	0,88165	152,90588	14.425,19
Punktewolke		1	7	0	1.500	0,5	500	15.500
Kosten		250	1.000	200	0,5	1.500	10	11,54
Calliope	2	6,55931	4,93335	0	2.179,27264	1,24474	21,19191	15.241,84
Punktewolke		5	7	2,5	2.500	1	0	17.000
Kosten		250	1.000	200	0,5	7.500	2,5	2,69
Calliope	3	3,54169	6,38230	0,28981	1.517,09547	0,29901	271,36189	16.505,20
Punktewolke		1	8	1	750	0,1	750	16.950

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	E-Fuel- Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten	4	250	1.000	200	0,5	7.500	10	6,96
Calliope		6,42210	5,96960	0,56180	2.054,19673	0,49002	57,58188	18.465,51
Punktewolke		2,5	8	2,5	1.500	0,25	250	19.750
Kosten	5	250	1.000	200	2,5	1.500	2,5	6,23
Calliope		2,17867	7,14239	0	625,74137	0,14867	656,01229	16.614,44
Punktewolke		1	8	0	250	0,1	1.250	17.650
Kosten	6	250	1.000	200	2,5	1.500	10	11,54
Calliope		3,51570	6,68363	0	1.479,57217	0,65597	70,01045	18.445,54
Punktewolke		7,5	6	1	1.500	0,5	250	20.575
Kosten	7	250	1.000	200	2,5	7.500	2,5	4,97
Calliope		1,82649	7,33349	0,16064	610,31182	0,12038	653,76720	17.385,30
Punktewolke		1	8	0	250	0,1	1.250	18.250
Kosten	8	250	1.000	200	2,5	7.500	10	9,76
Calliope		4,66151	7,39118	0,09735	1.199,15752	0,30137	134,75532	20.681,78
Punktewolke		5	10	1	1.000	0,1	250	22.700
Kosten	9	250	1.000	1.000	0,5	1.500	2,5	7,45
Calliope		4,87302	5,07737	0	1.849,64146	0,88165	152,90588	14.425,19
Punktewolke		1	7	0	1.500	0,5	500	15.500
Kosten	10	250	1.000	1.000	0,5	1.500	10	14,00
Calliope		6,55931	4,93335	0	2.179,27264	1,24474	21,19191	15.241,84
Punktewolke		7,5	5	0	2.000	1	250	17.375
Kosten	11	250	1.000	1.000	0,5	7.500	2,5	3,49
Calliope		3,50571	6,48789	0	1.482,35154	0,30087	273,91349	16.546,82
Punktewolke		2,5	8	0	750	0,1	750	17.125
Kosten	12	250	1.000	1.000	0,5	7.500	10	7,21
Calliope		6,23430	6,14135	0	1.997,04960	0,49435	63,22729	18.538,36
Punktewolke		5	8	0	1.500	0,25	250	19.875
Kosten	13	250	1.000	1.000	2,5	1.500	2,5	6,23
Calliope		2,17867	0	0	625,74137	0,14867	656,01229	16.614,44
Punktewolke		1	8	0	250	0,1	1.250	17.650

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	E-Fuel- Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		250	1.000	1.000	2,5	1.500	10	12,49
Calliope	14	3,51570	6,68363	0	1.479,57217	0,65597	70,01045	18.445,54
Punktewolke		5	7	0	1.500	0,5	250	20.750
Kosten		250	1.000	1.000	2,5	7.500	2,5	4,71
Calliope	15	1,94400	7,33252	0	613,26518	0,12727	649,18499	17.429,18
Punktewolke		1	8	0	250	0,1	1.250	18.250
Kosten		250	1.000	1.000	2,5	7.500	10	9,91
Calliope	16	4,65907	7,44377	0	1.193,11582	0,30176	134,27854	20.697,33
Punktewolke		2,5	9	0	750	0,1	500	22.750
Kosten		250	2.500	200	0,5	1.500	2,5	6,84
Calliope	17	19,75171	1,32551	2,34517	3.569,34274	2,83811	83,73716	20.473,78
Punktewolke		15	3	5	4.000	1	250	21.875
Kosten		250	2.500	200	0,5	1.500	10	9,10
Calliope	18	20,14541	1,34304	2,59093	3.598,81083	2,92327	25,60006	20.852,45
Punktewolke		20	2	7,5	4.000	2,5	0	22.750
Kosten		250	2.500	200	0,5	7.500	2,5	5,79
Calliope	19	15,39747	2,97368	4,27061	2.558,91675	0,62220	207,92622	24.103,45
Punktewolke		7,5	4	2,5	1.500	0,25	2.000	25.500
Kosten		250	2.500	200	0,5	7.500	10	11,64
Calliope	20	19,75633	2,56905	5,84792	2.928,03342	0,72147	39,78869	25.304,25
Punktewolke		10	5	2,5	2.000	0,5	250	28.250
Kosten		250	2.500	200	2,5	1.500	2,5	6,56
Calliope	21	11,51766	3,80221	0,64154	2.046,43739	0,83873	173,37117	24.820,87
Punktewolke		10	4	1	1.500	0,5	1.500	26.450
Kosten		250	2.500	200	2,5	1.500	10	11,60
Calliope	22	15,58000	3,54170	1,12521	2.240,42768	1,00395	29,14209	25.872,69
Punktewolke		7,5	%	0	2.000	1	250	28.875
Kosten		250	2.500	200	2,5	7.500	2,5	2,43
Calliope	23	12,34097	4,70954	1,26106	1.361,34875	0,33025	376,76589	27.433,45
Punktewolke		10	5	0	500	0,1	2.000	27.500

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	E-Fuel- Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		250	2.500	200	2,5	7.500	10	9,69
Calliope	24	18,86232	4,04248	2,72616	1.666,59002	0,49069	68,70796	29.400,77
Punktewolke		10	5	2,5	2.000	0,5	250	32.250
Kosten		250	2.500	1.000	0,5	1.500	2,5	7,83
Calliope	25	17,51877	1,98835	0	3.261,67930	2,78221	84,54414	20.866,08
Punktewolke		20	2	0	4.000	2,5	500	22.500
Kosten		250	2.500	1.000	0,5	1.500	10	14,62
Calliope	26	18,67833	1,90161	0	3.381,20175	2,99419	26,93440	21.374,85
Punktewolke		15	3	0	3.000	2,5	250	24.500
Kosten		250	2.500	1.000	0,5	7.500	2,5	4,45
Calliope	27	12,42838	3,86617	0	2.276,07165	0,67714	257,49005	25.132,81
Punktewolke		5	6	0	1.500	0,25	750	26.250
Kosten		250	2.500	1.000	0,5	7.500	10	7,91
Calliope	28	15,69968	3,72633	0	2.581,54273	0,82007	57,75681	26.759,61
Punktewolke		7,5	6	0	2.500	0,5	250	29.875
Kosten		250	2.500	1.000	2,5	1.500	2,5	7,72
Calliope	29	10,92417	3,94505	0	2.017,66011	0,90799	179,73622	24.949,15
Punktewolke		7,5	4	0	1.500	0,5	2.000	26.875
Kosten		250	2.500	1.000	2,5	1.500	10	7,14
Calliope	30	14,40256	3,79787	0	2.203,89837	1,11394	30,48007	26.080,78
Punktewolke		7.5	5	0	2.000	1	250	28.875
Kosten		250	2.500	1.000	2,5	7.500	2,5	-0,37
Calliope	31	10,37269	5,21425	0	1.165,72098	0,30348	513,45557	27.602,80
Punktewolke		10	5	0	500	0,1	2.000	27.500
Kosten		250	2.500	1.000	2,5	7.500	10	9,69
Calliope	32	14,79574	4,75899	0	1.545,85735	0,55643	94,98645	30.084,13
Punktewolke		10	6	0	1.500	0,5	250	33.000
Kosten		1.500	1.000	200	0,5	1.500	2,5	4,46
Calliope	33	0	7,63473	0,01328	902,22034	0,81389	279,68556	15.508,54
Punktewolke		0	8	1	1.000	0,5	500	16.200

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	E-Fuel- Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		1.500	1.000	200	0,5	1.500	10	8,83
Calliope	34	0	8,25133	0	1.156,22473	1,52253	56,90693	17.182,31
Punktewolke		0	9	1	1.500	0,5	250	18.700
Kosten		1.500	1.000	200	0,5	7.500	2,5	3,94
Calliope	35	0	7,99814	0,83474	1.000,92629	0,20950	440,22150	16.837,35
Punktewolke		0	8	5	750	0,1	750	17.500
Kosten		1.500	1.000	200	0,5	7.500	10	5,64
Calliope	36	0,02382	8,73070	0,62794	1.562,03730	0,37699	152,28952	19.523,34
Punktewolke		0	9	5	1.500	0,25	250	20.625
Kosten		1.500	1.000	200	2,5	1.500	2,5	5,73
Calliope	37	0	7,746483	0	679,05263	0,37849	538,91990	16.859,15
Punktewolke		0	8	1	750	0,25	750	17.825
Kosten		1.500	1.000	200	2,5	1.500	10	8,89
Calliope	38	0	8,09173	0	1.113,97892	1,37900	84,11833	19.286,36
Punktewolke		0	9	0	1.000	1	250	21.000
Kosten		1.500	1.000	200	2,5	7.500	2,5	3,22
Calliope	39	0	8,24531	0,91344	547,76222	0,13041	639,91997	17.875,27
Punktewolke		0	8	1	100	0,1	1.500	18.450
Kosten		1.500	1.000	200	2,5	7.500	10	7,85
Calliope	40	0	9,20284	0,37830	924,74547	0,32039	194,88132	21.442,09
Punktewolke		0	9	5	750	0,1	500	23.125
Kosten		1.500	1.000	1.000	0,5	1.500	2,5	6,38
Calliope	41	0	7,63724	0	901,71005	0,81524	279,74154	15.510,31
Punktewolke		0	7	0	1.500	0,5	1.000	16.500
Kosten		1.500	1.000	1.000	0,5	1.500	10	9,12
Calliope	42	0	8,25133	0	1.156,22473	1,52253	56,90693	17.182,31
Punktewolke		0	9	0	2.000	0,5	250	18.750
Kosten		1.500	1.000	1.000	0,5	7.500	2,5	5,90
Calliope	43	0	8,30813	0	960,93024	0,24339	400,63259	17.115,60
Punktewolke		0	9	0	1.000	0,25	500	18.125

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	E-Fuel- Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		1.500	1.000	1.000	0,5	7.500	10	10,04
Calliope	44	0,157167	8,73210	0	1.531,01439	0,38452	153,46187	19.651,88
Punktewolke		0	10	1	1.500	0,25	250	21.625
Kosten		1.500	1.000	1.000	2,5	1.500	2,5	6,03
Calliope	45	0	7,74648	0	679,05263	0,37849	538,91990	16.859,15
Punktewolke		0	8	0	100	0,25	1.500	17.875
Kosten		1.500	1.000	1.000	2,5	1.500	10	8,89
Calliope	46	0	8,09173	0	1.113,97892	1,37900	84,11833	19.286,36
Punktewolke		0	9	0	1.000	1	250	21.000
Kosten		1.500	1.000	1.000	2,5	7.500	2,5	4,6
Calliope	47	0	8,57742	0	562,70997	0,16322	582,20969	18.163,87
Punktewolke		0	9	0	250	0,1	1.250	19.000
Kosten		1.500	1.000	1.000	2,5	7.500	10	10,51
Calliope	48	0	9,27150	0	923,47488	0,35148	188,85012	21.604,78
Punktewolke		0	9	0	1.000	0,25	500	23.875
Kosten		1.500	2.500	200	0,5	1.500	2,5	4,50
Calliope	49	1,79085	5,73903	0,28275	2.373,91872	0,84194	251,82292	25.669,83
Punktewolke		0	7	1	2.000	0,5	750	26.825
Kosten		1.500	2.500	200	0,5	1.500	10	9,85
Calliope	50	2,52084	5,59089	0,22929	2.795,04289	1,36574	78,69029	27.537,37
Punktewolke		2,5	6	2,5	3.000	1	250	30.250
Kosten		1.500	2.500	200	0,5	7.500	2,5	3,15
Calliope	51	1,05845	6,14151	0,80602	1.640,76489	0,31534	669,01453	27.460,66
Punktewolke		1	6	1	750	0,1	2.000	28.325
Kosten		1.500	2.500	200	0,5	7.500	10	8,90
Calliope	52	2,25375	5,90624	1,03143	2.228,84894	0,57755	177,98419	31.078,44
Punktewolke		1	7	7,5	2.000	0,25	500	33.875
Kosten		1.500	2.500	200	2,5	1.500	2,5	2,55
Calliope	53	0,08064	7,19698	0,57356	927,12002	0,51265	536,29969	28.155,63
Punktewolke		0	7	2,5	750	0,25	1.250	28.875

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	E-Fuel- Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		1.500	2.500	200	2,5	1.500	10	10,70
Calliope	54	0,27809	7,29864	0,25288	1.131,32837	1,32107	164,35740	30.667,82
Punktewolke		0	8	1	1.000	0,5	500	33.950
Kosten		1.500	2.500	200	2,5	7.500	2,5	2,71
Calliope	55	0,25629	6,73777	1,53094	743,46258	0,13633	1.121,69915	28.720,43
Punktewolke		0	7	2,5	100	0,1	2.000	29.500
Kosten		1.500	2.500	200	2,5	7.500	10	7,33
Calliope	56	1,20931	6,95904	0,80625	1.112,46615	0,50241	246,98421	33.891,89
Punktewolke		0	8	7,5	1.000	0,25	500	36.375
Kosten		1.500	2.500	1.000	0,5	1.500	2,5	4,99
Calliope	57	1,77902	5,77866	0	2.363,05009	0,86018	251,62840	25.716,06
Punktewolke		0	7	0	1.500	0,5	1.000	27.000
Kosten		1.500	2.500	1.000	0,5	1.500	10	12,43
Calliope	58	2,47372	5,64086	0	2.782,92087	1,38985	78,46479	27.573,62
Punktewolke		1	7	0	1.500	0,5	500	31.000
Kosten		1.500	2.500	1.000	0,5	7.500	2,5	4,95
Calliope	59	1,13948	6,17917	0	1.625,70880	0,35041	661,79281	27.752,52
Punktewolke		1	6	1	750	0,1	2.000	29.125
Kosten		1.500	2.500	1.000	0,5	7.500	10	8,33
Calliope	60	2,12888	6,07529	0	2.192,65984	0,61890	176,46221	31.384,25
Punktewolke		1	7	0	1.500	0,5	500	34.000
Kosten		1.500	2.500	1.000	2,5	1.500	2,5	2,78
Calliope	61	0,22098	7,14444	0	951,62165	0,51182	550,04096	28.214,46
Punktewolke		0	7	0	250	0,25	2.000	29.000
Kosten		1.500	2.500	1.000	2,5	1.500	10	10,72
Calliope	62	0,32978	7,29171	0	1.138,94257	1,33406	163,52830	30.707,68
Punktewolke		1	7	0	1.500	0,5	500	34.000
Kosten		1.500	2.500	1.000	2,5	7.500	2,5	3,81
Calliope	63	0,51638	6,72599	0	771,15159	0,17586	1.121,61955	29.140,39
Punktewolke		1	7	0	500	0,1	1.500	30.250

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	E-Fuel- Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		1.500	2.500	1.000	2,5	7.500	10	8,42
Calliope	64	1,26961	7,00691	0	1.108,15500	0,52957	246,28896	34.126,78
Punktewolke		1	7	0	1.500	0,5	500	37.000

Tab. 6.2. Vergleich von E-Fuel-Kostenvarianten von Calliope mit Raster Punktewolke

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Einheit Kosten		€/kW	€/kW	€/kWh	€/kWh	€/kW _{el}	€/kW	$\frac{P_w}{P_{cat}}$ -1 in %
Einheit Anlage		kW	kW	kWh	kWh	kW _{el}	kWh	€
Kosten		250	1.000	200	7,5	500	2,5	36,38
Calliope	1	2,06484	7,15903	0,05861	70,25044	0,06006	1.541,40820	17.597,39
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	24.000
Kosten		250	1.000	200	7,5	500	10	28,21
Calliope	2	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	23.593,89
Punktewolke		5	8	0	2.000	1	0	30.250
Kosten		250	1.000	200	7,5	1.500	2,5	41,57
Calliope	3	2,43518	7,06063	0,13372	67,28036	0,05551	1.550,20507	17.659,55
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	25.000
Kosten		250	1.000	200	7,5	1.500	10	29,52
Calliope	4	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	24.128,42
Punktewolke		5	8	0	2.000	1	0	31.250
Kosten		250	1.000	200	20	500	2,5	44,32
Calliope	5	2,87808	9,90502	1,01268	30,39517	0,27383	1.675,31162	18.188,12
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	26.250
Kosten		250	1.000	200	20	500	10	17,49
Calliope	6	0,19586	13,22857	0,06264	15,28953	0,17446	954,32110	28.726,29
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	33.750
Kosten		250	1.000	200	20	1.500	2,5	43,47
Calliope	7	3,27968	6,86060	1,02576	36,19153	0,08027	1.626,52563	18.296,22
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	26.250

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten	8	250	1.000	200	20	1.500	10	17,02
Calliope		1,87362	13,08468	1,02576	15,55486	0,03316	941,30632	28.840,89
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	33.750
Kosten	9	250	1.000	1.000	7,5	500	2,5	36,35
Calliope		2,06180	7,16537	0	72,50705	0,06154	1.538,43693	17.601,48
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	24.000
Kosten	10	250	1.000	1.000	7,5	500	10	28,21
Calliope		0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	23.593,89
Punktewolke		5	8	0	2.000	1	0	30.250
Kosten	11	250	1.000	1.000	7,5	1.500	2,5	41,51
Calliope		2,29477	7,10725	0	72,14443	0,05982	1.541,89285	17.666,49
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	25.000
Kosten	12	250	1.000	1.000	7,5	1.500	10	29,52
Calliope		0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	24.128,42
Punktewolke		5	8	0	2.000	1	0	31.250
Kosten	13	250	1.000	1.000	20	500	2,5	87,09
Calliope		2,77104	6,82570	0	43,29706	0,29956	1.708,85887	18.306,33
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	34.250
Kosten	14	250	1.000	1.000	20	500	10	45,18
Calliope		0,36065	13,33057	0	16,53122	0,13730	943,81507	28.758,15
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	41.750
Kosten	15	250	1.000	1.000	20	1.500	2,5	84,58
Calliope		3,18257	6,94293	0	43,79439	0,19371	1.660,16291	18.555,43
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	34.250
Kosten	16	250	1.000	1.000	20	1.500	10	44,92
Calliope		1,37985	13,10021	0	17,63837	0,03764	945,37673	28.808,17
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	41.750
Kosten	17	250	2.500	200	7,5	500	2,5	18,14
Calliope		11,58418	5,20247	0,76230	34,33128	0,16149	2.162,47780	27.299,09
Punktewolke		15	4	0	1.000	1	2.000	32.250

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		250	2.500	200	7,5	500	10	19,96
Calliope	18	19,45571	5,55581	0,69809	912,20832	0,54391	246,44683	33.971,05
Punktewolke		15	6	5	2.000	1	0	40.750
Kosten		250	2.500	200	7,5	1.500	2,5	21,10
Calliope	19	13,36108	5,20247	1,67899	28,18664	0,02321	2.011,20284	27.456,46
Punktewolke		15	4	0	1.000	1	2.000	33.250
Kosten		250	2.500	200	7,5	1.500	10	20,78
Calliope	20	26,51385	4,92465	2,66970	857,49773	0,39070	257,56806	34.566,99
Punktewolke		15	6	5	2.000	1	0	41.750
Kosten		250	2.500	200	20	500	2,5	47,88
Calliope	21	16,16733	5,21451	2,31684	15,33238	0,07443	1.803,58931	27.894,31
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	41.250
Kosten		250	2.500	200	20	500	10	23,76
Calliope	22	36,13439	4,20206	5,05894	1,58407	0,00309	1.330,82148	39.391,98
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	48.750
Kosten		250	2.500	200	20	1.500	2,5	46,99
Calliope	23	18,26551	5,15653	3,27331	11,04679	0,02924	1.674,72359	28.063,96
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	41.250
Kosten		250	2.500	200	20	1.500	10	23,75
Calliope	24	36,13439	4,20206	5,05894	1,58407	0,00309	1.330,82148	39.395,06
Punktewolke		25	10	10	0	0	1.000	48.750
Kosten		250	2.500	1.000	7,5	500	2,5	17,83
Calliope	25	10,09367	5,41654	0	43,95017	0,24949	2.140,28284	27.369,84
Punktewolke		15	4	0	1.000	1	2.000	32.250
Kosten		250	2.500	1.000	7,5	500	10	20,56
Calliope	26	18,53734	5,70021	0	923,28994	0,59258	240,30554	34.008,41
Punktewolke		10	6	0	1.000	1	1.000	41.000
Kosten		250	2.500	1.000	7,5	1.500	2,5	17,25
Calliope	27	9,89681	5,51654	0	64,16110	0,07153	2.060,69813	27.505,81
Punktewolke		15	4	0	1.000	1	2.000	33.250

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		250	2.500	1.000	7,5	1.500	10	21,14
Calliope	28	20,64464	5,56794	0	914,27655	0,57201	237,59624	34.672,06
Punktewolke		10	6	0	1.000	1	1.000	42.000
Kosten		250	2.500	1.000	20	500	2,5	58,77
Calliope	29	10,72728	5,89062	0	32,47832	0,40097	1.770,70	28.185,17
Punktewolke		15	4	0	1.000	1	2.000	44.750
Kosten		250	2.500	1.000	20	500	10	32,19
Calliope	30	25,07521	6,10761	0	55,71218	0,14598	1.224,82616	40.473,33
Punktewolke		10	6	0	1.000	1	1.000	53.500
Kosten		250	2.500	1.000	20	1.500	2,5	60,35
Calliope	31	10,48556	6,08232	0	37,17412	0,21671	1.654,17284	28.531,15
Punktewolke		15	4	0	1.000	1	2.000	45.750
Kosten		250	2.500	1.000	20	1.500	10	34,52
Calliope	32	25,11140	6,11547	0	58,77597	0,04860	1.219,80428	40.512,99
Punktewolke		10	6	0	1.000	1	1.000	54.500
Kosten		1.500	1.000	200	7,5	500	2,5	36,29
Calliope	33	0	7,70831	0,28743	66,85960	0,12278	1.512,57873	17.610,07
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	24.000
Kosten		1.500	1.000	200	7,5	500	10	33,51
Calliope	34	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	23.593,89
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	31.500
Kosten		1.500	1.000	200	7,5	1.500	2,5	41,17
Calliope	35	0	7,68577	0,59955	59,43392	0,10363	1.521,01157	17.709.41
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	25.000
Kosten		1.500	1.000	200	7,5	1.500	10	34,70
Calliope	36	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	226,79604	24.128,42
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	32.500
Kosten		1.500	1.000	200	20	500	2,5	100,73
Calliope	37	0	7,61664	1,36016	29,67329	0,32023	1.616,56256	18.183,66
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	36.500

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		1.500	1.000	200	20	500	10	53,52
Calliope	38	0	13,02821	0,25326	21,24374	0,07496	961,88576	28.660,08
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	44.000
Kosten		1.500	1.000	200	20	1.500	2,5	105,68
Calliope	39	0	7,57455	1,42893	38,44712	0,08410	1.590,82935	18.232,50
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	37.500
Kosten		1.500	1.000	200	20	1.500	10	56,67
Calliope	40	0	13,08704	0,48037	21,07476	0,04626	954,87469	28.722,74
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	45.000
Kosten		1.500	1.000	1.000	7,5	500	2,5	36,11
Calliope	41	0	7,73038	0	75,92501	0,15281	1.502,63271	17.632,80
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	24.000
Kosten		1.500	1.000	1.000	7,5	500	10	33,51
Calliope	42	0	9,90502	0	753,82100	0,53422	226,79604	23.593,89
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	31.500
Kosten		1.500	1.000	1.000	7,5	1.500	2,5	40,56
Calliope	43	0	7,73038	0	75,92501	0,15281	1.502,63271	17.785,62
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	25.000
Kosten		1.500	1.000	1.000	7,5	1.500	10	34,70
Calliope	44	0	9,90502	0	753,82100	0,53452	1.502,63271	24.128,42
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	32.500
Kosten		1.500	1.000	1.000	20	500	2,5	98,94
Calliope	45	0	7,55871	0	47,31649	0,34901	1.667,05042	18.347,17
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	36.500
Kosten		1.500	1.000	1.000	20	500	10	53,39
Calliope	46	0	13,08468	0	22,60726	0,11269	959,20503	28.685,22
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	44.000
Kosten		1.500	1.000	1.000	20	1.500	2,5	101,91
Calliope	47	0,00084	7,58390	0	50,75356	0,23353	1.648,79682	18.572,52
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	37.500

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		1.500	1.000	1.000	20	1.500	10	56,06
Calliope	48	0	13,33068	0	23,16371	0,09103	940,38301	28.834,33
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	45.000
Kosten		1.500	2.500	200	7,5	500	2,5	23,98
Calliope	49	0	7,59050	0,59942	43,24999	0,15303	1.615,96651	29.036,93
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	36.000
Kosten		1.500	2.500	200	7,5	500	10	24,15
Calliope	50	0	7,67063	0,01604	1.012,05237	0,91206	231,20898	35.038,29
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	43.500
Kosten		1.500	2.500	200	7,5	1.500	2,5	27,07
Calliope	51	0	7,57739	1,35714	38,73683	0,08927	1.591,6376	29.118,43
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	37.000
Kosten		1.500	2.500	200	7,5	1.500	10	23,83
Calliope	52	0	7,65435	0,22442	1.008,72808	0,90398	233,23794	35.934,56
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	44.500
Kosten		1.500	2.500	200	20	500	2,5	64,84
Calliope	53	0	7,50746	1,57713	30,02434	0,30456	1.634,29310	29.422,57
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	48.500
Kosten		1.500	2.500	200	20	500	10	32,53
Calliope	54	0	7,57739	1,35714	38,73683	0,08927	1.591,63757	41.254,98
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	56.000
Kosten		1.500	2.500	200	20	1.500	2,5	67,89
Calliope	55	0	7,48789	2,91112	30,36370	0,06043	1.593,49469	29.483,60
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	49.500
Kosten		1.500	2.500	200	20	1.500	10	37,86
Calliope	56	0	7,77819	1,48915	44,35243	0,06806	1.511,37018	41.346,14
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	57.000
Kosten		1.500	2.500	1.000	7,5	500	2,5	23,79
Calliope	57	0	7,58451	0	50,81962	0,23401	1.648,37494	29.080,36
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	36.000

	Va r.	PV-Anlage	Wind- kraft	Batterie	H ₂ - Speicher	Elektro- lyseur	Therm. Speicher	Gesamt- kosten
Kosten		1.500	2.500	1.000	7,5	500	10	24,15
Calliope	58	0	7,67217	0	1.012,33528	0,91273	231,02309	35.039,53
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	43.500
Kosten		1.500	2.500	1.000	7,5	1.500	2,5	26,29
Calliope	59	0,03074	7,61194	0	56,92390	0,17066	1.615,13089	29.296,71
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	37.000
Kosten		1.500	2.500	1.000	7,5	1.500	10	23,78
Calliope	60	0	7,67217	0	1.012,33528	0,91273	231,02309	35.952,26
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	44.500
Kosten		1.500	2.500	1.000	20	500	2,5	63,33
Calliope	61	0,02637	7,52378	0	44,19365	0,49132	1.686,03027	29.693,62
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	48.500
Kosten		1.500	2.500	1.000	20	500	10	35,11
Calliope	62	0	7,73038	0	75,92501	0,15281	1.502,63271	41.447,18
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	56.000
Kosten		1.500	2.500	1.000	20	1.500	2,5	65,29
Calliope	63	0,00216	7,58214	0	50,52545	0,23592	1.650,07808	29.948,16
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	49.500
Kosten		1.500	2.500	1.000	20	1.500	10	37,02
Calliope	64	0	7,73038	0	75,92501	0,15281	1.502,63271	41.599,99
Punktewolke		0	8	0	1.000	1	1.000	57.000

Tab. 6.3. Vergleich von H₂-Kostenvarianten von Calliope mit grobem Raster Punktewolke

Sys-tem	PV-Anlage (kW)	Wind-kraftan-lage (kW)	Batterie-speicher (kWh)	Elektro-lyseur (kW)	Netzbezug moderne WE EFH (kWh)	Autarkie moderne WE EFH (%)	Netzbezug Ø WE (kWh)	Autarkie Ø WE (%)	$\frac{\Delta \text{Netzbezug}}{\text{Verbrauch}} = (\%)$	Δ Autarkie (%)
17	0	5	2,5	0,25	200,9	99,7375	281,6	99,6463	$\frac{80,7}{79.626} = 0,1013$	0,1013
18	0	5	2,5	0,5	218,6	99,7262	279,9	99,6485	$\frac{61,3}{79.626} = 0,0770$	0,0770
19	0	5	5	0,25	26,1	99,9672	141,3	99,8225	$\frac{115,2}{79.626} = 0,1447$	0,1447
20	0	5	5	0,5	17,6	99,9779	141,3	99,8225	$\frac{123,7}{79.626} = 0,1554$	0,1554
21	1	4	2,5	0,25	2.492,4	96,8699	2.503,0	96,8554	$\frac{10,6}{79.626} = 0,0133$	0,0133
22	1	4	2,5	0,5	2.503,9	96,8554	2.503,9	96,8554	$\frac{0}{79.626} = 0$	0
23	1	4	5	0,25	2.513,2	96,8437	2.513,2	96,8437	$\frac{0}{79.626} = 0$	0
24	1	4	5	0,5	2.528,9	96,8241	2.528,9	96,8241	$\frac{0}{79.626} = 0$	0
25	5	3	2,5	0,25	9,8	99,9877	220,7	99,7228	$\frac{210,9}{79.626} = 0,2649$	0,2649
26	5	3	2,5	0,5	9,8	99,9877	220,7	99,7228	$\frac{210,9}{79.626} = 0,2649$	0,2649
27	5	3	5	0,25	1,7	99,9979	216,1	99,7286	$\frac{214,4}{79.626} = 0,2693$	0,2693
28	5	3	5	0,5	1,7	99,9979	216,1	99,7286	$\frac{214,4}{79.626} = 0,2693$	0,2693

Tab. 6.4. Vergleich Simulationen von Wohneinheiten mit unterschiedlichem Wärmeprofil

Soweit nicht anders erwähnt, gelten für die zur Validierung der eigenen Software eingesetzte Software Calliope die in Tab. 6.5 aufgeführten Kosten, die in Tab. 6.6 dargestellten Wirkungsgrade sowie die in Tab. 6.7 gezeigten festen Leistungen.

Komponente	Normierte Kosten
PV-Anlage	1.000 €/kW
Windkraftanlage	1.400 €/kW
Batteriespeicher + Wechselrichter	600 €/kWh
H ₂ -Speicher	12,69 €/kWh
E-Fuel-Speicher	0,5 €/kWh
H ₂ -Speicher: Elektrolyseur + Verdichten	1.290 €/kW _{elektrisch}
E-Fuel Speicher: Elektrolyseur + Synthese	5.000 €/kW _{elektrisch}
BHKW	400 €/kW _{elektrisch}
Thermischer Speicher	5 €/kWh
Wärmepumpe	1.000 €/kW _{thermisch}
Heizstab	10 €/kW
Netzbezug	1 Mio. €/kWh
Netzeinspeisung PV	1 €/kWh; bei Optimierung 0 €/kWh
Netzeinspeisung Wind	1 €/kWh; bei Optimierung 0 €/kWh

Tab. 6.5. Vorgaben Calliope als Referenz zu FRESH und Punktwolke: Kosten

Komponente	Wirkungsgrad
Batteriespeicher + Wechselrichter	0,95
H ₂ -Speicher: Elektrolyseur + Verdichten	0,5984 _{elektrisch} ; 0,25 _{thermisch}
E-Fuel Speicher: Elektrolyseur + Synthese	0,45 _{elektrisch} ; 0,25 _{thermisch}
H ₂ -Speicher: BHKW	0,3721 _{elektrisch} ; 0,25 _{thermisch}
E-Fuel Speicher: BHKW	0,44 _{elektrisch} ; 0,25 _{thermisch}
Wärmepumpe	3
Heizstab	1

Tab. 6.6. Vorgaben Calliope als Referenz zu FRESH und Punktwolke: Wirkungsgrade

Komponente	Leistung
BHKW	5 kW _{elektrisch}
Wärmepumpe	3 kW _{thermisch}
Heizstab	50 kW

Tab. 6.7. Vorgaben Calliope als Referenz zu FRESH und Punktwolke: Leistungen

LITERATURVERZEICHNIS

- [1] „Neues Klimaschutzgesetz ist in Kraft | Bundesregierung“, Die Bundesregierung informiert | Startseite. Zugriffen: 21. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv-bundesregierung/klimaschutzgesetz-2197410>
- [2] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende“. 2021. Zugriffen: 24. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf
- [3] „Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien - Fraunhofer ISE“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Zugriffen: 12. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>
- [4] S. Kreidelmeyer, „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger“, Prognos AG, 2020.
- [5] K. Mongird u. a., „An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics“, *Energies*, Bd. 13, Nr. 13, S. 3307, Juni 2020, doi: 10.3390/en13133307.
- [6] „Energieerzeugung“, Statistisches Bundesamt. Zugriffen: 21. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/_inhalt.html
- [7] „Infografik: Wie werden Wohnungen in Deutschland beheizt?“, Statista Daily Data. Zugriffen: 24. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/infografik/27327/anteil-der-energetraeger-beim-heizen-des-wohnungsbestandes-in-deutschland>
- [8] P. Lewicki, „Erneuerbare Energien in Zahlen“, Umweltbundesamt. Zugriffen: 24. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>
- [9] BDEW, „Standardlastprofile Strom“. Zugriffen: 29. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>
- [10] „Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen“, Statistisches Bundesamt. Zugriffen: 7. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html>
- [11] S. Wilke, „Bevölkerungsentwicklung und Struktur privater Haushalte“, Umweltbundesamt. Zugriffen: 7. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/strukturdaten-privater-haushalte/bevoelkerungsentwicklung-struktur-privater>
- [12] „Open Power System Data – A platform for open data of the European power system.“ Zugriffen: 29. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://open-power-system-data.org/>
- [13] „Kommunaler Wärmeplan der Stadt Mosbach“, . November, 2023.
- [14] S. Wilke, „Energieverbrauch privater Haushalte“, Umweltbundesamt. Zugriffen: 10. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte>

- [15] „Wohngebäude, Wohnungen, Wohnfläche: Deutschland, Stichtag, Anzahl der Wohnungen“. Zugegriffen: 11. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/31231/table/31231-0005>
- [16] „Schön warm, schön teuer? Diese Warmwasserkosten sind normal: Übersicht und Tabelle“, t-online. Zugegriffen: 11. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.t-online.de/heim-garten/energie/wasser/id_100286434/anteil-warmwasser-an-den-heizkosten-berechnung-und-kosten.html
- [17] J. Schubert, „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (XLSX)“, Umweltbundesamt. Zugegriffen: 6. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>
- [18] „Einspeisung aus Windenergie“. Zugegriffen: 6. November 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/ErzeugungEinspeisung/EinspeisungausWindenergie>
- [19] „Einspeisung von Windenergie“. Zugegriffen: 31. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.amprion.net/Netzkennzahlen/Windenergieeinspeisung/>
- [20] „Stromspeicher-Inspektion 2024“, HTW Berlin. Zugegriffen: 1. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/studien/stromspeicher-inspektion-2024/>
- [21] „About Self-discharge of Lithium ion Solar Batteries“, <https://www.bsl-battery.com/>. Zugegriffen: 18. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://bsl-battery.com:443/news/about-self-discharge-of-lithium-ion-solar-batteries>
- [22] A. Franco und C. Giovannini, „Hydrogen Gas Compression for Efficient Storage: Balancing Energy and Increasing Density“, *Hydrogen*, Bd. 5, Nr. 2, Art. Nr. 2, Juni 2024, doi: 10.3390/hydrogen5020017.
- [23] „Wärmeverluste in Wärmespeichern - nPro“. Zugegriffen: 18. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.npro.energy/main/de/help/heat-storage-loss>
- [24] „Der Wirkungsgrad im BHKW-Vergleich“. Zugegriffen: 29. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.heizung.de/bhkw/wissen/wirkungsgrad-im-bhkw-vergleich.html>
- [25] „Auch in Bestandsgebäuden funktionieren Wärmepumpen zuverlässig und sind klimafreundlich – Feldtest des Fraunhofer ISE abgeschlossen - Fraunhofer ISE“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Zugegriffen: 29. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2020/waermepumpen-funktionieren-auch-in-bestandsgebaeuden-zuverlaessig.html>
- [26] „Wirkungsgrad der Heizung – wichtige Kennzahl für die Effizienz des Heizgeräts“, Wirkungsgrad der Heizung: Wärmepumpe, Gas- und Ölheizung. Zugegriffen: 29. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.thermondo.de/info/rat/vergleich/wirkungsgrad-der-heizung/>
- [27] „220224_LB_Elektrolyse_Status-Quo.pdf“. Zugegriffen: 12. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2022/04/220224_LB_Elektrolyse_Status-Quo.pdf
- [28] Y. Luo, Y. Shi, und N. Cai, „Distributed hybrid system and prospect of the future Energy Internet“, in *Hybrid Systems and Multi-energy Networks for the Future Energy Internet*, Elsevier, 2021, S. 9–39. doi: 10.1016/B978-0-12-819184-2.00002-X.

- [29] Stadtwerke Karlsruhe, „Zahlen, Daten & Fakten“. Zugegriffen: 29. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.stadtwerke-karlsruhe.de/de/pk/fernwaerme/zahlen-und-preise.php>
- [30] S. Wilke, „Tabelle: Kennzahlen von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)“, Umweltbundesamt. Zugegriffen: 30. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/tabelle-kennzahlen-von-anlagen-kraft-waerme>
- [31] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Speicher für die Energiewende“, März 2024.
- [32] F. Ise, „Pathways for Transforming the German Energy System by 2050“.
- [33] V. S. GmbH, „PV*SOL – Take your solar installations to the next level of efficiency“. Zugegriffen: 1. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://pvsol.software>
- [34] S. Warentest, „Photovoltaik: Berechnen Sie die Rendite Ihrer Solaranlage“. Zugegriffen: 1. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.test.de/Photovoltaik-Rechner-1391893-0/>
- [35] „Solarisator“, HTW Berlin. Zugegriffen: 1. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/rechner/solarisator/>
- [36] S. Bahramara, M. P. Moghaddam, und M. R. Haghifam, „Optimal planning of hybrid renewable energy systems using HOMER: A review“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 62, S. 609–620, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.039.
- [37] „GAMS - Cutting Edge Modeling“. Zugegriffen: 19. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gams.com/>
- [38] J. Biesel, „Untersuchung der Planungshorizontweite zweier Simulationsalgorithmen für hybride Energiesysteme zur Ermittlung einer geeigneten Betriebsweise“. Universität der Bundeswehr München.
- [39] D. Lauinger, P. Caliendo, J. Van Herle, und D. Kuhn, „A linear programming approach to the optimization of residential energy systems“, *J. Energy Storage*, Bd. 7, S. 24–37, Aug. 2016, doi: 10.1016/j.est.2016.04.009.
- [40] „Gurobi Academic License Program: Free Licenses for Academics | Gurobi“, Gurobi Optimization. Zugegriffen: 3. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.gurobi.com/academia/academic-program-and-licenses/>
- [41] S. Candas u. a., „Code exposed: Review of five open-source frameworks for modeling renewable energy systems“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 161, S. 112272, Juni 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112272.
- [42] Jonathan Richard Shewchuk, „An Introduction to the Conjugate Gradient Method Without the Agonizing Pain“. School of Computer Science. Zugegriffen: 19. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.cs.cmu.edu/~quake-papers/painless-conjugate-gradient.pdf>
- [43] J. Panerati, D. Sciuto, und G. Beltrame, „Optimization Strategies in Design Space Exploration“, in *Handbook of Hardware/Software Codesign*, S. Ha und J. Teich, Hrsg., Dordrecht: Springer Netherlands, 2016, S. 1–29. doi: 10.1007/978-94-017-7358-4_7-1.
- [44] K. Lee und D. Kum, „Complete design space exploration of isolated hybrid renewable energy system via dynamic programming“, *Energy Convers. Manag.*, Bd. 196, S. 920–934, Sep. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.05.078.

- [45] L. Schmeling, A. A. I. Buchholz, H. Heineke, P. Klement, B. Hanke, und K. Von Maydell, „Planning, Optimisation and Evaluation of Small Power-to-Gas-to-Power Systems: Case Study of a German Dairy“, *Sustainability*, Bd. 14, Nr. 10, S. 6050, Mai 2022, doi: 10.3390/su14106050.
- [46] Tim Roughgarden, „The Minimax Theorem and Algorithms for Linear Programming“. Department of Computer Science, Stanford University, 4. Februar 2016. Zugriffen: 20. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://theory.stanford.edu/~tim/w16/l/l10.pdf>
- [47] Y. J. Cao und Q. H. Wu, „Teaching Genetic Algorithm Using Matlab“, *Int. J. Electr. Eng. Educ.*, Bd. 36, Nr. 2, S. 139–153, Apr. 1999, doi: 10.7227/ijeee.36.2.4.
- [48] C. S. Köhnen, J. Priesmann, L. Nolting, L. Kotzur, M. Robinius, und A. Praktiknjo, „The potential of deep learning to reduce complexity in energy system modeling“, *Int. J. Energy Res.*, Bd. 46, Nr. 4, S. 4550–4571, März 2022, doi: 10.1002/er.7448.
- [49] „resa-tool.de“. Zugriffen: 11. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://resa-tool.de/>
- [50] M. E. Reuß, D. Stolten, und A. Moser, *Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur*. in Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt/Energy & environment, no. Band/volume 467. Aachen: Universitätsbibliothek der RWTH Aachen, 2019. doi: 10.18154/RWTH-2019-07432.
- [51] H. Pieper, T. Ommen, F. Buhler, B. L. Paaske, B. Elmegaard, und W. B. Markussen, „Allocation of investment costs for large-scale heat pumps supplying district heating“. August 2018. Zugriffen: 12. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610218302613>
- [52] S. Vishwakarma, „How to Understand Sigmoid Function in Artificial Neural Networks?“, Analytics Vidhya. Zugriffen: 2. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.analyticsvidhya.com/blog/2023/01/why-is-sigmoid-function-important-in-artificial-neural-networks/>
- [53] A. Y. Segall Taiki Yoshikawa, Jason, „What is the 4PL Formula?“, Quantics Biostatistics. Zugriffen: 3. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.quantics.co.uk/blog/what-is-the-4pl-formula/>
- [54] Hiroshi Akima, „A New Method of Interpolation and Smooth Curve Fitting on Local Procedures“. ESSA Research Laboratories, Boulder, Colorado, 4. Oktober 1970. Zugriffen: 3. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.leg.ufpr.br/lib/exe/fetch.php/wiki:internas:biblioteca:akima.pdf>
- [55] „Photovoltaics Report - Fraunhofer ISE“, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Zugriffen: 12. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>
- [56] energie-experten, „Alle Blockheizkraftwerk-Kosten im Überblick“, energie-experten. Zugriffen: 24. Oktober 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energie-experten.org/heizung/blockheizkraftwerk-bhkw/blockheizkraftwerk-kosten>
- [57] „Strompreise für Haushalte: Deutschland, Halbjahre, Jahresverbrauchsklassen, Preisararten“. Zugriffen: 10. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/61243/table/61243-0001>
- [58] „Erdgaspreise für Haushalte: Deutschland, Halbjahre, Jahresverbrauchsklassen, Preisararten“. Zugriffen: 28. Dezember 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/table/61243-0010>

[59] „Erzeugerpreise für leichtes Heizöl: Deutschland, Monate, Art der Lieferung, Berichtsort bzw. Geltungsbereich“. Zugegriffen: 10. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/61241/table/61241-0101>

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 2.1.	Energiesystem mit sektorenübergreifender Energiewandlung und -speicherung....	15
Abb. 2.2.	Strom- und Wärmeverbrauchsverlauf der ersten Januarwoche 2022	18
Abb. 2.3.	Strom- und Wärmeverbrauchsverlauf der dritten Juliwoche 2022.....	19
Abb. 2.4.	Tägliche Summen des Strom- und Wärmeverbrauchs von 2019-2022	20
Abb. 2.5.	Tägliche Summe der Wind- und PV-Einspeisung von 2019-2022	23
Abb. 2.6.	Komponenten und Zusammenwirken in den untersuchten Energiesystemen.....	30
Abb. 2.7.	Stromgestehungskosten Fraunhofer ISE 2024.....	37
Abb. 2.8.	Leistungsverläufe und Speicherfüllstände in HOMER.....	43
Abb. 2.9.	Gradientenverfahren mit 100 % Autarkieziel.....	57
Abb. 2.10.	Gradientenverfahren mit 100 % Autarkieziel, Ausschnitt Bereich Zwischenziel 1 ...	58
Abb. 2.11.	Beispiel für DSE in HOMER	66
Abb. 3.1.	Komponenten und Zusammenwirken im reinen Stromsystem.....	73
Abb. 3.2.	Über- und Unterdeckungen in der beschriebenen Testwoche	73
Abb. 3.3.	Vorläufiger Betriebsalgorithmus zur Deckung der Last in Unterdeckungsphasen....	75
Abb. 3.4.	Ausschnitt aus Leistungsverläufen bei Priorisierung der Speicher	76
Abb. 3.5.	Ausschnitt aus Speicherfüllständen bei Priorisierung der Speicher	76
Abb. 3.6.	Priorisierung der Speicher in Überdeckungsphasen	77
Abb. 3.7.	Ausschnitt aus Leistungsverläufen nach Maßnahme 1	79
Abb. 3.8.	Ausschnitt aus Speicherfüllständen nach Maßnahme 1	79
Abb. 3.9.	Maßnahme 1 des FRESH-Algorithmus	80
Abb. 3.10.	Ausschnitt aus Leistungsverläufen nach Maßnahme 2	81
Abb. 3.11.	Ausschnitt aus Speicherfüllständen nach Maßnahme 2	81
Abb. 3.12.	Maßnahme 2 des FRESH-Algorithmus	82
Abb. 3.13.	Ausschnitt aus Leistungsverläufen nach Maßnahme 3	83
Abb. 3.14.	Ausschnitt aus Speicherfüllständen nach Maßnahme 3	83
Abb. 3.15.	Maßnahme 3 des FRESH-Algorithmus	85
Abb. 3.16.	Formeln der Leistungsflüsse und Bedingungen des ersten Durchlaufs	86
Abb. 3.17.	Ausschnitt aus Leistungsverläufen in Calliope	89
Abb. 3.18.	Ausschnitt aus Speicherfüllständen in Calliope.....	89
Abb. 3.19.	Ausschnitt aus Speicherfüllständen in Calliope (Tag 8)	90
Abb. 3.20.	Vergleich der Leistungsflüsse an Tag 2 der Testwoche Calliope und FRESH	91
Abb. 3.21.	Komponenten und Zusammenwirken im Strom- und Wärmesystem	97
Abb. 3.22.	Leistungsflüsse, Über- und Unterdeckungen im Strom- und Wärmesystem.....	99
Abb. 3.23.	Zugehöriger therm. Speicherfüllstand zu Abb. 3.22	99
Abb. 3.24.	Leistungsverläufe im Winter	103
Abb. 3.25.	Leistungsverläufe im Sommer	104
Abb. 3.26.	Füllstand des thermischen Speichers über ein Jahr laut FRESH und Calliope	109
Abb. 4.1.	Anteil Ausbaustufen PV-, Windkraftanlage autarke Systeme grobe Punktwolke..	118
Abb. 4.2.	Anteil Ausbaustufen Speicherkomponente autarke Systeme grobe Punktwolke .	119
Abb. 4.3.	Zusammenspiel von Scheduler, Simulationen und Datenbank.....	127
Abb. 4.4.	Beispiel einer Sigmoid Funktion.....	130
Abb. 4.5.	Interpolation mittels der Sigmoid Funktion mit 4 Interpolationspunkten.....	131
Abb. 4.6.	Interpolation mittels der Sigmoid Funktion mit 11 Interpolationspunkten.....	132
Abb. 4.7.	Interpolation mittels der 4-param. log. Funktion mit 4 Interpolationspunkten	133
Abb. 4.8.	Interpolation mittels der 4-param. log. Funktion mit 11 Interpolationspunkten....	134
Abb. 4.9.	PV-Spline mit 11 Interpolationspunkten	136

Abb. 4.10.	PV-Spline mit 11 Interpolationspunkten außerhalb der Krümmung	137
Abb. 4.11.	PV- und thermische Speicher-Splines.....	139
Abb. 4.12.	PV- und thermische Speicher-Splines nach Korrektur	140
Abb. 4.13.	PV- und thermische Speicher-Splines nach Nachverdichtung des Rasters	142
Abb. 4.14.	Punktewolke mit teurer PV-Anlage und teurem Batteriespeicher.....	144
Abb. 4.15.	Punktewolke mit günstiger PV-Anlage und günstigem Batteriespeicher	145
Abb. 4.16.	Sensitivitätsanalyse mittels Komponentensplines	148
Abb. 4.17.	Punkte zur Berechnung der einhüllenden Effizienzgrenze	150
Abb. 4.18.	Einhüllende Effizienzgrenze.....	151
Abb. 4.19.	Einhüllende Effizienzgrenze und Komponenten-Splines	151
Abb. 4.20.	Einhüllende Effizienzgrenze und Ohne-Wind-Effizienzgrenze.....	152
Abb. 4.21.	Nahfelduntersuchung Autarkie > 99,5 % und 0,5 % Mehrkosten als Optimum.....	154
Abb. 4.22.	Zukauf von Gas und Strom	156
Abb. 4.23.	Sensitivitätsanalyse beim Erreichen vollständiger Autarkie.....	159
Abb. 4.24.	Absolute Kostendifferenz	169
Abb. 4.25.	Relative Kostendifferenz.....	169
Abb. 4.26.	Streudiagramm der relativen Abweichungen.....	170
Abb. 4.27.	Optimale Ausbaustufen PV-Anlage in unterschiedlichen Kostenszenarien	172
Abb. 4.28.	Optimale Ausbaustufen Windkraftanlage in unterschiedlichen Kostenszenarien..	172
Abb. 4.29.	Optimale Ausbaustufen Batterie in unterschiedlichen Kostenszenarien	173
Abb. 4.30.	Optimale Ausbaustufen H ₂ -Speicher in unterschiedlichen Kostenszenarien	173
Abb. 4.31.	Optimale Ausbaustufen Elektrolyseur in unterschiedlichen Kostenszenarien.....	174
Abb. 4.32.	Optimale Ausbaustufen therm. Speicher in unterschiedlichen Kostenszenarien	174
Abb. 5.1.	Kostenvariante A: Einhüllende-, Ohne-H ₂ - und Ohne-Wind-Effizienzgrenze	181
Abb. 5.2.	Kostenvariante A: Einhüllende-, Ohne-H ₂ -Effizienzgrenze	182
Abb. 5.3.	Zukauf von Strom und Erdgas: Kostenvariante A.....	184
Abb. 5.4.	Kostenvariante C: Einhüllende-, Ohne-E-Fuel-, Ohne-Wind-Effizienzgrenze	186
Abb. 5.5.	Kostenvariante C: Einhüllende, Ohne-E-Fuel-Effizienzgrenze	188
Abb. 5.6.	Zukauf von Strom und Heizöl in Kostenvariante C	191
Abb. 5.7.	Kostenvariante C: Einhüllende, Ohne-E-Fuel-, Ohne-Wind-Effizienzgrenze o. W....	193
Abb. 5.8.	Zukauf von Strom und Heizöl in Kostenvariante C o. W.	197
Abb. 5.9.	System aus Tab. 5.11 alternativ erweitert um eine Therme	201

TABELLENVERZEICHNIS

Tab. 2.1.	Ergebnisse Optimierung Gradientenverfahren bei unterschiedlichem Startpunkt ...	62
Tab. 2.2.	Optimierungsergebnis Calliope zur Verifikation Gradientenverfahren (Dg 16)	63
Tab. 3.1.	Energieflüsse Testwoche + Tag 8 (Entladung der Speicher) in Calliope und FRESH	92
Tab. 3.2.	Vergleich einiger Simulationen des Zwei-Speicher-Systems mit Calliope	94
Tab. 3.3.	Energieflüsse bei System 8 (Tab. 3.2) in Calliope und FRESH.....	95
Tab. 3.4.	Energieflüsse bei System 8 (Tab. 3.2) in Calliope und FRESH mit idealer Batterie ...	96
Tab. 3.5.	Vergleich einiger Simulationen des Drei-Speicher-Systems mit Calliope	105
Tab. 3.6.	Energieflüsse bei System 24 aus Tab. 3.5 in Calliope und FRESH.....	106
Tab. 3.7.	Kostenoptimale Systeme aus Calliope und deren Netzbezug mit FRESH.....	108
Tab. 3.8.	Autarke Systeme in FRESH zur Testung im <i>operate</i> -Modus von Calliope.....	110
Tab. 3.9.	Autarkie Systeme aus Tab. 3.8 in Calliope bei verschiedenen Planungshorizonten	111
Tab. 3.10.	Planungshorizonte der Systeme aus Tab. 3.8 von FRESH	112
Tab. 4.1.	Extremwerte, Schrittweite, Anzahl Varianten pro Komponente grobe Rasterung .	118
Tab. 4.2.	Optimierungsergebnis Calliope: PV-System, Batterie teuer, Langzeitsp. teuer	121
Tab. 4.3.	Optimierungsergebnis Calliope: PV-System, Batterie teuer, Langzeitsp. billig.....	121
Tab. 4.4.	Optimierungsergebnis Calliope: PV-System, Batterie billig, Langzeitsp. teuer.....	121
Tab. 4.5.	Optimierungsergebnis Calliope: PV-System, Batterie billig, Langzeitsp. billig	122
Tab. 4.6.	Optimierungsergebnis Calliope: Wind-System, Batterie teuer, Langzeitsp. teuer...	122
Tab. 4.7.	Optimierungsergebnis Calliope: Wind-System, Batterie teuer, Langzeitsp. billig ...	122
Tab. 4.8.	Optimierungsergebnis Calliope: Wind-System, Batterie billig, Langzeitsp. teuer ...	122
Tab. 4.9.	Optimierungsergebnis Calliope: Wind-System, Batterie billig, Langzeitsp. billig	123
Tab. 4.10.	Minima und Maxima der zu variierenden Systemkomponenten.....	124
Tab. 4.11.	Dimensionierungsbereiche für die zu optimierenden Systemkomponenten	125
Tab. 4.12.	Ausbaustufen und Anzahl der Varianten der zu optimierenden Komponenten	126
Tab. 4.13.	Vergleich kostengünstiges autarkes System Kostenvariante A mit Calliope	159
Tab. 4.14.	Minimale und Maximale Komponentenpreise	161
Tab. 4.15.	Feste Komponenten: Leistung, normierte Komponenten- und Gesamtkosten.....	161
Tab. 4.16.	Vergleich von H ₂ -Kostenvarianten Calliope mit Raster Punktwolke	162
Tab. 4.17.	Berechnungsgrundlage zur Abschätzung der Kostenabweichung Var. 2	163
Tab. 4.18.	Basissystem für Sensitivitätsanalyse beim Erreichen von Autarkie Var. 2.....	164
Tab. 4.19.	Vergleich von E-Fuel-Kostenvariante 26 Calliope und Raster Punktwolke	165
Tab. 4.20.	Vergleich von H ₂ -Kostenvariante 47 Calliope und grobem Raster Punktwolke ...	167
Tab. 4.21.	Ausbaustufen und Anzahl der Varianten der zu optimierenden Komponenten	171
Tab. 5.1.	Kostenvariante A	178
Tab. 5.2.	Kostenvariante B	178
Tab. 5.3.	Kostenvariante C	178
Tab. 5.4.	Kostenvariante D.....	179
Tab. 5.5.	Kostengünstigstes vollautarkes System in Kostenvariante A.....	181
Tab. 5.6.	Auswahl Kostenvariante B: Autarkie > 99,5 %, Kosten < 25.920 €	183
Tab. 5.7.	Kostengünstigstes vollautarkes System in Kostenvariante C.....	187
Tab. 5.8.	Auswahl Kostenvariante D: Autarkie > 99,5 %, Kosten < 22.160 €	190
Tab. 5.9.	Kostengünstigstes vollautarkes System in Kostenvariante C o. W.....	194
Tab. 5.10.	Auswahl Kostenvariante D: Autarkie > 99,5 %, Kosten < 30.376 €	196
Tab. 5.11.	Kostengünstigstes vollautarkes System in Kostenvariante C.....	200
Tab. 6.1.	Vergleich von H ₂ -Kostenvarianten von Calliope mit Raster Punktwolke	212
Tab. 6.2.	Vergleich von E-Fuel-Kostenvarianten von Calliope mit Raster Punktwolke	219

Tab. 6.3.	Vergleich von H ₂ -Kostenvarianten von Calliope mit grobem Raster Punktwolke	225
Tab. 6.4.	Vergleich Simulationen von Wohneinheiten mit unterschiedlichem Wärmeprofil	226
Tab. 6.5.	Vorgaben Calliope als Referenz zu FRESH und Punktwolke: Kosten.....	227
Tab. 6.6.	Vorgaben Calliope als Referenz zu FRESH und Punktwolke: Wirkungsgrade	227
Tab. 6.7.	Vorgaben Calliope als Referenz zu FRESH und Punktwolke: Leistungen	227