Technische Hochschule Ingolstadt

Fakultät Maschinenbau

Studiengang: Wasserstofftechnologie und -wirtschaft (M. Eng.)

Masterarbeit

Biomasse und Wasserstoff für industrielle Prozesswärme:

Ein techno-ökonomischer Vergleich und Bewertung

Vor- und Nachname: Gunnar Frey

Ausgegeben am: 08.04.2025
Abgegeben am: 25.07.2025

Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. Ertan Akgün
Zweitprüfer: Prof. Dr.-Ing. Sergej Diel

Kurzfassung

Die Dekarbonisierung der industriellen Prozesswärme ist entscheidend für das Erreichen der Klimaziele, da dieser Bereich einen wesentlichen Anteil am Endenergiebedarf der Industrie ausmacht. Während Technologien wie Wärmepumpen oder Elektrodenkessel bereits Anwendung finden, gelten Biomasse und Wasserstoff als vielversprechende Alternativen – insbesondere dort, wo die Elektrifizierung technisch oder wirtschaftlich begrenzt ist.

Im Zentrum dieser Arbeit steht die Entwicklung einer wissenschaftlich fundierten, szenarienbasierten Methodik zur systematischen und vergleichenden Bewertung von Biomasse und Wasserstoff für die industrielle Prozesswärmeversorgung.

Dazu wurde mit Hilfe von oemof.solph ein lineares Optimierungsmodell auf Basis von Energie- und Stoffbilanzen entwickelt, mit dem 192 parametrisierte Szenarien analysiert wurden. Diese Szenarien variieren zentrale Einflussgrößen wie den Wasserstofftyp (grau oder grün), den Trockensubstanzgehalt der Biomasse, die Einbeziehung oder Abwesenheit von CO_2-Bepreisung und Fördermechanismen sowie das Wärmebedarfsprofil (konstant oder schwankend). Auch vorhandene Infrastruktur – etwa bestehende Gaskessel – sowie die Möglichkeit zur Einbindung elektrischer Kessel wurden berücksichtigt.

Für jedes Szenario berechnet das Modell die kostenoptimale Systemkonfiguration unter Einbezug von Investitions- und Betriebskosten, Brennstoffpreisen und CO_2-Emissionen. Die Methodik umfasst zudem Sensitivitätsanalysen und die Bewertung extremer Parameterkonstellationen, um die Modellrobustheit zu prüfen und zentrale Einflussfaktoren zu identifizieren.

Die Ergebnisse zeigen nicht einen grundsätzlich überlegenen Energieträger, sondern verdeutlichen, wie Systementscheidungen in Abhängigkeit von Parametern und Rahmenbedingungen variieren. Das Modell liefert keine absoluten Handlungsempfehlungen, sondern ermöglicht eine strukturierte Interpretation techno-ökonomischer Zusammenhänge und macht sichtbar, unter welchen Voraussetzungen Biomasse oder Wasserstoff jeweils vorteilhaft sein können. Der methodische Mehrwert liegt in der transparenten, szenarienbasierten Entscheidungsgrundlage für den Vergleich konkurrierender Energieträger unter realitätsnahen Bedingungen.

Diese Arbeit leistet damit einen Beitrag zur angewandten Energiesystemforschung, indem sie zeigt, wie szenarienbasierte Modellierung eine strukturierte Technologiebewertung im Kontext der industriellen Energiewende unterstützen kann.

Abstract

The decarbonization of industrial process heat is crucial for achieving climate targets, as this sector accounts for a significant share of industrial final energy demand. While technologies such as heat pumps or electrode boilers are already in use, biomass and hydrogen are considered promising alternatives, especially in cases where electrification is technically or economically limited.

This thesis focuses on the development of a scientific, scenario-based methodology to systematically and comparatively evaluate the use of biomass and hydrogen for process heat supply in industrial applications.

A linear, energy-balance-based optimization model was developed using oemof.solph to assess 192 parameterized scenarios. These scenarios cover variations in key parameters such as the type of hydrogen used (grey or green), the dry matter content of biomass, the presence or absence of CO_2 pricing and subsidy schemes, and the nature of the heat demand profile (constant or fluctuating). Additionally, the scenarios consider existing infrastructure, such as the availability of gas boilers, as well as the option to integrate electric boilers into the system.

For each scenario, the model calculates the cost-optimal system configuration for process heat supply, considering investment costs, operational costs, fuel prices and CO_2 emissions. The methodology also includes sensitivity analyses and the evaluation of extreme scenarios to test model robustness and identify key drivers.

The model's results do not point to a universally superior energy carrier but rather highlight how system decisions shift depending on parameter settings and boundary conditions. Instead of producing absolute recommendations, the model enables a structured interpretation of techno-economic trade-offs, revealing how specific parameters influence the relative viability of biomass and hydrogen. This emphasizes the methodological value of the approach: it provides a transparent, scenario-based decision framework capable of systematically comparing energy carriers under varying real-world conditions.

This work contributes to applied energy systems research by demonstrating how scenario-based modeling can support structured technology assessment in the industrial energy transition.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung I
Abstract II
Tabellenverzeichnis VI
Abbildungsverzeichnis VII
Abkürzungsverzeichnis VIII
1 Einleitung 1
1.1 Problemstellung und Forschungsfragen 2
1.2 Zielsetzung der Arbeit 3
2 Literaturübersicht 4
2.1 Industrielle Dampfprozesse 4
2.2 Biomasse und Wasserstoff für die Dampferzeugung 5
2.3 Wirtschaftlichkeit und technische Bewertung 5
2.4 Forschungslücke und Potenzial modellbasierter Vergleiche 6
2.5 Beitrag der vorliegenden Arbeit 6
3 Grundlagen Wasserstoff 7
3.1 Erzeugung 7
3.1.1 Dampfreformierung von Erdgas 7
3.1.2 Elektrolyse 8
3.2 Farben des Wasserstoffs 9
3.3 Energetische Nutzung 10
4 Grundlagen Biomasse 12
4.1 Eigenschaften von Biomasse 13
4.1.1 Elementare Zusammensetzung 13
4.1.2 Wassergehalt 13
4.1.3 Aschegehalt 14
4.2 Energetische Nutzung / Thermo-chemische Konversion 15
4.3 Biomassevorkommen in der Industrie 17
5 Methodik 18
5.1 Literaturgestützte Analyse zu Biomasse und Wasserstoff 18
5.2 Entwicklung und Definition von Szenarien 19
5.3 Optimierungsmodell und Berechnungsansatz 20
5.4 Analyseansatz und Sensitivitätsmethodik 21
6 Szenarien 23
6.1 Modell-Biomasse 24

6.1.1 Trockensubstanz-Gehalte 25
6.1.2 Heizwert 26
6.1.3 Ein- bzw. Verkaufspreis 27
6.1.4 Dichte 28
6.1.5 CO_2-Preis 28
6.1.6 Trockensubstanz-Gehalte Modellparameter Übersicht 30
6.2 Wasserstoff-Quelle 31
6.3 Wasserstoffförderung 31
6.4 Infrastruktur 32
6.5 Lastgänge 32
6.6 Elektrodenkessel 34
7 Optimierungsmodell 35
7.1 Modell-Unternehmen 37
7.2 Sources 39
7.2.1 Wasserstoff-Quelle 39
7.2.2 Biomasse-Quelle 40
7.2.3 Stromnetz 41
7.3 Converter 41
7.3.1 H_2-Kessel 42
7.3.2 Erdgaskessel-Umbau 42
7.3.3 Elektrolyseur 43
7.3.4 Mechanische Trocknung 44
7.3.5 Biomassekessel 46
7.3.6 Elektrodenkessel 47
7.3.7 Kompressor 48
7.4 Generic Storages 50
7.4.1 H_2-Speicher 50
7.4.2 Biomasse-Silo 51
7.4.3 Wärmespeicher 51
7.5 Sinks 53
7.5.1 Wärmebedarf 53
7.5.2 Biomasse-Senke 53
7.5.3 Wasserstoff-Senke 53
8 Ergebnisse und Diskussion 54
8.1 Sensitivitätsanalyse 55
8.1.1 Referenzszenario 1 56

8.1.2 Referenzszenario 2 60
8.1.3 Referenzszenario 3 63
8.1.4 Referenzszenario 4 67
8.1.5 Vergleich der Referenzszenarien untereinander 70
8.1.6 Zusammenfassung der Sensitivität der Parameter 72
8.2 Extremfälle 74
8.3 Einschränkungen der Ergebnisse 76
9 Schlussfolgerung 78
10 Literaturverzeichnis 79
11 Anhang 88

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Elektrolyseurtypen 9
Tabelle 2: Farbklassifikationen des Wasserstoffs 10
Tabelle 3: Verschiedene Prozesse der Thermo-chemischen Konversion 16
Tabelle 4: Biogene Reststoffe aus der Industrie, Verwertungswege, Abfallmengen 17
Tabelle 5: Zustände der Biomasse-Proben 24
Tabelle 6: Parameter Modell-Biomasse 24
Tabelle 7: Industrielle biogene Reststoffe und ihre TS-Gehalte 25
Tabelle 8: 20 % TS-Gehalt-Biomasse Modellparameter 30
Tabelle 9: 60 % TS-Gehalt-Biomasse Modellparameter 30
Tabelle 10: 70 % TS-Gehalt-Biomasse Modellparameter 30
Tabelle 11: 90 % TS-Gehalt-Biomasse Modellparameter 30
Tabelle 12: Modellierungsparameter H_2-Kessel 42
Tabelle 13: Modellierungsparameter Erdgaskessel-Umbau 43
Tabelle 14: Modellierungsparameter Elektrolyseur 44
Tabelle 15: Parameter Trocknungsversuch – nach internen Daten von REINARTZ 44
Tabelle 16: Daten Schneckentrockner – nach internen Daten von REINARTZ 45
Tabelle 17: Modellierungsparameter Schneckentrockner – nach internen Daten von REINARTZ 46
Tabelle 18: Modellierungsparameter Biomassekessel 47
Tabelle 19: Modellierungsparameter Elektrodenkessel 48
Tabelle 20: Druckniveaus der Wasserstoffströme, je nach Ursprung oder Zielort 48
Tabelle 21: Modellierungsparameter Kompressor 49
Tabelle 22: Modellierungsparameter H_2-Speicher 50
Tabelle 23: Modellierungsparameter Biomasse-Silo 51
Tabelle 24: Modellierungsparameter Wärmespeicher 52
Tabelle 25: Parameter Referenzszenario 1 56
Tabelle 26: Parameter Referenzszenario 2 60
Tabelle 27: Parameter Referenzszenario 3 64
Tabelle 28: Parameter Referenzszenario 4 67
Tabelle 29: Parameter Extremszenarien 74
Tabelle 30: Erweiterte Ausführung der Tabelle 4 137

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Szenariofeld mit allen möglichen Parametern 23
Abbildung 2: "konstanter" Wärmebedarf über zwei beliebige Wochen 33
Abbildung 3:: "schwankender" Wärmebedarf über zwei beliebige Wochen 33
Abbildung 4: Oemof-typischer Aufbau des Optimierungsmodells 36
Abbildung 5: Biomasseroute zur Prozesswärmeversorgung des Modell-Unternehmens 38
Abbildung 6: Wasserstoffroute zur Prozesswärmeversorgung des Modell-Unternehmens 38
Abbildung 7: Wasserstofflieferung über LKW einer beliebigen Woche 39
Abbildung 8: Biomasselieferung bzw. -zusammentragung einer beliebigen Woche 40
Abbildung 9: Komponentenauswahl des Referenzszenarios 1, abhängig von Parametervariation 57
Abbildung 10: Einfluss der Parametervariation auf die Gesamtkosten des Referenzszenarios 1 58
Abbildung 11: Einfluss der Parametervariation auf Emissionen des Referenzszenarios 1 59
Abbildung 12: Komponentenauswahl des Referenzszenarios 2, abhängig von Parametervariation 60
Abbildung 13: Einfluss der Parametervariation auf Gesamtkosten des Referenzszenarios 2 62
Abbildung 14: Einfluss der Parametervariation auf Emissionen des Referenzszenarios 2 63
Abbildung 15: Komponentenauswahl des Referenzszenarios 3, abhängig von Parametervariation 64
Abbildung 16: Einfluss der Parametervariation auf Gesamtkosten des Referenzszenarios 3 65
Abbildung 17: Einfluss der Parametervariation auf Emissionen des Referenzszenarios 3 66
Abbildung 18: Komponentenauswahl des Referenzszenarios 4, abhängig von Parametervariation 67
Abbildung 19: Einfluss der Parametervariation auf Gesamtkosten des Referenzszenarios 4 68
Abbildung 20: Einfluss der Parametervariation auf Emissionen des Referenzszenarios 4 69
Abbildung 21: Kostenvergleich der Referenzszenarien 70
Abbildung 22: Emissionsvergleich der Referenzszenarien 71
Abbildung 23: Kostenvergleich der Extremszenarien 75
Abbildung 24: Emissionsvergleich der Extremszenarien 76

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
TS-Gehalt	Trockensubstanzgehalt
kWh	Kilowattstunde
kW	Kilowatt
TRL	Technology Readiness Level
MJ	Megajoule
Nm^3	Normkubikmeter
daf	Dry and ash free
ar	As received
SMR	Steam Methane Reforming
WGS	Wassergas-Shift-Reaktion
PSA	Pressure Swing Adsorption
PEM	Protonenaustauschmembran
AEL	Alkalische Elektrolyse
AEM	Anionenaustauschmembran
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell
CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage
HER	Hydrogen Evolution Reaction
OER	Oxygen Evolution Reaction

1 Einleitung

Prozesswärme macht einen Großteil des industriellen Endenergiebedarfs in Deutschland aus und wird aktuell überwiegend durch fossile Brennstoffe gedeckt. Um die Klimaziele zu erreichen, sind nachhaltige Alternativen notwendig.[1]

Die Defossilisierung der Prozesswärme sollte einem etablierten, schrittweise aufgebautem Modell folgen. Der erste Schritt sollte immer die Steigerung der Effizienz sein, also effizientere Wärmeverfahren einsetzen, interne und ggf. externe Abwärmenutzung einführen und generell für die höchstmögliche Senkung des Endenergiebedarfs sorgen. Darauf sollte als nächstes die Erschließung erneuerbarer Wärmequellen folgen, wobei die Integration von Solarthermie und Geothermie an vielen Industriestandorten technisch und wirtschaftlich schwer oder nicht realisierbar ist. Nach Ausschöpfung der ersten beiden Schritte sollte die Wärmeversorgung bestmöglich elektrifiziert werden. Dazu könnten Wärmepumpen, Elektrodenkessel, Induktive Erwärmung und viele weitere Technologien in Betracht gezogen werden. Die Elektrifizierung ist dem letzten Schritt, nämlich dem Einsatz alternativer Energieträger wie Biomasse und Wasserstoff, aufgrund der deutlich höheren Wirkungsgrade, wenn möglich stets vorzuziehen. Dennoch kann der Einsatz alternativer Energieträger je nach Standort und Wärmeverfahren sinnvoll sein.[2]

Nicht immer stellt eine Direktelektrifizierung die beste Lösung dar, beispielsweise bietet eine gasbasierte Anschlussleistung etwa die zehnfache Leistung eines elektrischen Anschlusses. Des Weiteren kann die Entfernung zum nächstgelegenen Öko-Kraftwerk zu groß sein oder das fluktuierende Angebot des Grünstroms Probleme in Bezug auf Planungssicherheit verursachen.[3]

Auch wenn die Nutzung von Biomasse und Wasserstoff also in bestimmten Situation die bessere Lösung sein kann, erfordert dies ebenfalls spezifische technische Anpassungen, wirtschaftliche Investitionen und eine angepasste Infrastruktur, welche in der Arbeit ausführlich beleuchtet werden. Während bei Biomasse die unterschiedlichen Feuchtegehalte und eine damit verbundene Trocknung, sowie z. B. die eingeschränkte Regelbarkeit des Kessels ausschlaggebend für einen sinnvollen Einsatz sein können, kann Wasserstoff

[1] IN4climate.NRW (2022, S. 2).
[2] Arnold et al. (06.12.2022, S. 11).
[3] Bosch Industriekessel GmbH (2025).

bspw. in bereits bestehenden angepassten Erdgaskesseln eingesetzt werden, wobei allerdings oft die Brennstoffkosten und Verfügbarkeiten noch zu teuer oder nicht ausreichend vorhanden sind.

1.1 Problemstellung und Forschungsfragen

Der Bedarf an Alternativen zur aktuellen Bereitstellung der Prozesswärme wurde bereits in Kapitel 1 dargestellt. Obwohl sowohl Biomasse als auch Wasserstoff als Alternativen zu fossilen Brennstoffen diskutiert werden, gibt es bislang wenige systematische Vergleiche hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen, technischen und infrastrukturellen Eignung für industrielle Prozesswärme. Besonders relevant ist die Frage, unter welchen Bedingungen welcher Energieträger vorteilhafter ist und welche Faktoren die Entscheidungsfindung maßgeblich beeinflussen. Da Industrieprozesse sehr unterschiedliche Anforderungen an die Wärmebereitstellung stellen – etwa in Bezug auf Temperaturbereiche, Prozessintegration oder infrastrukturelle Voraussetzungen – kann die Eignung eines Energieträgers stark variieren. Ebenso spielen z. B. die Verfügbarkeit der Energieträger, die Nachhaltigkeit über den gesamten Lebenszyklus und die wirtschaftlichen Faktoren eine große Rolle.

Um ein fundiertes Vergleichsmodell zu erstellen, werden verschiedene Szenarien betrachtet, in denen die wesentlichen Einflussfaktoren gezielt variiert werden. Durch eine Sensitivitätsanalyse dieser Einflussgrößen können verschiedene industrielle Anwendungsfälle durchsimuliert werden, um festzustellen, unter welchen Randbedingungen sich Biomasse oder Wasserstoff als vorteilhafter erweisen.

Diese Arbeit adressiert daher folgende zentrale Fragestellungen:

1) Welche technischen und ökonomischen Parameter (z. B. Teillastverhalten, Kostenstrukturen, Brennstoffeigenschaften) sind ausschlaggebend für einen fundierten, vergleichenden Bewertungsansatz von Biomasse und Wasserstoff in der Prozesswärmeversorgung?
2) Welche Methodik lässt sich entwickeln, um den Einsatz von Biomasse und Wasserstoff auf Basis unterschiedlicher Szenarien – abgeleitet aus der Variation der identifizierten Parameter – systematisch und vergleichend zu bewerten?
3) Welche Parameter haben den größten Einfluss auf die Entscheidung für oder gegen einen der beiden Energieträger? (Sensitivitätsanalyse)

1.2 Zielsetzung der Arbeit

Ziel dieser Masterarbeit ist die Entwicklung einer wissenschaftlich fundierten Methodik zur vergleichenden techno-ökonomischen Bewertung von Biomasse und Wasserstoff als Energieträger für die industrielle Prozesswärmeerzeugung. Im Zentrum steht dabei der Aufbau eines systematischen, szenarienbasierten Optimierungsmodells, das technologische, wirtschaftliche und regulatorische Einflussgrößen integrativ abbildet.

Das Modell ermöglicht eine strukturierte Analyse der techno-ökonomischen Rahmenbedingungen beider Energieträger auf Basis parametrischer Szenarien. Durch die gezielte Variation relevanter Eingangsgrößen soll untersucht werden, wie sich systemische Unterschiede in der Wärmebereitstellung methodisch erfassen und vergleichen lassen. Ziel ist es, ein methodisches und validiertes Rahmenwerk zu schaffen, das in der Lage ist, komplexe Abhängigkeiten zwischen Infrastruktur, Energieträgerwahl und Kostenstrukturen transparent zu machen.

Die entwickelte Methodik versteht sich als Beitrag zur wissenschaftlichen Auseinandersetzung mit modellbasierten Vergleichsansätzen in der Prozesswärmeversorgung. Sie legt den Fokus auf die Analyse von Modellentscheidungslogiken, Parametereffekten und Szenarienvielfalt. Die Arbeit positioniert sich somit im Kontext der anwendungsorientierten Energieforschung mit klarem methodischem Schwerpunkt.

2 Literaturübersicht

Die folgende Literaturübersicht beleuchtet den aktuellen Stand der Forschung zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme mit besonderem Fokus auf die Nutzung von Biomasse und Wasserstoff in Dampfkesselsystemen. Ziel ist es, vorhandenes Wissen zu technischen Eigenschaften, wirtschaftlichen Aspekten sowie bestehenden Modellierungsansätzen darzustellen und zugleich bestehende Forschungslücken zu identifizieren. Damit wird die Grundlage geschaffen, um die eigene Arbeit klar in den wissenschaftlichen Kontext einzuordnen.

2.1 Industrielle Dampfprozesse

Der Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit und der damit verbundenen Optimierung liegt auf der Prozesswärmeversorgung mittels Dampferzeugung im Temperaturbereich von 100 – 500 °C. Die Entscheidung für diesen Anwendungsbereich ergibt sich nicht nur daraus, dass Industriedampf in zahlreichen industriellen Prozessen eine zentrale Rolle spielt, sondern auch aus der Tatsache, dass sowohl Biomasse als auch Wasserstoff technisch für diesen Temperaturbereich einsetzbar sind. Während Wasserstoff deutlich höhere Temperaturen erreichen kann, sind Biomassekessel in der Praxis meist auf etwa 500 °C begrenzt.[4] Um also eine bestmögliche Vergleichbarkeit herzustellen, werden Bereiche betrachtet, die theoretisch von beiden Energieträgern versorgt werden können.

Die Erzeugung von Industriedampf erfolgt meist durch Dampferzeuger wie Großwasserraumkessel, die typischerweise mit Erdgas befeuert werden. Der erzeugte Dampf wird über ein Verteilsystem zur Nutzung in den Prozessen transportiert. Eine wichtige Maßnahme zur Steigerung der Energieeffizienz ist die Rückgewinnung des Kondensats nach der Nutzung des Dampfes. Das Kondensat wird nach entsprechender Behandlung und Vorwärmung wieder in den Verdampfer eingespeist. Allerdings ist eine Rückgewinnung nicht möglich, wenn der Dampf direkt verbraucht wird oder mit gefährlichen Stoffen belastet ist. Industriedampf findet Anwendung in einer Vielzahl von Branchen, darunter z. B. die Papierherstellung, die chemische Industrie und die Lebensmittelproduktion.[5]

[4] Jahnel (08.2023, S. 8).
[5] EnArgus (2025b).

2.2 Biomasse und Wasserstoff für die Dampferzeugung

Biomasse ist ein etablierter Energieträger mit vielfältigen Einsatzmöglichkeiten in der Dampferzeugung. Für zahlreiche biogene Brennstoffe – wie Holzhackschnitzel, Pellets oder landwirtschaftliche Reststoffe – sind umfassende Daten zu Heizwert, Feuchtegehalt, Ascheanteil und Emissionseigenschaften verfügbar. Die Verbrennungstechnik, insbesondere in Kesselsystemen, ist ausgereift; Technologien für die Dampfbereitstellung auf Basis von Biomasse erreichen in der Regel einen „Technology Readiness Level" (TRL) von 9 und sind kommerziell verfügbar.[6]

Auch Wasserstoff kann in Dampfkesseln eingesetzt werden, wobei hier vor allem die reinstoffliche Verbrennung ohne CO_2-Emissionen und die Möglichkeit hoher Flammentemperaturen im Fokus stehen. Die Anwendung von Wasserstoff in der Dampferzeugung findet aktuell insbesondere in industriellen Prozessen statt, in denen es Wasserstoff als Reststoff gibt und ist daher ebenfalls technologisch ausgereift und auf TRL 9 einzustufen. Herausforderungen stellen vor allem Versorgungssicherheit, Infrastruktur sowie wirtschaftliche Aspekte dar.[7]

2.3 Wirtschaftlichkeit und technische Bewertung

Für beide Energieträger – Biomasse und Wasserstoff – liegen in der Literatur zahlreiche Informationen vor, um eine techno-ökonomische Bewertung vorzunehmen. Dazu zählen Investitions- und Betriebskosten von Dampfkesseln, Brennstoffpreise, Wirkungsgrade, Wartungsaufwände sowie Kennzahlen zu Emissionen.

Während Einzelstudien z. B. die Integration von Biomassekesseln in Brauereien (unter Nutzung von Trebern als Brennstoff) analysieren, fehlt bislang eine Bewertung beider Technologien über ein breites Spektrum industrieller Anwendungen hinweg.[8]

[6] Jahnel (08.2023, S. 11ff.).
[7] Fleiter (2024, S. 16).
[8] Hannes Rieger (1.02.2007).

2.4 Forschungslücke und Potenzial modellbasierter Vergleiche

Der aktuelle Forschungsstand zeigt, dass es eine Vielzahl an Detailinformationen zu den Eigenschaften, Anwendungen und Kostenstrukturen beider Energieträger gibt. Jedoch existieren nur wenige systematische Vergleiche, die beide Technologien unter realistischen Rahmenbedingungen und über verschiedene Anwendungsszenarien hinweg untersuchen. Meist erfolgt die Betrachtung technologie- oder branchenspezifisch – ein umfassender, modellgestützter Ansatz zur (vergleichenden) Bewertung von Biomasse und Wasserstoff in der Prozesswärmebereitstellung fehlt weitgehend.

Insbesondere der Einfluss externer Rahmenbedingungen – wie CO_2-Bepreisung, Förderkulissen oder Infrastruktur – wird bisher kaum in dynamischen Modellen berücksichtigt. Auch methodisch sind Sensitivitätsanalysen oder Szenarienvergleiche in der Regel nicht integriert oder nur auf einzelne Einflussfaktoren beschränkt.

2.5 Beitrag der vorliegenden Arbeit

Die vorliegende Arbeit schließt eine zentrale Forschungslücke, indem sie einen systematischen, modellgestützten Vergleich der beiden Energieträger Biomasse und Wasserstoff für die industrielle Prozesswärmeversorgung durchführt. Während bisherige Studien überwiegend einzelne Technologien, spezifische Branchen oder statische Szenarien fokussieren, wird in dieser Arbeit ein generischer, techno-ökonomischer Optimierungsansatz entwickelt, der auf einer breiten Datenbasis und realitätsnahen Parametervarianten beruht. Kern des Beitrags ist die Entwicklung einer Methodik, durch die für verschiedene Szenarienkombinationen die wirtschaftlich optimale Systemkonfiguration aus verschiedenen Wärmeerzeugungsoptionen bestimmt werden kann. Das dafür entwickelte Modell ist in der Lage, technische und wirtschaftliche Einflussgrößen zu berücksichtigen.

Im Gegensatz zu früheren Arbeiten bietet das Modell:

- Eine vollständig parametrische Szenarienlogik, mit insgesamt 192 Varianten
- Systematische Sensitivitätsanalysen
- Eine strukturierte Gegenüberstellung von Kosten, Emissionen und Systemwahl
- Die Abbildung, industrietypischer Entscheidungssituationen

3 Grundlagen Wasserstoff

Wasserstoff stellt eines der grundlegendsten chemischen Elemente dar und ist essenzieller Bestandteil aller lebenden Organismen. Aufgrund seiner allgegenwärtigen Präsenz in Verbindungen wie Wasser, Säuren oder Kohlenwasserstoffen (Erdöl, Erdgas, usw.) zählt Wasserstoff zu den am häufigsten vorkommenden Elementen im Universum. Er ist das kleinste und leichteste Element des Periodensystems. Die Gewinnung von molekularem Wasserstoff erfordert stets den Einsatz von Primärenergie zur Abspaltung aus Wasser oder anderen chemischen Verbindungen, was ihn als sogenannten Sekundärenergieträger klassifiziert. In seinem reinen Zustand ist Wasserstoff ein farb-, geruchs- und geschmackloses Gas.[9]

3.1 Erzeugung

Im Folgenden Abschnitt werden die für diese Arbeit wichtigsten Erzeugungsverfahren von Wasserstoff dargestellt und grob erläutert, um eine spätere Einordnung dieser zu ermöglichen.

3.1.1 Dampfreformierung von Erdgas

Die Dampfreformierung von Erdgas oder auch „Steam Methane Reforming“ (SMR) macht den größten Teil der weltweiten Produktion aus. SMR ist ein mehrstufiges katalytisches Verfahren zur Wasserstofferzeugung, welches Methan und Wasserdampf zu Wasserstoff und CO_2 reformiert. Zu Beginn muss das Methan entschwefelt werden, da Schwefel als ein aggressives Katalysatorgift den, meist aus Nickel bestehenden, Katalysator zerstören würde. Als nächstes werden Methan und Wasserdampf in den Reformer geleitet und bei ca. 850 – 900 °C endotherm in Synthesegas umgewandelt:

$$CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2 \quad \Delta H_R = 206\ kJ/mol \tag{1}$$

Anschließend wird das so erzeugte Synthesegas durch eine Wärmerückgewinnungsstufe und dann in den Wassergas-Shift-Reaktor geleitet, um die Wasserstoffausbeute mittels der „Wassergas-Shift-Reaktion“ (WGS) weiter zu erhöhen und den CO-Gehalt zu reduzieren. In diesem exothermen Schritt entsteht das später emittierte CO_2:

$$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2 \quad \Delta H_R = -41\ kJ/mol \tag{2}$$

[9] Bullmann et al. (2020, S. 4).

Abschließend muss die Reinheit des Wasserstoffs erhöht werden, indem unter anderem das CO_2 abgetrennt werden muss.[10] In vielen Fällen geschieht dies mittels der „Pressure Swing Adsorption“ (PSA), einem Verfahren, bei dem die zu trennenden Gase unter hohem Druck durch ein Adorptionsmaterial geleitet werden. Dabei bleiben Verunreinigungen wie CO_2, CO und CH_4 in den Poren des Materials zurück, während der gereinigte Wasserstoff weitergeleitet wird. Durch periodische Druckabsenkung werden die adsorbierten Gase wieder freigesetzt, ausgespült und das Adsorptionsmaterial somit regeneriert.[11]

3.1.2 Elektrolyse

Während der Elektrolyse wird Wasser mit Hilfe von elektrischem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt:

$$2\,H_2O \leftrightarrow 2H_2 + O_2 \quad \Delta H_R = 286\,kJ/mol \tag{3}$$

Jede Elektrolyse-Zelle besteht grundsätzlich aus zwei katalysatorbeschichteten Elektroden, also einer Anode und einer Kathode und einem festen oder flüssigen Elektrolyten. An der Anode findet immer die Sauerstoffentwicklung oder „Oxygen Evolution Reaction“ (OER) statt, während an der Kathode immer Wasserstoff entsteht bzw. die „Hydrogen Evolution Reaction“ (HER) stattfindet.[12]

Es gibt vier verschiedene Elektrolyseur-Typen, die sich in ihrem Aufbau, ihrem Elektrolyten, ihrem Ionentransport und der Betriebstemperatur unterscheiden: „Proton Exchange Membrane Electrolysis“ (PEM), „Alkaline Electrolysis“ (AEL), „Solid Oxide Electrolysis“ (SOEC), „Anion Exchange Membrane Electrolysis“ (AEM).[13]

An den Elektroden der verschiedenen Elektrolyseur-Typen laufen unterschiedliche Reaktionen ab, aber die HER findet immer an der Kathode und die OER an der Anode statt[14]:

PEM:

$$Anode: 2H_2O \leftrightarrow O_2 + 4H^+ + 4e^- \tag{4}$$

$$Kathode: 4H^+ + 4e^- \leftrightarrow 2H_2 \tag{5}$$

[10] Nikolaidis und Poullikkas (2017, S. 599f.).
[11] EnArgus (2025a, S. 1).
[12] Metz et al. (2022, S. 225).
[13] El-Shafie (2023, S. 4).
[14] El-Shafie (2023, S. 7).

AEL / AEM:

$$Anode: 4OH^- \leftrightarrow 2H_2O + O_2 + 4e^- \quad (6)$$

$$Kathode: 4H_2O + 4e^- \leftrightarrow 2H_2 + 4OH^- \quad (7)$$

SOEC:

$$Anode: 2O^{2-} \leftrightarrow O_2 + 4e^- \quad (8)$$

$$Kathode: 2H_2O + 4e^- \leftrightarrow 2H_2 + 2O^{2-} \quad (9)$$

Tabelle 1: Elektrolyseurtypen[15]

Elektrolyseur-Typ	Elektrolyt	Ionentransport	Temperatur
PEM	Protonenaustauschmembran	H^+ Ionen	50 – 80 °C
AEL	KOH-Lösung	OH^- Ionen	70 – 90 °C
AEM	Anionenaustauschmembran	OH^- Ionen	50 – 70 °C
SOEC	Festoxidkeramik	O^{2-} Ionen	650 – 850 °C

3.2 Farben des Wasserstoffs

Wasserstoff wird häufig anhand des Produktionsverfahrens klassifiziert, wobei sich eine Farbsystematik etabliert hat.

Grauer Wasserstoff entsteht, wie bereits in Kapitel 3.1.1 erläutert, durch Dampfreformierung von Erdgas und verursacht dadurch erhebliche CO_2-Emissionen. Wird dieses Verfahren mit „Carbon capture, utilisation and storage“ (CCUS) kombiniert, sodass ein Großteil der Emissionen aufgefangen und dauerhaft gespeichert wird, spricht man von blauem Wasserstoff. Beide Varianten basieren technisch auf derselben Herstellungsmethode, unterscheiden sich jedoch in ihren ausgestoßenen Emissionen. Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser mithilfe erneuerbaren Stroms erzeugt und gilt als nahezu emissionsfrei. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf grauem und grünem Wasserstoff, da sie hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und Klimabilanz im industriellen Kontext besonders relevant sind.[16]

[15] Metz et al. (2022, S. 211f.).
[16] Chew et al. (2023, S. 942f.).

Weitere Farbklassifikationen werden in der folgenden Übersicht dargestellt:

Tabelle 2: Farbklassifikationen des Wasserstoffs

Farben	Beschreibung
Grau	**Dampfreformierung mit Erdgas**
Blau	Dampfreformierung mit Erdgas + CCUS
Grün	**Elektrolyse mit erneuerbarem Strom**
Pink	Elektrolyse mit Strom aus Kernenergie
Weiß	Natürlich vorkommender Wasserstoff
Braun	Gasifizierung von Braunkohle

3.3 Energetische Nutzung

Der Einsatz von Wasserstoff in Industrieöfen befindet sich aktuell noch im Demonstrationsmaßstab und wird für verschiedene Industrien mit Technologiereifegraden zwischen 2 – 6 angegeben. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass bei konventionell gasbeheizten Öfen keine größeren technischen Hürden bei der Umstellung auftreten. Dabei besteht Forschungsbedarf besonders auf Prozessebene, z. B. in Bezug auf Temperaturverteilungen und Produktqualität. Die Entwicklung der Brennertechnik ist hingegen schon weit fortgeschritten und kein limitierender Faktor. Im Gegensatz zu den Öfen werden wasserstoffbefeuerte Dampferzeuger, wie bereits in Kapitel 2.2 erwähnt, kommerziell angeboten und sind deshalb mit dem höchsten TRL von 9 angegeben. Sie werden bereits heute in Industrien mit internen Wasserstoffflüssen, überwiegend in der Chemieindustrie eingesetzt. Ein Einsatz außerhalb von Industrien mit internen Wasserstoffflüssen ist technisch ebenfalls denkbar, so werden z. B. Dampfprozesse in der Papiertrocknung oder Milchpulverherstellung als mögliche Einsatzgebiete genannt.[17]

Der Einsatz von Wasserstoff bringt auch bezüglich der benötigten infrastrukturellen Anpassungen Vorteile mit sich, denn der technische Aufwand für die Umstellung auf verschiedene erneuerbare Energietechnologien unterscheidet sich stark je nach Technologie und Anwendung. Besonders bei der Elektrifizierung von Anlagen ist der Umbau des Anlagenparks umfassender als bei der Umstellung auf Wasserstoff. Vor allem im Bereich der Dampferzeugung, die derzeit hauptsächlich über Erdgas erfolgt, ist die Umstellung auf Wasserstoff zwar technisch anspruchsvoll, aber weniger aufwendig als die Elektrifizierung der Anlagen. Bei der Elektrifizierung von erdgasbeheizten Anlagen sind meist

[17] Fleiter (2024, S. 15f.).

Neubauten erforderlich, da neben der erforderlichen Infrastruktur wie Netzanschlüssen und Transformatoren auch Änderungen an der Kessel- oder Ofengeometrie notwendig sind. Dies könnte sogar dazu führen, dass große Anlagen durch mehrere kleinere ersetzt werden müssen. Die Umstellung auf Wasserstoff erfordert ebenfalls Anpassungen an den Anlagen, insbesondere an der Brennertechnik, wobei der Umbaubedarf geringer als bei der Elektrifizierung ist. Neben den Brennern sind auch Anpassungen der Abgassysteme notwendig.[18]

Eine Anpassung der Brennertechnik ist aufgrund der Vielzahl an Unterschieden im Verbrennungsverhalten von Wasserstoff und Erdgas elementar. Wasserstoff verbrennt gemäß der Reaktionsgleichung:

$$2\,H_2 + O_2 \rightarrow 2\,H_2O \tag{10}$$

und unterscheidet sich in vielerlei Hinsicht im Verbrennungsverhalten von Erdgas. Mit einem Heizwert von ca. 11 MJ/Nm^3 besitzt Wasserstoff nur ca. ein Drittel des volumenbezogenen Energiegehaltes von Erdgas. Daraus folgt, dass ein dreimal größeres Volumen an Wasserstoff benötigt wird, um die gleiche Energiemenge wie Erdgas zu liefern. Auch das Wärmestrahlungsverhalten unterscheidet sich stark, denn eine Wasserstoffflamme strahlt aufgrund der Abwesenheit von Fremdatomen nur im ultravioletten und infraroten Spektralbereich, woraus eine sehr geringe Wärmeabgabe über Strahlung folgt.[19]

Des Weiteren sind die Zündgrenzen von Wasserstoff in Luft mit 4 – 75 % deutlich breiter aufgespannt als die von Erdgas, welche bei lediglich 4,5 – 16,5 % liegen[20]. Neben diesen Eigenschaften führen auch die deutlich geringere Dichte und eine wesentlich höhere laminare Flammengeschwindigkeit des Wasserstoffs zu unterschiedlichen Flammenformen und -stabilitäten.[21]

Die Anpassung der Abgassysteme ist deshalb notwendig, da die höheren Flammentemperaturen des Wasserstoffs zu einer vermehrten Bildung von Stickoxiden führen, wenn sie mit Umgebungsluft und nicht mit reinem Sauerstoff verbrannt werden.[22]

[18] Fleiter (2024, S. 21).
[19] Ismaier (2025).
[20] Stadtwerke Villingen-Schwenningen (2025).
[21] Neugebauer (2022, S. 111f.).
[22] Neugebauer (2022, S. 113).

4 Grundlagen Biomasse

Der Begriff „Biomasse“ umfasst alle organischen Stoffe, also kohlenstoffhaltige Materie, die in der Natur vorkommen. Dazu gehören sowohl die in der Natur lebenden Phyto- und Zoomassen (Pflanzen und Tiere) als auch deren Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle, wie etwa tierische Exkremente. Ebenso zählt dazu abgestorbene, aber noch nicht fossile organische Materie, z. B. Stroh. Darüber hinaus umfasst Biomasse auch Stoffe biogenen Ursprungs, die durch technische Umwandlungsprozesse oder stoffliche Nutzung entstehen oder anfallen, wie zum Beispiel Schwarzlauge, Papier und Zellstoff, Schlachthofabfälle, die organische Fraktion des Hausmülls, Pflanzenöl und Alkohol. Die Abgrenzung der Biomasse von fossilen Energieträgern erfolgt durch den Torf, der als fossiles Sekundärprodukt der Verrottung angesehen wird. Streng genommen gehört Torf nicht mehr zur Biomasse, obwohl er in einigen Ländern wie Schweden und Finnland noch als Biomasse betrachtet wird. Biomasse lässt sich in drei Kategorien unterteilen: primäre, sekundäre und tertiäre Biomasse.

- Primäre Biomasse entsteht direkt durch die photosynthetische Nutzung von Sonnenenergie und umfasst hauptsächlich Pflanzenmaterial wie land- und forstwirtschaftliche Produkte (zum Beispiel Bäume, Holz, Energiegräser und andere halmartige Pflanzen), sowie pflanzliche Rückstände und Nebenprodukte aus der Landwirtschaft, Forstwirtschaft und der weiterverarbeitenden Industrie, wie Stroh und Wald- bzw. Industrierestholz.
- Sekundäre Biomasse erhält ihre Energie indirekt von der Sonne und wird durch den Ab- oder Umbau organischer Substanzen in höheren Organismen, wie Tieren, gebildet. Dazu zählen unter anderem die gesamte Zoomasse und deren Exkremente, wie Gülle und Festmist.
- Tertiäre Biomasse entsteht durch technische Weiterverarbeitungsschritte der primären und teilweise auch der sekundären Biomasse. Beispiele hierfür sind Papier und Zellstoff, Holzprodukte wie Möbel, Schokolade und Baumwollkleidung.[23]

[23] Kaltschmitt und Stampfer (2024, S. 3).

4.1 Eigenschaften von Biomasse

4.1.1 Elementare Zusammensetzung

Die chemische Zusammensetzung pflanzlicher Biomasse ist durch eine Vielzahl unterschiedlicher Elemente geprägt, die sich in Haupt-, Neben- und Spurenelemente unterteilen lassen. Diese Elemente bestimmen maßgeblich sowohl die energetischen Eigenschaften als auch das Verhalten der Biomasse bei der thermischen Verwertung.

Den größten Anteil an der Biomasse machen die sogenannten Hauptelemente aus, insbesondere Kohlenstoff (C), Wasserstoff (H) und Sauerstoff (O). Diese drei Elemente sind in erster Linie für den Energiegehalt und somit für den Heizwert biogener Brennstoffe verantwortlich.

Neben den Hauptelementen sind auch verschiedene Nebenelemente in Biomassen enthalten. Dazu zählen unter anderem Stickstoff (N), Schwefel (S), Chlor (Cl), Kalium (K), Calcium (Ca), Magnesium (Mg), Phosphor (P), Natrium (Na) sowie Silicium (Si).

Ergänzt wird die Zusammensetzung durch eine Vielzahl von Spurenelementen, zu denen unter anderem Aluminium (Al), Eisen (Fe), Mangan (Mn), Zink (Zn), Kupfer (Cu), Chrom (Cr), Nickel (Ni), Blei (Pb), Cadmium (Cd), Arsen (As) und Quecksilber (Hg) gehören. Auch wenn ihre Mengenanteile gering sind, können sie bei der energetischen Nutzung, insbesondere hinsichtlich ihrer Rolle bei Emissionen und der Aschezusammensetzung, erhebliche technische und umweltrelevante Auswirkungen haben. Aus diesem Grund dürfen sie bei der Bewertung biogener Brennstoffe nicht vernachlässigt werden.[24]

4.1.2 Wassergehalt

Wasserfreie Biomasse kommt in der Natur nahezu nicht vor, weshalb immer ein gewisser Anteil an Wasser während der thermo-chemischen Umwandlung verdampft werden muss. Die dafür benötigte Wärme wird der, bei der Umwandlung freigesetzten Energie, entzogen, was die Nettoenergieausbeute verringert – es sei denn, der entstehende Wasserdampf wird durch eine Abgaskondensationsanlage zurückgewonnen. Aus diesem Grund ist der Wassergehalt eines Brennstoffs eine wichtige Kenngröße. Der Wassergehalt, der unter definierten Bedingungen aus der Biomasse entfernt werden kann, wird als Wassergehalt w (in %) bezeichnet. Er wird auf die Frischmasse (Nassbasis) bezogen und beschreibt

[24] Kaltschmitt et al. (2024, S. 26f.).

das in der feuchten Biomasse enthaltene Wasser. Die feuchte Biomasse setzt sich dabei aus der trockenen Biomasse (Trockenmasse, m_B) und der enthaltenen Wassermenge (m_w) zusammen, was durch folgende Gleichung dargestellt wird:

$$w = \frac{m_w}{m_B + m_w} * 100 \tag{11}$$

Der Wassergehalt hat einen erheblichen Einfluss auf den Heizwert biogener Festbrennstoffe, da das in der Biomasse enthaltene Wasser während der Verbrennung zunächst verdampft werden muss. Wie später noch in Kapitel 6.1.2 behandelt wird, sinkt der Heizwert mit steigendem Wassergehalt. Neben dem Heizwert beeinflusst der Wassergehalt auch das Volumen, verändert jedoch vor allem die Masse, was wiederum die Roh- und Schüttdichte beeinflusst. Wassergehalte über 20 % können zudem biologische Abbauprozesse verursachen, die mit Energieverlusten einhergehen und die Lagerfähigkeit des Brennstoffs verringern.[25]

Der Trockensubstanzgehalt (TS-Gehalt) ist als das Gegenteil des Wassergehaltes definiert. Eine Biomasse mit 20 % Wassergehalt entspricht also einer Biomasse mit 80 % TS-Gehalt.[26]

4.1.3 Aschegehalt

Der anorganische Rückstand, der nach der Verbrennung eines biogenen Festbrennstoffs übrig bleibt, wird als Asche bezeichnet. Dieser Rückstand kann entweder direkt aus dem Brennstoff stammen (bei unvermischten Brennstoffen) oder durch mineralische Verunreinigungen entstehen, die während der gesamten Bereitstellungskette (z. B. bei der Ernte, Aufbereitung, Transport oder Lagerung) hinzukommen. Der Aschegehalt eines Brennstoffs beeinflusst sowohl die Umweltbelastungen, insbesondere die Freisetzung von Feinstaub, als auch die technische Auslegung von Feuerungsanlagen. Ein höherer Aschegehalt führt in der Regel zu erhöhten Staubemissionen und einem größeren Entstaubungsaufwand. Zudem wird neben dem steigenden Aufwand für die Entaschung und die Reinigung der Wärmeübertragerflächen auch die Verwertung und Entsorgung der Verbrennungsrückstände aufwändiger.[27]

[25] Kaltschmitt et al. (2024, S. 65ff.).
[26] Renergon GmbH (2025).
[27] Kaltschmitt et al. (2024, S. 68ff.).

4.2 Energetische Nutzung / Thermo-chemische Konversion

Ziel der thermo-chemischen Umwandlungsprozesse ist es, die in der Biomasse gespeicherte chemische Energie in Form von Wärme nutzbar zu machen, sei es für direkte Nutzung der Wärme oder nachgelagert eine Umwandlung in Elektrizität über beispielsweise Dampfkraftprozesse.[28]

Wichtig für die nachfolgende Betrachtung der verschiedenen thermo-chemischen Umwandlungsverfahren ist der Lambda-Wert (λ). Dieser beschreibt das Verhältnis der tatsächlich zugeführten Luft zur theoretisch benötigten Luft für eine vollständige Verbrennung eines Brennstoffs. Er gibt an, ob der Verbrennungsprozess mit der idealen Menge an Sauerstoff durchgeführt wird und wird daher als Maß für den Luftüberschuss in einem Verbrennungsprozess verwendet.

$$\lambda = \frac{tatsächlich\ zugeführte\ Luft}{theoretisch\ benötigte\ Luft} \tag{12}$$

Ist $\lambda = 1$, bedeutet dies also eine stöchiometrische Verbrennung, bei der jedes Brennstoffmolekül vollständig mit dem Luftsauerstoff reagiert und auch kein Sauerstoff unverbrannt übrigbleibt.[29]

Bis zu einer vollständigen thermo-chemischen Umsetzung, also einer vollständigen Oxidation bzw. Verbrennung eines Biobrennstoffs laufen vier verschiedene Umwandlungsphasen nacheinander bzw. zum Teil auch gleichzeitig und parallel ab. Diese Umwandlungsphasen können auch als einzelne voneinander entkoppelte Teilprozesse stattfinden, mit dem Ziel von deren unterschiedlichen Produkten zu profitieren. Im Folgenden werden die Umwandlungsphasen aufgezeigt:

Phase 1 – Aufheizung

Ziel der Aufheizung ist es, das in der Biomasse enthaltene Wasser zu verdampfen und die Temperatur der Biomasse zu erhöhen, um sie für die nächsten Phasen vorzubereiten. Dieser Prozess läuft endotherm, also unter Wärmezufuhr ab. Aufgrund der hohen Verdampfungsenthalpie des Wassers erfolgt der Temperaturanstieg – abhängig vom Wassergehalt der Biomasse – in der Regel langsam.

[28] Kaltschmitt et al. (2024, S. 123).
[29] Schreiner und F.E.V. Marketing (2025, S. 1).

Phase 2 – Pyrolytische Zersetzung

Auch die Pyrolytische Zersetzung läuft unter externer Wärmezufuhr ab, ist also weiterhin als ein endothermer Prozess zu kennzeichnen. Unter steigender Temperatur werden die Biopolymere weitergehend aufgebrochen, bis am Ende der Phase ein fester Rückstand (Pyrolysekoks bzw. Holzkohle) verbleibt. Dieser Prozess findet noch in einer sauerstoff-freien bzw. sehr sauerstoffarmen Umgebung statt, sprich $\lambda = 0$.

Phase 3 – Vergasung

Das primäre Ziel der Vergasungsphase ist die vollständige Umwandlung des verbliebenen Pyrolysekokses in die Gasphase und damit in brennbare Gase. Auch hier handelt es sich noch um einen endothermen Prozess. Die Vergasung findet bei Luftzahlen größer als null und kleiner als eins statt ($0 < \lambda < 1$), weshalb der Prozess auch als Teiloxidation bezeichnet werden kann.

Phase 4 – Oxidation (Verbrennung)

In dieser Phase werden die bisher in den vorherigen Phasen entstandenen Zwischenprodukte vollständig oxidiert. Damit die vollständige Oxidation gelingt, findet die Oxidation typischerweise mit einem Sauerstoffüberschuss statt ($\lambda \geq 1$). Hierbei handelt es sich dann im Vergleich zu den drei anderen Phasen um eine stark exotherme Reaktion, bei der Wärme freigesetzt wird. Diese thermische Energie versorgt bei der Verbrennung dann auch die vorherigen Phasen immer mit der für die endothermen Prozesse benötigten Energie.[30]

Die Pyrolyse und Vergasung werden auch losgelöst von der Verbrennung praktiziert, um die daraus entstehenden Produkte zu nutzen:

Tabelle 3: Verschiedene Prozesse der Thermo-chemischen Konversion[31]

Prozess	**Atmosphäre**	**Produkte**
Pyrolyse	$\lambda = 0$	Pyrolysekoks (Holzkohle), -gas und -öl
Gaserzeugung	$0 < \lambda < 1$	Produktgas/Synthesegas (CO, H_2, CO_2, CH_4)
Verbrennung	$\lambda \geq 1$	Wärme, Abgas, Asche

[30] Kaltschmitt et al. (2024, S. 125ff.).
[31] Kaltschmitt et al. (2024, S. 194).

4.3 Biomassevorkommen in der Industrie

Es gibt viele verschiedene biogene Reststoffe in der Industrie, welche sich über mehrere Sektoren erstrecken und teilweise große Unterschiede in den Abfallmengen und ihren Eigenschaften aufweisen. Was die biogenen Reststoffe allerdings eint, sind etablierte Verwertungswege, mit denen eine energetische Nutzung konkurriert. In nachfolgender Tabelle sind einige dieser Ströme exemplarisch aufgelistet. Eine ausführlichere Darstellung dieser Informationen findet sich im Anhang (Kapitel 11).

Tabelle 4: Biogene Reststoffe aus der Industrie, Verwertungswege, Abfallmengen[32,33]

Sektor	Substrat	Spezifische Abfallmengen	Aktuelle Nutzung
Getreideverarbeitung	Kleie, Spelzen, Teigreste, Retourware	0,2 - 0,3 kg/kg Getreide	90 % fällt Kleie an, die überwiegend als Futtermittel vermarket wird. Spelzen werden stofflich und/oder energetisch verwertet
Obst-/Gemüseverarbeitung	Schäl- und Putzreste	0,1 - 0,35 kg/kg angelieferter Rohstoff	Etablierte Verwertungswege: Tierernährung, Kompostierung, Verbrennung etc.
Zuckerherstellung	Schnitzel, Melasse	0,7 kg/kg Zucker	Viehfutter
Pflanzenölproduktion	Presskuchen	1 - 3 kg/L Pflanzenöl	Viehfutter
Bierherstellung	Treber, Hefe	0,25 kg/L Bier	Tierernährung, energetische Nutzung schon mehrfach erprobt (bis zu 60 % des Energiebedarfs einer Brauerei können gedeckt werden)
Weinherstellung	Trester	0,2 - 0,3 kg/L Wein	fällt nur saisonal an, Dünge-/Futtermittel, Vergärung in Biogasanlagen, Herstellung von Tresterbränden
Trinkalkohol (Brennereien)	Schlempe	1 - 3 kg/L Ethanol	Vergärung, Futter, Dünger
Milchverarbeitung	Molke, gemischt mit Waschwässern	1 - 2 kg/L Kuhmilch	Futter, Molkepulverproduktion, vereinzelt Vergärung
Schlachthöfe/Fleischverarbeitung	Panseninhalt, Tiermehl, Tierfett	15 - 60 kg/Tier	stoffliche Nutzung, Futter, Biodieselproduktion
Zellstoffproduktion	Schwarzlauge	2 - 3 kg/kg Zellstoff	Brennstoff innerhalb von Papierfabriken in z.T. speziellen Feuerungsanlagen

[32] Kaltschmitt und Stampfer (2024, S. 323ff.).
[33] Kaltschmitt und Stampfer (2024, S. 295ff.).

5 Methodik

Ziel dieses Kapitels ist es, das methodische Vorgehen der Arbeit darzulegen. Die gewählte Struktur folgt dabei dem Anspruch, die techno-ökonomische Bewertung der Prozesswärmebereitstellung mit Biomasse und Wasserstoff sowohl fundiert als auch praxisnah durchzuführen. Dazu wird zunächst beschrieben, auf welcher fachlichen Grundlage die Arbeit aufbaut und wie diese systematisch erschlossen wurde. Anschließend werden die Auswahl und Ausgestaltung der zentralen Szenarien sowie die eingesetzte Modellierungslogik erläutert. Den Abschluss des Kapitels bildet die Beschreibung des Analyseansatzes, mit dem einige Optimierungs-Ergebnisse exemplarisch ausgewertet und hinsichtlich ihrer Aussagekraft eingeordnet werden.

5.1 Literaturgestützte Analyse zu Biomasse und Wasserstoff

Den methodischen Ausgangspunkt der Arbeit bildete eine umfassende Literaturrecherche zu den technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen der industriellen Prozesswärmeerzeugung mittels Biomasse und Wasserstoff. Ziel dieser Analyse war es, ein fundiertes Verständnis der Ausgangssituation zu schaffen, um auf dieser Basis die Parameterauswahl, Szenarienbildung und Modellierung sachgerecht und realitätsnah vornehmen zu können.

Im Rahmen der Literaturübersicht (Kapitel 2) wurde zunächst der technologische Hintergrund industrieller Dampfprozesse beleuchtet, um typische Anforderungen und Temperaturbereiche industrieller Wärmebereitstellung zu erfassen. Darauf aufbauend wurden die Eigenschaften, Erzeugungswege und Nutzungsoptionen der beiden zentral untersuchten Energieträger – Wasserstoff und Biomasse – systematisch gegenübergestellt (Kapitel 3 und 4). Die Analyse stützte sich auf eine breite Auswahl wissenschaftlicher Publikationen, industriebezogener Studien, Normen, Datenblätter und politischer Berichte. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf aktuelle Entwicklungen und Studien mit direktem Bezug zur industriellen Anwendung gelegt. Die aus dieser Grundlagenarbeit gewonnenen Erkenntnisse bildeten die Basis für die Auswahl der relevanten Modellparameter (vgl. Kapitel 5.2), die Definition realitätsnaher Szenarien sowie die anschließende Modellierung. Darüber hinaus liefern sie eine inhaltliche Einordnungshilfe für die spätere Interpretation der Modellergebnisse.

5.2 Entwicklung und Definition von Szenarien

Zur Entwicklung einer vergleichenden Methodik der beiden Energieträger wurde ein szenarienbasierter Ansatz gewählt. Dieser ermöglicht es, technologische und wirtschaftliche Unterschiede zwischen Biomasse und Wasserstoff unter realistischen industriellen Bedingungen vergleichend darzustellen. Szenarien bieten dabei den methodischen Vorteil, komplexe, interdependente Rahmenbedingungen systematisch aufzuschlüsseln, ohne dabei die Abbildbarkeit konkreter Anwendungssituationen aus den Augen zu verlieren.

Ausgangspunkt der Szenarienentwicklung war die Frage, welche technologischen Merkmale, Stoffeigenschaften und externen Faktoren maßgeblich dafür verantwortlich sind, ob Biomasse oder Wasserstoff als Prozesswärmelieferant bevorzugt wird. Um diese Entscheidungskontexte realitätsnah abzubilden, wurden Parameter ausgewählt, die sich aus typischen industriellen Gegebenheiten, aus technischen Daten sowie aus aktuellen politischen und wirtschaftlichen Entwicklungen ableiten lassen. Die Auswahl der Parameter basiert auf einer umfassenden literaturgestützten Analyse, ergänzt durch branchenübliche Annahmen zu Kosten, Infrastruktur und Stoffeigenschaften.

Im Ergebnis wurden sieben zentrale Parameterkategorien identifiziert:

- Art des Wasserstoffs: grau (fossil) oder grün (erneuerbar)
- Kesselinfrastruktur: Umbau eines bestehenden Erdgaskessels oder vollständiger Neubau eines Wasserstoffkessels bzw. Biomassekessels
- CO_2-Bepreisung von Biomasse: ja oder nein
- Wärmebedarf: konstant oder schwankend
- Förderung für Wasserstofftechnologien: 0 % oder 45 % Investitionszuschuss
- Trockensubstanzgehalt der Biomasse: 20 %, 70 % oder 90 %
- Möglichkeit des Baus eines Elektrodenkessels: ja oder nein

Diese Parameter spiegeln die wesentlichen Entscheidungseinflüsse in der Prozesswärmeversorgung wider – etwa die Bedeutung der Brennstoffqualität, die Relevanz politischer Förderung, die vorhandenen infrastrukturellen Voraussetzungen sowie Kostenstrukturen. Gleichzeitig ermöglichen sie eine realitätsnahe Nachbildung möglicher industrieller Nutzungsszenarien.

Die Wertebereiche der Parameter wurden so gewählt, dass sie industrietypische Spannbreiten abbilden und gleichzeitig ein ausreichend großer Kontrast zwischen den Szenarien entsteht, um robuste Unterschiede in der Systemauslegung sichtbar zu machen. Die daraus entwickelten Szenarien dienen im Folgenden als Grundlage für die techno-ökonomische Bewertung und die Analyse der Technologiesensitivität unter variierenden Rahmenbedingungen.

5.3 Optimierungsmodell und Berechnungsansatz

Zur systematischen Bewertung der unterschiedlichen Szenarien wurde ein energiebilanzielles Optimierungsmodell aufgebaut. Dieses Modell bildet die technische Struktur eines industriellen Systems zur Prozesswärmeerzeugung ab und erlaubt die kostenminimale Auswahl und Auslegung von Technologien unter Berücksichtigung verschiedener Rahmenbedingungen.

Die zugrunde liegende Modellstruktur ist in der Lage, komplexe Energieflüsse, Speicherverhalten sowie die Bereitstellung von Wärme aus unterschiedlichen Quellen (Biomasse, Wasserstoff, Strom) abzubilden. Mithilfe der open-source-Bibliothek oemof.solph wurde ein lineares Optimierungsmodell entwickelt, das auf Basis definierter Eingangsdaten und Randbedingungen für jedes Szenario die jeweils wirtschaftlich optimale Technologie- und Betriebskombination bestimmt.

Das Modell wird für jedes Szenario neu parametrisiert. Dabei werden die Parameter jeweils entsprechend der Szenariendefinition angepasst. Die Zielfunktion des Modells besteht darin, die Gesamtkosten der Wärmebereitstellung zu minimieren, wobei Investitions-, Betriebs- und Energiekosten berücksichtigt werden.

Die Modellierung bildet somit die methodische Brücke zwischen den in Kapitel 6 beschriebenen Szenarien und der in Kapitel 8 folgenden Auswertung. Die detaillierte Struktur und Funktionsweise des Modells sowie die konkrete Umsetzung in oemof.solph werden in Kapitel 7 beschrieben.

5.4 Analyseansatz und Sensitivitätsmethodik

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit und ökologischen Auswirkungen verschiedener Technologien zur Prozesswärmebereitstellung wird ein systematischer, szenarienbasierter Analyseansatz gewählt. Ziel ist es, die Wirkung zentraler Einflussgrößen – insbesondere technologischer, ökonomischer und regulatorischer Parameter – auf die Ergebnisse des Optimierungsmodells zu untersuchen und daraus robuste Aussagen über bevorzugte Technologien unter bestimmten Rahmenbedingungen abzuleiten.

Die Analyse erfolgt in mehreren Schritten:

Zunächst wird ein erstes Referenzszenario definiert, das möglichst realitätsnah heutige typische industrielle Gegebenheiten abbildet. Dieses dient als Ausgangspunkt für eine erste parametrische Sensitivitätsanalyse, in der jeweils ein einzelner Parameter variiert wird, während alle übrigen konstant bleiben. Dadurch kann der Einfluss jedes Parameters auf die Technologiewahl, die Gesamtkosten sowie die CO_2-Emissionen isoliert betrachtet werden.

Im nächsten Schritt werden auf Basis der ersten Analyse weitere Referenzszenarien gebildet. Diese greifen jeweils einen besonders sensitiven Parameter (z. B. Wärmebedarf, Wasserstofftyp) aus der ersten Analyse auf und fixieren ihn. Rund um diesen neuen Fixpunkt werden erneut Ein-Parameter-Variationen durchgeführt. Dieses Vorgehen erlaubt es, die Wechselwirkungen zwischen Einflussfaktoren zu erkennen und die Robustheit einzelner Ergebnisse zu prüfen. Die gewählte Struktur der Referenzszenarien ermöglicht somit eine schrittweise Einengung auf besonders wirksame Parameter und eine qualitative Bewertung ihrer Relevanz im Gesamtmodell.

Die Ergebnisse dieser Analysen werden anhand dreier zentraler Kenngrößen ausgewertet:

- Gesamtsystemkosten pro Jahr
- CO_2-Emissionen pro Jahr
- Technologiekombinationen zur Wärmebereitstellung

Zur Bewertung der Sensitivität werden Veränderungen dieser Kenngrößen relativ zum jeweiligen Referenzszenario dargestellt. Besonders hohe Ausschläge bei der Variation einzelner Parameter weisen auf eine starke Sensitivität hin. Um diese Zusammenhänge visuell aufzubereiten, werden u. a. Tornado-Plots eingesetzt, welche den Einfluss

einzelner Parameter auf die Ergebnisgrößen verdeutlichen. Darüber hinaus werden die resultierenden Technologiekombinationen grafisch gegenübergestellt, um Muster in der Systemwahl zu erkennen.

Ergänzend zur Ein-Parameter-Analyse werden zwei Extremszenarien konstruiert, bei denen alle relevanten Einflussgrößen so gesetzt werden, dass entweder Wasserstoff oder Biomasse besonders bevorzugt wird. Diese Szenarien dienen der erweiterten Plausibilisierung des Modells sowie der Validierung der zuvor gewonnenen Erkenntnisse. Der Vergleich dieser Extremszenarien hinsichtlich ihrer Kosten- und Emissionsstruktur ermöglicht eine übergreifende Bewertung der beiden konkurrierenden Technologierouten.

Insgesamt verfolgt der Analyseansatz das Ziel, sowohl die Reaktionslogik des Modells nachvollziehbar zu machen als auch belastbare Aussagen über die Bedingungen für den bevorzugten Einsatz von Biomasse oder Wasserstoff abzuleiten.

6 Szenarien

Die Szenarienbildung verfolgt das Ziel, eine möglichst umfassende und vielfältige Auswahl an industriellen Anwendungen zu berücksichtigen, um für diese den Einsatz von Biomasse und Wasserstoff zur Deckung des Bedarfs an Prozesswärme zu bewerten. Um diese breite Palette an möglichen industriellen Anwendungen abzubilden, werden im Folgenden spezifische Parameter definiert, die als Grundlage für die Szenarienbildung dienen. Dabei mussten verschiedene Annahmen getroffen und relevante Zusammenfassungen erstellt werden, um die Vielzahl an Einflussfaktoren zu strukturieren. In der nachfolgenden Abbildung wird das Szenarienfeld visualisiert, das die unterschiedlichen Kombinationen der Parameter zeigt.

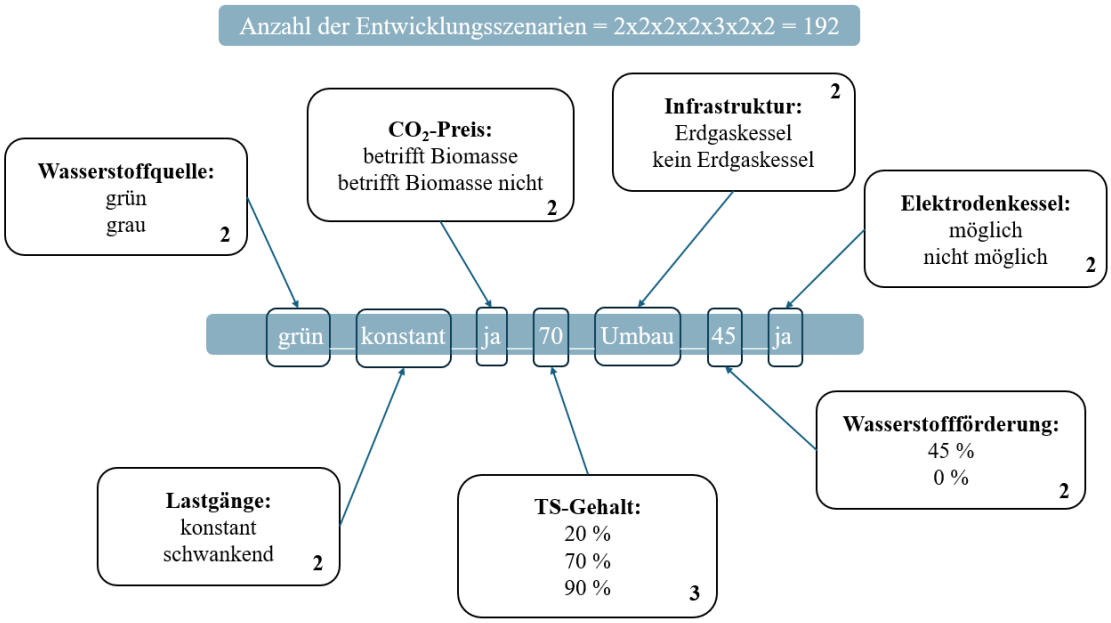

Abbildung 1: Szenariofeld mit allen möglichen Parametern (Eigene Darstellung)

Insgesamt resultieren aus der Kombination der verschiedenen Parameter 192 mögliche Szenarien, die in ihrer Gesamtheit durch den Optimierungsprozess analysiert werden. Ein Beispiel für eine solche Kombination wird durch den blauen Balken in der Mitte der Abbildung dargestellt. Diese spezifische Kombination umfasst unter anderem grünen Wasserstoff, ein konstantes Lastprofil, einen CO_2-Preis für Biomasse, einen TS-Gehalt von 70 %, die Präsenz eines bestehenden Erdgaskessels, eine Wasserstoffförderung von 45 %, sowie die Möglichkeit der Verwendung eines Elektrodenkessels. Die detaillierte Erklärung der einzelnen Parameter sowie die Methodik zur Bestimmung dieser Werte werden in den folgenden Kapiteln umfassend erläutert.

6.1 Modell-Biomasse

Wie bereits in Kapitel 4.3 eingeleitet, existiert eine Vielzahl an industriellen biogenen Reststoffen. Da das Optimierungsmodell ein breites Feld an potenziellen Anwendungsgebieten abdecken soll, wird aus den vielen Biomassen eine Modell-Biomasse erstellt. Die für weitere Berechnungen wichtigen Daten der Modell-Biomasse, der Heizwert, der Kohlenstoffgehalt, die Dichte und der Aschegehalt sind als gemittelte Werte aus der „Phyllis2"-Datenbank übernommen, welche über umfangreiche Informationen über die Zusammensetzung und Attribute von hunderten biogenen Reststoffen verfügt. Wichtig dabei ist, dass die Eigenschaften teilweise auf unterschiedliche Zustände der Biomassen bezogen sind. Unterschieden wird zwischen drei Zuständen der Proben:

Tabelle 5: Zustände der Biomasse-Proben[34]

„wie geliefert" bzw. „as received" (ar)	Enthält Wasser und Asche
„trocken" (dry)	Vollständig getrocknet aber mit Asche
"dry and ash free" (daf)	Ohne Wasser und ohne Asche

Für die Modell-Biomasse wurde eine Auswahl von insgesamt 560 Proben untersucht. Für den Kohlenstoffgehalt konnten davon 333 industrielle biogene Reststoffe herangezogen und der Mittelwert gebildet werden, welcher bei 49,13 % (daf) liegt. Der Kohlenstoffgehalt wird gerundet auf 49 % (daf) angenommen. Für die Bestimmung des Heizwerts wurde ebenfalls der Mittelwert, diesmal von 270 industriellen biogenen Reststoffen herangezogen. Er wird mit 18,56 MJ/kg (daf) angegeben. Auch die Dichte wurde aus der Datenbank abgeleitet, sie beträgt gemittelt 213 kg/m^3 (daf). Ein letzter wichtiger Parameter ist der Aschegehalt der Biomasse, welcher aus 363 Proben auf 7,57 % (dry) gemittelt wurde.[35]

In untenstehender Tabelle ist die Modell-Biomasse mit allen für die weiteren Berechnungen benötigten Parametern aufgezeigt.

Tabelle 6: Parameter Modell-Biomasse

Heizwert	18,56 MJ/kg = 5,16 kWh/kg (daf)
Kohlenstoffgehalt	49 % (daf)
Dichte	213 kg/m^3 (daf)
Aschegehalt	7,57 % (dry)

[34] ALS Global (2025).
[35] TNO innovation for life (2025).

6.1.1 Trockensubstanz-Gehalte

Biomassen unterscheiden sich teils stark in ihrem TS-Gehalt, also dem Anteil der festen, wasserfreien Substanz an der Gesamtmasse. Für die Szenarienbildung werden unterschiedliche TS-Gehalte berücksichtigt, um eine möglichst umfassende und realistische Abbildung der vorhandenen Biomassevorkommen zu ermöglichen, anhand derer die damit zusammenhängenden verschiedenen Heizwerte, Ein- bzw. Verkaufspreise, Dichten, CO_2-Ausstöße und potenziellen Trocknungsaufwände berechnet werden können. Zur Grundlage der Analyse wurden 30 industrielle biogene Reststoffe herangezogen, welche aus einer Untersuchung des deutschen Biomasseforschungszentrums stammen.

Tabelle 7: Industrielle biogene Reststoffe und ihre TS-Gehalte [36]

Biomasse	**TS-Gehalt in %**
Reststoffe aus der Fleischverarbeitung (Mittelwert tierischer Nebenprodukte aller Kategorien)	41,0
Reststoffe aus der Fischverarbeitung	25,0
Reststoffe aus der Obstverarbeitung (Durchschnittswert für Blätter, Strünke und Schalen)	20,0
Reststoffe aus Kartoffelverarbeitung (Kartoffelschalen)	24,0
Reststoffe aus Ölmühlen	88,0
Reststoffe aus der Milchverarbeitung (Molkepulver)	96,0
Reststoffe aus der Getreideverarbeitung (Getreidestaub)	90,0
Reststoffe aus der Getreideverarbeitung (Mühlennachprodukte)	88,4
Reststoffe aus der Stärkeproduktion (Gluten)	92,0
Reststoffe aus der Brot- und Backwarenherstellung	74,0
Reststoffe aus Brauereien (Treber)	22,0
Reststoffe aus Brauereien (Überschusshefe)	20,0
Reststoffe aus Mälzereien (Sortiergetreide)	85,0
Reststoffe aus Mälzereien (Malzkeime)	92,0
Reststoffe aus Mälzereien (Schwimmgerste)	92,0
Reststoffe aus Winzereien (Obsttrester, frisch)	22,0
Reststoffe aus Zuckerproduktion (Melasse)	77,0
Reststoffe aus Zuckerproduktion (Melasseschnitzel)	91,0
Reststoffe aus Zuckerproduktion (Pressschnitzel)	22,0
Reststoffe aus Zuckerproduktion (Trockenschnitzel)	90,0
Reststoffe aus Zuckerproduktion (Nassschnitzel)	16,0
Reststoffe aus Zuckerproduktion (Rübenkleinteile)	15,0
Reststoffe aus der Kakaoproduktion (Kakaoschalen)	92,0
Reststoffe aus der Fertiggerichteproduktion (Fertiggerichte)	20,0
Reststoffe aus der Fertiggerichteproduktion (Tiefkühlpizza)	50,0
Reststoffe aus der Kaffeeproduktion (Rohkaffee)	90,0
Reststoffe aus der Kaffeeproduktion (Kaffeegrund)	20,0
Reststoffe aus der Futtermittelproduktion	85,0
Reststoffe aus der Tabakverarbeitung	86,0
Glycerin aus der Biodieselproduktion	90,0

[36] Krause et al. (2020).

Die ermittelten TS-Gehalte wurden anschließend in drei Quantile unterteilt, um eine differenzierte Betrachtung der Biomassevorkommen zu ermöglichen:

Unterhalb des 33. Perzentils:

20.0, 20.0, 24.0, 22.0, 20.0, 22.0, 22.0, 16.0, 15.0, 20.0

Zwischen dem 33. Und 66. Perzentil:

41.0, 25.0, 88.0, 88.4, 74.0, 85.0, 77.0, 50.0, 85.0, 86.0

Oberhalb des 66. Perzentils:

96.0, 90.0, 92.0, 92.0, 92.0, 91.0, 90.0, 92.0, 90.0, 90.0

Aus den Werten der drei Perzentile wurden die Durchschnitte gebildet und gerundet, sodass sich am Ende der Berechnungen drei TS-Gehalte für die Optimierung ergaben: 20 %, 70 %, 90 %.

6.1.2 Heizwert

Die Heizwerte verschiedener Biomassen unterscheiden sich in der Regel nur geringfügig und werden stets im trockenen Zustand angegeben. Der entscheidende Faktor für den tatsächlichen Heizwert ist jedoch der TS-Gehalt, beziehungsweise der Wassergehalt der Biomasse. Ein TS-Gehalt von z. B. 70 % entspricht einem Wassergehalt von 30 %. Um die Heizwerte der verschiedenen feuchten Biomassen zu berechnen, wird der trockene Heizwert mit der folgenden aus der Literatur stammenden Formel angepasst:[37]

$$H(w) = \frac{H_0 * (100 - w) - \lambda * w}{100} \tag{13}$$

$H(w)$: Heizwert der feuchten Biomasse in MJ/kg
H_0: Heizwert der trockenen Biomasse in MJ/kg
λ: 2,44 MJ/kg: Verdampfungsenthalpie von Wasser bei 25 °C
w: Wassergehalt in %

Für die Berechnung der drei Heizwerte wird der Heizwert bei 100 % TS-Gehalt der zuvor definierten Modell-Biomasse genutzt (18,56 MJ/kg).

[37] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2002, S. 24).

Für die drei TS-Gehalte ergeben sich aus Gleichung (13) folgende Heizwerte:

$$\text{TS-Gehalt 20 \%: } H(80) = 1{,}76\ \text{MJ/kg} = 0{,}49\ \text{kWh/kg} \quad (14)$$

$$\text{TS-Gehalt 70 \%: } H(30) = 12{,}26\ \text{MJ/kg} = 3{,}40\ \text{kWh/kg} \quad (15)$$

$$\text{TS-Gehalt 90 \%: } H(10) = 16{,}46\ \text{MJ/kg} = 4{,}57\ \text{kWh/kg} \quad (16)$$

Um die 20 % TS-Gehalt-Biomasse für den Kessel nutzbar zu machen, wird sie innerhalb des Modells auf eine 60 % TS-Gehalt-Biomasse getrocknet. Alle Berechnungen und Parameter dazu befinden sich in Kapitel 7.3.4.

Der Heizwert der 60 % TS-Gehalt-Biomasse wird also ebenfalls benötigt und ergibt sich analog aus Gleichung (13):

$$\text{TS-Gehalt 60 \%: } H(40) = 10{,}15\ \text{MJ/kg} = 2{,}82\ \text{kWh/kg} \quad (17)$$

6.1.3 Ein- bzw. Verkaufspreis

Aus den TS-Gehalten ergeben sich auch die Verkaufs- bzw. Einkaufspreise für die Biomasse. Für die Bestimmung der Preise wurden mehrere biogene Reststoffe aus der Industrie und deren Einkaufspreise betrachtet, bei denen ein nahezu linearer Zusammenhang zwischen den TS-Gehalten und den Preisen festgestellt werden konnte.[38,39,40]

Dabei wurde der angegebene Preis pro Tonne (€/t) durch den TS-Gehalt der dazugehörigen Biomasse geteilt. Dadurch entstand für jede Biomasse ein Preis, der in Euro pro Tonne und pro Prozent Trockensubstanz (€/t*%TS) angegeben wurde. Diese unterschiedlichen Preise wurden dann gemittelt, sodass ein durchschnittlicher Preis von 2,4 € pro Tonne und pro Prozent Trockensubstanz (€/t*%TS) ermittelt wurde. Multipliziert mit den drei TS-Gehalten ergeben sich die folgenden Preise pro Kilogramm Biomasse:

$$\text{20 \% TS-Gehalt: } c_{var_{TS-20}} = 0{,}0024 * 20 = 0{,}048\ €/kg \quad (18)$$

$$\text{70 \% TS-Gehalt: } c_{var_{TS-70}} = 0{,}0024 * 70 = 0{,}168\ €/kg \quad (19)$$

$$\text{90 \% TS-Gehalt: } c_{var_{TS-90}} = 0{,}0024 * 90 = 0{,}216\ €/kg \quad (20)$$

[38] Looop Company (2025).
[39] Kost et al. (07 / 2024, S. 17).
[40] Steinhöfel (2018).

6.1.4 Dichte

Die Dichten der unterschiedlichen TS-Gehalt-Biomassen ergeben sich aus der Dichte der Modell-Biomasse im absolut trockenen Zustand (213 kg/m³) und dem jeweiligen TS-Gehalt. Die Berechnung erfolgt hier beispielhaft für die 70 % TS-Gehalt-Biomasse:

Die Mischdichte lässt wie folgt berechnen[41]:

$$\rho_M = \frac{1}{\frac{m_{TS}}{\rho_{TS}} + \frac{m_{Wasser}}{\rho_{Wasser}}} \tag{21}$$

ρ_M: Mischdichte in kg/m³
m_{TS}: Masseanteil der Trockensubstanz in kg
m_{Wasser}: Masseanteil des Wassers in kg
ρ_{TS}: Dichte der Trockensubstanz (213 kg/m³)
ρ_{Wasser}: Dichte des Wassers (1000 kg/m³)

Für die 70 % TS-Gehalt-Biomasse, welche zu 70 % aus Trockensubstanz und zu 30 % aus Wasser besteht ergibt sich nach Gleichung (22):

$$\rho_M = \frac{1}{\frac{0{,}7}{213} + \frac{0{,}3}{1000}} = 279\ \frac{kg}{m^3} \tag{22}$$

6.1.5 CO_2-Preis

Ein weiterer wichtiger Parameter, der in die Szenarien einfließt, ist die CO_2-Bepreisung. Derzeit fällt für die Verbrennung von Biomasse kein CO_2-Preis an, da Biomasse allgemein als CO_2-neutral betrachtet wird. Dies bedeutet, dass bei der Verbrennung von Biomasse keine zusätzlichen CO_2-Kosten entstehen, da das freigesetzte CO_2 während des Wachstums der Biomasse bereits aufgenommen wurde. Allerdings gab es in der Vergangenheit Diskussionen über die Einführung einer CO_2-Bepreisung für biogene Brennstoffe, um eine ineffiziente Nutzung von Biomasse zu verhindern und den Anreiz zu erhöhen, sie nachhaltiger und effizienter einzusetzen.[42]

Angesichts dieser historischen Diskussionen und der potenziellen dynamischen Entwicklungen in den relevanten Gesetzgebungen wird im Modell sowohl ein Szenario mit CO_2-

[41] Hein und Babick (2001, S. 2).
[42] Bundesverband Bioenergie e.V. (17.01.2024).

Bepreisung als auch eines ohne CO_2-Bepreisung für Biomasse berücksichtigt. Der CO_2-Preis wird in diesem Fall auf 55 €/t CO_2 festgelegt. [43]

Aus den Eigenschaften der Modell-Biomasse lässt sich ableiten, dass 1 kg Biomasse (daf) aus 0,49 kg Kohlenstoff besteht. Um den tatsächlichen CO_2-Ausstoß der Biomassen zu berechnen, müssen der Aschegehalt und die jeweiligen TS-Gehalte miteinbezogen werden.

Im Folgenden wird am Beispiel der 70 % TS-Gehalt-Biomasse die Menge an ausgestoßenem CO_2 berechnet, die bei der Verbrennung freigesetzt wird:

1 kg 70 % TS-Gehalt-Biomasse besteht aus 0,7 kg Trockensubstanz. 7,57 % dieser Trockensubstanz bleiben bei Verbrennung als Asche zurück, also ist die verbrennende Masse:

$$m_{verbrennbar} = (1 - 0{,}0757) * 0{,}7\ kg = 0{,}65\ kg \tag{23}$$

49 % dieser aus Gleichung (23) resultierenden Masse besteht aus Kohlenstoff:

$$m_C = 0{,}65\ kg * 0{,}49 = 0{,}32\ kg\ Kohlenstoff \tag{24}$$

Die ideale Verbrennungsreaktion lautet:

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 \tag{25}$$

Die molare Masse von Kohlenstoff beträgt: $12\ g/mol$

Die molare Masse von Kohlenstoffdioxid beträgt: $44\ g/mol$

Gemäß Gleichung (25) entsteht aus einem Mol C und einem Mol O_2 ein Mol CO_2, weshalb das Verhältnis von entstehendem CO_2 zum verbrennenden Kohlenstoff 44/12 ergibt. Multipliziert man dieses Verhältnis mit dem aus Gleichung (24) resultierenden Kohlenstoff, so erhält man folgenden CO_2-Ausstoß pro kg 70 % TS-Gehalt-Biomasse:

$$m_{CO_2} = 0{,}32\ kg * \frac{44}{12} = 1{,}17\ \frac{kg\ CO_2}{kg\ Biomasse} \tag{26}$$

Aus den 1,17 kg CO_2/kg Biomasse aus Gleichung (26) und einem CO_2-Preis von 55 €/t CO_2 ergibt sich ein CO_2-Preis pro kg 70 % TS-Gehalt-Biomasse von:

$$c_{CO_2} = 1{,}17\ \frac{kg\ CO_2}{kg\ Biomasse} * 0{,}055 \frac{€}{kg\ CO_2} = 0{,}064 \frac{€}{kg} \tag{27}$$

[43] Die Bundesregierung (02.01.2025).

6.1.6 Trockensubstanz-Gehalte Modellparameter Übersicht

Tabelle 8: 20 % TS-Gehalt-Biomasse Modellparameter

20 % TS-Gehalt-Biomasse	
Heizwert	-
CO_2-Ausstoß	-
CO_2-Preis	-
Ein- bzw. Verkaufspreis	0,048 €/kg
Dichte	575 kg/m^3

Tabelle 9: 60 % TS-Gehalt-Biomasse Modellparameter

60 % TS-Gehalt-Biomasse (getrocknet von 20 % TS-Gehalt-Biomasse)	
Heizwert	2,82 kWh/kg
CO_2-Ausstoß	0,99 kg CO_2/kg
CO_2-Preis	0,054 €/kg
Ein- bzw. Verkaufspreis	-
Dichte	-

Tabelle 10: 70 % TS-Gehalt-Biomasse Modellparameter

70 % TS-Gehalt-Biomasse	
Heizwert	3,40 kWh/kg
CO_2-Ausstoß	1,17 kg CO_2/kg
CO_2-Preis	0,064 €/kg
Ein- bzw. Verkaufspreis	0,168 €/kg
Dichte	279 kg/m^3

Tabelle 11: 90 % TS-Gehalt-Biomasse Modellparameter

90 % TS-Gehalt-Biomasse	
Heizwert	4,57 kWh/kg
CO_2-Ausstoß	1,5 kg CO_2/kg
CO_2-Preis	0,083 €/kg
Ein- bzw. Verkaufspreis	0,216 €/kg
Dichte	231 kg/m^3

6.2 Wasserstoff-Quelle

Auch die Art der Wasserstoffproduktion wird in den Szenarien berücksichtigt, um verschiedene Preis- und Emissionsprofile in die Berechnungen einfließen zu lassen. Die Berechnungen werden sowohl für grünen als auch für grauen Wasserstoff durchgeführt, da beide Produktionsmethoden unterschiedliche Emissionen und Kostenstrukturen aufweisen. Ein wichtiger Aspekt dieser Analyse ist es, zu prüfen, ob es angesichts der unterschiedlichen Verfügbarkeiten sinnvoll sein könnte, grauen Wasserstoff zumindest vorübergehend zu nutzen, um einen Übergang zu grünem Wasserstoff zu erleichtern. Darüber hinaus wird untersucht, ob der Einsatz von grünem Wasserstoff überhaupt langfristig wirtschaftlich rentabel sein kann, insbesondere unter Berücksichtigung der aktuellen und zukünftigen Marktentwicklungen sowie der politischen Rahmenbedingungen. Dabei wird dem grauen Wasserstoff ein Preis von 0,06 €/kWh und dem grünen Wasserstoff ein Preis von 0,18 €/kWh zugewiesen.[44] Der grüne Wasserstoff wird idealisiert als emissionslos angenommen, während der graue Wasserstoff einen Emissionsfaktor von 10 kg CO_2 pro kg Wasserstoff mit sich bringt.[45] Nach Verrechnung mit dem Heizwert ergibt sich ein CO_2-Ausstoß von:

$$m_{CO_2} = \frac{\frac{10\ kg\ CO_2}{kg\ H_2}}{33{,}33\ \frac{kWh}{kg\ H_2}} = \frac{0{,}30\ kg\ CO_2}{kWh} \tag{28}$$

6.3 Wasserstoffförderung

Um die Auswirkungen einer möglichen zukünftigen Wasserstoffförderung zu analysieren, wird eine Förderquote von 45 % auf die zuwendungsfähigen Investitionskosten angewendet. Diese Quote orientiert sich an den aktuellen Fördermöglichkeiten für den Neubau oder den Ausbau von Elektrolyseurkapazitäten, die im Rahmen von staatlichen Programmen und Initiativen zur Förderung der Wasserstofftechnologie zur Verfügung stehen. [46]

Für das Optimierungsmodell wird die 45 %-Förderung auf die Investitionskosten in verschiedenen Bereichen angewendet: Diese umfassen den Neubau von Elektrolyseuren, den Neubau von Wasserstoffspeichern, den Neubau von Wasserstoffkesseln sowie den Umbau

[44] Bukold (01/2020, S. 7).
[45] EWE Aktiengesellschaft (2025).
[46] Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg (2025).

bestehender Erdgaskessel zu wasserstofffähigen Kesseln. Dadurch wird berücksichtigt, wie sich eine staatliche Förderung auf die wirtschaftliche Machbarkeit und den Anreiz zur Implementierung von Wasserstofftechnologien auswirken könnte.

6.4 Infrastruktur

Wie bereits in Kapitel 2.1 erwähnt, basiert der Großteil der heute eingesetzten Dampfkessel auf Erdgas. Diese erdgasbetriebenen Dampfkessel lassen sich jedoch in wasserstoffbetriebene Dampfkessel umbauen. Der Umbau erfordert vor allem Anpassungen im Bereich des Brenners sowie des Abgassystems, um die spezifischen Anforderungen des Wasserstoffs als Brennstoff zu erfüllen. Im Falle eines Szenarios, in dem ein Erdgaskessel vorhanden ist, trifft das Modell daher nicht die Entscheidung zwischen dem Neubau eines Wasserstoffkessels und eines Biomassekessels, sondern zwischen einem Umbau des bestehenden Erdgaskessels zu einem wasserstofffähigen Kessel und dem Neubau eines Biomassekessels. Diese Entscheidung berücksichtigt sowohl die technischen und wirtschaftlichen Anforderungen des Umbaus als auch die Kosten und Effizienz eines möglichen Neubaus.

6.5 Lastgänge

Zusätzlich werden die Lastgänge der Wärmebedarfe in den Szenarien variiert, um verschiedene betriebliche Anforderungen realistisch abzubilden. Hierfür kommen zwei synthetisch erzeugte Wärmelastprofile zum Einsatz, die aus der bestehenden Literatur entnommen wurden und sich stark voneinander unterscheiden, um zwei Extremfälle abzubilden, deren Auswirkungen auf die Optimierung untersucht werden können. Das erste Profil stammt aus der Papierindustrie, das zweite aus der Grundstoffchemieindustrie. Diese ausgewählten Lastprofile decken einen Temperaturbereich von 100 – 500 °C ab, also genau den Bereich der den typischen und zuvor festgelegten Anforderungen für die Dampfversorgung in industriellen Prozessen entspricht.[47]

Um eine einfachere Vergleichbarkeit zu ermöglichen, wurden die Wärmebedarfe auf eine Normgröße von 1.000.000 kWh/Jahr skaliert. Diese Normierung erlaubt eine unkomplizierte Skalierung der Lastprofile auf verschiedene industrielle Anwendungen.

[47] Sandhaas et al. (2022).

Zudem wurden die ursprünglichen Lastgänge, die in 15-minütiger Auflösung vorlagen, auf stündliche Intervalle umgerechnet und entsprechend gerundet, um eine praktikable Handhabung in den Berechnungen zu gewährleisten.

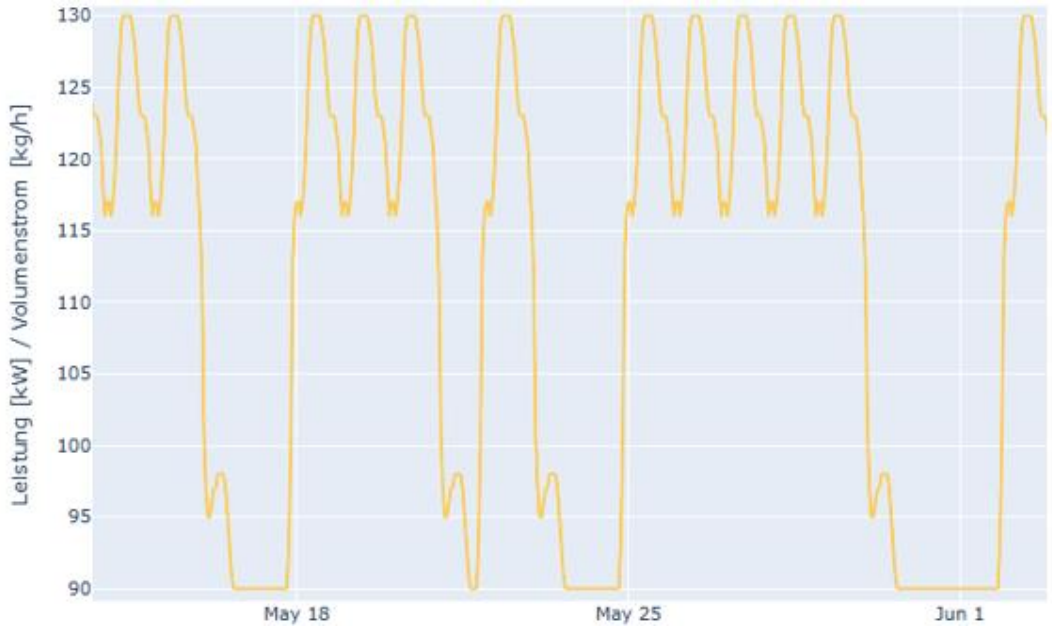

Abbildung 2: "konstanter" Wärmebedarf über zwei beliebige Wochen (Eigene Darstellung)

Abbildung 3: "schwankender" Wärmebedarf über zwei beliebige Wochen (Eigene Darstellung)

6.6 Elektrodenkessel

Wie bereits erwähnt, ist die Direktelektrifizierung der Nutzung von Wasserstoff und Biomasse aus energetischer Sicht, wenn möglich, immer vorzuziehen. Es gibt jedoch, wie z. B. in Kapitel 1 oder 3.3 dargelegt, mehrere Gründe, warum eine Direktelektrifizierung entweder nicht durchführbar ist oder warum es in bestimmten Fällen sinnvoller sein kann, auf Wasserstoff und Biomasse als Alternativen zurückzugreifen.

Um dennoch einen Referenzfall zu schaffen, der ausschließlich die ökonomischen Bedingungen berücksichtigt, wird ein Elektrodenkessel ins Modell integriert und als zusätzlicher Variationsparameter eingeführt. Auf diese Weise kann untersucht werden, ob und unter welchen Umständen die energetischen Vorteile eines Elektrodenkessels die anderen beiden Technologien – Wasserstoff- und Biomassekessel – als Alternativen verdrängen. Diese Modellierung ermöglicht es, die Wettbewerbsfähigkeit der verschiedenen Technologien aus rein ökonomischer Sicht zu bewerten und zu überprüfen, ob die Integration eines Elektrodenkessels in bestimmten Szenarien tatsächlich vorteilhaft ist.

7 Optimierungsmodell

Die für das Optimierungsmodell verwendete Python-Bibliothek „oemof.solph“ ist ein Tool zur Modellierung und Optimierung von Energiesystemen, das im Rahmen des Open Energy Modelling Frameworks (oemof) entwickelt wurde. Es dient dazu, komplexe Energiesysteme zu simulieren und optimieren. Das Tool basiert auf einem mathematischen Optimierungsmodell, das verschiedene Energieflüsse in einem System berücksichtigt und auf eine optimale Lösung ausgerichtet ist. Hierbei können unter anderem technologische Entwicklungen, ökonomische Aspekte sowie Umwelt- und Klimafaktoren berücksichtigt werden.

Für die Modellierung eines Energiesystems stehen vier grundlegende Klassen zur Verfügung, welche nachfolgend erläutert werden:

- Source (Quelle)
  Eine „Source“ stellt eine Quelle im System dar, von der Energie oder andere Stoffe bereitgestellt werden können, also beispielsweise das Stromnetz, eine Wasserstoffpipeline oder auch ein Biomassevorrat. In oemof.solph wird eine Source verwendet, um die Menge, die Verfügbarkeit und die Preise von Energie oder bestimmten Stoffen zu definieren, die in das System eingespeist werden können.
- Sink (Senke)
  Eine „Sink“ ist eine Instanz, die Energie bzw. Stoffe verbraucht oder aufnimmt. Hierbei kann es sich um Wärmebedarfe aber auch z. B. um den Verkauf von Biomasse handeln. Sink-Komponenten repräsentieren die Energie- und Stoffmengen, die aus dem System entnommen werden.
- Converter (Umwandler)
  Ein „Converter“ ist eine Komponente, die Energien und Stoffe als Input aufnimmt, diese dann in eine andere Form umwandelt und als Output ausgibt. Hierzu gehören Technologien wie Heizkessel, Elektrolyseure, Trockner etc.
- GenericStorage (Allgemeiner Speicher)
  Die Klasse „GenericStorage“ repräsentiert Energie- und Stoffspeicher, die es ermöglichen, Energie und Stoffe zwischenzuspeichern und bei Bedarf wieder ins System zurückzuführen. Dies kann z. B. Batterien, Druckspeicher, Biomassesilos, usw. beinhalten.

Diese vier Klassen sind die wesentlichen Bausteine eines Energiesystems in oemof.solph und ermöglichen die Modellierung und Analyse der unterschiedlichen Stoff- und Energieflüsse sowie der Interaktionen zwischen den Systemkomponenten.[48]

In folgender Abbildung ist das in dieser Arbeit modellierte Energiesystem im oemof-typischen Aufbau durch die vier oben vorgestellten Klassen dargestellt:

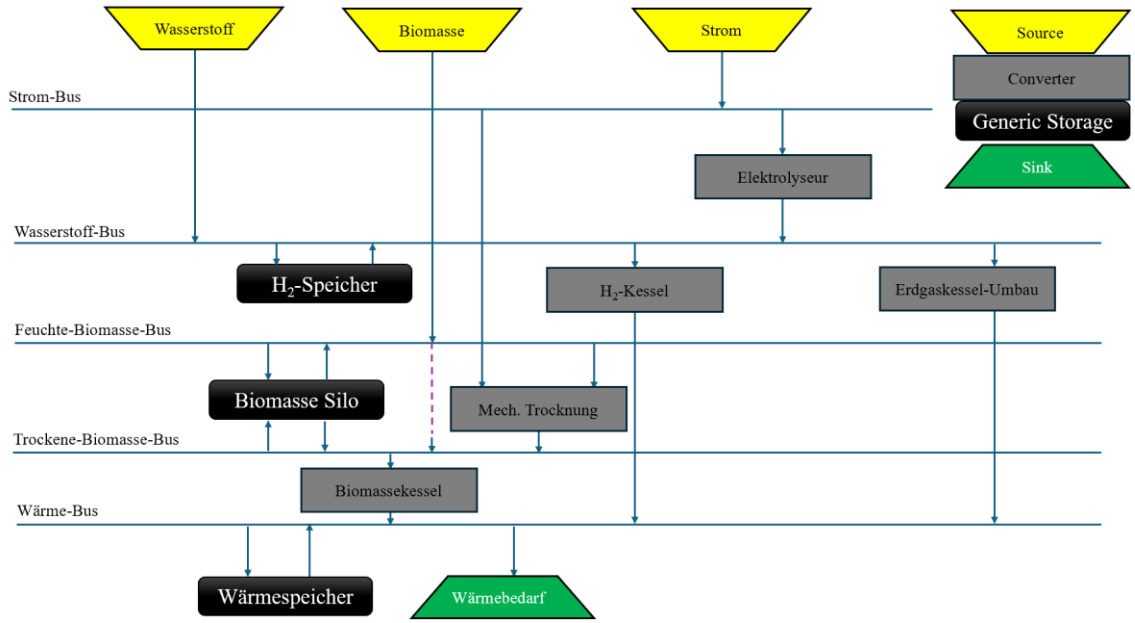

Abbildung 4: Oemof-typischer Aufbau des Optimierungsmodells (Eigene Darstellung)

Nachfolgend werden das zu optimierende Energiesystem und die darin enthaltenen einzelnen Komponenten des Modells erläutert und dargestellt, auch wie sie mit ihren Eigenschaften und Besonderheiten modelliert wurden. Dazu gehören ökonomische Faktoren wie Investitions- und Wartungskosten sowie viele technische Daten, wie Beschränkungen im Lastverhalten, Wirkungsgrade, maximale Leistungen usw. Auch auf modellbedingte Anpassungen und Zusammenhänge wird detailliert eingegangen. Dabei wurden die wichtigsten Komponenten detailreicher modelliert, während für andere generischere Annahmen getroffen wurden. Die Komponenten werden in die vier oben genannten Klassen von oemof eingeteilt und vorgestellt.

[48] oemof-developer-group (2025).

7.1 Modell-Unternehmen

Modelliert und optimiert wird ein Energiesystem in Form eines Modell-Unternehmens, welches sich durch die variierenden Parameter aus der Szenarienbildung so verändert, dass die Ergebnisse der Optimierung und die Schlüsse daraus in ihren Grundzügen auf viele verschiedene reelle Unternehmen anwendbar sind. Die Prozesswärmeversorgung erfolgt über Wasserdampf, weshalb der Fokus der Modellierung auf der Dampfproduktion und allen vorgelagerten Schritten liegt. Die eigentlichen Verbraucher werden als Black-box betrachtet und sind durch die Lastgänge des Wärmebedarfs widergespiegelt. Simuliert wird der Betrieb innerhalb des Modell-Unternehmens über den Zeitraum vom 01.01.2025 bis zum 31.12.2025, in stündlicher Auflösung. Es besteht also aus 8760 Zeitschritten.

Das Modell-Unternehmen soll nicht nur solche Betriebe repräsentieren, bei denen biogene Reststoffe im eigenen Produktionsprozess anfallen. Es soll auch Unternehmen abbilden, die sich in direkter Nähe zu einem anderen Betrieb befinden, der biogene Reststoffe besitzt, diese jedoch nicht selbst energetisch nutzen möchte oder kann.

Die zuvor berechneten Biomassepreise von 0,048 bis 0,216 €/kg ermöglichen es, diese zwei Wege abzubilden:

Zum einen kann das Modell-Unternehmen selbst über biogene Reststoffe verfügen, diese aber nicht verkaufen, sondern energetisch nutzen – wodurch ihm potenzielle Einnahmen entgehen. In diesem Fall entspricht der Preis dem entgangenen Erlös.

Zum anderen kann der Preis als Einkaufspreis interpretiert werden, den das Modell-Unternehmen zahlen müsste, um Biomasse vom benachbarten Betrieb zu beziehen.

Durch diese beiden Möglichkeiten kann es vorkommen, dass das Modell-Unternehmen seinen gesamten Wärmebedarf durch die Verbrennung von Biomasse decken kann – insbesondere, wenn der benachbarte Betrieb mehr Biomasse produziert, als das Modell-Unternehmen benötigt. Deshalb werden im Modell keine Obergrenzen für die verfügbare Biomasse festgelegt, sodass die Optimierungslösung auch eine vollständige Deckung des Wärmebedarfs durch Biomasse zulassen kann.

Im Allgemeinen gibt es zwei Routen, über die die Prozesswärmeversorgung ablaufen kann. Die Wasserstoffroute und die Biomasseroute. Auch eine Kombination von beiden ist denkbar. Nachfolgend sind beide Routen anschaulich dargestellt.

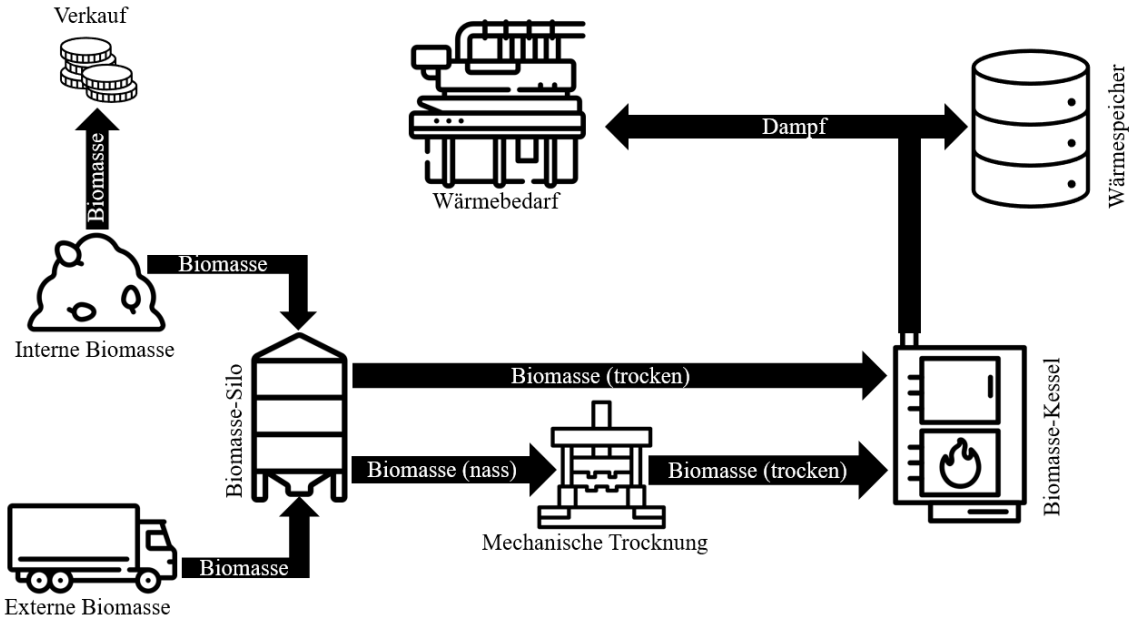

Abbildung 5: Biomasseroute zur Prozesswärmeversorgung des Modell-Unternehmens (Eigene Darstellung)

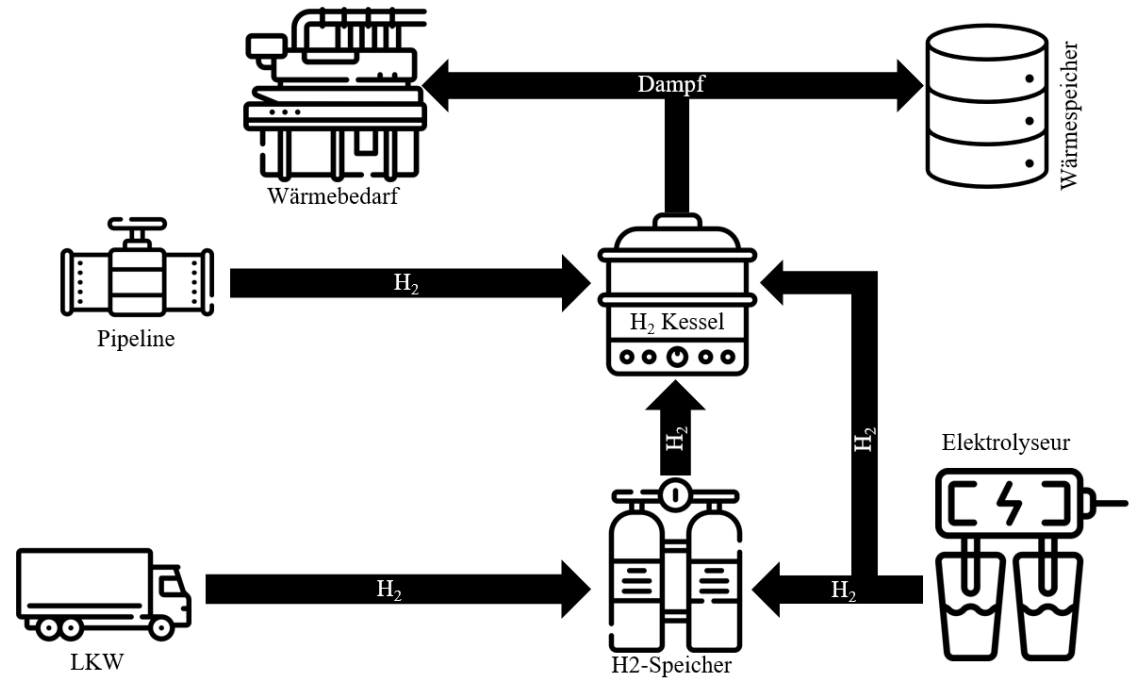

Abbildung 6: Wasserstoffroute zur Prozesswärmeversorgung des Modell-Unternehmens (Eigene Darstellung)

7.2 Sources

7.2.1 Wasserstoff-Quelle

Die Wasserstoff-Quelle spiegelt entweder eine Wasserstoffpipeline wider oder eine Belieferung des Wasserstoffs über LKW. Wenn das Modell-Unternehmen einen Erdgaskessel besitzt, der zu einem wasserstofffähigen Kessel umgebaut werden kann, dann wird der Wasserstoff über Pipeline angeliefert, da die Annahme getroffen wurde, dass die Pipeline für den bisherigen Erdgastransport umgewidmet wird und mit 100 % Wasserstoff durchflossen werden kann. Dazu sind Anpassungen in der Dichtheit des Systems, vor allem bei den Armaturen und Leitungen notwendig.[49] Die Kosten für die Umwidmung werden dabei über die Netzentgelte der Nutzer finanziert, wie das bei dem Wasserstoffkernnetz ebenfalls der Plan ist.[50]

Bei einem Neubau-Wasserstoffkessel wird der Wasserstoff täglich über LKW angeliefert und muss demnach über Wasserstoffspeicher gepuffert werden. Sowohl über Pipeline als auch über LKW wird abhängig vom Szenario grauer oder grüner Wasserstoff mit den bereits festgelegten Preisen angeliefert. Die dafür täglich benötigten Mengen an Wasserstoff werden vom Modell berechnet und dem Energiesystem zur Verfügung gestellt.

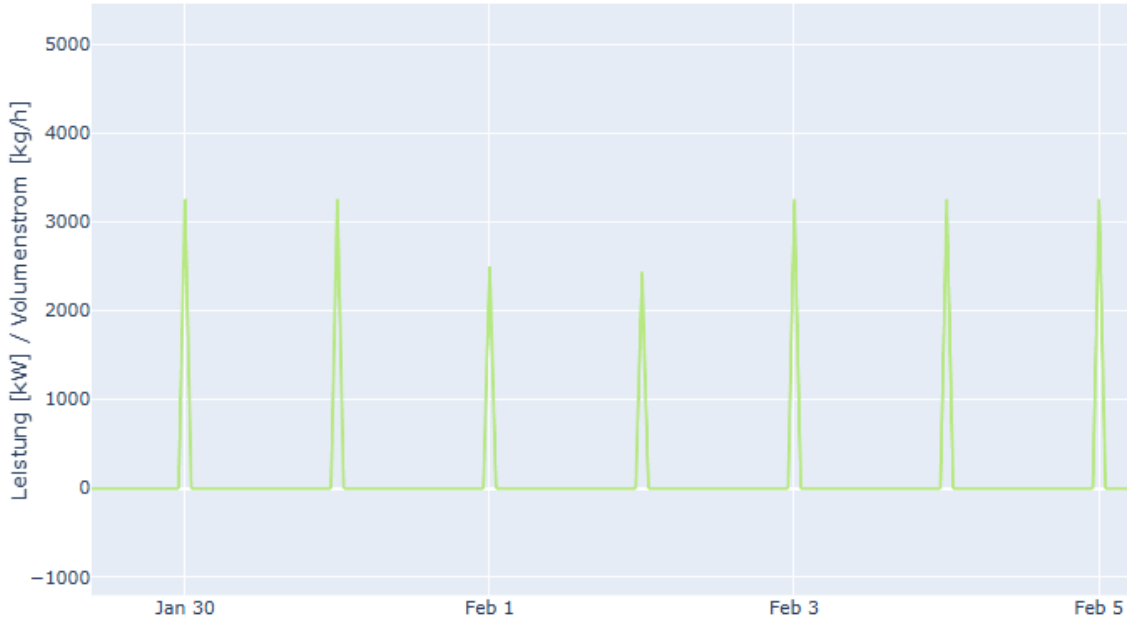

Abbildung 7: Wasserstofflieferung über LKW einer beliebigen Woche (Eigene Darstellung)

[49] van Ackeren (2021).
[50] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (26.01.2024).

7.2.2 Biomasse-Quelle

Ähnlich wie bei der Wasserstoff-Quelle kann die Biomasse-Quelle, je nach Szenario, unterschiedliche Ursprünge darstellen. Sie liefert dem Modell täglich die benötigte Menge an Biomasse. In der Realität könnte dies zum Beispiel bedeuten, dass Biomasse per LKW von einem benachbarten Unternehmen angeliefert wird. Es ist aber ebenso möglich, dass biogene Reststoffe im eigenen Betrieb über den Tag hinweg anfallen und diese automatisiert oder von Mitarbeitern gesammelt und für den nächsten Tag bereitgestellt werden.

Anders als alle anderen Ströme wird die Biomasse ausgehend von der Quelle nicht in kWh, sondern in kg angegeben, so auch ihre Preise. Das hat den Hintergrund, dass sich die Heizwerte der unterschiedlichen TS-Gehalte unterscheiden. Die Mengen an benötigter Biomasse variieren also abhängig vom TS-Gehalt. Da mit sinkenden TS-Gehalten auch die Heizwerte sinken, werden für die 1.000.000 kWh des Wärmebedarfs unterschiedlich hohe Mengenangaben der Biomasse benötigt. Kurz vor eintreten in den Biomassekessel werden die Biomassen dann mit ihrem Heizwert verrechnet und somit anwendbar für die Bereitstellung von Wärme in kWh gemacht.

Das Modell berechnet kontinuierlich die benötigte Menge an Biomasse für den folgenden Tag und speist diese zu Beginn eines jeden neuen Tages in das Energiesystem ein. Dabei werden stets die unterschiedlichen Heizwerte und Wirkungsgrade berücksichtigt.

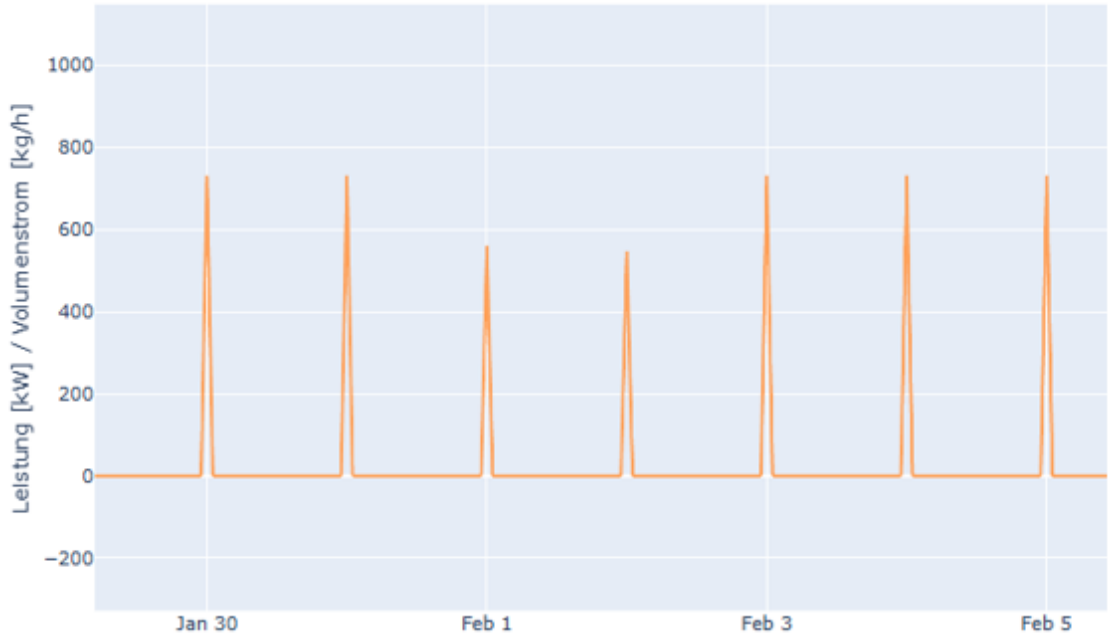

Abbildung 8: Biomasselieferung bzw. -zusammentragung einer beliebigen Woche (Eigene Darstellung)

7.2.3 Stromnetz

Um eine kontinuierliche und nachhaltige Grünstromversorgung sicherzustellen – sei es für den Elektrodenkessel oder für den Elektrolyseur – wird angenommen, dass der Strombezug über ein Power Purchase Agreement (PPA) für Grünstrom erfolgt. Ein PPA ist ein langfristiger Vertrag zwischen dem Stromabnehmer und dem Stromanbieter, der eine feste Menge an Grünstrom zu einem vereinbarten Preis garantiert. Der konstante Preis für den Grünstrom wurde dabei auf Basis von Angaben führender Anbieter von PPAs ermittelt und beträgt 0,11 €/kWh.[51]

Somit gilt der vor Ort produzierte Wasserstoff durch Elektrolyse ebenfalls als grüner Wasserstoff.

7.3 Converter

Für die Optimierung müssen einige Parameter der Converter bestimmt werden. Dazu gehören z. B. Wirkungsgrade, Einschränkungen im Teillastverhalten und Kosten bzw. speziell die Annuitätskosten. Die Annuitätskosten (€/kW*a), also die jährlichen Kosten über den Lebenszeitraum einer Komponente hinweg, setzen sich aus den Investitionskosten (CAPEX), den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC), der Lebensdauer (n) und den Wartungs- bzw. Betriebskosten (OPEX) zusammen:

$$annuity = capex * \frac{wacc * (1 + wacc)^n}{(1 + wacc)^n - 1} + opex \tag{29}$$

Für die gewichteten Kapitalkosten wird für jede Berechnung der deutsche Durchschnittswert von 3,8 % angenommen.[52]

Diese Annuitätskosten werden als „ep_costs“ an das Modell übergeben. Das Modell entscheidet dann selbst anhand dieser Kosten, welche Komponenten mit welcher Kapazität gebaut werden sollen.

[51] node.energy GmbH (2024).
[52] Schippel (17.03.2025, S. 56ff.).

7.3.1 H_2-Kessel

Den H_2-Kessel betreffen Einschränkungen im Teillastverhalten. Er kann im Betrieb auf minimal 5 % der Nennleistung runtergeregelt werden.[53] Dem Kessel wird zusätzlich eine Obergrenze der investierbaren Kapazität von 21 MW gegeben, welche sich an typischen maximalen Leistungsgrößen aus der Industrie orientiert.[54]

Weitere Parameter entstammen der Literatur und sind in nachfolgender Tabelle aufgelistet:

Tabelle 12: Modellierungsparameter H_2-Kessel[55,56]

Investitionskosten	185 €/kW
Wartungskosten	4 €/kW*a
Lebensdauer	25 Jahre
Wirkungsgrad	95 %
Teillastbereich	5 – 100 %
Max. Kapazität	21 MW

Für den Wasserstoffkessel berechnen sich die „ep_costs“ also nach Formel (30) wie folgt:

$$ep_{costs_{H_2-Kessel}} = 185 * \frac{0{,}038 * (1 + 0{,}038)^{25}}{(1 + 0{,}038)^{25} - 1} + 4 = 15{,}6 \frac{€}{kW * a} \qquad (30)$$

7.3.2 Erdgaskessel-Umbau

Für den Erdgaskessel-Umbau wird angenommen, dass hauptsächlich der Brenner ausgetauscht werden muss und des Weiteren noch emissionsmindernde Umbauten stattfinden müssen, um die höhere Bildung von Stickoxiden auszugleichen. Den Kessel betreffen dann analog zum H_2-Kessel Einschränkungen im Teillastverhalten, denn auch er kann im Betrieb auf minimal 5 % der Nennleistung runtergeregelt werden. Analog zum Wasserstoffkessel orientiert sich auch der Umbaukessel an der typischen maximalen Leistungsgrenze von 21 MW.

[53] Townshend (2008).
[54] TSB Energy (2025).
[55] Rutten (2020, S. 1).
[56] Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH (2024, S. 6).

Er wird nach weiteren folgenden aus der Literatur stammenden Parametern modelliert:

Tabelle 13: Modellierungsparameter Erdgaskessel-Umbau[57,58]

Investitionskosten	80 €/kW
Wartungskosten	4 €/kW*a
Lebensdauer	25 Jahre
Wirkungsgrad	95 %
Teillastbereich	5 – 100 %
Max. Kapazität	21 MW

Analog zum Wasserstoffkessel berechnen sich die „ep_costs“ des umgebauten Erdgaskessels nach Gleichung (31):

$$ep_{costs_{Erdgaskessel-Umbau}} = 80 * \frac{0{,}038 * (1 + 0{,}038)^{25}}{(1 + 0{,}038)^{25} - 1} + 4 = 9 \ \frac{€}{kW * a} \qquad (31)$$

7.3.3 Elektrolyseur

Als Elektrolyseur wird dem Modell ein PEM-Elektrolyseur zur Verfügung gestellt. Aufgrund der geringen Permeabilität der Membran erhält der Elektrolyseur keine Beschränkungen im Lastverhalten, da er sehr dynamisch und anpassungsfähig in einem Bereich von 0 – 100 % Teillast gefahren werden kann. Es wäre auch denkbar einen AEL-Elektrolyseur einzubauen, da ein potenzieller Pufferspeicher die schlechteren dynamischen Eigenschaften des AEL-Elektrolyseurs ausgleichen könnte. Allerdings bietet der PEM-Elektrolyseur mehr Spielraum im zukünftigen Stromsystem auch netzdienlich eingesetzt zu werden, indem er auf Laständerungen durch volatile erneuerbare Energien schnell reagieren kann.[59]

Dem PEM-Elektrolyseur wird eine maximale Obergrenze der investierbaren Kapazität von 54 MW gegeben. Diese Grenze orientiert sich an dem aktuell größten PEM-Elektrolyseur in Deutschland.[60]

Für die Kostenberechnungen wurden Mittelwerte gebildet, aus aktuellen Kosten und Kostenberechnungen für das Jahr 2030, da vor allem bei Elektrolyseuren noch eine starke Kostensenkung zu erwarten ist. Außerdem wurden verschiedene Leistungsklassen miteinbezogen, da die Preise für kleinere dezentralere Anlagen höher sind als für größere.

[57] Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH (2024, S. 6).
[58] Rutten (2020, S. 1).
[59] Kindl et al. (16.05.2024, S. 30).
[60] Fabian (2025).

Die daraus resultierenden Investitions- und Wartungskosten, der Wirkungsgrad und die Lebensdauer sind in folgender Tabelle dargestellt:

Tabelle 14: Modellierungsparameter Elektrolyseur[61,62,63]

Investitionskosten	730 €/kW
Wartungskosten	15 €/kW*a
Lebensdauer	25 Jahre
Wirkungsgrad	70 %
Teillastbereich	0 – 100 %
Max. Kapazität	54 MW

Die Annuitätskosten berechnen sich analog zu den vorangegangenen Berechnungen nach Gleichung (32):

$$ep_{costs_{Elektrolyseur}} = 730 * \frac{0{,}038 * (1 + 0{,}038)^{25}}{(1 + 0{,}038)^{25} - 1} + 15 = 60{,}7 \ \frac{€}{kW * a} \qquad (32)$$

7.3.4 Mechanische Trocknung

Sehr feuchte Biomasse, wie in dieser Arbeit die 20 % TS-Gehalt-Biomasse, muss zunächst getrocknet werden, bevor sie in einem Kessel eingesetzt werden kann, denn in heutigen Biomassekesseln können Brennstoffe mit TS-Gehalten von 45 – 90 % verwendet werden.[64] Die für die Modellierung der mechanischen Trocknung erforderlichen Daten wurden der Arbeit nach Kontaktaufnahme von der REINARTZ GmbH & Co. KG zur Verfügung gestellt. Sie stammen aus einem internen Versuch mit einem ihrer Schneckentrockner, bei dem Grünschnitt von einem TS-Gehalt von etwa 20 % auf rund 60 % getrocknet wurde. Dieser Trocknungsprozess wird auch in der vorliegenden Arbeit als Referenzprozess herangezogen.

Folgende Daten liegen dem Versuch zu Grunde:

Tabelle 15: Parameter Trocknungsversuch – nach internen Daten von REINARTZ

Eingangstrockensubstanzgehalt	20 %
Ausgangstrockensubstanzgehalt	60 %
Stromaufnahme des Trockners	6,5 A
Durchsatz an Biomasse	13,1 kg/h

[61] Holst et al. (10.2021, S. 56f.).
[62] TÜV NORD AG (2025).
[63] Smolinka et al. (30.10.2018).
[64] Aalborg Energie Technik a/s (2025).

Und folgende Daten liegen dem verwendeten Schneckentrockner zu Grunde:

Tabelle 16: Daten Schneckentrockner – nach internen Daten von REINARTZ

Nennstrom	15,8 A
Leistung	7,5 kW
Investitionskosten	21.200 €
Lebensdauer	50 Jahre
Wartungskosten	8.000 € alle 10 Jahre

Aus diesen Daten lassen sich alle spezifischen Kosten und Energiebedarfe berechnen. Die spezifischen Investitionskosten berechnen sich wie folgt:

$$c_{spez,inv} = \frac{21.200\ €}{7{,}5\ kW} = 2827\ €/kW \tag{33}$$

Die Wartungskosten berechnen sich wie folgt:

$$c_{spez,war} = \frac{800\ \frac{€}{a}}{7{,}5\ kW} = 107\ \frac{€}{kW * a} \tag{34}$$

Hinzu kommt der Energiebedarf zur Trocknung. Die Leistungsaufnahme des Schneckentrockners lässt sich aus den Daten des Versuchs wie folgt berechnen:

$$P_{aktuell} = P_{nenn} * \frac{I_{aktuell}}{I_{nenn}} = 7{,}5\ kW * \frac{6{,}5\ A}{15{,}8\ A} = 3{,}1\ kW \tag{35}$$

Wenn der Schneckentrockner also für eine Stunde Biomasse von 20 % TS-Gehalt auf 60 % TS-Gehalt trocknet, benötigt er dafür 3,1 kWh Strom. Da der Trockner einen Durchsatz von 13,1 kg/h hat folgt ein Strombedarf pro kg zu trocknender Biomasse von:

$$e_{spez} = \frac{\frac{3{,}1\ kWh}{h}}{\frac{13{,}1\ kg}{h}} = 0{,}24\ kWh/kg \tag{36}$$

Zu beachten ist außerdem die sich durch die Trocknung verändernde Masse. Bei der Berechnung der benötigten Menge an 20 % TS-Gehalt-Biomasse, müssen die Massenverluste durch das Trocknen bedacht werden. Die Umrechnung der Massen ist nachfolgend dargestellt und bezieht sich auf 1 kg 20 % TS-Gehalt-Biomasse, welche zu 0,2 kg aus Trockensubstanz und 0,8 kg aus Wasser besteht:

Da bei der Trocknung nur Wasser entfernt wird und nicht die Trockensubstanz, besteht die getrocknete Biomasse zu 60 % aus dieser übrig gebliebenen Trockensubtanz.

Es ergibt sich also eine Gesamtmasse der 60 % TS-Gehalt-Biomasse:

$$m_{TS-60} = \frac{0{,}2\ kg}{60\ \%} = 0{,}33\ kg \tag{37}$$

Aus 1 kg 20 % TS-Gehalt-Biomasse werden durch die Trocknung 0,33 kg 60 % TS-Gehalt-Biomasse.

Es ergeben sich folgende Modellierungsparameter:

Tabelle 17: Modellierungsparameter Schneckentrockner – nach internen Daten von REINARTZ

Investitionskosten	2827 €/kW
Wartungskosten	107 €/kW*a
Lebensdauer	50 Jahre
Strombedarf	0,24 kWh/kg
Konversionsfaktor von 20 % auf 60 %	33 %

Aus den Modellierungsparametern ergeben sich nach Gleichung (38) folgende Annuitätskosten:

$$ep_{costs_{Trockner}} = 2827 * \frac{0{,}038 * (1 + 0{,}038)^{50}}{(1 + 0{,}038)^{50} - 1} + 107 = 234\ \frac{€}{kW * a} \tag{38}$$

7.3.5 Biomassekessel

Der Biomassekessel wird im Modell mit einem modulierbaren Teillastbereich von 30 % bis 100 % der Nennleistung abgebildet. Innerhalb dieses Bereichs und aufgrund der stündlichen Auflösung des Modells kann die Heizleistung stufenlos an den jeweiligen Wärmebedarf angepasst werden. Eine explizite Modellierung von Rampen ist nicht erforderlich, da automatisch beschickte Biomassefeuerungen wie Getreide-, Pellet- oder Hackschnitzelheizungen in diesem Leistungsbereich eine kontinuierliche Regelung ohne taktenden Betrieb ermöglichen. Leistungen unterhalb von 30 % werden ausgeschlossen, um die damit verbundenen Ineffizienzen und ein Taktverhalten zu vermeiden.[65]

Der Biomassekessel wird mit einer typischen maximalen Leistungsobergrenze von 25 MW modelliert.[66]

Der Wirkungsgrad von Biomassekesseln verändert sich durch unterschiedliche TS-Gehalte, da das enthaltene Wasser einen Teil der entstehenden Wärme absorbiert und somit

[65] Baumbach et al. (2010, S. 40).
[66] HOST Bioenergy Systems (2025).

die Verbrennungstemperatur senkt, was eine ineffizientere Nutzung des Brennstoffs mit sich bringt.[67]

Für die drei in der Arbeit behandelten TS-Gehalte wurden die Wirkungsgrade aus der Literatur ermittelt[68]:

60 % TS-Gehalt-Biomasse: $\eta_{TS-60} = 79\ \%$

70 % TS-Gehalt-Biomasse: $\eta_{TS-70} = 83\ \%$

90 % TS-Gehalt-Biomasse: $\eta_{TS-90} = 88\ \%$

Folgende weitere Parameter und Annahmen liegen der Modellierung zugrunde:

Tabelle 18: Modellierungsparameter Biomassekessel[69,70]

Investitionskosten	335 €/kW
Wartungskosten	8 €/kW*a
Lebensdauer	25 Jahre
Wirkungsgrad	79, 83, 88 %
Teillastbereich	30 – 100 %
Max. Kapazität	25 MW

Die Annuitätskosten berechnen sich analog zu den vorangegangenen Berechnungen nach Gleichung (39):

$$ep_{costs_{Biomassekessel}} = 335 * \frac{0{,}038 * (1 + 0{,}038)^{25}}{(1 + 0{,}038)^{25} - 1} + 8 = 29\ \frac{€}{kW * a} \qquad (39)$$

7.3.6 Elektrodenkessel

Der Elektrodenkessel verfügt über keinerlei Einschränkungen im Teillastverhalten, denn die Stromaufnahme kann beliebig oft und schnell angepasst werden. Dadurch ist keine Modellierung von minimalen oder maximalen Teillastbereichen notwendig, da es hier z. B. nicht auf eine Aufrechterhaltung der Flammenstabilität ankommt. Zusätzlich können Elektrodenkessel im Vergleich zu den anderen Kesseln deutlich höhere Leistungen erreichen, weshalb die maximal investierbare Kapazität auf 90 MW gesetzt wird.[71]

[67] Steamax (2025).
[68] Hebenstreit et al. (2011, S. 1472).
[69] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2014, S. 140).
[70] International Renewable Energy Agency (2016).
[71] Frey (02.2024, S. 47).

Er ist mit folgenden weiteren aus der Literatur stammenden Parametern modelliert:

Tabelle 19: Modellierungsparameter Elektrodenkessel[72]

Investitionskosten	134,54 €/kW
Wartungskosten	0,64 €/kW*a
Lebensdauer	20 Jahre
Wirkungsgrad	99 %
Teillastbereich	0 – 100 %
Max. Kapazität	90 MW

Daraus ergeben sich nach Gleichung (40) Annuitätskosten von:

$$ep_{costs_{El-Kessel}} = 134{,}54 * \frac{0{,}038 * (1 + 0{,}038)^{20}}{(1 + 0{,}038)^{20} - 1} + 0{,}64 = 10{,}37 \ \frac{€}{kW * a} \qquad (40)$$

7.3.7 Kompressor

Die Wasserstoffflüsse im Modell unterscheiden sich je nach Ursprung und Aufenthalt in ihrem Druckniveau. Wie bereits beschrieben, wird der Wasserstoff entweder über Pipeline oder per LKW angeliefert. Der Wasserstofftransport über das Wasserstoffkernnetz soll zwischen 40 – 120 bar erfolgen. Währenddessen sind für die regionale Verteilung, also auch den Anschluss an Industrieunternehmen, niedrigere Drücke von 16 – 30 bar festgelegt, woraus sich ein gemittelter Druck für die Modellierung von 23 bar ableiten lässt.[73] Wasserstoff, der über LKW angeliefert wird, wird in der Regel mit 250 bar transportiert und unterscheidet sich demnach stark von dem Druckniveau des Wasserstoffs aus der Pipeline.[74] Ein weiterer Ursprung des Wasserstoff kann durch den Elektrolyseur abgebildet werden. PEM-Elektrolyseure speisen Wasserstoff mit Drücken zwischen 30 – 40 bar aus. Hier wird der Druck für das Modell auf 35 bar gemittelt.[75] Der Eingangsdruck von Wasserstoff in den Wasserstoffkessel liegt im mbar-Bereich und somit deutlich unter allen Druckniveaus die Wasserstoff im Modell annehmen kann.[76]

Tabelle 20: Druckniveaus der Wasserstoffströme, je nach Ursprung oder Zielort

PEM-Elektrolyseur	35 bar
Pipeline	23 bar
LKW-Anlieferung	250 bar
Wasserstoffkessel	mbar-Bereich

[72] Schippel (17.03.2025, S. 60f.).
[73] Beyer et al. (2024, S. 3).
[74] Nationaler Wasserstoffrat (2021, S. 3).
[75] Mankenberg GmbH (2025).
[76] Remeha GmbH (2025).

Die Druckminderung des Wasserstoffs läuft als isenthalpe Drosselung ab, weshalb sie keinen erheblichen Energieaufwand mit sich bringt und nicht modelliert wird.[77]

Eine Druckerhöhung bzw. Kompression hingegen bringt modellierbedürftigen Energiebedarf mit sich. Sie ist in der Modellierung dann notwendig, wenn der Wasserstoff eingespeichert werden soll. In Kapitel 7.4.1 wird die Modellierung eines Wasserstoffspeichers erläutert, welcher auf einen Speicherdruck von 150 bar ausgelegt ist. Wenn das Modell also Wasserstoff aus der Pipeline oder dem Elektrolyseur einspeichern möchte, so muss der Wasserstoff erst mittels eines Verdichters auf den benötigten Druck gebracht werden. Im Folgenden wird der modellierte Kompressor samt seinen Parametern vorgestellt:

Tabelle 21: Modellierungsparameter Kompressor[78,79,80,81]

Investitionskosten	3400 €/kWh
Wartungskosten	102 €/kWh*a
Lebensdauer	15 Jahre
Wirkungsgrad	70 %

Die Annuitätskosten berechnen sich analog nach Gleichung (41):

$$ep_{costs_{Kompressor}} = 3400 * \frac{0{,}038 * (1 + 0{,}038)^{15}}{(1 + 0{,}038)^{15} - 1} + 102 = 403{,}54 \ \frac{€}{kWh * a} \quad (41)$$

Die benötigte Strommenge des Kompressors lässt sich durch die Formel der polytropen Verdichtung berechnen[82]:

$$W_{polytropic} = \frac{n}{n-1} * R * T_{in} * \left(\left(\frac{p_{out}}{p_{in}} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right) * \frac{1}{\eta} \quad (42)$$

n: Polytroper Exponent (1,41)[83]
R: Spezifische Gaskonstante für Wasserstoff (4,124 kJ/(kg·K))[84]
T_{in}: Eintrittstemperatur in K (293,15 K)
p_{in}: Eingangsdruck Pa
p_{out}: Ausgangsdruck in Pa
η: Wirkungsgrad des Kompressors

[77] hydrogentools.de (2025).
[78] Perner und Unteutsch (2021, S. 15).
[79] Perner und Unteutsch (2021, S. 17).
[80] Escamilla et al. (2022, S. 17515).
[81] Huayan Gas (2024).
[82] NPTEL IIT Bombay (2023).
[83] Escamilla et al. (2022, S. 17515).
[84] Chemie.de (2025).

Für die Verdichtung des Wasserstoffs aus der Elektrolyse, also von 35 auf 150 bar, ergibt sich nach Gleichung (42) folgender Strombedarf des Kompressors: 3128,85 kJ/kg, also 0,87 kWh/kg. Verrechnet man diesen Wert mit dem Heizwert von Wasserstoff (33,33 kWh/kg) so ergibt sich ein Strombedarf für den Verdichter von 0,026 kWh_{el}/kWh_{H2}.

Der Strombedarf der Verdichtung des Wasserstoffs aus der Pipeline von 23 auf 150 bar ist demnach höher, mit ca. 4306,37 kJ/kg, also 1,20 kWh/kg. Das entspricht einem Strombedarf von 0,036 kWh_{el}/kWh_{H2}.

7.4 Generic Storages

7.4.1 H_2-Speicher

Der Wasserstoffspeicher wird modelliert, um eine Pufferung der Wasserstoffanlieferung und der Wasserstoffproduktion durch den Elektrolyseur zu ermöglichen. Gewählt wird ein 150 bar Druckspeicher.

Der Wasserstoffspeicher wird mit einer Verlustrate von 0,1 % pro Tag beaufschlagt, was einer Verlustrate von 0,0042 % pro Zeitschritt (Stunde) entspricht.[85]

Die Lade- bzw. Entladeleistungen sind durch die dem Speicher vor- und nachgeschalteten Komponenten begrenzt, weshalb dem Speicher selbst keine Begrenzung zugeteilt wird. Der Speicher an sich ist nämlich in der Lage seine gesamte Kapazität innerhalb einer Stunde zu be- bzw. entladen.[86]

Modelliert ist er insgesamt mit folgenden aus der Literatur stammenden Parametern:

Tabelle 22: Modellierungsparameter H_2-Speicher[87,88]

Investitionskosten	12 €/kWh
Wartungskosten	0,48 €/kWh*a
Lebensdauer	20 Jahre
Wirkungsgrad	95 %
Speicherverluste	0,0042 % des Inhalts pro Stunde
Max. Be- und Entladeleistung	100 % der Kapazität pro Stunde

[85] Feck (2009, S. 57).
[86] Egeland-Eriksen et al. (2021, S. 31967).
[87] Kahlenberg und Hentschel (09/2023, S. 1).
[88] LadeEngel Inh. Oliver Kalz e.K. (2025).

Daraus ergeben sich Annuitätskosten nach Gleichung (43) von:

$$ep_{costs_{H_2-Speicher}} = 12 * \frac{0{,}038 * (1 + 0{,}038)^{20}}{(1 + 0{,}038)^{20} - 1} + 0{,}48 = 1{,}35 \ \frac{€}{kWh * a} \qquad (43)$$

7.4.2 Biomasse-Silo

Das Biomasse-Silo dient als Speicher für die intern anfallende Biomasse oder für die Biomasse, die täglich von Außerhalb angeliefert wird. Untenstehende Modellierungsparameter entstammen der Literatur:

Tabelle 23: Modellierungsparameter Biomasse-Silo[89]

Investitionskosten	15 €/m^3
Wartungskosten	0,07 €/m^3*a
Lebensdauer	30 Jahre
Wirkungsgrad	100 %

Folgend aus Gleichung (44) ergeben sich Annuitätskosten von:

$$ep_{costs_{Biomasse-Silo}} = 0{,}07 * \frac{0{,}038 * (1 + 0{,}038)^{30}}{(1 + 0{,}038)^{30} - 1} + 0{,}003 = 0{,}007 \frac{€}{m^3 * a} \qquad (44)$$

Diese müssen für die Speicherung der verschiedenen TS-Gehalte mit den jeweiligen Dichten verrechnet werden:

$$\text{Annuitätskosten 20 \% TS-Gehalt-Biomasse: } \frac{0{,}007 \frac{€}{m^3}}{575 \frac{kg}{m^3}} = 1{,}2 * 10^{-5} \frac{€}{kg*a} \qquad (45)$$

$$\text{Annuitätskosten 70 \% TS-Gehalt-Biomasse: } \frac{0{,}007 \frac{€}{m^3}}{279 \frac{kg}{m^3}} = 2{,}5 * 10^{-5} \frac{€}{kg*a} \qquad (46)$$

$$\text{Annuitätskosten 90 \% TS-Gehalt-Biomasse: } \frac{0{,}007 \frac{€}{m^3}}{231 \frac{kg}{m^3}} = 3{,}0 * 10^{-5} \frac{€}{kg*a} \qquad (47)$$

7.4.3 Wärmespeicher

Ein sensibler Wärmespeicher soll dem Modell die Möglichkeit bieten Wärme zwischenzuspeichern. Dies könnte beispielsweise notwendig sein, um dem unflexibleren Biomassekessel eine Puffermöglichkeit nachzuschalten und ihn somit trotzdem als Alleinversorger darzustellen.

[89] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (09/2008, S. 3).

Dem Wärmespeicher wird eine maximale investierbare Speicherkapazität von 1.000 MWh zugeordnet, welche sich an den üblichen Speichergrößen solcher Anwendungen orientiert. Zusätzlich erhält er eine Verlustrate des gespeicherten Inhalts von 2 % am Tag, also 0,083 % pro Zeitschritt (Stunde).[90]

Für die Berechnung der Leistung des Speichers wird eine Be- und Entladedauer von jeweils schnellstens 5 Stunden aus der Literatur übernommen.[91] Somit kann der Speicher in 5 Stunden vollgeladen oder völlig entladen werden. Um beispielsweise einen Speicher mit 1.000 kWh Kapazität vollzuladen sind 5 Stunden mit maximaler Leistung notwendig:

$$\text{Maximale Leistung des Speichers: } P_{max} = \frac{1.000\ kWh}{5\ h} = 200\ kW \qquad (48)$$

Daraus ergeben sich maximale Lade- und Entladeleistungen in Relation zur investierten Kapazität von:

$$\text{Maximale Leistung in Relation zur Kapazität: } P_{max,rel} = \frac{1.000}{200} = 0{,}2 \qquad (49)$$

Weitere Parameter zur Modellierung entstammen der Literatur und sind in nachfolgender Tabelle dargestellt:

Tabelle 24: Modellierungsparameter Wärmespeicher [92,93]

Investitionskosten	120 €/kWh
Wartungskosten	4,8 €/kWh*a
Lebensdauer	40 Jahre
Wirkungsgrad	98 %
Max. Kapazität	1000 MWh
Speicherverluste	0,083 % des Inhalts pro Stunde
Max. Be- und Entladeleistung	20 % der Kapazität pro Stunde

Die Annuitätskosten berechnen sich folglich nach Gleichung (50):

$$ep_{costs_{Wärmespeicher}} = 120 * \frac{0{,}038 * (1 + 0{,}038)^{40}}{(1 + 0{,}038)^{40} - 1} + 4{,}8 = 10{,}68\ \frac{€}{kWh * a} \qquad (50)$$

[90] Lassacher et al. (12/2018, S. 15).
[91] Christidis et al. (01.04.2025, S. 27).
[92] Seitz et al. (09.11.2017, S. 13).
[93] Lassacher et al. (12/2018, S. 15).

7.5 Sinks

7.5.1 Wärmebedarf

Die Wärmebedarfe aus der Szenarienbildung werden als CSV-Dateien eingelesen und spiegeln den gesamten Prozesswärmebedarf des Modell-Unternehmens wider. Die Optimierung nutzt die modellierten „Sources“, „Converter“ und „GenericStorages“, um die optimale Lösung für die Versorgung des Wärmebedarfs zu finden.

7.5.2 Biomasse-Senke

Wie bereits in Kapitel 7.1 erklärt, erhält das Modell stets die Möglichkeit 100 % des Wärmebedarfs über Biomasse zu decken, auch wenn es gar keine Biomasse verwenden möchte. Das Modell ist also gezwungen dieses zuvor erwähnte Zusammentragen der internen Biomasse oder die externe Lieferung anzunehmen. Um das Modell aber nicht zu zwingen die Biomasse einzusetzen, wird eine Biomasse-Senke modelliert, über die die Biomasse abgestoßen werden kann, ohne Einfluss auf die Berechnungen zu nehmen. Das Abstoßen der Biomasse bedeutet dann entweder den Verkauf der intern anfallenden Biomasse oder den Nicht-Kauf der externen Biomasse, was einem unveränderten Status-Quo gleichkommt.

7.5.3 Wasserstoff-Senke

Da das Modell für die Anlieferung des Wasserstoffs über LKW ebenfalls gezwungen wird den Wasserstoff anzunehmen, muss analog zur Biomasse-Senke eine Wasserstoff-Senke modelliert werden, damit der Wasserstoff ohne Konsequenzen abgestoßen werden kann. Diese Festlegung ist allerdings nur dann notwendig, wenn es keine bestehende Erdgasinfrastruktur gibt, da die Versorgung über Pipelines dem aktuellen Wärmebedarf stets folgen kann und deshalb keine vorherige Festlegung der Mengen notwendig ist. Die Wasserstoff-Senke ist also auch lediglich modellbedingt notwendig.

8 Ergebnisse und Diskussion

Das zentrale Ergebnis dieser Arbeit ist die entwickelte Methodik zur vergleichenden Bewertung von Biomasse und Wasserstoff, die in Form eines szenarienbasierten Optimierungsmodells umgesetzt wurde. Das Modell bildet technische, ökonomische und regulatorische Rahmenbedingungen systematisch ab und ermöglicht eine dynamische Analyse unter realitätsnahen Annahmen. Es verknüpft die physikalische Modellierung von Stoff- und Energieflüssen mit betriebswirtschaftlichen Entscheidungsgrößen innerhalb eines konsistenten Analysemodells und schafft so eine belastbare methodische Grundlage für die Bewertung konkurrierender Energieträger.

Im Mittelpunkt steht dabei nicht die Interpretation einzelner Simulationsergebnisse als absolute Entscheidungshilfen, sondern die Reflexion über die strukturelle Funktionsweise des Modells, die Auswahl und Gewichtung zentraler Parameter sowie die Wechselwirkungen zwischen äußeren Rahmenbedingungen und modellinternen Systementscheidungen.

Damit werden die in Kapitel 1.1 formulierten Forschungsfragen adressiert: Die entwickelte Methodik ermöglicht eine vergleichende Bewertung von Biomasse und Wasserstoff auf Basis variabler Eingangsgrößen, die durch die zuvor in Kapitel 6 identifizierten technischen und ökonomischen Parameter abgebildet werden. Die in Kapitel 8.1 folgende Sensitivitätsanalyse zeigt darüber hinaus, welche Parameter die Systementscheidung maßgeblich bestimmen.

Die identifizierten Parameter wurden für jede Technologie bzw. jeden Energieträger konsistent abgebildet und im Modell so hinterlegt, dass sie flexibel variiert werden können. Der vollständige Quellcode ist zur Nachvollziehbarkeit und Weiterverwendung im Anhang (Kapitel 11) dokumentiert. Insbesondere das Skript „Variablen.py“ ermöglicht eine einfache Anpassung zentraler Modellparameter, etwa Brennstoffpreise, Teillastverhalten oder Heizwerte. Auch die Einbindung beliebiger Wärmelastprofile ist über CSV-Dateien unkompliziert möglich.

Als Ausgabe liefert das Modell unter anderem die jeweils gewählten Technologien, die zugehörigen Energie- und Stoffströme, die resultierenden Emissionen sowie eine differenzierte Aufschlüsselung der variablen, investiven und gesamten Kosten.

Im folgenden Kapitel wird auf eine Auswahl simulierter Ergebnisse eingegangen, um exemplarisch darzustellen, wie das Modell auf unterschiedliche Parametervariationen reagiert und welche Muster sich in den Systementscheidungen abzeichnen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Interpretation der modellinternen Entscheidungslogik und den daraus ableitbaren Zusammenhängen – insbesondere im Hinblick auf die Sensitivität gegenüber bestimmten Eingangsgrößen und die Einsatzbedingungen von Biomasse und Wasserstoff.

8.1 Sensitivitätsanalyse

Zur systematischen Untersuchung der Einflussfaktoren auf die techno-ökonomische Bewertung von Biomasse und Wasserstoff in der industriellen Prozesswärmeversorgung wird eine mehrstufige Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Diese basiert auf mehreren, gezielt gewählten Referenzszenarien, die jeweils unterschiedliche energiepolitische, technische oder wirtschaftliche Rahmenbedingungen abbilden.

Den Ausgangspunkt bildet ein erstes Referenzszenario, das möglichst realitätsnah die gegenwärtige industrielle Praxis widerspiegelt. Es dient als Basis, um die Wirkung einzelner Parameter – wie etwa des Wasserstofftyps, des CO_2-Preises, des TS-Gehalts der Biomasse oder des Wärmebedarfsprofils – isoliert zu untersuchen.

Im ersten Schritt werden alle Parameter des ersten Referenzszenarios einzeln variiert, um festzustellen, welche davon das Optimierungsergebnis besonders stark beeinflussen – also sogenannte sensitive Parameter darstellen. Die Wirkung dieser Parameter zeigt sich sowohl in der Wahl der Technologien als auch in den resultierenden Kosten und Emissionen.

Aufbauend auf diesen Erkenntnissen werden in weiteren Schritten zusätzliche Referenzszenarien definiert. In diesen Szenarien werden dann die besonders sensitiven Parameter gezielt festgesetzt, um zu analysieren, wie sich die verbleibenden Parameter unter diesen veränderten Rahmenbedingungen verhalten. Dadurch wird die Wechselwirkung zwischen Parametern erkennbar und es lassen sich Rückschlüsse auf die Robustheit und Stabilität der Ergebnisse ziehen.

Als Ergänzung und zur Plausibilisierung der Sensitivitätsanalyse werden anschließend zwei Extremszenarien konstruiert, in denen alle Parameter gezielt so gewählt werden,

dass entweder Wasserstoff oder Biomasse systematisch bevorzugt werden. Durch diese gezielte Gegenüberstellung idealtypischer Technologienutzung kann überprüft werden, ob das Modell konsistent reagiert und ob die zuvor identifizierten Einflussgrößen tatsächlich entscheidend sind. Zudem erlaubt dieser Vergleich eine qualitative Bewertung der wirtschaftlichen und emissionsseitigen Konsequenzen der beiden gegensätzlichen Pfade.

8.1.1 Referenzszenario 1

Als Ausgangspunkt der Analyse dient ein Referenzszenario, das möglichst realitätsnah die heutige industrielle Wärmeversorgung abbildet.

Hierbei wird der Einsatz von grauem Wasserstoff angenommen, da dieser bereits heute in größeren Mengen verfügbar ist. Die bestehende Prozesswärmebereitstellung erfolgt – wie in vielen Industrieanlagen – über Erdgaskessel, die im Modell auf Wasserstoffbetrieb umgebaut werden können. Ein CO_2-Preis auf Biomasse wird zunächst nicht berücksichtigt, da er in der aktuellen Regulierungspraxis ebenfalls nicht greift.

Der konstante Wärmebedarf wird gewählt, um ein vereinfachtes Ausgangsszenario zu definieren, ein alternatives Referenzszenario mit schwankendem Lastprofil wird darauffolgend betrachtet, da beide Lastverläufe reale industrielle Anwendungen abbilden, ohne dass sich ein klarer Vorrang bestimmen ließe.

Eine Förderung für Wasserstoff-Investitionen wird in diesem Referenzszenario nicht angenommen. Der TS-Gehalt der Biomasse wird mit 70 % angesetzt – der mittlere Wert aus den drei gleich häufig angenommenen TS-Gehalten.

Da der Vergleich zwischen Wasserstoff und Biomasse im Zentrum dieser Arbeit steht, wird die Möglichkeit zum Bau eines Elektrodenkessels hier ausgeschlossen.

Es ergibt sich also das Szenario:

Tabelle 25: Parameter Referenzszenario 1

Parameter	**Referenzszenario 1**
TS-Gehalt	70 %
CO_2-Preis	betrifft nicht
Wärmebedarf	konstant
Infrastruktur	Erdgaskessel vorhanden
Wasserstoff-Quelle	grau
Elektrodenkessel	-
Wasserstoffförderung	-

Nach erfolgreicher Parametervariation und Simulation ergeben sich unterschiedliche Zusammenstellungen der Komponentenauswahlen:

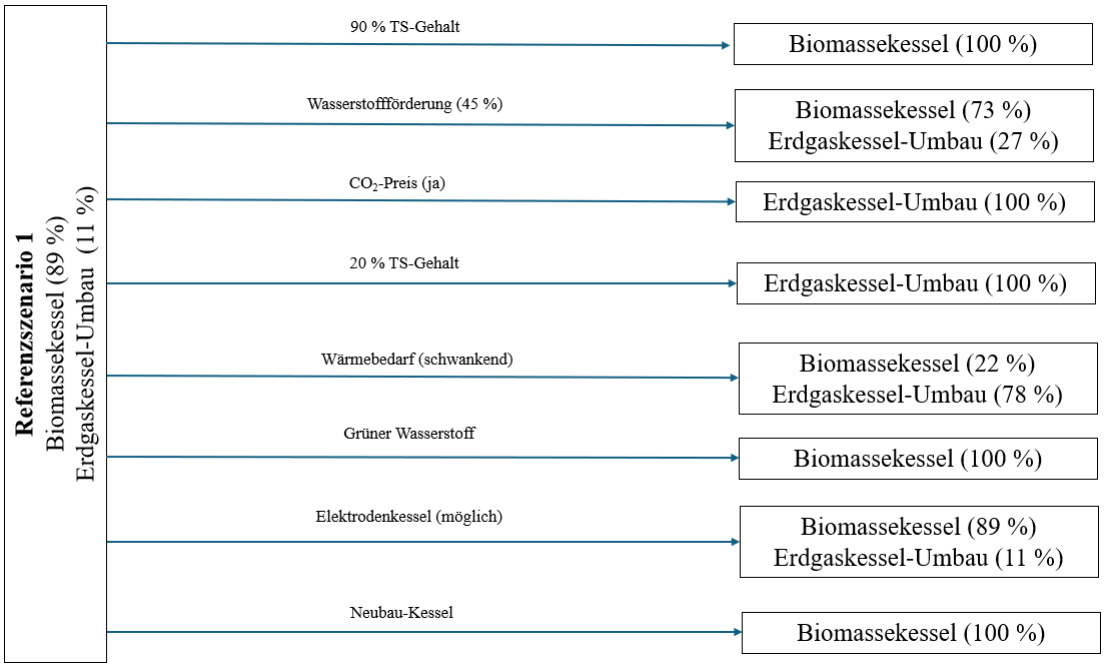

Abbildung 9: Komponentenauswahl des Referenzszenarios 1, abhängig von Parametervariation (Eigene Darstellung)

Die oben aufgeführte Abbildung 9 stellt die unterschiedlichen Komponentenauswahlen dar, wenn die einzelnen Parameter des Referenzszenarios variiert werden, während die anderen identisch bleiben. Für das Referenzszenario an sich wählt das Modell eine Hybridlösung aus Biomasse und einem umgebauten Erdgaskessel für Wasserstoff. Dabei übernimmt der Biomassekessel den Großteil der Wärmebereitstellung.

Der Austausch des bestehenden Erdgaskessels durch einen Neubau verdrängt den Wasserstoff vollständig. Grund dafür sind höhere Investitionskosten sowie notwendige Speicher- und Transportinfrastruktur für den angelieferten Wasserstoff.

Die Einführung eines Elektrodenkessels beeinflusst die Lösung nicht: Biomasse und grauer Wasserstoff bleiben günstiger, sodass der Elektrodenkessel nicht gewählt wird.

Ein Wechsel zu grünem Wasserstoff führt dazu, dass ausschließlich Biomasse eingesetzt wird. Die Ursache liegt in den deutlich höheren Brennstoffkosten des grünen Wasserstoffs.

Ein schwankender Wärmebedarf verschiebt die Systemwahl: Der Biomassekessel wird auf Grundlastbetrieb reduziert, da er nur begrenzt flexibel ist (Betrieb bei 0 – 30 % Last).

Der Einsatz von sehr feuchter Biomasse (20 % TS-Gehalt) macht eine vollständige Umstellung auf Wasserstoff wirtschaftlicher – wegen des schlechteren Heizwerts, niedrigeren Wirkungsgrads und erhöhten Trocknungsaufwands.

Ein CO_2-Preis auf Biomasse verstärkt diesen Effekt: Biomasse wird teurer und durch Wasserstoff verdrängt.

Die Einführung einer Wasserstoffförderung verändert die Technologiewahl nur geringfügig. Daraus folgt: Die variablen Brennstoffkosten dominieren die Gesamtkosten, nicht die Investitionskosten.

Eine trockene Biomasse mit 90 % TS-Gehalt sorgt schließlich dafür, dass der Biomassekessel wieder den gesamten Wärmebedarf deckt – sie ist wirtschaftlich am attraktivsten.

Im Folgenden wird der Einfluss dieser Parameter auf Kosten und Emissionen detailliert dargestellt.

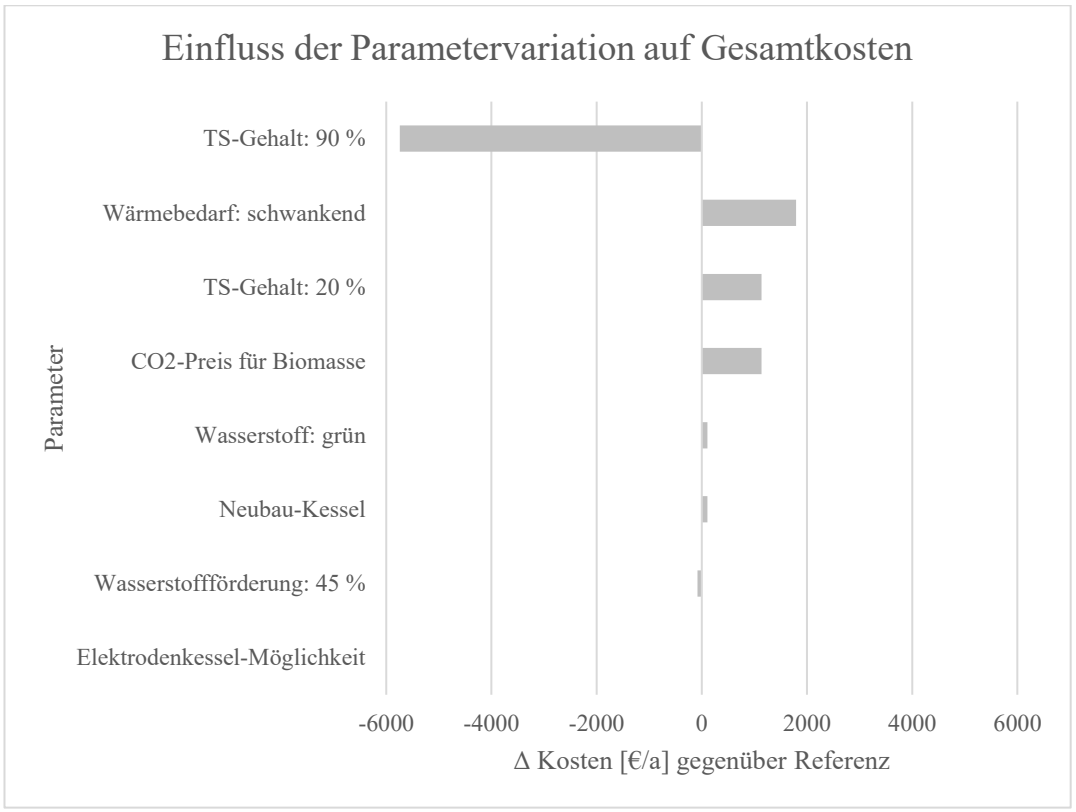

Abbildung 10: Einfluss der Parametervariation auf die Gesamtkosten des Referenzszenarios 1 (Eigene Darstellung)

Die trockene Biomasse mit hohem TS-Gehalt führt zu den niedrigsten Gesamtkosten, was auf den höheren Wirkungsgrad des Biomassekessels bei besserer Brennstoffqualität zurückzuführen ist.

Die größten Kostensteigerungen werden durch einen schwankenden Wärmebedarf, den TS-Gehalt von nur 20 % und den CO_2-Preis auf Biomasse verursacht, da sie alle zu einem höheren Wasserstoffanteil in der Versorgung führen.

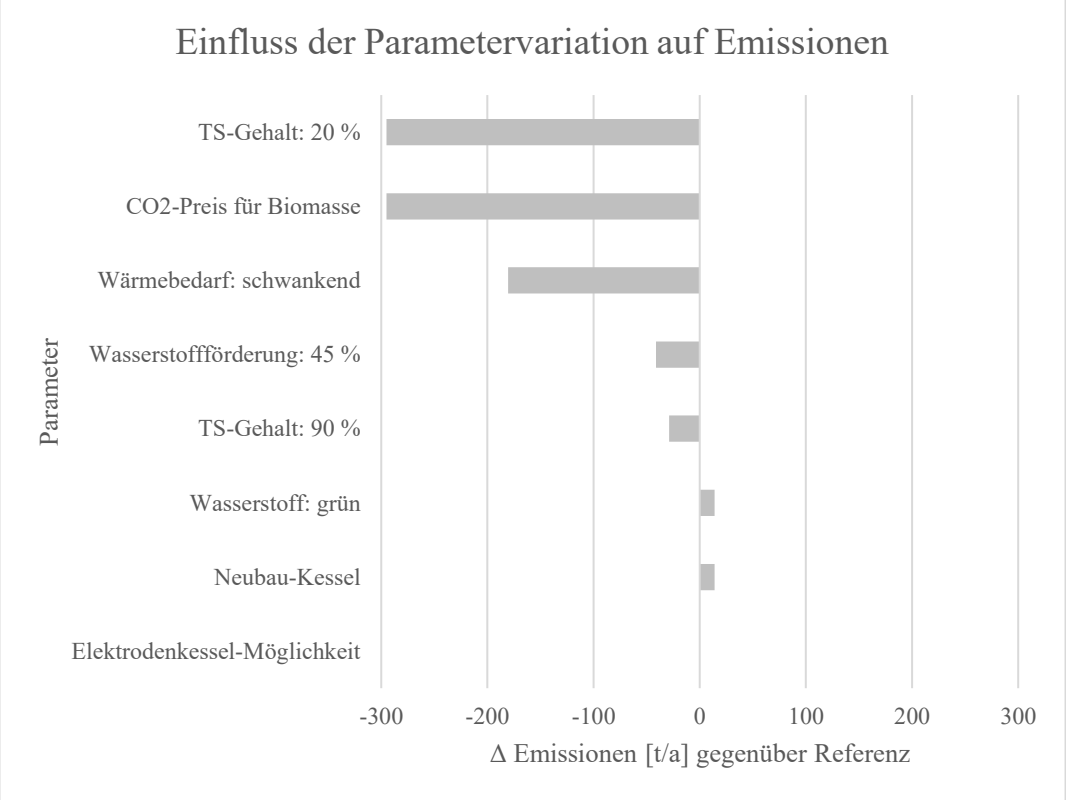

Abbildung 11: Einfluss der Parametervariation auf Emissionen des Referenzszenarios 1 (Eigene Darstellung)

Die größten Emissionsreduktionen sind den höheren Anteilen an Wasserstoff an der Prozesswärmeversorgung zuzuordnen. Wie bereits dargestellt werden die Emissionen bei der Erzeugung des grauen Wasserstoffs ebenfalls miteinbezogen, allerdings liegen diese niedriger als die der Biomasse. Hinzukommt, dass der Wasserstoff effizienter verbrennt und deshalb nicht nur weniger CO_2/kWh produziert, sondern auch weniger verbrannt werden muss.

8.1.2 Referenzszenario 2

Aufbauend auf dem ersten Referenzszenario wird im zweiten Szenario der Einfluss eines schwankenden Wärmebedarfs untersucht. Dieser wurde im ersten Szenario bereits als potenziell kritischer Faktor erkannt, da der Biomassekessel in seiner Einsatzflexibilität durch eingeschränkte Teillastfähigkeit limitiert ist.

Es ergibt sich folgendes Szenario:

Tabelle 26: Parameter Referenzszenario 2

Parameter	**Referenzszenario 2**
TS-Gehalt	70 %
CO_2-Preis	betrifft nicht
Wärmebedarf	schwankend
Infrastruktur	Erdgaskessel vorhanden
Wasserstoff-Quelle	grau
Elektrodenkessel	-
Wasserstoffförderung	-

Durch die Optimierung des zweiten Referenzszenarios ergeben sich verschiedene Ergebnisse der Komponentenauswahl:

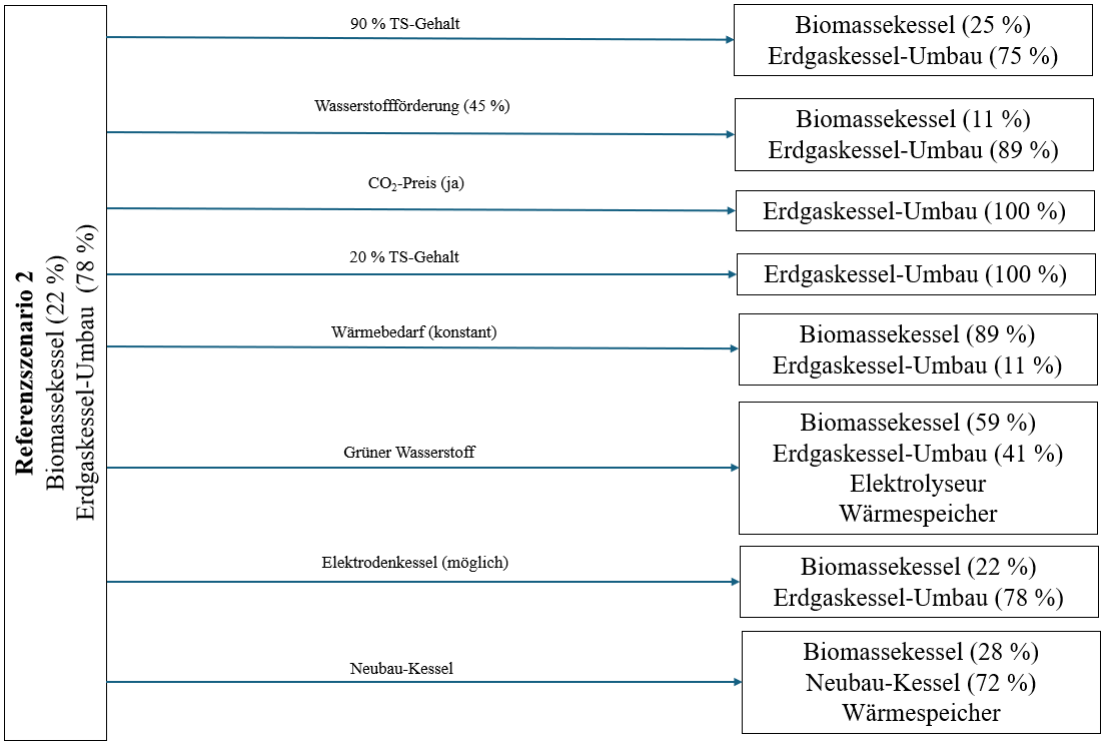

Abbildung 12: Komponentenauswahl des Referenzszenarios 2, abhängig von Parametervariation (Eigene Darstellung)

Im Vergleich zum ersten Referenzszenario verändert sich die Systemauslegung des zweiten Referenzszenarios deutlich:

Biomasse dominiert nicht mehr die Wärmeerzeugung, sondern übernimmt – wenn überhaupt – nur noch die Grundlastversorgung. Die Abdeckung der Bedarfsschwankungen erfolgt größtenteils durch Wasserstoff. Dieses Verhalten bestätigt, dass der Biomassekessel unter Lastgangschwankungen nur eingeschränkt einsetzbar ist.

Wichtige Erkenntnis: Selbst Parameter, die im ersten Szenario zu einer vollständigen Biomasseversorgung geführt haben (z. B. 90 % TS-Gehalt, grüner Wasserstoff, Neubau-Kessel), können im zweiten Szenario keine vollständige Rückkehr zur Biomassedominanz bewirken. Die Biomasseanteile steigen zwar in manchen Fällen leicht an, erreichen aber nie die volle Versorgung.

Der Lastgang kann somit als hochgradig sensitiver Parameter klassifiziert werden.

Zudem zeigt sich, dass das Modell zunehmend auf Systemkomponenten jenseits der reinen Wärmeerzeugung zurückgreift:

Es werden z. B. Wärmespeicher installiert, um kurzfristige Bedarfsspitzen auszugleichen. Darüber hinaus werden in mehreren Varianten Elektrolyseure gebaut, welche unter Nutzung von grünem Strom kostengünstiger grünen Wasserstoff produzieren können als diesen einzukaufen.

Auch hier ist der Elektrodenkessel noch keine Alternative, die die Biomasse bzw. in diesem Fall speziell den grauen Wasserstoff verdrängt.

Im Folgenden wird erneut auf die Einflüsse der Parameter auf die Gesamtkosten und gesamten Emissionen eingegangen.

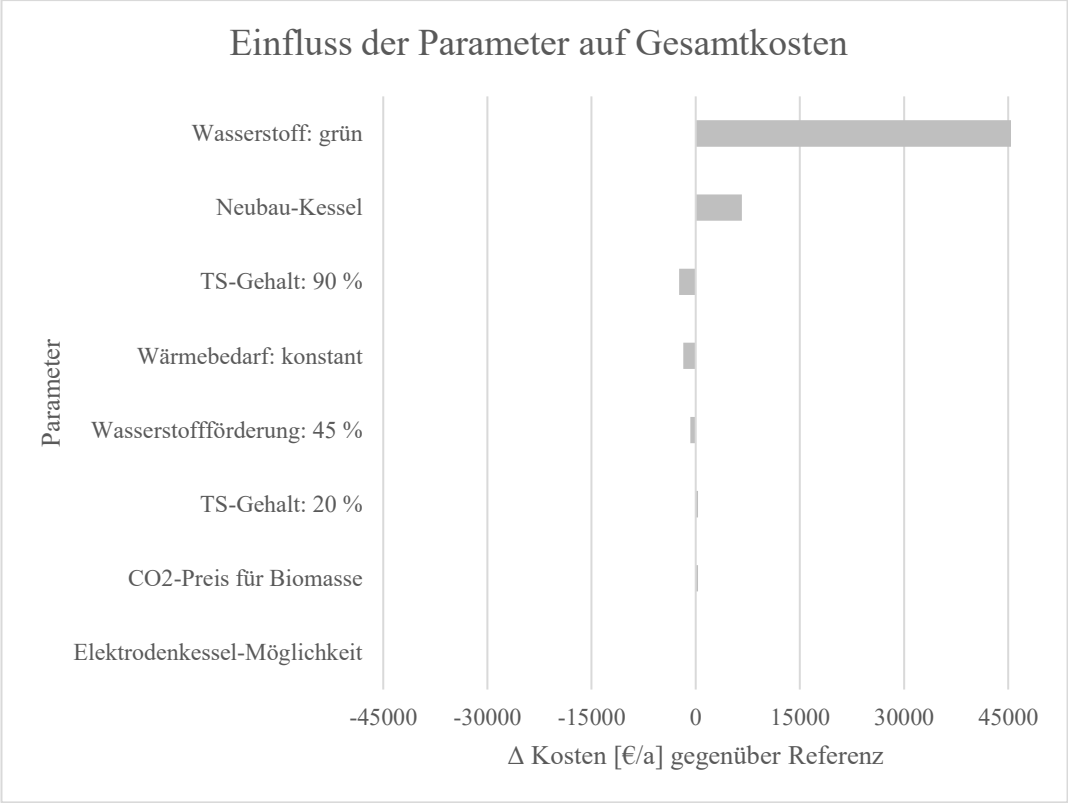

Abbildung 13: Einfluss der Parametervariation auf Gesamtkosten des Referenzszenarios 2 (Eigene Darstellung)

Der Wechsel auf grünen Wasserstoff führt zu einem deutlichen Kostenanstieg. Allerdings wird in keinem Fall auf extern bezogenen grünen Wasserstoff zurückgegriffen. Stattdessen bevorzugt das Modell den Bau eines Elektrolyseurs, da dies die wirtschaftlichere Lösung darstellt.

Die Annahme eines Neubaukessels verursacht einen moderaten Kostenanstieg gegenüber dem Umbau eines bestehenden Erdgaskessels – jedoch ohne strukturelle Auswirkungen auf die Komponentenwahl.

Alle anderen Parametervariationen scheinen einen geringeren Anteil auf die Veränderung der Gesamtkosten zu haben.

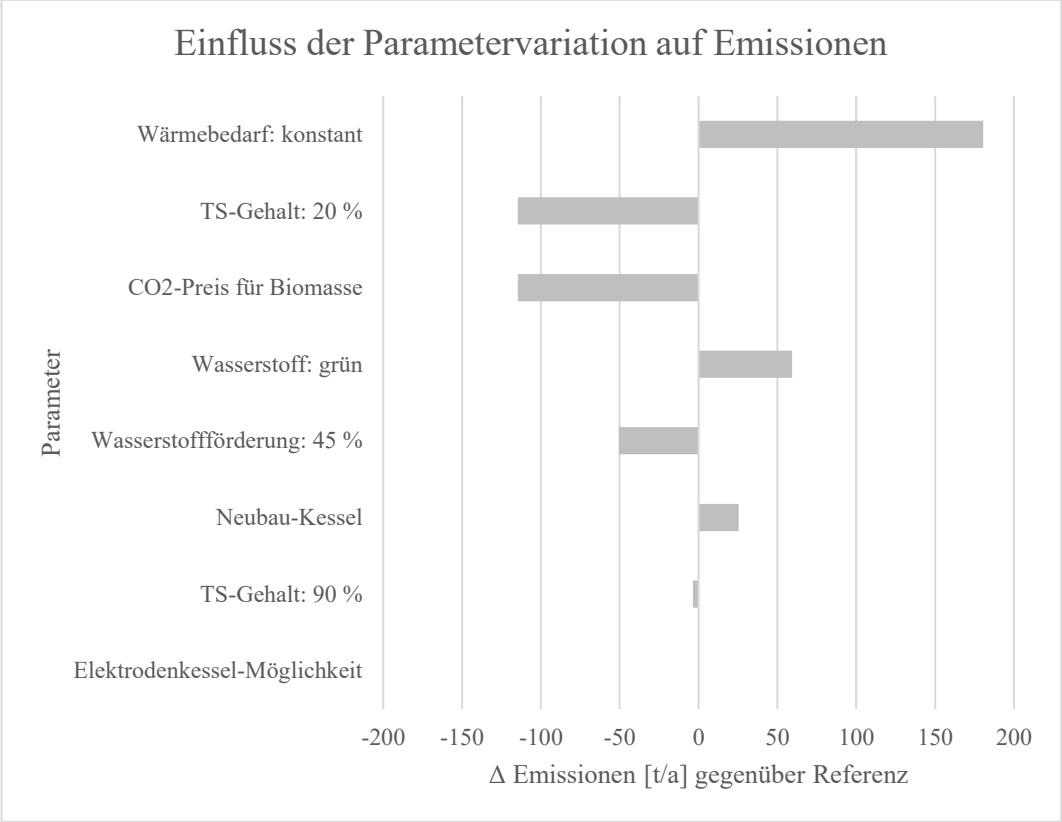

Abbildung 14: Einfluss der Parametervariation auf Emissionen des Referenzszenarios 2 (Eigene Darstellung)

Trotz der Einführung von grünem Wasserstoff steigen die Emissionen leicht an. Die Ursache liegt jedoch nicht im Wasserstoff selbst, sondern darin, dass das Modell aus Kostengründen vermehrt auf Biomasse zurückgreift – die in diesem Szenario wieder verstärkt zum Einsatz kommt.

Wird hingegen ein CO_2-Preis auf Biomasse eingeführt oder eine niedrige Brennstoffqualität (20 % TS-Gehalt) angenommen, sinkt der Biomasseeinsatz drastisch, was zu einer deutlichen Reduktion der Emissionen führt.

8.1.3 Referenzszenario 3

In diesem Szenario wird der Einfluss der Umstellung von grauem auf grünen Wasserstoff untersucht. Die vorangegangenen Szenarien haben gezeigt, dass grüner Wasserstoff zu einer deutlichen Kostensteigerung und einer Verlagerung der Technologieauswahl führt. Gleichzeitig ist grüner Wasserstoff jedoch ein zentraler Bestandteil zukünftiger klimaneutraler Energiesysteme – seine Bewertung im industriellen Kontext ist daher besonders relevant.

Zusätzlich wird der schwankende Wärmebedarf aus dem zweiten Referenzszenario übernommen, da dieser das Modell tendenziell stärker in Richtung wasserstoffbasierter Lösungen lenkt. Dadurch können die Auswirkungen des grünen Wasserstoffs realitätsnäher bewertet werden.

Es ergibt sich folgendes Szenario:

Tabelle 27: Parameter Referenzszenario 3

Parameter	**Referenzszenario 3**
TS-Gehalt	70 %
CO_2-Preis	betrifft nicht
Wärmebedarf	schwankend
Infrastruktur	Erdgaskessel vorhanden
Wasserstoff-Quelle	grün
Elektrodenkessel	-
Wasserstoffförderung	-

Es folgen verschiedene Komponentenauswahlen:

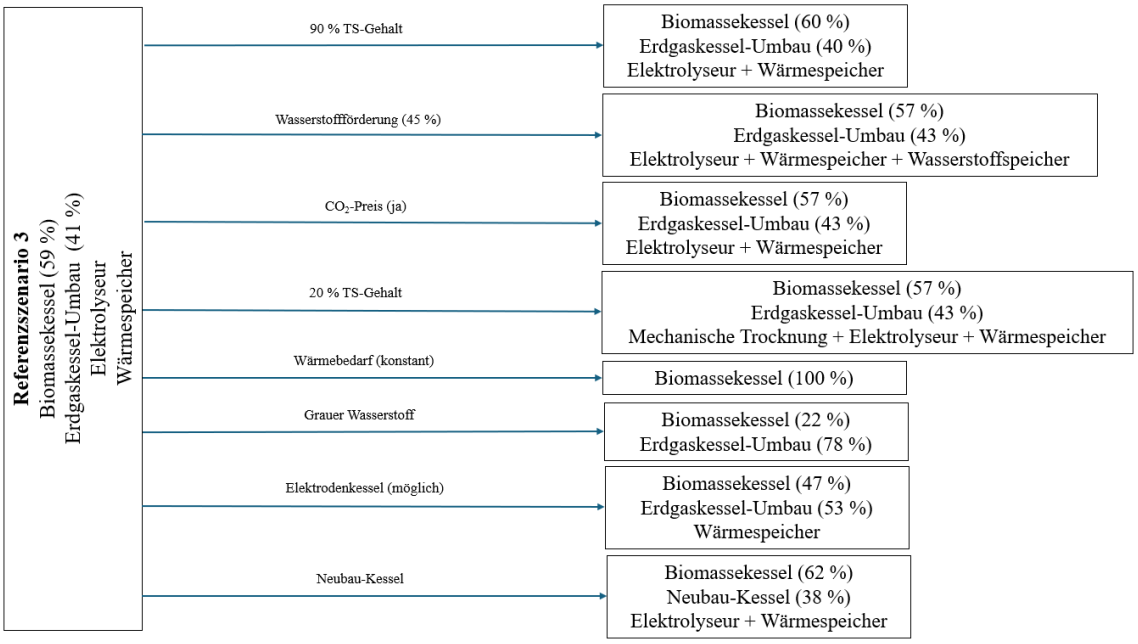

Abbildung 15: Komponentenauswahl des Referenzszenarios 3, abhängig von Parametervariation (Eigene Darstellung)

Die Ergebnisse zeigen ein uneinheitliches Technologiebild: Es werden viele unterschiedliche Kombinationen aus Biomasse, Wasserstoff und nun erstmals auch Elektrodenkesseln gewählt – eine einfache, dominante Lösung ist nicht mehr erkennbar.

Grüner Wasserstoff übernimmt in keinem Fall die Hauptlast der Wärmebereitstellung und wird auch nie eingekauft, sondern immer über Elektrolyse selbst erzeugt.

Neu ist auch der Einsatz eines Elektrodenkessels, der bisher aus Kostengründen nicht zum Zuge kam. Offenbar wird er jetzt – bei gleichzeitigem Wegfall von günstigem grauem Wasserstoff – zu einer wettbewerbsfähigen Option.

Ebenso bemerkenswert ist, dass erstmals auch feuchte Biomasse mit nur 20 % TS-Gehalt eingesetzt wird, trotz der damit verbundenen zusätzlichen Trocknungsaufwände. Dies deutet darauf hin, dass sie immer noch günstiger ist als der grüne Wasserstoff.

Die Betrachtung des Einflusses der Parametervariation auf Gesamtkosten und Emissionen bietet weitere Einblicke.

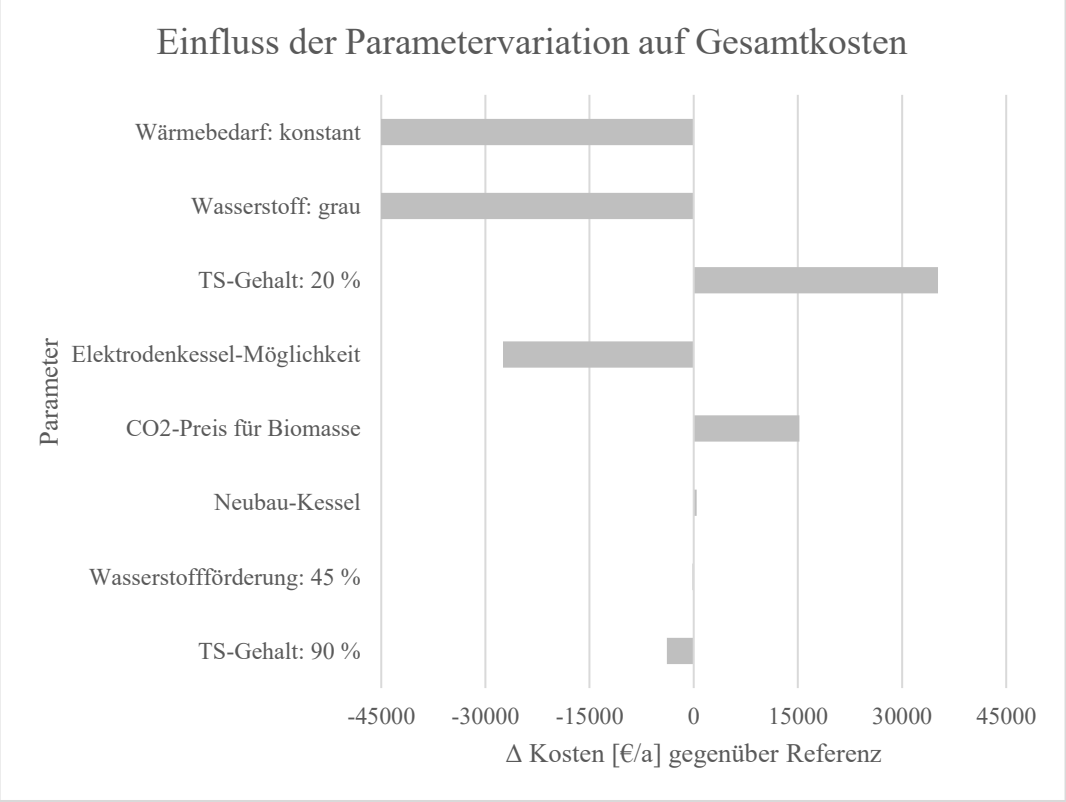

Abbildung 16: Einfluss der Parametervariation auf Gesamtkosten des Referenzszenarios 3 (Eigene Darstellung)

Auch in diesem Szenario bestätigt sich das Muster: Konstanter Wärmebedarf und die Verfügbarkeit von grauem Wasserstoff sorgen für eine deutliche Senkung der Gesamtkosten.

Neu hinzu kommt der Elektrodenkessel, der im Vergleich zum teuren grünen Wasserstoff nun als wirtschaftlich interessante Option erscheint.

Die Verwendung von 20 % TS-Gehalt-Biomasse führt zu hohen Kosten, dennoch wird sie vom Modell gewählt – was die Unwirtschaftlichkeit des grünen Wasserstoffs weiter unterstreicht.

Ein CO_2-Preis auf Biomasse erhöht zwar die Gesamtkosten, führt jedoch nicht dazu, dass grüner Wasserstoff verstärkt eingesetzt wird. Die Vollversorgung mit Biomasse beim konstanten Wärmebedarf lässt vermuten, dass Wasserstoff primär deshalb eingesetzt wird, weil der Biomassekessel die Lastspitzen technisch nicht abdecken kann – nicht aus wirtschaftlicher Sicht.

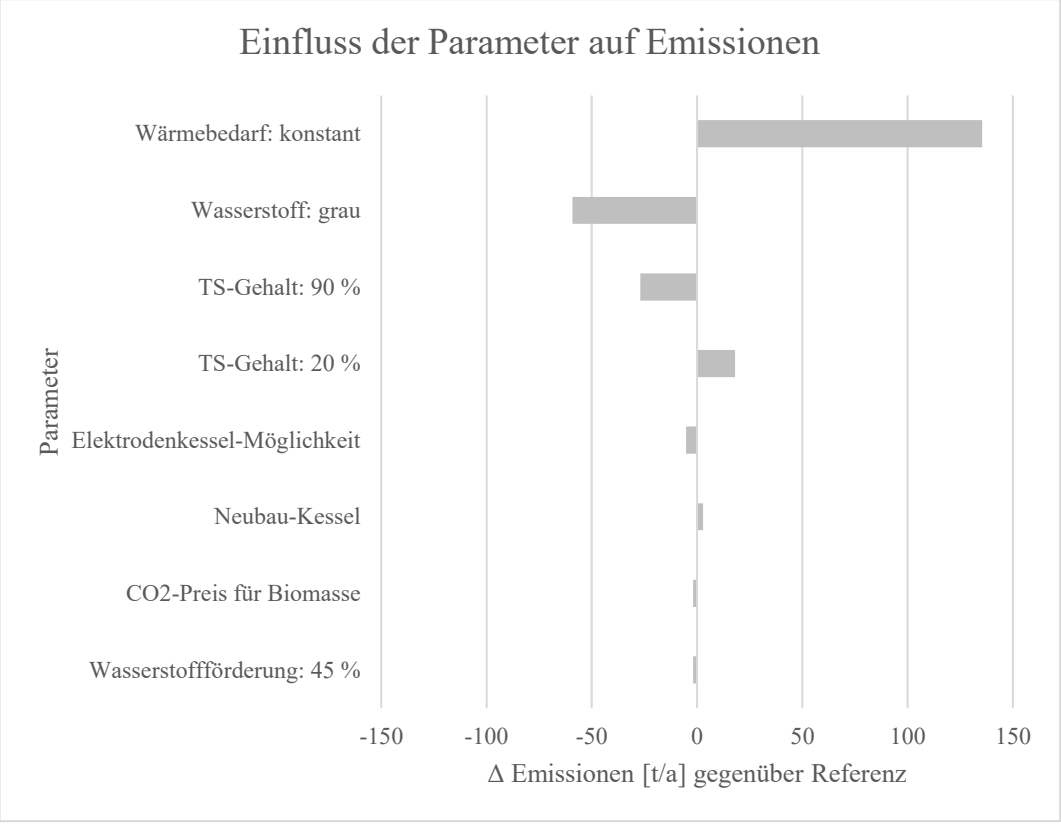

Abbildung 17: Einfluss der Parametervariation auf Emissionen des Referenzszenarios 3 (Eigene Darstellung)

Die Emissionen entwickeln sich differenziert:

- Beim konstanten Wärmebedarf steigen die Emissionen durch den hohen Biomasseanteil.
- Beim grauen Wasserstoff sinken sie – was auf den ersten Blick überraschend erscheint, da man eigentlich den grünen Wasserstoff als emissionsärmer erwarten würde – doch sorgt der Einsatz von grünem Wasserstoff vermehrt für den Einsatz von günstigerer, aber stärker emittierender Biomasse

8.1.4 Referenzszenario 4

Um zu überprüfen, ob Wasserstoff oder Biomasse unter bestimmten Bedingungen nur deshalb gewählt werden, weil keine Alternativen verfügbar sind und obwohl sie möglicherweise mit hohen Kosten verbunden sind, wird in diesem Referenzszenario die Möglichkeit zum Bau eines Elektrodenkessels gegeben. Ziel ist es, die tatsächliche Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff und Biomasse nicht nur untereinander, sondern auch im Vergleich zu einer zunehmend diskutierten, strombasierten Alternative zu untersuchen.

Es ergibt sich folgendes Szenario:

Tabelle 28: Parameter Referenzszenario 4

Parameter	**Referenzszenario 4**
TS-Gehalt	70 %
CO_2-Preis	betrifft nicht
Wärmebedarf	schwankend
Infrastruktur	Erdgaskessel vorhanden
Wasserstoff-Quelle	grün
Elektrodenkessel	möglich
Wasserstoffförderung	-

Folgende Komponentenauswahl resultiert aus der Optimierung:

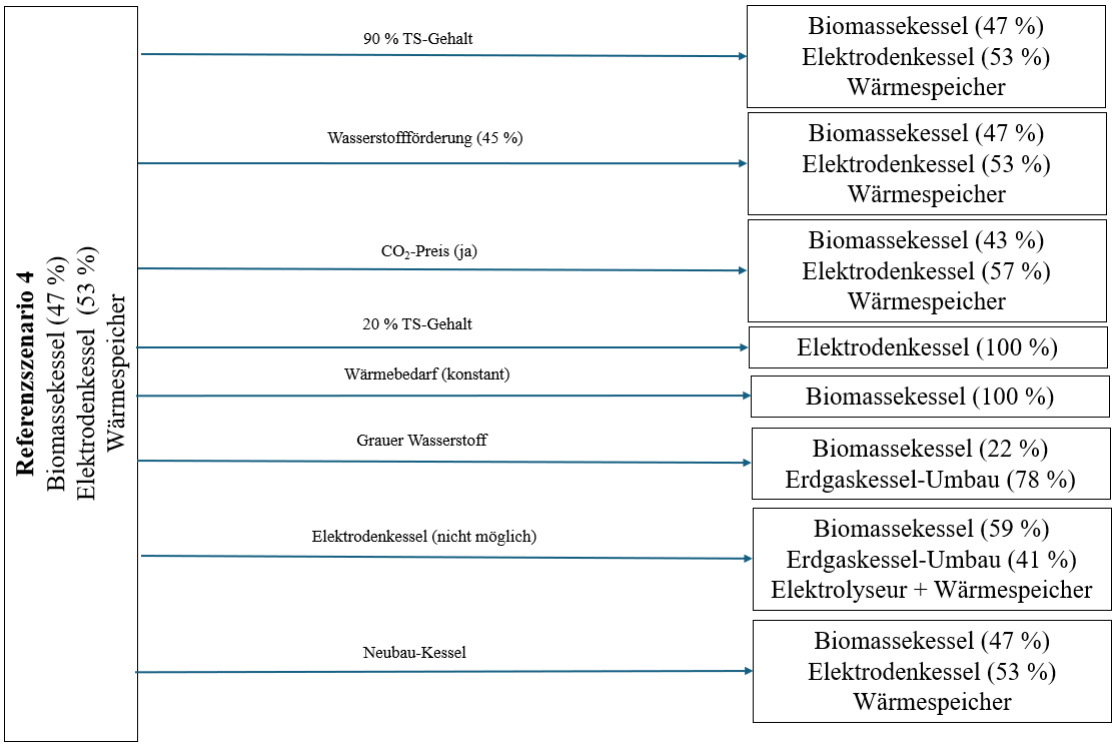

Abbildung 18: Komponentenauswahl des Referenzszenarios 4, abhängig von Parametervariation (Eigene Darstellung)

Der Elektrodenkessel verdrängt Wasserstoff in nahezu allen Fällen, außer wenn grauer Wasserstoff zur Verfügung steht.

Biomasse mit einem TS-Gehalt oberhalb von 20 % wird dagegen nicht verdrängt, sondern lediglich ergänzt. In diesen Fällen teilen sich Biomasse und Elektrodenkessel meist annähernd zu gleichen Teilen die Wärmebereitstellung.

Biomasse, insbesondere in Kombination mit einem konstanten Lastprofil, und grauer Wasserstoff sind so konkurrenzfähig, dass selbst der Elektrodenkessel nicht wirtschaftlich sinnvoll ist. Bemerkenswert ist, dass auch ein CO_2-Preis auf Biomasse den Einsatz des Elektrodenkessels kaum erhöht – Biomasse bleibt in fast allen Varianten wettbewerbsfähig.

Die Kostenverläufe zeigen ein interessantes Spannungsfeld:

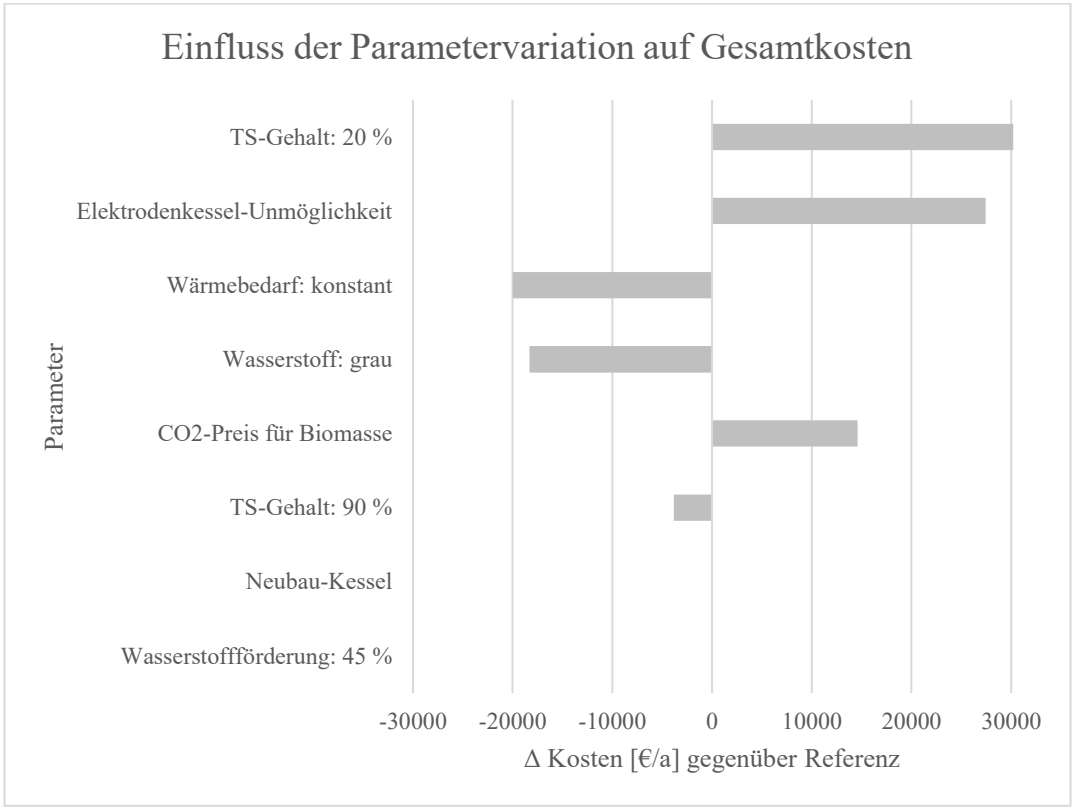

Abbildung 19: Einfluss der Parametervariation auf Gesamtkosten des Referenzszenarios 4 (Eigene Darstellung)

Der Einsatz von 20 % TS-Gehalt-Biomasse führt zur Vollversorgung durch den Elektrodenkessel, was wiederum die Systemkosten massiv steigen lässt.

Auch das Szenario ohne Möglichkeit zum Elektrodenkessel-Bau verursacht extreme Kostensteigerungen, da zur Deckung des Wärmebedarfs grüner Wasserstoff eingesetzt werden muss – die teuerste aller Optionen.

Dagegen führt eine Vollversorgung durch Biomasse bei einem konstanten Lastprofil zu einer deutlichen Kostensenkung.

Ein CO_2-Preis auf Biomasse erhöht die Gesamtkosten zwar, verändert die Technologiewahl aber kaum, da Biomasse dennoch günstiger bleibt als ein Elektrodenkessel oder grüner Wasserstoff.

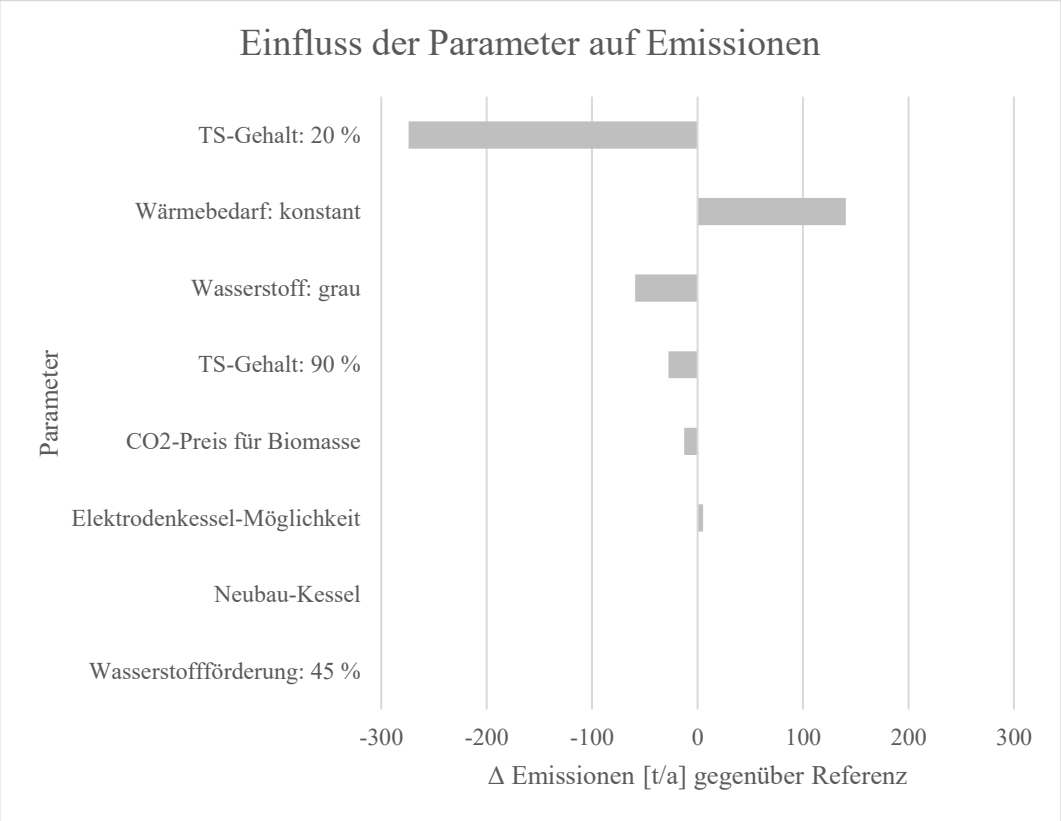

Abbildung 20: Einfluss der Parametervariation auf Emissionen des Referenzszenarios 4 (Eigene Darstellung)

Auch auf die Veränderungen der Emissionen hat der Einsatz von 20 % TS-Gehalt-Biomasse einen großen Einfluss, denn nur hier übernimmt der Elektrodenkessel vollständig die Wärmebereitstellung. Da dieser mit grünem Strom betrieben wird, ergeben sich in

diesem Fall sehr geringe Emissionen – deutlich unterhalb der Werte des ursprünglichen Referenzszenarios, in dem ein hoher Biomasseanteil zu höheren Emissionen geführt hat.

Umgekehrt führt ein konstanter Wärmebedarf zu einem erhöhten Biomasseeinsatz, wodurch die Emissionen in diesem Szenario wieder steigen.

8.1.5 Vergleich der Referenzszenarien untereinander

Neben der Parameteranalyse innerhalb einzelner Referenzszenarien werden im Folgenden die Referenzszenarien untereinander verglichen. Dies ist deshalb relevant, weil sich teilweise deutliche Unterschiede in den absoluten Gesamtkosten und Emissionen zeigen, die in den vorherigen rein relativen Vergleichen nicht sichtbar waren.

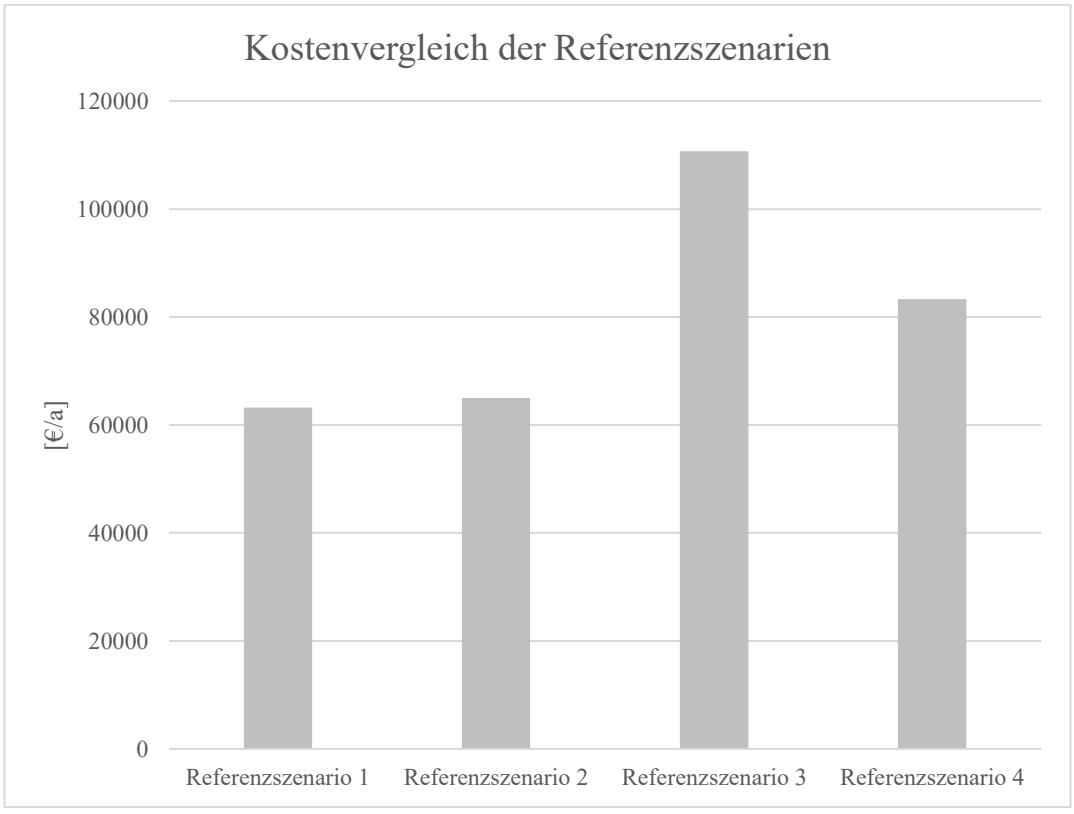

Abbildung 21: Kostenvergleich der Referenzszenarien (Eigene Darstellung)

Während die ersten beiden Referenzszenarien in Bezug auf die Gesamtkosten vergleichbar sind – da sie auf kostengünstigere Optionen wie Biomasse oder grauen Wasserstoff zurückgreifen können – fällt insbesondere das dritte Szenario deutlich aus dem Rahmen.

Hier steht ausschließlich grüner Wasserstoff zur Verfügung. Obwohl zusätzlich ein Elektrolyseur installiert wird, um den noch teureren Zukauf von Wasserstoff zu vermeiden, bleiben die Gesamtkosten deutlich höher. Ursache ist die technische Limitierung des

Biomassekessels im Teillastbetrieb, wodurch ein großer Teil der Wärmeversorgung über grünen Wasserstoff abgedeckt werden muss – was sich stark auf die Systemkosten auswirkt.

Im vierten Szenario sinken die Kosten im Vergleich zu Referenzszenario 3, da ein Elektrodenkessel günstiger Wärme bereitstellen kann als grüner Wasserstoff. Allerdings zeigt sich auch hier, dass sowohl grauer Wasserstoff als auch Biomasse dem Elektrodenkessel wirtschaftlich überlegen sind.

Insgesamt lässt sich feststellen: Die Farbe des Wasserstoffs – und in Kombination damit die Lastgangcharakteristik – haben maßgeblichen Einfluss auf die Kostenstruktur. Je stärker der grüne Wasserstoffanteil an der Wärmebereitstellung, desto teurer die Gesamtkosten.

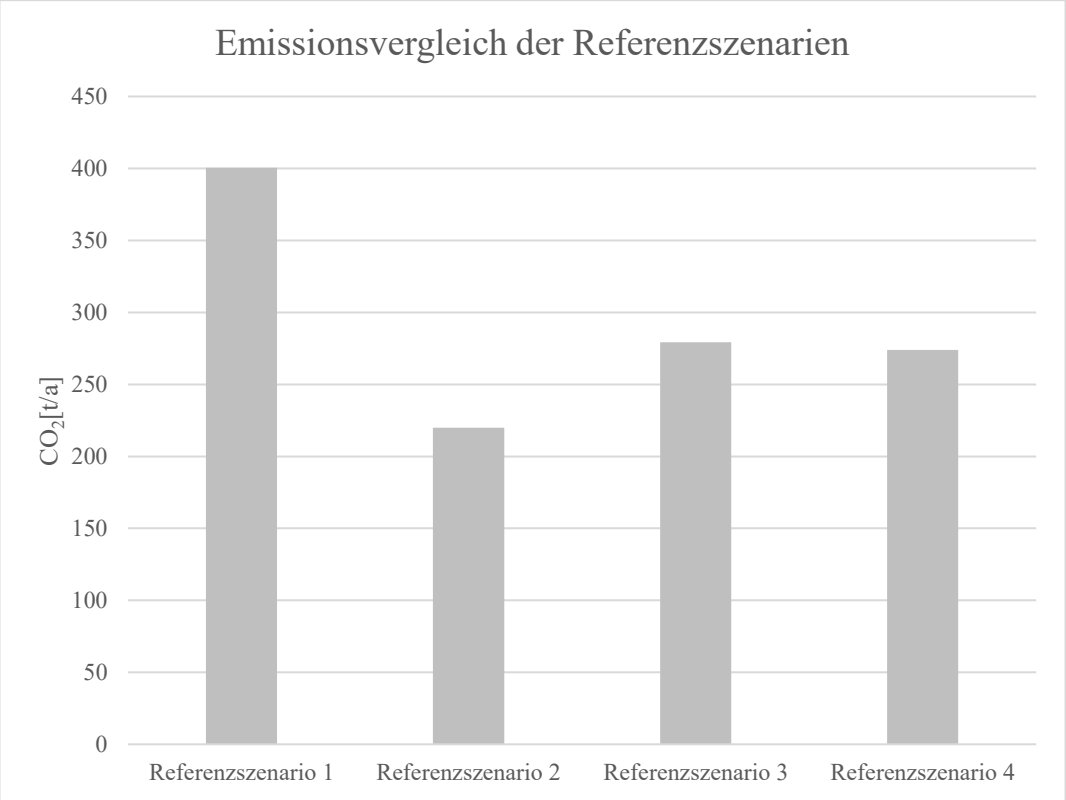

Abbildung 22: Emissionsvergleich der Referenzszenarien (Eigene Darstellung)

Beim Blick auf die Emissionen zeigt sich ein gegenteiliges Bild:

Das erste Referenzszenario verursacht die höchsten CO_2-Emissionen, da es den größten Anteil an Biomasse in der Wärmeversorgung aufweist.

Die anderen drei Szenarien liegen emissionsseitig nahe beieinander, da sie auf Kombinationen aus Biomasse, Wasserstoff (grün/grau) und Elektrodenkesseln setzen, allerdings jeweils mit einem deutlich geringerem Biomasseanteil als im ersten Fall.

8.1.6 Zusammenfassung der Sensitivität der Parameter

Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse zeigt sich, dass sich die untersuchten Parameter deutlich in ihrer Wirkung auf das Optimierungsergebnis unterscheiden. Die Sensitivität eines Parameters beschreibt dabei, wie stark sich das Ergebnis, also insbesondere die gewählte Technologie, die Gesamtkosten oder die CO_2-Emissionen, bei Variation dieses einzelnen Parameters verändert.

Einige Parameter weisen nur einen moderaten Einfluss auf das Ergebnis auf. Dazu zählen:

- die gewählte Infrastruktur (Neubau eines Wasserstoff-Kessels oder Umbau eines vorhandenen Erdgaskessels)
- sowie die Wasserstoffförderung

Diese wirken sich zwar auf die Investitions- und spezifischen Betriebskosten aus, jedoch dominieren in den meisten Fällen die variablen Brennstoffkosten, wodurch der Einfluss relativ begrenzt bleibt.

Deutlich stärker beeinflussen andere Parameter das Systemverhalten:

Der Wärmebedarf stellt einen der zentralen Einflussfaktoren dar – insbesondere aufgrund der technischen Begrenzungen des Biomassekessels hinsichtlich Dynamik und Lastprofil. Ein schwankender Bedarf begünstigt Technologien, die besser auf flexible Lasten reagieren können (z. B. Wasserstoffkessel, Elektrodenkessel) und reduziert tendenziell den Biomasseanteil in der Versorgung.

Auch die Art des Wasserstoffs (grün vs. grau) hat einen erheblichen Einfluss, da sie direkt mit den Brennstoffkosten verknüpft ist. Die hohe Kostenlast des grünen Wasserstoffs führt dazu, dass er unter den angenommenen Bedingungen wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig ist. Der Wechsel von grauem zu grünem Wasserstoff verändert nicht nur die Kostenstruktur, sondern auch die gesamte Technologieentscheidung.

Der TS-Gehalt der Biomasse wirkt sich stark auf die Wirtschaftlichkeit und technische Eignung aus:

- Sehr feuchte Biomasse (20 % TS-Gehalt) wird nur dann gewählt, wenn alle Alternativen (v. a. grüner Wasserstoff) noch teurer sind. Selbst im Vergleich zu grauem Wasserstoff oder dem Elektrodenkessel in Kombination mit dem konstanten Wärmebedarf ist sie meist nicht konkurrenzfähig.
- Trockene Biomasse (90 % TS-Gehalt) hingegen bringt aufgrund besserer Verbrennungseigenschaften und höherer Wirkungsgrade nahezu durchgängig eine Reduktion der Gesamtkosten und Emissionen. Der Effekt ist besonders stark, wenn Biomasse ohnehin schon einen dominanten Anteil an der Wärmeerzeugung hat. In Mischsystemen (z. B. mit Wasserstoff- oder Elektrodenkesseln) steigt der Biomasseanteil durch höheren TS-Gehalt tendenziell, jedoch nur leicht.

Die Wirkung des CO_2-Preises ist stark kontextabhängig:

- Wenn die Alternativen günstig sind (z. B. grauer Wasserstoff), kann ein CO_2-Preis die Biomasse vollständig aus dem System verdrängen, auch wenn sie vorher fast den gesamten Wärmebedarf gedeckt hat.
- In Szenarien mit teureren Alternativen (z. B. grüner Wasserstoff oder Elektrodenkessel) fällt der Einfluss des CO_2-Preises auf die Technologiewahl hingegen deutlich geringer aus. Die Gesamtkosten steigen zwar an, aber Biomasse wird immer noch bevorzugt gewählt, da sie weiterhin günstiger ist als der grüne Wasserstoff und der Elektrodenkessel.

8.2 Extremfälle

Auf Basis der zuvor durchgeführten Sensitivitätsanalyse wurden zwei Extremszenarien definiert, in denen jeweils alle relevanten Parameter so gesetzt wurden, dass entweder Wasserstoff oder Biomasse als bevorzugte Technologie erwartet wird. Ziel dieser Szenarien ist es, die Konsistenz und innere Logik des Modells zu überprüfen.

Tabelle 29: Parameter Extremszenarien

Parameter	Extremszenario Biomasse	Extremszenario Wasserstoff
TS-Gehalt	90 %	20 %
CO_2-Preis	betrifft nicht	betrifft
Wärmebedarf	konstant	schwankend
Infrastruktur	kein Erdgaskessel	Erdgaskessel vorhanden
Wasserstoff-Quelle	grün	grau
Elektrodenkessel	-	-
Wasserstoffförderung	-	45 %

Die Ergebnisse zeigen, dass das Modell in beiden Fällen erwartungsgemäß reagiert: Unter optimalen Bedingungen für Biomasse wird ein vollständiger Biomasseeinsatz gewählt; unter H_2-freundlichen Annahmen dominiert Wasserstoff. Damit bestätigen die Extremszenarien die zuvor identifizierten Einflussfaktoren und unterstützen die Plausibilität der vorgestellten Ergebnisse.

Darüber hinaus werden die beiden Szenarien hinsichtlich ihrer Gesamtkosten und CO_2-Emissionen miteinander verglichen, um nicht nur die Technologiewahl, sondern auch die ökonomischen und klimapolitischen Konsequenzen der beiden gegensätzlichen Pfade zu bewerten. Dieser Vergleich ermöglicht eine fundierte Einordnung der Ergebnisse im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit und Emissionsreduktion und zeigt, unter welchen Rahmenbedingungen welcher Technologieweg vorteilhaft erscheint.

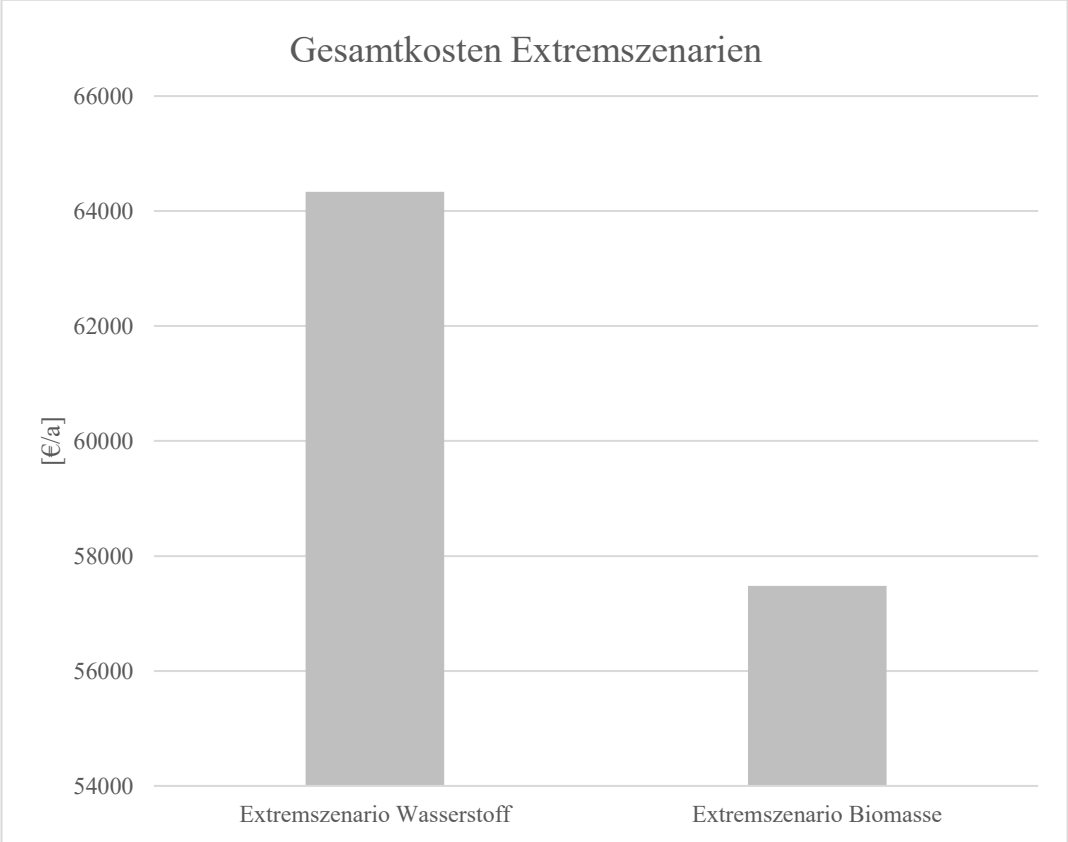

Abbildung 23: Kostenvergleich der Extremszenarien (Eigene Darstellung)

Selbst unter den optimalen Rahmenbedingungen zeigt sich, dass Wasserstoff stets höhere Gesamtkosten verursacht als Biomasse. Besonders bemerkenswert ist dabei, dass sich diese Kostenungleichheit bereits bei der Nutzung von grauem Wasserstoff ergibt, der derzeit noch die kostengünstigste Form darstellt. Angesichts der politischen Zielsetzung, diesen fossilen Wasserstoff perspektivisch durch emissionsarmen grünen Wasserstoff zu ersetzen, wird die wirtschaftliche Lücke zwischen den beiden Energieträgern in Zukunft voraussichtlich noch größer. Dies unterstreicht die Bedeutung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen und Förderinstrumente, wenn Wasserstoff langfristig als wettbewerbsfähige Option zur Prozesswärmeversorgung etabliert werden soll.

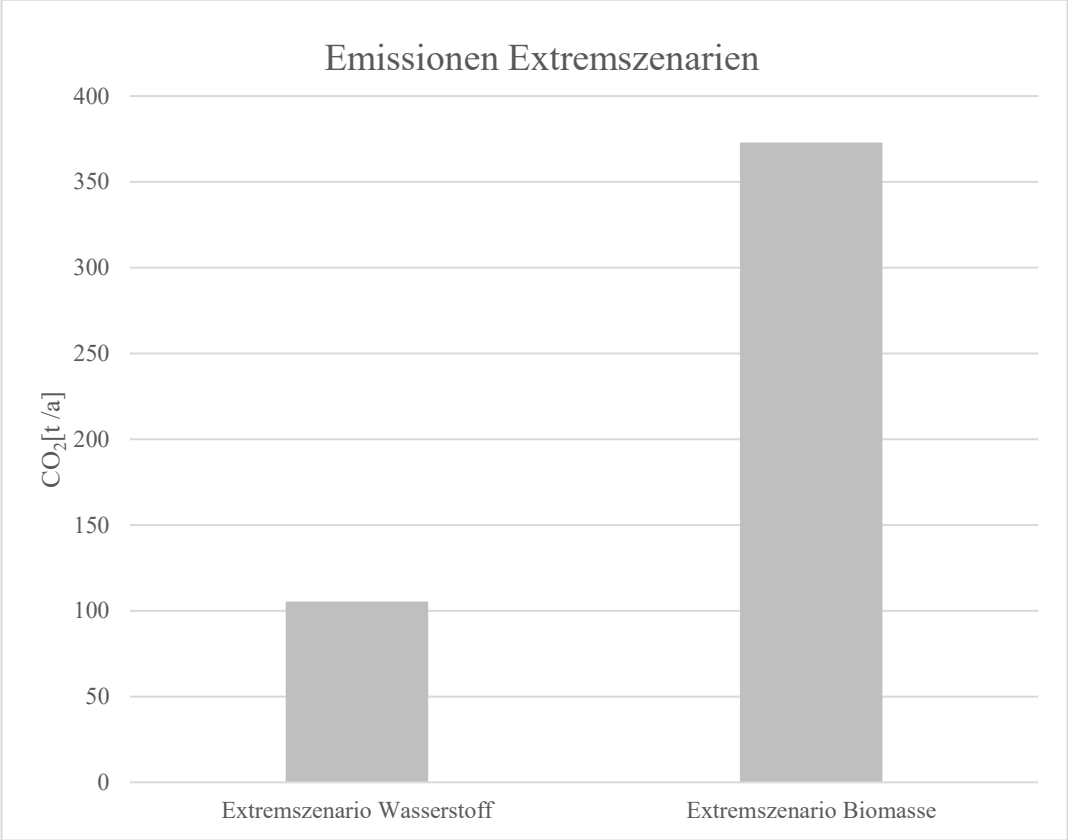

Abbildung 24: Emissionsvergleich der Extremszenarien (Eigene Darstellung)

Die Emissionen, welche durch Biomasse ausgestoßen werden, sind zwar deutlich höher, als die, die durch die Produktion des grauen Wasserstoffs verursacht werden, allerdings werden diese in der heutigen klimapolitischen Diskussion als CO_2-neutral angesehen.

Da diese Emissionen aber praktisch und lokal stattfinden und ohne die Verbrennung von Biomasse auch negative Emissionen möglich wären, werden sie hier betrachtet und eingeordnet.

8.3 Einschränkungen der Ergebnisse

Die in dieser Arbeit dargestellten Ergebnisse sind durch mehrere bewusste Annahmen und Modellvereinfachungen begrenzt, die zur besseren Handhabbarkeit und Generalisierbarkeit notwendig waren. Ziel war es, ein breites Spektrum möglicher Einsatzszenarien für Biomasse und Wasserstoff in der industriellen Prozesswärmeversorgung abzubilden, auch wenn dies zulasten der Detailtiefe und Exaktheit einzelner Anwendungsfälle ging. So basieren die Analysen auf Extremwerten technischer und wirtschaftlicher Parameter,

wodurch zwar grundsätzliche Tendenzen sichtbar werden, realitätsnahe „Zwischenszenarien“ jedoch weniger differenziert betrachtet wurden.

Ein zentrales Beispiel ist die verwendete Modell-Biomasse, die typische Eigenschaften verschiedener Brennstoffe vereinheitlicht, dabei aber die reale Heterogenität in Bezug auf Trockensubstanzgehalt, Zusammensetzung und Verbrennungseigenschaften nur eingeschränkt abbildet. Auch die verwendeten Lastgänge orientieren sich an Literaturwerten, die in ihrer Struktur nicht notwendigerweise repräsentativ für spezifische Industrieprozesse sind.

Weitere Unsicherheiten ergeben sich durch politische Annahmen, etwa zur CO_2-Bepreisung oder zur Förderung von Wasserstofftechnologien. Diese Entwicklungen sind abhängig von nationalen und internationalen Rahmenbedingungen und daher nur eingeschränkt prognostizierbar. Zudem wurde eine ausreichende Verfügbarkeit von Biomasse und Wasserstoff unterstellt – eine Annahme, die insbesondere beim grünen Wasserstoff mit Blick auf Infrastruktur, Produktionskapazitäten und saisonale Schwankungen kritisch hinterfragt werden muss.

Auch infrastrukturelle und räumliche Voraussetzungen, wie der Platzbedarf für Speicher, Elektrolyseure oder Anlieferungsflächen, blieben unberücksichtigt. Die Modellparameter wurden zudem größtenteils auf Basis von Mittelwerten aus der Literatur definiert, was zwar eine gute Vergleichbarkeit schafft, aber keine technologisch feinaufgelöste Abbildung spezifischer Systemkomponenten erlaubt. Schließlich wurde eine stündliche Modellauflösung gewählt, die systemische Dynamiken wie Lastrampen oder Mindestlaufzeiten nur bedingt abbilden kann.

Trotz dieser Einschränkungen ermöglicht das Modell eine realitätsnahe Einordnung technologischer und ökonomischer Zusammenhänge und liefert belastbare Aussagen zu den grundsätzlichen Systementscheidungen im Spannungsfeld zwischen Biomasse und Wasserstoff. Für die Praxis oder spezifische Fallstudien sind jedoch weitergehende, kontextbezogene Modellanpassungen notwendig.

9 Schlussfolgerung

Diese Arbeit hat sich mit der Frage beschäftigt, unter welchen Bedingungen Biomasse und Wasserstoff als Energieträger für die industrielle Prozesswärmeversorgung sinnvoll einsetzbar sind. Ziel war es, nicht eine pauschale Präferenz auszusprechen, sondern eine Methodik zu entwickeln, mit der beide Optionen systematisch, vergleichend und kontextsensitiv bewertet werden können.

Die entwickelte Methodik basiert auf einem szenarienbasierten Optimierungsmodell, das technische, ökonomische und regulatorische Parameter integriert. Es ermöglicht eine dynamische Analyse technologischer Entscheidungssituationen unter realitätsnahen Annahmen. Im Mittelpunkt stand dabei die Frage, wie sich zentrale Einflussgrößen – wie CO_2-Preise, Brennstoffcharakteristika, Lastprofile oder Kostenstrukturen – auf die Systementscheidung auswirken. Die Ergebnisse zeigen, dass keine generelle Empfehlung zugunsten eines Energieträgers ausgesprochen werden kann, sondern, dass die optimale Wahl hochgradig kontextabhängig ist.

Gleichzeitig wurde deutlich, dass das Modell auf vereinfachenden Annahmen beruht, etwa bei der Definition einer Modell-Biomasse oder der Verfügbarkeit der Energieträger. Diese Einschränkungen sind notwendig, um die Komplexität handhabbar zu machen, schränken aber die Übertragbarkeit auf spezifische Praxissituationen ein.

Daraus ergeben sich konkrete Ansatzpunkte für weiterführende Forschung. Zukünftige Arbeiten könnten realistischere Parameterkonstellationen untersuchen, etwa durch differenziertere Preisentwicklungen, sektorspezifische Anwendungen oder regionale Verfügbarkeiten. Auch Sensitivitäts- und Unsicherheitsanalysen könnten vertieft werden, um die Robustheit der Ergebnisse unter variierenden Annahmen zu bewerten. Weitere Potenziale liegen in der Analyse von technologischen Innovationen, der Integration von Skalierungseffekten und der Einbindung sozial-ökologischer Faktoren.

Der zentrale Beitrag dieser Arbeit liegt somit weniger in der Bewertung einzelner Technologien, sondern in der Bereitstellung eines transparenten, anpassbaren Entscheidungsrahmens. Dieser kann von Forschung und Praxis genutzt werden, um Prozesswärmelösungen im Spannungsfeld von Energieeffizienz, Versorgungssicherheit und Klimazielen flexibel und evidenzbasiert zu bewerten.

10 Literaturverzeichnis

- Aalborg Energie Technik a/s. 2025. AET Biomasse-Kesselanlage. https://aet-biomass.de/de-de/home/produkte/biomasse-kesselanlagen.aspx. Zugegriffen: 28. Mai 2025.
- ALS Global. 2025. Coal basis conversion. https://www.alsglobal.com/en/coal/borecore-analysis/coal-basis-conversion#:~:text=As%20Received%20(or%20as%20sampled,to%20a%20theoretical%20mineral%20concentration. Zugegriffen: 23. Mai 2025.
- Arnold, K., Hadam, Markus, Taubitz, Ansgar, und M. Budt. 2022. *Klimahafen Gelsenkirchen. Bottom-Up-Studie zur Dekarbonisierung der Prozesswärme*.
- Baumbach, G., M. Struschka, W. Juschka, M. Carrasco, K.B. Ang, und L. Hu. 2010. *Modellrechnungen zu den Immissionsbelastungen bei einer verstärkten Verfeuerung von Biomasse in Feuerungsanlagen der 1. BImSchV*.
- Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. 2008. *Biogas. Was kosten Substrate frei Fermenter*.
- Beyer, C., M. Renkert, S. Henriques, H.B. Layer, A. Galeeva, K. Umpfenbach, und H. Salomon. 2024. Versorgung der H_2-Tankstelleninfrastruktur in Deutschland über ein H_2-Pipeline-Netz. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2024/11/Studie_H2-Pipeline-Netz_2024-11-26.pdf. Zugegriffen: 8. Juni 2025.
- Bosch Industriekessel GmbH. 2025. Heiz- und Prozesswärme mit klimaneutralem Wasserstoff. https://www.bosch-industrial.com/de/de/gewerbe-industrie/wissen/fachberichte/wasserstoff/. Zugegriffen: 19. März 2025.
- Bukold, S. 2020. *Kurzstudie Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfades*.
- Bullmann, T., C. Gollnick, J. Schorpp, und H. Oswald. 2020. Wasserstoff. DIHK-Faktenpapier. https://www.dihk.de/resource/blob/24872/fd2c89df9484cf912199041a9587a3d6/energie-dihk-faktenpapier-wasserstoff-data.pdf. Zugegriffen: 2. Juli 2025.

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. 2024. Wasserstoffnetz für die Energiewende - wichtige Weichen für koordinierten und privatwirtschaftlichen Aufbau sind gestellt. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2024/02/07-wasserstoffnetze-energiewende.html#:~:text=Finanzierung%20des%20Kernnetzes%20%C3%BCber%20Netzentgelte&text=Wie%20bei%20Erdgas%20und%20Strom,Nutzerinnen%20und%20Nutzer%20bezahlt%20werden. Zugegriffen: 29. Mai 2025.
- Bundesverband Bioenergie e.V. 2024. Kein CO2-Preis auf CO2-neutrale Holzenerie. Verbändebündnis wendet sich gegen CO2-Preis auf Holzverbrennung. https://www.bioenergie.de/presse/nachhaltigkeit/kein-co2-preis-auf-co2-neutrale-holzenergie. Zugegriffen: 13. Mai 2025.
- Chemie.de. 2025. Universelle Gaskonstante. https://www.chemie.de/lexikon/Universelle_Gaskonstante.html. Zugegriffen: 6. Juni 2025.
- Chew, Y.E., X.H. Cheng, A.C.M. Loy, B.S. How, und V. Andiappan. 2023. Beyond the Colours of Hydrogen: Opportunities for Process Systems Engineering in Hydrogen Economy. *Process Integration and Optimization for Sustainability* 7 (4): 941–950. doi: 10.1007/s41660-023-00324-z.
- Christidis, A., M.-C. Gering, J. Weiß, S. Richter, F. Stamme, und C. Schwarzer-Geraedts. 2025. *Wärmespeicherpotenziale für das Land Berlin. Abschlussbericht*. Projekt im Auftrag des Landes Berlin, vertreten durch Senatsverwaltung für Mobilität, Verkehr, Klimaschutz und Umwelt; Berlin.
- Die Bundesregierung. 2025. CO2-Preis beträgt jetzt 55 Euro. https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/archiv/co2-preis-kohle-abfallbrennstoffe-2061622. Zugegriffen: 13. Mai 2025.
- Egeland-Eriksen, T., A. Hajizadeh, und S. Sartori. 2021. Hydrogen-based systems for integration of renewable energy in power systems: Achievements and perspectives. https://t1p.de/1oxro. Zugegriffen: 11. Juni 2025.
- El-Shafie, M. 2023. Hydrogen production by water electrolysis technologies: A review. *Results in Engineering* 20: 1–17. doi: 10.1016/j.rineng.2023.101426.
- EnArgus. 2025a. Druckwechseladsorption. https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d2581-2/*/*/Druckwechseladsorption.html?op=Wiki.getwiki. Zugegriffen: 17. Februar 2025.

- EnArgus. 2025b. Industriedampf. https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d5294-2/*/*/Industriedampf?op=Wiki.getwiki&search=Kapazit%C3%A4t#:~:text=Industriedampf%20ist%20Wasserdampf%2C%20der%20in,erfolgt%20mittels%20eines%20Dampferzeugers. Zugegriffen: 5. Mai 2025.
- Escamilla, A., D. Sanchez, und L. Garcia-Rodriguez. 2022. Assessment of power-to-power renewable energy storage based on the smart integration of hydrogen and micro gas turbine technologies. https://t1p.de/6nskc. Zugegriffen: 6. Juni 2025.
- EWE Aktiengesellschaft. 2025. Grauer Wasserstoff. Herstellung von grauem Wasserstoff. https://www.ewe.com/de/zukunft-gestalten/wasserstoff/die-farben-des-wasserstoffs/grauer-wasserstoff#:~:text=Kohle%20oder%20Erdgas.-,Herstellung%20von%20grauem%20Wasserstoff,Wasserstoff%20entstehen%2010%20Tonnen%20CO2. Zugegriffen: 28. April 2025.
- Fabian, F. 2025. BASF nimmt 54-Megawatt-Wasserelektrolyseur in Betrieb. https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/03/p-25-046. Zugegriffen: 4. Juni 2025.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2002. *Energie aus Biomasse*.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2014. Leitfaden feste Biobrennstoffe. Kosten und Wirtschaftlichkeit. https://mediathek.fnr.de/leitfaden-bioenergie/book/book05.pdf. Zugegriffen: 29. April 2025.
- Feck, T. 2009. Wasserstoff-Emissionen und ihre Auswirkungen auf den arktischen Ozonverlust. Risikoanalyse einer globalen Wasserstoffwirtschaft. https://juser.fz-juelich.de/record/4721/files/FZJ-4721.pdf. Zugegriffen: 5. Juni 2025.
- Fleiter, T.e.a. 2024. CO_2-neutrale Prozesswärme durch Elektrifizierung und Einsatz von Wasserstoff: Technologien, Hemmnisse und Handlungsbedarf. Perspektiven - Policy Brief, No. 01 / 2024, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe.
- Frey, G. 2024. *Technologien zur Defossilisierung der Prozesswärmeversorgung im Temperaturbereich bis 300 °C*. Bachelorarbeit. Sankt Augustin.

- Hannes Rieger. 2007. *Optimierung des Biomassekessels der Brauerei Göss*. Leoben.
- Hebenstreit, B., R. Schnetzinger, R. Ohnmacht, E. Höfteberger, und W. Haslinger. 2011. Efficiency optimization of biomass boilers by a combined condensation - heat pump - system. https://www.best-research.eu/files/publications/pdf/ECOS2011_Paper.pdf. Zugegriffen: 6. Juni 2025.
- Hein, K., und F. Babick. 2001. Übungsaufgaben Grundlagen der VVT 1. https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/ifvu/mvt/ressourcen/dateien/downloads/ba_gvt/loesung_2_1.pdf?lang=de. Zugegriffen: 2. Juli 2025.
- Holst, M., S. Aschbrenner, T. Smolinka, C. Voglstätter, und G. Grimm. 2021. *Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems*.
- HOST Bioenergy Systems. 2025. Dampfkesselanlagen. Industrielle Wasserrohr- und Feuerrohr-Dampfkesselanlagen für eine effiziente und nachhaltige Dampferzeugung. Maßgeschneidert für die anspruchsvollen Heiz- und Dampfprozesse in verschiedenen Branchen. https://www.host-bioenergy.com/de/l%C3%B6sungen/biomasse-und-abfallbefeuerte-kesselanlagen/dampfkesselanlagen/. Zugegriffen: 4. Juni 2025.
- Huayan Gas. 2024. How long is the service life of the compressor in the hydrogen refueling station? https://www.equipmentcn.com/news/how-long-is-the-service-life-of-the-compressor-in-the-hydrogen-refueling-station/. Zugegriffen: 11. Juni 2025.
- hydrogentools.de. 2025. Drosselung (isenthalpe Entspannung) - Joule- Thomson-Effekt. https://hydrogentools.de/drossel-isenthalpe-entspannung/. Zugegriffen: 8. Juni 2025.
- IN4climate.NRW. 2022. Prozesswärme für eine klimaneutrale Industrie. Impulspapier der Initiative IN4climate.NRW. https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2022/prozesswaerme-fuer-eine-klimaneutrale-industrie-impulspapier-der-initiative-in4climatenrw-cr-nrwenergy4climate.pdf. Zugegriffen: 3. Juli 2025.
- International Renewable Energy Agency. 2016. EXCEL - Technology cost and performance. https://www.irena.org/-

/media/Irena/Files/REmap/IRENA_REmap_2030_technology_cost.xlsx. Zugegriffen: 29. April 2025.

- Ismaier, A. 2025. Praxiswissen über Wasserstoff-Sicherheit für Feuerwehr und THW. https://www.wasserstoff-sicherheit.de/einsatzkraefte/. Zugegriffen: 28. April 2025.
- Jahnel, V. 2023. Prozesswärme aus Bioenergie. Wie kleine Unternehmen schon heute ihre Produktion dekarbonisieren können. *RenewsKompakt* (61): 1–16.
- Kahlenberg, A., und M. Hentschel. 2023. Factsheet WASSERSTOFF-SPEICHERUNG. https://www.landkreis-mittelsachsen.de/fileadmin/user_upload/Wasserstoff/HZwo_HyExperts_Factsheet_H2-Speicherung.pdf.
- Kaltschmitt, M., und K. Stampfer. 2024. *Energie aus Biomasse. Ressourcen und Bereitstellung*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Kaltschmitt, M., H. Hofbauer, und V. Lenz. 2024. *Energie aus Biomasse. Thermo-chemische Konversion*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Kindl, V., O. Herrlein, S. Steiert, und M.-S. Löffler. 2024. Technologievergleich AEL PEMEL. https://www.bw-elektrolyse.de/fileadmin/user_upload/Events/Veroeffentlichungen/20240516_Technologievergleich_AEL_PEMEL_final.pdf. Zugegriffen: 5. Mai 2025.
- Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen GmbH. 2024. Technologien zur Dekarbonisierung der Prozesswärme. Dampferzeugung. https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/_downloads/FaktenpapiereLeitfaeden/Faktenblaetter-Unternehmen/2024_KEAN_Faktenblatt_Dampferzeugung.pdf. Zugegriffen: 29. April 2025.
- Kost, C., P. Müller, J.S. Schweiger, V. Fluri, und J. Thomsen. 2024. *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*.
- Krause, T., U. Mantau, B. Mahro, A. Noke, F. Richter, T. Raussen, R. Bischof, T. Hering, D. Thrän, und A. Brosowski. 2020. *Nationales Monitoring biogener Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle in Deutschland Teil 1: Basisdaten zu Biomassepotenzialen*.

- LadeEngel Inh. Oliver Kalz e.K. 2025. Wasserstofftank H2 Speicher 324 kg. https://www.ladeengel.de/Wasserstofftank-H2-Speicher-324-kg/SW10021. Zugegriffen: 21. Mai 2025.
- Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg. 2025. Förderung für die regionale Erzeugung von Wasserstoff. https://www.plattform-h2bw.de/service/aktuelle-meldungen/meldungen-detail/foerderung-fuer-die-regionale-erzeugung-von-wasserstoff#:~:text=Ein%20neues%20F%C3%B6rderprogramm%20unterst%C3%BCtzt%20mit,Mai%202025%20elektronisch%20eingereicht%20werden. Zugegriffen: 20. April 2025.
- Lassacher, S., S. Puschnigg, und J. Lindorfer. 2018. *Technische Aspekte der Forcierung von Primärenergieeffizienz an oberösterreichischen Produktionsstandorten durch Nutzung von Wärmespeichern*.
- Looop Company. 2025. Preisliste Nebenprodukte. Preisliste Nebenerzeugnisse für Viehzucht. https://www.looop.company/de/nebenprodukte/viehzucht/preisliste. Zugegriffen: 2. Mai 2025.
- Mankenberg GmbH. 2025. Der PEM-Elektrolyseur. https://www.mankenberg.com/de/pem-elektrolyseur#:~:text=Die%20PEM%2DElektrolyseanlage%20arbeitet%20mit,bis%2040%20bar%20Systemdruck%20%C3%BCbergeben. Zugegriffen: 6. Juni 2025.
- Metz, S., T. Smolinka, C.I. Bernäcker, S. Loos, T. Rauscher, L. Röntzsch, M. Arnold, A.L. Görne, M. Jahn, M. Kusnezoff, G. Kolb, U.-P. Apfel, und C. Doetsch. 2022. Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse und weitere Verfahren. In *Wasserstofftechnologien*, Hrsg. Reimund Neugebauer, 207–258. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Nationaler Wasserstoffrat. 2021. Wasserstofftransport. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstofftransport.pdf. Zugegriffen: 6. Juni 2025.
- Neugebauer, R. (Hrsg.). 2022. *Wasserstofftechnologien*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

- Nikolaidis, P., und A. Poullikkas. 2017. A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67: 597–611. doi: 10.1016/j.rser.2016.09.044.
- node.energy GmbH. 2024. Strompreis PPA: Was kostet echter Grünstrom? https://www.node.energy/blog/strompreis-ppa-gruenstrom#:~:text=Basierend%20auf%20diesen%20Werten%20ist,%2C3%20ct/kWh%20einigen. Zugegriffen: 5. Mai 2025.
- NPTEL IIT Bombay. 2023. *Lecture 34: Thermodynamics of Hydrogen Compression Part - 1*.
- oemof-developer-group. 2025. Welcome to oemof.solph's documentation! https://oemof-solph.readthedocs.io/en/stable/. Zugegriffen: 9. Mai 2025.
- Perner, J., und M. Unteutsch. 2021. Teil 2: Pipeline Studie Kosten von grünem Wasserstoff Import via Pipelines. Erweiterung zum Teil 1 der Studie „Wirtschaftlichkeit von PtX-Produkten aus Nordafrika – Business Case Analysen“. https://www.frontier-economics.com/media/ovdnwcyx/frontier-ptx-business-cases-studie_teil-2-pipelinetransport.pdf. Zugegriffen: 11. Juni 2025.
- Remeha GmbH. 2025. Pilotprojekte für die Wärmelösungen von morgen. Heizen mit Wasserstoff. https://www.remeha.de/wasserstoff. Zugegriffen: 6. Juni 2025.
- Renergon GmbH. 2025. Was ist der TS-Gehalt (TS%)? https://www.renergon-biogas.com/faq-items/was-ist-der-ts-gehalt-ts/#:~:text=Gehalt%20(TS%25)?-,Was%20ist%20der%20TS%2DGehalt%20(TS%25)?,%25%5D. Zugegriffen: 26. Mai 2025.
- Rutten, L. 2020. Technology Factsheet. H2 Industrial Boiler. https://energy.nl/wp-content/uploads/h2industrialboiler_28092020_upd-7.pdf. Zugegriffen: 29. April 2025.
- Sandhaas, A., H. Kim, C. de Jesus, und N. Hartmann. 2022. Generation of Industrial Electricity and Heat Demand Profiles for Energy System Analysis. https://github.com/asandhaa/ElectricalAndHeatProfiles/blob/main/IAEE%20Conference%20Paper%20Anna%20Sandhaas.pdf.

- Schippel, A. 2025. *Systemische, ökologische und ökonomische Bewertung von Latentwärmespeichern auf Basis Systemische, ökologische und ökonomische Bewertung von Latentwärmespeichern auf Basis einer Metallschmelze für industrielle Dampfprozesse*. Master-Thesis.
- Schreiner, K., und F.E.V. Marketing. 2025. Verbrennungsluftverhältnis. https://www.chemie.de/lexikon/Verbrennungsluftverh%C3%A4ltnis.html. Zugegriffen: 27. März 2025.
- Seitz, A., S. Gschwander, C. Lampe, C. Schmidt, R. Stieglitz, T. Vienken, und S. Hiebler. 2017. *Thermische Energiespeicher für bedarfsgerechte Energiebereitstellung in Gebäuden und in der Industrie*.
- Smolinka, T., N. Wiebe, P. Sterchele, A. Palzer, F. Lehner, M. Jansen, S. Kiemel, R. Miehe, S. Wahren, und F. Zimmermann. 2018. *Studie IndWEDe – Kurzfassung. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*.
- Stadtwerke Villingen-Schwenningen. 2025. Eigenschaften von Erdgas. https://www.svs-energie.de/fileadmin/user_upload/Netze/Installateure/Gas/Eigenschaften_von_Erdgas.pdf. Zugegriffen: 28. April 2025.
- Steamax. 2025. How does Moisture Affect Biomass Fuel Quality? https://steamaxindia.com/how-moisture-affects-biomass-fuel-quality/. Zugegriffen: 6. Juni 2025.
- Steinhöfel, O. 2018. Biertreber - leicht verderblich aber gut silierbar. https://www.landwirtschaft.sachsen.de/aktueller-futterrat-vom-30-08-2018-36490.html#:~:text=Beim%20aktuellen%20Preisniveau%20der%20beiden,28%20%25%20abgepresst%20(Presstreber). Zugegriffen: 22. Mai 2025.
- TNO innovation for life. 2025. *Phyllis2*. TNO innovation for life.
- Townshend, A. 2008. Steam sytsem reduces costs and emissions. A multi-fuel steam-generation system reduces both the plant's fuel bill and carbon footprint. https://www.plantservices.com/energy/energy-management/article/11338122/what-works-chemical-plant-boils-with-hydrogen-plant-services. Zugegriffen: 12. Juni 2025.

- TSB Energy. 2025. Dreizug-Dampfkessel. https://www.tsbenergy.com/de/dreizug-dampfkessel. Zugegriffen: 4. Juni 2025.
- TÜV NORD AG. 2025. Elektrolyse von Wasser zur Herstellung von Wasserstoff. https://www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/herstellung/elektrolyse-von-wasser/#:~:text=Die%20PEM%2DElektrolyse%20erreicht%20einen,hinaus%20ertr%C3%A4gt%20sie%20gr%C3%B6%C3%9Fere%20Lastschwankungen. Zugegriffen: 5. Mai 2025.
- van Ackeren, J. 2021. Gasleitungen: Schnellstraßen für Wasserstoff? https://www.iis.fraunhofer.de/de/magazin/serien/serie-wasserstoff/wasserstoff-gasleitungen.html. Zugegriffen: 23. Mai 2025.

11 Anhang

Code – Optimierungsmodell

```
################################ BIBLIOTHEKEN IMPORTIEREN
#############################################################################################
############################################################

import oemof.solph as solph

import pandas as pd

from networkx.algorithms.efficiency_measures import efficiency

from oemof.solph import Investment

import warnings

from pyomo.core import Constraint

import numpy as np

from oemof.solph import NonConvex

from pyomo.opt import SolverFactory

from oemof.solph import views

import math

from Kosten import extract_variable_cost_flows

################################ VARIABLEN IMPORTIEREN
#############################################################################################
################################################

from Variablen import variables_list, compressor_electrolyzer_ep_costs

# Schreibe die Dictionary-Werte in den globalen Namensraum

for name, value in variables_list.items():

    globals()[name] = value

######################################## FUNKTION, UM DAS OPTIMIERUNGSMODELL MIT VARIABLEN PARAMETERN ZU LÖSEN / PARAMETER WERDEN AUS "Szenarien.py" ÜBER-GEBEN ################################################
```

```
def run_model(wasserstoffwahl, kesselwahl, CO2_Preis_Abfrage, df_Waermebedarf, wasserstoff_foerderung, TS_Gehalt, Elkessel_Moeglichkeit):

    ########################################################## WARNUNGEN UNTERDRÜCKEN ###########################################################################################################################################

    warnings.filterwarnings("ignore", category=FutureWarning, message=".*investment overwrites.*")

    ########################################################## ENERGIESYSTEM DEFINIEREN ###########################################################################################################################################

    # Simulationszeitraum (24 Stunden, stündliche Auflösung)

    time_index = pd.date_range("2025-01-01", periods=8760, freq="h")

    # Erstellen eines Energiesystems namens "energy_system"

    energy_system = solph.EnergySystem(timeindex=time_index, infer_last_interval=True)

    ########################################################## ERSTELLEN DER BUSSE (ENERGIEFLÜSSE) ###########################################################################################################################################

    untreated_biomass_bus = solph.Bus(label="untreated_biomass_bus")

    untreated_biomass_bus_source = solph.Bus(label="untreated_biomass_bus_source")

    hydrogen_bus = solph.Bus(label="hydrogen_bus")

    dry_biomass_bus = solph.Bus(label="dry_biomass_bus")

    dry_biomass_bus_source = solph.Bus(label="dry_biomass_bus_source")

    heat_bus = solph.Bus(label="heat_bus")

    electricity_bus = solph.Bus(label="electricity_bus")

    hydrogen_bus_high_pressure = solph.Bus(label="hydrogen_bus_high_pressure") # "high_pressure" bezieht sich auf den Wasserstoffdruck gleich oder oberhalb des Speicherdrucks von 150 bar

    hydrogen_bus_low_pressure_electrolyzer = solph.Bus(label="hydrogen_bus_low_pressure_electrolyzer")

    hydrogen_bus_high_pressure_truck = solph.Bus(label="hydrogen_bus_high_pressure_truck")

    hydrogen_bus_low_pressure_pipeline = solph.Bus(label="hydrogen_bus_low_pressure_pipeline")
```

```
    hydrogen_bus_boiler_pressure = solph.Bus(label="hydrogen_bus_boiler_pressure")

################################################################## WÄRMEBEDARFS-REIHE ERSTELLEN
##########################################################################################################################

    heat_demand_profile = df_Waermebedarf # df_Waermebedarf wurde als Paraemter aus "Szenarien.py" übergeben

    max_heat_demand_help = heat_demand_profile.max() # Hilfsvariable, um Fehler zu verhindern mit float in nächster Zeile

    max_heat_demand = float(max_heat_demand_help.item()) # Berechnungen, um Fehler zu vermeiden

    heat_demand_fix = heat_demand_profile / max_heat_demand # Berechnungen, um Fehler zu vermeiden

########################################################## TÄGLICHEN WÄRMEBEDARF BERECHNEN
##########################################################################################################################


    daily_sums = df_Waermebedarf.groupby(df_Waermebedarf.index//24).sum() # Tageswärmebedarfe werden berechnet und in "daily_sums" gespeichert

    expanded_values = []

    for value in daily_sums.values.flatten():

        expanded_values.extend([value] + [0] * 23) # auf die summierten Tageswärmebedarfe folgen jeweils 23 Nullen

    daily_waermebedarf_series = pd.DataFrame(expanded_values, columns=['waermebedarf_aufgeteilt']) # die vorher erstellte Liste aus den summierten Werten und den Nullen wird in dem DataFrame "biomass_series" gespeichert

############################################################ CO2-PREIS FÜR UNTERSCHIEDLICHE BIOMASSEN
##########################################################################################################################

    if CO2_Preis_Abfrage == 'betrifft_biomasse':

        if TS_Gehalt == 20:

            CO2_Preis = CO2_price_biomass_60
```

```
    if TS_Gehalt == 70:
        CO2_Preis = CO2_price_biomass_70
    if TS_Gehalt == 90:
        CO2_Preis = CO2_price_biomass_90
# CO2-Preis betrifft Biomasse nicht
if CO2_Preis_Abfrage == 'betrifft_nicht':
    CO2_Preis = 0


############################################################ HINZUFÜGEN DER BUSSE ZUM ENERGIESYSTEM
#############################################################################################
##################

energy_system.add(untreated_biomass_bus, hydrogen_bus, dry_biomass_bus, heat_bus, electricity_bus, dry_biomass_bus_source, untreated_biomass_bus_source, hydrogen_bus_high_pressure, hydrogen_bus_low_pressure_electrolyzer, hydrogen_bus_low_pressure_pipeline, hydrogen_bus_high_pressure_truck, hydrogen_bus_boiler_pressure)

#################################################################### SENKEN
#############################################################################################
#############################################################################

#Wärmebedarf
energy_system.add(
    solph.components.Sink(
        label="heat_demand",
        inputs={heat_bus: solph.Flow(
            fix = heat_demand_fix.values,
            nominal_value = max_heat_demand)}
    )
)
# Senke für Biomassenüberschuss mit den gleichen negativpreisen wie die Kaufpreise sind
```

```
    if TS_Gehalt == 20:
        energy_system.add(
            solph.components.Sink(
                label="biomass_ueberschuss",
                inputs={untreated_biomass_bus_source: solph.Flow(variable_costs=-(biomass_source_20_var_costs))}
            )
        )
    # Senke für Biomassenüberschuss mit den gleichen negativpreisen wie die Kaufpreise sind
    if TS_Gehalt == 70:
        energy_system.add(
            solph.components.Sink(
                label="biomass_ueberschuss",
                inputs={dry_biomass_bus_source: solph.Flow(variable_costs=-(biomass_source_70_var_costs))}
            )
        )
    # Senke für Biomassenüberschuss mit den gleichen negativpreisen wie die Kaufpreise sind
    if TS_Gehalt == 90:
        energy_system.add(
            solph.components.Sink(
                label="biomass_ueberschuss",
                inputs={dry_biomass_bus_source: solph.Flow(variable_costs=-(biomass_source_90_var_costs))}
            )
        )
    # Senke für Wasserstoffüberschuss mit den gleichen negativpreisen wie die Kaufpreise sind
    if kesselwahl == 'H2-Kessel':
```

```
        if wasserstoffwahl == 'grün':
            energy_system.add(
                solph.components.Sink(
                    label="hydrogen_ueberschuss",
                    inputs={hydrogen_bus_high_pressure_truck: solph.Flow(variable_costs=-(hydrogen_source_green_truck_var_costs))}
                )
            )
    if kesselwahl == 'H2-Kessel':
        if wasserstoffwahl == 'grau':
            energy_system.add(
                solph.components.Sink(
                    label="hydrogen_ueberschuss",
                    inputs={hydrogen_bus_high_pressure_truck: solph.Flow(variable_costs=-(hydrogen_source_grey_truck_var_costs))}
                )
            )
################################################################ QUELLEN
#############################################################################################
#############################################################################
    # Biomassequelle TS-Gehalt 20 % mit Abfrage ob "TS_Gehalt" als 20 übergeben wurde
    if TS_Gehalt == 20:
        biomass_heizwert = 1/biomass_source_60_heating_value # Das ist der Heizwert für 60 % TS-Gehalt, da hier ja getrocknet wird!! / Heizwerte variieren je nach Feuchtigkeitsgehalt und werden in den "conversion_factors" beim Biomassekessel in kWh umgerechnet -> dazu ist irgendwie das "1/" nötig
        biomass_boiler_efficiency = biomass_boiler_efficiency_60 # Wirkungsgrad des Kessels bei 60 % TS-Gehalt
        energy_system.add(
            solph.components.Source(
```

label="biomass_source_20",

outputs={untreated_biomass_bus_source: solph.Flow(variable_costs=biomass_source_20_var_costs, fix=(daily_waermebedarf_series)/mech_drying_mass_loss/biomass_source_60_heating_value/biomass_boiler_efficiency_60, nominal_value=1)} # Preis in €/kg -- Quelle speist immer um 00:00 eines neuen Tages genau die Menge an Biomasse ein, die für die Deckung des Wärmebedarfs nötig ist

)

)

Biomassequelle TS-Gehalt 70 % mit Abfrage ob "TS_Gehalt" als 70 übergeben wurde

if TS_Gehalt == 70:

biomass_heizwert = 1/biomass_source_70_heating_value # Heizwerte variieren je nach Feuchtigkeitsgehalt und werden in den "conversion_factors" beim Biomassekessel in kWh umgerechnet -> dazu ist irgendwie das "1/" nötig

biomass_boiler_efficiency = biomass_boiler_efficiency_70 # Wirkungsgrad des Kessels bei 70 % TS-Gehalt

energy_system.add(

solph.components.Source(

label="biomass_source_70",

outputs={dry_biomass_bus_source: solph.Flow(variable_costs= biomass_source_70_var_costs, fix=(daily_waermebedarf_series)/biomass_source_70_heating_value/biomass_boiler_efficiency_70, nominal_value=1)}, # Preis in €/kg -- Quelle speist immer um 00:00 eines neuen Tages genau die Menge an Biomasse ein, die für die Deckung des Wärmebedarfs nötig ist

)

)

Biomassequelle TS-Gehalt 90 % mit Abfrage ob "TS_Gehalt" als 90 übergeben wurde

if TS_Gehalt == 90:

biomass_heizwert = 1/biomass_source_90_heating_value # Heizwerte variieren je nach Feuchtigkeitsgehalt und werden in den "conversion_factors" beim Biomassekessel in kWh umgerechnet -> dazu ist irgendwie das "1/" nötig

```
    biomass_boiler_efficiency = biomass_boiler_efficiency_90  # Wirkungsgrad des Kessels bei 90 % TS-Gehalt
    energy_system.add(
        solph.components.Source(
            label="biomass_source_90",
            outputs={dry_biomass_bus_source: solph.Flow(variable_costs= biomass_source_90_var_costs, fix=(daily_waermebedarf_series)/biomass_source_90_heating_value/biomass_boiler_efficiency_90, nominal_value=1)}, # Preis in €/kg -- Quelle speist immer um 00:00 eines neuen Tages genau die Menge an Biomasse ein, die für die Deckung des Wärmebedarfs nötig ist
        )
    )
# grauer Wasserstoff mit Abfrage ob "wasserstoffwahl" als 'grau' übergeben wurde
if wasserstoffwahl == 'grau':
    if kesselwahl == 'Umbau Erdgas-Kessel': # das bedeutet, dass der Wasserstoff über Pipeline kommt, deshalb output mit niedrigerem Druck als Speicher
        energy_system.add(
            solph.components.Source(
                label="hydrogen_source_grey",
                outputs={hydrogen_bus_low_pressure_pipeline: solph.Flow(variable_costs=hydrogen_source_grey_pipeline_var_costs)} # der Ausgangsdruck ist hier gemittelt 35 bar (Pipeline)
            )
        )
    if kesselwahl == 'H2-Kessel': # das bedeutet, dass der Wasserstoff per LKW kommt, deshalb output mit höherem Druck als Speicher
        energy_system.add(
            solph.components.Source(
                label="hydrogen_source_grey",
                outputs={hydrogen_bus_high_pressure_truck: solph.Flow(variable_costs=hydrogen_source_grey_truck_var_costs, fix=(daily_waermebedarf_series)/hydrogen_boiler_efficiency/hydrogen_storage_outflow_efficiency/(1-(lossrate_H2_storage*24)), nominal_value=1)}  # Preis in €/kWh --
```

Quelle speist immer um 00:00 eines neuen Tages genau die Menge an Wasserstoff ein, die für die Deckung des Wärmebedarfs nötig ist

)

)

grüner Wasserstoff mit Abfrage ob "wasserstoffwahl" als 'grün' übergeben wurde

if wasserstoffwahl == 'grün':

if kesselwahl == 'Umbau Erdgas-Kessel': # das bedeutet, dass der Wasserstoff über Pipeline kommt, deshalb output mit niedrigerem Druck als Speicher

energy_system.add(

solph.components.Source(

label="hydrogen_source_green",

outputs={hydrogen_bus_low_pressure_pipeline: solph.Flow(variable_costs=hydrogen_source_green_pipeline_var_costs)} # der Ausgangsdruck ist hier gemittelt 35 bar (Pipeline)

)

)

if kesselwahl == 'H2-Kessel': # das bedeutet, dass der Wasserstoff per LKW kommt, deshalb output mit höherem Druck als Speicher

energy_system.add(

solph.components.Source(

label="hydrogen_source_green",

outputs={hydrogen_bus_high_pressure_truck: solph.Flow(variable_costs=hydrogen_source_green_truck_var_costs, fix=(daily_waermebedarf_series)/hydrogen_boiler_efficiency/hydrogen_storage_outflow_efficiency/(1-(lossrate_H2_storage*24)), nominal_value=1)} # Preis in €/kWh -- Quelle speist immer um 00:00 eines neuen Tages genau die Menge an Wasserstoff ein, die für die Deckung des Wärmebedarfs nötig ist

)

)

Stromquelle

energy_system.add(

```
        solph.components.Source(
            label="grid_source",
            outputs={electricity_bus: solph.Flow(variable_costs=grid_source_var_costs)} # Kosten für Grünstrom PPA in €/kWh
        )
    )
########################################################################## CONVERTER ##########################################################################################################################
    # PEM-Elektolyseur
    energy_system.add(
        solph.components.Converter(
            label="hydrogen_electrolyzer",
            inputs={electricity_bus: solph.Flow(investment=Investment(ep_costs=(hydrogen_electrolyzer_ep_costs - hydrogen_electrolyzer_ep_costs * wasserstoff_foerderung), maximum = hydrogen_electrolyzer_max_capacity),
                    #nonconvex=solph.NonConvex(),
                    min = hydrogen_electrolyzer_min_partial_load,
                    max = hydrogen_electrolyzer_max_partial_load)}, # Maximalleistung von 24 MW bzw. 24.000 kW -> größter PEM der Welt
            outputs={hydrogen_bus_low_pressure_electrolyzer: solph.Flow()},
            conversion_factors={hydrogen_bus_low_pressure_electrolyzer: hydrogen_electrolyzer_efficiency},
        )
    )
    # H2 Kessel mit Abfrage der Variable "kesselwahl", um den "vorhandene Infrastruktur-Parameter" abzufragen
    if kesselwahl == 'H2-Kessel':
        energy_system.add(
```

```
        solph.components.Converter(
            label="hydrogen_boiler",
            inputs={hydrogen_bus_boiler_pressure: solph.Flow()},
            outputs={heat_bus: solph.Flow(
                investment=Investment(ep_costs= (hydrogen_boiler_ep_costs - hydrogen_boiler_ep_costs * wasserstoff_foerderung), maximum = hydrogen_boiler_max_capacity), # Maximalleistung von 21 MW bzw. 21.000 kW
                #nonconvex=solph.NonConvex(),
                min=hydrogen_boiler_min_partial_load,
                max=hydrogen_boiler_max_partial_load,
            )},
            conversion_factors={heat_bus: hydrogen_boiler_efficiency},
        )
    )
# Erdgaskessel-Umbau mit Abfrage der Variable "kesselwahl", um den "vorhandene Infrastruktur-Parameter" abzufragen
if kesselwahl == 'Umbau Erdgas-Kessel':
    energy_system.add(
        solph.components.Converter(
            label="modificated_gas_boiler",
            inputs={hydrogen_bus_boiler_pressure: solph.Flow()},
            outputs={heat_bus: solph.Flow(
                investment=Investment(ep_costs=(modificated_gas_boiler_ep_costs - modificated_gas_boiler_ep_costs * wasserstoff_foerderung), maximum = modificated_gas_boiler_max_capacity), # Maximalleistung von 21 MW bzw. 21.000 kW
                #nonconvex=solph.NonConvex(),
                min=modificated_gas_boiler_min_partial_load,
                max=modificated_gas_boiler_max_partial_load,
            )},
```

```
            conversion_factors={heat_bus: modificated_gas_boiler_efficiency},
        )
    )
# Elektrodenkessel / Einmal Optimierung mit und einmal ohne / das vielleicht auch als Schleife einbauen
if Elkessel_Moeglichkeit:
    energy_system.add(
        solph.components.Converter(
            label="electric_boiler",
            inputs={electricity_bus: solph.Flow()},
            outputs={heat_bus: solph.Flow(
                investment=Investment(ep_costs=electric_boiler_ep_costs, maximum = electric_boiler_max_capacity), # Maximalleistung aus meiner BA 90 MW bzw. 90.000 kW
                #nonconvex=solph.NonConvex(),
                min=electric_boiler_min_partial_load,
                max=electric_boiler_max_partial_load,
            )},
            conversion_factors={heat_bus: electric_boiler_efficiency},
        )
    )
# Mech.-Trocknung
energy_system.add(
    solph.components.Converter(
        label="mech_drying",
        inputs={untreated_biomass_bus: solph.Flow(), electricity_bus: solph.Flow(investment=Investment(ep_costs=mech_drying_ep_costs))}, # Investment liegt hier im Input und nicht im Output, da die elektrische Leistung entscheidend ist!
        outputs={dry_biomass_bus: solph.Flow()},
```

```
        conversion_factors={dry_biomass_bus: mech_drying_mass_loss, electricity_bus: mech_drying_electricity_demand, untreated_biomass_bus: 1}, # Aus einem kg 20 % TS-Gehalt Biomasse werden 0,33 kg 60 % TS-Gehalt Biomasse / für ein kg zu trocknender Biomasse werden 0,24 kWh Strom benötigt
      )
    )
    # Biomassekessel
    energy_system.add(
      solph.components.Converter(
        label="biomass_boiler",
        inputs={dry_biomass_bus: solph.Flow(variable_costs=CO2_Preis)},
        outputs={heat_bus: solph.Flow(
          investment=Investment(ep_costs=biomass_boiler_ep_costs,maximum=biomass_boiler_max_capacity),
          #nonconvex=solph.NonConvex(),
          min=biomass_boiler_min_partial_load,
          max=biomass_boiler_max_partial_load,
        )},
        conversion_factors={dry_biomass_bus: biomass_heizwert, heat_bus: biomass_boiler_efficiency}, # Hier findet Umwanldung von kg Biomasse in kWh mittels der jeweiligen Heizwerte statt / vielleicht später noch den Wirkungsgrad etwas verändern abhängig von Feuchtigkeiten?
      )
    )
    # Kompressor-Elektrolyseur / notwendig, wenn produzierter Wasserstoff eingespeichert werden soll
    energy_system.add(
      solph.components.Converter(
        label="compressor_electrolyzer",
        inputs={hydrogen_bus_low_pressure_electrolyzer: solph.Flow(), electricity_bus: solph.Flow(investment=Investment(ep_costs=compressor_electrolyzer_ep_costs-
```

compressor_electrolyzer_ep_costs*wasserstoff_foerderung))}, # Investment liegt hier im Input und nicht im Output, da die elektrische Leistung entscheidend ist!

outputs={hydrogen_bus_high_pressure: solph.Flow()},

conversion_factors={hydrogen_bus_low_pressure_electrolyzer: 1, electricity_bus: compressor_electrolyzer_electricity_demand, hydrogen_bus_high_pressure: 1}, # Wirkungsgrad einbauen oder belasse ich den in der Umrechnung des benötigten Stroms?

)

)

Kompressor-Pipeline / notwendig, wenn Wasserstoff aus Pipeline eingespeichert werden soll. Für meinen Fall eigentlich nicht wichtig, aber für spätere Anwendungsfälle potentiell

energy_system.add(

solph.components.Converter(

label="compressor_pipeline",

inputs={hydrogen_bus_low_pressure_pipeline: solph.Flow(), electricity_bus: solph.Flow(investment=Investment(ep_costs=compressor_pipeline_ep_costs-compressor_pipeline_ep_costs*wasserstoff_foerderung))}, # Investment liegt hier im Input und nicht im Output, da die elektrische Leistung entscheidend ist!

outputs={hydrogen_bus_high_pressure: solph.Flow()},

conversion_factors={hydrogen_bus_low_pressure_pipeline: 1, electricity_bus: compressor_pipeline_electricity_demand, hydrogen_bus_high_pressure: 1},

)

)

Druckminderer für Vorbereitung des Wasserstoff aus der Pipeline auf Druck für Kessel

energy_system.add(

solph.components.Converter(

label="pressure_regulator_pipeline",

inputs={hydrogen_bus_low_pressure_pipeline: solph.Flow()},

outputs={hydrogen_bus_boiler_pressure: solph.Flow(

investment=Investment(ep_costs=0.0),

```
        )},
        conversion_factors={hydrogen_bus_boiler_pressure:1, hydrogen_bus_low_pressure_pipeline:1},
    )
)
# Druckminderer für Vorbereitung des Wasserstoffs aus dem Speicher auf Druck für Kessel
energy_system.add(
    solph.components.Converter(
        label="pressure_regulator_storage",
        inputs={hydrogen_bus_high_pressure: solph.Flow()},
        outputs={hydrogen_bus_boiler_pressure: solph.Flow(
            investment=Investment(ep_costs=0.0),
        )},
        conversion_factors={hydrogen_bus_boiler_pressure:1, hydrogen_bus_high_pressure:1},
    )
)
# Druckminderer für Vorbereitung der des Wasserstoffs aus dem Elektrolyseur auf Druck für Kessel
energy_system.add(
    solph.components.Converter(
        label="pressure_regulator_electrolyzer",
        inputs={hydrogen_bus_low_pressure_electrolyzer: solph.Flow()},
        outputs={hydrogen_bus_boiler_pressure: solph.Flow(
            investment=Investment(ep_costs=0.0),
        )},
        conversion_factors={hydrogen_bus_boiler_pressure:1,  hydrogen_bus_low_pressure_electro-
lyzer:1},
    )
)
```

```
########################################################################## SPEICHER
##############################################################################################
#############################################################################
    if kesselwahl == 'H2-Kessel':
        # Speicher nur für die Anlieferung des Wasserstoffs
        energy_system.add(
            solph.components.GenericStorage(
                label="hydrogen_storage_truck",
                inputs={hydrogen_bus_high_pressure_truck: solph.Flow()},
                outputs={hydrogen_bus_high_pressure: solph.Flow()},
                initial_storage_level=0.0,
                investment=Investment(ep_costs=(hydrogen_storage_ep_costs - hydrogen_storage_ep_costs *
wasserstoff_foerderung)), # €/kWh
                loss_rate= lossrate_H2_storage,
                inflow_conversion_factor=hydrogen_storage_inflow_efficiency,          outflow_conversion_fac-
tor=hydrogen_storage_outflow_efficiency,
            )
        )
    # Pufferspeicher für produzierten Wasserstoff
    energy_system.add(
        solph.components.GenericStorage(
            label="hydrogen_storage",
            inputs={hydrogen_bus_high_pressure: solph.Flow()},
            outputs={hydrogen_bus_high_pressure: solph.Flow()},
            initial_storage_level=0.0,
            investment=Investment(ep_costs=(hydrogen_storage_ep_costs - hydrogen_storage_ep_costs *
wasserstoff_foerderung)),  # €/kWh
            loss_rate=lossrate_H2_storage,
            inflow_conversion_factor=hydrogen_storage_inflow_efficiency,
```

```
            outflow_conversion_factor=hydrogen_storage_outflow_efficiency,
        )
    )
    # Biomasse-Silo für 20 % TS-Gehalt
    if TS_Gehalt == 20:
        energy_system.add(
            solph.components.GenericStorage(
                label="biomass_storage_20",
                inputs={untreated_biomass_bus_source: solph.Flow()},
                outputs={untreated_biomass_bus: solph.Flow()},
                initial_storage_level=0,
                #min_storage_level=0,
                #max_storage_level=1,
                investment=Investment(ep_costs=biomass_storage_20_ep_costs),  # ep_costs sind durch die Dichte umgerechnet in €/kg
                inflow_conversion_factor=biomass_storage_20_inflow_efficiency, outflow_conversion_factor=biomass_storage_20_outflow_efficiency,
            )
        )
    # Biomasse-Silo für 70 % TS-Gehalt
    if TS_Gehalt == 70:
        energy_system.add(
            solph.components.GenericStorage(
                label="biomass_storage_70",
                inputs={dry_biomass_bus_source: solph.Flow()},
                outputs={dry_biomass_bus: solph.Flow()},
                initial_storage_level=0,
                #min_storage_level=0,
```

```
            #max_storage_level=1,
            investment=Investment(ep_costs=biomass_storage_70_ep_costs),  # ep_costs sind durch die Dichte umgerechnet in €/kg
            inflow_conversion_factor=biomass_storage_70_inflow_efficiency,  outflow_conversion_factor=biomass_storage_70_outflow_efficiency,
        )
    )
# Biomasse-Silo für 90 % TS-Gehalt
if TS_Gehalt == 90:
    energy_system.add(
        solph.components.GenericStorage(
            label="biomass_storage_90",
            inputs={dry_biomass_bus_source: solph.Flow()},
            outputs={dry_biomass_bus: solph.Flow()},
            initial_storage_level=0,
            #min_storage_level=0,
            #max_storage_level=1,
            investment=Investment(ep_costs=biomass_storage_90_ep_costs),  # ep_costs sind durch die Dichte umgerechnet in €/kg
            inflow_conversion_factor=biomass_storage_90_inflow_efficiency,  outflow_conversion_factor=biomass_storage_90_outflow_efficiency,
        )
    )
#Wärmespeicher
energy_system.add(
    solph.components.GenericStorage(
        label="heat_storage",
        inputs={heat_bus: solph.Flow()},
```

```
        outputs={heat_bus: solph.Flow()},
        investment=Investment(ep_costs=heat_storage_ep_costs, maximum = heat_storage_max_capacity), # maximal 1.000 MWh Kapazität
        invest_relation_input_capacity = 0.2, # maximal mit 20 % der Kapazität ladbar
        invest_relation_output_capacity= 0.2, # maximal mit 20 % der Kapazität entladbar
        initial_storage_level=0.0,
        loss_rate=lossrate_heat_storage,
        inflow_conversion_factor=heat_storage_inflow_efficiency,
        outflow_conversion_factor=heat_storage_outflow_efficiency,
      )
  )
################################################## MODELL LÖSEN ##########################################################################################################
  # Modell erstellen
  model = solph.Model(energy_system)
  # Modell lösen
  model.solve(solver='cbc', tee=True)
################################## ERGEBNISSE SAMMELN UND ALS FUNKTIONSERGEBNIS ZURÜCKGEBEN ##########################################################################################################
  # Ergebnisse auf variable "results" speichern
  results = solph.processing.results(model)
  # Ergebnisse konvertieren
  results = solph.views.convert_keys_to_strings(results)

  # Variable Kosten extrahieren
  variable_costs = extract_variable_cost_flows(model)
```

```
    # Ergebnisse an als Funktionsergebis übergeben
    return results, variable_costs
```

Code – Szenarienvariation

```
################################### BIBLIOTHEKEN UND FUNKTIONEN IMPORTIEREN ##################################################################################################################################################
from Emissions import calculate_emissions, prepare_emissions_input
from Optimization import run_model
import pandas as pd
from postprocessing_resultfiles import create_resultflow_df, create_scalars_df
from postprocessing_simple_diagrams import create_first_diagrams
from Kosten import calculate_variable_costs_clean, calculate_investment_costs_with_ep, summarize_costs
######################################### VARIABLEN IMPORTIEREN ##################################################################################################################################################
from Variablen import variables_list, compressor_electrolyzer_ep_costs, compressor_pipeline_ep_costs
# Schreibe die Dictionary-Werte in den globalen Namensraum
for name, value in variables_list.items():
    globals()[name] = value
######################################### CSV DATEIEN EINLESEN ##################################################################################################################################################
# Pfad zur CSV-Datei des schwankenden Wärmebedarfs
file_path_waermebedarf_schwankend = 'Waermebedarf_Papier.csv'
# CSV-Datei einlesen
df_waermebedarf_schwankend = pd.read_csv(file_path_waermebedarf_schwankend, header=None) # sep =  , delimiter = , index_col =
# Pfad zur CSV-Datei des konstanten Wärmebedarfs
```

```
file_path_waermebedarf_konst = 'Waermebedarf_Chemie.csv'

# CSV-Datei einlesen

df_waermebedarf_konst = pd.read_csv(file_path_waermebedarf_konst, header=None) # sep =  , delimiter = , index_col =

########################################## PARAMETER DEFINITION ##########################################################################################################################

# Szenarien mit verschiedenen Parametern definieren

wasserstoffwahl = ['grün','grau'] # Entweder grüner Wasserstoff oder grauer Wasserstoff

kesselwahl = ['H2-Kessel','Umbau Erdgas-Kessel'] # Entweder Wasserstoffkessel oder Ergdgas-Umbaukessel

CO2_Preis_Abfrage = ['betrifft_nicht','betrifft_biomasse'] # CO2-Preis betrifft Biomasse oder nicht

df_waermebedarf = [df_waermebedarf_konst,df_waermebedarf_schwankend] # Wärmebedarfe variieren, einmal konstant und einmal schwankend

wasserstoff_foerderung = [0,0.45] # einmal 0 % Förderung und einmal 45 % Förderung

TS_Gehalt = [90,70,20] # die drei TS-Gehalte

Elkessel_Moeglichkeit = [False,True] # Möglichkeit oder Unmöglichkeit eines Elektrodenkessel-Baus

################################################ SZENARIENRAUM AUFSPANNEN ##########################################################################################################################

# Alle möglichen Kombinationen der Szenarien in "szenarien" speichern

szenarien = [

    (w, k, c, b, f, t, e)  # w, k, c, b, f, t, e sind die Platzhalter für die jeweiligen Parameter

    for w in wasserstoffwahl

    for k in kesselwahl

    for c in CO2_Preis_Abfrage

    for b in df_waermebedarf

    for f in wasserstoff_foerderung

    for t in TS_Gehalt
```

```
    for e in Elkessel_Moeglichkeit
]

######################################## SZENARIEN AN OPTIMIERUNG ÜBERGEBEN UND ERGEBNISSE VERARBEITEN ##########################################################################################################################################

# Jede Parameter-Zusammenstellung wird durchlaufen und Print-Ausgabe welches Szenario grade berechnet wird

for i, (wasserstoffwahl, kesselwahl, CO2_Preis_Abfrage, df_waermebedarf, wasserstoff_foerderung, TS_Gehalt, Elkessel_Moeglichkeit) in enumerate(szenarien, 1):
    if df_waermebedarf.equals(df_waermebedarf_schwankend):
        waermebedarf_print = 'Schwankender Wärmebedarf'
    if df_waermebedarf.equals(df_waermebedarf_konst):
        waermebedarf_print = 'Konstanter Wärmebedarf'
    print(f"Starte Szenario {i}:")
    print(f"  - Farbe des Wasserstoffs: {wasserstoffwahl}")
    print(f"  - Kesselwahl: {kesselwahl}")
    print(f"  - CO2-Preis: {CO2_Preis_Abfrage}")
    print(f"  - Wärmebedarf: {waermebedarf_print}")
    print(f"  - Wasserstoffförderung: {wasserstoff_foerderung}")
    print(f"  - TS-Gehalt: {TS_Gehalt} %")
    print(f"  - Elektrodenkessel: {Elkessel_Moeglichkeit}")
    # Jede Parameter-Zusammenstellung wird an "Optimization.py" übergeben, dort wird die Optimierung ausgeführt und hier werden die zurückgegebenen Ergebnisse auf "results" gespeichert
    results, variable_costs_per_component = run_model(wasserstoffwahl, kesselwahl, CO2_Preis_Abfrage, df_waermebedarf, wasserstoff_foerderung, TS_Gehalt, Elkessel_Moeglichkeit)
    # Stromdaten + Speicherstaende in jedem Zeitschritt und Strom (alle flows) aus übergebenem "results" werden sn Funktion "create-resultflow_df" übergeben und in DataFrame "results_df" gespeichert
```

```
results_df = create_resultflow_df(results)


# Kapazitäten aus übergebenem "results" werden an Funtkion "create_scalars_df" übergeben und in DataFrame "scalars_df" gespeichert

scalars_df = create_scalars_df(results)

########################################################## DIAGRAMME ERSTELLEN ##########################################################################################################

# Ergebnisse übergeben an "postprocessing_simple_diagrams.py" zur Diagramm-Erstellung

create_first_diagrams(results_df, scalars_df, [], 900, 1600, True, False)

########################################################## EMISSIONS BERECHNUNG ##########################################################################################################

# Input für Funktion "calculate_emissions" vorbereiten

source_emissions_mapping, heating_values_mapping, CO2_Preis, efficiencies_mapping = prepare_emissions_input(wasserstoffwahl, TS_Gehalt, CO2_Preis_Abfrage)

# Aufruf

emissions_df, total_emissions_kg, emissions_by_source = calculate_emissions(results_df, source_emissions_mapping, efficiencies_mapping, heating_values_mapping)

# Ausgabe

for source, value in emissions_by_source.items():

    print(f" - {source}: {value:.2f} kg CO₂ ({value / 1000:.2f} t)")

print(f"\n✅ Gesamtemissionen: {total_emissions_kg:.2f} kg CO₂")

########################################## GESAMTKOSTEN BERECHNUNG ##########################################################################################################

# gesondertes ep_costs dictionary für Investitionskostenberechnung

ep_costs_mapping = {

    'biomass_boiler': biomass_boiler_ep_costs,
```

'modificated_gas_boiler': modificated_gas_boiler_ep_costs-(modificated_gas_boiler_ep_costs*wasserstoff_foerderung),

'hydrogen_electrolyzer': hydrogen_electrolyzer_ep_costs-(hydrogen_electrolyzer_ep_costs*wasserstoff_foerderung),

'hydrogen_boiler': hydrogen_boiler_ep_costs-(hydrogen_boiler_ep_costs*wasserstoff_foerderung),

'electric_boiler': electric_boiler_ep_costs,

'mech_drying': mech_drying_ep_costs,

'hydrogen_storage': hydrogen_storage_ep_costs-(hydrogen_storage_ep_costs*wasserstoff_foerderung),

'hydrogen_storage_truck': hydrogen_storage_ep_costs-(hydrogen_storage_ep_costs*wasserstoff_foerderung),

'biomass_storage_20': biomass_storage_20_ep_costs,

'biomass_storage_70': biomass_storage_70_ep_costs,

'biomass_storage_90': biomass_storage_90_ep_costs,

'heat_storage': heat_storage_ep_costs,

'compressor_electrolyzer': compressor_electrolyzer_ep_costs-(compressor_electrolyzer_ep_costs*wasserstoff_foerderung),

'compressor_pipeline': compressor_pipeline_ep_costs-(compressor_pipeline_ep_costs*wasserstoff_foerderung)

}

Berechnung

var_costs = calculate_variable_costs_clean(results_df, variable_costs_per_component)

invest_costs = calculate_investment_costs_with_ep(results, ep_costs_mapping)

Ausgabe

summarize_costs(var_costs, invest_costs)

Code – Variablen

########################## EP_COSTS ##

Converter

biomass_boiler_ep_costs = 29 # Annuitätskosten des Biomassekessels in €/kW

modificated_gas_boiler_ep_costs = 9 # Annuitätskosten des Erdgas-Umbau-Kessels in €/kW

hydrogen_electrolyzer_ep_costs = 60.7 # Annuitätskosten des Elektrolyseurs in €/kW

hydrogen_boiler_ep_costs = 15.6 # Annuitätskosten des Wasserstoff-Neubau-Kessels in €/kW

electric_boiler_ep_costs = 10 # Annuitätskosten des Elektrodenkessels in €/kW

mech_drying_ep_costs = 234 # Annuitätskosten des mechanischen Trockners in €/kW

compressor_electrolyzer_ep_costs = 403.54 # Annuitätskosten des Kompressors für Wasserstoff aus der Elektrolyse in €/kW

compressor_pipeline_ep_costs = 403.54 # Annuitätskosten des Kompressors für Wasserstoff aus der Pipeline in €/kW

GenericStorages

biomass_storage_20_ep_costs = 0.000012 # Annuitätskosten des 20 % TS-Gehalt-Biomasse-Speichers in €/kg

biomass_storage_70_ep_costs = 0.000025 # Annuitätskosten des 70 % TS-Gehalt-Biomasse-Speichers in €/kg

biomass_storage_90_ep_costs = 0.000030 # Annuitätskosten des 90 % TS-Gehalt-Biomasse-Speichers in €/kg

heat_storage_ep_costs = 10.68 # Annuitätskosten des Wärmespeichers in €/kWh

hydrogen_storage_ep_costs = 1.35 # Annuitätskosten des Wasserstoffspeichers in €/kWh

########################## VARIABLE_COSTS
##
####

Sources

hydrogen_source_green_truck_var_costs = 0.18 # variable Kosten des grünen Wasserstoffs, welcher über LKW angeliefert wird €/kWh

hydrogen_source_grey_truck_var_costs = 0.06 # variable Kosten des grauen Wasserstoffs, welcher über LKW angeliefert wird €/kWh

hydrogen_source_green_pipeline_var_costs = 0.18 # variable Kosten des grünen Wasserstoffs, welcher über Pipeline angeliefert wird €/kWh

hydrogen_source_grey_pipeline_var_costs = 0.06 # variable Kosten des grauen Wasserstoffs, welcher über Pipeline angeliefert wird €/kWh

grid_source_var_costs = 0.11 # variablen Kosten des Strombezugs in €/kWh

biomass_source_20_var_costs = 0.048 # variable Kosten der 20 % TS-Gehalt-Biomasse in €/kg

biomass_source_70_var_costs = 0.168 # variable Kosten der 70 % TS-Gehalt-Biomasse in €/kg

biomass_source_90_var_costs = 0.216 # variable Kosten der 90 % TS-Gehalt-Biomasse in €/kg

######################## CONVERSION_FACTORS ########################

Converter Efficiencies

hydrogen_electrolyzer_efficiency = 0.7 # energetischer Wirkungsgrad des Elektrolyseurs

hydrogen_boiler_efficiency = 0.95 # energetischer Wirkungsgrad des Wasserstoff-Neubau-Kessels

modificated_gas_boiler_efficiency = 0.95 # energetischer Wirkungsgrad des Erdgas-Umbau-Kessels

electric_boiler_efficiency = 0.99 # energetischer Wirkungsgrad des Elektrodenkessels

biomass_boiler_efficiency_60 = 0.79 # energetischer Wirkungsgrad des Biomassekessels bei 60 % TS-Gehalt-Biomasse

biomass_boiler_efficiency_70 = 0.83 # energetischer Wirkungsgrad des Biomassekessels bei 70 % TS-Gehalt-Biomasse

biomass_boiler_efficiency_90 = 0.88 # energetischer Wirkungsgrad des Biomassekessels bei 90 % TS-Gehalt-Biomasse

GenericStorages Efficiencies

hydrogen_storage_inflow_efficiency = 1 # Beladewirkungsgrad Wasserstoffspeicher

hydrogen_storage_outflow_efficiency = 0.95 # Entladewirkungsgrad Wasserstoffspeicher

biomass_storage_20_inflow_efficiency = 1 # Beladewirkungsgrad Biomassespeicher für 20 % TS-Gehalt-Biomasse

biomass_storage_20_outflow_efficiency = 1 # Entladewirkungsgrad Biomassespeicher für 20 % TS-Gehalt-Biomasse

biomass_storage_70_inflow_efficiency = 1 # Beladewirkungsgrad Biomassespeicher für 70 % TS-Gehalt-Biomasse

biomass_storage_70_outflow_efficiency = 1 # Entladewirkungsgrad Biomassespeicher für 70 % TS-Gehalt-Biomasse

biomass_storage_90_inflow_efficiency = 1 # Beladewirkungsgrad Biomassespeicher für 90 % TS-Gehalt-Biomasse

biomass_storage_90_outflow_efficiency = 1 # Entladewirkungsgrad Biomassespeicher für 90 % TS-Gehalt-Biomasse

heat_storage_inflow_efficiency = 0.98 # Beladewirkungsgrad Wärmespeicher

heat_storage_outflow_efficiency = 0.98 # Entladewirkungsgrad Wärmespeicher

GenericStorages lossrates

lossrate_H2_storage = 0.001/24 # Verlustrate des Wasserstoffspeicherinhalts über den Tag auf stündliche Auflösung aufgeteilt

lossrate_heat_storage = 0.02/24 # Verlustrate des Wärmespeicherinhalts über den Tag auf stündliche Auflösung aufgeteilt

Heating Values

biomass_source_60_heating_value = 2.82 # Heizwert 60 % TS-Gehalt-Biomasse in kWh/kg

biomass_source_70_heating_value = 3.40 # Heizwert 70 % TS-Gehalt-Biomasse in kWh/kg

biomass_source_90_heating_value = 4.57 # Heizwert 90 % TS-Gehalt-Biomasse in kWh/kg

Mech_drying

mech_drying_mass_loss = 0.33 # Masseverluste durch Trocknung -> aus einem kg 20 % TS-Gehalt-Biomasse werden nach der Trocknung 0.33 kg 60 % TS-Gehalt-Biomasse, da Wasser ausgepresst wurde

mech_drying_electricity_demand = 0.24 # Strombedarf des mechanischen Trockners, um 1 kg 20 % TS-Gehalt-Biomasse auf 0.33 kg 60 % TS-Gehalt-Biomasse zu trocknen

compressors electricity demand

compressor_electrolyzer_electricity_demand = 0.026 # Strombedarf des Kompressors, um den Wasserstoff aus dem Elektrolyseur von 35 bar auf 150 bar zu verdichten in kWh

compressor_pipeline_electricity_demand = 0.036 # Strombedarf des Kompressors, um den Wasserstoff aus der Pipeline von 23 bar auf 150 bar zu verdichten in kWh

MAX INVESTIERBARE LEISTUNGEN

hydrogen_electrolyzer_max_capacity = 24000 # max investierbare Leistung des Elektrolyseurs in kW

hydrogen_boiler_max_capacity = 21000 # max investierbare Leistung des Elektrolyseurs in kW

modificated_gas_boiler_max_capacity = 21000 # max investierbare Leistung des Erdgas-Umbau-Kessels in kW

electric_boiler_max_capacity = 90000 # max investierbare Leistung des Elektrodenkessels in kW

biomass_boiler_max_capacity = 25000 # max investierbare Leistung des Biomassekessels in kW

heat_storage_max_capacity = 1000000 # max investierbare Speicherkapazität des Wärmespeichers in kWh

PARTIAL LOAD

hydrogen_electrolyzer_min_partial_load = 0 # Teillast-Untergrenze Elektrolyseur anteilig an investierter Gesamtkapazität

hydrogen_boiler_min_partial_load = 0.05 # Teillast-Untergrenze Wasserstoff-Neubau-Kessel anteilig an investierter Gesamtkapazität

modificated_gas_boiler_min_partial_load = 0.05 # Teillast-Untergrenze Erdgas-Umbau-Kessel anteilig an investierter Gesamtkapazität

electric_boiler_min_partial_load = 0 # Teillast-Untergrenze Elektrodenkessel anteilig an investierter Gesamtkapazität

biomass_boiler_min_partial_load = 0.3 # Teillast-Untergrenze Biomassekessel anteilig an investierter Gesamtkapazität

hydrogen_electrolyzer_max_partial_load = 1 # Teillast-Obergrenze Elektrolyseur anteilig an investierter Gesamtkapazität

hydrogen_boiler_max_partial_load = 1 # Teillast-Obergrenze Wasserstoff-Neubau-Kessel anteilig an investierter Gesamtkapazität

modificated_gas_boiler_max_partial_load = 1 # Teillast-Obergrenze Erdgas-Umbau-Kessel anteilig an investierter Gesamtkapazität

electric_boiler_max_partial_load = 1 # Teillast-Obergrenze Elektrodenkessel anteilig an investierter Gesamtkapazität

biomass_boiler_max_partial_load = 1 # Teillast-Obergrenze Biomassekessel anteilig an investierter Gesamtkapazität

EMISSIONS

CO2_price = 55 # € / t

```
biomass_60_emissions = 0.99 # kg CO2 / kg Biomasse, nicht kWh !!

biomass_70_emissions = 1.17 # kg CO2 / kg Biomasse, nicht kWh !!

biomass_90_emissions = 1.5 # kg CO2 / kg Biomasse, nicht kWh !!

hydrogen_grey_emissions = 0.1 # kg CO2 / kWh

hydrogen_green_emissions = 0 # kg CO2 / kWh

CO2_price_biomass_60 = round(biomass_60_emissions*(CO2_price/1000),3) # € / kg Biomasse, nicht kWh !!

CO2_price_biomass_70 = round(biomass_70_emissions*(CO2_price/1000),3) # € / kg Biomasse, nicht kWh !!

CO2_price_biomass_90 = round(biomass_90_emissions*(CO2_price/1000),3) # € / kg Biomasse, nicht kWh !!

################################## EXPORT DICTIONARY ##########################################################################
#

# diese Liste übergibt alle Variablen an das Modell. Wenn neue Variablen hinzugefügt werden, müssen sie unbedingt der untenstehenden Liste hinzugefügt werden

variables_list = {

    'biomass_boiler_ep_costs':biomass_boiler_ep_costs,

    'modificated_gas_boiler_ep_costs':modificated_gas_boiler_ep_costs,

    'hydrogen_electrolyzer_ep_costs':hydrogen_electrolyzer_ep_costs,

    'hydrogen_boiler_ep_costs':hydrogen_boiler_ep_costs,

    'electric_boiler_ep_costs':electric_boiler_ep_costs,

    'mech_drying_ep_costs':mech_drying_ep_costs,

    'hydrogen_storage_ep_costs':hydrogen_storage_ep_costs,

    'biomass_storage_20_ep_costs':biomass_storage_20_ep_costs,

    'biomass_storage_70_ep_costs':biomass_storage_70_ep_costs,

    'biomass_storage_90_ep_costs':biomass_storage_90_ep_costs,

    'heat_storage_ep_costs':heat_storage_ep_costs,

    'hydrogen_source_green_truck_var_costs':hydrogen_source_green_truck_var_costs,
```

'hydrogen_source_grey_truck_var_costs':hydrogen_source_grey_truck_var_costs,

'hydrogen_source_green_pipeline_var_costs':hydrogen_source_green_pipeline_var_costs,

'hydrogen_source_grey_pipeline_var_costs':hydrogen_source_grey_pipeline_var_costs,

'grid_source_var_costs':grid_source_var_costs,

'biomass_source_20_var_costs':biomass_source_20_var_costs,

'biomass_source_70_var_costs':biomass_source_70_var_costs,

'biomass_source_90_var_costs':biomass_source_90_var_costs,

'hydrogen_electrolyzer_efficiency':hydrogen_electrolyzer_efficiency,

'hydrogen_boiler_efficiency':hydrogen_boiler_efficiency,

'modificated_gas_boiler_efficiency':modificated_gas_boiler_efficiency,

'electric_boiler_efficiency':electric_boiler_efficiency,

'biomass_boiler_efficiency_60':biomass_boiler_efficiency_60,

'biomass_boiler_efficiency_70':biomass_boiler_efficiency_70,

'biomass_boiler_efficiency_90':biomass_boiler_efficiency_90,

'hydrogen_storage_inflow_efficiency':hydrogen_storage_inflow_efficiency,

'hydrogen_storage_outflow_efficiency':hydrogen_storage_outflow_efficiency,

'biomass_storage_20_inflow_efficiency':biomass_storage_20_inflow_efficiency,

'biomass_storage_20_outflow_efficiency':biomass_storage_20_outflow_efficiency,

'biomass_storage_70_inflow_efficiency':biomass_storage_70_inflow_efficiency,

'biomass_storage_70_outflow_efficiency':biomass_storage_70_outflow_efficiency,

'biomass_storage_90_inflow_efficiency':biomass_storage_90_inflow_efficiency,

'biomass_storage_90_outflow_efficiency':biomass_storage_90_outflow_efficiency,

'heat_storage_inflow_efficiency':heat_storage_inflow_efficiency,

'heat_storage_outflow_efficiency':heat_storage_outflow_efficiency,

'biomass_source_60_heating_value':biomass_source_60_heating_value,

'biomass_source_70_heating_value':biomass_source_70_heating_value,

'biomass_source_90_heating_value':biomass_source_90_heating_value,

'mech_drying_mass_loss':mech_drying_mass_loss,

'mech_drying_electricity_demand':mech_drying_electricity_demand,

'biomass_60_emissions':biomass_60_emissions,

'biomass_70_emissions':biomass_70_emissions,

'biomass_90_emissions':biomass_90_emissions,

'hydrogen_grey_emissions':hydrogen_grey_emissions,

'hydrogen_green_emissions':hydrogen_green_emissions,

'CO2_price_biomass_60':CO2_price_biomass_60,

'CO2_price_biomass_70':CO2_price_biomass_70,

'CO2_price_biomass_90':CO2_price_biomass_90,

'lossrate_H2_storage':lossrate_H2_storage,

'lossrate_heat_storage':lossrate_heat_storage,

'compressor_electrolyzer_ep_costs':compressor_electrolyzer_ep_costs,

'compressor_pipeline_ep_costs':compressor_pipeline_ep_costs,

'compressor_electrolyzer_electricity_demand':compressor_electrolyzer_electricity_demand,

'compressor_pipeline_electricity_demand':compressor_pipeline_electricity_demand,

'hydrogen_electrolyzer_max_capacity':hydrogen_electrolyzer_max_capacity,

'hydrogen_boiler_max_capacity':hydrogen_boiler_max_capacity,

'modificated_gas_boiler_max_capacity':modificated_gas_boiler_max_capacity,

'electric_boiler_max_capacity':electric_boiler_max_capacity,

'biomass_boiler_max_capacity':biomass_boiler_max_capacity,

'heat_storage_max_capacity':heat_storage_max_capacity,

'hydrogen_electrolyzer_min_partial_load':hydrogen_electrolyzer_min_partial_load,

'hydrogen_boiler_min_partial_load':hydrogen_boiler_min_partial_load,

'modificated_gas_boiler_min_partial_load':modificated_gas_boiler_min_partial_load,

'electric_boiler_min_partial_load':electric_boiler_min_partial_load,

'biomass_boiler_min_partial_load':biomass_boiler_min_partial_load,

```
    'hydrogen_electrolyzer_max_partial_load':hydrogen_electrolyzer_max_partial_load,
    'hydrogen_boiler_max_partial_load':hydrogen_boiler_max_partial_load,
    'modificated_gas_boiler_max_partial_load':modificated_gas_boiler_max_partial_load,
    'electric_boiler_max_partial_load':electric_boiler_max_partial_load,
    'biomass_boiler_max_partial_load':biomass_boiler_max_partial_load
    }
```

Code – Kostenberechnung

```
import pandas as pd
from oemof.solph import Bus
def extract_variable_cost_flows(model):
    var_cost_flows = {}
    for key, flow in model.flows.items():
        if len(key) == 2:
            source, target = key
        elif len(key) == 3:
            source, target, _ = key
        else:
            continue
        if hasattr(flow, "variable_costs") and flow.variable_costs is not None:
            try:
                vc = flow.variable_costs
                try:
                    vc_value = float(vc)
                except (TypeError, ValueError):
                    try:
                        vc_value = float(vc.value)
                    except (AttributeError, TypeError, ValueError):
```

```
                    try:
                        vc_value = float(vc.initial_value)
                    except Exception:
                        continue
                # Schlüssel als "source->target" String
                source_label = str(source.label).lower()
                target_label = str(target.label).lower()
                # Busse rausfiltern
                if isinstance(source, Bus):
                    component_label = target_label
                elif isinstance(target, Bus):
                    component_label = source_label
                else:
                    # Komponente ↔ Komponente → ignorieren (seltener Fall)
                    continue
                flow_key = f"{source_label}->{target_label}"
                var_cost_flows[flow_key] = vc_value
            except Exception:
                continue
    return var_cost_flows



def calculate_variable_costs_clean(flow_df, variable_cost_flows):
    total_var_costs = {}
    for col in flow_df.columns:
        if col in variable_cost_flows:
            vc = variable_cost_flows[col]
```

```
            cost = (flow_df[col] * vc).sum()
            # Komponentennamen extrahieren
            source, target = col.split("->")
            # Wer ist die Komponente? → der Nicht-Bus
            comp = source if not source.endswith("_bus") else target
            total_var_costs[comp] = total_var_costs.get(comp, 0) + cost
    return total_var_costs
# investment Kosten berechnen
def calculate_investment_costs_with_ep(results, ep_costs_mapping):
    invest_costs = {}
    for key, result in results.items():
        if len(key) == 2:  # Flows (z. B. Bus -> Component)
            source = key[0].lower()
            scalars = result.get('scalars', {})
            # Ausschließen: Speicherlade-/entlade-Flows
            if 'storage' in source:
                continue
            if 'invest' in scalars and source in ep_costs_mapping:
                try:
                    installed_capacity = float(scalars['invest'])
                    ep = ep_costs_mapping[source]
                    invest_costs[source] = installed_capacity * ep
                except Exception as e:
                    print(f"Fehler bei {source}: {e}")
        elif len(key) == 1:  # Komponente selbst (z. B. Speicher)
            component = key[0].lower()
            scalars = result.get('scalars', {})
```

```
            if 'invest' in scalars and component in ep_costs_mapping:
                try:
                    installed_capacity = float(scalars['invest'])
                    ep = ep_costs_mapping[component]
                    invest_costs[component] = installed_capacity * ep
                except Exception as e:
                    print(f"Fehler bei {component}: {e}")
    return invest_costs
# Gesamtkosten berechnen
def summarize_costs(var_costs, invest_costs):
    all_components = set(var_costs) | set(invest_costs)
    print("\n💰 Kostenübersicht pro Komponente (nur ≠ 0 €):")
    total = 0
    count = 0
    for component in sorted(all_components):
        var = var_costs.get(component, 0)
        inv = invest_costs.get(component, 0)
        try:
            var = float(var) if not pd.isna(var) else 0.0
        except:
            var = 0.0
        try:
            inv = float(inv) if not pd.isna(inv) else 0.0
        except:
            inv = 0.0
        summe = var + inv
        if abs(summe) > 1e-6:
```

```
            print(f" - {component}: variable = {var:.2f} €, invest = {inv:.2f} € → gesamt: {summe:.2f} €")
            total += summe
            count += 1
    if count == 0:
        print(" (Keine kostenrelevanten Komponenten in diesem Szenario.)")
    print(f"\n✅ Gesamtkosten dieses Szenarios: {total:.2f} €")
```

Code – Emissionsberechnung

```
import pandas as pd
from Variablen import variables_list
# Schreibe die Dictionary-Werte in den globalen Namensraum
for name, value in variables_list.items():
    globals()[name] = value
def prepare_emissions_input(wasserstoffwahl, TS_Gehalt, CO2_Preis_Abfrage):
    ########################
    if wasserstoffwahl == 'grün':
        CO2_hydrogen = hydrogen_green_emissions  # kg CO2 / kWh
    if wasserstoffwahl == 'grau':
        CO2_hydrogen = hydrogen_grey_emissions  # kg CO2 / kWh
    ########################
    if TS_Gehalt == 20:
        heating_value_biomass = biomass_source_60_heating_value
        biomass_boiler_efficiency = biomass_boiler_efficiency_60
        CO2_biomass = biomass_60_emissions  # Ausstoß in kg CO2/kg !!!!! nicht kWh / das ist hier von den 60 %, da darauf ja getrocknet wird
        if CO2_Preis_Abfrage == 'betrifft_biomasse':
            CO2_Preis = CO2_price_biomass_60
        else:
```

```
        CO2_Preis = 0
if TS_Gehalt == 70:
    heating_value_biomass = biomass_source_70_heating_value
    biomass_boiler_efficiency = biomass_boiler_efficiency_70
    CO2_biomass = biomass_70_emissions  # Ausstoß in kg CO2/kg !!!!! nicht kWh
    if CO2_Preis_Abfrage == 'betrifft_biomasse':
        CO2_Preis = CO2_price_biomass_70
    else:
        CO2_Preis = 0
if TS_Gehalt == 90:
    heating_value_biomass = biomass_source_90_heating_value
    biomass_boiler_efficiency = biomass_boiler_efficiency_90
    CO2_biomass = biomass_90_emissions  # Ausstoß in kg CO2/kg !!!!! nicht kWh
    if CO2_Preis_Abfrage == 'betrifft_biomasse':
        CO2_Preis = CO2_price_biomass_90
    else:
        CO2_Preis = 0
# gesondertes Emissions_mapping dictionary für Emissionsberechnung
source_emissions_mapping = {
    'biomass_boiler': CO2_biomass,  # Ausstoß in kg CO2/kg !!!!! nicht kWh
    'hydrogen_boiler': CO2_hydrogen,  # Ausstoß in kg CO2/kWh
    'modificated_gas_boiler': CO2_hydrogen  # Ausstoß in kg CO2/kWh
}
heating_values_mapping = {
    'biomass_boiler': heating_value_biomass
}
efficiencies_mapping = {
```

```
        'biomass_boiler': biomass_boiler_efficiency,
        'hydrogen_boiler': hydrogen_boiler_efficiency,
        'modificated_gas_boiler': modificated_gas_boiler_efficiency,
        'electric_boiler': electric_boiler_efficiency
    }

    return source_emissions_mapping, heating_values_mapping, CO2_Preis, efficiencies_mapping
def calculate_emissions(flow_df, source_emissions, efficiencies, heating_values):
    emissions_df = pd.DataFrame(index=flow_df.index)
    total_emissions_by_source = {}
    for col in flow_df.columns:
        source = col.split("->")[0].lower()
        if source in source_emissions and source in efficiencies:
            factor = source_emissions[source]
            eta = efficiencies[source]
            # Flussdaten aus dem Modell
            flow = flow_df[col]
            # Heizwert berücksichtigen, wenn nötig (z. B. bei Biomasse)
            if source in heating_values:
                # Umrechnen von kg → kWh
                fuel_energy_input = flow / heating_values[source]
            else:
                # Fluss ist schon in kWh
                fuel_energy_input = flow
            # Tatsächlicher Brennstoffverbrauch (vor Wirkungsgradverlust)
            fuel_input = fuel_energy_input / eta
            emissions = fuel_input * factor
```

```
            emissions_df[col] = emissions
            total_emissions_by_source.setdefault(source, 0)
            total_emissions_by_source[source] += emissions.sum()
    total_emissions_kg = sum(total_emissions_by_source.values())
    return emissions_df, total_emissions_kg, total_emissions_by_source
```

Code – Ergebnisverarbeitung

```
'''
Eigene Funktionen zum Postprocessing der Oemof Modell Resultfiles
Version: 15.01.2025
'''
#used packages
import pandas as pd
import warnings
#used own functions from other scripts
# none
###############
# for all flows
###############
# get dataframe of all flows from oemof easyresults
def create_resultflow_df(easy_result): # Funktion in Anlehnung an Funktion aus DSEM VL Household Tool
    # ignore pandas performance warnings
    warnings.simplefilter(action='ignore', category=pd.errors.PerformanceWarning)
    flow_df = pd.DataFrame()
    for key1, key2 in easy_result.keys():
        result = easy_result[(key1, key2)]
        if "sequences" in result.keys():
```

```
            try:
                # if nonconvex flow: time index and 3 columns (flow,status,status_nominal)
                flow_timeseries = result["sequences"]["flow"]
                flow_df[f"{key1}->{key2}"] = flow_timeseries
            except:
                # if normal flow: sequences contain timeindex and timeseries directly
                flow_timeseries = result["sequences"] # basic flow sequences is one dimensional (no second index)
                flow_df[f"{key1}->{key2}"] = flow_timeseries
    return flow_df
# get dataframe of all scalar values from oemof easyresults
def create_scalars_df(easy_result):
    # ignore pandas performance warnings
    warnings.simplefilter(action='ignore', category=pd.errors.PerformanceWarning)
    scalars_df = pd.DataFrame()
    for key1, key2 in easy_result.keys():
        result = easy_result[(key1, key2)]
        if "scalars" in result.keys():
            scalars = result["scalars"]
            scalars_df[f"{key1}->{key2}"] = scalars
    return scalars_df
#####################################
# for nonconvex flows (skips others)
#####################################
# get dataframe of all status values from oemof easyresults (only for nonconvex flows) #----------------------not tested yet----------------------------------------
def create_flowstatus_df(easy_result):
    # ignore pandas performance warnings
```

```
    warnings.simplefilter(action='ignore', category=pd.errors.PerformanceWarning)
    flow_df = pd.DataFrame()
    for key1, key2 in easy_result.keys():
        result = easy_result[(key1, key2)]
        if "sequences" in result.keys():
            try:
                # if nonconvex flow: time index and 3 columns (flow,status,status_nominal)
                flow_timeseries = result["sequences"]["status"]
                flow_df[f"{key1}->{key2}"] = flow_timeseries
            except:
                continue # continue for all flows that are not nonconvex and dont have status
    return flow_df
# get dataframe of all status_nominal values from oemof easyresults (only for nonconvex flows) #----------
----------not tested yet----------
def create_nominal_flowstatus_df(easy_result):
    # ignore pandas performance warnings
    warnings.simplefilter(action='ignore', category=pd.errors.PerformanceWarning)
    flow_df = pd.DataFrame()
    for key1, key2 in easy_result.keys():
        result = easy_result[(key1, key2)]
        if "sequences" in result.keys():
            try:
                # if nonconvex flow: time index and 3 columns (flow,status,status_nominal)
                flow_timeseries = result["sequences"]["status_nominal"]
                flow_df[f"{key1}->{key2}"] = flow_timeseries
            except:
                continue # continue for all flows that are not nonconvex and dont have status_nominal
```

```
    return flow_df
```

Code – Diagrammerstellung

```
"""

Funktion zum erstellen der Diagramme zur ersten Auswertung der oemof Ergebnisse

Version: 15.01.2025

"""

# used packages

#import numpy as np

import pandas as pd

import plotly.graph_objects as go

import plotly.express as px

import plotly.io as pio

from plotly.subplots import make_subplots

import numpy as np


def create_first_diagrams(results_df:pd.DataFrame, scalars_df:pd.DataFrame, inv_units:list, plot_height, plot_width, show_plots:bool, save_plots:bool):

    ##################

    # reshape results

    ##################


    # get flows only

    flows_df = results_df[[col for col in results_df.columns if 'None' not in col]]

    #print(flows_df)

    # get storage states only

    storages_df = results_df[[col for col in results_df.columns if 'None' in col]]

    #print(storages_df)
```

```
    # get integral values of flows in total time
    integral_values = 60/60 * (flows_df.sum()) # ----------------------------------------------------60min timesteps-------------------------------------------
    # create list of integral values in preparation for sankey chart
    values = integral_values.tolist()
    # create two lists with starting and ending node of each value by splitting index
    start_end_nodes = integral_values.index
    start_nodes = []
    end_nodes = []
    for start_end_node in start_end_nodes:
        start_end_node_split = start_end_node.split('->')
        start_nodes.append(start_end_node_split[0])
        end_nodes.append(start_end_node_split[1])
    ########################
    # prepare sankey chart
    ######################
    # get names of alle nodes only once
    # all nodes with dublicates
    total_nodes_list = start_nodes + end_nodes
    # all nodes without dublicates
    sankey_node_list = list( dict.fromkeys(total_nodes_list) )

    # get index of start node names in sankey node list
    start_node_index = []
    for node in start_nodes:
        start_node_index.append(sankey_node_list.index(node))
```

```
    # get index of start node names in sankey node list
end_node_index = []
for node in end_nodes:
    end_node_index.append(sankey_node_list.index(node))
########################
# create sankey chart
######################
layout_sankey = go.Layout(
    autosize=False,
    width=plot_width,
    height=plot_height)
fig = go.Figure(data=[go.Sankey(
    valuesuffix = "kWh or kg",
    valueformat = ".0f",
    arrangement='snap',
    node = dict(
    pad = 15,
    thickness = 20,
    line = dict(color = "black", width = 0.5),
    label = sankey_node_list,
    color = "blue"
    ),
    link = dict(
    source = start_node_index, # indices correspond to labels
    target = end_node_index,
    value = values
))],layout=layout_sankey)
```

```
    fig.update_layout(title_text="Sankey Diagramm der Gesamtströme [kWh] oder [kg]", font_size=15)
    if show_plots:
        fig.show()
    if save_plots:
        # save chart as svg file
        pio.write_image(fig, 'sankey.svg')
    ##########################################################
    # create time series curves of flows and storage states
    ##########################################################
    # set layout for both diagrams
    layout_timeseries_width = plot_width
    layout_timeseries_height = plot_height
    #cols = list(flows_df.columns.values)
    #print(cols)
    # Alle Spalten vereinheitlichen: Arrays → Floats
    def clean_flow_df(df):
        cleaned = df.copy()
        for col in cleaned.columns:
            cleaned[col] = cleaned[col].apply(
                lambda x: float(x[0]) if isinstance(x, np.ndarray) and len(x) == 1 else float(x)
            )
        return cleaned


    flows_part = flows_df.loc[:, (flows_df != 0).any(axis=0)]
    flows_part = clean_flow_df(flows_part)
    #flows_part = flows_df.drop(columns=['heat_bus->heat_demand'])#,'biomass_source_20->un-
treated_biomass_bus_source'
```

```
fig1 = px.line(flows_part, x=flows_part.index, y=flows_part.columns[:],width = layout_timeseries_width,height = layout_timeseries_height)

# set titles and axis titles

fig1.update_layout(title="Auftretende Ströme", xaxis_title="Zeit",yaxis_title="Leistung [kW] / Volumenstrom [kg/h]",legend_title="Fluss \"von->nach\"")

# storage states

fig2 = px.line(storages_df, x=storages_df.index, y=storages_df.columns[:],width = layout_timeseries_width,height = layout_timeseries_height)

# set titles and axis titles

fig.update_layout(title="Speicherstände", xaxis_title="Zeit",yaxis_title="Energiemenge [kWh] / Volumen [kg]",legend_title="Speicher")

# create two vertically stacked subplots with same x-axes (here timeseries)

fig = make_subplots(rows = 2, cols = 1,shared_xaxes=True, vertical_spacing = 0.1)

# add all data from the previous subplots

for i in fig1.data:

    fig.add_trace(i, row=1, col=1)

for i in fig2.data:

    fig.add_trace(i, row=2, col=1)

# show data on shared x-axes in all subplots

fig.update_layout(xaxis_showticklabels=True, xaxis2_showticklabels=True, legend_title="Fluss: \"von->nach\" [kW] / [kg/h]; Speicherstand: \"von->None\" [kWh] / [kg]")

# add axes titles

# x

fig.update_xaxes(title_text="Zeit", row=1, col=1)

fig.update_xaxes(title_text="Zeit", row=2, col=1)

# y

fig.update_yaxes(title_text="Leistung [kW] / Volumenstrom [kg/h]", row=1, col=1)

fig.update_yaxes(title_text="Energiemenge [kWh] / Volumen [kg]", row=2, col=1)
```

```
# show combined figure in browser
if show_plots:
    fig.show()
if save_plots:
    # save chart as svg file
    pio.write_image(fig, 'combined_flows.svg')
#####################################
# create bar chart of capacities
#####################################
'''
# remove streams ingoing to converter to avoid dublicates in diagram
scalars_df_cols = list(scalars_df.columns)
# iterate all columns of data frame of scalar values
for i, val in enumerate(scalars_df_cols):
    # divide column name based on stream
    scalars_df_cols[i] = scalars_df_cols[i].split('->')
    # add additional name to internal storage (avoid dublicates with storage streams)
    drop_units = []
    if scalars_df_cols[i][1] =='None':
        # add name of old storage name to removal list (to remove flow capacities)
        drop_units.append(scalars_df_cols[i][0])
        # create new name of internal storage capacities and append it to plotting list
        scalars_df_cols[i][0] = scalars_df_cols[i][0] + '_Energiemenge'
        inv_units.append(scalars_df_cols[i][0])
    # remove destination node
    scalars_df_cols[i] = scalars_df_cols[i][0]
scalars_df.columns = scalars_df_cols
```

```
# remove all columns of units that are not specified in list "inv_units"
scalars_df = scalars_df.drop(columns=[col for col in scalars_df if col not in inv_units])
# remove storage flow capacities
scalars_df = scalars_df.drop(columns=[col for col in scalars_df if col in drop_units])
'''
# total capacities
total_capacities = scalars_df.loc[['total']].values.tolist()
total_capacities = total_capacities[0]
# invested capacities
#invested_capacities = scalars_df.loc[['invest']].values.tolist()
#invested_capacities = invested_capacities[0]
# pre-existing capacities
#pre_existing_capacity = np.subtract(total_capacities, invested_capacities)

# set layout of bar chart
layout_invest_bar = go.Layout(
    autosize=False,
    width=plot_width,
    height=plot_height)
# bar chart
fig = go.Figure(data=[
    go.Bar(
    name = 'Gesamt',
    x = scalars_df.columns,
    y = total_capacities,
    text =total_capacities
)
```

```
],layout = layout_invest_bar)
fig.update_layout(title_text="Kapazitäten von Speichern und Umwandlungseinheiten", font_size=15)
if show_plots:
    fig.show()
if save_plots:
    # save chart as svg file
    pio.write_image(fig, 'capacities.svg')
#style plotly diagrams: https://plotly.com/python/styling-plotly-express/
#                       https://plotly.com/python/creating-and-updating-figures/#updating-figure-layouts
'''
        go.Bar(
        name = 'Investiert',


        x = scalars_df.columns,
        y = invested_capacities,
        text = invested_capacities
    ),
        go.Bar(
        name = 'Bestand',
        x = scalars_df.columns,
        y = pre_existing_capacity,
        text=pre_existing_capacity
    )'''
```

Tabelle 30: Erweiterte Ausführung der Tabelle 4: Biogene Reststoffe aus der Industrie, Verwertungswege, Abfallmengen

Sektor	Substrat	Spezifische Abfallmengen	TS-Gehalte in %	Aktuelle Nutzung
Getreideverarbeitung	Kleie, Spelzen, Teigreste, Retourware	0,2 - 0,3 kg/kg Getreide	85 - 97	90 % fällt Kleie an, die überwiegend als Futtermittel vermarket wird. Spelzen werden stofflich und/oder energetisch verwertet
Obst-, Gemüse- und Kartoffelverarbeitung	Schäl- und Putzreste	0,1 - 0,35 kg/kg angelieferter Rohstoff	20 - 60	Etablierte Verwertungswege: Tierernährung, Kompostierung, Verbrennung etc.
Zuckerherstellung	Schnitzel, Melasse	0,7 kg/kg Zucker	35 - 85	Viehfutter
Pflanzenölproduktion	Presskuchen	1 - 3 kg/L Pflanzenöl	80 - 85	Viehfutter
Bierherstellung	Treber, Hefe	0,25 kg/L Bier	12 - 25	Tierernährung, energetische Nutzung schon mehrfach erprobt (bis zu 60 % des Energiebedarfs einer Brauerei können gedeckt werden)
Weinherstellung	Trester	0,2 - 0,3 kg/L Wein	30 - 55	fällt nur saisonal an, Dünge-/Futtermittel, Vergärung in Biogasanlagen, Herstellung von Tresterbränden
Trinkalkohol (Brennereien)	Schlempe	1 - 3 kg/L Ethanol	5 - 9	Vergärung, Futter, Dünger
Milchverarbeitung	Molke, gemischt mit Waschwässern	1 - 2 kg/L Kuhmilch	5 - 7	Futter, Molkepulverproduktion, vereinzelt Vergärung
Schlachthöfe/Fleischverarbeitung	Panseninhalt, Tiermehl, Tierfett	15 - 60 kg/Tier	8 - 98	stoffliche Nutzung, Futter, Biodieselproduktion
Zellstoffproduktion	Schwarzlauge	2 - 3 kg/kg Zellstoff	35 - 50	Brennstoff innerhalb von Papierfabriken in z.T. speziellen Feuerungsanlagen
Altpapierverarbeitung	Faserschlamm	0,1 - 0,3 kg/kg Altpapier	40 - 55	Überweigend energetische Nutzung in Feuerungsanlagen,

				Porenbildner bei der Ziegelherstellung, Bodenverbesserer in der Landwirtschaft
Holzindustrie	Hackschnitzel, Abschnitte, Schwarten, Spreißeln, Rindenstücke, Späne, Stäube	/	/	2/3 stoffliche Nutzung (Spanplatten), der Rest innerbetriebliche Prozesswärmeerzeugung