



Techno-ökonomische und ökologische Analyse ausgewählter Szenarien für die Strom- und Wärmeversorgung des Campus Emden
der Hochschule Emden/Leer

Bachelor-Arbeit
für die Prüfung zum
Bachelor of Engineering

von
Hauke Hoops

Hochschule Emden/Leer
Fachbereich Technik
Abteilung Naturwissenschaftliche Technik
Studiengang Sustainable Energy Systems

Emden, 2023

Zusammenfassung

Diese Simulationsstudie untersucht die Möglichkeiten der Hochschule Emden/Leer zur Reduzierung ihrer Treibhausgasemissionen und bewertet die ökonomische Effizienz dieser Technologien. Als Ausgangspunkt dienen unter anderem Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes und Python Bibliotheken, wie pvlib und hplib.

Die Ergebnisse der Studie umfassen ökologische und ökonomische Analysen von Investitionen in verschiedene Technologien, darunter Photovoltaik, Windkraftanlagen, Wärmepumpen und die Regelung des Blockheizkraftwerkes. Die Forschung zielt darauf ab, die Umsetzbarkeit und Rentabilität von Maßnahmen zur Emissionsreduktion zu bewerten und dabei die Klimaziele Niedersachsens im Fokus zu behalten.

Durch die Untersuchung dieser Technologien und die Analyse der erzielten Ergebnisse bietet die Studie wertvolle Erkenntnisse zur Gestaltung eines nachhaltigen und umweltfreundlichen Energiemanagementsystems für die Hochschule Emden/Leer, das nicht nur zur Senkung der Treibhausgasemissionen beiträgt, sondern auch langfristig wirtschaftlich ist.

Abstract

This simulation study explores the opportunities for University of Applied Sciences Emden/Leer to reduce its greenhouse gas emissions and assesses the economic efficiency of these technologies. The study draws upon reference years provided by the German Weather Service and Python libraries, such as pvlib and hplib, as key resources.

The study's findings encompass ecological and economic analyses of investments in various technologies, including photovoltaics, wind turbines, heat pumps, and the control of the combined heat and power plant. The research aims to evaluate the feasibility and profitability of emission reduction measures while keeping climate goals of Lower Saxony in focus.

By investigating these technologies and analyzing the obtained results, the study offers valuable insights into designing a sustainable and environmentally friendly energy management system for Hochschule Emden/Leer. This system not only contributes to reducing greenhouse gas emissions but also proves to be economically viable in the long term.

Inhaltverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Inhaltverzeichnis | iii |
| Abbildungsverzeichnis | v |
| Tabellenverzeichnis | 7 |
| Abkürzungsverzeichnis | 8 |
| 1 Einleitung | 9 |
| 2 Systembeschreibung | 10 |
| 2.1 Gebäude | 10 |
| 2.1.1 Eingesetzte Technologien | 10 |
| 2.1.2 In Betracht gezogene Technologien | 11 |
| 2.2 Meteorologische Daten | 13 |
| 2.2.1 Daten bis 2030 | 13 |
| 2.2.2 Daten ab 2030 | 14 |
| 2.3 Erstellung der Lastprofile | 14 |
| 2.3.1 Strombedarf | 15 |
| 2.3.2 Heizwärme | 16 |
| 3 Systemmodellierung | 19 |
| 3.1 Simulationsumgebung Python | 19 |
| 3.2 Umsetzung der Einzelkomponenten | 20 |
| 3.2.1 Photovoltaik | 20 |
| 3.2.2 Windkraftanlage | 20 |
| 3.2.3 Wärmepumpen | 21 |
| 3.2.3.1 Luft/Wasser-Wärmepumpen | 21 |
| 3.2.3.2 Sole/Wasser-Wärmepumpen | 21 |
| 3.2.3.3 Regelung | 21 |
| 3.2.4 Blockheizkraftwerk | 22 |
| 3.2.5 Gastherme | 22 |
| 4 Simulationsergebnisse und ökologische Analyse | 23 |
| 4.1 Emissionsfaktoren | 23 |
| 4.1.1 Emissionsfaktor für Strom | 23 |
| 4.1.2 Emissionsfaktor für Gas | 24 |
| 4.2 Simulationsergebnisse | 24 |

| | | |
|-------|--|----|
| 4.2.1 | Einfluss der Photovoltaik-Größe | 26 |
| 4.2.2 | Einfluss Wärmepumpe | 28 |
| 4.2.3 | Einfluss BHKW-Steuerung | 30 |
| 4.2.4 | Einfluss Windkraftanlage | 31 |
| 4.2.5 | Einfluss einer Sauerstoffregelung des Brenners | 32 |
| 4.3 | Zusammenfassung der Ergebnisse | 32 |
| 5 | Ökonomische Bewertung | 34 |
| 5.1 | Energiekosten | 34 |
| 5.1.1 | Beschaffungskosten | 34 |
| 5.1.2 | Netzentgelte | 35 |
| 5.1.3 | Steuern und Abgaben | 35 |
| 5.1.4 | Netzeinspeisung | 37 |
| 5.1.5 | Übersicht der Energiekosten | 37 |
| 5.2 | Ökonomische Auswertung | 37 |
| 5.2.1 | Investition Photovoltaik | 38 |
| 5.2.2 | Investition Wärmepumpe | 39 |
| 5.2.3 | Investition Windkraftanlage | 41 |
| 5.2.4 | Investition Sauerstoffregelung des Brenners | 41 |
| 5.2.5 | Einfluss der Regelung des BHKWs | 42 |
| 6 | Zusammenfassung | 43 |
| 7 | Handlungsempfehlung | 45 |
| 8 | Literaturverzeichnis | 47 |
| 9 | Anhang | 49 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Gebäudeplan des Campus Emden der Hochschule Emden/Leer | 10 |
| Abbildung 2: Energiemix der Sektoren im Jahr 2045 im Szenario "REMIND" (Luderer, Kost, & Sörgel, 2021, S. 34) | 12 |
| Abbildung 3: Verlauf des Stromverbrauchs des Campus Emden im Jahr 2022 | 15 |
| Abbildung 4: Stromverbrauch der Hochschule in zwei ausgewählten Wochen | 15 |
| Abbildung 5: Verlauf der mittleren quadratischen Abweichung des Gasverbrauchs der Jahre 2020 bis 2022 über verschiedene Heizgrenztemperaturen | 16 |
| Abbildung 6: Monatlicher Gasverbrauch anhand der Außentemperatur berechnet und realer monatlicher Gasverbrauch im Vergleich | 17 |
| Abbildung 7: Emissionsfaktor für Strom über den Zeitraum 2025 bis 2045 | 23 |
| Abbildung 8: Verteilung der Gesamtemissionen der verschiedenen Szenarien für die jeweiligen TRJ | 24 |
| Abbildung 9: Verteilung des Eigenverbrauchsanteils der verschiedenen Szenarien für die jeweiligen TRJ | 25 |
| Abbildung 10: Verteilung des Autarkiegrades der verschiedenen Szenarien für die jeweiligen TRJ | 25 |
| Abbildung 11: Verteilung der fossilen Wärmebereitstellung der verschiedenen Szenarien für die jeweiligen TRJ | 26 |
| Abbildung 12: Verteilung der Veränderung des Autarkiegrades in Abhängigkeit der Photovoltaikanlagengröße für die jeweiligen TRJ | 27 |
| Abbildung 13: Verteilung der Veränderung des Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit der Photovoltaikanlagengröße für die jeweiligen TRJ | 27 |
| Abbildung 14: Verteilung der Veränderung der Treibhausgasemissionen in Abhängigkeit der Photovoltaikanlagengröße für die jeweiligen TRJ | 28 |
| Abbildung 15: Verteilung der Jahresarbeitszahl über die Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Wärmequelle | 28 |
| Abbildung 16: Verteilung der Veränderung von fossiler Wärmebereitstellung in Abhängigkeit der Wärmepumpengröße, der Vorlauftemperatur und der Wärmequelle | 29 |
| Abbildung 17: Verteilung der Veränderung von Treibhausgasemissionen in Abhängigkeit der Wärmepumpengröße, der Vorlauftemperatur und der Wärmequelle | 29 |

| | |
|---|----|
| Abbildung 18: Verteilung der Volllaststunden des Blockheizkraftwerkes bei bedarfsorientierter Regelung | 30 |
| Abbildung 19: Verteilung der Veränderungen von Treibhausgasemissionen im Vergleich zum wärmegeführten Betriebsmodus | 30 |
| Abbildung 20: Verteilung der Veränderungen des Autarkiegrades im Vergleich zum wärmegeführten Betriebsmodus | 31 |
| Abbildung 21: Veränderung des Autarkiegrades durch Betrieb der Windkraftanlage für unterschiedliche TRJ | 31 |
| Abbildung 22: Veränderung der Treibhausgasemissionen durch Betrieb der Windkraftanlage für unterschiedliche TRJ | 32 |
| Abbildung 23: Veränderung der Treibhausgasemissionen durch Einbau einer Sauerstoffregelung für unterschiedliche TRJ | 32 |
| Abbildung 24: Angenommener Emissionspreis über die Jahre 2020 bis 2045 | 36 |
| Abbildung 25: Einfluss des Emissionspreis auf die Gas- und Strompreise im Vergleich zum Jahr 2022 | 36 |
| Abbildung 26: Verteilung des Kapitalwertes in Abhängigkeit der Investitionskosten, des Emissionspreises und der Photovoltaikanlagengröße | 38 |
| Abbildung 27: Verteilung des internen Zinsfußes in Abhängigkeit der Investitionskosten, des Emissionspreises und der Photovoltaikanlagengröße | 39 |
| Abbildung 28: Verteilung des Kapitalwertes bei der Investition in eine Wärmepumpe in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur, Wärmepumpengröße und Wärmequelle (negative Werte sind auf 0 € gesetzt) | 40 |
| Abbildung 29: Verteilung des Kapitalwertes und des internen Zinsfußes für die Investition in eine Windkraftanlage über unterschiedliche Investitionskosten und Emissionspreise | 41 |
| Abbildung 30: Verteilung des Kapitalwertes und des internen Zinsfußes für die Investition in eine Sauerstoffregelung über unterschiedliche Investitionskosten und Emissionspreise | 41 |
| Abbildung 31: Verteilung der Kostenveränderung über 20 Jahre für unterschiedliche BHKW-Regelungen im Vergleich zum wärmegeführten BHKW | 42 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Bereits installierte Geräte zur Energiewandlung | 11 |
| Tabelle 2: Durchschnittswerte der verwendeten Wetterdaten | 14 |
| Tabelle 3: Wärmebedarfe der Testreferenzjahre | 18 |
| Tabelle 4: Eingangsparameter für die Simulation der Photovoltaikanlage | 20 |
| Tabelle 5: Spezifische Photovoltaikanlagen-Erträge über verschiedene TRJ | 26 |
| Tabelle 6: Häufigkeiten der TRJ für die Betrachtung über 20 Jahre | 34 |
| Tabelle 7: Angenommene Strom- und Gaspreise unterschiedlicher Zeiträume | 37 |

Abkürzungsverzeichnis

| Abkürzung | Bedeutung |
|----------------------|--|
| AU | Außentemperatur |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| CO ₂ | Kohlenstoffdioxid |
| CO ₂ -Äq. | Kohlenstoffdioxid Äquivalent wird als Vereinfachung für alle Treibhausgase verwendet |
| DWD | Deutscher Wetterdienst |
| kg / t | Gewichtseinheit (Kilogramm / Tonne) |
| kW / MW | Leistungseinheit (Kilowatt / Megawatt) |
| kWh /MWh | Energieeinheiten (Kilowattstunde / Megawattstunde) |
| kWp | Kilowattpeak |
| PV | Photovoltaik |
| RT | Raumtemperatur |
| THG | Treibhausgase sind nach dem Kyoto-Protokoll definiert als CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, F-Gase |
| TRJ | Testreferenzjahre des DWDs |
| WKA | Windkraftanlage |

1 Einleitung

Die Herausforderungen des 21. Jahrhunderts erfordern eine verstärkte Aufmerksamkeit für den Klimaschutz. Angesichts der globalen Erderwärmung in Höhe von 1,1°C im Jahr 2021 im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter spielt die Reduzierung von Treibhausgasemissionen eine zentrale Rolle in den Bemühungen, das Pariser Klimaschutzabkommen einzuhalten (Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle, 2023). Im Kontext dieser Notwendigkeit wurden bereits auf Bundes- und Landesebene Gesetze beschlossen, die Ziele für die Reduktion von Treibhausgasemissionen feststellen. Besonders Liegenschaften des Landes werden darin herausgestellt. Die Hochschule Emden/Leer ist eine Bildungseinrichtung des Landes Niedersachsen und ist somit zur Reduzierung von Emissionen verpflichtet (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz, 2022). Die Emissionen aus dem Energiesektor des Campus Emden lagen im Jahr 2022 bei etwa 1.450 t CO₂-Äq. (Treibhausgasbilanz der Hochschule Emden/Leer, 2023). Das Klimagesetz des Landes Niedersachsen sieht vor, dass die Emissionen bis zum Jahr 2030 um 83 % gegenüber 1990 und bis zum Jahr 2040 auf 0 sinken (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz, 2022).

Die vorliegende Arbeit soll technische Lösungsmöglichkeiten für die klimaneutrale Energiebereitstellung des Campus Emden aufzeigen und sowohl auf ökologischer als auch ökonomischer Basis bewerten. Dabei wird zunächst die Frage beantwortet, wie man mithilfe von Open-Source Quellen und Daten eine Energiesimulation durchführen kann. Auch wird erläutert, welchen Einfluss verschiedene Investitionen auf die Ökologie und Ökonomie haben. Außerdem wird aufgezeigt, welche Voraussetzungen zum ökonomischen Betrieb einer treibhausgasneutralen Energieversorgung gegeben sein müssen.

Zum Erreichen dieser Aussagen wird zunächst der aktuelle Stand der Hochschule genauer betrachtet. Es werden in Kapitel 2 die bereits eingesetzten Technologien begutachtet und die in Betracht gezogenen Szenarien erläutert. Aus vergangenen Verbräuchen wird ein Modell für den Wärmebedarf erstellt und validiert. Kapitel 3 zeigt die Modellierung und Dokumentation der verwendeten Simulation auf. Danach folgen die Auswertungen der für die Ökonomie und Ökologie relevanten Ergebnisse in Kapitel 4. Auf Grundlage dieser werden in Kapitel 5 unter verschiedenen Preis-Szenarien die Gesamtkosten für neue Investitionen und Energiepreise berechnet. Die Kapitel 6 und 7 bilden den Abschluss dieser Arbeit und fassen zunächst die wichtigsten Erkenntnisse zusammen. Daraufhin folgt auf Basis der Arbeit eine Handlungsempfehlungen für die Hochschule Emden/Leer.

2 Systembeschreibung

Um die Veränderungen durch einzelne Investitionen zu beurteilen, wird zunächst ein System beschrieben, welches dem des Campus Emden energetisch nahekommt. Dabei wird die vorhandene Infrastruktur aufgelistet und mithilfe von vergangenen Daten wird ein System erstellt und validiert. Daraufhin werden über Testreferenzjahre bis zum Jahr 2045 neue Lastprofile erstellt, die den Bedarf der Hochschule vorhersagen.

2.1 Gebäude

Der Campus Emden ist ein Gebäudekomplex mit verschiedenen Gebäuden und Funktionen. Der Lageplan dieser ist in Abbildung 1 zu sehen.

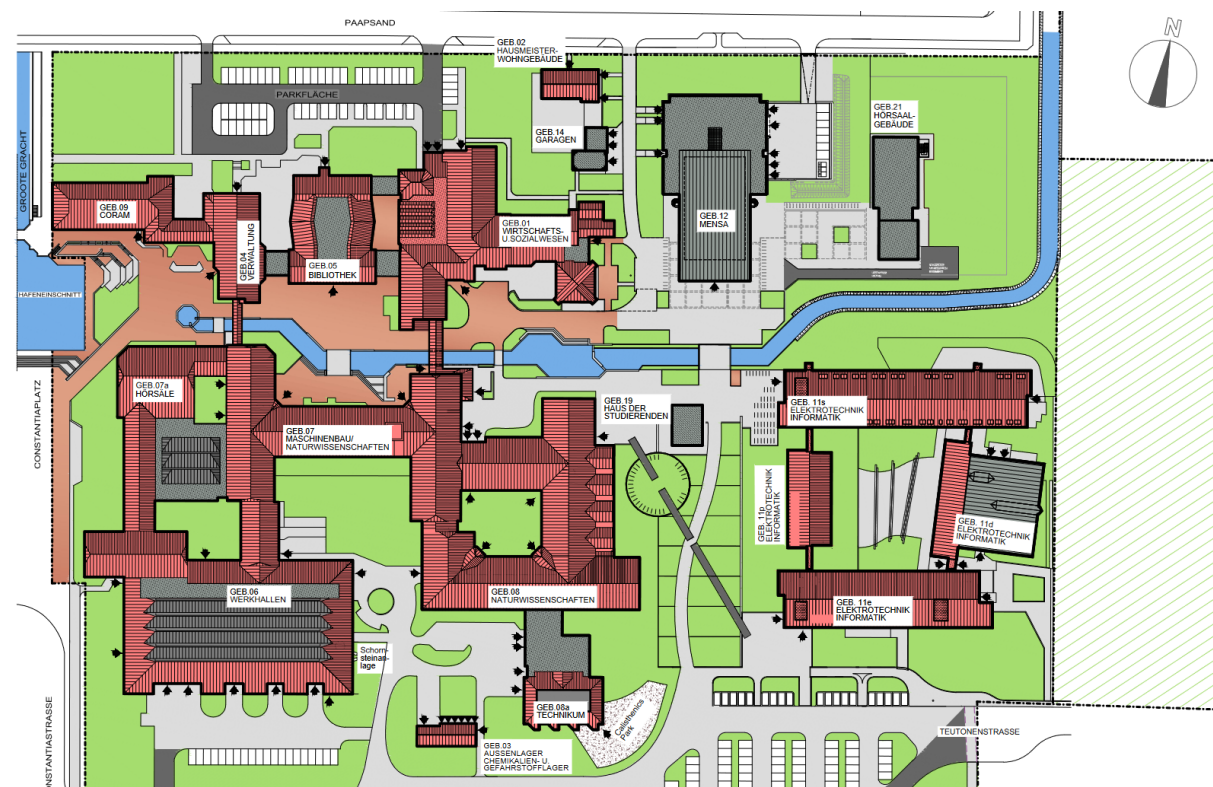


Abbildung 1: Gebäudeplan des Campus Emden der Hochschule Emden/Leer

In Gebäude 06 befindet sich eine Heizzentrale. Dort stehen die im folgenden Kapitel genannten Wärmequellen, die über drei Heizkreise die Gebäude mit Wärme versorgen.

2.1.1 Eingesetzte Technologien

Um die Hochschule genauer energetisch darzustellen und erste Ergebnisse zu validieren, werden in diesem Kapitel die bereits eingesetzten Technologien aufgeführt. Dazu gehört ein Blockheizkraftwerk, welches Gas verbrennt

und daraus Strom und Wärme produziert. Sollte die thermische Leistung des Blockheizkraftwerkes nicht ausreichen, werden zusätzlich dazu Gasbrennwertkessel eingeschaltet.

Außerdem hat die Hochschule Emden/Leer eine Photovoltaikanlage und eine Windkraftanlage, welche Strom aus erneuerbaren Energien produzieren. In Tabelle 1 sind die genauen technischen Daten aufgelistet.

Tabelle 1: Bereits installierte Geräte zur Energiewandlung

| Anlage | Installierte Leistung | Wirkungsgrad | Bemerkung |
|--------------------|--|---|-------------------------------|
| Windkraftanlage | 80 kW _{el} | unbekannt | Geringe erwartete Lebensdauer |
| PV-Anlage | 40 kW _p | 18 %-20 % | Auf Gebäude 11s und 11e |
| Blockheizkraftwerk | 101 kW _{el} 113 kW _{th} | Elektrisch: 32,3 % Thermisch: 36,2 % | Wärmegeführte Betriebsweise |
| Gastherme | 2 x 1.300 kW _{th} | 90 % (Wolff, Teuber, Budde, & Jagnow, 2004) | - |

Zusätzlich zu den genannten Geräten gibt es einen elektrischen Energiespeicher mit einer Kapazität von 112 kWh und einer Leistung von 100 kW. Dieser wird zur Spitzenlastkappung genutzt. Diese Arbeit behandelt den Einfluss der Spitzenlast auf die Stromkosten nicht und dieser wird deshalb nicht mitbetrachtet.

Sollte ein höherer Bedarf an Strom vorhanden sein, als die Hochschule produziert, so kann Strom aus dem Netz bezogen werden.

2.1.2 In Betracht gezogene Technologien

Zusätzlich zu den bereits existierenden Technologien werden in den Szenarien alle Kombinationen aus folgenden Technologien hinzukommen:

- Wärmepumpe (Keine, Luft/Wasser oder Sole/Wasser in den Größen 200 kW, 400 kW, 600 kW, 800 kW oder 1.000 kW installierter Leistung und Vorlauftemperaturen in Höhe von 45°C, 55°C, 65°C oder 75°C)
- Photovoltaikanlage (40 kW_p, 500 kW_p, 1.000 kW_p, 1.500 kW_p)
- Windkraftanlage (Ein oder Aus)
- Regelung für das Blockheizkraftwerk (Aus, wärmegeführt, bedarfsorientiert)

- Gasbrenner (mit oder ohne O2-Regelung)

Es ergeben sich somit 1.968 verschiedene Szenarien, die im Verlauf der Arbeit ausgewertet werden.

Diese Szenarien wurden mithilfe des Ariadne Reports ausgewählt (Luderer, Kost, & Sörgel, 2021). Dieser analysiert verschiedene Transformationspfade zu einem treibhausgasneutralen Deutschland im Jahr 2045. Alle Transformationspfade einigen eine Umstellung auf erneuerbare Energien durch größtenteils Windkraft und Solarenergie. Die Größe der Solaranlagen auf dem Campus ist hauptsächlich durch den Platz auf den Dächern beschränkt. Eine installierbare Kapazität von 1.500 kWp ist als Maximum angenommen, muss aber noch weiter auf Realisierbarkeit überprüft werden. Am Campus Emden gibt es bereits eine Windkraftanlage, welche eine geringe Lebenserwartung hat. Die Arbeit soll abschätzen, welchen Einfluss ein Neubau der Anlage hat.

Die Wärmebereitstellung des Campus Emden basiert ausschließlich auf fossilen Brennstoffen. Im Gegensatz dazu sieht beispielsweise der Technologiemix „REMIND“ im Jahr 2045 vor, dass der Energiebedarf des Gebäudesektors zum großen Teil aus Strom besteht, zu einem kleinen Teil aus Fernwärme und nur minimal aus Alternativen wie Wasserstoff, Gasen oder flüssigen/festen Brennstoffen gedeckt wird. Dies ist in Abbildung 2 verdeutlicht.

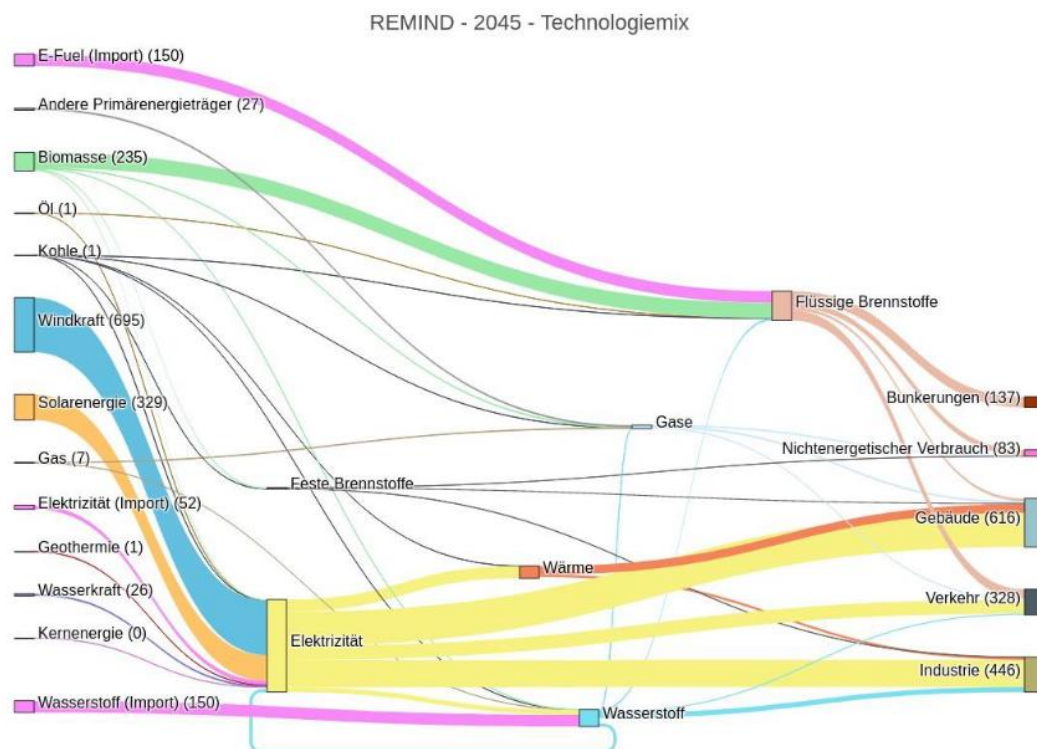


Abbildung 2: Energiemix der Sektoren im Jahr 2045 im Szenario "REMIND" (Luderer, Kost, & Sörgel, 2021, S. 34)

Als Gründe für eine geringe Nutzung des Wasserstoffes im Gebäudesektor wird genannt, dass es bis zu den 2030ern ein beschränkter Rohstoff bleibt. Die Industrie und der Verkehr sind aufgrund der fehlenden Alternativen, wie beispielsweise in der Stahlherstellung oder im Flugverkehr, dahingehend priorisiert (Luderer, Kost, & Sörgel, 2021, S. 51).

Die Wärmeerzeugung durch Strom ist aufgrund der effektiven Nutzung von Umweltwärme durch den Einsatz von Wärmepumpen möglich, prinzipiell auch durch den Einsatz eines Heizstabes. Die Zahl der Wärmepumpen soll voraussichtlich bis 2030 auf fünf Mio. Anwendungen steigen (Luderer, Kost, & Sörgel, 2021, S. 5).

2.2 Meteorologische Daten

Für die Betrachtung von Energiesimulationen sind eingehende Wetterdaten, wie die Umgebungstemperatur, die solare Einstrahlung oder auch die Windgeschwindigkeiten wichtige Eingangsgrößen. Von diesen Daten hängen später der Wärmebedarf, die Produktion von Solarenergie oder die Effizienz von Wärmepumpen ab.

Der Deutsche Wetterdienst (Deutscher Wetterdienst, 2017) stellt für diese Simulationen sogenannte Testreferenzjahre (TRJ) mit Messwerten in stündlicher Auflösung zur Verfügung. Historisch gesehen gab es 15 Wetterregionen in Deutschland, die jeweils eine Repräsentanzstation hatten. Der Standort Emden lag in der Wetterregion 1 mit dem Namen „Nordseeküste“ mit der Repräsentanzstation in Bremerhaven. Mittlerweile gibt es für jeden Quadratkilometer in Deutschland ein eigenes Jahresprofil in 60-minütiger Auflösung. Für die Repräsentanzstation gibt es zusätzlich die Wetterprofile in einer einminütigen und viertelstündigen Auflösung (Tjaden & Hoops, HiSim Data Package for PIEG-Strom (1.0) [Data set], 2022). Eine genauere Auflösung sorgt dabei für eine genauere Abbildung der Realität und wurde daher bevorzugt verwendet. Eine Übersicht über den Verlauf aller Testreferenzjahre ist im Anhang Kapitel 9.A 1 für den Temperaturverlauf und Kapitel 9.A 2 für den Solarstrahlungsverlauf ab Seite 49 zu finden.

2.2.1 Daten bis 2030

Der DWD (Deutscher Wetterdienst, 2017) erstellt die Testreferenzjahre (TRJ) mithilfe von langjährigen Mittelwerten und Wetterabfolgen aus den letzten Jahren. Für die Daten bis 2030 wurden dabei die Jahre 1990 bis 2012 betrachtet. Zusätzlich zu einem durchschnittlichen Referenzjahr gibt es vom DWD auch besondere Jahre, die extreme Belastungen, wie zum Beispiel einen kalten Winter oder einen warmen Sommer, darstellen.

2.2.2 Daten ab 2030

Zusätzlich zum Ist-Zustand des Wetters bietet der DWD auch Daten für die Jahre 2031 bis 2060 an. Dabei werden verschiedene Klimamodelle zusammengefasst und es werden wieder TRJ für ein durchschnittliches Jahr, ein Winter fokussiertes Jahr und ein Sommer fokussiertes Jahr erstellt. Eine Übersicht über die Durchschnittstemperatur und Globalstrahlung gibt Tabelle 2.

Tabelle 2: Durchschnittswerte der verwendeten Wetterdaten

| Testreferenzjahr | Jahresmitteltemperatur | Globalhorizontal-einstrahlung |
|--------------------------------------|------------------------|-------------------------------|
| Bis 2030 – durchschnittliches Wetter | 10,3 °C | 1016 $\frac{kWh}{m^2}$ |
| Bis 2030 – extremer Winter | 9,8 °C | 1057 $\frac{kWh}{m^2}$ |
| Bis 2030 – extremer Sommer | 10,4 °C | 1119 $\frac{kWh}{m^2}$ |
| Ab 2030 – durchschnittliches Wetter | 11,3 °C | 1054 $\frac{kWh}{m^2}$ |
| Ab 2030 – extremer Winter | 9,9 °C | 1004 $\frac{kWh}{m^2}$ |
| Ab 2030 – extremer Sommer | 11,1 °C | 1043 $\frac{kWh}{m^2}$ |

Insgesamt liegen die Jahresdurchschnittstemperaturen zwischen 9,8°C und 11,1°C und die Globalhorizontalstrahlung zwischen $1004 \frac{kWh}{m^2}$ und $1119 \frac{kWh}{m^2}$.

2.3 Erstellung der Lastprofile

Für die Simulation von Energiesystemen ist die Wahl von Lastprofilen wichtig (Tjaden, Bergner, Weniger, & Quaschnig, 2015). Dabei sollten die Lastprofile den realen Verlauf möglichst genau abbilden, um realitätsnahe Ergebnisse zu erlangen. Die Hochschule bekommt sowohl vom Gasanbieter als auch vom Stromanbieter nur monatliche Verbrauchsdaten. Um diese in 15-minütige Lastprofile umzuwandeln werden im Folgenden die verwendeten Methoden und Modelle erklärt und validiert.

2.3.1 Strombedarf

Der Strombedarf der gesamten Hochschule wird seit 2020 in 1-minütiger Zeitschrittreichweite gespeichert. Insgesamt liegt der Strombedarf der Hochschule bei etwa 1.668 MWh im Jahr.

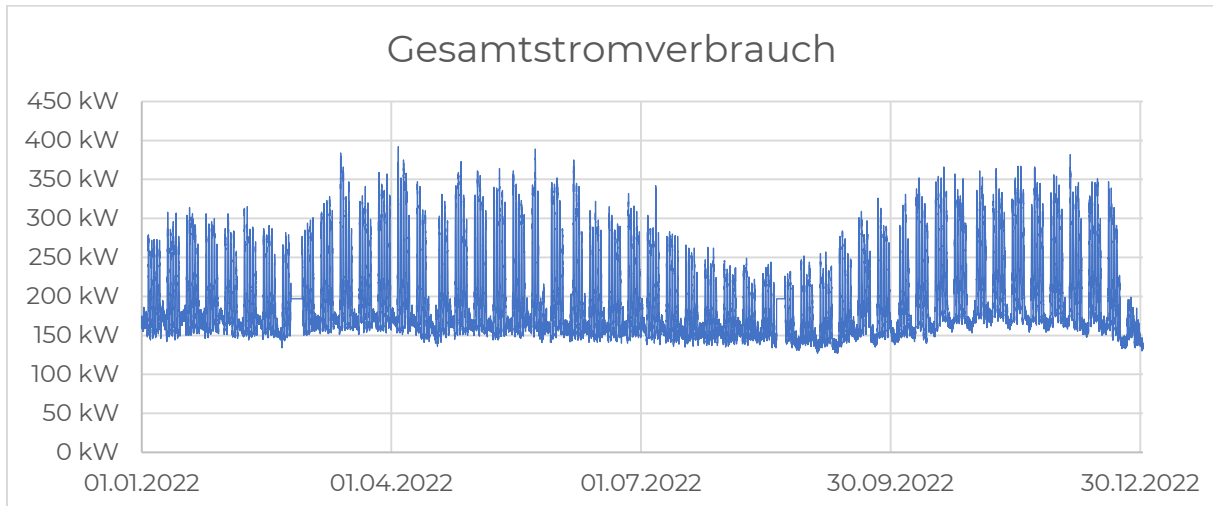


Abbildung 3: Verlauf des Stromverbrauchs des Campus Emden im Jahr 2022

Der Stromverbrauch folgt dabei einmal einer saisonalen Schwankung, welche mit dem Semesterbeginn im März und September steigt und bis zum Februar und August wieder sinkt. Dies ist in Abbildung 3 dargestellt. Daneben gibt es auch noch eine tägliche Schwankung in den Wochentagen. Eine Beispielwoche aus der Vorlesungszeit und eine Woche aus der vorlesungsfreien Zeit sind in Abbildung 4 dargestellt.

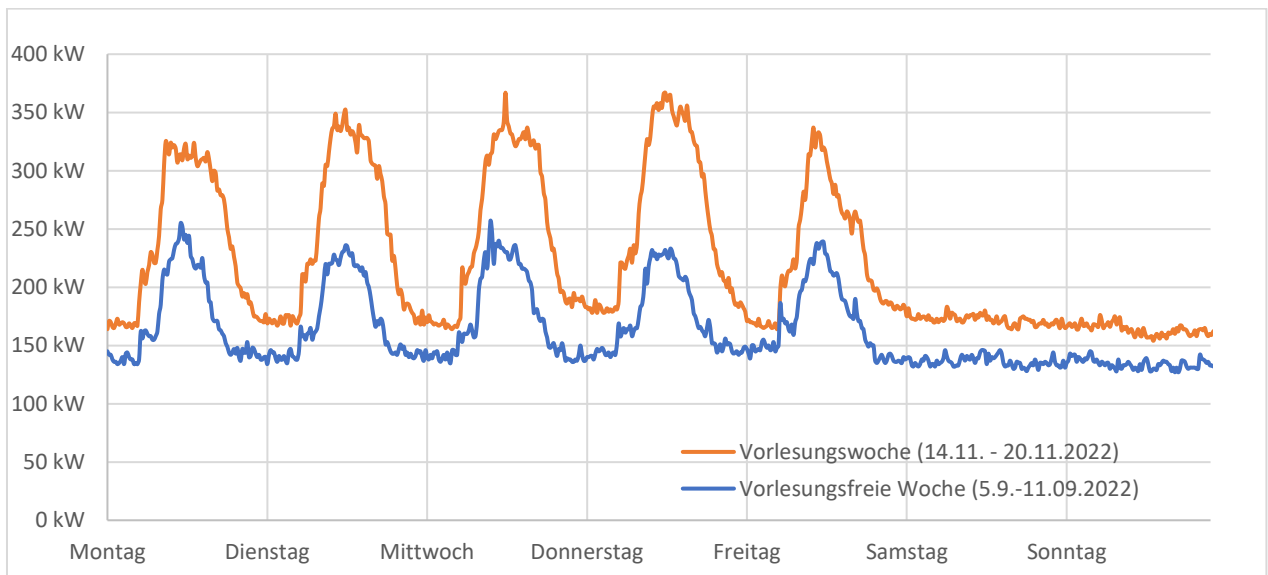


Abbildung 4: Stromverbrauch der Hochschule in zwei ausgewählten Wochen

Es ist ein starker Anstieg des Stromverbrauchs in den Zeiten zwischen 6:00 Uhr und 18:00 Uhr zu erkennen.

2.3.2 Heizwärme

Die genutzte Wärme der Hochschule ist im Gegensatz zum Strombedarf nicht so genau erfasst. Es liegen dabei lediglich die monatlichen Gasverbräuche vor und das Lastprofil des Blockheizkraftwerkes. Um daraus ein sinnvolles Lastprofil für den Wärmebedarf zu erzeugen werden mithilfe der VDI-Richtlinie 3807 Blatt 1 (VDI 3807 Verbrauchskennwerte für Gebäude, 2013) sogenannte Heizgradtage (G_h) gebildet. Diese werden den Gasverbrauch des Gaskessels in Abhängigkeit der Außentemperatur bestimmen. Dabei wird für jeden Tag die Durchschnittstemperatur (φ_m) berechnet. Sollte die Tagesdurchschnittstemperatur unter einer Heizgrenztemperatur liegen, wird die Differenz zwischen der Raumtemperatur (φ_{RT}) und der Außentemperatur (φ_{AU}) berechnet (Formel 1). Die Raumtemperatur wird mit 20°C als konstant angenommen. Sollte die Temperatur oberhalb der Heizgrenztemperatur liegen, muss an dem Tag nicht mit dem Gaskessel geheizt werden.

$$\text{(Formel 1): } G_h(t) = \varphi_{RT}(t) - \varphi_{AU}(t)$$

Um die optimale Heizgrenztemperatur herauszufinden, wurden für die Jahre 2020 bis 2022 (siehe Kapitel 9.A 4) Heizgradtage mithilfe der realen Tagesdurchschnittstemperaturen über Heizgrenztemperaturen zwischen 9 und 20°C berechnet. Daraufhin wurden die jährlichen Gasverbräuche (E_{Gas}) mit den jährlichen Heizgradtagszahlen dividiert. Aus diesen drei Werten wurde die mittlere quadratische Abweichung (MSE) berechnet (Formel 2).

$$\text{(Formel 2): } MSE = \sum_{i=2020}^{2022} \frac{\left(\varphi \left(\frac{E_{Gas}}{G_h} \right) - \frac{E_{Gas,i}}{G_{h,i}} \right)^2}{3}$$

Der Wert mit dem geringsten MSE hat auch den geringsten zu erwartenden quadratischen Abstand zum wahren Wert. Der Verlauf des MSE über die Heizgrenztemperatur wird in Abbildung 5 aufgezeigt.

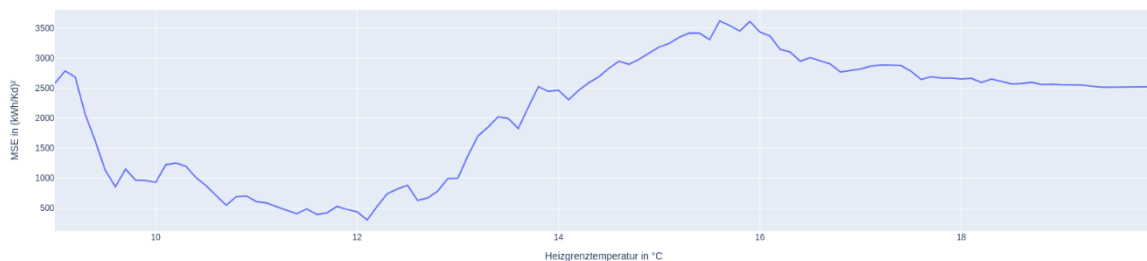


Abbildung 5: Verlauf der mittleren quadratischen Abweichung des Gasverbrauchs der Jahre 2020 bis 2022 über verschiedene Heizgrenztemperaturen

Der niedrigste MSE findet sich mit 12,1°C bei einem Wert von $306 \left(\frac{kWh}{Kd}\right)^2$. Dies bedeutet, dass der durchschnittliche Fehlerwert bei etwa $\pm 17,5 \left(\frac{kWh}{Kd}\right)$ liegt.

Zur Validierung der Heizgrenztemperatur von 12,1°C ist der berechnete monatliche Gasverbrauch über den realen monatlichen Gasverbrauch in Abbildung 6 zu sehen. Über die drei Jahre ergibt sich bei einem kumulierten Gasverbrauch von 10 Mio. kWh und einer aufsummierten Heizgradtagszahl von 8.471 Kd der Fehlerwert von etwa 1,5 %.

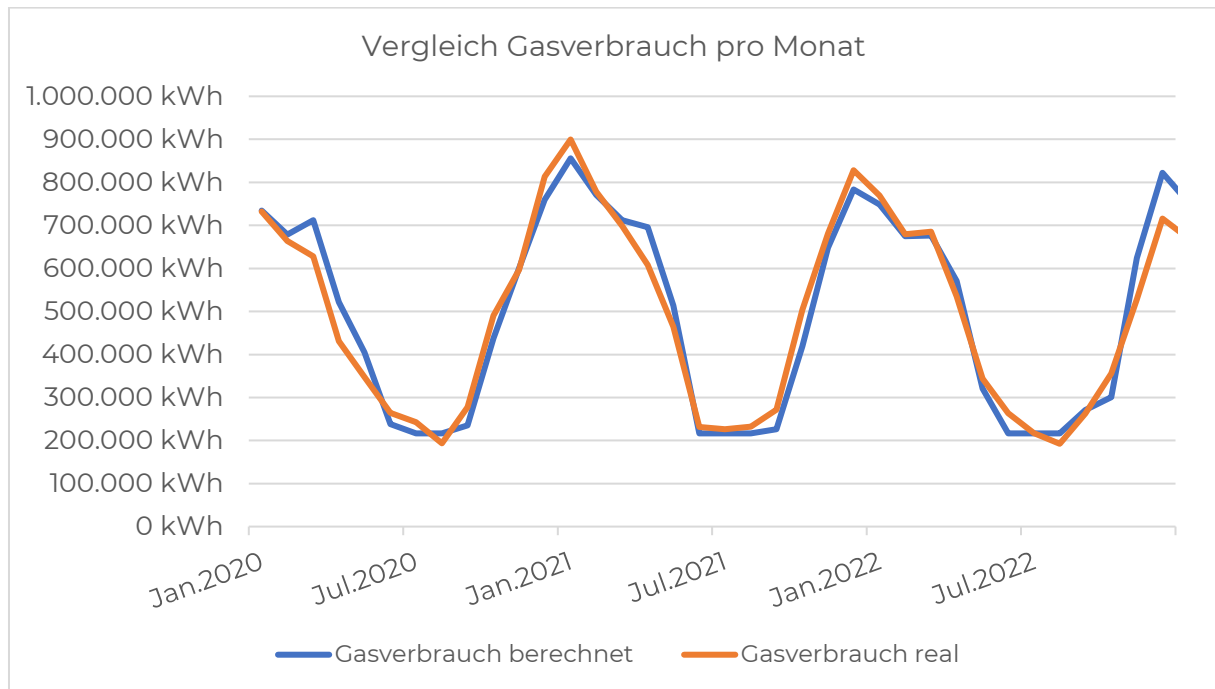


Abbildung 6: Monatlicher Gasverbrauch anhand der Außentemperatur berechnet und realer monatlicher Gasverbrauch im Vergleich

Um nun temperaturabhängige Lastprofile für den Wärmebedarf zu erstellen, wird die Wärmeproduktion des Gaskessels mit den Heizgradtagszahlen dividiert und der Mittelwert für die drei Jahre gebildet (Formel 3).

$$\text{(Formel 3): } q = \frac{Q_{Gas,2020}}{3 \cdot G_{h,2020}} + \frac{Q_{Gas,2021}}{3 \cdot G_{h,2021}} + \frac{Q_{Gas,2022}}{3 \cdot G_{h,2022}}$$

Dabei ergibt sich ein Wert von $43,7 \frac{kW}{K}$. Zusätzlich wird die Wärmeproduktion des Blockheizkraftwerkes addiert. Dieses läuft bislang wärmegeführt, sodass es solange läuft, wie es die produzierte Wärme abgeben kann. Es wird hier somit angenommen, dass es sich dabei um eine temperaturunabhängige Last handelt (Formel 4).

$$\text{(Formel 4): } Q(t) = \begin{cases} (\varphi_{RT}(t) - \varphi_{AU}(t)) \cdot q + Q_{BHKW}(t), & \varphi_m < 12,1^\circ C \\ Q_{BHKW}(t), & \varphi_m \geq 12,1^\circ C \end{cases}$$

Tabelle 3 zeigt die daraus resultierenden Wärmebedarfsmengen für Raumtemperaturen von 20 °C über die verschiedenen Testreferenzjahre.

Tabelle 3: Wärmebedarfe der Testreferenzjahre

| Testreferenzjahr | Wärmebedarf | $\varphi_{m, \text{Jahr}}$ |
|--------------------------------------|---------------|----------------------------|
| Bis 2030 – durchschnittliches Wetter | 4.099.540 kWh | 10,3 °C |
| Bis 2030 – extremer Winter | 4.314.855 kWh | 9,8 °C |
| Bis 2030 – extremer Sommer | 4.191.435 kWh | 10,4 °C |
| Ab 2030 – durchschnittliches Wetter | 3.748.952 kWh | 11,3 °C |
| Ab 2030 – extremer Winter | 4.212.955 kWh | 9,9 °C |
| Ab 2030 – extremer Sommer | 3.859.777 kWh | 11,1 °C |

Der Wärmebedarf für die verschiedenen Jahre schwankt zwischen 3.859 MWh im extremen Sommerjahr ab 2030 und 4.315 MWh im extremen Winterjahr bis 2030. Die jährlichen Verläufe des Wärmebedarfs sind im Anhang Kapitel 9.A 5 zu finden.

Insgesamt wurden in diesem Kapitel die Eingangsdaten für die Simulation erklärt und zum Teil selbst generiert und validiert. Es stehen somit nun Wetterdaten, das Strombedarfsprofil und das Wärmeprofil in 15-minütiger Auflösung zur Verfügung. Mit diesen ist es möglich den Einfluss von den in dieser Arbeit untersuchten Technologien aufzuzeigen.

3 Systemmodellierung

Die Systemmodellierung ist ein Schlüsselement in der Analyse und Optimierung von Stromnetzen sowie im Verständnis des Stromverbrauchs. In diesem Kapitel wird die Verwendung der Programmiersprache Python als Simulationsumgebung für die Modellierung der einzelnen Komponenten und des gesamten Systems behandelt.

3.1 Simulationsumgebung Python

Bereits im Jahr 2013 wurde Python auf der „13th Conference of International Building Performance Simulation Association“ (Miller, Hersberger, & Jones, 2013) als höhere Programmiersprache für die Simulation von Energiesystemen genannt. Einige der Vorteile, die Python für die Systemmodellierung besonders attraktiv machen, wurden genannt. Dazu gehören:

- **Umfangreiche Bibliotheken:** Python verfügt über eine Vielzahl von Bibliotheken wie NumPy, pandas und plotly, die für numerische Berechnungen und Datenanalysen unerlässlich sind.
- **Open-Source-Community:** Die Python-Community ist äußerst aktiv und bietet kontinuierliche Unterstützung und Updates für Bibliotheken, was die Modellentwicklung und -pflege erleichtert.
- **Lesbarkeit und Einfachheit:** Python ist für seine einfache und leicht verständliche Syntax bekannt, was die Entwicklung von Modellen und Simulationen zugänglicher macht.

Für eine komplette Transparenz wurden die Eingangsdaten zusammen mit dem verwendeten Code und den daraus resultierenden Zwischenergebnissen für jedes Szenario veröffentlicht (siehe Kapitel 9.A 6).

3.2 Umsetzung der Einzelkomponenten

3.2.1 Photovoltaik

Die Photovoltaik-Simulation wird durch die Bibliothek pvlib (pvlib, 2018) mit den in Tabelle 4 aufgeführten Parametern durchgeführt. Der genaue Code für die Simulation der 500 kWp Anlage ist im Anhang 9.A 6 beigefügt.

Tabelle 4: Eingangsparameter für die Simulation der Photovoltaikanlage

| | 40 kWp | 500 kWp |
|--------------------------------------|--------------------------------|--|
| Wechselrichter-Modell | NREL's PVWatts inverter model. | |
| Modultyp und Befestigung | ,open rack glass-polymer' | |
| Installierte Modulleistung | 40 kWp | Nr. 1: 183 kWp Nr. 2: 180 kWp Nr. 3: 167 kWp |
| Installierte Wechselrichter-Leistung | 33 kVA | Nr. 1: 152 kVA Nr. 2: 150 kVA Nr. 3: 140 kVA |
| Ausrichtung und Neigung | 165° | Nr. 1: 165° Nr. 2: 255° Nr. 3: 075° |
| Neigung | 30° | 30° |

Die 40 kWp Anlage ist die im Bestand existierende Anlage. Die 500 kWp Anlage hat drei Ausrichtungen, wovon eine Richtung Westen (Nr. 1), eine Richtung Süden (Nr. 2) und eine Richtung Osten (Nr. 3) zeigt. Um auf die Gesamtleistung der Zeitreihe zu kommen, wurde die Summe der verschiedenen Zeitreihen an jedem Zeitschritt genommen. Für die Anlagen 1.000 kWp und 1.500 kWp wurde die Zeitreihe mit 500 kWp verdoppelt beziehungsweise verdreifacht.

3.2.2 Windkraftanlage

Das Lastprofil der Windkraftanlage vom Jahr 2022 wurde für die Simulation übernommen. Zwar gibt es in den Wetterdaten Windgeschwindigkeiten, jedoch sind diese nicht für die Simulation von Windkraftanlagen geeignet (Deutscher Wetterdienst, 2017).

3.2.3 Wärmepumpen

Die Wärmepumpen wurden mit der Bibliothek hplib (hplib (v1.9), 2022) simuliert. Diese verfügt über Parameter von über 506 verschiedenen realen Wärmepumpen und kann mithilfe der Außentemperatur, der Zieltemperatur und des Namens der Wärmepumpe die Leistungszahl (COP), die elektrisch benötigte Leistung und die thermisch abzugebende Leistung vorhersagen. Zusätzlich bietet die Bibliothek eine generische Wärmepumpe, die der mittleren Effizienz aller Wärmepumpen derselben Kategorie entspricht.

3.2.3.1 Luft/Wasser-Wärmepumpen

Die Luft/Wasser Wärmepumpen wurden so kalibriert, dass sie bei einer Außentemperatur von -7°C und einer Vorlauftemperatur von 52°C die angegebene Heizlast erreichen.

3.2.3.2 Sole/Wasser-Wärmepumpen

Für Sole/Wasser-Wärmepumpen kann mithilfe der Bibliothek hplib die Solevorlauftemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur berechnet werden. Auch diese wurden so kalibriert, dass sie bei einer Außentemperatur von -7°C und einer Vorlauftemperatur von 52°C die angegebene Heizlast erreichen.

3.2.3.3 Regelung

Durch den Einbau verschiedener Energieumwandler ergeben sich unterschiedliche Ansätze für die Betriebsführung. In dieser Untersuchung wurde versucht, eine wirtschaftliche Betriebsweise zu simulieren. Dafür muss eine von zwei Bedingungen erfüllt sein.

Für die eine Bedingung wurde zunächst die Arbeitszahl (Coefficient of Performance, COP) zu jedem Zeitpunkt berechnet. Wenn dieser Wert über drei liegt, wird die Wärmepumpe mit maximaler Heizleistung betrieben. Dieser Ansatz ergibt sich aus dem 3:1 Verhältnis der Strom- zu Gaspreise (siehe Kapitel 5.1.5). Wenn der COP unter diesem Wert liegt, wäre es aus wirtschaftlicher Sicht effizienter, die Gasheizung zu nutzen.

Die andere Bedingung ergibt sich daraus, dass es für die Hochschule ökonomisch sinnvoller ist, Strom selbst in Wärme zu wandeln, als diesen ins Netz einzuspeisen, solange dies mit einer Leistungszahl von etwa 0,8 passiert (siehe Kapitel 5.1.5). Die Bibliothek geht von einem integrierten elektrischen Heizstab in der Wärmepumpe aus. Dieser weist eine minimale Leistungszahl in Höhe von eins auf und kann somit den angegebenen Wert nicht unterschreiten.

Der Code für die Regelung ist im Anhang 9.A 7 ab Seite 50 dargestellt.

3.2.4 Blockheizkraftwerk

Das Blockheizkraftwerk erzeugt aus Gas sowohl Strom als auch Wärme. Dies macht es zu einem vielseitig einsetzbaren Gerät, welches durch verschiedene Betriebsweisen unterschiedliche Zwecke erfüllen kann. Zurzeit läuft das Blockheizkraftwerk wärmegeführt, wodurch es auf über 8000 Betriebsstunden im Jahr kommt. Besonders mit dem weiteren Ausbau der Photovoltaikanlage wird bei einer hohen Sonneneinstrahlung bereits mehr Strom produziert als benötigt wird. In diesem Fall sollte das Blockheizkraftwerk aus ökologischer und ökonomischer Sicht den Betrieb herunterfahren und ihn erst wieder aufnehmen, wenn die erneuerbaren Energien nicht mehr ausreichen, um den Bedarf zu decken.

In der Simulation wird es deshalb neben dem wärmegeführten auch einen Betriebsmodus geben, der das Blockheizkraftwerk nur anschaltet, wenn mit Abzug der erneuerbaren Energien sowohl Strom- als auch Wärmebedarf vorhanden sind (bedarfsorientiert genannt).

3.2.5 Gastherme

Sollte der Wärmebedarf im Zeitschritt durch andere Quellen nicht erfüllt sein, so wird ein Gaskessel zur Wärmeerzeugung dazugeschaltet. Dabei gibt es einmal einen Gaskessel mit einem Wirkungsgrad von 90 % und einen Gaskessel mit Sauerstoffregelung, wodurch sich der Wirkungsgrad durchschnittlich um 1,5 % verbessert (Witte, Schmitz, & Schütt, 2009).

4 Simulationsergebnisse und ökologische Analyse

In diesem Kapitel werden die für die ökonomische und ökologische Betrachtung relevantesten Parameter umfassend ausgewertet. Als Ergebnis der Simulationen ergeben sich neben den zu erwartenden Energiemengen der einzelnen Technologien auch den Strom-Netzbezug, die Strom-Netzeinspeisung und den Gas-Netzbezug. Zusätzlich wird in diesem Kapitel aufgezeigt, welchen Einfluss die Technologien auf die Treibhausgasemissionen in einem Jahr haben. Dazu werden zunächst die Emissionsfaktoren vorgestellt.

4.1 Emissionsfaktoren

4.1.1 Emissionsfaktor für Strom

Das Umweltbundesamt (Icha & Lauf, 2023) gibt für jedes Jahr die spezifischen Emissionswerte für den deutschen Strommix an. Im Jahr 1990 lagen diese noch bei 764 g/kWh. Seitdem sind die Emissionen auf 369 g/kWh im Jahr 2020 gefallen. Genaue Aussagen über zukünftige Emissionen zu treffen ist schwierig, da dies ein komplexes Thema mit vielen Variablen ist. Es gibt jedoch politische Ziele, auf dessen Basis Szenarien und Pfade für Deutschland auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität 2045 erstellt wurden. So wurden im Ariadne Report (Ariadne-Report, 2021) verschiedene Szenarien entwickelt, die das Ziel der Treibhausgasneutralität erreichen. Alle Pfade einigt, dass Strom aus erneuerbaren Energiequellen eine „tragende Säule“ für die Dekarbonisierung aller Sektoren sein wird. So gibt die Studie an, dass die CO₂-Intensität bereits bis 2030 um 85 % im Vergleich zum Jahr 2020 sinkt und 2045 komplett emissionsfrei sein kann.

Interpoliert man diese Werte ergeben sich Emissionen für den Betrachtungszeitraum zwischen 2025 und 2045, die in Abbildung 7 dargestellt sind.

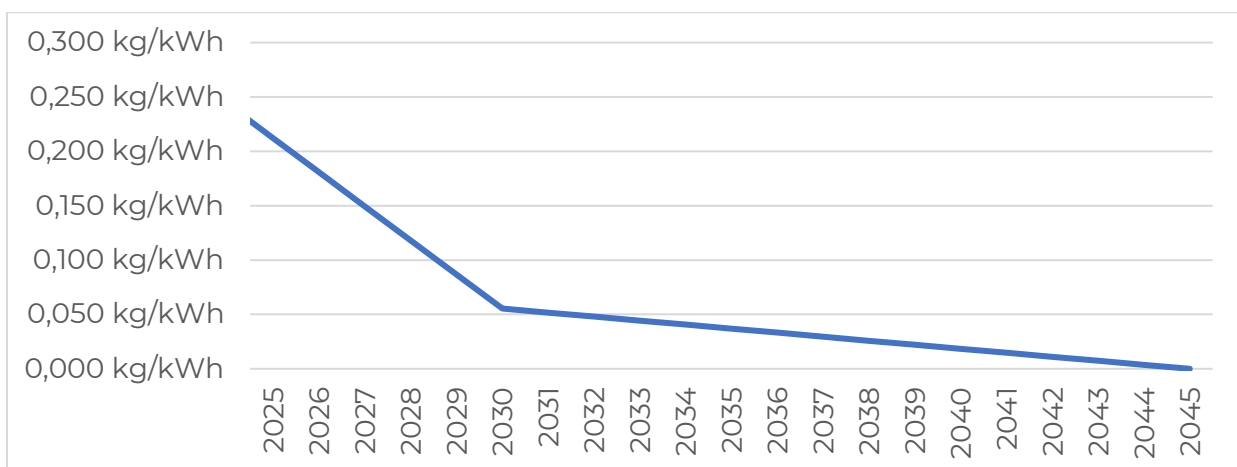


Abbildung 7: Emissionsfaktor für Strom über den Zeitraum 2025 bis 2045

Für die Berechnung der CO₂-Emissionen für die einzelnen Wetterjahre werden Mittelwerte für den Zeitraum zwischen 2025 und 2030 und für den Zeitraum zwischen 2031 und 2044 gebildet. Für den Zeitraum zwischen 2025 und 2030 ergibt sich demnach ein Wert in Höhe von 133,8 g/kWh und für den Zeitraum 2031 bis 2044 ein Wert von 27,7 g/kWh.

4.1.2 Emissionsfaktor für Gas

Die Verbrennung von Erdgas erzeugt Treibhausgase. Die spezifischen Emissionen liegen pro Kilowattstunde bei 200,8 Gramm CO₂-Äq. (Memmler, Lauf, & Schneider, 2018). Diese Emissionen werden bei der Verbrennung von Kohlenwasserstoffen aufgrund der Stoffeigenschaften immer entstehen.

4.2 Simulationsergebnisse

Zunächst wird eine Übersicht über alle Szenarien gegeben, bevor auf den Einfluss der einzelnen Technologien eingegangen wird. Dafür werden mithilfe der Emissionsfaktoren die Gesamtemissionen für alle Szenarien berechnet und in Abbildung 8 dargestellt. Es ist dabei zu beachten, dass Strom, der ins Netz eingespeist wird, mit einem negativen Emissionsfaktor einbezogen wird.

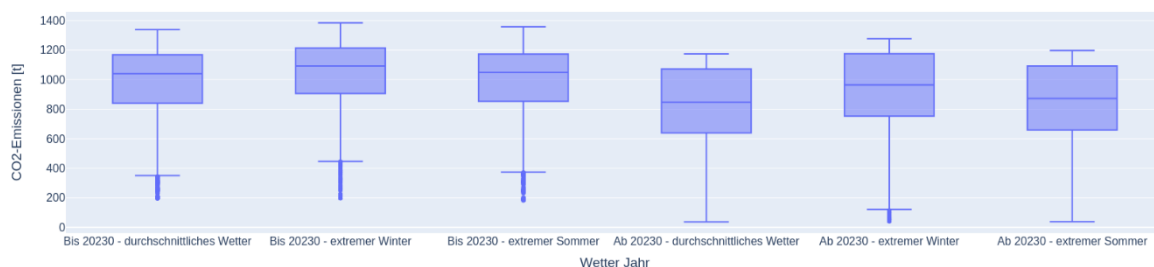


Abbildung 8: Verteilung der Gesamtemissionen der verschiedenen Szenarien für die jeweiligen TRJ

In dieser Grafik werden für jedes Szenario zunächst die Treibhausgasemissionen berechnet. Hier wird die Verteilung der Emissionen der Szenarien dargestellt. Dabei sind die breiten blau gefüllten Balken die mittleren 50 % der Szenarien. Der Strich in der Mitte bildet den Medianwert ab. Darüber folgen die oberen 25 % und darunter die unteren 25 %. Extremwerte werden auch einzeln mithilfe eines Punktes markiert.

Die Szenarien bilden ein breites Spektrum der Emissionen zwischen 0 t und 1400 t CO₂-Äq. ab. Allerdings konzentrieren sich die meisten Szenarien im Bereich von 800 bis 1200 t CO₂-Äquivalenten.

Aus den Parametern der Netzeinspeisung (E_{NE}) und des gesamten selbst erzeugten Stroms (E_E) kann mithilfe der Formel 5 (VDI 4657 Blatt 3, 2023) der Eigenverbrauchsanteil (e) für die Stromversorgung berechnet werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 9 zu sehen.

$$\text{(Formel 5): } e = \frac{E_E - E_{NE}}{E_E}$$

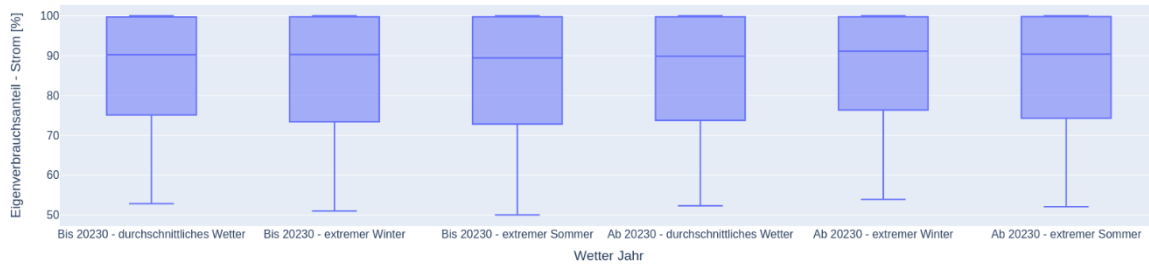


Abbildung 9: Verteilung des Eigenverbrauchsanteils der verschiedenen Szenarien für die jeweiligen TRJ

Der Eigenverbrauchsanteil sagt aus, wie viel des selbst produzierten Stroms auch selbst verbraucht wird. Ein hoher Eigenverbrauchsanteil ist dabei ökonomisch bevorzugt, da die Einspeisevergütung wesentlich geringer ist als die Netzbezugskosten. Etwa drei Viertel der Szenarien spiegeln einen Eigenverbrauchsanteil über 75 % wieder.

Mithilfe des Netzbezuges (E_{NB}) und des Gesamtstromverbrauchs (E_{SV}) lassen sich mithilfe der Formel 6 (VDI 4657 Blatt 3, 2023) der Autarkiegrad (a) für die Stromversorgung berechnen. Eine Übersicht bietet Abbildung 10.

$$\text{(Formel 6): } a = \frac{E_{SV} - E_{NB}}{E_{SV}}$$

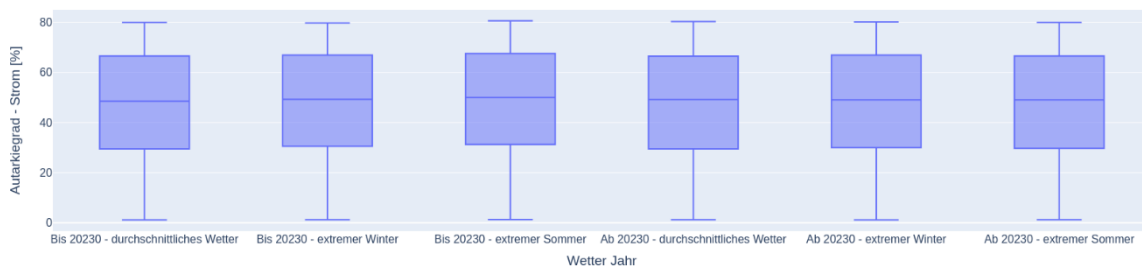


Abbildung 10: Verteilung des Autarkiegrades der verschiedenen Szenarien für die jeweiligen TRJ

Der Autarkiegrad sagt aus, wie viel des gesamt verbrauchten Stroms auch selbst produziert wird. Mit einem hohen Autarkiegrad muss somit weniger Strom aus dem Netz bezogen werden. Die Streuung der Szenarien reicht zwischen 0 % und 80 %.

Zusätzlich wird mithilfe des Gesamtwärmebedarfs ($E_{G,th}$) und der Wärme-
produktion durch die Wärmepumpe ($E_{WP,th}$) anhand der Formel 7 der Anteil
an Wärme aus nicht fossilen Quellen (w) berechnet. Die Verteilung der fos-
silen Wärmebereitstellung über die TRJ sind in Abbildung 11 zu sehen.

$$(Formel\ 7): w = \frac{E_{WP,th}}{E_{G,th}}$$

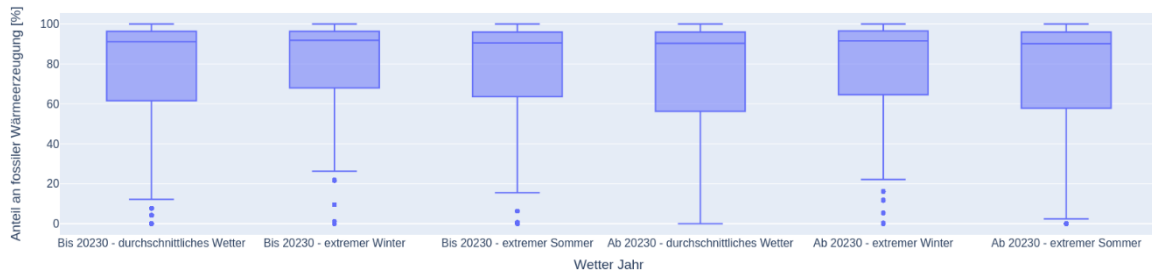


Abbildung 11: Verteilung der fossilen Wärmebereitstellung der verschiedenen Szenarien für die jewei-
ligen TRJ

Der Anteil an fossiler Wärmeerzeugung reicht zwischen 0 % und 100 %. Der
Großteil der Szenarien hat einen fossilen Anteil zwischen 60 % und 90 %.

4.2.1 Einfluss der Photovoltaik-Größe

Die spezifischen Erträge der verschiedenen Wetterjahre sind in Tabelle 5
dargestellt.

Tabelle 5: Spezifische Photovoltaikanlagen-Erträge über verschiedene TRJ

| | Ost [$\frac{kWh}{kWp}$] | Süd [$\frac{kWh}{kWp}$] | West [$\frac{kWh}{kWp}$] |
|--------------------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|
| Bis 2030 – durchschnittliches Wetter | 677 | 817 | 884 |
| Bis 2030 – extremer Winter | 708 | 850 | 908 |
| Bis 2030 – extremer Sommer | 740 | 906 | 979 |
| Ab 2030 – durchschnittliches Wetter | 699 | 847 | 916 |
| Ab 2030 – extremer Winter | 674 | 813 | 872 |
| Ab 2030 – extremer Sommer | 693 | 839 | 905 |

Insgesamt erzeugt die 500 kWp Anlage im Jahr eine durchschnittliche Ge-
samtstrommenge in Höhe von 400 MWh. Dies entspricht etwa einem Vier-
tel des Gesamtstromverbrauchs der Hochschule.

Die Photovoltaikanlage hat durch die Stromproduktion einen direkten Einfluss auf den Autarkiegrad und den Eigenverbrauchsgrad. In der Abbildung 12 wird deshalb der Einfluss von der Photovoltaikanlagengröße auf den Autarkiegrad und in Abbildung 13 der Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil dargestellt.

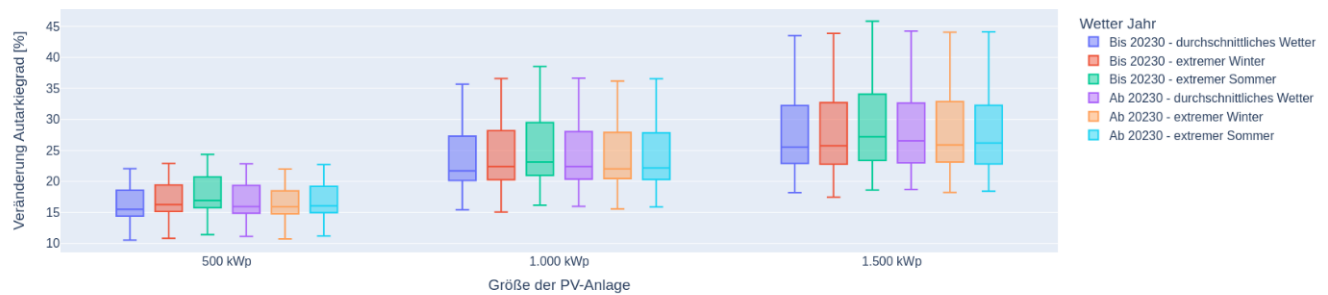


Abbildung 12: Verteilung der Veränderung des Autarkiegrades in Abhängigkeit der Photovoltaikanlagengröße für die jeweiligen TRJ

Insgesamt steigt der Autarkiegrad mit zunehmender Photovoltaikanlagengröße an. Der Einfluss des Wetterjahres ist dabei minimal. Bei einer Anlagengröße von 1.500 kWp gibt es Systeme, die eine Steigerung von 45 % haben und Systeme, die eine Steigerung von 20 % haben.

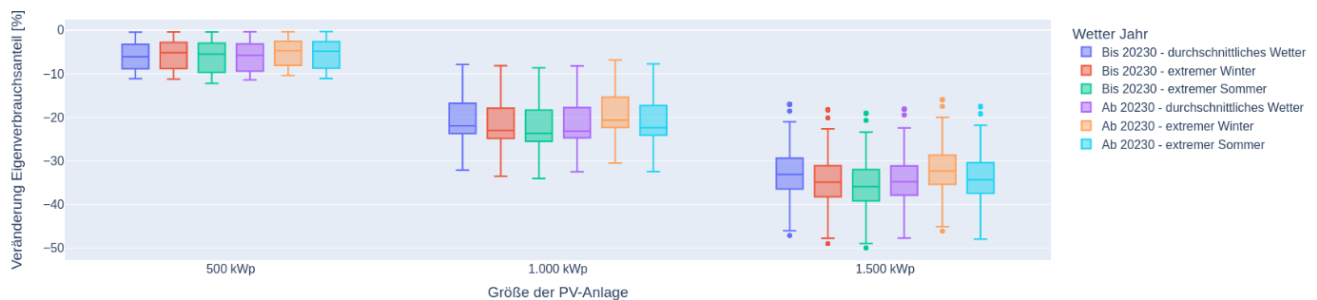


Abbildung 13: Verteilung der Veränderung des Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit der Photovoltaikanlagengröße für die jeweiligen TRJ

In Abbildung 13 ist zu sehen, dass der Eigenverbrauchsanteil mit Größe der Anlage abnimmt. Auch hier gibt es bei einer Anlagengröße von 1.500 kWp die größten Abweichungen innerhalb der verschiedenen Systeme. Dabei sind Systeme mit geringem Verlust am Eigenverbrauchsanteil die, die mit einer Wärmepumpe den Strom in Form von Wärme selbst verbrauchen.

Die folgende Abbildung 14 zeigt die Verminderung der Treibhausgase durch den Zubau von Photovoltaik.

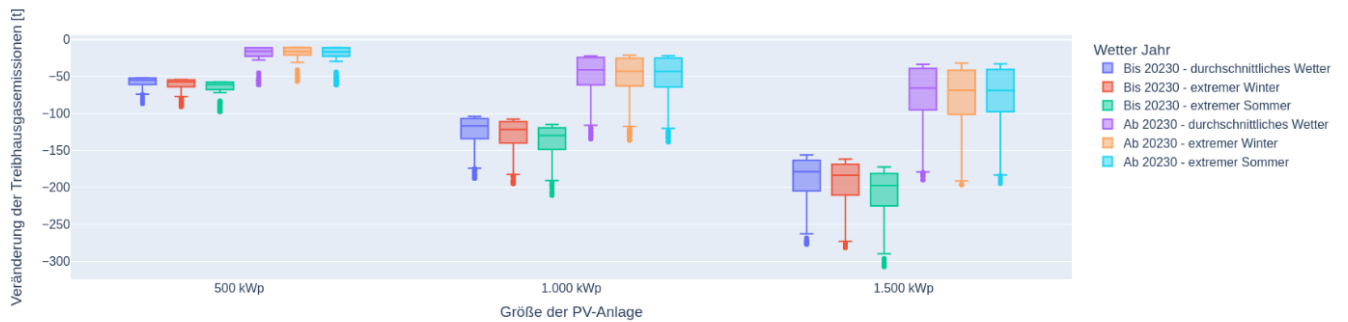


Abbildung 14: Verteilung der Veränderung der Treibhausgasemissionen in Abhängigkeit der Photovoltaikanlagengröße für die jeweiligen TRJ

Es fällt auf, dass die Emissionseinsparungen in den Jahren bis 2030 etwa dreimal höher sind, als in den Jahren ab 2030. Dies lässt sich auf die deutlich sinkenden spezifischen Emissionen durch den Strombezug zurückführen.

4.2.2 Einfluss Wärmepumpe

Wärmepumpen wandeln Strom mithilfe von Umgebungsenergie in Wärme um. Im Folgenden wird der Einfluss von der Wärmequelle und der Vorlauftemperatur der Wärmepumpe verglichen. Abbildung 15 zeigt die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen bei verschiedenen Vorlauftemperaturen.

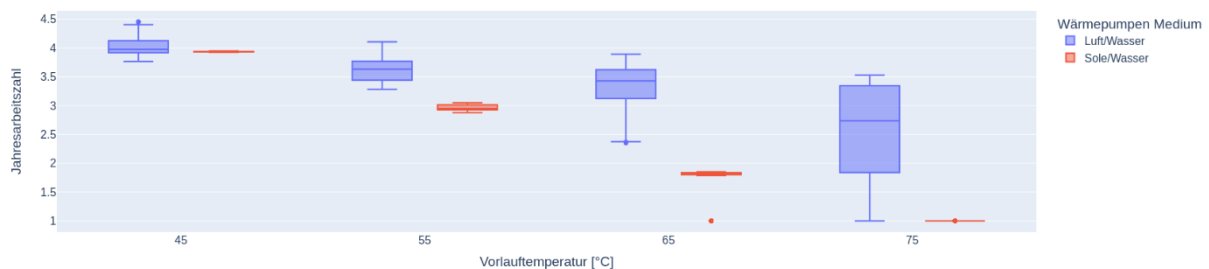


Abbildung 15: Verteilung der Jahresarbeitszahl über die Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Wärmequelle

Die Jahresarbeitszahl sinkt wie erwartet mit steigender Vorlauftemperatur. Dabei ist zu beachten, dass eine hohe Jahresarbeitszahl nicht für eine hohe Wärmeenergieerzeugung gleichsteht. Bedingt durch die Regelung der Wärmepumpe läuft die Wärmepumpe bei einer hohen Arbeitszahl oder wenn genügend Strom aus erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung steht. Die Abbildung 16 zeigt die Veränderung der fossilen Wärmeproduktion für die unterschiedlichen Wärmepumpengrößen und Vorlauftemperaturen.

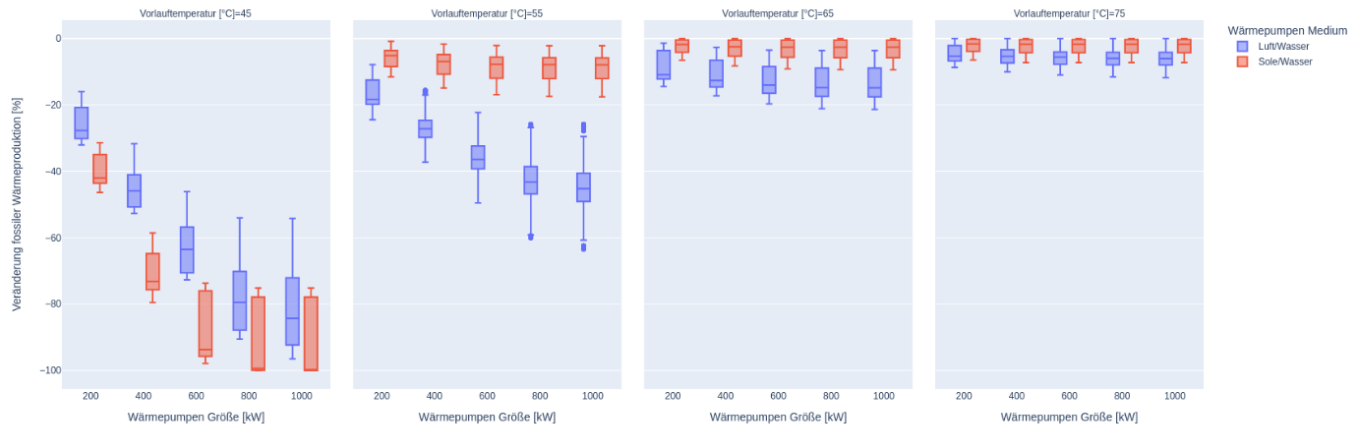


Abbildung 16: Verteilung der Veränderung von fossiler Wärmebereitstellung in Abhängigkeit der Wärmepumpengröße, der Vorlauftemperatur und der Wärmequelle

Wie bereits in der vorherigen Grafik festzustellen war, gibt es einen Zusammenhang zwischen der Vorlauftemperatur und dem Nutzen einer Wärmepumpe. So kann bei einer Vorlauftemperatur von 45°C und Nutzung einer Sole/Wasser-Wärmepumpe komplett auf den Einsatz von fossilen Brennstoffen verzichtet werden. Luft/Wasser-Wärmepumpen verdrängen bei dieser Vorlauftemperatur weniger fossile Brennstoffe als eine Sole/Wasser-Wärmepumpe. Bei einer höheren Vorlauftemperatur ist dieser Effekt umgekehrt. Eine weitere Beobachtung ist, dass mit steigender Vorlauftemperatur die Größe der Wärmepumpe weniger Einfluss auf die Wärmeerzeugung hat. Dies lässt sich dadurch erklären, dass bei großen Vorlauftemperaturen nur der überschüssige Strom der erneuerbaren Energien genutzt wird und dadurch auch begrenzt wird.

Die daraus resultierenden Treibhausgaseminderungen sind in Abbildung 17 zu sehen.

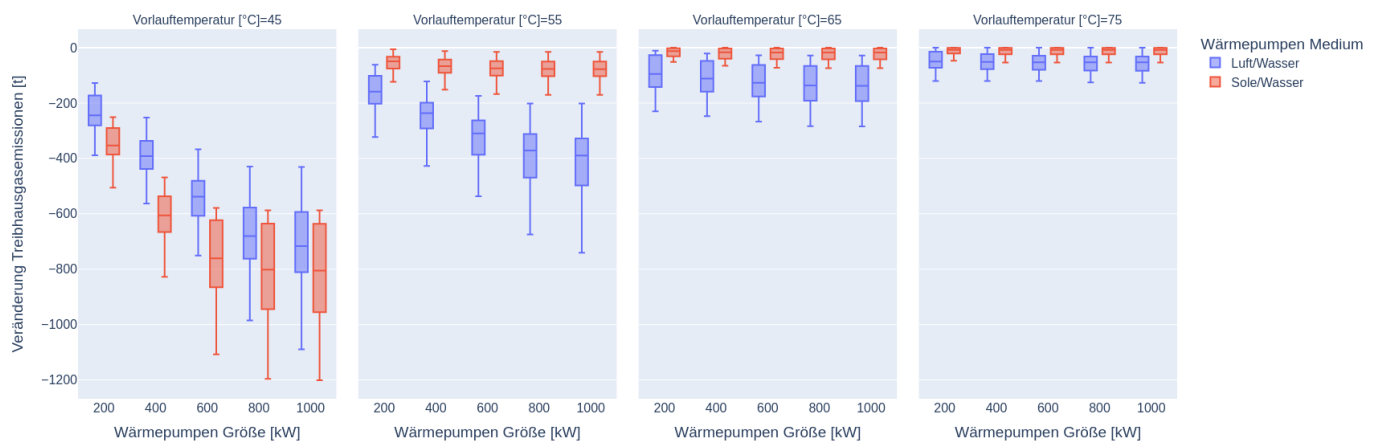


Abbildung 17: Verteilung der Veränderung von Treibhausgasemissionen in Abhängigkeit der Wärmepumpengröße, der Vorlauftemperatur und der Wärmequelle

Es zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei der Senkung der fossilen Brennstoffe. Es können bis zu 1.200 t CO₂-Äq. pro Jahr eingespart werden, wenn die Vorlauftemperatur stark gesenkt werden kann.

4.2.3 Einfluss BHKW-Steuerung

Die BHKW-Steuerung hat einen direkten Einfluss auf die Betriebsstunden des Gerätes. Bei dem wärmegeführten Blockheizkraftwerk hat das Gerät 8.159 Volllaststunden im Jahr. Die Volllaststunden des Blockheizkraftwerkes bei bedarfsorientierter Regelung sind in Abbildung 18 zu sehen.

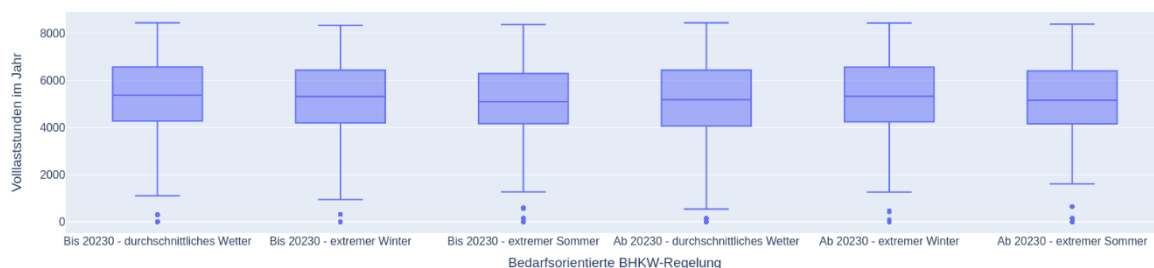


Abbildung 18: Verteilung der Volllaststunden des Blockheizkraftwerkes bei bedarfsorientierter Regelung

Zu sehen ist, dass die Volllaststunden zwischen den einzelnen Szenarien zwischen 0 und 8.000 Stunden variieren. Kleine Betriebsstunden sind bei einer großen und effizienten Wärmepumpe und einer großen Photovoltaikanlage zu erwarten. Je kleiner diese ausgelegt sind, desto mehr Betriebsstunden sind aufgrund der Regelung zu erwarten. Im Medianwert liegen die Betriebsstunden unabhängig des Wetterjahres bei 5.000 Volllaststunden.

Die Veränderung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zum wärmegeführten BHKW sind in Abbildung 19 zu sehen.

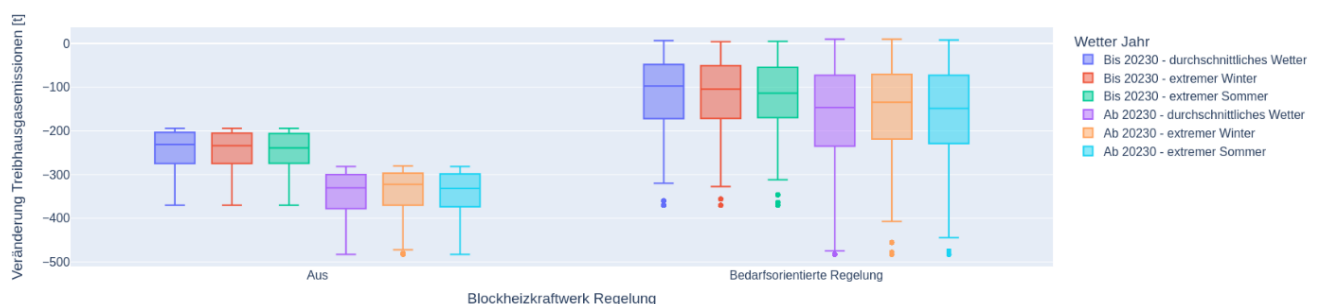


Abbildung 19: Verteilung der Veränderungen von Treibhausgasemissionen im Vergleich zum wärmegeführten Betriebsmodus

Sollte man das Blockheizkraftwerk abstellen, können dadurch bis 2030 pro Jahr 250 t CO₂-Äq. eingespart werden. Ab dem Jahr 2030 sind es im Mittel sogar 330 t. Bei der bedarfsorientierten Regelung sind es grob 120 t im Mittel.

Der Einfluss der Steuerung auf die Autarkiegradveränderung ist in Abbildung 20 zu sehen.



Abbildung 20: Verteilung der Veränderungen des Autarkiegrades im Vergleich zum wärmegeführten Betriebsmodus

Durch die Abschaltung des BHKWs sinkt der Autarkiegrad um bis zu 50 %. Bei bedarfsorientierter Regelung sinkt der Autarkiegrad für Strom im Mittel um etwa 10 %. Dies lässt sich auf die verringerten Betriebsstunden und einen erhöhten Stromverbrauch durch die Wärmepumpe zurückführen.

4.2.4 Einfluss Windkraftanlage

Die Windkraftanlage erzeugt etwa 78 MWh pro Jahr. Dies entspricht etwa 5 % des Gesamtstromverbrauchs der Hochschule. Abbildung 21 zeigt die Erhöhung des Autarkiegrads durch die Nutzung der Windkraftanlage.

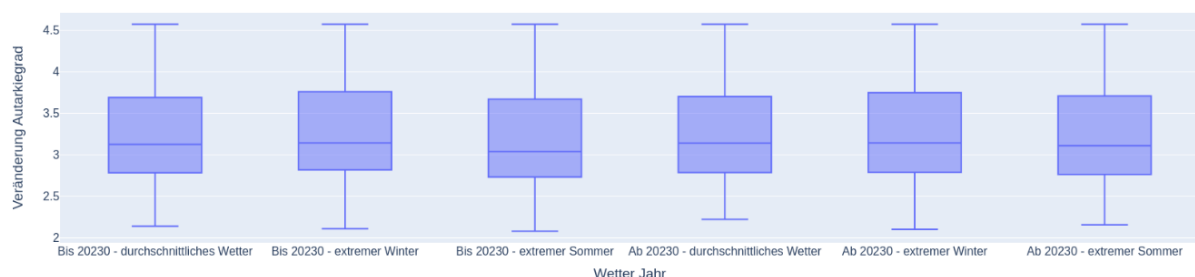


Abbildung 21: Veränderung des Autarkiegrades durch Betrieb der Windkraftanlage für unterschiedliche TRJ

Die Windkraftanlage kann den Autarkiegrad um 2 % bis 4,5 % erhöhen. Der Medianwert liegt bei 3,1 % Autarkiegraderhöhung. Die daraus resultierenden Treibhausgasemissionseinsparungen sind in folgender Abbildung 22 dargestellt.

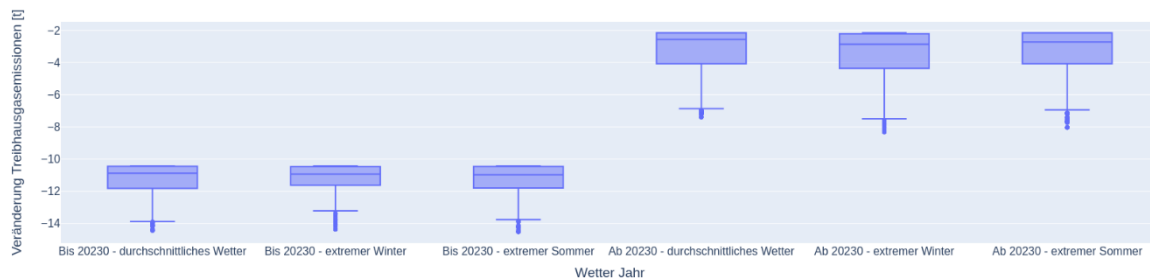


Abbildung 22: Veränderung der Treibhausgasemissionen durch Betrieb der Windkraftanlage für unterschiedliche TRJ

Durch den Zubau der Windkraftanlage können im Mittel 11 t CO₂-Äq. bis 2030 und etwa 2,5 t CO₂-Äq. ab dem Jahr 2030 eingespart werden. Der Unterschied lässt sich auf einen geringeren Emissionsfaktor aus dem Stromnetz zurückführen.

4.2.5 Einfluss einer Sauerstoffregelung des Brenners

Durch den Einfluss einer Sauerstoffregelung des Brenners kann die Effizienz der Gastherme erhöht werden. Die Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch den Zubau sind in Abbildung 23 dargestellt.

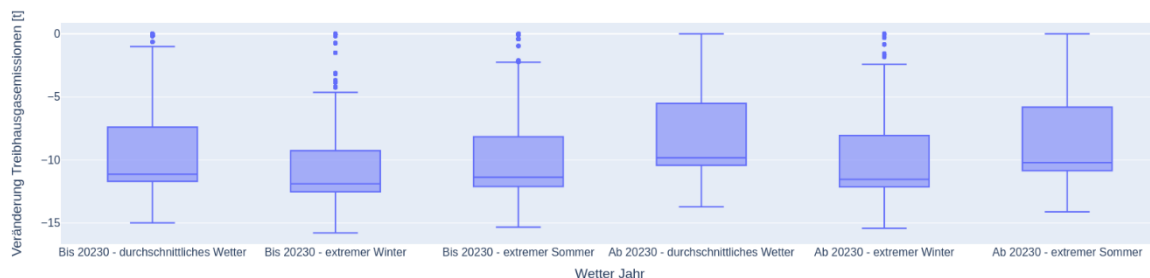


Abbildung 23: Veränderung des Treibhausgasemissionen durch Einbau einer Sauerstoffregelung für unterschiedliche TRJ

Es können je nach Szenario zwischen 0 t und 15 t Treibhausgase pro Jahr eingespart werden. Dabei sind die Szenarien mit kleinen Einsparungen die, bei denen die Gastherme wenig läuft, also bei kleinen Vorlauftemperaturen und großen Wärmepumpen.

4.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Durch die verschiedenen Faktoren und Wechselwirkungen zwischen den Technologien konnte nicht auf jedes Energieversorgungsszenario eingegangen werden. Das Kapitel konnte Trends für den Einfluss der einzelnen Technologien feststellen, die den Einfluss der jeweiligen Technologie aufzeigt. Aus ökologischer Sicht ist die Abstellung des Blockheizkraftwerkes mit bis zu 480 t CO₂-Äq. eine starke und einfache Möglichkeit, die Emissionen zu

senken. Auch der verstärkte Ausbau der Photovoltaikanlage auf 1.500 kWp kann bis zu 300 t CO₂-Äq. pro Jahr einsparen. Das umfangreichste und hier einzige betrachtete Szenario zur vollständigen Vermeidung fossiler Treibstoffe umfasst die Absenkung der Vorlauftemperatur auf unter 45°C und den Bau einer Sole/Wasser-Wärmepumpe. Durch diesen Schritt können bis zu 1.200 t CO₂-Äq. eingespart werden. Bei einer höheren Vorlauftemperatur kann jedoch durch eine Luft/Wasser-Wärmepumpe mehr gespart werden als mit einer Sole/Wasser-Wärmepumpe. Kleinere Einsparungen sind dagegen durch den Bau einer Windkraftanlage (bis zu 14 t CO₂-Äq.) und den Austausch der Gastherme (bis zu 16 t CO₂-Äq.) zu erwarten.

5 Ökonomische Bewertung

Die ökonomische Bewertung des Energiesystems spielt eine entscheidende Rolle bei der Planung nachhaltiger Energiekonzepte. In diesem Kapitel werden mithilfe der Emissionsfaktoren die Auswirkungen des gesetzlich eingeführten CO₂-Preises auf die Energiekosten diskutiert. Der Betrachtungszeitraum aller dieser Faktoren wird von 2025 bis 2044 sein. 2025 wurde als Startjahr gewählt, da eine frühere Inbetriebnahme bei einem Projekt dieser Größe unrealistisch erscheint und 2044 als Ende der Betrachtung, da zum einen die Betrachtungsdauer von 20 Jahren aufgrund der Lebensdauer erreicht wird und ab dem Jahr 2045 alles emissionsfrei sein soll.

Da nur 6 verschiedene Testreferenzjahre simuliert wurden, wird in Tabelle 6 aufgelistet, wie häufig diese in der Gesamtbilanz aufgenommen werden. Dabei wird die Reihenfolge dieser Jahre nicht betrachtet, sondern es handelt sich lediglich um eine Häufigkeit in dem genannten Zeitraum.

Tabelle 6: Häufigkeiten der TRJ für die Betrachtung über 20 Jahre

| | 2025 bis 2030 | 2031 bis 2044 |
|----------------------|---------------|---------------|
| TRJ- normales Jahr | 4 | 8 |
| TRJ- extremer Winter | 1 | 3 |
| TRJ- extremer Sommer | 1 | 3 |

Diese Aufteilung wurde beispielhaft gewählt, da ein durchschnittliches Wetter am wahrscheinlichsten ist, jedoch vorhergesagt wird, dass die Anzahl an Extremwetterereignissen zunehmen soll (Bindoff N., 2013, S. 867-952).

5.1 Energiekosten

Die Energiekosten sind ein bedeutender Faktor in Bezug auf den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit von Energiesystemen. Diese Kosten umfassen eine Vielzahl von Elementen und werden in der Regel in drei folgenden Hauptkostenstellen unterteilt, sowohl für Strom als auch Gas.

5.1.1 Beschaffungskosten

Die Beschaffungskosten sind die direkten Kosten, die mit dem Erwerb von Strom und Gas verbunden sind. Sie umfassen den Preis, zu dem Energie von den Erzeugern oder Großhändlern gekauft wird.

Sowohl der Gaspreis als auch der Strompreis sind großen Schwankungen ausgesetzt. Für die Auswertung der Simulationen werden dauerhafte Beschaffungskosten in der Höhe vom Jahr 2022 für Nicht-Haushalte angenommen. Diese Daten werden durch das Statistische Bundesamt erhoben (Destatis, 2023). Für die ökonomische Auswertung ergeben sich somit Strombeschaffungskosten in Höhe von 11,87 ct/kWh und Gasbeschaffungskosten in Höhe von 4,16 ct/kWh.

5.1.2 Netzentgelte

Netzentgelte sind Gebühren, die dem Netzbetreiber für die Nutzung von Transport- und Verteilungskosten zustehen. Der Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO bietet beispielsweise verschiedene Preisblätter an, die für unterschiedliche Nutzer angepasst sind. Die Hauptkriterien für die Kosten sind dabei neben den übertragenden Mengen an Strom auch die maximale Netzbezugsleistung in einem Zeitraum. Für die Auswertung der Simulationen wird auch hier auf durchschnittliche Werte aus dem Jahr 2022 für Nicht-Haushalte zurückgegriffen. Die Kosten betrugen für das Stromnetz 4,54 ct/kWh und für das Gasnetz 0,62 ct/kWh (Statistisches Bundesamt (Destatis), 2023).

5.1.3 Steuern und Abgaben

Steuern und Abgaben sind staatliche Regulierungen und Abgaben, die auf den Energieverbrauch erhoben werden. Um die Emissionen zu senken und die nationalen Klimaschutzziele zu erreichen, hat die Bundesregierung mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (Bundesamt für Justiz, 2022) einen finanziellen Anreiz gegeben, weniger fossile Treibhausgase zu verbrauchen. Das Gesetz besagt vereinfacht, dass in Deutschland jedes Jahr ein Budget an Treibhausgasemissionen vorhanden ist. Daraufhin können mithilfe von Emissionszertifikaten Anteile erworben werden, wodurch man das Recht hat, Treibhausgase freizusetzen.

Der Preis ist dabei bis zum Jahr 2025 festgesetzt und daraufhin für ein Jahr in einem Preiskorridor gedeckelt. Daraufhin ist der Preis auf dem Markt offen und nach dem Prinzip von Angebot und Nachfrage geregelt. Bedingt dadurch, dass das Treibhausgasbudget immer kleiner wird, wird auch angenommen, dass der Preis steigen wird. In einer Untersuchung von den möglichen Auswirkungen einer CO₂-Bepreisung wird von einem Preis zwischen 180 €/t CO₂ und 260 €/t CO₂ zum Zeitpunkt der Treibhausgasneutralität ausgegangen (Hennes, et al., 2021). Es werden für die wirtschaftliche

Betrachtung also zwei Möglichkeiten für den Preisanstieg angenommen. Der Verlauf ist grafisch in Abbildung 24 zu sehen.

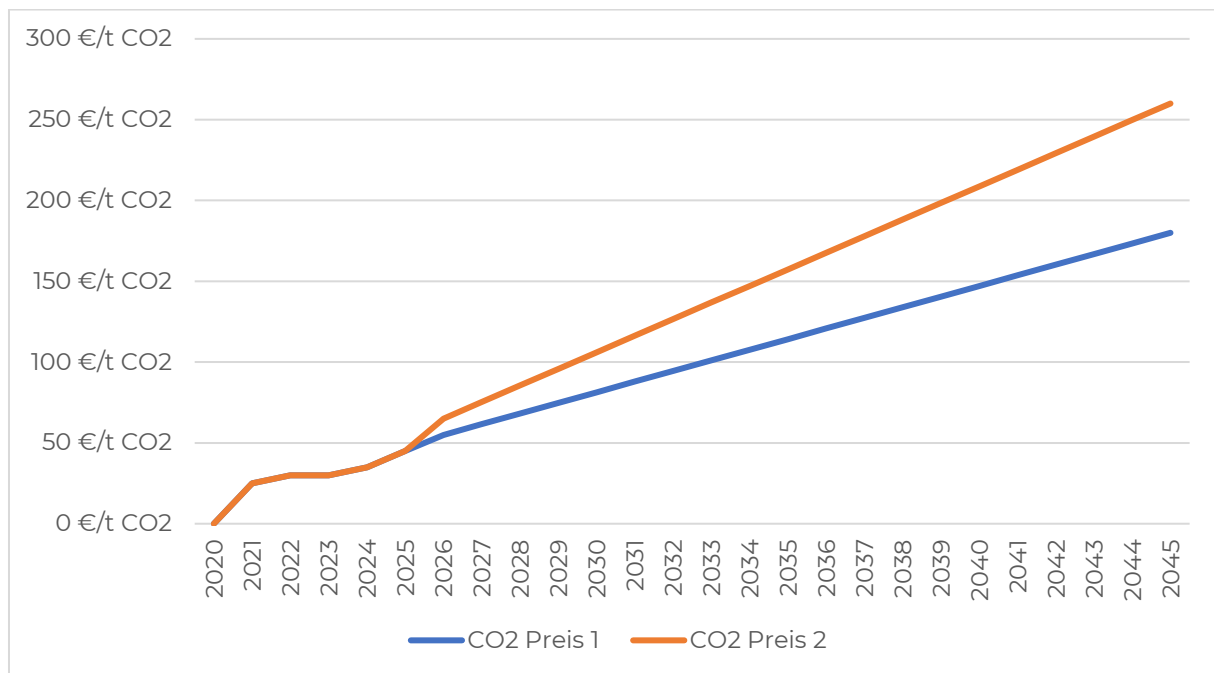


Abbildung 24: Angenommener Emissionspreis über die Jahre 2020 bis 2045

Der Anstieg des CO₂-Preises hat durch die in Kapitel 4.1 genannten Treibhausgasemissionen unterschiedliche Auswirkungen auf den Strom und Gaspreis. Diese sind in Abbildung 25 zu sehen.

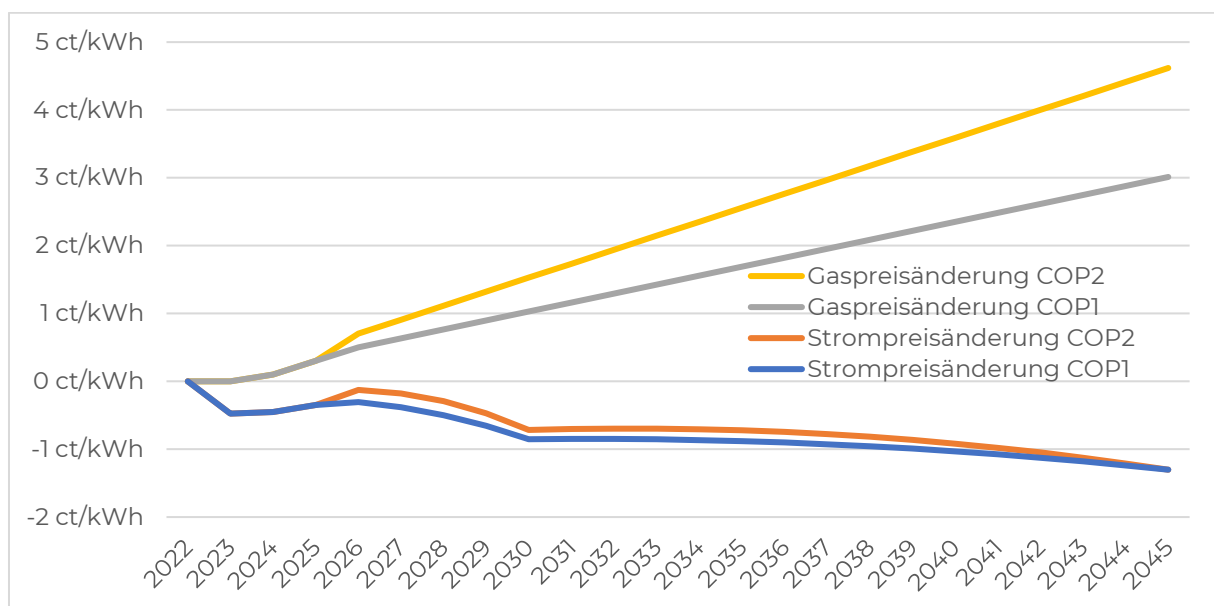


Abbildung 25: Einfluss des Emissionspreis auf die Gas- und Strompreise im Vergleich zum Jahr 2022

Dies ist die einzig angenommene Veränderung der Steuern und Abgaben im Vergleich zu den im Jahr 2022 herrschenden Abgaben. Diese betrugen laut des statistischen Bundesamtes im Jahr 2022 für Strom 9,31 ct/kWh und für Gas 1,9 ct/kWh (Destatis, 2023).

5.1.4 Netzeinspeisung

Durch die eigene Erzeugung von Strom durch erneuerbare Energien, kann es passieren, dass mehr Strom erzeugt wird als zu dem Zeitpunkt verbraucht wird. In diesen Fällen kann über den Netzanschlusspunkt Strom zurück in das Netz eingespeist werden. Bei Photovoltaikanlagen mit einer Anschlussleistung über 100 kW und unter 1.000 kW sieht das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eine verpflichtende Direktvermarktung vor. Dabei wird der Strom an der Börse meist durch einen Dienstleister (Direktvermarktungsunternehmen) verkauft. Sollte der Gesamterlös in einem Monat jedoch unter einen anzusetzenden Wert fallen, gibt es eine Förderung, sodass der Preis nicht unter 6,2 ct/kWh fällt (§48 Absatz 2, EEG 2023). Somit ist eine Einspeisevergütung von mindestens 6,2 ct/kWh gewährleistet. Dieser Wert wird für die Auswertung angenommen.

5.1.5 Übersicht der Energiekosten

Tabelle 7 stellt zusammenfassend die Energiekosten der in Kapitel 4.15.1 genannten Zahlen dar.

Tabelle 7: Angenommene Strom- und Gaspreise unterschiedlicher Zeiträume

| | CO ₂ -Preis 1 | CO ₂ -Preis 2 |
|-----------------------|--------------------------|--------------------------|
| Gaskosten 2025-2030 | 7,369 ct/kWh | 7,660 ct/kWh |
| Gaskosten 2031-2044 | 8,702 ct/ kWh | 9,753 ct/kWh |
| Stromkosten 2025-2030 | 25,213 ct/kWh | 25,365 ct/kWh |
| Stromkosten 2031-2044 | 24,740 ct/kWh | 24,863 ct/kWh |
| Netzeinspeisung | 6,2 ct/kWh | |

5.2 Ökonomische Auswertung

Im folgenden Abschnitt werden die gesamten Energiekosten für die Betrachtungsdauer von 2025 bis 2044 gebildet. So werden die in Tabelle 6 aufgeführten Häufigkeiten der Jahre mit den spezifischen Energiekosten und dem passenden Jahresbezügen multipliziert, um die Gesamtkosten für den Zeitraum zwischen 2025 und 2044 zu berechnen.

Die resultierende Kostenmatrix wird im folgenden Kapitel verwendet, um die Wirtschaftlichkeit der Investitionen einer Technologie zu analysieren. Dabei werden zwei wesentliche Kennzahlen berechnet: der Kapitalwert und der interne Zinsfuß. Diese Werte bieten Einblicke in die finanzielle

Rentabilität der betrachteten Energiequellen und -systeme über den gesamten Simulationszeitraum hinweg.

Der Kapitalwert ist eine Methode zur Berechnung des aktuellen Werts zukünftiger Einnahmen oder Ausgaben, abgezinst auf den heutigen Zeitpunkt. Es wird mit einem Zins von 3 % pro Jahr gerechnet. Dafür wurde die Funktion `numpy_financial.npv()` verwendet (Weckesser, Striega, Harris, Wilson, & Oliphant, 2019).

Der interne Zinsfuß ist der Zinssatz, bei dem der Kapitalwert einer Investition gleich null ist, was bedeutet, dass die zukünftigen Gewinne die anfänglichen Kosten ausgleichen. Dafür wurde die Funktion `numpy_financial.irr()` verwendet (Weckesser, Striega, Harris, Wilson, & Oliphant, 2019).

5.2.1 Investition Photovoltaik

Die Investitionskosten für Photovoltaikanlagen lagen im Jahr 2021 für Dachanlagen größer 30 kWp zwischen 750 €/kWp und 1400 €/kWp (KOST, et al., 2021). Bei Berücksichtigung dieser Investitionskosten und einer zu erwartenden Lebensdauer von 20 Jahren ergeben sich Werte für den Kapitalwert in Abbildung 26 und für den internen Zinsfuß in Abbildung 27.

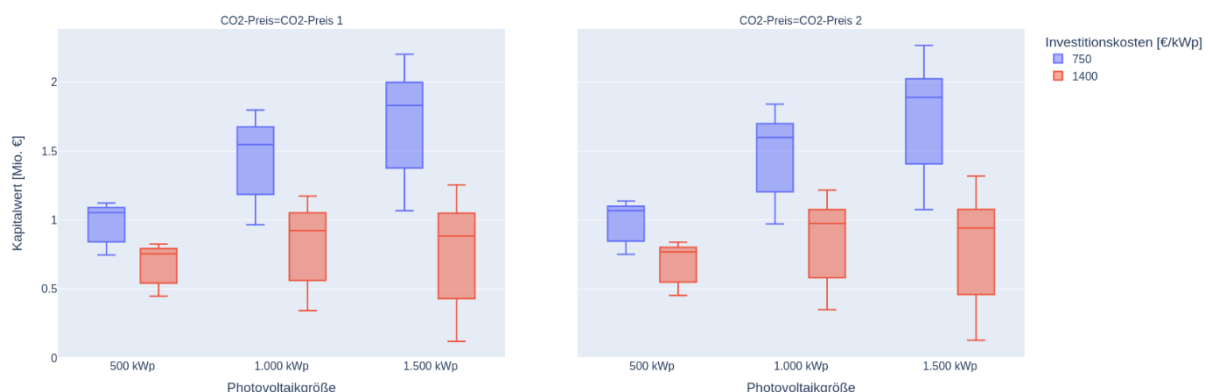


Abbildung 26: Verteilung des Kapitalwertes in Abhängigkeit der Investitionskosten, des Emissionspreises und der Photovoltaikanlagengröße

In der Abbildung ist die Verteilung des Kapitalwertes für verschiedene Szenarien dargestellt. Die linke Grafik repräsentiert die Verteilung von Szenarien mit niedrigen Emissionspreisen (CO₂-Preis 1), während die rechte Grafik die Verteilung von Szenarien mit höheren Emissionspreisen (CO₂-Preis 2) darstellt.

Man sieht, dass jegliche Investitionen in größere Photovoltaikanlagen einen positiven Kapitalwert haben und somit ökonomisch vertretbar sind. Den größten Kapitalwert mit einem Medianwert in Höhe von 1,8 Mio. € bei geringen Investitionskosten (700 €/kWp) hat eine Anlage mit 1.500 kWp. Bei

Investitionskosten in Höhe von 1.400 €/kWp ist eine Anlage mit 1.000 kWp im Mittel mit einem Kapitalwert von 900.000 € am ökonomisch sinnvollsten.

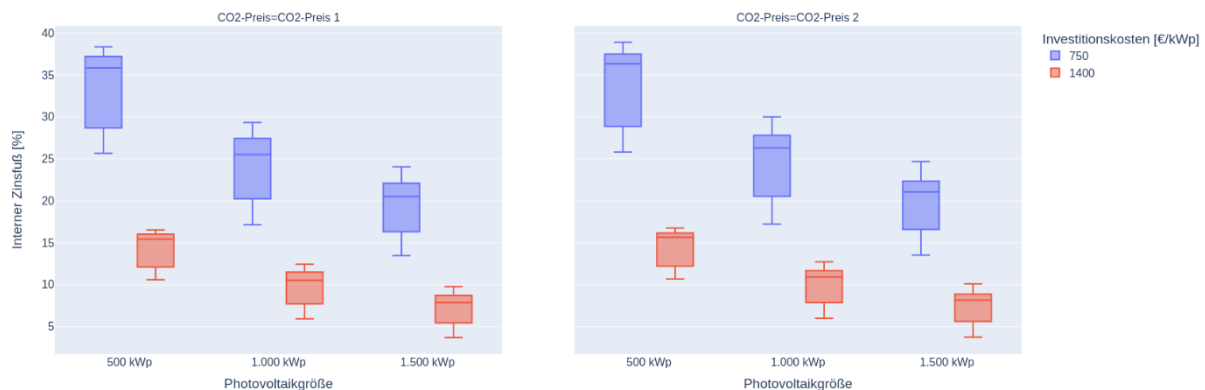


Abbildung 27: Verteilung des internen Zinsfußes in Abhängigkeit der Investitionskosten, des Emissionspreises und der Photovoltaikanlagengröße

In Abbildung 27 wird der interne Zinsfuß in Abhängigkeit der Anlagengröße und des Emissionspreises dargestellt. Es ist zu sehen, dass kleine Anlagen einen höheren internen Zinsfuß haben als Größere. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Eigenverbrauchsanteil abnimmt, mehr Strom in das Netz eingespeist wird und die Kosteneinsparungen entsprechend geringer ausfallen.

5.2.2 Investition Wärmepumpe

Der Preis für eine Wärmepumpe ist von verschiedenen Variablen abhängig, wie der Zugang zur Wärmequelle, die elektrischen Anschlusskosten und die Planung und Auslegung der Wärmepumpe. Bei einer Untersuchung von Großraumwärmepumpen, welche in Dänemark installiert wurden, sind Ergebnisse zu all diesen Faktoren ausgewertet (Pieper, et al., 2018). Für Luft/Wasser-Wärmepumpen mit einer Leistung zwischen 500 kW und 1.000 kW wurden Preise zwischen 900 € und 1.120 € pro kW festgestellt. Für Wärmepumpen mit dem Wärmemedium Grundwasser wurden Kosten zwischen 1.180 € und 1.720 € pro kW festgestellt. Diese Investitionskosten werden für die Sole/Wasser-Wärmepumpe übernommen.

Daraus wurden der Kapitalwert und der interne Zinsfuß berechnet. Abbildung 28 zeigt die Verteilung des Kapitalwertes über verschiedene Wärmepumpengrößen, der Wärmequelle und der Vorlauftemperatur. Es sind dabei sowohl die geringen Investitionskosten als auch die hohen Investitionskosten mit einbezogen.

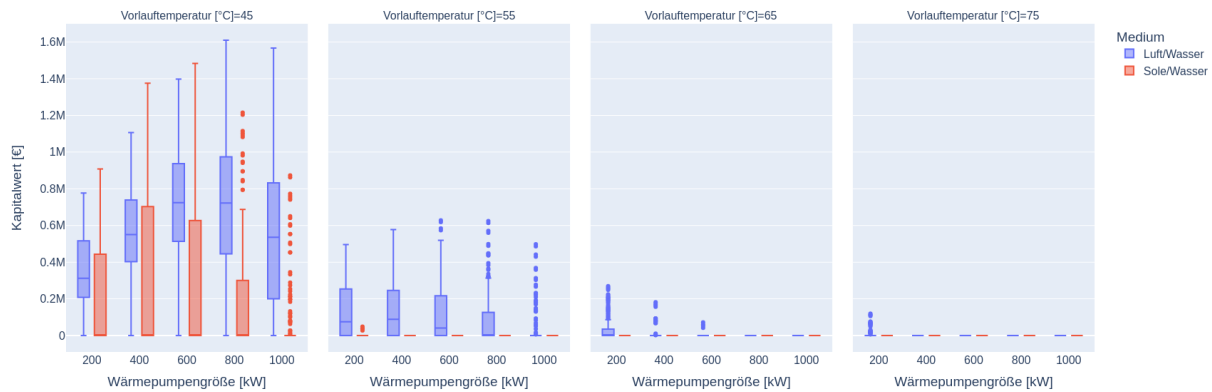


Abbildung 28: Verteilung des Kapitalwertes bei der Investition in eine Wärmepumpe in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur, Wärmepumpengröße und Wärmequelle (negative Werte sind auf 0 € gesetzt)

Es ist eine deutliche Abhängigkeit zwischen der Vorlauftemperatur und dem Kapitalwert erkennbar. Bei einer Vorlauftemperatur von 45°C gibt es deutlich mehr Systeme, die zu einem positiven Kapitalwert führen. Luft/Wasser-Wärmepumpen liegen dabei mit weit über 75 % der Systeme bei einem positiven Kapitalwert. Den im Mittel am positivsten Wert hat eine 800 kW Luft/Wasser-Wärmepumpe in Höhe von 700.000 €. Systeme mit einer Sole/Wasser-Wärmepumpen haben bei dieser Vorlauftemperatur in weniger als 50 % der Fälle einen positiven Kapitalwert. Bei einer höheren Vorlauftemperatur lohnt sich die Investition in eine Sole/Wasser-Wärmepumpe aus ökonomischer Sicht nicht. Auch Luft/Wasser-Wärmepumpen haben mit Anstieg der Vorlauftemperatur einen kleineren Kapitalwert. Bei einer Vorlauftemperatur von 55°C liegen noch über 50 % der 400 kW Luft/Wasser-Wärmepumpen bei einem positiven Kapitalwert, bei einer Vorlauftemperatur von 65°C sind es noch 25 % bei einer 200 kW Luft/Wasser-Wärmepumpe und bei 75°C sind es nur noch einzelne Systeme, die einen positiven Kapitalwert haben.

Weitere Abbildungen bezüglich des Einflusses des Emissionspreises und der Investitionskosten auf den Kapitalwert und den internen Zinsfuß sind im Anhang (siehe Kapitel 9.A 8) zu sehen.

5.2.3 Investition Windkraftanlage

Die spezifischen Investitionskosten in Onshore-Windkraftanlagen gibt das Fraunhofer ISE mit 1.400 bis 2.000 EUR/kW an (KOST, et al., 2021). Für die damit anfallenden Kosten für eine 80 kW Anlage sind die Verteilung der Szenarien für den Kapitalwert und den internen Zinsfuß in Abbildung 29 zu sehen.

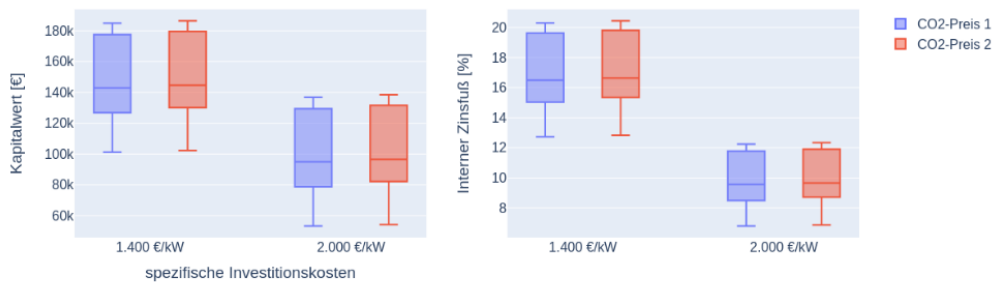


Abbildung 29: Verteilung des Kapitalwertes und des internen Zinsfußes für die Investition in eine Windkraftanlage über unterschiedliche Investitionskosten und Emissionspreise

Eine Investition bei diesen Kosten hat in allen Szenarien einen positiven Kapitalwert. Besonders rentiert sich eine Windenergieanlage bei geringen Investitionskosten. Dort ist mit einem internen Zinsfuß von bis zu 20 % zu rechnen und einem mittleren Kapitalwert in Höhe von 140.000 €.

5.2.4 Investition Sauerstoffregelung des Brenners

Die Investitionskosten für eine Sauerstoffregelung belaufen sich auf entweder 10.000 € oder 110.000 €. Diese erhebliche Preisdifferenz ergibt sich aus der Tatsache, dass im ersten Szenario lediglich der Aufpreis für die Regelung zu entrichten ist, während im zweiten Szenario sowohl die Regelung als auch die Gastherme zusätzlich erworben werden muss. Die Verteilung der Szenarien des Kapitalwertes und des internen Zinsfußes sind in Abbildung 30 dargestellt.

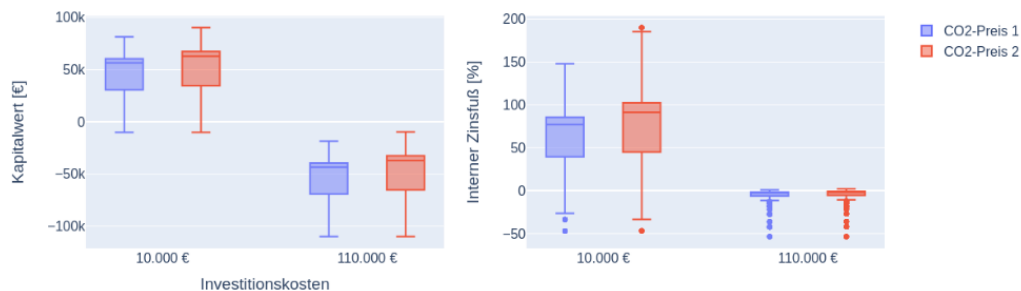


Abbildung 30: Verteilung des Kapitalwertes und des internen Zinsfußes für die Investition in eine Sauerstoffregelung über unterschiedliche Investitionskosten und Emissionspreise

Bei geringen Investitionskosten hat ein Großteil der Systeme einen positiven Kapitalwert. Bei hohen Investitionskosten lohnt sich eine Investition aus ökonomischer Sicht in keinem Szenario.

5.2.5 Einfluss der Regelung des BHKWs

Die Änderung der Regelung ist keine Investition in eine bauliche Maßnahme im Gegensatz zu den anderen Investitionen. Die Berechnung der ökonomischen Kennwerte für eine Investition wird hier deshalb nicht durchgeführt. Abbildung 31 zeigt die Veränderung der Kosten, die sich über 20 Jahre im Vergleich zum wärmegeführten Blockheizkraftwerk ergeben.

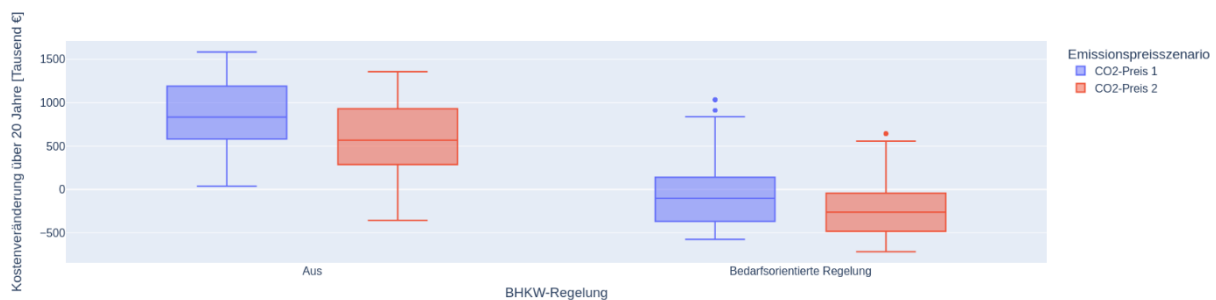


Abbildung 31: Verteilung der Kostenveränderung über 20 Jahre für unterschiedliche BHKW-Regelungen im Vergleich zum wärmegeführten BHKW

Durch das Abschalten des BHKWs ergeben sich erhöhte Kosten in Höhe von etwa 750.000 € im Emissionspreisszenario 1 und etwa 500.000 € im Emissionspreisszenario 2. Durch die bedarfsorientierte Regelung können die Kosten im Schnitt um 100.000 € im ersten Emissionspreisszenario (bzw. 250.000 € im zweiten Emissionspreisszenario) gesenkt werden.

6 Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit umfasst eine Analyse von über 1.968 verschiedenen Energiebereitstellungsszenarien, die jeweils mit sechs verschiedenen Wetterjahren simuliert und ausgewertet wurden. Ziel war es, Szenarien zu identifizieren, die den gesetzlich festgelegten Klimaschutzzielen des Landes Niedersachsen entsprechen. Diese Szenarien wurden einer eingehenden ökologischen und ökonomischen Analyse unterzogen.

Besondere Aufmerksamkeit wurde bei der Auswahl der Szenarien darauf gelegt, dass sie Treibhausgasemissionen reduzieren und mit den im Ariadne Report (Luderer, Kost, & Sörgel, 2021) empfohlenen Reduktionspfaden für den Gebäudesektor im Einklang stehen. Insbesondere Szenarien zur Elektrifizierung des Wärmesektors durch Wärmepumpen wurden berücksichtigt. Zusätzlich wurden existierende Technologien auf dem Campus, darunter eine Photovoltaikanlage, ein Blockheizkraftwerk, eine Windkraftanlage und eine Gastherme, hinsichtlich Größe, Regelung und Effizienz variiert.

Ein Modell zur Darstellung des Strom- und Wärmebedarfs über verschiedene Jahre wurde entwickelt und validiert. Dabei wurden sechs verschiedene Testreferenzjahre für den Standort "Nordseeküste" des Deutschen Wetterdienstes simuliert, wobei auch extreme Wetterereignisse und Klimafolgen berücksichtigt wurden.

Die Implementierung verschiedener Open-Source Python Bibliotheken, darunter pvlib und hplib, ermöglichte die Simulation einzelner Komponenten und die Entwicklung eigener Regelungen, um einen ökonomischen Betrieb dieser Technologien zu gewährleisten.

Die Ergebnisse jeder Simulation umfassten unter anderem den Strom- und Gasbezug sowie die Netzeinspeisung von Strom. Diese Daten ermöglichten es, neben der Auswirkung auf den Autarkiegrad, den Netzbezug und die ökologischen Aspekte, auch den Kapitalwert und den internen Zinsfuß für die jeweiligen Investitionen abzubilden.

Für die Preisänderung von Strom und Gas wurde dabei der gesetzlich festgelegte Emissionspreis angenommen. Zusammen mit dem Emissionsfaktor für Strom und Gas konnte festgestellt werden, dass Gas im Jahr 2045 bis zu 4,5 ct/kWh im Vergleich zum Jahr 2022 teurer werden kann. Strom kann durch den sinkenden Emissionsfaktor etwa 1,5 ct/kWh günstiger werden als im Jahr 2022. Unter Einbeziehung dieses Faktors erwiesen sich viele klimafreundliche Investitionen als ökonomisch sinnvoll. Investitionen in Photovoltaik- und Windkraftanlagen mit üblichen Investitionskosten wiesen einen positiven Kapitalwert auf und waren ökonomisch attraktiv. Die Investition in Wärmepumpen erwies sich ökologisch als sinnvoll, jedoch wirtschaftlich nur dann, wenn die Vorlauftemperaturen des Heizkreises gesenkt werden

können. Dies unterstreicht die Bedeutung der Vorlauftemperaturen für die Effizienz und Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen.

Die Arbeit zeigt, dass Sole/Wasser-Wärmepumpen im Vergleich zu Luft/Wasser-Wärmepumpen ein größeres Potential zur Reduktion der Treibhausgase haben, jedoch bei den hier getroffenen Annahmen weniger wirtschaftlich sind.

Eine Investition in eine Sauerstoffregelung für die Gastherme kann die Treibhausgasemissionen um ein Prozent senken, macht ökonomisch jedoch nur bei der Nachrüstung der vorhandenen Gastherme Sinn. Ebenso spielt die Regelung des vorhandenen Blockheizkraftwerks eine entscheidende Rolle, da die Abschaltung des Gerätes die Emissionen zwar stark senken, aber die Kosten für Energie erhöhen kann. Eine bedarfsorientierte Betriebsweise des Blockheizkraftwerks bietet die Möglichkeit, sowohl Kosten als auch Emissionen zu reduzieren.

7 Handlungsempfehlung

Da die angestrebten Ziele zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen zum Teil im Gegensatz zu wirtschaftlichen Interessen stehen, werden im Folgenden zunächst empfohlene Handlungsschritte aus ökologischer Sicht und daraufhin aus ökonomischer Sicht betrachtet.

Aus ökologischer Sicht spart die Senkung der Vorlauftemperatur auf 45°C und der Bau einer möglichst großen Sole/Wasser-Wärmepumpe (800 kW oder 1.000 kW) mit bis zu 1.200 t CO₂-Äq. pro Jahr die meisten Emissionen ein. Der erste Schritt zum Bau einer Sole/Wasser-Wärmepumpe ist ein Antrag für eine Erkundungsbohrung gemäß des „Leitfadens Erdwärmenutzung in Niedersachsen“ (JENSEN, et al., 2022) bei der unteren Wasserbehörde, um die geologischen Gegebenheiten am Standort zu prüfen. Dies ist entscheidend, um das Potenzial von Erdwärme und einer Sole/Wasser-Wärmepumpe zur nachhaltigen Energieversorgung zu bewerten. Die zweitwichtigste Maßnahme besteht in der Abschaltung des Blockheizkraftwerks, da dies bis zum Jahr 2030 durchschnittlich zu einer jährlichen Einsparung von 250 t CO₂-Äquivalenten führen kann. In den Jahren von 2030 bis 2044 gewinnt dieser Schritt noch mehr an Bedeutung, da zusätzlich durchschnittlich 80 t CO₂-Äquivalente pro Jahr eingespart werden können.

Die drittwichtigste Maßnahme ist der Ausbau der Photovoltaikanlage auf die maximale Größe. Durch den Ausbau auf 1.500 kWp können bis zum Jahr 2030 durchschnittlich 180 t CO₂-Äq. pro Jahr eingespart werden, während zwischen 2030 und 2044 durchschnittlich 80 t CO₂-Äquivalente pro Jahr eingespart werden können.

Mit Einsparungen von bis zu 15 t CO₂-Äq. ist durch den Erhalt der Windkraftanlage etwa 1 % an Emissionseinsparungen zu erwarten.

Durch den Bau der neuen Wärmepumpe kann auf die Sauerstoffregelung für den Brenner verzichtet werden.

Aus Sicht der Ökonomie sollte der Ausbau der Photovoltaikanlage auf 1.000 kWp erhöht werden, um von der gesetzlich geregelten Mindest-Einspeisevergütung gemäß §48 Absatz 2 des Erneuerbaren-Energien-Gesetz zu profitieren. Ein Ergebnis der Arbeit war es, dass diese Investition selbst bei Investitionskosten in Höhe von 1.400 €/kWp mit etwa 1.000.000 € den höchsten Kapitalwert hat. Mit dem Ausbau der Photovoltaik sollte die Regelung des Blockheizkraftwerkes angepasst werden, um Energiekosten in Höhe von etwa 100.000 € bis 250.000 € über 20 Jahre sparen zu können. Dies hängt von verschiedenen Faktoren, wie dem CO₂-Preis und der Regelung, ab.

Die Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpe ist stark abhängig von den Vorlauftemperaturen im Heizkreis. Bevor der Bau einer Wärmepumpe wirtschaftlich ist, müssen die Vorlauftemperaturen möglichst stark gesenkt werden. Wenn abzuschätzen ist, wie weit die Vorlauftemperatur gesenkt werden kann, sollte eine Investition einer Luft/Wasser-Wärmepumpe zwischen $400 \text{ kW}_{\text{th}}$ und $800 \text{ kW}_{\text{th}}$ in Betracht gezogen werden.

Auch die Investition in eine Windkraftanlage sollte aus ökonomischer Sicht mit einem internen Zinsfuß in Höhe von bis zu 20 % weiterverfolgt werden. Die Hochschule kann die Möglichkeiten einer Nachrüstung der vorhandenen Gastherme prüfen und die Investitionskosten abschätzen.

Betrachtet man nun die ökonomischen und ökologischen Ziele zusammen, lässt sich folgende Schlussempfehlung stellen: Um die Klimaziele der Hochschule Emden/Leer zu erreichen muss die Vorlauftemperatur gesenkt werden. Daraufhin kann der Einbau einer Wärmepumpe erfolgen. Grundsätzlich sollte die Photovoltaikanlage unabhängig davon auf mindestens 1.000 kWp ausgebaut werden. Die Erneuerung der Windkraftanlage sollte sowohl aus ökologischen als auch ökonomischen Faktoren durchgeführt werden. Die Einführung einer Sauerstoffregelung für eine Gastherme ist nicht für den klimaneutralen Betrieb notwendig und wäre somit eher eine kleine Verbesserung des momentanen Zustandes.

Dieser ganzheitliche Ansatz ermöglicht es der Hochschule Emden/Leer, sowohl ökologische als auch wirtschaftliche Ziele zu erreichen. Jedoch ist zu beachten, dass Energiekosten schwer vorhersehbar sind, weshalb die Implementierung eines flexiblen Energiemanagementsystems empfohlen wird.

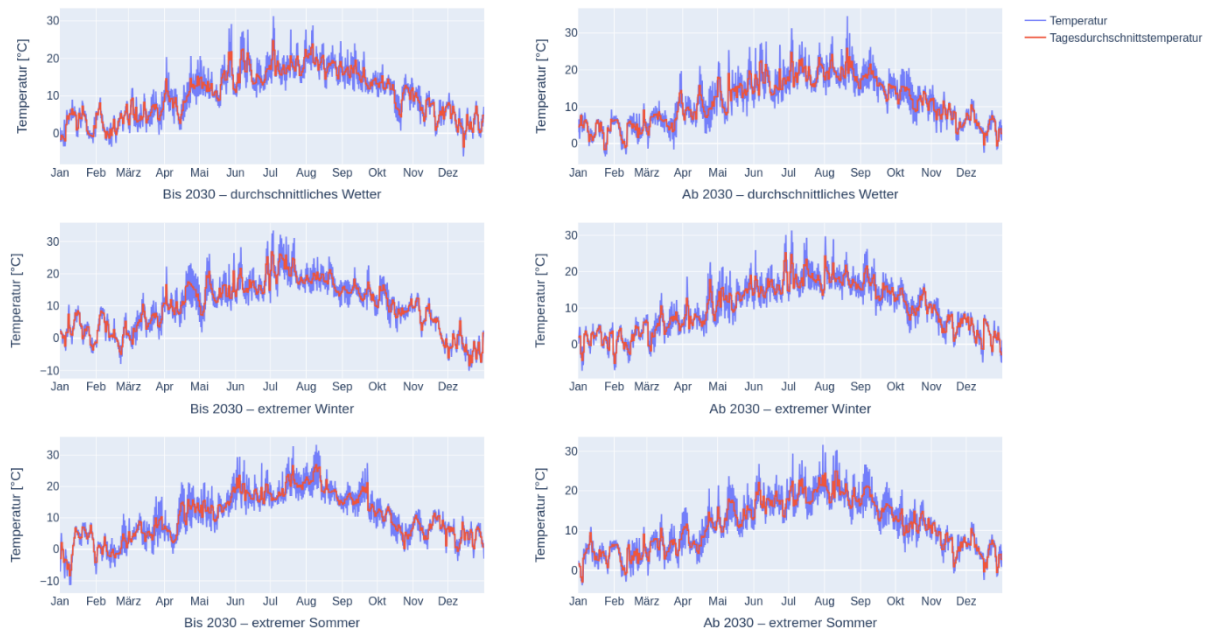
8 Literaturverzeichnis

- Bindoff N., e. a. (2013). *Climate Change 2013: The Physical Science Basis*. Cambridge University.
- Bundesamt für Justiz. (09. 11 2022). *Brennstoffemissionshandelsgesetz*. Von <https://www.gesetze-im-internet.de/behg/BJNR272800019.html> abgerufen
- Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle. (11. 06 2023). *Synthesebericht zum sechsten IPCC-Sachstandsbericht (AR6)*. Abgerufen am 08 2023 von https://www.de-ipcc.de/media/content/Hauptaussagen_AR6-SYR.pdf
- Deutscher Wetterdienst. (Juli 2017). *Testreferenzjahre (TRY)*. Von <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html> abgerufen
- Hennes, O., Jeddi, S., Madlener, R., Schmitz, H., Wagner, J., Wolff, S., & Zinke, J. (06 2021). Auswirkungen von CO₂-Preisen auf den Gebäude-, Verkehrs- und Energiesektor. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*. doi:<https://doi.org/10.1007/s12398-021-00305-0>
- Holmgren, W. F., Hansen, C., & Mikofski, M. A. (07. 09 2018). *pvlb python: a python package for modeling solar energy systems*. doi:<https://doi.org/10.21105/joss.00884>
- Hoops, H. (30. 09 2023). *Treibhausgasbilanz der Hochschule Emden/Leer*. Abgerufen am 01. 11 2023 von https://www.hs-emden-leer.de/fileadmin/user_upload/hn/Treibhausgasbilanz_der_Hochschule_Emden.pdf
- Icha, P., & Lauf, T. (Mai 2023). *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2022*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-treibhausgas-9> abgerufen
- JENSEN, H., PESTER, S., SCHÖNER, R., DUBE, C., LIPKOW, U., HAUSE, A., . . . FISCHER, K. (2022). *Leitfaden Erdwärmenutzung in Niedersachsen*. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie. doi:10.48476/geober_24_2022
- KOST, C., SHAMMUGAM, S., FLURI, V., PEPER, D., MEMAR, A. D., & SCHLEGL, T. (2021). *Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien*. FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE.
- Luderer, G., Kost, C., & Sörgel, D. (2021). *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. doi:10.48485/pik.2021.006
- Memmler, M., Lauf, T., & Schneider, S. (10 2018). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger 2017*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger-2017> abgerufen

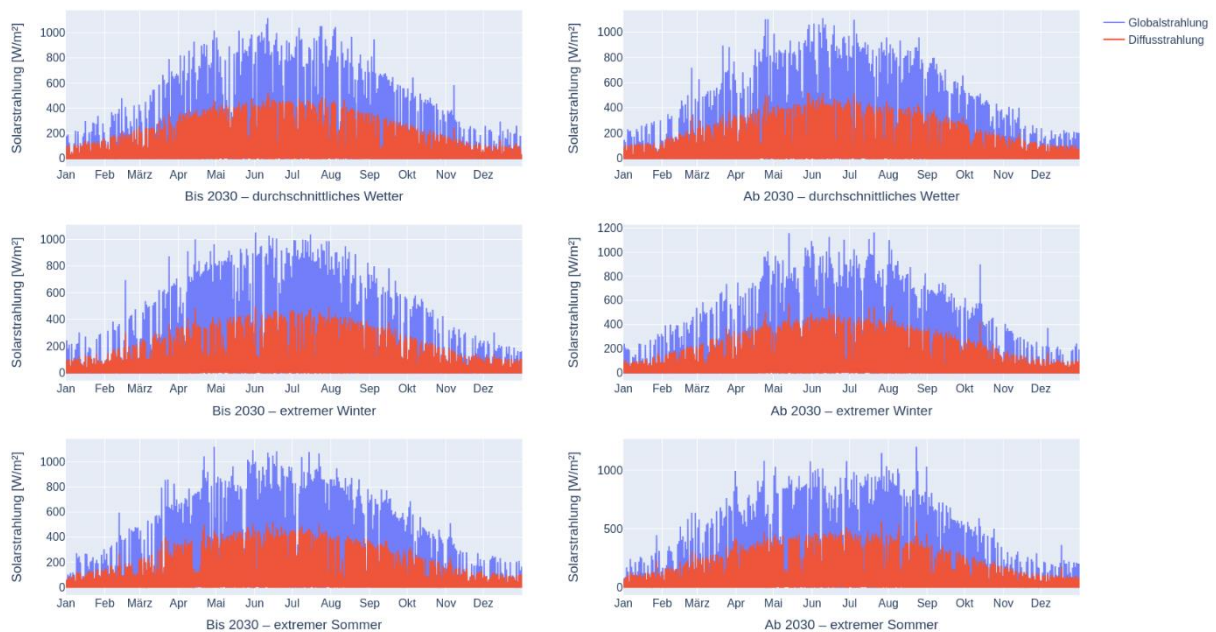
- Miller, C., Hersberger, C., & Jones, M. (08. 26 2013). Automation of common building energy simulation workflows using python. *Conference of International Building Performance Simulation Association*.
- Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz. (2022). Abgerufen am 01. 11 2023 von Klimaschutz in Niedersachsen:
https://www.umwelt.niedersachsen.de/startseite/themen/klima/klimaschutz/klimaschutz_in_niedersachsen/klimaschutz-in-niedersachsen-200413.html
- Pieper, H., Ommen, T., Buhler, F., Paaske, B. L., Elmegaard, B., & Markussen, W. B. (08 2018). Allocation of investment costs for large scale heat pumps supplying district heating. *Energy Procedia*, S. 358-367. doi:<https://doi.org/10.1016/J.egypro.2018.07.104>
- Statistisches Bundesamt (Destatis). (11. 01 2023). *Destatis*. Von <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> abgerufen
- Tjaden, T., & Hoops, H. (2022). *HiSim Data Package for PIEG-Strom (1.0) [Data set]*. (Zenodo, Herausgeber) Von <https://doi.org/10.5281/zenodo.6547713> abgerufen
- Tjaden, T., Bergner, J., Weniger, J., & Quaschnig, V. (2015). *Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis*. Berlin: HTW Berlin - University of Applied Sciences.
- Tjaden, T., Hoops, H., & Rösken, K. (03. 06 2022). *FZJ-IEK3-VSA/hplib: heat pump library (v1.9)*. doi:<https://doi.org/10.5281/zenodo.5521597>
- VDI. (2013). *VDI 3807 Verbrauchskennwerte für Gebäude*. Beuth Verlag.
- VDI. (2023). *VDI 4657 Blatt 3*. Beuth Verlag.
- Weckesser, W., Striega, K., Harris, C., Wilson, J., & Oliphant, T. E. (18. 10 2019). *numpy-financial (v.1.0.0)*. Von <https://numpy.org/numpy-financial/latest/index.html> abgerufen
- Witte, G., Schmitz, U., & Schütt, T. (2009). O₂- und CO-Reduktion an Feuerungsanlagen. *GASWÄRME International (58) Nr. 1-2/2009*.
- Wolff, D., Teuber, P., Budde, J., & Jagnow, K. (2004). *Felduntersuchung: Betriebsverhalten von Heizungsanlagen mit Gas-Brennwertquellen*. Institut für Heizungs- und Klimatechnik, Fachbereich Versorgungstechnik, Wolfenbüttel.

9 Anhang

A 1: Darstellung der Temperaturverläufe über die Wetterjahre



A 2: Darstellung der Solarstrahlungsdaten über die Wetterjahre



A 3: Stromerzeugung in kWh von den verschiedenen Quellen über die Jahre 2017 bis 2022

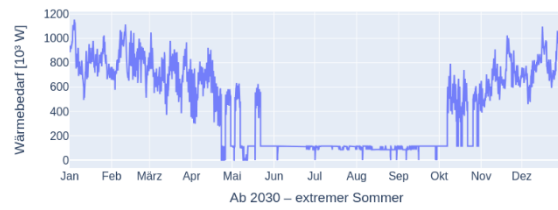
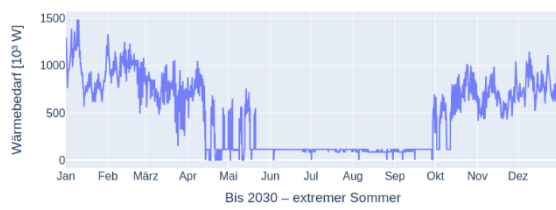
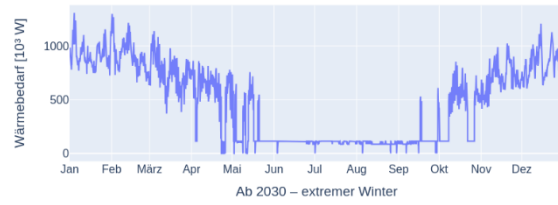
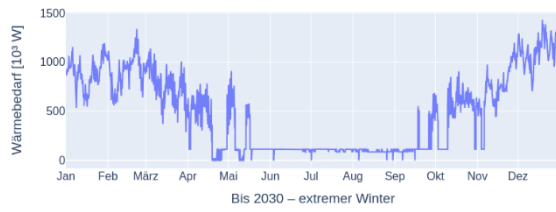
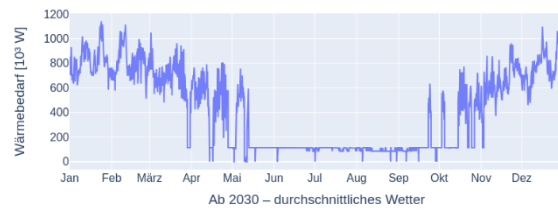
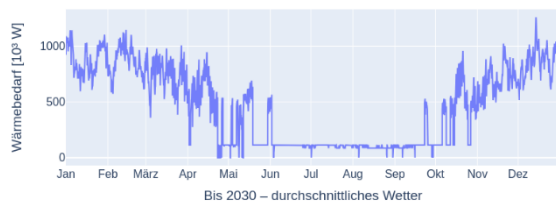
| | Netzbezug Emden | PV | WKA | BHKW |
|------|--------------------|---------|---------|---------|
| 2017 | 1.023.614 | - | 90.147* | 821.600 |
| 2018 | 940.510 | 20.626* | 90.147* | 828.808 |
| 2019 | 840.164 | 41.253* | 90.147* | 836.143 |
| 2020 | 644.523 | 46.262 | 97.236 | 826.000 |
| 2021 | 715.087 | 36.324 | 95.328 | 858.162 |
| 2022 | 758.121 | 41.172 | 77.876 | 824.000 |

*) Geschätzte Werte

A 4: Gasverbrauch und Wärmeerzeugung des Campus Emden in den Jahren 2020 bis 2022

| | 2020 | 2021 | 2022 |
|--|---------------|---------------|---------------|
| Gasverbrauch (E_{Ges}) | 5.681.911 kWh | 6.423.990 kWh | 5.549.150 kWh |
| Gasverbrauch Gaskessel (E_{Gas}) | 3.155.260 kWh | 3.737.780 kWh | 2.999.645 kWh |
| Gasverbrauch BHKW (E_{BHKW}) | 2.526.651 kWh | 2.686.210 kWh | 2.549.505 kWh |
| Wärmeerzeugung Gaskessel (Q_{Gas}) | 2.839.734 kWh | 3.364.002 kWh | 2.699.681 kWh |
| Wärmeerzeugung BHKW (Q_{BHKW}) | 914.395 kWh | 972.139 kWh | 922.666 kWh |
| Heizgradtagszahl (G_h) | 2703 Kd | 3148 Kd | 2620 Kd |

A 5: Wärmebedarf der Hochschule über verschiedene Testreferenzjahre



Gesamter Code auf <https://github.com/xihai/energysystem-HSEL-BA> zu finden.

```
import pandas as pd
from pvlib.location import Location
from pvlib.pvsystem import PVSystem
from pvlib.modelchain import ModelChain
from pvlib.temperature import TEMPERATURE_MODEL_PARAMETERS

location = Location(53.30, 7.2, 'Europe/Berlin', 8, 'Hamburg')
temperature_parameters = TEMPERATURE_MODEL_PARAMETERS['sapm']['open_rack_glass_polymer']

def calc_pv(file):
    weather = pd.read_csv(file, index_col=0)
    # Erstelle einen neuen Zeitindex mit 15-minütigen Schritten für das Jahr 2022
    weather.index = pd.date_range(start='01/01/2022', end='01/01/2023', freq='15min')[0:35040]
    # Erstelle einen DataFrame "weather_pv" mit ausgewählten Wetterdaten
    weather_pv = pd.concat([
        weather['synthetic global irradiance [W/m^2]'], # GHI
        weather['synthetic global irradiance [W/m^2]'], # DHI
        weather['wind speed [m/s]'], # Windgeschwindigkeit
        weather['temperature [degC]'], # Lufttemperatur
    ], axis=1, keys=['ghi', 'dhi', 'wind_speed', 'temp_air'])
    # Definiere PV-Größen und Ausrichtungen
    kwp = [405 * (100 + 60 + 123 + 71), 405 * (104 + 64 + 74 + 58 + 144), 405 * (96 + 42 + 72 + 58 + 72 + 72), 40]
    Ausrichtung = [165, 255, 75, 165]
    # Schleife über verschiedene PV-Größen
    for pv_size in range(4):
        # Definiere Moduleigenschaften und Wechselrichtereigenschaften basierend auf der PV-Größe
        module_parameters = dict(pdc0=kwp[pv_size], gamma_pdc=-0.003)
        inverter_parameters = dict(pdc0=kwp[pv_size] / 1.2)
        # Erstelle ein PV-System mit Oberflächenneigung und Ausrichtung
        sys_s = PVSystem(surface_tilt=30, surface_azimuth=Ausrichtung[pv_size],
            module_parameters=module_parameters,
            inverter_parameters=inverter_parameters,
            temperature_model_parameters=temperature_parameters)
        # Erstelle eine Modellkette für PV-Simulationen
        mc_sys_s = ModelChain.with_pvwatts(sys_s, location, name='HS Emden/Leer')
        # Füge GHI- und DHI-Werte zum PV-System hinzu
        mc_sys_s.complete_irradiance(weather_pv)
        # Führe die PV-Simulation für das PV-System durch
        mc_sys_s.run_model(mc_sys_s.results.weather)
        # Je nach PV-Größe wird eine Spalte für die AC-Leistung des PV-Systems im "weather"-DataFrame erstellt
        if pv_size == 0:
            weather['PV_Süd [W]'] = mc_sys_s.results.ac.values
        elif pv_size == 1:
            weather['PV_West [W]'] = mc_sys_s.results.ac.values
        elif pv_size == 2:
            weather['PV_Ost [W]'] = mc_sys_s.results.ac.values
        else:
            weather['PV - Vorhanden [W]'] = mc_sys_s.results.ac.values
    # Die Ergebnisse der PV-Simulationen werden in der ursprünglichen Wetterdaten-CSV-Datei gespeichert
    weather.to_csv(file)
```

A 7: Auszug aus Code für die Simulation der Wärmepumpe

```
import pandas as pd
import numpy as np
from hplib import hplib as hpl

def calc_hp(df, wp, vorlauf_temp):
    if wp != 'Aus':
        brine = hpl.HeatingSystem() # Initialisieren des Brine-Systems

    if wp.startswith('Luft'):
        group_id = 1 # Falls Wärmepumpe Luft als Wärmequelle verwendet, setze die Gruppen-ID auf 1
    else:
        group_id = 5 # Andernfalls, wenn eine andere Wärmequelle verwendet wird, setze die Gruppen-ID auf 5

    P_el_hp = [] # Liste für elektrische Leistung der Wärmepumpe
    P_th_hp = [] # Liste für thermische Leistung der Wärmepumpe
    P_el_chp = [] # Liste für elektrische Leistung des Blockheizkraftwerks

    heat_pump = hpl.HeatPump(hpl.get_parameters('Generic', group_id, -7, 52, int(wp.split(' ')[1]) * 1000))
    # Initialisieren der Wärmepumpe mit den entsprechenden Parametern

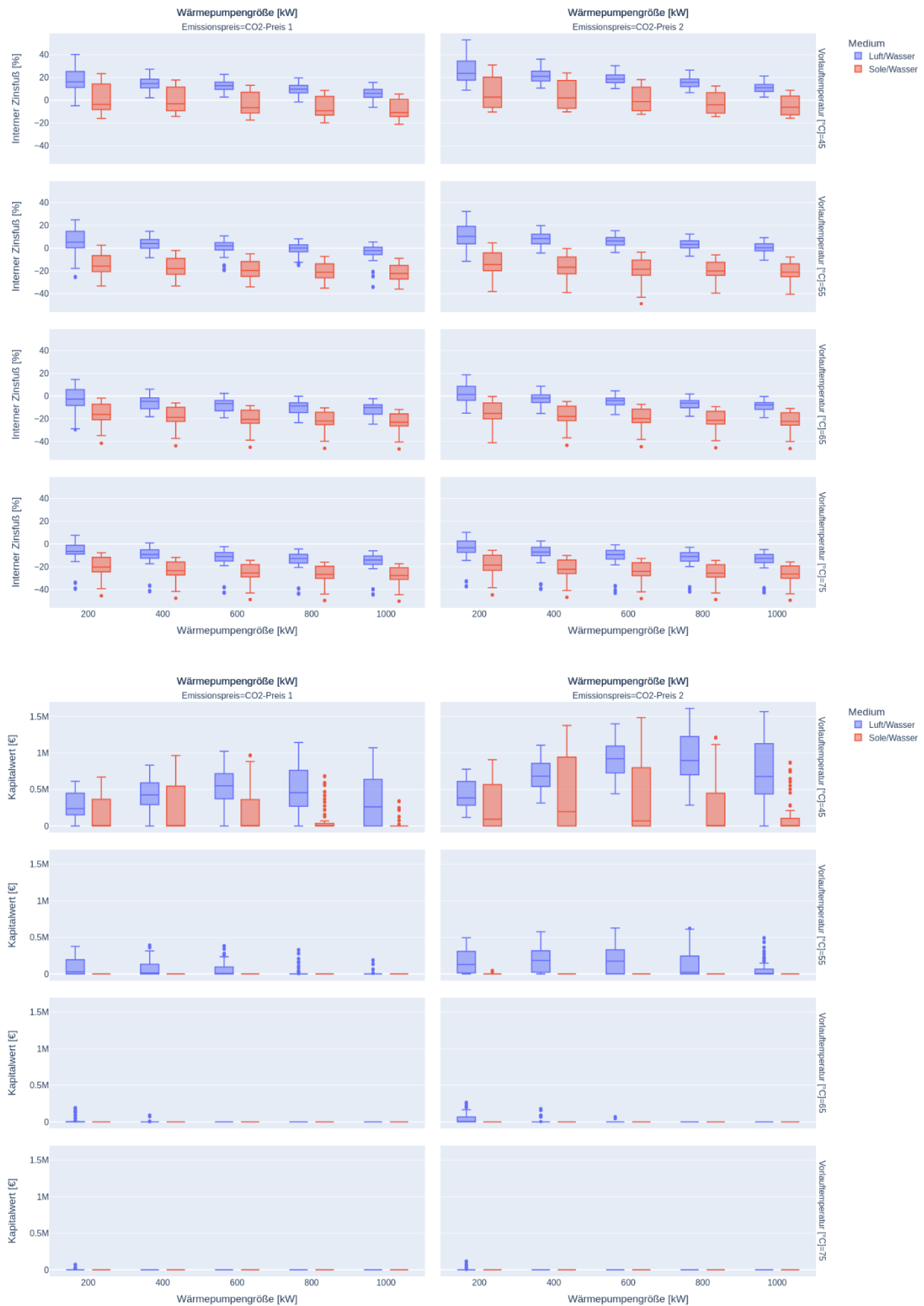
    for timestamp in df.index:
        try:
            wärmebedarf = df.loc[timestamp, 'Raumwärmebedarf [W]'] - df.loc[timestamp, 'BHKW Strom [W]'] * 1.13
            strombedarf = df.loc[timestamp, 'Gesamtverbrauch Hochschule [W]'] - df.loc[timestamp, 'BHKW Strom [W]'] -
                df.loc[timestamp, 'WKA-Leistung [W]'] - df.loc[timestamp, 'PV [W]']
        except:
            wärmebedarf = df.loc[timestamp, 'Raumwärmebedarf [W]']
            strombedarf = df.loc[timestamp, 'Gesamtverbrauch Hochschule [W]'] - df.loc[timestamp, 'WKA-Leistung [W]'] -
                df.loc[timestamp, 'PV [W]']

        if group_id == 5:
            t_in = brine.calc_brine_temp(df.loc[timestamp, 'Tages-Durchschnittstemperatur [°C]'])
            # Temperatur des Brinesystems wird basierend auf der Durchschnittstemperatur berechnet
        else:
            t_in = df.loc[timestamp, 'Temperatur Luft [°C]'] # Ansonsten wird die Temperatur der Außenluft verwendet

        if wärmebedarf > 0:
            res = heat_pump.simulate(t_in, vorlauf_temp - 5, df.loc[timestamp, 'Temperatur Luft [°C]'])
            # Simulation der Wärmepumpe basierend auf den Temperaturen

            if res['COP'] > 3: # Prüfung, ob der Leistungskoeffizient (COP) ausreichend hoch ist, um wirtschaftlich zu sein
                p_th_hp = min(wärmebedarf, res['P_th']) # Berechnung der thermischen Leistung der Wärmepumpe
            else:
                if strombedarf < 0: # Falls Überschussstrom vorhanden ist, wird dieser zur Wärmeerzeugung verwendet
                    p_th_hp = min(min(wärmebedarf, strombedarf * -1 * res['COP']), res['P_th'])
                else:
                    p_th_hp = 0
                    res['P_el'] = 0 # Elektrische Leistung wird auf null gesetzt, da keine Wärmeerzeugung erforderlich ist
                p_el_hp = p_th_hp / res['COP'] # Berechnung der elektrischen Leistung der Wärmepumpe
                p_el_hp_hp_dif = p_el_hp - res['P_el'] # Differenz zwischen berechneter und tatsächlicher elektrischer Leistung
                strombedarf += p_el_hp # Aktualisierung des Strombedarfs
                wärmebedarf = wärmebedarf - p_th_hp # Reduzierung des Wärmebedarfs
            else: # Wärmebedarf ist bereits erfüllt
                p_th_hp = 0
                p_el_hp = 0
            P_el_hp.append(p_el_hp)
            P_th_hp.append(p_th_hp)
            df['Wärmepumpe Strom [W]'] = P_el_hp
            df['Wärmepumpe Wärme [W]'] = P_th_hp
    return df
```

A 8: Ökonomische Ergebnisse der Wärmepumpe in Abhängigkeit der installierten Leistung, der Wärmequelle und der Vorlauftemperatur



Eidesstattliche Versicherung

Ich, der/die Unterzeichnende, erkläre hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst habe und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Alle Quellenangaben und Zitate sind richtig und vollständig wiedergegeben und in den jeweiligen Kapiteln und im Literaturverzeichnis wiedergegeben. Die vorliegende Arbeit wurde nicht in dieser oder einer ähnlichen Form ganz oder in Teilen zur Erlangung eines akademischen Abschlussgrades oder einer anderen Prüfungsleistung eingereicht.

Mit ist bekannt, dass falsche Angaben im Zusammenhang mit dieser Erklärung strafrechtlich verfolgt werden können.

Ort, Datum

Hauke Hoops