

Master Thesis – Pfade zur hessischen Klimaneutralität

Masterarbeit im Studienbereich Energy Science and Engineering von Leon Flöer
Tag der Einreichung: 17. April 2022

1. Gutachten: Florian Steinke, Prof. Dr.
2. Gutachten: Julia Barbosa, M.Sc.
Darmstadt



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

Studienbereich Energy
Science and Engineering
Energy Information
Networks & Systems

Erklärung zur Abschlussarbeit gemäß §22 Abs. 7 APB TU Darmstadt

Hiermit versichere ich, Leon Flöer, die vorliegende Masterarbeit gemäß §22 Abs. 7 APB der TU Darmstadt ohne Hilfe Dritter und nur mit den angegebenen Quellen und Hilfsmitteln angefertigt zu haben. Alle Stellen, die Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht worden. Diese Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.

Mir ist bekannt, dass im Falle eines Plagiats (§38 Abs. 2 APB) ein Täuschungsversuch vorliegt, der dazu führt, dass die Arbeit mit 5,0 bewertet und damit ein Prüfungsversuch verbraucht wird. Abschlussarbeiten dürfen nur einmal wiederholt werden.

Bei einer Thesis des Fachbereichs Architektur entspricht die eingereichte elektronische Fassung dem vorgestellten Modell und den vorgelegten Plänen.

Darmstadt, 17. April 2022

L. Flöer

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Methodik	8
2.1	Abstraktion der Modellierung	8
2.2	Simulation Verkehrssektor	10
2.3	Simulation Wärmebedarf Haushalte/Gewerbe	13
2.4	Struktur des hessischen Modells	16
2.4.1	Commodities	16
2.4.2	Conversion Processes	18
2.4.3	Modell Parameter	21
3	Szenarien und Randbedingungen	26
3.1	Szenarien	26
3.1.1	Hauptszenarien	26
3.1.2	Mini-Szenarien	28
3.2	Politische Rahmenbedingungen	29
3.2.1	Entwicklung Kennzahlen	30
3.2.2	CO ₂ - Emissionen	30
3.2.3	CO ₂ - Preis und Grenzwerte	32
3.2.4	Potenzielle Erneuerbarer Energien	33
3.2.5	CCS	34
3.2.6	Energiepolitische Einschränkungen	34
3.3	Verwendete Daten	35
3.3.1	Energieträger	35
3.3.2	Stromerzeugung	39
3.3.3	Wärmeerzeugung NT (Haushalte und GHD)	40
3.3.4	Wärmeerzeugung Fernwärme	43
3.3.5	Wärmeerzeugung Industrie (NT-HT)	43
3.3.6	Verkehr	44

3.3.7	Power-to-X	48
3.3.8	Strom-/ Wärmespeicher	48
3.3.9	Wasserstoffbedarf	49
3.3.10	Biomasse-to-X	49
3.3.11	Negativemissionen	50
4	Ergebnisse und Diskussion	51
4.1	Entwicklung CO ₂ - Emissionen	51
4.2	Primärenergieverbrauch	53
4.3	Stromsektor	55
4.3.1	Ausbau erneuerbarer Energien	58
4.3.2	Neue Herausforderungen der Stromversorgung	62
4.3.3	Entwicklung des Kraftwerkparcs	66
4.4	Wärmesektor	69
4.4.1	Haushalte und GHD	70
4.4.2	Fernwärme	73
4.4.3	Prozesswärme (Industrie)	75
4.5	Verkehrssektor	78
4.5.1	Pkw Verkehr	78
4.5.2	Personen- und Güterverkehr	80
4.6	Wasserstoff	81
4.6.1	Rolle von Wasserstoff im Energiesystem	83
4.6.2	Rolle von blauem und türkischem Wasserstoff	85
4.7	Restemissionen aus der Landwirtschaft, der Abfallwirtschaft und den Industrieprozessen	87
4.8	Kostenvergleich	88
4.9	Auswirkungen unterschiedlicher Verhaltensweisen	91
4.10	Auswirkungen des Krieges in der Ukraine	92
5	Ausblick	95

1 Einleitung

Mit der Flutkatastrophe im Sommer 2021 und den Dürre Jahren zwischen 2018 bis 2020 wurden erneut die Folgen des globalen Klimawandels für Deutschland deutlich. [1]–[3] Aus den Ergebnissen des jüngsten Berichts des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ist bekannt, dass diese Ereignisse sich mit einem Voranschreiten des globalen Klimawandels verstärken und häufen werden. [4] Deutschland hat sich mit dem Pariser Abkommen dazu verpflichtet, den globalen Temperaturanstieg auf möglichst 1,5 °C und maximal 2 °C zu begrenzen. In 2021 musste die Bundesregierung unter Anordnung des Bundesverfassungsgerichtes die Klimaschutzziele für Deutschland verschärfen, um im vereinbarten Zielrahmen zu bleiben. Zur Erreichung der Klimaschutzziele nehmen Energiesysteme eine entscheidene Rolle ein, denn diese haben einen Anteil von ca. 85 % an den CO₂ - Emissionen in Deutschland und stehen daher im Fokus von Dekarbonisierungsstrategien. [5]

Bereits ab 2016 haben die Deutsche Energie - Agentur (dena), der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) und das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) sowie weitere Institutionen in Studien untersucht, wie das Erreichen der Klimaschutzziele sich auf das Energiesystem in Deutschland auswirkt. Durch die Verschärfung der Ziele in 2021 wurden diese Studien überarbeitet und können Erkenntnisse zur notwendigen Transformation des deutschen Energiesystems liefern. [6]–[10] Die Studien zeigen, dass bis 2045 das Ziel der Klimaneutralität erreichbar ist. Aus den Studien geht hervor, dass zum Erreichen von Klimaneutralität ein fundamentaler Wandel des aktuellen Energiesystems notwendig ist.

In den Studien entfällt die Betrachtung der einzelnen Bundesländer, was dazu führt, dass auf Ebene der Bundesländer eine undurchsichtige Informationslage über den Beitrag dieser zur Transformation vorliegt. Bundesländer nehmen eine essenzielle Rolle beim Transformationsprozess ein, als Vermittler zwischen den Zielen der Bundesregierung und der örtlichen Umsetzung in den Kommunen und Regionen. Aus diesem Grund ergibt sich

ein Interesse daran, wie sich das Energiesystem eines Bundeslandes zu entwickeln hat, um dieser Rolle gerecht zu werden.

Die Untersuchung von Energiesystemen auf Ebene der Bundesländer ist bereits in verschiedenen Arbeiten erfolgt. Dabei haben die Arbeiten [11], [12] das Problem, dass durch das Alter der Studien die angenommenen Kosten und die untersuchten Klimaschutzziele nicht mehr zeitgemäß sind und somit einen geringen Mehrwert für die heutige Situation bieten. Die Arbeit [13], welche das Energiesystem Baden-Württembergs untersucht, kann detaillierte Einblicke in die notwendige Transformation geben. Jedoch weist die Arbeit ebenfalls das Problem auf, dass die veralteten Klimaschutzziele basierend auf dem Klimaschutzplan 2050 betrachtet werden. [14] Die Studie [15] untersucht die Entwicklung für Bayern, setzt dabei aber den Fokus auf den Netzausbau und nicht auf die Transformation des gesamten Energiesystems. Insgesamt kann keine der vorhandene Studien einen zeitgemäßen Beitrag zu den neuen Klimaschutzzielen auf Ebene der Bundesländer leisten. Dies zeigt die Informationslücke des Forschungsfelds auf.

Weiterhin besteht in Deutschland eine Asymmetrie zwischen den Bundesländern in den Fortschritten beim Ausbau der erneuerbaren Energien und den verfügbaren Flächen für den weiteren Ausbau. [16] Aus den vorhandenen Analysen für Deutschland ist bekannt, dass erneuerbare Energien (EE) bei der Transformation des Energiesystems eine Schlüsselrolle zukommt. Dieses Gefälle in den Fortschritten macht eine Untersuchung auf Bundesländerebene notwendig, um eine Abschätzung über den weiteren Beitrag für das Erreichen der Ziele zu ermöglichen.

Aus den angeführten Gründen wird für das Bundesland Hessen untersucht, wie verschiedene Pfade zur Klimaneutralität aussehen können. Hessen ist derzeit unter den Bundesländern mit dem geringsten Anteil EE an der Stromerzeugung und verfügt gleichzeitig im Norden des Landes weiterhin über ein hohes Flächenpotenzial.

Zur Untersuchung des hessischen Energiesystems wird ein partiell - gleichgewichtetes lineares Optimierungsmodell verwendet, ähnlich zu dem aus [17]. Bereits in 2021 ist im Rahmen eines Projektes ein erstes Modell für Hessen erarbeitet worden. [18] Dieses Modell kann zeigen, wie die Entwicklung des hessischen Energiesystems aussieht, wenn eine Reduktion der CO₂ - Emissionen um 80 und 85% bis 2045 erfolgt. Das in dieser Arbeit verwendete Modell baut auf dem vorhandenen Modell auf. Dafür wurde das vorhandene Modell erweitert und ergänzt. Ein essenzieller Teil der Erweiterung ist, dass der Verkehrssektor dem Modell über eine Simulation hinzugefügt wird. Des Weiteren wird der Wärmebedarf für Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) über eine Simulation ermittelt.

Die verwendeten Parameter für die Optimierung und Simulation sind aus offen zugänglichen Datenquellen entnommen. Die Ergebnisse des Modells werden im Backtesting den Werten für das hessische Energiesystem aus 2019 gegenübergestellt, um die Genauigkeit der Modellierung zu validieren. [19], [20]

Für das hessische Energiesystem wird die Entwicklung in den vier Hauptszenarien Business As Usual (BAU), Referenz, Suffizienz und Built Absolutely Nothing Anywhere Near Anybody (BANANA) betrachtet. Das BAU Szenario untersucht die Entwicklung unter dem gesetzlich festgelegten CO₂ - Preis im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). In den Szenarien Referenz, Suffizienz und BANANA gilt die Vorgabe des klimapolitischen Zieles von Klimaneutralität bis 2045 mit den Zwischenschritten einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 65 % bis 2030 und 88 % bis 2040 gegenüber 1990. Das Referenz Szenario folgt aktuellen Entwicklungen in Hessen und Deutschland und beruht auf den Zielen der hessischen Landesregierung sowie der Bundesregierung.

Aus den vorhandenen Analysen von [6] ist bekannt, dass die Umstellung des Energiesystems sensibel auf das Verhalten der Gesellschaft reagiert, deswegen wird neben Fragen zur technischen Machbarkeit und Kosten, der Einfluss unterschiedlichen Verhaltens betrachtet. Zum einen sind Verhaltensveränderungen zu erkennen, die zu weniger Konsum und einem sparsamen Umgang mit Energie führen. Durch die aktuellen geopolitischen Entwicklungen in der Ukraine ist die Relevanz bei der breiten Bevölkerung gestiegen. [21] Im Suffizienz Szenario werden die Effekte dieses Verhaltens über eine erhebliche Minderung des Energieverbrauchs dargestellt. Zum anderen ist in Teilen der Gesellschaft ein Verhalten zu erkennen, dass sich gezielt gegen die Nutzung neuer Technologien richtet und zu Widerstand gegenüber Großprojekten führt, wie Windkraftanlagen und Stromnetzen, die von besonderer Wichtigkeit für das Energiesystem sind. [22], [23] Im BANANA Szenario wird dieses Verhalten berücksichtigt durch eine Einschränkung des weiteren Ausbaus von Windkraftanlagen sowie einem Mindestanteil von konventionellen Technologien im Verkehrssektor.

Folgend wird in Kapitel 2 das methodische Vorgehen erläutert, wobei zuerst das Optimierungsmodell und die Simulationen separat voneinander erläutert werden. In Kapitel 3 werden die Szenarien sowie die Rahmenbedingungen, Annahmen und verwendeten Daten für diese erläutert. Im Kapitel 4 Ergebnisse und Diskussion werden die wesentlichen Erkenntnisse der Modellierung dargestellt und zu ausgewählten Aspekten diskutiert. Zuletzt folgt in Kapitel 5 ein Ausblick über die Ergebnisse und die resultierenden Herausforderungen. Im Anhang ist eine umfangreiche Darstellung der Entwicklungen der Parameter und Kosten sowie Annahmen für alle betrachteten Technologien zu finden, die zu Teilen visualisiert ist und zusätzliche Informationen beinhaltet.

2 Methodik

Die Erläuterung des methodischen Vorgehens, um das hessische Energiesystem abzubilden, ist in folgende vier Schritte unterteilt: die Erläuterung des Optimierungsmodells, der Simulation für den Verkehrssektor, der Simulation des Wärmebedarfs sowie einer Darstellung der Struktur des hessischen Modells. Zuerst wird das verwendete Optimierungsmodell in einer abstrakten Darstellung erläutert, die eine einfache und kompakte Beschreibung ermöglicht. Um bessere Ergebnisse für die Bereiche Verkehr und Wärmebedarf zu erreichen, wird für diese der Verbrauch außerhalb des Optimierungsmodells simuliert. Das Vorgehen ist in Kapitel 2.2 und 2.3 erläutert. Aufbauend auf den theoretischen Erkenntnissen wird in Kapitel 2.4 die Struktur der verwendeten Technologien für das hessische Modell erklärt.

2.1 Abstraktion der Modellierung

Das Modell basiert auf einer linearen partiell - gleichgewichteten kostenbasierten Optimierungsstruktur, ähnlich zu der dargestellten in [17].

In einer Optimierung wird eine Zielfunktion minimiert oder maximiert. Im Fall einer linearen Optimierung folgt diese der nachstehenden mathematischen Schreibweise

$$\min_x \mathbf{c}^T x \quad (2.1)$$

$$s.t. \mathbf{A}x \leq \mathbf{b} \quad (2.2)$$

$\mathbf{c} \in \mathbb{R}^n, \mathbf{A} \in \mathbb{R}^{m \times n}, \mathbf{b} \in \mathbb{R}^m$. [24]

In diesem Modell ist die zu optimierende Variable die Kosten. Die Gleichungen für das verwendete Optimierungsmodell sind [17] zu entnehmen.

Die Abstraktion des Modells erfolgt über die bereits definierten Charakteristika zur Beschreibung von Energiesystemen, *Commodities* und *Conversion Processes*. Die folgende Erläuterung ist aus dem Vorgehen von [17] abgeleitet. *Commodities* c entsprechen den unterschiedlichen nutzbaren Energieformen im Modell, z.B. Gas, Kohle oder Strom. *Conversion Processes* p dienen dazu, eine Energieform in eine andere umzuwandeln, z.B. Kohle in einem Kohlekraftwerk zu Strom. Mit Ausnahme der *Commodity exogen* werden alle *Commodities* im Modell endogen behandelt. Diese werden im Modell vollständig bereitgestellt und verbraucht. Die *Commodity exogen* dient dazu, alle Energieformen außerhalb des Modells zu beschreiben, wie z. B. die im Wind enthaltene Energie, die in Windkraftanlagen zu Strom umgewandelt wird. Die *Commodity exogen* kann bereitgestellt und verbraucht werden, dabei gelten keine Erhaltungssätze.

Im Modell kann in drei grundsätzliche *Conversion Processes* unterteilt werden, die in Abbildung 2.1 beispielhaft dargestellt sind. Der Prozess p_1 ist ein Input Prozess über den Energie aus der *exogenen* Energie ins System hinzugefügt wird. Die Prozesse p_2, p_3, p_4, p_5, p_6 sind reguläre *Conversion Processes*, die eine endogene *Commodity* des Modells in eine andere umwandeln. Über p_7 und p_8 werden Verbrauchsprozesse abgebildet, die die *Commodities* c_3 und c_4 in *exogene* Energie umwandeln.

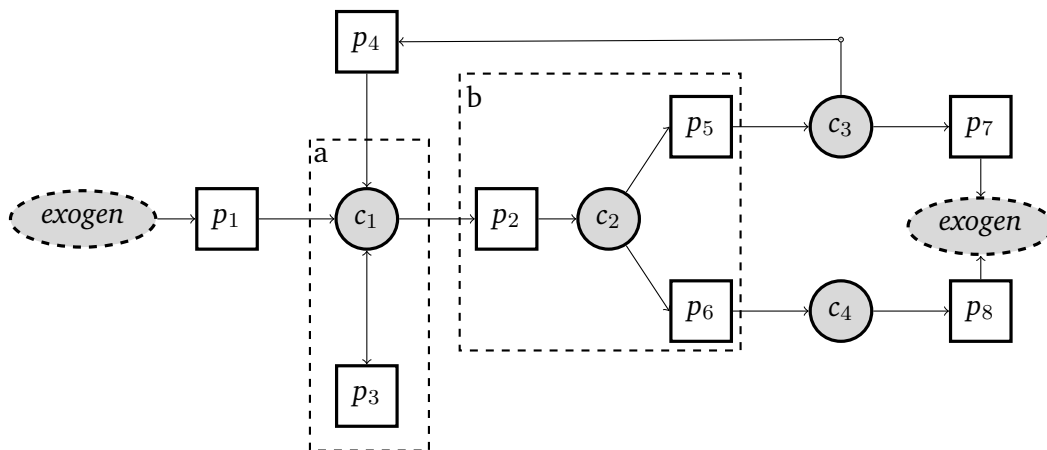


Abbildung 2.1: Abstraktion des Modells zur Darstellung von Multi-Energie-Systemen. Commodities sind als Ellipsen dargestellt und *Conversion Processes* als Rechtecke. Die Prozesse Speicher (a) und KWK (b) können entsprechend der Darstellung in den gestrichelten Rahmen modelliert werden.

Unter den regulären *Conversion Processes* sind mit der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Speichern zwei spezielle Prozesse vorhanden. Speicher (a) wandeln keine *Commodity*

um, sondern speichern diese für einen bestimmten Zeitabschnitt im Modell. Zur Darstellung von Prozessen in denen eine Commodity in zwei Commodities umgewandelt wird, wie zum Beispiel bei der KWK (b), wird im Modell eine Hilfscommodity (c_2) verwendet. Diese koppelt die Conversion Processes p_2 , p_5 und p_6 , die verschiedene Teile einer Multi-Energie Technologie darstellen. Neben diesen speziellen Prozessen bieten Power-to-X (PtX) Technologien (p_4) die Option, im ansonsten geradlinigen Prozess der Energieumwandlung, bereits umgewandelte Commodities wieder in eine vorherige endogene Commodity umzuwandeln. Ausgenommen davon ist die Commodity *exogen*.

Für das Modell gelten allgemein gültige Vereinfachungen, die nachstehend erläutert werden. Im Modell werden keine Transportkosten für Energieträger betrachtet. Außerdem gilt die Annahme, dass diese im gesamten Modell zu jeder Zeit und an jedem Ort verfügbar sind. Für das ganze Modell wird angenommen, dass bestimmte *Commodities*, wie z.B. Gas, mit einer unendlichen Speicherkapazität modelliert werden aufgrund der geringen Speicherkosten. Die Infrastrukturkosten des Verkehrssektors sind kein Teil der Optimierung. Weiterhin sind die Kosten für die Speicherung und den Transport von CO_2 kein Teil der Optimierung.

Die Modellierung erfolgt in ausgewählten Zeitabschnitten. Aufgrund der Rechenkapazitäten besteht nicht die Möglichkeit, die Optimierung stundenscharf über mehrere Jahre zu modellieren. Aus diesem Grund werden Zeitabschnitte ausgewählt, die das Modell in ausreichender Genauigkeit zu einer 8760h Analyse abbilden können. Dafür werden die Ergebnisse einer 8760h für ein Jahr mit den ausgewählten Zeitabschnitten verglichen, um die Auswahl zu validieren. Aus [6] ist bekannt, dass ein hoher Anteil von volatile erneuerbare Energien (VEE) zu Lastspitzen und Dunkelflauten führen kann. Um diese möglichen Effekte darzustellen, werden für die Modellierung Zeitabschnitte ausgewählt, in denen eine sehr geringe und sehr hohe Verfügbarkeit von Wind- und Solarenergie vorliegt. Die Auswahl der Zeitabschnitte ist abgeleitet aus [25], [26]. Für das Modell werden als Zeitabschnitte 8 Wochen eines Jahres verwendet. Wobei die Wochen jeweils aus einem unterschiedlichen Monat entstammen. Insgesamt werden zwei Wochen mit geringer Verfügbarkeit von Sonne und Wind, zwei Wochen mit hoher Verfügbarkeit von Sonne und Wind sowie vier weitere Wochen verteilt über das Jahr betrachtet.

2.2 Simulation Verkehrssektor

Um bessere Ergebnisse für den Verkehrssektor zu erreichen, wird dieser simuliert. Die Ergebnisse der Simulation werden im Optimierungsmodell verwendet.

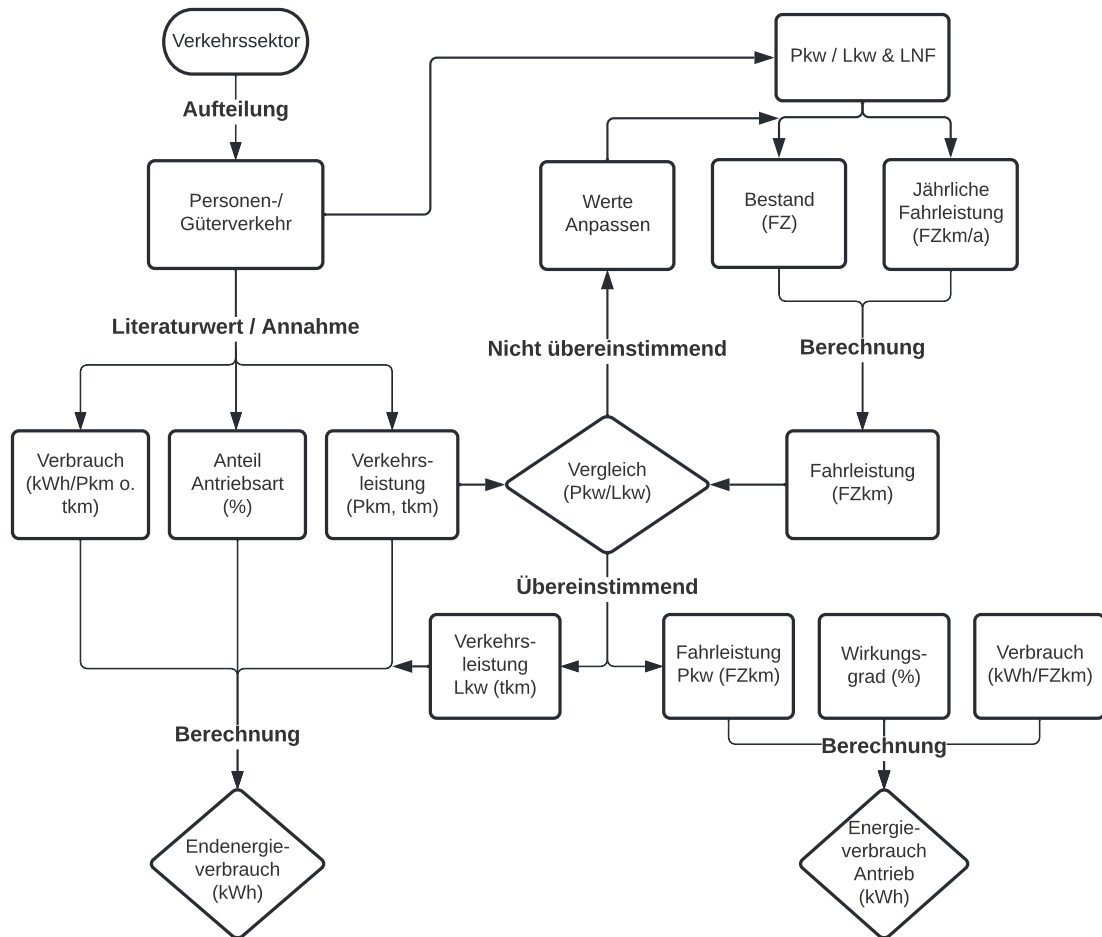


Abbildung 2.2: Aus der Simulation ergeben sich zwei Ergebnisse:
 1.) Energieverbrauch für den Antrieb (mechanische Energie) von Pkw
 2.) Endenergieverbräuche für den Personen- und Güterverkehr

Die Simulation erfolgt aufgrund von Faktoren, die nicht im Optimierungsmodell darstellbar sind, z. B. die Fahrdistanz, Fahrzeit oder der Komfort. Das Vorgehen orientiert sich dabei an [27].

Das Ergebnis der Simulation ist der Energieverbrauch für die unterschiedlichen Antriebsarten in den verschiedenen Verkehrssektoren. Der jeweilige Energieverbrauch wird als Verbrauchprozess im Optimierungsmodell berücksichtigt. (siehe Tabelle 2.4)

Dabei wird in zwei Energieverbräuche unterschieden, wie in Abbildung 2.2 dargestellt. Zum einen in den Energieverbrauch für den Antrieb von Pkws und zum anderen in den Endenergieverbrauch für den Personen- und Güterverkehr. Zunächst wird das Vorgehen für den Personen- und Güterverkehr beschrieben. Wie bereits erwähnt, wird in die Sektoren (s) Personen- und Güterverkehr unterteilt. Wobei der Endenergieverbrauch für die Sektoren aus unterschiedlichen Energieträgern (e) bereitgestellt werden kann. Der Anteil (A) einer Antriebstechnologie am Endenergieverbrauch ist eine Annahme basierend auf vorhandener Literatur und den betrachteten Entwicklungen in den Szenarien.

Somit berechnet sich der Endenergieverbrauch aus

$$E_{s,e} = P_s V_e A \quad (2.3)$$

dabei ist $s \in S$, mit S als [Personenverkehr, Güterverkehr]

und $e \in E$, mit E als [Flüssiger Kraftstoff, Gas, Strom, Wasserstoff].

Die Werte für die Verkehrsleistung (P_s) haben immer die Einheit Personenkilometer (Pkm) für den Personenverkehr und Tonnenkilometer (tkm) für den Güterverkehr. Die Werte für den Verbrauch (V_e) beziehen sich für den Personenverkehr immer auf Pkm und für den Güterverkehr auf tkm. Im Modell werden unter Personenverkehr der Motorisierte Individualverkehr (MIV), Schienenverkehr, Flugverkehr, Öffentliche Straßenpersonenverkehr (ÖSPV) und der Fuß- und Radverkehr betrachtet. Unter Güterverkehr sind der Straßengüter-, Schienen-, Flug- und Binnenschiffverkehr zusammengefasst. Die Ergebnisse beziehen sich immer auf die Zeitspanne eines Jahres.

Zur Berechnung der Fahrleistung P (FZkm) der Fahrzeugtypen (t) Pkw, Lkw und Lastnutzfahrzeuge (LNF) wird der Bestand B (FZ) und die durchschnittliche jährliche Fahrleistung P^A (FZkm/a) verwendet,

$$P_t = B_t P_t^A \quad (2.4)$$

mit $t \in T$, mit T als [Pkw, Lkw, LNF].

Wobei die notwendige Bedingung

$$P_s = P_t Q_t \quad (2.5)$$

erfüllt sein muss, sonst bedarf es einer Anpassung des Bestandes oder der jährlichen Fahrleistung. Über die notwendige Bedingung wird gewährleistet, dass die angenommene Entwicklung für die Verkehrsleistung in Personenkilometer mit dem angenommenen Bestand und der jährlichen Fahrleistung übereinstimmt. Um dies zu vergleichen, wird die Anzahl an beförderten Personen für Pkw (Q_t) und das Beförderungsgewicht für Lkw und LNF (Q_t) verwendet. Die Entwicklung der Werte ist abhängig von den untersuchten Szenarien und wird in Kapitel 3 erläutert.

Über

$$E^{\text{Antrieb}} = P_{\text{Pkw}} n_{\text{Motor}} V^f \quad (2.6)$$

wird der Verbrauch mechanischer Energie von Pkws (E^{Antrieb}) ermittelt. Dafür werden die Effizienz des Motors n_{Motor} und der Verbrauch pro Fahrleistung V^f (kWh/FZkm) benötigt. Im Modell wird der Verbrauch an mechanischer Energie (E^{Antrieb}) nur für Verbrennungsmotoren ermittelt. Der Verbrauch für andere Antriebstechnologien ist ein Ergebnis der Optimierung. Die Antriebsart ist ebenfalls ein Ergebnis der Optimierung und unterscheidet sich somit von der restlichen Betrachtung des Verkehrssektors.

Die Fahrleistung und Emissionen des internationalen Flugverkehrs werden im Simulationsmodell sowie der Optimierung nicht beachtet. Dabei orientiert sich dies an dem Vorgehen vorhandener Studie. [6], [7], [9] Ein Weg zur Dekarbonisierung des internationalen Flugverkehrs wird außerhalb der Ergebnisse des Modells diskutiert.

2.3 Simulation Wärmebedarf Haushalte/Gewerbe

Zur besseren Abschätzung der Entwicklung des Wärmebedarfs für Haushalte und GHD wird dieser mit Hilfe der Wohnfläche, Sanierungsrate, Sanierungstiefe und dem Verhältnis von sanierten, nicht sanierten Gebäuden und Neubauten berechnet. (siehe Abbildung 2.3)

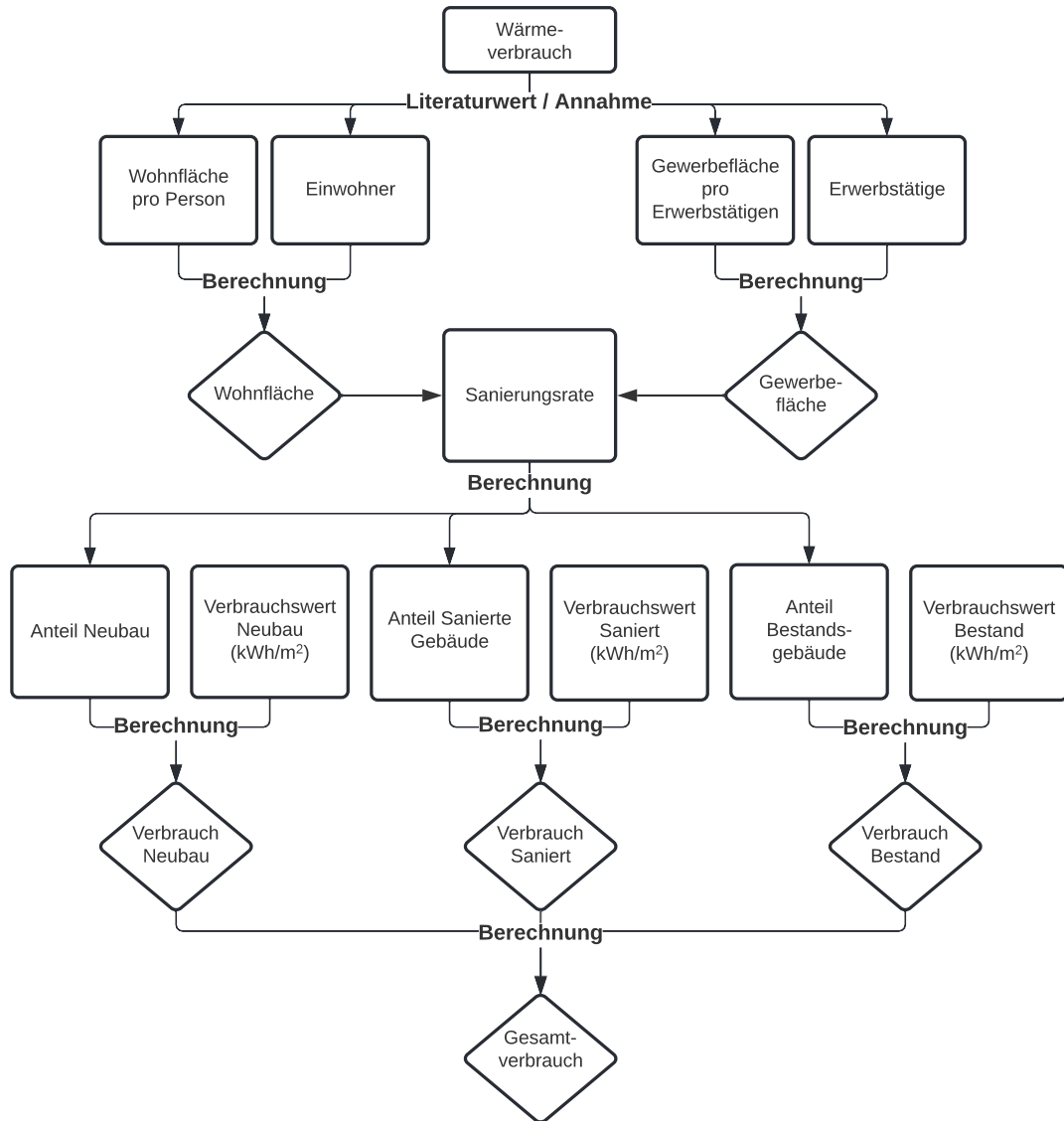


Abbildung 2.3: Die Wohnfläche, Sanierungsrate/- tiefe und Verbrauchswerte werden in Abhängigkeit des Szenarios für die Jahre nach 2020 angenommen.

Die Berechnung basiert auf den Werten und dem Vorgehen aus [7]. Für die Simulation wird der Wärmebedarf von Haushalten und GHD separat voneinander betrachtet. Für Haushalte wird über die Wohnfläche pro Person (W^{Person}) und die Bevölkerung (B), die Wohnfläche (W) ab 2020 abgeschätzt,

$$W = W^{\text{Person}}B. \quad (2.7)$$

Die Wohnfläche wird unterteilt (A) in Einfamilienhäuser (EZFH) (e) und Mehrfamilienhäuser (MFH) (m). Die Wohnfläche kann dem Status saniert (s), nicht saniert (a) oder neugebaut (n) entsprechen. Folgend werden für die Beschreibung die formulierten Abkürzungen verwendet. Die Anteile sanierter (W_s) und nicht sanierter Gebäude (W_a) sowie Neubauten (W_n) an der Wohnfläche ergeben sich für das erste Jahr aus einer Abschätzung vorhandener Literatur. Für die folgenden Jahre wird über die berechnete Wohnfläche (W) und die Sanierungsrate die weitere Aufteilung bestimmt. Die Entwicklung der Wohnfläche wirkt sich auf die Entwicklung der Neubauten aus. Der Neubau ergibt sich aus der Differenz von benötigter Wohnfläche und vorhandener Wohnfläche. Falls die benötigte Wohnfläche geringer ist als die vorhandene Wohnfläche wird basierend auf den letzten Jahren der Neubau angenommen. Über die Sanierungsrate verändert sich der Anteil von sanierten Gebäuden.

Um den Verbrauch zu berechnen, werden Verbrauchswerte (S^V) für den Quadratmeter verwendet. Für nicht sanierte Bestandsgebäude wird ein konstanter Verbrauchswert (S_a^V) definiert. Für Neubauten und sanierte Gebäude werden für EZFH und MFH unterschiedliche Verbrauchswerte ($S_{n/a,e}^V, S_{n/a,m}^V$) definiert. Weiterhin unterliegen die Werte einer jährlichen Reduktion. Über die jeweiligen Verbrauchswerte und die Aufteilung wird dann der Gesamtverbrauch (V_{Ges}) ermittelt.

$$V_a = W_a S_a^V \quad (2.8)$$

$$V_n = W_n A_e S_{n,e}^V + W_n A_m S_{n,m}^V \quad (2.9)$$

$$V_s = W_s A_e S_{s,e}^V + W_s A_m S_{s,m}^V \quad (2.10)$$

$$V_{\text{Ges}} = V_n + V_a + V_s \quad (2.11)$$

Tabelle 2.1: Betrachtete Commodity Gruppen mit den einzelnen Energieformen

Commodity Gruppen	Commodities
Energieträger	Lignite Coal, Hard Coal, Liquid Fossil Fuel, Gas, Biomass, Biogas, Waste, Biomethan Green / Blue / Cyan Hydrogen
Strom	Electricity
Wärme	Decentral Heat Low Temperature (LT), Process Heat LT / Mid Temperature (MT) / High Temperature (HT), District Heat (LT / MT / HT)
Antrieb	Vehicle Propulsion

Kombiniert führen Neubauten und neu sanierte Gebäude zu einer Reduktion des Wärmebedarfs.

Der Sektor GHD folgt dem gleichen Schema, die Aufteilung von EZFH und MFH (A) entfällt. Die Gewerbefläche (G) wird über die Fläche pro Erwerbstätigen (G^{Erwerb}) und die Anzahl an Erwerbstätigen (E) ermittelt,

$$G = G^{\text{Erwerb}} E. \quad (2.12)$$

2.4 Struktur des hessischen Modells

Nachstehend wird die verwendete Struktur der Technologien zur Modellierung des hessischen Energiesystems dargestellt. In Abbildung 2.4 wird ein vereinfachtes Prozessschema gezeigt.

2.4.1 Commodities

Die Commodities des Modells können in die vier Gruppen *Energieträger*, *Strom*, *Wärme* und *Antrieb* unterschieden werden. (siehe Tabelle 2.1)

Energieträger Im Modell werden unter *Energieträger* die Commodities *Lignite Coal*, *Hard Coal*, *Gas*, *Liquid Fossil Fuel*, *Biogas*, *Waste*, *Biomass*, *Biomethan*, *Green / Blue / Cyan Hydrogen* zusammengefasst. Alle flüssigen Kohlenwasserstoffe, wie Diesel, Benzin oder Kerosin sind unter *Liquid Fossil Fuel* zusammengefasst. Unter *Biogas* werden auch Klärgas, Deponiegas und Grubengas berücksichtigt. Für *Biogas* besteht die Möglichkeit in *Biomethan*

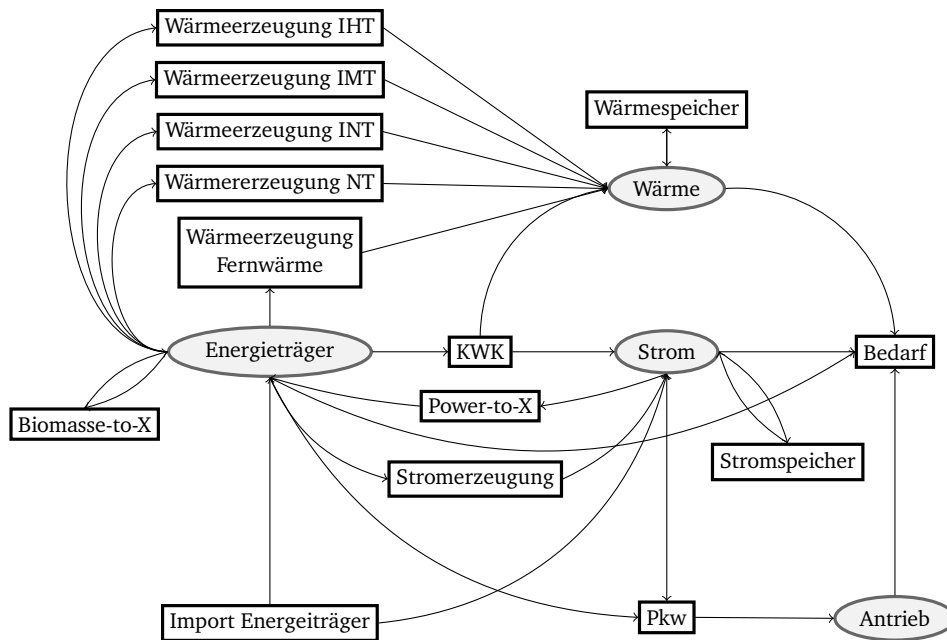


Abbildung 2.4: Vereinfachte Struktur der Conversion Processes und Commodities für das hessische Modell. Ellipsen sind Commodities und Rechtecke sind Conversion Processes. Commodities und Conversion Processes sind in Gruppen zusammengefasst. Die Commodity *exogen* wird nicht dargestellt. *Strom* kann ebenfalls in den Conversion Processes *Wärmeerzeugung Fernwärme / NT / INT / IMT / IHT* verwendet werden, ist aber aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt.

umgewandelt zu werden. *Waste* beinhaltet nur nicht-biogene Abfälle. *Biomass* enthält auch den biogenen Anteil der Abfälle. Für die *Enerigetträger Lignite Coal, Hard Coal, Gas, Liquid Fossil Fuel, Biogas, Waste, Biomass, Biogas, Biomethan* gilt die Annahme der unendlichen Speicherkapazität.

Strom Im Modell gilt die Annahme, dass nur *Electricity* als Elektrizitätsform betrachtet wird. Es erfolgt keine weitere Unterscheidung in den Spannungsleveln. Dies beruht auf der Annahme, dass der innerregionale Transport und die Spannungsanpassung mit hohen Wirkungsgraden und geringen Kosten möglich ist.

Tabelle 2.2: Temperaturniveaus der Fernwärme

Temperaturniveau	Nutzbare Technologien / Brennstoffe
Niedertemperatur (<80 °C)	Wärmepumpen (Luft, Abwärme, Geothermie), Solarthermie, Biomasse, Gas, Power-to-Heat, Wärmeauskopplung KWK
Industrie Niedertemperatur (INT) (100 - 150 °C)	Biomasse, Gas und Wärmeauskopplung KWK
Industrie Mittlere Temperatur (IMT) (150 - 500 °C)	Biomasse, Gas und Wärmeauskopplung KWK

Tabelle 2.3: Temperaturniveaus der Prozesswärme der Industrie

Temperaturniveau	Nutzbare Technologien / Brennstoffe
Niedertemperatur (NT) (100 - 150 °C)	Wärmepumpe (Hochtemperatur), Solarthermie, Biomasse, Gas, Öl, Synthetische Brennstoffe, Biomethan, Wasserstoff, Kohle
Mittlere Temperatur (MT) (150 - 500 °C)	Biomasse, Biomethan, Gas, Synthetische Brennstoffe, Wasserstoff, Fernwärme, Kohle, Öl
Hochtemperatur (HT) (> 500 °C)	Synthetische Brennstoffe, Biomethan, Gas, Wasserstoff, Kohle, Öl

Wärme Im Modell wird *Wärme* in Abhängigkeit der Temperatur und des Ortes aufgeteilt. Es wird zwischen Industriebereichen und Gebäuden unterschieden. Beide sind über das Fernwärmenetz miteinander verbunden. Die übertragbare Wärme in Fernwärmenetzen *District Heat* wird in drei Temperaturniveaus aufgeteilt, basierend auf [28]. (siehe Tabelle 2.2) Die Aufteilung erfolgt aufgrund der unterschiedlichen Temperaturniveaus, die die Technologien erzeugen können. Gleiches gilt für die Prozesswärme der Industrie, die in *Process Heat LT / MT / HT* aufgeteilt ist. (siehe Tabelle 2.3)

Antrieb Die *Commodity Vehicle Propulsion* stellt die mechanische Energie dar, die zur Fortbewegung von Pkws benötigt wird. Das Vorgehen ermöglicht es, verschiedene Antriebstechnologien für Pkw im Modell zu betrachten.

2.4.2 Conversion Processes

Im Modell wird in 14 verschiedene Conversion Processes Gruppen unterteilt. Die Gruppen und darin aufgeführten Prozesse sind der Tabelle 2.4 zu entnehmen.

Import Energieträger Der Conversion Process Import Energieträger importiert *Energieträger* und *Strom* ins Modell. Dabei ist in diesem Fall nicht unbedingt der Import aus

anderen Ländern gemeint, sondern das Hinzufügen von *Energieträgern* und *Strom* über die Systemgrenze in das Modell. Im Modell kann *Blue Hydrogen* ab 2025 importiert werden, eine Beschränkung für die Menge ist nicht vorhanden. [29] Der Import von *Cyan Hydrogen* ist ab 2035 ebenfalls ohne Einschränkungen möglich. [30], [31] Auf die Importeinschränkungen für *Green Hydrogen* wird in Kapitel 3.2 eingegangen. Für *Strom* wird der Import ebenfalls beschränkt, inwiefern wird im Zusammenhang mit den Szenarien in 3.3.1 erläutert.

Stromerzeugung Im Conversion Process Stromerzeugung werden *Energieträger* und *exogene* Energie in *Strom* umgewandelt. Die zusammengefassten Prozesse enthalten erneuerbare sowie konventionelle Technologien. Die Stromerzeugung aus Wind PP und PV verbraucht keine *Energieträger*, sondern verwendet *exogene Energie* zur Bereitstellung von *Strom*.

Wärmeerzeugung NT (Haushalte und GHD) Im Conversion Process Wärmeerzeugung NT (Haushalte und GHD) werden *Energieträger* und *Electricity* in *Decentral Heat LT* umgewandelt. Die Erzeugung in Haushalten und GHD erfolgt heterogen, die einzelnen Technologien können sich bei der Wärmeerzeugung nicht gegenseitig unterstützen.

Wärmeerzeugung Fernwärme Die Erzeugung von *District Heat* erfolgt entweder direkt über die Wärmeerzeugung Fernwärme oder als Nebenprodukt der unter KWK zusammengefassten Conversion Processes. Die Unterteilung der Fernwärme in drei Temperaturniveaus erfolgt, wie bereits erwähnt aufgrund der unterschiedlichen nutzbaren Technologien. Im Gegensatz zu den Conversion Processes der Wärmeerzeugung Industrie (NT - HT) erfolgt keine sichtbare Unterteilung in der Tabelle für die Wärmeerzeugung Fernwärme. Die Conversion Processes Central Biomass Boiler und Central Gas Boiler können jedes Temperaturniveau der *District Heat* erzeugen, ebenfalls die ausgekoppelte Wärme aus den Conversion Processes zusammengefasst unter KWK. Ausschließlich *District Heat LT* können Central Heat Pump Air / Geothermal / Waste Heat, Central Electric Heating und Central Solarthermal Heating erzeugen.

Wärmeerzeugung Industrie (NT - HT) Wie bereits für die Fernwärme, wird die Wärmeerzeugung Industrie in drei Temperaturniveaus unterteilt. Nur die unter Wärmeerzeugung Industrie NT zusammengefassten Conversion Processes können *Process Heat LT* erzeugen. Dasselbe gilt für die Wärmeerzeugung Industrie MT mit der Output Commodity Process

Heat MT und Wärmeerzeugung Industrie NT mit der Output Commodity *Process Heat HT*. Die im Modell verwendeten Technologien sind der Tabelle 2.4 zu entnehmen. Für die bereitgestellte *Process Heat HT* gilt basierend auf [32] die Annahme, dass 15 % der erzeugten *Process Heat HT* als Abwärme zur Erzeugung von *District Heat LT* nutzbar ist. Die Nutzung der Abwärme kann direkt oder über eine Wärmepumpe erfolgen.

KWK In den Prozessen zusammengefasst unter KWK werden gleichzeitig Wärme und Elektrizität bereitgestellt. Dafür werden *Energieträger* in *Electricity* und *District Heat* umgewandelt. Über den Gesamtwirkungsgrad η_{max} für KWK wird das Verhältnis zwischen der zusammengefassten Energieproduktion und dem eingesetzten *Energieträger* angegeben. Der elektrische Wirkungsgrad η_{el} gibt das Verhältnis zwischen dem produzierten Strom und dem eingesetzten *Energieträger* an und ist meistens konstant. Der Wirkungsgrad η_{th} für die Produktion von *District Heat* kann zwischen $\eta_{max} - \eta_{el}$ variieren. Die *Energieträger Hard / Lignite Coal, Gas, Waste, Biogas* und *Biomass* können als Brennstoffe in den Conversion Processes der KWK eingesetzt werden.

Power-to-X Im Prozess Power-to-X wird *Electricity* in *Green Hydrogen* über die Conversion Processes AEL / PEM / SOEC Electrolysis umgewandelt. Danach ist eine weitere Umwandlung von *Hydrogen*¹ in *Gas* über Power-to-Gas (PtG) Plant oder in *Liquid Fossil Fuel* über Power-to-Liquid (PtL) Plant möglich. Die notwendige Versorgung mit CO₂ für die Erzeugung wird als gegeben betrachtet und nicht im Modell beachtet. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit *Hydrogen* in Hydrogen Tank / Cavern Storage zu speichern sowie die erneute Erzeugung von *Electricity* über Hydrogen SC / Engine / CC PP.

Biomasse-to-X Die Conversion Processes zusammengefasst unter Biomasse-to-X ermöglichen es *Biomass* in *Gas, Hydrogen* oder *Liquid Fossil Fuel* umzuwandeln sowie die Umwandlung von *Biogas* in *Biomethan*.

Wärme-/Stromspeicher Der Prozess Small Steel Tank Storage kann *Decentral Heat LT* speichern. In den Prozessen Steel Tank Central Heat und Pit Thermal Energy Storage kann *District Heat LT* gespeichert werden. In den Prozessen zusammengefasst unter Stromspeicher, wird *Electricity* gespeichert.

¹*Hydrogen* wird verwendet, wenn sowohl *Green, Blue* und *Cyan Hydrogen* eingesetzt werden können.

Pkw Die Prozesse zusammengefasst unter Pkw wandeln *Electricity* und *Energieträger* in *Vehicle Propulsion* um. Insgesamt werden vier verschiedene Prozesse zur Erzeugung von *Vehicle Propulsion* betrachtet, ICV Liquid Fuel, ICV Gas, BEV und FCEV.

Bedarf Unter Bedarf ist der Bedarf der Endnutzer in der Industrie, Haushalten und GHD oder im jeweiligen Verkehrssektor zusammengefasst. Die Deckung des Energiebedarfs erfolgt außerhalb der Systemgrenzen, weswegen keine endogenen Energieformen dafür erzeugt werden. Das Modell ist ein partielles Optimierungsmodell, deswegen werden die Bedarfswerte und deren Entwicklung bereits vorher festgelegt. Über welchen *Energieträger* der Bedarf gedeckt wird, ist ein Ergebnis der Optimierung. Für *Electricity*, *Decentral Heat LT*, *Process Heat LT / MT / HT* und *Vehicle Propulsion* sind Bedarfswerte definiert. Die berechneten Werte aus der Simulation für den Wärmeverbrauch sowie für den Endenergieverbrauch für Personen-/ Güterverkehr werden in diesem Prozess verwendet. Dabei ist über die Ergebnisse der Simulation vorgegeben welcher *Energieträger*, *Strom* mit eingeschlossen, den Endenergieverbrauch für Personen-/ Güterverkehr deckt. Daraus ergibt sich die hohe Anzahl an Bedarfsprozessen in Tabelle 2.4. Der nicht-energiebedingte Bedarf an *Hydrogen* in der Industrie wird über Hydrogen Raw Material Demand berücksichtigt. Um mögliche Negativemissionen aus Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS) darzustellen, wird der Bedarf an *Electricity* in DACCS Demand berücksichtigt.

2.4.3 Modell Parameter

Nachfolgend werden die verwendeten Parameter zur Modellierung der Conversion Processes vorgestellt.

Kosten Im Modell werden drei unterschiedliche Kosten betrachtet: variable Kosten, Investitions- und Betriebskosten. Variable Kosten werden genutzt, um die Kosten für den Import von *Energieträgern* und *Strom* zu berücksichtigen. Investitions- und Betriebskosten werden für alle Conversion Processes angegeben, ausgenommen davon sind die Conversion Processes Import *Energieträger* und Bedarf. Dabei beziehen sich die Investitions- und Betriebskosten auf die Leistung. Ausgenommen davon sind Speicher, dort beziehen sich die Kosten auf die Kapazität. Für Pkw werden die Kosten pro Fahrzeug auf Kosten pro Leistung umgerechnet. Dafür wird die durchschnittliche Leistung eines Pkw verwendet.

Abzinsungssatz Im Modell wird, basierend auf [6], ein allgemeingültiger Abzinsungssatz von 7 % angenommen.

Technische Lebensdauer, Wirkungsgrad und Technische Verfügbarkeit Für die Erzeugungstechnologien sind die Werte für die technische Lebensdauer, den Wirkungsgrad und die technische Verfügbarkeit immer definiert. Falls keine Werte für den Wirkungsgrad und die technische Verfügbarkeit vorgegeben werden, sind die Default Werte eins.

Spezifische CO₂ - Intensität Das Modell berücksichtigt CO₂ - Emissionen, indem die CO₂ - Emissionen der verwendeten Primärenergien bestimmt werden. Aus diesem Grund werden die Werte für die CO₂ - Intensität nur im jeweiligen Import Prozess für *Energieträger* und *Strom* angegeben. Dabei stellt der Prozess BECCS PP eine Besonderheit dar, da in diesem Fall die CO₂ - Intensität für *Biomass* negativ ist. Dies ermöglicht die Berücksichtigung von Negativemissionen im Modell. Die CO₂ - Intensitäten beziehen nicht die vollständigen Lebenszyklus-Emissionen mit ein, sondern nur die in [33] als direkt bezeichneten Emissionen.

Anteile der Input Energieform Verbrauch Die als Anteile bezeichneten Parameter werden genutzt um KWK - Anlagen zu modellieren. Dafür wird ein elektrischer Wirkungsgrad η_{el} und ein maximaler Gesamtwirkungsgrad η_{max} angegeben. Zur Modellierung von KWK werden vier verschiedene Prozesse benötigt. Zuerst werden *Energieträger* in eine *Hilfscommodity* umgewandelt. Diese *Hilfscommodity* wird dann genutzt, um die Energie in Umwandlungsverluste (*exogene Energie*), *Electricity* und *District Heat* umzuwandeln. Der Parameter wird verwendet um bei der Umwandlung der *Hilfscommodity* in *Strom* den Wirkungsgrad η_{el} zu beschreiben. Dafür wird einmal ein minimaler Anteil angegeben, der die untere Grenze des Wirkungsgrades beschreibt und ein maximaler Anteil der die obere Grenze des Wirkungsgrades beschreibt. Für die Umwandlungsverluste (*exogene Energie*) wird ein minimaler Anteil festgelegt. Dieser Wert ergibt sich aus $1 - \eta_{max}$. Für *District Heat* wird kein Anteil festgelegt.

Energieverbrauch und Einschränkung der jährlichen Energieerzeugung Im Modell wird der jährliche Energieverbrauch für die verschiedenen Commodities über die Einschränkung der jährlichen Energieerzeugung der Bedarfsprozesse beschrieben. Um die maximalen Potenziale von erneuerbaren Energien anzugeben, werden für diese ebenfalls die jährliche

Energieerzeugung eingeschränkt. Dabei erfolgt die Einschränkung für *Energieträger* über die Einschränkung der jährlichen Energieerzeugung des Prozesses Import Energieträger.

Grenzwert für Treibhausgasemissionen Der Grenzwert für Treibhausgasemissionen ermöglicht es im Modell Obergrenzen für die jährlichen CO₂ - Emissionen anzugeben.

Installierte Leistung Im Modell wird die installierte Leistung der Kraftwerke angegeben sowie Einschränkungen für die maximale Leistung. Die installierte Leistung wird für das erste Jahr vorgegeben und ist danach ein Ergebnis der Optimierung. Die maximale Leistung wird z. B. für Windkraftanlagen vorgegeben, um die Potenzialgrenzen von Hessen zu berücksichtigen.

Maximale Zubaurate Über die maximale Zubaurate kann der jährliche Zubau von Kraftwerken (Leistung) beschränkt werden.

Min/Max Anteil an Output Commodity Versorgung Über diesen Parameter können die Anteile verschiedener Technologien am Gesamtverbrauch angegeben werden. Im hessischen Modell wird dieser genutzt, um den Technologie - Mix für den Wärme- und Verkehrssektor im ersten Jahr vorzugeben. Über diese Vorgabe ergibt sich als Ergebnis der Optimierung die installierte Leistung der einzelnen Technologien für das erste Jahr. Für Hessen sind im Wärme- und Verkehrssektor diese als Daten nicht vorhanden und werden über dieses Verfahren ermittelt und für die weiteren Jahre verwendet. Ab 2021 wird die Vorgabe aufgehoben und erlaubt eine Entscheidung über die zukünftigen Technologien, basierend auf der Optimierung und den endogenen Vorgaben.

Zeitliche Verfügbarkeit Über die zeitliche Verfügbarkeit wird vorgegeben zu welchem Zeitpunkt und in welchem Umfang eine Technologie im Modell nutzbar ist. Für VEE ergibt sich der Wert aus der jährlichen Energieerzeugung zu einem bestimmten Zeitpunkt geteilt durch die installierte Leistung in diesem Jahr. Für Pkws und Lkws ergibt sich der Wert über die Anzahl an Fahrzeugen im Straßenbetrieb geteilt durch den Gesamtbestand. Der Wert kann im Verlauf des betrachteten Zeitraums der Optimierung angepasst werden, um mögliche technologische Fortschritte oder andere Faktoren zu berücksichtigen. Zur Umsetzung wird der Code aus [17] verwendet.

Zeitliche Verteilung (Lastprofil) Dieser Parameter definiert das Verhältnis zwischen dem Energieertrag in einer bestimmten Zeitspanne und dem jährlichen Energieertragswert. Dieser wird verwendet, um zeitliche Bedarfsprofile für die Bedarfsprozesse zu definieren. Für den Verkehrssektor und die zusammengefassten Prozesse unter Wärmeerzeugung NT / INT / IMT / IHT wird für jede Technologie ein Lastprofil bestimmt. Die unterschiedlichen Technologien können sich, im Gegensatz zu Kraftwerken, nicht gegenseitig unterstützen und müssen das Lastprofil eigenständig erfüllen.

C-Rate Die C-Rate wird für Speicher genutzt, um die Lade- und Entladedauer im Modell zu beschreiben. Dafür wird in Min- und Max C-Rate unterteilt. Dabei besagt ein Wert von 1 C, dass ein Speicher in einer Stunde be- oder entladen werden kann. Geringere Werte führen zu einer längeren Entlade- und Beladedauer, wohingegen höhere Werte eine geringere Entlade- und Beladedauer bedeuten.

Selbstentladungsrate Die Selbstentladungsrate gibt an, mit wie viel Prozent pro Stunde der Speicher sich selbstständig entlädt.

Tabelle 2.4: Überblick über die verwendeten Conversion Processes im Modell

Conversion Process Gruppe	Input Commodity Gruppe	Output Commodity Gruppe	Conversion Processes
Import Energieträger	exogen	Energieträger, Strom	Import Lignite Coal / Hard Coal / Biogas / Biomass / Fossil Fuel / Waste / Electricity / Gas / Gas (PtG) / Fossil Fuel (PtL) / Green, Blue and Cyan Hydrogen
Stromerzeugung	Energieträger, exogen	Strom	Gas Single Cycle (SC) / Gas Engine / Gas Combined Cycle (CC) / Wind* / Run of River / Geothermal / Photovoltaic (PV) Building* / PV Ground Mounted* / BECCS Power Plant (PP)
KWK	Energieträger	Strom, Wärme (District Heat)	Lignite Coal / Hard Coal / Gas SC / Gas CC / Gas HP / Gas Small SC / Waste / Biomass / Biogas Combined Heat and Power (CHP) Plant, Hard Coal PP
Wärmeerzeugung NT (Haushalte und GHD)	Energieträger, Strom, exogen	Wärme (Decentral Heat LT)	Decentral Gas / Oil / Biomass Boiler, Decentral Heat Pump Air / Geothermal, Hydrogen Fuel Cell, Decentral Solarthermal Heating / Electric Heating / District Heat
Wärmeerzeugung Fernwärme	Energieträger, exogen, Strom, Wärme (Process Heat HT)	Wärme (District Heat)	Central Biomass / Gas Boiler, Central Heat Pump Air / Geothermal / Waste Heat, Central Electric / Solarthermal Heating
Wärmeerzeugung Industrie NT	Energieträger, Strom	Wärme (Process Heat LT)	Steam Boiler Gas / Biomass / Electric / Hydrogen, District Heat, Heat Pump Air (Process Heat)
Wärmeerzeugung Industrie MT	Energieträger, Strom	Wärme (Process Heat MT)	Steam Boiler Gas / Biomass / Coal / Biomass / Electric / Hydrogen, District Heat
Wärmeerzeugung Industrie HT	Energieträger, Strom	Wärme (Process Heat HT)	Direct Firing Natural Gas / Fuels / Coal / Electricity / Hydrogen / Biomethan
Pkw	Energieträger, Strom	Antrieb	Internal Combustion Vehicle (ICV) Liquid Fuel / Gas, Fuel Cell Electric Vehicle (FCEV), Battery Electric Vehicle (BEV)
Power-to-X	Strom	Strom, Energieträger (Hydrogen, Gas, Liquid Fossil Fuel)	AEL / PEM / SOEC Electrolysis, PtG / PtL Plant, Hydrogen SC / Engine / CC PP, Hydrogen Tank / Hydrogen Cavern Storage
Biomasse-to-X	Energieträger (Biomass, Biogas)	Energieträger (Hydrogen, Gas, Liquid Fossil Fuel, Biomethan)	Biomass to Gas / Hydrogen / Fossil Fuel, Biogas to Biomethan
Wärmespeicher	Wärme (Decentral Heat LT, District Heat LT)	Wärme (Decentral Heat LT, District Heat LT)	Steel Tank Central Heat / Pit Thermal Energy / Small Steel Tank Storage
Stromspeicher	Strom	Strom	Battery / Hydropower Storage
Verbrauch	Energieträger, Antrieb, Strom Wärme (Decentral Heat LT, Process Heat LT / MT / HT)	exogen	Demand Electricity / Decentral Heat/ Process Heat LT / MT / HT, Air Traffic Liquid Fuel / Air Traffic Hydrogen / Railway Electric / Railway Fuel / Railway Hydrogen / Shipping Liquid Fuel / Shipping Hydrogen / Public Transport Fuel / Public Transport Electric / Public Transport Hydrogen / Car Demand, Internal Combustion Truck (ICT) Liquid Fuel / Gas, Fuel Cell Electric Truck (FCET), Battery Electric Truck (BET), Overhead Line Truck, Internal Combustion Utilization Vehicle (ICU) Liquid Fuel / Gas, Fuel Cell Electric Utilization Vehicle (FCEU), Battery Electric Utilization Vehicle (BEU), DACCS Demand, Hydrogen Raw Material Demand

*Für diese Stromerzeugungstechnologien werden alte und neue (New) Technologien berücksichtigt, die sich in der Verfügbarkeit unterscheiden.

3 Szenarien und Randbedingungen

In diesem Kapitel werden zuerst die untersuchten Szenarien vorgestellt. In Kapitel 3.2 werden die politischen Rahmenbedingungen erläutert, die direkten Einfluss auf das Modell haben. Zuletzt werden in Kapitel 3.3 alle angesetzten Daten und Annahmen für die Szenarien erläutert.

3.1 Szenarien

Folgend werden die verschiedenen Szenarien vorgestellt, die betrachtet werden, um die hessische Energiewende in dieser Arbeit zu untersuchen. Die Optimierung erfolgt in fünf Jahresschritten. Dabei wird bis zum Jahr 2060 modelliert, um Fehlerquellen durch eine verkürzte Betrachtungsdauer zu minimieren.

Die Struktur der Szenarien ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Das BAU Szenario ist das grundlegende Szenario für alle weiteren Szenarien. Die Szenarien Referenz, Suffizienz und BANANA bauen auf diesem auf, unterscheiden sich aber in bestimmten Bereichen durch verschiedene Entwicklungen und Annahmen, die nachstehend erläutert werden. Neben den vier Hauptszenarien, werden für jedes Szenario Mini-Szenarien betrachtet. Darunter fallen die Szenarien Sens, H2LowCO2, H2LowCosts, H2HighCosts, NoImport, Import, PostRussia und Resilienz aus der Abbildung 3.1.

Die wesentlichen Annahmen sind den Tabellen 3.1, 3.4, 3.7 und 3.8 zu entnehmen.

3.1.1 Hauptszenarien

Nachstehend werden die vier Hauptszenarien BAU, Referenz, Suffizienz und BANANA grundlegend erläutert.

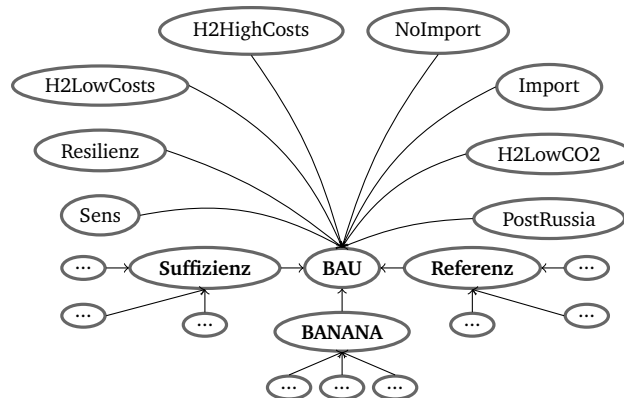


Abbildung 3.1: Struktur der Szenarien: Hervorgehobene Szenarien sind die Hauptszenarien. Die restlichen Szenarien sind Mini-Szenarien. Diese werden nicht für alle Hauptszenarien dargestellt aus Platzgründen.

Buisness As Usual (BAU) Das BAU Szenario untersucht, wie sich das hessische Energiesystem entwickelt unter den beschlossenen Maßnahmen zur Senkung der Treibhausgas (THG) - Emissionen. Dabei steht der beschlossene CO₂ - Preis im BEHG im Zentrum. Aktuelle Entwicklungen im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor werden weitergeführt.

Referenz Das Szenario Referenz bildet die Referenz zu den politischen Zielen in Hessen und Deutschland. Ein wichtiger Unterschied zum BAU Szenario ist, dass nicht die Auswirkungen der getroffenen politischen Maßnahmen untersucht werden, sondern die Entwicklung des Energiesystems, um die Klimaschutzziele aus dem Klimaschutzgesetz (KSG) zu erreichen. Allgemein gilt für das Referenz Szenario, dass die Ziele der neuen und alten Bundesregierung in die Annahmen übertragen werden, insofern dies das Optimierungsmodell zulässt.

Suffizienz Das Suffizienz Szenario untersucht, wie sich die Reduktion des Energieverbrauchs durch Verzicht und Veränderungen im Konsumverhaltens auf die Erreichung der Klimaschutzziele in Hessen auswirkt.

Unter Suffizienz wird in dieser Arbeit der bewusste Verzicht sowie die Veränderung des Konsumverhaltens mit dem Ziel der Reduktion der THG - Emissionen verstanden. Dabei ist unter Verzicht nicht die vollständige Niederlegung bestimmten Verhaltens zu verstehen.

Beispielsweise wird auf die Nutzung eines Pkws verzichtet, aber nicht auf Mobilität im Allgemeinen. Mögliche Rebound - Effekte durch Ersparnisse aus der Verhaltensänderung werden für das Modell ausgeschlossen. Die Definition für die Arbeit orientiert sich an den Ergebnissen aus [34]. Das methodische Vorgehen leitet sich aus [35] ab.

BANANA Das BANANA Szenario untersucht, wie eine Ablehnung von Großprojekten und ein Verharren auf vorhandenen Technologien das Erreichen der Klimaschutzziele in Hessen beeinflusst. Dabei werden aktuelle Entwicklungen einbezogen wie der stockende Ausbau von Windkraftanlagen sowie die Schwierigkeiten beim Bau von großen Infrastrukturprojekten. [23], [36]

3.1.2 Mini-Szenarien

Die bereits erwähnten Mini-Szenarien werden genutzt, um schwer abschätzbare Entwicklungen für die Zukunft zu untersuchen, die gleichzeitig einen hohen Einfluss auf die Entwicklung des Energiesystems haben. Die Mini-Szenarien beziehen sich immer auf ein Hauptszenario und folgen deswegen der Notation: Name des Mini-Szenarios, gefolgt vom Namen des Hauptszenarios (z. B. SensReferenz).

Sensitivitätsanalyse (Sens) Zur besseren Validierung des Modells werden geringere Kosten für *PV Ground Mounted*, *PV Building*, *Wind PP*, *Electrolysis*, *PtG*, *PtL* und *Hydrogen Fuel Cell*¹ angenommen. Für die Kosten der Technologien werden die Werte der dena Leitstudie verwendet. [9]

Unbegrenzter Import von Strom (Import) In diesem Mini-Szenario wird untersucht, wie der unbegrenzte Import von *Strom* das Energiesystem beeinflusst.

Hessen als (Strom-) Insel (NoImport) Das Mini-Szenario NoImport untersucht die Effekte durch einen verringerten Import von *Strom*.

¹Im gesamten Kapitel Szenarien und Randbedingungen werden Conversion Process und Commodity Gruppen sowie die darin aufgeführten Commodities und Conversion Processes textlich hervorgehoben.

Tabelle 3.1: Rahmenbedingungen der Szenarien

	Hessen 2020	BAU	Referenz	Suffizienz	BANANA
Entwicklung THG - Emissionen	-	-	Reduktionsziele zum Vergleichsjahr 1990 2030: 65 % 2040: 88 % 2045: 100 % (klimaneutral)		
CO₂ - Preis	-		2020: 5 €/tCO ₂ 2026: 65 €/tCO ₂	2021: 25 €/tCO ₂ 2045: 217 €/tCO ₂	

Kostenvariation Import von grünem Wasserstoff (H2LowCosts/H2HighCosts) In diesen Mini-Szenarien werden der Einfluss eines verringerten und erhöhten Preises für den Import von *Green Hydrogen* betrachtet.

Türkiser und Blauer Wasserstoff (H2LowCO2) Das Mini-Szenario H2LowCosts untersucht die Effekte von verringerten CO₂ - Intensitäten für *Blue* und *Cyan Hydrogen*.

Entwicklung in der Ukraine (PostRussia/Resilienz) Die Entwicklungen seit dem 24. Februar in der Ukraine haben zu einem Paradigmenwechsel in der westlichen Energiepolitik geführt. Aus diesem Grund werden die Entwicklungen über zwei Mini-Szenarien im Modell berücksichtigt. Die Effekte der kurzfristig stark angestiegenen Energiepreise werden im PostRussia Szenario untersucht. Dabei wird bewusst ein Mini-Szenario dafür gewählt und nicht die Kostenentwicklungen für die Hauptszenarien angepasst aufgrund der Unsicherheit der Lage und der Ungewissheit, wie lange die Preise auf diesem Niveau verbleiben. Im Resilienz Szenario werden für 2035 stark erhöhte Preise für den Import von *Energeträgern* und *Strom* angenommen, um zu untersuchen wie die Resilienzfähigkeit der unterschiedlichen Energiesysteme in den Hauptszenarien ist.

3.2 Politische Rahmenbedingungen

Im Folgenden werden die grundlegenden politischen Rahmenbedingungen erläutert, die in Hessen gelten und somit Auswirkungen auf das Modell haben.

Tabelle 3.2: Relevante Rahmenbedingungen Hessens für das Modell

Bevölkerung	2020: 6,3 Mio. 2040: 6,34 Mio.	2030: 6,3 Mio. 2045: 6,3 Mio.
Erwerbstätige	2020: 3,5 Mio. 2040: 3,22 Mio.	2030: 3,36 Mio. 2045: 3,15 Mio.
CO₂ - Emissionen (2019)	Emissionen Energiesektor: 34,2 Mio. t. CO ₂ -eq. Gesamtemissionen: 38,4 Mio. t. CO ₂ -eq.	
Erneuerbare Energien	Potenzial	Anteil Stromerzeugung (2020)
- Windkraft	14 GW	26 %
- Solarenergie	20 TWh	11 %
- Biomasse	10 TWh	6 %
- Biogas	2,8 TWh	6 %
- Wasserkraft	0,5 TWh	1,5 %
- Tiefe Geothermie	1 TWh	0 %
Politische Entscheidungen		
- Kohleausstieg	Beschlossener Kohleausstieg der Bundesregierung bis 2038	
- Ausstieg Kernenergie	Beschlossener Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022	
- Carbon Capture and Storage (CCS)	Unter der aktuellen Rechtslage außerhalb von Forschungsvorhaben nicht erlaubt	

3.2.1 Entwicklung Kennzahlen

Die Entwicklung des Primär- und Endenergiebedarfs ist an die Entwicklung der Bevölkerung und das Bruttoinlandprodukt (BIP) gekoppelt. [7] Die Entwicklung der Bevölkerung bis 2040 beruht auf [37]. Bis 2045, wird basierend auf [37], die Entwicklung der Bevölkerung angenommen. Die Zahl der Erwerbstätigen ergibt sich aus [38]. Von 2020 bis 2045 wird ein Rückgang der Erwerbstätigen um 10 % angenommen, beruhend auf [39].

3.2.2 CO₂ - Emissionen

Der aktuelle Stand der CO₂ - Emissionen in Hessen ist der Rahmen für die Reduktionsziele auf denen die Optimierung für das hessische Energiesystem basiert. Hessen hatte im Jahr 2019 energiebedingte THG - Emissionen von 34,2 Mio. t CO₂-eq.. [20], [40] Die

Tabelle 3.3: Übersicht über die Restemissionen aus der Landwirtschaft, der Abfallwirtschaft und den Industrieprozessen

	Stand 2020 (CO ₂)	Maßnahmen bis 2045 aus der Studie "Klimaneutrales Deutschland"	Annahme 2045 (CO ₂)
Prozessemissionen Industrie	658 kt	CCS Annahme: Abscheidungsgrad von 90 %	50 kt
Methangasemissionen	2.187 kt	Landwirtschaft: Reduktion Viehbestand, Ausweitung Ökolandbau Abfallwirtschaft: Reduktion Deponieemissionen, Ablagerungsverbot organischer Abfälle	1.231 kt
Lachgasemissionen	1.480 kt	Landwirtschaft: Anpassung Düngeverhalten, Ausweitung Ökolandbau	815 kt
Emissionen Landnutzung (LULUCF)	-4.810 kt	Abhängig vom Zustand der Wälder, Waldbewirtschaftung Derzeitige Entwicklung verläuft in die Richtung, dass der Wald die Fähigkeit der Kohlenstoffspeicherung immer weiter verliert.	+/- 0 kt

Betrachtung der Emissionen in den offiziellen hessischen Statistiken erfolgt auf Scope 1² Basis. [19], [41] Die Emissionen erhöhen sich auf 38,4 Mio. t CO₂-eq., falls die Methangas-, Lachgas- und prozessbedingten Emissionen der Industrie berücksichtigt werden. [42]

Diese Emissionen können nicht in der Optimierung reduziert werden, da diese nicht im Energiesystem anfallen. Hinzukommend werden in diesen Sektoren immer Restemissionen anfallen, die über Negativemissionen ausgeglichen werden müssen. [43], [44] Folgend sind die Annahmen zur Reduktion der Emissionen bis 2045 dargestellt, basierend auf den Ergebnissen der Studie [7].

In der Industrie fallen in Hessen hauptsächlich Prozessemissionen bei der Produktion von Zementklinker und Kalk an. [42] Für die Reduktion der Emissionen wird angenommen, dass Carbon Capture and Storage (CCS) genutzt wird mit einer angenommenen Abscheidungsrate von 90 %. [44], [45] Weiterhin wird basierend auf dem Trend von 1990 angenommen, dass die Emissionen um weitere 20 % im Vergleich zu 2020 reduziert werden. [42] Insgesamt ergeben sich Restemissionen von 50 kt in 2045. (siehe Tabelle

²Scope 1: Nur die Emissionen die in den Systemgrenzen entstehen werden berücksichtigt. In diesem Fall sind dies die Emissionen in den Landesgrenzen Hessens.

Scope 2: Die Emissionen die durch den Import von Energie außerhalb der Systemgrenzen entstehen, werden ebenfalls berücksichtigt. In diesem Fall sind dies die Emissionen des Imports aus dem deutschen Stromnetz.

3.3)

Die Methanemissionen entstehen hauptsächlich in der Landwirtschaft (48,5 %) und der Abfallwirtschaft (27,4 %). [42] Bis 2045 wird eine Reduktion in der Abfallwirtschaft von 80 % und in der Landwirtschaft von 45 % angenommen. [7] (siehe Tabelle 3.3)

In der Landwirtschaft fallen 76,3 % der Lachgasemissionen an, gefolgt von den Sektoren Verkehr, Abfall und Feuerungsanlagen. [42] Bis 2045 wird eine Reduktion um 45 % angenommen. (siehe Tabelle 3.3)

Der Sektor Land-Use, Land-Use Change and Forestry (LULUCF) führt im Jahr 2020 noch zu Negativemissionen. In den Jahren bis 2045 ist die Entwicklung abhängig von der Entwicklung des Waldes. [42] Verbleibt die Entwicklung auf dem aktuellen Niveau, kann sich der Sektor von einer Kohlenstoffsenke zu einer Kohlenstoffquelle entwickeln. (vgl. [7]) Aufgrund der Ungewissheit werden die Emissionen für 2045 nicht berücksichtigt, ähnlich dem aktuellen Vorgehen des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. [42]

In 2045 verbleiben somit unter den vorangegangenen Annahmen Emissionen von 2,1 Mio. t CO₂-eq..

3.2.3 CO₂ - Preis und Grenzwerte

Für alle Szenarien wird ein CO₂ - Preis definiert. Bis 2026 folgt dieser den Vorgaben des BEHGs. (siehe Tabelle 3.1) Für die darauffolgenden Jahre bis 2045, gilt die Annahme einer linearen Steigerung um 8 €/t. [46] Die CO₂ - Preise des European Union Emission Trading System (EU ETS) werden nicht beachtet. Dies ist zum einen darin begründet, dass im Optimierungsmodell nicht zwei CO₂ - Preise gleichzeitig betrachtet werden können. Zum anderen hat der Verkehrssektor und Wärmesektor den höchsten Anteil an den THG - Emissionen in Hessen und wird über den festgelegten CO₂ - Preis im BEHG abgedeckt.

Im BAU Szenario ist der CO₂ - Preis die einzige Vorgabe bzgl. der THG - Emissionen. Für das Referenz, Suffizienz und BANANA Szenario werden die Reduktionsziele für THG-Emissionen aus dem Bundes - KSG durch feste CO₂ - Obergrenzen für die Jahre 2030, 2040 und 2045 im Modell berücksichtigt. Die Obergrenzen werden aus den Reduktionszielen und den THG - Emissionen aus 1990 berechnet (42,6 Mio. t CO₂-eq.). [42]

3.2.4 Potenziale Erneuerbarer Energien

Neben den Emissionen sind die Potenziale für erneuerbare Energien von besonderer Wichtigkeit für das Modell, denn diese geben den maximal möglichen Ausbaukorridor für Hessen vor. Das Potenzial für Windenergie ist an die verfügbare Landesfläche gebunden. Nach dem aktuellen Landesentwicklungsplan sollen 2 % der Landesfläche für Windkraftanlagen bereitgestellt werden. [47] Daraus wird ein Potenzial von 28 TWh (14 GW) für Windenergie abgeleitet.³ Im Modell werden die 14 GW als maximale Leistung für *Wind PP* berücksichtigt. Dabei gelten die Annahmen, dass jede Windkraftanlage 10 ha Fläche benötigt und eine durchschnittliche Leistung von 3,5 MW hat. Für das BANANA Szenario wird eine weitere Einschränkung angenommen. Um den Widerstand gegen Windkraftanlagen im Modell darzustellen, wird die Ausbaurrate für *Wind PP* auf 100 MW pro Jahr beschränkt.

Basierend auf [48], [49] wird ein Potenzial für Solarenergie von 20 TWh angenommen. Im Modell wird zwischen PV Freiflächenanlagen (PV FFA) und Gebäudeanlagen unterschieden, woraus sich die Unterteilung in *PV Ground Mounted* und *PV Building* ergibt. Dabei gilt für die installierte und maximale Leistung im Modell ein Verhältnis von 1 (*PV Ground Mounted*) zu 10 (*PV Building*). Dies ist abgeleitet aus den Beschränkungen für den Bau von PV FFA auf benachteiligten Gebieten (35 MW pro Jahr), sowie dem bereits vorhandenen Verhältnis von FFA zu Gebäudeanlagen in Hessen. [50], [51]

In Hessen liegt für die Verwendung von Biomasse ein Potenzial von 10 TWh pro Jahr und für Biogas von 2,8 TWh pro Jahr vor. [52], [53] Die Potenziale werden im Modell über die maximal jährliche Energieerzeugung für die Prozesse *Import Biomass* und *Import Biogas* berücksichtigt. Die Nutzung von biogenen Treibstoffen wird im Modell nicht beachtet. Begründet ist dies, im geringen Potenzial von 0,6 TWh pro Jahr und den negativen Auswirkungen der Nutzung von importierter Biomasse und biogenen Treibstoffen. [52], [53] Der Import aus anderen Ländern wird ausgeschlossen aufgrund direkter und indirekter Landnutzungskonflikte durch den Anbau von Energiepflanzen. [54]

Das Potenzial von Wasserkraft liegt bei ca. 0,5 TWh pro Jahr [55]. Im Modell wird dies über die maximal jährliche Energieerzeugung des Prozesses *Run of River PP* dargestellt. Aus den Untersuchungen von [56]–[59] ergibt sich für Hessen ein Potenzial von 1 TWh pro Jahr für die Nutzung von tiefer Geothermie. Das Potenzial für Geothermie kann ebenfalls über die maximale jährliche Energieerzeugung dargestellt werden, teilt sich aber auf die Prozesse *Central Heat Pump Geothermal* und *Geothermal PP* auf.

³zweite Änderung des Landesentwicklungsplans Hessen 2000 nach § 4 Abs. 1 HLPG

3.2.5 CCS

Zuerst wird die aktuelle Lage zum Thema CCS betrachtet. In Deutschland (Hessen) ist nach der aktuellen Gesetzeslage CCS nur in Forschungsvorhaben erlaubt. [60] In der EU ist CCS als Klimaschutzoption festgeschrieben ⁴.

Aufgrund der aktuellen Rechtslage wird CCS in den Jahren bis 2040 nicht als Option im Modell betrachtet. Die Nutzung von CCS in Kraftwerken mit Brennstoffen wird nicht im Modell beachtet, aufgrund der weiterhin entstehenden CO₂ - Emissionen, der erhöhten Mengen an benötigten fossilen Rohstoffen sowie der Notwendigkeit des Grundlastbetriebs der Kraftwerke. [61] Die Option für CCS zur Erzeugung von Negativemissionen wird im Modell vor dem Hintergrund des Koalitionsvertrags beachtet, der für diese Anwendungen CCS als Option in Aussicht stellt. [62], [63] Im Modell erfolgt dies über die Prozesse *BECCS PP* und *DACCS Demand*.

3.2.6 Energiepolitische Einschränkungen

Der beschlossene Kohleausstieg führt dazu, dass im Modell Kohle ab 2038 nicht mehr nutzbar ist. [64] Aufgrund des politisch beschlossenen Ausstiegs wird Kernenergie im Modell nicht beachtet. [65]

Wasserstoff Die Möglichkeit zum Import von grünem Wasserstoff ist bestimmt durch die energiepolitischen Entwicklungen in anderen Staaten.

Für den Import von *Green Hydrogen* gilt die Annahme, dass dieser ab 2030 möglich ist. Dies ist begründet in der Analyse von [66], in der mögliche Exportländer für grünen Wasserstoff betrachtet werden und deren aktuelle energiepolitischen Ziele. Aus der Analyse ergibt sich, dass ein Import bis 2030 unwahrscheinlich ist. Das ist zum einen in dem nicht vorhandenen Überschuss an erneuerbarer Energie zur Produktion von Wasserstoff in diesen Ländern begründet. Der Strom aus erneuerbaren Energien wird zuerst für die Dekarbonisierung des eigenen Landes genutzt und nicht um grünen Wasserstoff herzustellen und zu exportieren. Zum anderen führen die Autoren*innen in [66] aus, dass die notwendige Infrastruktur für den Transport nicht bereitsteht. Unabhängig von der Studie erfolgte für die Arbeit die Betrachtung der Wasserstoffstrategien Norwegens und Großbritanniens. Ähnlich zur deutschen Wasserstoffstrategie liegt der Fokus in den Ländern

⁴Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Paralements und des Rates

darauf eine eigene Wasserstoffwirtschaft aufzubauen. [67] In keiner der Strategien wird ein möglicher Export des Wasserstoffes bis 2030 in Erwägung gezogen. Für 2040 wird in den untersuchten Strategien ein optimistisches Bild für den Export von Wasserstoff gezeichnet. [68]–[70] Trotzdem werden für *Green Hydrogen* keine Einschränkungen im Zeitraum von 2030 bis 2040 bzgl. der Importmenge getroffen. Inwiefern ein Import erfolgt, ist ein Ergebnis der Optimierung und der angenommenen Kosten.

3.3 Verwendete Daten

Folgend werden alle Annahmen dargestellt, die für die Modellierung gelten. Dabei richtet sich die Erläuterung nach der Struktur aus Abbildung 2.4 und Tabelle 2.4.

Die nachstehend erwähnten Kostenentwicklungen und Parameter sind im Anhang visualisiert dargestellt.

3.3.1 Energieträger

Die CO₂ - Intensität von *Hard Coal*, *Lignite Coal*, *Gas*, *Biomass*, *Biogas* und *Waste* sind aus [33] entnommen. Für den Import von *Strom* ergibt sich die CO₂ - Intensität für 2020 aus [71]. Die Entwicklung der CO₂ - Intensität für den Import von *Strom* im BAU Szenario basiert auf [17]. (siehe Tabelle 3.4) Für das Referenz, Suffizienz und BANANA Szenario erfolgt die Senkung der THG - Emissionen des deutschen Strommixes entsprechend der Ziele der deutschen Bundesregierung [62]. Aus einem Vergleich des CO₂ - Emissionsfaktors und des Anteils von erneuerbaren Energien am Strommix von 1990 bis 2020 lässt sich ableiten, dass diese linear zueinander verlaufen. Aus diesem Grund wird angenommen, dass bei einem Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Strommix und einer voranschreitenden Umstellung von Kohle auf Gas als Brennstoff in den Kraftwerken, die CO₂ - Intensität gegenüber 1990 um 80 % (150 gCO₂-eq./kWh) sinkt. Bis 2040 führt dies zu einer Senkung um 95 % (38 gCO₂-eq./kWh) und um 100 % (0 gCO₂-eq./kWh) bis 2045. [71] (siehe Tabelle 3.4) Der Anteil erneuerbarer Energien basiert auf dem ausgegebenen Ziel im Koalitionsvertrag, der seit 2021 im Amt tätigen Bundesregierung. [62]

Für das Modell wird die Annahme getroffen, dass der Import von *Strom* nicht über den Wert aus dem Jahr 2020 steigen kann. Eine Ausnahme bildet das BANANA Szenario, in diesem können in 2030 30 TWh *Strom* importiert werden. Ab 2030 wird in allen Szenarien eine lineare Reduktion des Imports bis 2040 angenommen. In 2040 liegt der maximale

Tabelle 3.4: Annahmen Stromsektor

	Hessen 2020	BAU	Referenz	Suffizienz	BANANA
Beschränkung Ausbaurate Erneuerbarer Energien	-	-	-	-	Max. Zubau Windkraftanlagen: 100 MW pro Jahr
CO₂- Intensität Stromimport (g CO₂-eq./kWh)	2020: 408	2030: 234 2040: 99 2045: 74		2030: 150 2040: 38 2045: 0	
*Verbrauchsreduktion (%)		10	15	30	15
*Verbrauch in TWh (Demand Electricity)	36	32,4	30,6	25,2	30,6

**Die Werte für die Szenarien beziehen sich auf das Jahr 2050*

Import von *Strom* bei 15 % des angesetzten Stromverbrauchs (*Demand Electricity*) für die einzelnen Szenarien. (siehe Tabelle 3.4) Im Mini-Szenario Import gilt die Annahme, dass es keine Einschränkung für den Import von *Strom* gibt. Wohingegen im Mini-Szenario NoImport bereits in 2030 der Import auf 6 TWh eingeschränkt wird und ab 2040 der Import von *Strom* nicht mehr möglich ist.

Im Prozess *Import Electricity* liegen die Kosten für den Import von *Strom* in 2020 bei 40,5 €/MWh. [72] Für die Jahre bis 2045 erfolgt eine Abschätzung auf Grundlage von [9], [73], [74]. Im Modell werden die Strompreise des Großhandels verwendet, eine weitere Unterteilung für Haushalte und Industrie erfolgt nicht. Steuern und weitere Abgaben werden in den Preisen für den Import von *Energieträgern* und *Strom* nicht berücksichtigt, einzig der erwähnte CO₂ - Preis gilt für alle Szenarien. (siehe Kapitel 3)

Für die restlichen Prozesse zusammengefasst unter *Import Energieträger* beruhen die Kosten auf [6], [9], [75]–[78]. Aufgrund der gesetzlichen Förderungen und der Verpflichtungen zur Behandlung von Bioabfall gilt für den Prozess *Import Biogas* die Annahme, dass der Bezug ohne Kosten möglich ist.^{5 6}

Ausgenommen davon sind die Kosten für den Import von Wasserstoff, die folgend erläutert werden. Im Modell werden drei verschiedene Arten von Wasserstoff betrachtet, die Unterteilung erfolgt aufgrund der Herstellungsweise. (siehe Tabelle 3.5) Durch die

⁵§39 EEG

⁶§2-3 Bioabfallverordnung

Tabelle 3.5: Überblick über die berücksichtigten Wasserstoffe

Farbe	Herstellung	CO ₂ - Intensität
Blau	Dampfgasreformierung mit CCS	90 - 500 g/CO ₂
Türkis	Thermische Spaltung; Abscheidung von festem Kohlenstoff	0 - 450 g/CO ₂
Grün	Elektrolyse mit erneuerbaren Strom	0 g/CO ₂

unterschiedlichen Herstellungsweisen ergeben sich Differenzen in den Kosten und CO₂ - Intensitäten, die nachstehend erläutert werden.

Für *Green Hydrogen* wird die Annahme getroffen, dass bei der Verwendung keine THG - Emissionen entstehen. Dasselbe gilt für den Import von *Liquid Fossil Fuel* aus PtL Verfahren und *Gas* aus PtG Verfahren, die klimaneutralen Wasserstoff verwenden. Bei türkisen und blauen Wasserstoff entsteht der Wasserstoff unter Zuhilfenahme von CCS - Technologien. Die Herstellung von blauen Wasserstoff erfolgt über die konventionelle Dampfgasreformierung mit anschließender Abscheidung des gasförmigen CO₂. Bei der Herstellung von türkisem Wasserstoff wird Gas thermisch in die Produkte Wasserstoff und festen Kohlenstoff gespalten. [79]

Das Problem bei blauem Wasserstoff ist, dass der Abscheidungsgrad nicht bei 100 % liegt und somit THG - Emissionen entstehen. Bei blauem und türkisem Wasserstoff entstehen unabhängig vom Verfahren THG - Emissionen in der Anlage durch die Verflüchtigung von Methan, die abhängig vom verwendeten Stand der Technik sind. [79] Weiterhin hat die Art und Weise der Energiebereitstellung für die Produktion maßgeblichen Einfluss auf die THG - Emissionen. Aus diesen Gründen ist eine definitive Aussage über die CO₂ - Intensität nicht möglich. In Abhängigkeit der Annahmen zu diesen Punkten können große Diskrepanzen zwischen den CO₂ - Intensitäten entstehen. (siehe Tabelle 3.5) Die Abschätzung in der Tabelle basiert auf den Ergebnissen von [30], [79]–[81]. Um die Unterschiede in den Emissionen zu berücksichtigen, wird das Mini-Szenario H2LowCO₂ genutzt, um die Auswirkungen geringerer THG - Emissionen zu untersuchen. In diesem Mini-Szenario gilt die Annahme, dass *Cyan Hydrogen* klimaneutral ist. Die CO₂ - Intensität von *Blue Hydrogen* reduziert sich auf 90 gCO₂-eq./kWh. Für alle anderen Szenarien wird für *Blue Hydrogen* eine CO₂ - Intensität von 200 gCO₂-eq./kWh und für *Cyan Hydrogen* eine CO₂ - Intensität von 170 gCO₂-eq./kWh angenommen.

Die Importpreise von Wasserstoff sind abhängig von der geographischen Lage der Herkunftsländer, da diese die jährlich erzeugbare Menge an Strom aus PV- und Windkraftanlagen sowie den Transportweg und die Transportdistanz beeinflusst. Aus diesem Grund

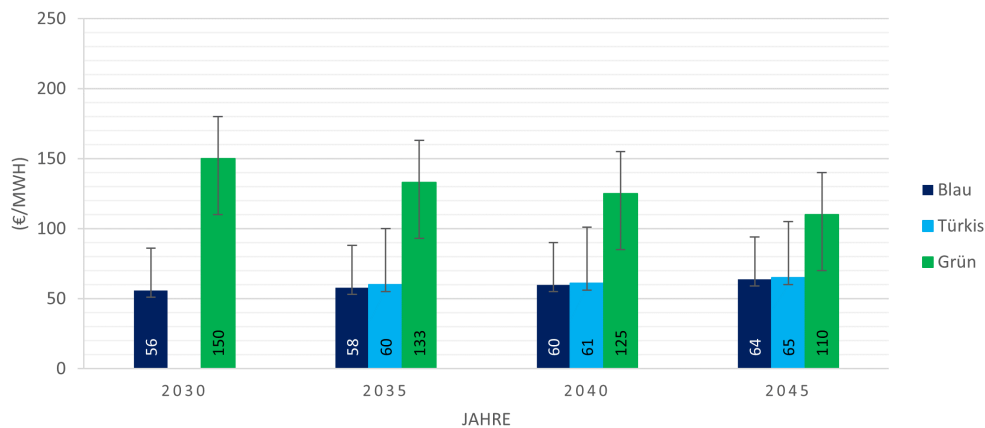


Abbildung 3.2: Übersicht über die angesetzten Preise für den Import von Wasserstoff

werden die Effekte von unterschiedlichen Importpreisen für Wasserstoff mithilfe von Szenarien untersucht. [31]

Im Mini-Szenario H2LowCosts werden geringere Kosten für *Green Hydrogen* von 105 €/MWh⁷ in 2030 und 70 €/MWh in 2050 betrachtet. Im Szenario H2HighCosts werden für 2030 Kosten von 170 €/MWh und für 2050 von 115 €/MWh angenommen. [31], [83] Für die Hauptszenarien wird ein Preis von 150 €/MWh in 2030 und 100 €/MWh in 2050 angenommen. Für den Import von klimaneutralem *Gas* aus PtG Anlagen liegt der Preis 2030 bei 200 €/MWh und in 2050 bei 125 €/MWh. Für klimaneutrales *Liquid Fossil Fuel* aus PtL Anlagen wird ein Preis von 220 €/MWh in 2030 und von 150 €/MWh in 2050 angenommen. [83] Die Preisänderungen für den Import von *Green Hydrogen* in den Mini-Szenarien werden ebenfalls für klimaneutrales *Gas* und *Liquid Fossil Fuel* berücksichtigt.

Die Kosten für *Blue* und *Cyan Hydrogen* basieren auf [31] und dem angesetzten Preis für *Gas*.

Für die Mini-Szenarien PostRussia und Resilienz werden die erhöhten Kosten für den Import von *Gas*, *Electricity*, *Liquid Fossil Fuel*, *Blue* und *Cyan Hydrogen* auf Basis von [84]–[88] abgeleitet.

⁷Die Umrechnung von Wasserstoff in €/kg zu €/MWh folgt dem Verhältnis 1 zu 30, basierend auf [82].

Tabelle 3.6: Anlagentypen der Kraft-Wärme-Kopplung

Name	Conversion Process	Wirkungsgrad (thermisch)	Wirkungsgrad (elektrisch)
Heizkraftwerk	Gas Heat Plant CHP	50 - 60 %	20 - 30%
Blockheizkraftwerk	Gas Small Single Cycle / Gas Single Cycle CHP	40 - 45%	40 - 45%
Kraftwerk	Gas Combined Cycle CHP	20 - 30%	50 - 60 %

3.3.2 Stromerzeugung

Die Investitionskosten, Betriebskosten und weiteren Parameter für die Technologien der *Stromerzeugung* und *KWK* basieren auf [6], [7], [9], [10], [13], [61], [75], [76], [83], [89]–[101]. Unter weiteren Parametern werden fortlaufend der Wirkungsgrad, die technische Verfügbarkeit und die technische Lebensdauer zusammengefasst. Auf bestimmte Parameter wird folgend gesondert eingegangen, da diese Annahmen unterliegen.

Für die Technologien der *Stromerzeugung* basiert die installierte Leistung auf [19], [102]–[104].

Für den *Demand Electricity* wird das Lastprofil der TenneT für die Regelzone Deutschland verwendet. [105] Die Regelzone der TenneT umfasst nicht nur Hessen, sondern auch Bundesländer die Offshore-Windkraftanlagen betreiben. Um eine höhere Genauigkeit zu erreichen, wird der Anteil der Offshore-Windkraftanlagen herausgerechnet. Die Verfügbarkeit und das Lastprofil von *Wind PP* beruhen ebenfalls auf den Werten der TenneT. [26] Wie beim Strom beziehen sich die Werte auf die gesamte Regelzone, somit werden die Werte der Offshore-Windkraftanlagen ebenfalls herausgerechnet. Für die Verfügbarkeit und das Lastprofil von *PV Building / Ground Mounted* und der Verfügbarkeit von *Solar-thermal Heating* liegen Werte der TenneT nur für Hessen vor. [25] Für neue (New) *Wind PP*, *PV Building* und *PV Ground Mounted* wird eine höhere Verfügbarkeit angenommen, die auf den Ergebnissen von [106] beruht.

In Hessen liegen verschiedene Kraftwerkstypen der *KWK* vor, die sich durch unterschiedliche Wirkungsgrade auszeichnen. Im Modell wird deshalb in drei Kraftwerkstypen unterteilt, siehe Tabelle 3.6. [90]

Die Aufteilung der installierten Leistung für *KWK* entsprechend der Anlagentypen basiert auf [102], [107]–[111].

Die Anlagendaten bestehender Müllheizkraftwerke (MHKW) in Hessen sind die Grundlage für den Wirkungsgrad von *Waste CHP*. [108], [112], [113] Weiterhin wird angenommen, dass die Energieerzeugung aus der Verbrennung von Abfall um 40 % bis 2045 zurückgeht. Begründet ist die Annahme in einer Ausweitung der Kreislaufwirtschaft und Veränderungen in den Verhaltensweisen im Umgang mit Abfall.

Aus den Daten der Bundesnetzagentur zur Inbetriebnahme der Kraftwerke wird die Stilllegung der fossilen Kraftwerke abgeleitet. [102], [114] Daraus ergibt sich die Annahme, dass die Stilllegung von vorhandenen MHKW und Gas Kraftwerken bis 2040 erfolgt. Der Rückbau von Photovoltaik (PV)- und Windkraftanlagen leitet sich aus [115] ab.

Für das BAU Szenario gilt im Stromsektor die Annahme, dass der *Demand Electricity* bis 2050 um 10 % reduziert wird. Die Annahme beruht auf den Zielen der Bundesregierung, den Strombedarf von 2008 um 10 % bis 2020 und um 25 % bis 2050 zu senken sowie sich abzeichnenden Entwicklungen im Strombedarf. [116]–[118] Der angenommene Bedarf bezieht sich auf das Jahr 2020. Eine mögliche Erhöhung durch die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors wird nicht berücksichtigt. Für das Referenz und BANANA Szenario wird eine Reduktion von 15 % bis 2050 angenommen.

Im Suffizienz Szenario wird eine Reduktion des *Demand Electricity* um 30 % bis 2050 angenommen. Die Reduktion ist begründet in der Kombination von Effizienz und Suffizienz Maßnahmen. In [34], [119], [120] wird gezeigt, dass durch diese Kombination eine potenzielle Reduktion des Strombedarfs von 70 - 80 % in Haushalten möglich ist. Die angenommene Reduktion des Strombedarfs ist geringer, da für die Sektoren GHD und Industrie diese Reduktionspotenziale als nicht umsetzbar angenommen werden.

3.3.3 Wärmeerzeugung NT (Haushalte und GHD)

Die Kosten und weiteren Parameter für Technologien der *Wärmeerzeugung NT (Haushalte und GHD)* ergeben sich aus [6], [76], [89], [96], [97], [99], [121], [122]. Für Wärmepumpen wird eine konstante Jahresarbeitszahl angenommen. Der Einfluss von Temperaturschwankungen in einem Jahr wird nicht beachtet. Unter Einbezug von [123], [124] gilt die Annahme, dass Wärmepumpen ebenfalls in Bestandsgebäuden mit den angesetzten Jahresarbeitszahlen eingesetzt werden können.

Im Modell werden Haushalte und GHD gemeinsam betrachtet. Die Gebäudegröße hat keinen Einfluss auf die gewählten Parameter. Das Lastprofil für Technologien der *Wärmeerzeugung NT (Haushalte und GHD)* und den *Demand Decentral Heat* basiert auf [125].

Für Technologien der *Wärmeerzeugung NT (Haushalte und GHD)* sind keine Daten für die installierte Leistung vorhanden. Der Anteil am Verbrauch ist bekannt und wird genutzt, um über das Optimierungsmodell die installierte Leistung zu ermitteln. Die Anteile am Verbrauch beruhen auf [19].

Folgend werden die Annahmen zur Simulation des Wärmebedarfs für die einzelnen Szenarien erläutert. Die Werte für die Aufteilung der Wohnfläche in EZFH und MFH ergeben sich aus [126]. Zur Abschätzung der zukünftigen Wohnfläche für sanierte Gebäude und Neubauten werden die Werte für die Wohnfläche pro Person aus [7] genutzt. Der Energiebedarf pro m² für Neubauten und sanierte Gebäude ist aufgeteilt in EZFH und MFH und bezieht sich ebenfalls auf [7]. Die Abschätzung für die Wohnfläche ist validiert über die Ergebnisse aus [37]. Für nicht sanierte Gebäude erfolgt eine Abschätzung auf Grundlage von [127], [128]. Für die Entwicklung der Gewerbefläche werden die Werte für die Fläche je Erwerbstätigen aus [7] übernommen. Der Energiebedarf pro m² für Neubauten und sanierte Gebäude bezieht sich ebenfalls auf [7].

Für alle Szenarien wird angenommen, dass die Sanierungsrate in 2020 bei 1 % liegt. (vgl. [7]) Für das BAU und BANANA Szenario wird angenommen, dass die Sanierungsrate für Haushalte und GHD linear auf 1,6 % in 2045 steigt. Im Referenz Szenario steigt die Sanierungsrate für Haushalte entsprechend der Vorgaben des hessischen Energiezukunftsgesetzes auf 2,6 % in 2045. Im Gewerbe erfolgt eine Steigerung bis 2045 auf 2,2 %. Die Wohnfläche pro Person steigt im BAU, Referenz und BANANA Szenario bis 2045 von 47 auf 51,1 m²/P. (siehe Tabelle 3.7) In allen Szenarien reduziert sich die Gewerbefläche je Erwerbstätigen von 64 auf 59 m²/E in 2045. Die Kosten für die Sanierung werden über die sanierte Wohnfläche pro m² bestimmt, basierend auf den Werten von [6].

Suffizientes Verhalten wird durch zwei Parameter berücksichtigt. Zum einen erfolgt eine lineare Reduktion der Fläche pro Einwohner auf 42 m² pro Person bis 2045. [129] Zum anderen wird unter Abhängigkeit des Gebäudezustandes eine Reduktion des Wärmeverbrauchs angenommen. Für nicht sanierte Gebäude erfolgt eine Reduktion des Wärmeverbrauchs um 30 %. Für Neubauten und sanierte Gebäude liegt die Reduktion bei 10 % aufgrund des bereits verringerten Verbrauchs durch effizientere Technologien. Die Annahmen basieren auf [34], [130], [131]. Für den GHD - Sektor wird eine Reduktion im Verbrauch um 15 % für nicht sanierte Gebäude und um 10 % für Neubauten und sanierte Gebäuden angenommen. Die Sanierungsrate steigt linear für Haushalte auf 1,8 % und für GHD auf 2 % bis 2045.

Tabelle 3.7: Annahmen für den Wärmeverbrauch der Haushalte und GHD

	Annahmen	Hessen 2020	*BAU	*Referenz	*Suffizienz	*BANANA
Wohnfläche						
	Bewohnte Wohnfläche pro Einwohner (m ² /P)	47	51,1	51,1	42	51,1
	Wohnfläche (Mio. m ²)	298	322	322	264	322
	- Anteil EZFH (%)	40	40	40	40	40
	- Anteil MFH (%)	60	60	60	60	60
	Fläche je Erwerbstätigen (m ² /E)	64	59	59	59	59
	Nutzfläche (Mio. m ²)	224	185	185	185	185
Sanierung						
	Sanierungsrate Haushalte (%)	1	1,6	2,6	1,8	1,6
	Sanierungsrate Gewerbe (%)	1	1,6	2,2	2	1,6
	Sanierungstiefe (kWh/m ²)					
	- EZFH / Gewerbe	75	61	61	61	61
	- MFH	58	43	43	43	43
Verbrauch						
	Haushalte (nicht saniert) (kWh/m ²)	177	177	177	177	177
	Haushalte (Neubau) (kWh/m ²)					
	- EZFH / Gewerbe	50	28	28	28	28
	- MFH	36	25	25	25	25
	Gewerbe (nicht saniert) (kWh/m ²)	135	135	135	135	135
	Verbrauchsreduktion durch Verhaltensänderung (%)					
	- Haushalte	-	-	-	Neubau: 10 % Saniert: 15 % Nicht saniert: 25 %	-
	- GHD	-	-	-	Saniert: 10 % Neubau: 10 % Nicht saniert: 15 %	-
	Verbrauch Haushalte + GHD (Demand Decentral Heat LT) (TWh/a)	62,4	41,5	33,4	27	39,1

*Werte für die Szenarien beziehen sich auf das Jahr 2045

3.3.4 Wärmeerzeugung Fernwärme

Die Kosten und weiteren Parameter für die Technologien zur *Wärmeerzeugung Fernwärme* ergeben sich aus [76], [96], [97], [121]. In der Kostenbetrachtung werden die Kosten für das Fernwärmenetz und den Anschluss zur Nutzung berücksichtigt und beruhen auf [6], [122].

In Hessen liegt der Anteil von Fernwärme an der Wärmeerzeugung bei 15 %. Bis 2050 wird angenommen, dass der Anteil von *District Heat* am *Demand Decentral Heat* maximal 30 % betragen kann. [20], [28], [132], [133] Der Anstieg von 15 auf 30 % erfolgt linear.

3.3.5 Wärmeerzeugung Industrie (NT-HT)

Die Kosten und weiteren Parameter für die *Wärmeerzeugung INT / IMT / IHT* basieren auf [6], [97], [134].

Für Hessen liegt keine klare Datenlage vor, wie sich die Prozesswärme auf den Nieder-, Mittel - und Hochtemperaturbereich aufteilt. Aus diesem Grund werden vorhandene Erkenntnisse aus [135] genutzt, um eine Abschätzung für Hessen zu treffen. Aus dem Anteil der einzelnen Industriebereiche (Chemie, Metallerzeugnisse etc.) an den THG - Emissionen wird auf den Gesamtanteil an der Prozesswärme geschlossen [42]. Über Werte aus [135] und [136] kann ermittelt werden zu welchen Anteilen ein Temperaturniveau in einem Industriebereich erreicht wird. Dementsprechend erfolgt die Aufteilung des Bedarfs in *Demand Process Heat LT* (4 TWh), *Demand Process Heat MT* (5,2 TWh) und *Demand Process Heat HT* (10,3 TWh).

Bis 2045 gilt die Annahme, dass der Wärmeverbrauch konstant ist, unabhängig vom Temperaturniveau. Für den jeweiligen *Bedarf* wird ein konstantes Lastprofil angenommen. (vgl. [137])

Im Modell kann Abwärme über eine Wärmepumpe für den Niedertemperaturbereich der Fernwärme genutzt werden. Die Kosten und Parameter für den Prozess *Central Heat Pump Waste Heat* ergeben sich aus [96].

3.3.6 Verkehr

Personenverkehr Die Kosten und weiteren Parameter für *Pkw*⁸ beziehen sich auf [6], [7], [9], [76], [138], [139]. Im Modell erfolgt keine Betrachtung von batterieelektrischen Fahrzeugen zum Lastausgleich. Das Be- und Entladen folgt dem Lastprofil. [137] Für die Prozesse zusammengefasst unter *Pkw* wird die Verfügbarkeit und das Lastprofil aus [140] abgeleitet. Die Verbrauchswerte für Verbrennungsmotoren sind aus [7], [138], [141] abgeleitet. Für das BANANA Szenario werden höhere Verbrauchswerte für *BEV* und *ICV* angenommen, um den Trend zu SUVs zu berücksichtigen. [138] Der Fahrzeugbestand an Pkws und die Fahrleistung in 2020 beruhen auf [19], [142]. Für *Pkw* wird unabhängig von der Antriebstechnologie eine Leistung von 90 kW angenommen. [138] Der Besetzungsgrad von Pkws ist [143] entnommen.

Für den Verkehrssektor beziehen sich die meisten Werte auf das Jahr 2050. Dies ist begründet in der Datenlage. Die Werte der Verkehrsleistung für den Personenverkehr werden aus den Zahlen für Deutschland abgeleitet. Die Verkehrsleistung für den Personenverkehr in Deutschland im Jahr 2020 wird [144], [145] entnommen. Weiterhin wird ein konstantes Lastprofil für die unter *Bedarf* zusammengefassten Conversion Processes angenommen. Die Verbrauchswerte sind für den Schienen- und Flugverkehr aus [9] entnommen. Für den Busverkehr werden die Werte aus [27], [141] abgeleitet. Für den Personenverkehr gilt die Annahme, dass Hessen einen Anteil von 7 % an der deutschen Verkehrsleistung hat. Die Annahme beruht auf dem Verhältnis, das sich ergibt, wenn der Bestand an Pkw oder die Bevölkerung zwischen Hessen und Deutschland verglichen wird. [19], [142]

Der nationale Flugverkehr bildet hier eine Ausnahme, da aufgrund des Flughafens in Frankfurt ein Anteil an der Verkehrsleistung von 15 % angenommen wird. Dieser basiert auf der Abschätzung aus den THG - Emissionen des nationalen Flugverkehrs für Hessen. [42]

Der Schienenverkehr wird in elektrische und brennstoffbasierte Antriebe aufgrund der nicht elektrifizierten Gleisabschnitte in Hessen unterteilt. Für Hessen ergibt sich aus [146] ein Elektrifizierungsgrad des Schienennetzes von 67 %. Aus einem Vergleich mit Werten für Deutschland wird angenommen, dass 90 % der Verkehrsleistung elektrifiziert erfolgt. [147]

⁸Werden Pkws als *Pkw* textlich hervorgehoben, beziehen sich die Werte auf die Optimierung. Wird allgemein von Pkws und anderen Verkehrssektoren ohne textliche Hervorhebung geschrieben, beziehen sich die Werte auf die Simulation.

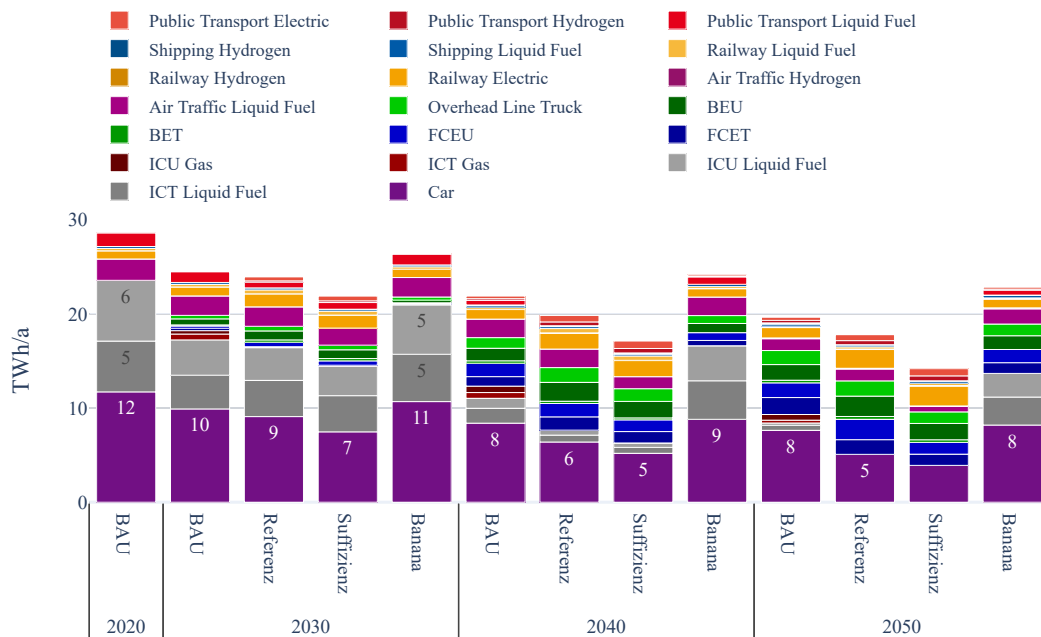


Abbildung 3.3: Für Pkw wird nicht der Endenergieverbrauch dargestellt, sondern der Energieverbrauch für den Antrieb (*Car Demand*).

Für das BAU und Referenz Szenario verbleibt die Gesamtverkehrsleistung im Personenverkehr etwa auf dem Niveau von 2020. Für das BAU Szenario orientiert sich die Entwicklung der Verkehrsleistung an den Ergebnissen aus [9]. Für das Referenz Szenario orientieren sich die Annahmen an den Ergebnissen von [7]. (siehe Tabelle 3.8)

Im Suffizienz Szenario orientieren sich die Annahmen an den Ergebnissen von [148]. Die getroffenen Annahmen führen zu einer Verkehrswende vom Individual zum öffentlichen Verkehr. Dies hat eine Reduktion der Verkehrsleistung im Personenverkehr von 15 % zur Folge.

In [148], [149] wird ein Vergleich der Annahmen verschiedener Studien zur Verkehrsleistung dargestellt. Basierend auf den Höchstwerten erfolgen die Annahmen für das BANANA Szenario. Bis 2030 erhöht sich die Verkehrsleistung im Personenverkehr um 10 % und verbleibt auf diesem Niveau.

Bis 2030 wird eine Steigerung des Bestandes der Pkw auf 4,13 Mio. Fahrzeuge (FZ) im

BAU und BANANA Szenario angenommen. Im Referenz Szenario verbleibt der Bestand bis 2030 auf 3,75 Mio. FZ, wohingegen im Suffizienz Szenario für den Bestand ab 2020 eine Reduktion erfolgt. Bis 2050 reduziert sich der Bestand im BAU Szenario auf 3,66 Mio. FZ, im BANANA Szenario auf 3,75 Mio. FZ, im Suffizienz Szenario auf 1,88 Mio. FZ und im Referenz Szenario auf 2,44 Mio. FZ. Für das BANANA Szenario gilt weiterhin die Annahme, dass *ICV Liquid Fuel* einen Anteil von 30 % am *Car Demand* haben.

Die verringerte Verkehrsleistung der Pkws im Suffizienz und Referenz Szenario wird ausgeglichen durch die erhöhte Verkehrsleistung im Schienenverkehr. Bis 2030 wird eine Verdopplung und bis 2050 eine Verdreifachung der Verkehrsleistung angenommen im Vergleich zu 2020. Die Entwicklung der Verkehrsleistung für ÖSPV, Fuß-/ Radverkehr und Schienenverkehr verbleibt auf dem Niveau von 2020 bis 2050 im BAU und BANANA Szenario.

Für den ÖSPV wird im Referenz Szenario eine Steigerung der Verkehrsleistung um ca. 60 % bis 2050 angenommen. Gegenüber 2020 erfolgt eine Steigerung des Fuß- und Radverkehrs um ca. 50 % bis 2050. Im Suffizienz Szenario kommt es zu einer Ausweitung des Fuß- und Radverkehrs um 60 % im Vergleich zu 2020. Die Verkehrsleistung im ÖSPV wird verdoppelt bis 2050.

In der Abbildung 3.3 sind die Ergebnisse der Annahmen (Endenergieverbrauch) für den Verkehrssektor dargestellt. Die Namen entsprechen den Conversion Processes.

Güterverkehr Die Verkehrsleistung für den Güterverkehr in Deutschland im Jahr 2020 wird [144] entnommen. Für den Luftverkehr, Schienenverkehr und Binnenschiffverkehr werden die Verbrauchswerte aus [9] verwendet. Die Verbrauchswerte für Lkw und LNF ergeben sich aus [141], [150], [151]. Die Verfügbarkeit und das Lastprofil für *ICT*, *FCET*, *BET*, *ICU*, *FCEU* und *BEU* ergeben sich aus [140]. Für den *Bedarf* des restlichen Güterverkehrs wird ein konstantes Lastprofil angenommen.

Der Faktor für das Transportgewicht der Lkw und LNF wird aus dem Verhältnis der Verkehrsleistung in Tonnenkilometer und der Fahrleistung aus dem Jahr 2020 ermittelt.

Aufgrund des hohen Durchgangsverkehrs in Hessen wird für Lkw ein Anteil von 9 % an der deutschen Fahrleistung angenommen. [19] Für LNF wird ein Anteil von 7 % angenommen. [142] Die Fahrleistung und der Fahrzeugbestand ergeben sich für 2020 aus [142]. Für den restlichen Güterverkehr gilt ebenfalls die Annahme, dass der Anteil an der deutschen Verkehrsleistung 7 % ist.

Tabelle 3.8: Annahmen für den Verkehrssektor

Annahmen	Hessen 2020	*BAU	*Referenz	*Suffizienz	*BANANA
Fahrzeugbestand + Fahrleistung					
Bestand Pkw in Mio. (FZ)	3,75	3,66	2,44	1,88	3,75
Jährliche Fahrleistung (FZkm/a)	13.500	14.175	14.175	14.175	14.850
Bestand Lkw (FZ)	19.113	23.892	23.892	18.157	27.714
Jährliche Fahrleistung (FZkm/a)	93.136	88.479	88.479	88.479	97.793
Bestand LNF (FZ)	224.283	280.353	280.353	224.283	325.210
Jährliche Fahrleistung (FZkm/a)	21.000	19.425	19.425	19.425	21.000
Verkehrsleistung					
Personenverkehr (Mrd. Pkm)					
- Pkw	75	75	50	39	81
- Luftverkehr	1,7	1,5	1,5	0,7	1,9
- Schienenverkehr	7	7,8	20	21	7
- ÖSPV	5,6	5,5	9	10,9	5,6
- Fuß-/Radverkehr	5,6	6,2	8,2	9,1	5,6
Güterverkehr (Mrd. tkm)					
- Lkw / LNF	45	52,3	52,3	41,4	66
- Schienenverkehr	9,4	16,7	16,1	16,7	13,1
- Binnenschiffverkehr	3,9	6	5,3	6	6,7
- Flugverkehr (Mio. tkm)	3,5			2,7	
Aufteilung Antriebsart (%)					
Lkw					
- Verbrennungsmotor	100	15	-	-	50
- Brennstoffzelle	-	35	35	35	20
- Batterie	-	10	15	15	-
- Oberleitung	-	40	50	50	30
LNF					
- Verbrennungsmotor	100	15	-	-	40
- Brennstoffzelle	-	35	35	35	25
- Batterie	-	50	65	65	35
Schienenverkehr					
- Elektrisch	90	95	95	95	95
- Fossil	10	2,5	2,5	2,5	2,5
- Wasserstoff	-	2,5	2,5	2,5	2,5
Flugverkehr					
- Fossil	100	90	90	90	90
- Wasserstoff	-	10	10	10	10
ÖSPV					
- Fossil	100	10	-	-	50
- Elektrisch	-	60	70	70	35
- Wasserstoff	-	30	30	30	15
Binnenschiff					
- Fossil	100	85	85	85	85
- Wasserstoff	-	15	15	15	15

*Die dargestellten Werte für die Szenarien beziehen sich auf das Jahr 2050

Die Verkehrsleistung im Güterverkehr steigt in den Szenarien um 10 % (Suffizienz), 25 % (Referenz/BAU) und 50 % (BANANA) bis 2050. [150], [152] Bis 2050 steigt der Bestand von Lkw und LNF um 25 % im BAU und Referenz Szenario und die Fahrleistung verringert sich um 5 %. Im Suffizienz Szenario steigt der Bestand an Lkw und LNF zunächst bis 2030 um 10 % und verringert sich in der Folge um 5 % bis 2050 zum Vergleichswert von 2020. Im BANANA Szenario wird der erhöhte Verkehrsbedarf nicht auf die Schiene verlegt, sondern verbleibt zu großen Teilen auf der Straße. Der Bestand an Lkw und LNF steigt um 45 % bis 2050. Die Fahrleistung verbleibt auf dem Niveau von 2020. Der Anteil von Verbrennungsmotoren liegt bei 50 % in 2050.

Im Güterverkehr erfolgt eine Steigerung der Verkehrsleistung des Schienenverkehrs um 40 % (BANANA), 70 % (Referenz) und 80 % (BAU, Suffizienz). Die Verkehrsleistung des Binnenschiffverkehrs steigt um 35 % (Referenz), 55 % (BAU, Suffizienz) und 70 % (BANANA) bis 2050.

3.3.7 Power-to-X

Die Kosten und weiteren Parameter für *AEL / PEM / SOEC Electrolysis* ergeben sich aus [6], [9], [76], [83], [153]–[155]. Für *PtG und PtL Plant* ergeben sich die Kosten und weiteren Parameter aus [6], [9], [83]. Die Kosten und weiteren Parameter sowie die C-Rate und Selbstentladungsrate für *Hydrogen Cavern* und *Hydrogen Tank Storage* sind aus [6], [149], [156], [157] abgeleitet.

3.3.8 Strom-/ Wärmespeicher

Für *Wärmespeicher* ergeben sich die Kosten und weiteren Parameter aus [157], [158]. Die Kosten und weiteren Parameter für *Stromspeicher* basieren auf [6], [7], [9], [149], [156], [157], [159]–[162].

Batteriespeicher, wie Lithium-Ionen oder Natrium Batterien werden zusammengefasst unter *Battery Storage*. Die C-Rate für *Wärmespeicher* und *Hydropower Storage* ist eine Abschätzung auf Grundlage der notwendigen Speicherdauer und den Ergebnissen aus [157], [163]. In Abbildung 3.9 wird ein Überblick über das Einsatzgebiet der Speicher und die Speicherdauer gegeben.

Tabelle 3.9: Berücksichtigte Speichertechnologien mit der jeweiligen Speicherdauer

Art	Conversion Process	Speicherdauer
Thermische Speicher		
Kurzzeitspeicher	Small Steel Tank Storage	Stunden
	Pit Thermal Energy Storage	Tage - Monate
Langzeitspeicher	Steel Tank Central Heat Storage	Tage - Monate
Stromspeicher		
Kurzzeitspeicher	Hydropower Storage	Stunden - Tage
	Battery Storage	Stunden - Tage
Langzeitspeicher	Hydrogen Tank / Cavern Storage	Tage - Monate

3.3.9 Wasserstoffbedarf

Der Rohstoffbedarf für Wasserstoff in der Chemie wird beachtet und basiert auf [164]. Aus den Ergebnissen der Studie [165] für den Wasserstoffbedarf der Industrie in Deutschland wird der nicht-energetische Rohstoffbedarf für Hessen abgeleitet. Hessen hat einen Marktanteil von 11 % an der chemischen Industrie, daran hat die Pharmaindustrie den größten Anteil. Wasserstoff wird primär in der Grundstoffindustrie benötigt und nicht in der Pharmaindustrie. Deswegen wird trotz des hohen Marktanteils von Hessen ein Anteil von 6 % am deutschen Rohstoffbedarf angenommen. [166], [167] Daraus ergibt sich ein Wasserstoffbedarf für chemische Grundstoffe (*Hydrogen Raw Material Demand*) von 1,1 TWh in 2030, 2,4 TWh in 2040 und 4,4 TWh in 2045 in Hessen. Für *Hydrogen Raw Material Demand* wird ein konstantes Lastprofil angenommen.

3.3.10 Biomasse-to-X

Die Kosten für die Technologien zur Umwandlung von Biomasse beruhen auf [6]. Der Prozess *Biogas to Biomethan* wandelt *Biogas* in *Biomethan* um. Als Folge dessen, sinkt die CO₂- Intensität von 51 gCO₂-eq./kWh auf 25 gCO₂-eq./kWh. [33] Weiterhin kann *Biomethan* wie *Gas* in der Industrie für den Hochtemperaturbereich als Brennstoff eingesetzt werden.

3.3.11 Negativemissionen

Im Modell werden Bioenergy Carbon Capture and Storage (BECCS) und DACCS als Technologien betrachtet, um CO₂ abzutrennen und zu speichern. Im Modell ist BECCS nur im Prozess *BECCS PP* möglich und erzeugt dabei *Strom*. Die negative CO₂ - Intensität basiert auf [168]–[171]. Aufgrund der benötigten Energie für die Abtrennung des CO₂ wird angenommen, dass der Wirkungsgrad von 35 % auf 25 % sinkt. [61], [89] Auf Grundlage von [61], [89] erfolgt die Erhöhung der Preise durch die Nutzung von CCS. Für die Nutzung von *BECCS PP* gilt die Annahme, dass dies ab 2040 möglich ist. Für DACCS wird auf Grundlage von [172] angenommen, dass pro t CO₂ 1385 kWh Strom benötigt werden. Im Modell wird der notwendige *Strom* für die Negativemissionen über *DACCS Demand* berücksichtigt. Für *DACCS Demand* wird ein konstantes Lastprofil angenommen.

4 Ergebnisse und Diskussion

Zunächst werden die Ergebnisse für den Primärenergiebedarf und die Entwicklung der CO₂ - Emissionen dargestellt. Gefolgt von den einzelnen Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie einer Diskussion der Rolle von Wasserstoff im zukünftigen hessischen Energiesystem. Abschließend erfolgt ein Kostenvergleich zwischen den Szenarien sowie ein zusammenfassender Vergleich der Szenarien und eine Einordnung der aktuellen Entwicklung in der Ukraine mit einer Betrachtung möglicher Langzeitfolgen erhöhter Preise für den Import von Energieträgern auf das Erreichen der Klimaschutzziele. Zu Beginn eines jeden Kapitels erfolgt eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse.

Zur Validierung der Ergebnisse werden die wichtigsten Parameter für das Energiesystem aus dem Jahr 2019 mit den Werten aus der Optimierung verglichen. Das Backtesting erfolgt für das Jahr 2020. Aufgrund der Corona Pandemie wird angenommen, dass die Werte aus 2019 für 2020 gelten. Dadurch soll verhindert werden, dass die Ergebnisse statistischen Fehlern unterliegen. Für das Backtesting werden die Werte aus [20], [40], [42], [114] verwendet. Die Darstellung erfolgt in den Abbildungen, indem die Werte für Hessen in 2020 denen aus dem Modell gegenübergestellt werden.

4.1 Entwicklung CO₂ - Emissionen

Die Analyse der Szenarien zeigt, dass ein klimaneutrales Hessen bis 2045 möglich ist. Die vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems in Hessen erfordert, dass im Rest Deutschlands dieselbe Entwicklung stattfindet sowie die Verfügbarkeit des Imports von grünem Wasserstoff.

Aus der Abbildung 4.1 ergibt sich ein Unterschied in den THG - Emissionen von 10 Mio. t. CO₂-eq. zwischen dem Modell und den Werten des statistischen Landesamt Hessens für das Jahr 2020. Dies ist in der Betrachtungsweise der CO₂ - Emissionen begründet. Das Modell

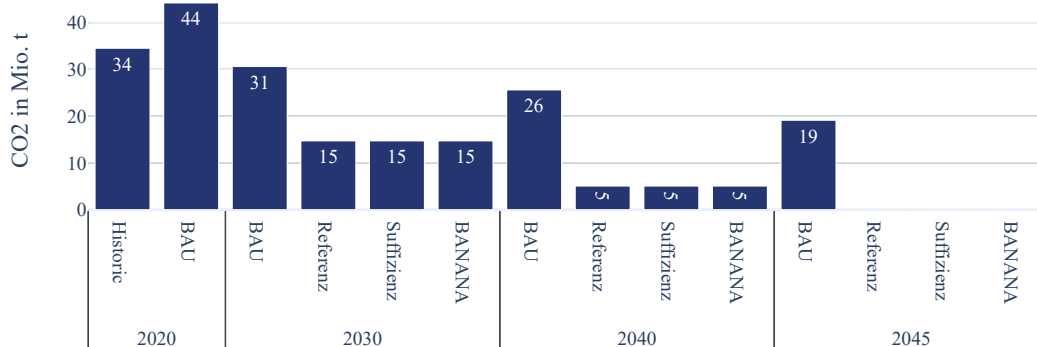


Abbildung 4.1: Der Unterschied im Jahr 2020 ist auf die unterschiedliche Betrachtung der CO₂ - Emissionen von importierten Strom zurückzuführen.

betrachtet Scope 2 CO₂ - Emissionen, wohingegen die offiziellen Statistiken Hessens die CO₂ - Emissionen auf Scope 1 Basis betrachten. Aufgrund der Scope 1 Betrachtung werden die Emissionen für den Import von Strom nicht mitbeachtet, woraus sich die Differenz zwischen den Modellergebnissen und offiziellen Statistiken ergibt. Die Unterschiede in den CO₂ - Emissionen führen dazu, dass die notwendige Minderung im Modell mit deutlichem Mehraufwand verbunden ist.

Der festgelegte CO₂ - Preis führt im BAU Szenario zu einer Reduktion der CO₂ - Emissionen auf 19,1 Mio. t CO₂-eq. in 2045. Das BAU Szenario folgt somit einem signifikant unterschiedlichem Pfad im Vergleich zu den anderen Szenarien. Die Unterschiede in der Entwicklung zwischen dem BAU und den drei anderen Szenarien sind zu erklären durch die nicht vorhandene Obergrenze für CO₂ - Emissionen im BAU Szenario. Im Gegensatz zu den anderen Szenarien basiert die Optimierung einzig auf einem CO₂ - Preis und den vorgegebenen Kosten und Parametern. Somit zeigt das BAU Szenario, dass der angenommene CO₂ - Preis im Rahmen des Modells nicht ausreichend ist, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung in Hessen zu erreichen. Aus diesem Grund wird auf die Ergebnisse des BAU Szenarios nur vereinzelt eingegangen, da die Relevanz nicht gegeben ist.

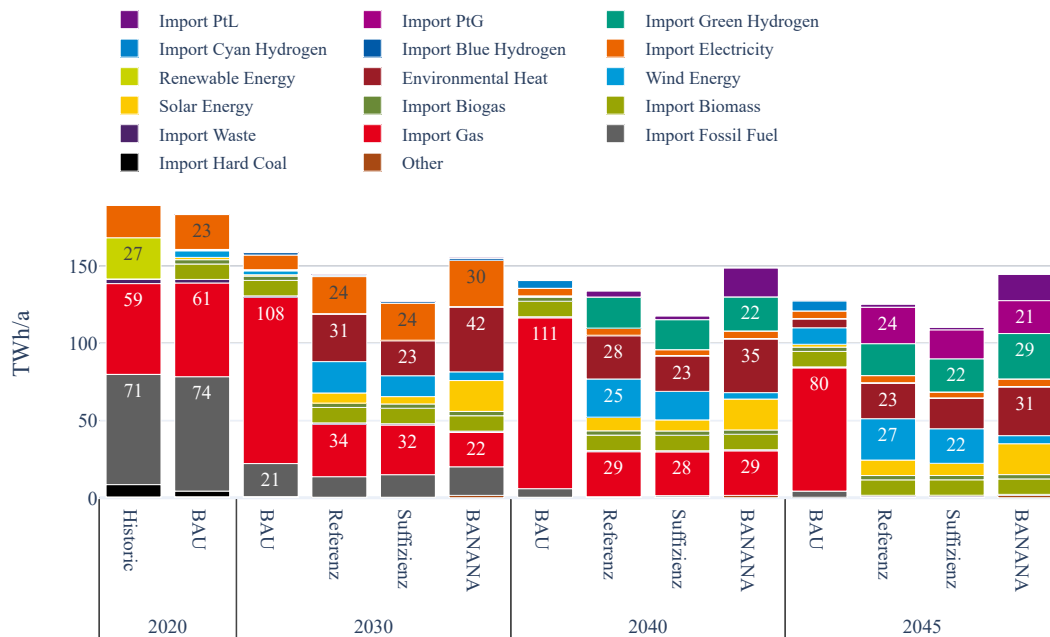


Abbildung 4.2: Der Primärenergieverbrauch im BAU Szenario unterscheidet sich maßgeblich von den anderen drei Szenarien. Solar Energy fasst mehrere Conversion Processes zusammen.

4.2 Primärenergieverbrauch

In der Szenarienanalyse reduziert sich der Primärenergieverbrauch um 21 - 40 % bis 2045. Ein suffizientes Verhalten führt zu einer Reduktion um 40 %, hingegen ein Verharren auf bestehenden Technologien und ein Ablehnen von Großprojekten zu einer Reduktion um 21 % führt. Die Schlüsselfaktoren für die Reduktion sind die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors in Kombination mit der Nutzung effizienter Technologien sowie der Ausbau von erneuerbaren Energien. Der Anteil an Energieimporten reduziert sich von 89 % in 2020 auf 41 - 50 % in 2045.

Das Backtesting zeigt, dass die Ergebnisse für die fossilen Energieträger sehr ähnlich sind. Der geringere Anteil an Kohle wird über einen erhöhten Anteil an Öl und Gas ausgeglichen. Bei den Werten für den Import von Strom zeigt sich eine kleine Differenz,

die aus der unterschiedlichen Verwendung von EE im Modell hervorgeht. Der Unterschied zwischen dem Primärenergiebedarf für EE im Modell und den hessischen Statistiken ist auf die Unterschiede im Umgang mit Biokraftstoffen und Umweltwärme zurückzuführen. Insgesamt erweist sich das Modell als ausreichend genaue Abbildung des hessischen Energiesystems.

Aus der Betrachtung des Primärenergiebedarfs für das BAU Szenario zeigt sich, dass Gas der dominierende Energieträger für den Betrachtungszeitraum ist. Ab 2040 werden PV- und Windkraftanlagen ausgebaut, die Nutzung von grünem Wasserstoff entfällt.

Die Abbildung 4.2 zeigt, dass das auf größtenteils fossilen Rohstoffen basierende Energiesystem sich zu einem klimaneutralen Energiesystem wandelt und zur Folge hat, dass sich der Primärenergiebedarf in dieser Transformation erheblich reduziert. Die Reduktion um 32 % im Referenz Szenario bis 2045 ist zurückzuführen auf die Elektrifizierung von Verbrauchssektoren, die die Nutzung effizienterer Technologien ermöglicht sowie den Ausbau von EE. Erfolgt eine weitere Reduktion des Verbrauchs durch suffizientes Verhalten in Kombination mit Effizienzmaßnahmen, wie im Suffizienz Szenario sinkt der Primärenergiebedarf um 40 %. Wohingegen eine geringere Elektrifizierung und ein Verharren auf brennstoffbasierten Technologien nur zu einer Reduktion von 21 % führt (BANANA).

Diese Transformation hat nicht nur zur Folge, dass der Bedarf an Primärenergie sich wandelt, sondern auch die Zusammensetzung. Der Anteil von Solar- und Windenergie steigt von 3 % in 2020 auf 28 (Suffizienz) und 29 (Referenz) % in 2045. Der restliche Anteil erneuerbarer Energien, Biomasse, Biogas und Umweltwärme beträgt 29 - 30 %. Den höchsten Anteil haben Importe von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern mit 37 - 38 %. Der Anteil an Rohstoffimporten halbiert sich von 76 % in 2020 auf 37 - 38 % in 2045. Bei einem Verbleib bei konventionellen Technologien erhöht sich der Anteil auf 47 % (BANANA).

Aus Abbildung 4.2 ist weiterhin zu erkennen, dass der Wandel des Energiesystems nicht homogen verläuft. Insbesondere zwischen 2020 bis 2030 erfolgen grundlegende Änderungen im Energiesystem, die bis 2045 beibehalten werden. Bis 2030 entfällt die Nutzung von Kohle, der Anteil an Gas halbiert sich und der Anteil an Öl reduziert sich um 75 % gegenüber 2020. Bis 2040 entfällt die Nutzung von Öl. Bis in die 2040er Jahre wird einzig Gas als Brückentechnologie verwendet.

Nachfolgend werden immer die Ergebnisse des Mini-Szenarios Sens für die Szenarien Referenz, Suffizienz und BANANA mit angegeben. Somit erfolgt die Darstellung der Ergebnisse in Ergebnismengen. Dies ist begründet in den Kostenannahmen für die Szenarien

sowie für das Mini-Szenario Sens, die jeweils einen realistischen Preispfad darstellen. (vgl. Anhang Teil 2)

4.3 Stromsektor

Die Stromerzeugung und -nachfrage bewegt sich in den untersuchten Szenarien zur Erreichung der Klimaschutzziele zwischen 56 - 71 TWh in 2045. Dabei können verschiedene Faktoren zu einer geringeren Stromnachfrage führen, wie eine geringere Elektrifizierung durch den Verbleib bei konventionellen Energien (BANANA), ein niedriger Wasserstoffpreis (H2LowCosts) oder eine Veränderung des Konsumverhaltens (Suffizienz). Windkraftanlagen (27 - 29 TWh) und Photovoltaikanlagen (10 - 20 TWh) sind die dominierenden Erzeugungstechnologien.

Die Unterschiede aus dem Backtesting des Primärenergiebedarfs sind ebenfalls bei der Stromerzeugung zu erkennen. Im Gegensatz zu den offiziellen Statistiken wird Kohle zu einem erheblich geringeren Anteil zur Stromerzeugung eingesetzt. Dies führt zu einem höheren Anteil an Stromimporten sowie einer geringfügig erhöhten Erzeugung aus Gaskraftwerken. Weiterhin zeigt ein Vergleich der Modellanalyse über 8760 Stunden und der ausgewählten Zeitabschnitte, die für die Modellierung bis 2060 genutzt werden, dass die Verfügbarkeit für Solar- und Windenergie auf einem ähnlichen Niveau sind. Insgesamt kann das Modell die hessische Stromerzeugung ausreichend genau darstellen.

Der unterschiedliche Entwicklungspfad des BAU Szenarios ist auch bei der Betrachtung der Stromerzeugung zu erkennen. Der Strombedarf steigt geringfügig bis 2030 (43 TWh) und 2045 (53 TWh). Die Stromerzeugung beruht zu großen Teilen auf Gaskraftwerken.

In Abbildung 4.3 ist die Entwicklung der Stromerzeugung dargestellt. Für die Szenarien Referenz, Suffizienz und BANANA steigt die Stromnachfrage bereits bis 2030 auf 58 - 74 TWh. In allen Szenarien ist der Grund dafür die Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Wärmeerzeugung im Gebäudesektor.

Im Referenz Szenario werden 2030 20 - 27 TWh Strom aus Windenergie und 4 - 7 TWh aus Solarenergie bereitgestellt. Die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen verfünffacht sich bis 2030. Trotz der Verbrauchsreduktionen in der Industrie und in Haushalten verbleibt die Stromerzeugung bis 2045 auf dem Niveau von 2030. In 2045 erzeugen Windkraftanlagen 27 - 29 TWh und PV - Anlagen 10 - 12 TWh Strom und haben gemeinsam den größten Anteil an der Stromerzeugung. Die Erzeugung in Gas- und Wasserstoff Kraftwerken liegt bei 18 TWh. Auf der Stromabnehmerseite führt die Elektrifizierung dazu, dass der

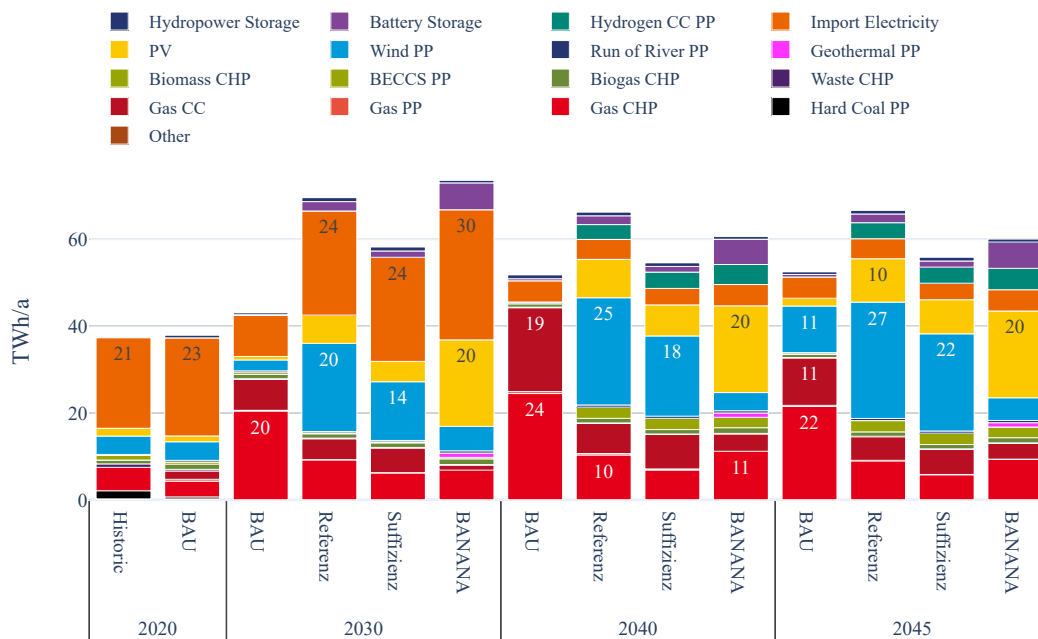


Abbildung 4.3: In den Szenarien zu den klimapolitischen Zielen führt die Sektorenkopplung zu einer Erhöhung der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken, Windkraft- und Photovoltaikanlagen. PV, Wind PP und Gas CHP fassen mehrere Conversion Processes zusammen.

Verkehrssektor einen Anteil von 19 % und elektrische Wärmeerzeugungstechnologien einen Anteil von 15 % haben. Der Anteil an Speichern und PtX Technologien liegt bei 15 - 19 % in 2045.

Durch den verringerten Bedarf im Suffizienz Szenario reduziert sich die Stromnachfrage auf 56 - 63 TWh in 2045. Im Vergleich zum Referenz Szenario führt dies zu einer verringerten Stromerzeugung aus Windkraftanlagen (22 - 28 TWh) und Photovoltaikanlagen (8 - 10 TWh). Die Verringerung der Stromnachfrage zeigt, dass die Reduktion des Bedarfs im Wärme- und Verkehrssektor in eine Reduktion der Stromnachfrage überführt wird. (vgl. Unterschied Primärenergiebedarf Referenz / Suffizienz und Stromerzeugung Referenz / Suffizienz)

Im BANANA Szenario verschiebt sich die Stromerzeugung von Windkraftanlagen (6 TWh) zu Photovoltaikanlagen (20 TWh) in 2030 aufgrund der Einschränkungen für den

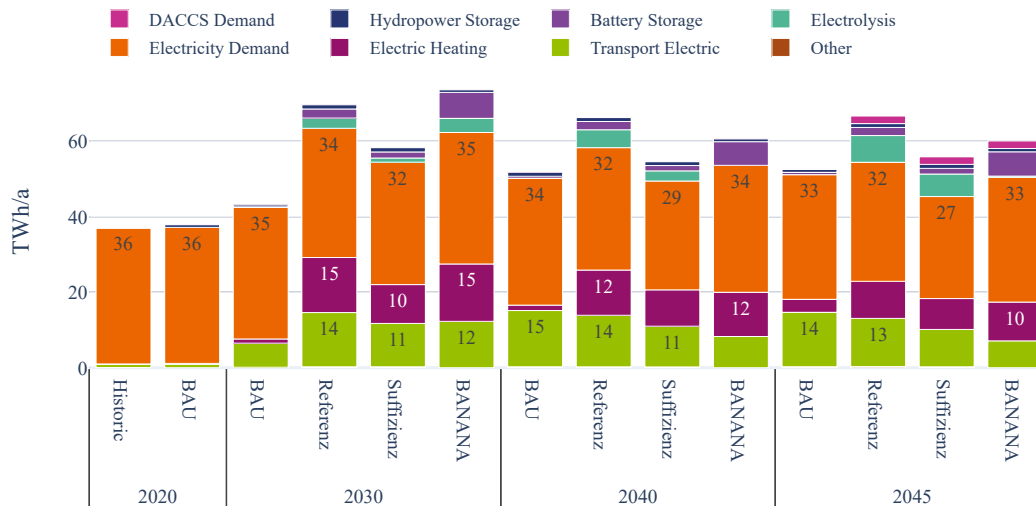
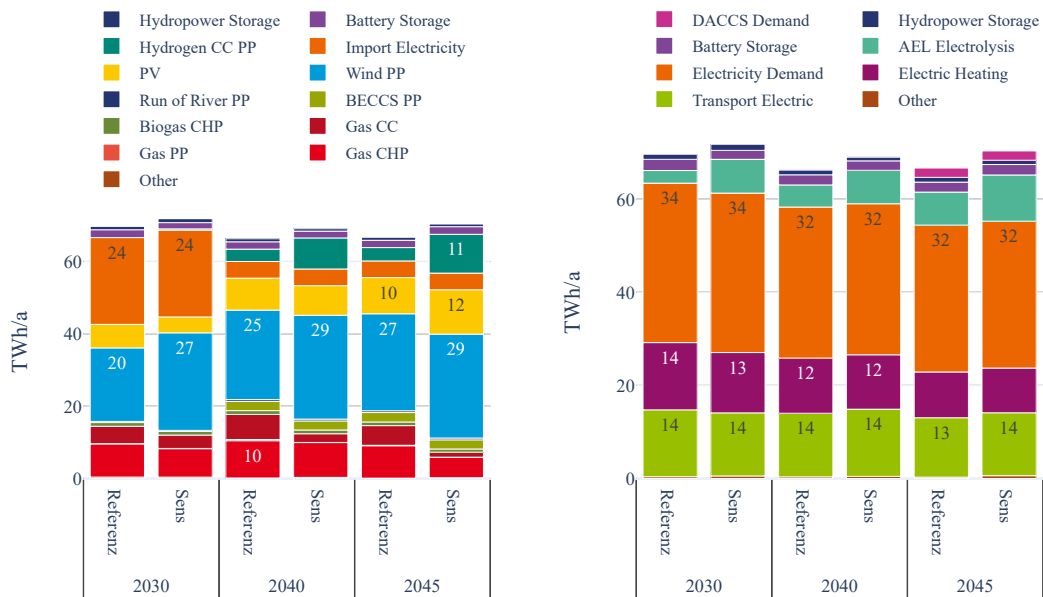


Abbildung 4.4: Der Anstieg des Stromverbrauchs ist auf die Elektrifizierung der Wärmeerzeugung und des Verkehrssektors zurückzuführen. Transport Electric und Electric Heating fassen mehrere Conversion Processes zusammen.

Ausbau von Windkraftanlagen. Dies hat zur Folge, dass die Stromerzeugung stärkeren Fluktuationen unterliegt und zu einem höheren Anteil an Batteriespeichern (6 - 7 TWh) führt. Ebenfalls verringert sich die Stromnachfrage in 2045 gegenüber dem Referenz Szenario aufgrund der Nutzung von synthetischen Kraftstoffen im Verkehrssektor.

Aus der Untersuchung des Mini-Szenarios H2LowCosts für das Referenz Szenario ergibt sich, dass der erzeugte Strom aus Windkraftanlagen zurückgeht auf 18 TWh und aus Photovoltaikanlagen auf 7 TWh in 2045 aufgrund der verstärkten Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen zur Stromerzeugung. Weiterhin verringert sich der Strombedarf durch den Entfall von Flexibilisierungstechnologien und der verringerten Elektrifizierung im Verkehrssektor. Das H2HighCostsReferenz Szenario hat einen sehr ähnlichen Verlauf wie das Referenz Szenario, die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen erhöht sich leicht auf 13,5 TWh. (siehe Anhang 5.14, 5.15)

Alle Szenarien inklusive Mini-Szenarien, die die Klimaschutzziele erfüllen, führen zu einem erheblichen Anstieg des Strombedarfs. Aus diesem Grund leitet sich für die hessische Energiepolitik die Empfehlung ab, im hessischen Energiezukunftsgesetz den zu erwartenden



- (a) Im Sensitivitätsszenario führen die verringerten Kosten zu einem höheren Anteil von Wind- und Solarenergie an der Stromerzeugung.
- (b) Der höhere Anteil erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung führt zu einer verringerten Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors in 2030.

Abbildung 4.5: Vergleich der Szenarien Referenz und SensReferenz

den Strombedarf für die Jahre 2030 und 2045 anzupassen und die darauf aufbauenden notwendigen Potenziale für erneuerbare Energien. Der zu erwartende Strombedarf für 2030 hängt dabei erheblich von den Fortschritten der Sektorenkopplung und dem Ausbau der erneuerbaren Energien ab. Ein Erreichen der Klimaschutzziele in 2030 (Reduktion 65%) führt sehr wahrscheinlich zu einem Strombedarf von mindestens 60 TWh. Ein Anstieg auf 65 TWh bis 2045 ist als wahrscheinlich einzuschätzen.

4.3.1 Ausbau erneuerbarer Energien

Im Jahr 2030 wird in Hessen zur Erreichung der Klimaschutzziele eine installierte Leistung von 10 - 14 GW für Windkraftanlagen benötigt. Die Leistung verbleibt auf dem Niveau bis 2045. Für Photovoltaikanlagen schwankt die installierte Leistung zwischen 8 - 28

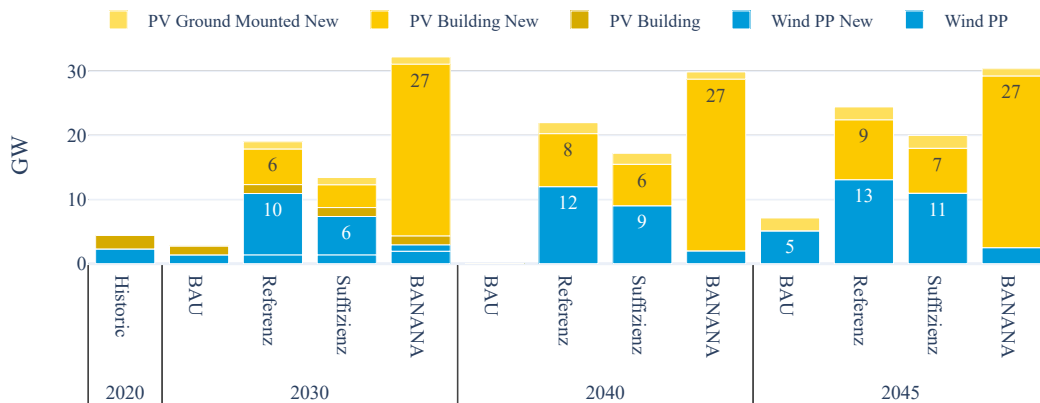


Abbildung 4.6: Im BANANA Szenario führt der eingeschränkte Ausbau von Windkraftanlagen zu einer deutlich höheren Gesamtleistung im Vergleich zum Referenz und Suffizienz Szenario.

GW aufgrund der Sensibilität zu den Entwicklungen des Wasserstoffpreises und dem Ausbau von Windkraftanlagen. Zur Erreichung der Klimaschutzziele wird unter den günstigsten Umständen mindestens eine Verfünfachung der installierten Leistung von PV- und Windkraftanlagen benötigt. Die Ergebnisse zeigen, dass der Ausbau von PV- und Windkraftanlagen sich sofort beschleunigen sollte. Dafür bedarf es einer Zubaurate, die zweitweise um den Faktor drei bis vier höher liegt im Vergleich zum bisher erreichten Höchstwert.

Aus der Optimierung ergibt sich, dass PV- und Windkraftanlagen die einzigen erneuerbaren Energien sind, die einen nennenswerten Ausbau vorweisen. Dafür sind mehrere Umstände verantwortlich. Zum einen sind die Potenziale für die Nutzung von Biomasse und Biogas bereits in 2020 für Hessen nahezu ausgeschöpft und zum anderen sind die Potenziale für Wasserkraft und Tiefe Geothermie mit 0,5 und 1 TWh irrelevant für das Erreichen der Klimaschutzziele.

Im Referenz Szenario liegt die installierte Leistung von Windkraftanlagen in 2030 bei 11 - 14 GW und in 2045 bei 13 - 14 GW. Für Photovoltaikanlagen beläuft sich die installierte Leistung auf 8 - 9 GW in 2030 und 11 - 14 GW in 2045. (siehe Abbildung 4.6) Dies führt zu einem notwendigen jährlichen Ausbau zwischen 2020 und 2030 von 1 - 1,3 GW pro

Jahr für Windkraftanlagen und 400 - 670 MW pro Jahr für Photovoltaikanlagen. Damit übersteigen die Werte die bisher erreichten Ausbauraten teilweise um das Vierfache in diesem Zeitraum.

Im Suffizienz Szenario liegt die installierte Leistung von Windkraftanlagen bei 7 - 11 GW und von Photovoltaikanlagen 3 - 7 GW in 2030. Die installierte Leistung steigt bis 2045 auf 11 - 14 GW für Windkraftanlagen und für Photovoltaikanlagen auf 9 - 11 GW. Daraus folgen geringere Zubauraten, so ist im Zeitraum von 2020 - 2030 ein jährlicher Ausbau von 650 - 1000 MW pro Jahr für Windkraftanlagen und 100 - 500 MW pro Jahr für Photovoltaikanlagen notwendig. Die verringerten Leistungen und Zubauraten sind auf den verringerten Strombedarf im Suffizienz Szenario zurückzuführen. Die geringeren Ausbauraten zwischen 2020 - 2030 sind insbesondere auf die geringere Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors zurückzuführen.

Im BANANA Szenario wird bereits in 2030 eine installierte Leistung für Photovoltaikanlagen von 28 GW benötigt. Der Wert liegt um 10 GW höher als die gesamte installierte Leistung im Referenz Szenario. Die Ausbaurate steigt zwischen 2020 und 2030 auf 2,8 GW pro Jahr. Somit führt ein Verlass auf Photovoltaikanlagen zu deutlich höheren Ausbauvolumina (vgl. Abbildung 4.6). Aus diesem Grund ist ein kombinierter Ausbau von PV- und Windkraftanlagen als die vorteilhaftere Option zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung anzusehen. Die stark PV ausgerichtete Erzeugung führt zu größeren Lastspitzen, für deren Ausgleich eine höhere installierte Leistung an Batterien und Flexibilitätsoptionen notwendig ist.

Im H2HighCostsReferenz Szenario führt der höhere Importpreis für grünen Wasserstoff zu einer installierten Leistung für Windkraftanlagen von 14 GW und für Photovoltaikanlagen von 15 GW. Eine Reduktion des Wasserstoffpreises wie im H2LowCostsReferenz Szenario führt zu einer deutlich reduzierten Leistung für Windkraftanlagen von 9 GW und Photovoltaikanlagen von 8 GW in 2045. (siehe Abbildung 4.7) Aus den Ergebnissen zeigt sich, dass der Ausbau von EE sensibel auf Veränderungen im Preis für grünen Wasserstoff reagiert.

Ein Vergleich der Szenarien SensReferenz und Referenz ergibt, dass eine höhere installierte Leistung an EE eine geringere Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors zur Folge hat. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass eine geringere Elektrifizierung und ein Verbleib bei Technologien basierend auf fossilen Brennstoffen eine höhere installierte Leistung von EE notwendig macht, um die Klimaschutzziele zu erreichen. (vgl. Abbildung 4.5b, 4.6, 4.7)

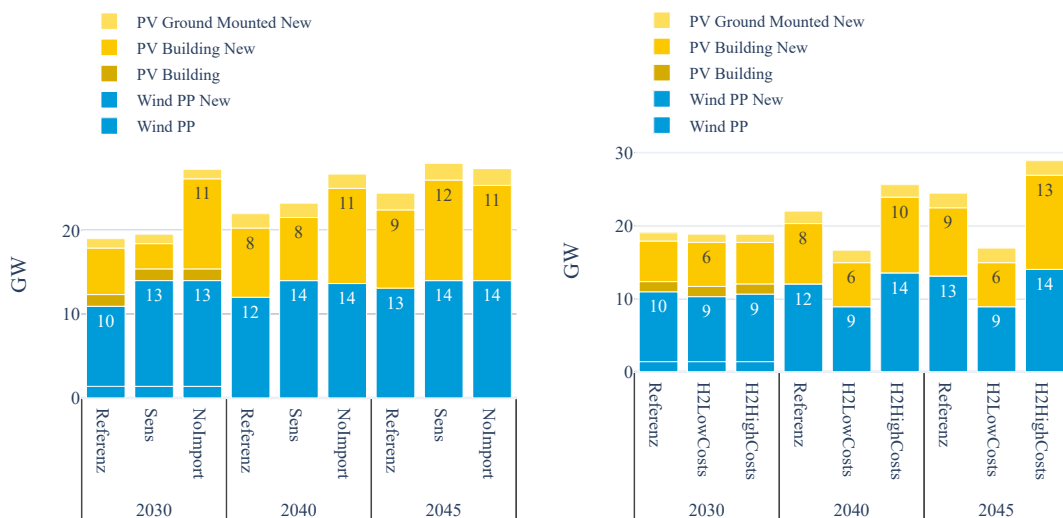


Abbildung 4.7: Einzig im H2LowCosts Szenario kommt es zu einer Reduktion der installierten Leistung von PV- und Windkraftanlagen gegenüber 2030.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass für die hessische Energiepolitik der Ausbau erneuerbarer Energien die oberste Priorität sein sollte. Die Dekarbonisierung des Energiesystems ist nur durch erneuerbare Energien möglich. (vgl. Ergebnisse BANANA Szenario) Die benötigten Technologien dafür sind bereits vorhanden, der entscheidende Faktor ist die Zubaurate von PV- und Windkraftanlagen. Das Referenz Szenario und die dafür untersuchten Mini-Szenarien zeigen, dass die Zubaurate im Vergleich zu den bisher erreichten Höchstwerten in Hessen um den Faktor drei bis vier ansteigen muss. Aus Abbildung 4.6 und 4.8 kann weiterhin entnommen werden, dass die Zubaurate in den Jahren 2020 bis 2030 am höchsten ist.

Die hohen Zubauraten begründen das Interesse daran diese zu senken, um das Erreichen der Klimaschutzziele zu vereinfachen. Eine Option ist, dass der Ausbau in den anderen Bundesländern erfolgt und Hessen den Strom importiert. Im Import Szenario führt dies zu deutlich geringeren Zubauraten. (siehe Anhang 5.19) Der Ausbau EE ist abhängig von der Fläche. Aus Kapitel 1 ist bereits bekannt, dass der Anteil EE an der Fläche in anderen Bundesländern bereits deutlich über dem Anteil Hessens liegt. Deswegen würde einem Verzicht und verstärkten Import die Frage nach Solidarität nachkommen. Weiterhin stockt nach [36] der Ausbau EE in ganz Deutschland, somit würde ein Verlass auf andere Bundesländer das Problem weiter verschärfen. Zusammenfassend ist der verstärkte Import

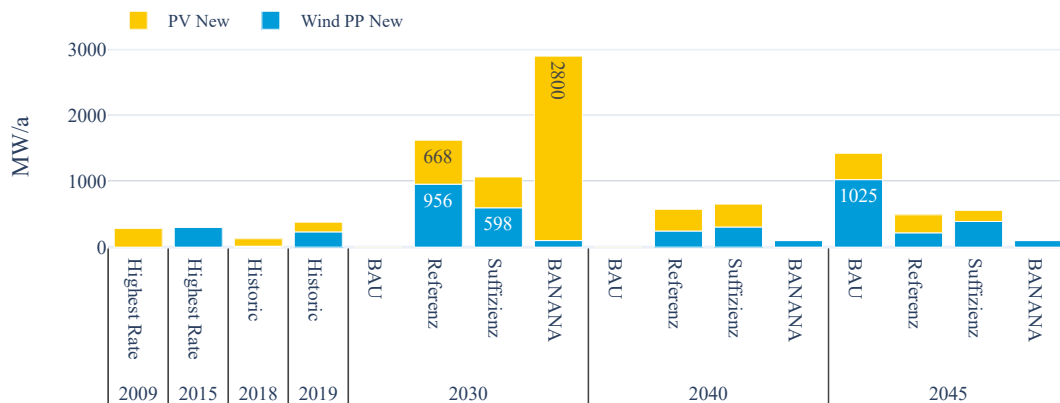


Abbildung 4.8: Die dargestellten Ausbauraten sind für 2020 bis 2030 und 2030 bis 2040 auf 10 Jahre gemittelt. Somit gelten die dargestellten Raten für z. B. 2030 für den Zeitraum 2020 bis 2030. Für den Zeitraum 2040 bis 2045 sind die Ausbauraten über fünf Jahre gemittelt.

keine Option. Eine weitere Möglichkeit wäre der Import von grünem Wasserstoff, wie bereits in den Annahmen diskutiert, ist dies vor 2030 nicht realistisch und somit kurzfristig keine Option. Zuletzt bleibt die Möglichkeit, die im Suffizienz Szenario betrachtet wird, die verstärkte Reduktion des Energieverbrauchs im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor durch Veränderungen im Konsumverhalten. Die Ergebnisse zeigen, dass dies den Ausbau von Windkraftanlagen auf 600 MW pro Jahr senken kann, was eine Reduktion um 40% gegenüber dem Referenz Szenario bedeutet. Ein suffizientes Verhalten kann somit als ‚Puffer‘ für den Ausbau dienen. Dies bietet den Vorteil, dass die Zubauraten geringer sind und konstanter über einen längeren Zeitraum.

4.3.2 Neue Herausforderungen der Stromversorgung

Aus den Ergebnissen ergeben sich drei neue Herausforderungen für die Stromversorgung, die nachstehend vorgestellt werden.

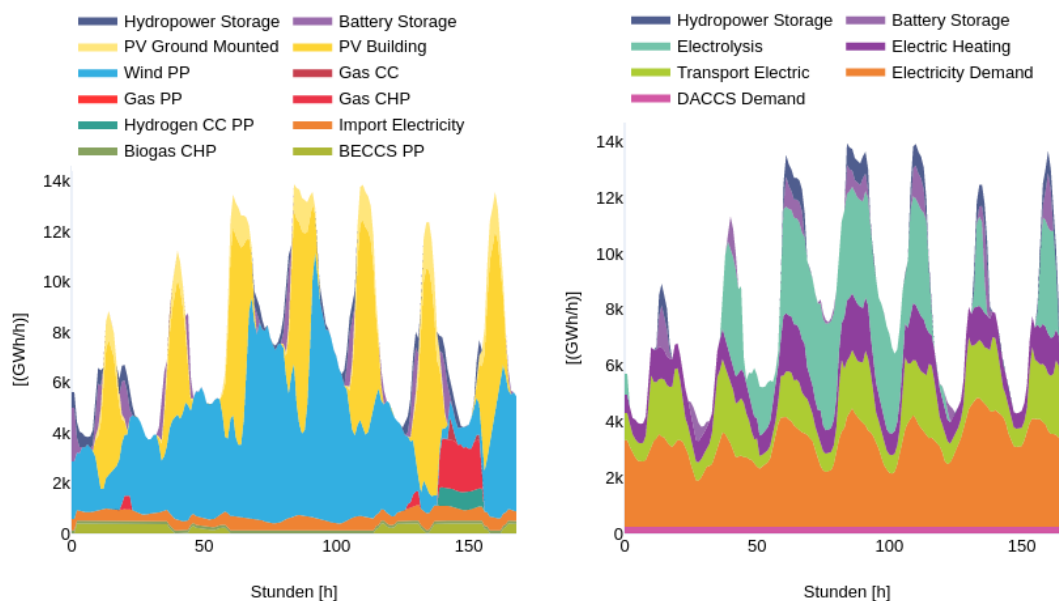


Abbildung 4.9: Die Zeitreihen sind ein Ausschnitt einer April Woche aus dem Referenz Szenario in 2045 und stellen die Reaktion des Energiesystems auf den Fall von Lastspitzen dar.

Wechsel von bedarfs- zu angebotsgerichteter Erzeugung In einem Energiesystem basierend auf konventionellen Kraftwerken wird der Strom in Abhängigkeit des Bedarfes erzeugt. Durch den Ausbau von PV- und Windkraftanlagen kann nicht mehr gezielt produziert werden, denn die Erzeugung richtet sich nach dem Angebot von Wind und Sonne. (vgl. Abbildung 4.9)

Flexibilisierung der Stromnutzung Die Erzeugung von Strom aus Wind- und Solarenergie führt dazu, dass erhebliche Schwankungen bei der Stromproduktion auftreten, erkennbar in Abbildung 4.9 und 4.10. Das hat zur Folge, dass in bestimmten Zeiträumen eine sehr hohe Menge an Strom verfügbar ist und in anderen Zeiträumen nahezu kein Strom verfügbar ist. Um die Stromversorgung weiterhin gewährleisten zu können, sind Technologien notwendig, die es ermöglichen den Strom flexibel zu nutzen.

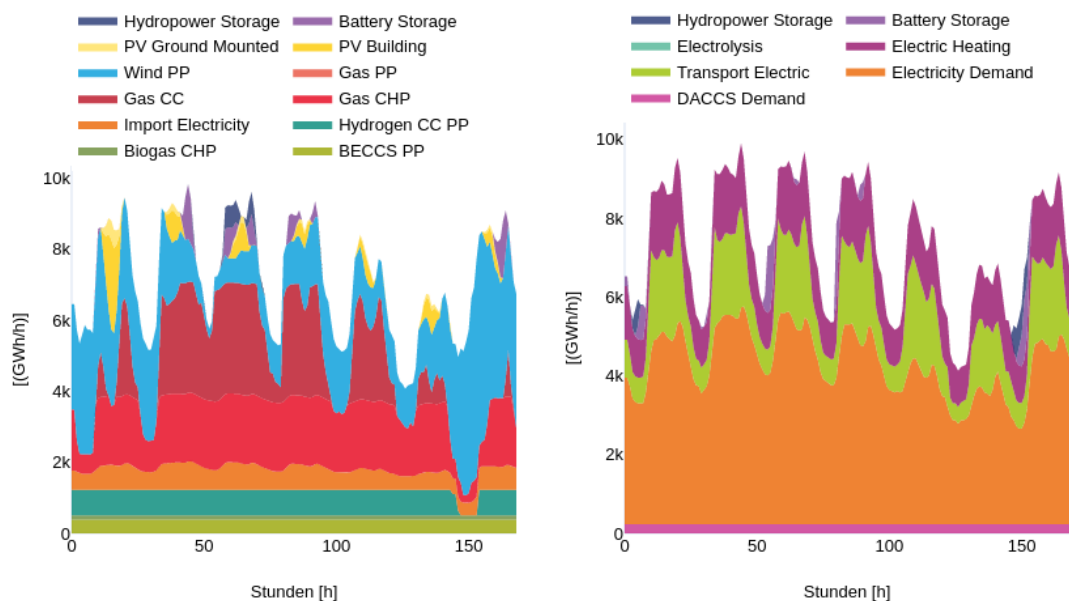


Abbildung 4.10: Die Zeitreihen sind ein Ausschnitt einer Januar Woche aus dem Referenz Szenario in 2045 und stellen die Reaktion des Energiesystems auf den Fall von einer Dunkelflaute dar.

Langfristige Nutzbarkeit von Strom Die Erzeugung in Abhängigkeit des Angebotes von Wind und Sonne hat außerdem zur Folge, dass im Jahr Zeiträume vorkommen, in denen über mehrere Tage das Angebot von Wind und Sonne sehr gering ist (Dunkelflaute). Daraus ergibt sich das Interesse, den Strom aus Wind und Sonne langfristig nutzbar zu machen, um in diesen Zeiten die Stromversorgung zu gewährleisten.

Aus den neuen Herausforderungen ergeben sich bis 2030 eine Umstellung des aktuellen Kraftwerkparcs auf flexible Kraftwerke, Stromspeicher und PtX - Technologien für den Lastausgleich von Lastspitzen und zur Überbrückung von Dunkelflauten. Die Untersuchung der Szenarien ergibt, dass bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien am zukünftigen Energiesystem in Hessen die Stromversorgung gewährleistet ist.

Trotz der unterschiedlichen Pfade ergeben sich in allen untersuchten Szenarien aus der Betrachtung der Lastprofile, dass Batterien sowie Elektrolyseure zum Ausgleich von Lastspitzen genutzt werden. Dabei werden Batterien vermehrt für Lastspitzen aus der

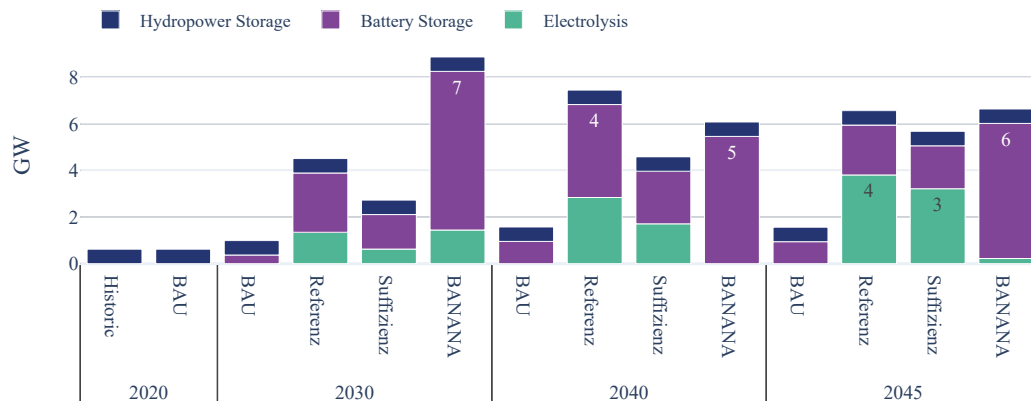


Abbildung 4.11: Im BANANA Szenario ist die installierte Leistung der Speicher deutlich erhöht. Im Gegensatz zum Referenz und Suffizienz Szenario werden bereits in 2040 keine Elektrolyseure eingesetzt.

Erzeugung von Photovoltaikanlagen verwendet und Elektrolyseure für Lastspitzen aus Windkraftanlagen. Weiterhin werden in Zeiten von Dunkelflauten flexible Gas- und Wasserstoffkraftwerke eingesetzt. (siehe Kapitel 4.3.3)

Im Referenz und Suffizienz Szenario liegt die installierte Leistung von Batteriespeichern bei 2 GW. Die Kapazität beträgt 5 GWh in 2045. In Verbindung mit der Abbildung 4.10 lässt sich daraus schließen, dass die Batterien den Strom nur für wenige Stunden speichern und nur in Zeiten von Lastspitzen verwendet werden. Zur Speicherung von Strom für längere Zeiträume wird dieser in Wasserstoff oder Wärme umgewandelt. (siehe Abbildung 4.12) Die Kapazität der Wärmespeicher beträgt 51 - 83 GWh in 2045. Wärmespeicher werden im Gegensatz zu Batteriespeichern frequenter eingesetzt. (vgl. Anhang 5.31 und 5.32)

Im BANANA Szenario ist die installierte Leistung von Batterien höher (6 - 7 GW). Aufgrund des hohen Anteils von PV an der Stromerzeugung werden die Speicher benötigt, um über die Lastspitzen hinaus den Strom verfügbar zu machen. (siehe Anhang 5.23, 5.24) Aus diesem Grund haben die Batteriespeicher eine deutlich erhöhte Kapazität (26 - 28 GWh). Weiterhin liegt die Kapazität der Wärmespeicher bei 320 - 350 GWh. Dies ist ebenfalls auf die einseitige Erzeugung aus Photovoltaikanlagen zurückzuführen.

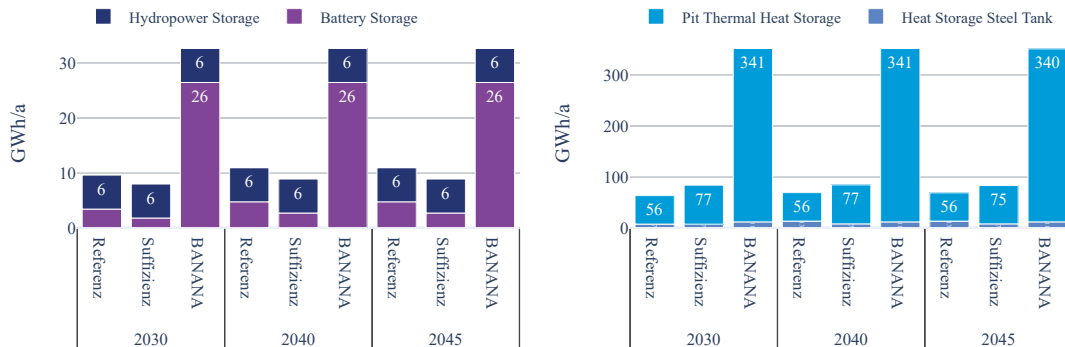


Abbildung 4.12: Kapazität der Wärme- und Stromspeicher

Die installierte Leistung von Elektrolyseuren liegt im Referenz und Suffizienz Szenario bei 3 - 5,5 GW in 2045. Bereits in 2030 werden Elektrolyseure mit einer Leistung von 2 - 3,5 GW benötigt. Im BANANA Szenario entfällt die Nutzung von Elektrolyseuren in 2040 aufgrund der geringen Anzahl an Windkraftanlagen.

4.3.3 Entwicklung des Kraftwerkparks

Die Analyse der Szenarien ergibt, dass das hessische Energiesystem weiterhin Kraftwerke benötigt mit einer installierten Leistung von 6,5 - 11 GW. Die Funktion der Kraftwerke verändert sich von einer Erzeugung der Grundlast zur Sicherung der Stromerzeugung in einem flexiblen Betrieb. Bis 2040 wird Gas als Brennstoff verwendet, in den Jahren bis 2045 erfolgt eine Umstellung auf synthetisches Gas und Wasserstoff.

Aus der Betrachtung der neuen Herausforderungen für das Stromnetz folgt, dass Kraftwerke weiterhin notwendig sind. Aus Abbildung 4.13 ergibt sich, dass die Kraftwerksleistung unabhängig vom Szenario steigt. Dabei ist dieser Ausbau im Referenz, Suffizienz und BANANA Szenario auf die Einschränkung des Stromimports und den ansteigenden Strombedarf zurückzuführen. Weiterhin werden Kohlekraftwerke bis 2025 vollständig aus dem Betrieb genommen.

Zwischen 2020 und 2030 haben Gaskraftwerke eine Zubaurate von 415 - 510 MW_{el}/Jahr im Referenz Szenario. (siehe Anhang 5.11, 5.12) Die Kraftwerksleistung beträgt 7 - 8

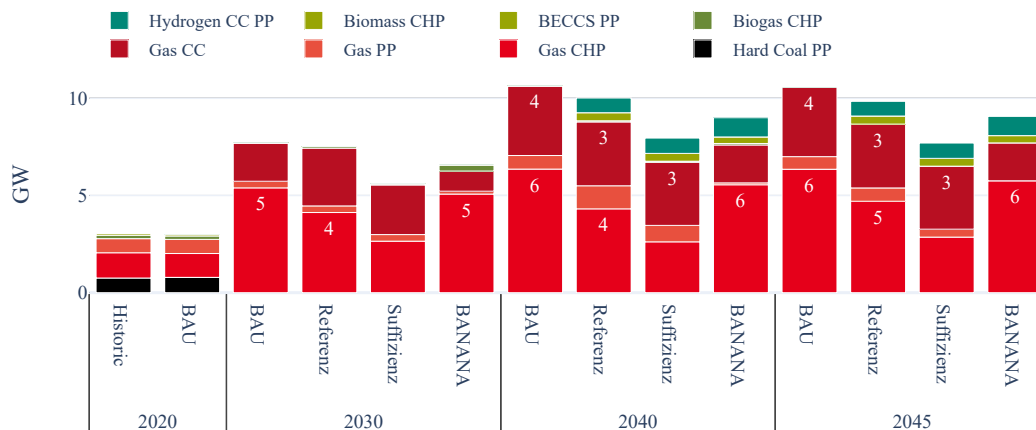


Abbildung 4.13: Die installierte Leistung steigt Szenarien übergreifend. Bereits ab 2030 werden nahezu ausschließlich Gaskraftwerke eingesetzt.

GW in 2030 und steigt auf 9 - 10 GW in 2045 an. Beim Vergleich vom BAU und Referenz Szenario in Abbildung 4.13 fällt auf, dass die installierte Leistung der Kraftwerke im BAU und Referenz Szenario auf einem ähnlichen Niveau sind. Wird die Abbildung 4.3 mit in die Betrachtung einbezogen, zeigt sich, dass im BAU Szenario die erzeugte Strommenge etwa doppelt so hoch ist wie im Referenz Szenario. Unter Einbezug der Lastprofile ist zu erkennen, dass im BAU Szenario die Kraftwerke als Grundlastkraftwerke mit hohen Volllaststunden eingesetzt werden, hingegen im Referenz Szenario die Kraftwerke zum Lastausgleich eingesetzt werden. (siehe Anhang 5.25, 5.26, 5.27, 5.28) Das hessische Energiesystem wird dementsprechend weiterhin Kraftwerke benötigen, einzig die Funktionsweise verändert sich und die Ansprüche an die Kraftwerke.

Unter dem Punkt des Zuschaltens von Kraftwerken wäre zu erwarten, dass Gasturbinen Kraftwerke verstärkt ausgebaut werden aufgrund der geringen Hochfahrzeiten von 5 - 15 Minuten. [61] Im Optimierungsmodell bedarf es für diese Annahme einen Integer, der das Optimierungsmodell erheblich verlangsamen würde und deswegen nicht verwendet wird. Diese sehr flexiblen Kraftwerke werden im Modell aufgrund des hohen Wirkungsgrades durch Gas- und Dampfturbinen (GuD) Kraftwerke (Gas CC) ersetzt.

Das Suffizienz Szenario hat eine geringere Ausbaurate (240 - 320 MW_{el}/pro Jahr), was zu einer Kapazität von 7,5 - 8 GW in 2045 führt. Dies ist auf den verringerten Strombedarf

zurückzuführen. Im NoImportReferenz Szenario führt die Einschränkung des Imports zu einer erhöhten Kraftwerkskapazität von 10,5 GW in 2030 und 11 GW in 2045. (siehe Anhang 5.19) Weiterhin zeigt das Szenario, dass das hessische Energiesystem ohne Stromimporte die Stromversorgung gewährleisten könnte. Der verringerte Wasserstoffpreis im H2LowCostsReferenz Szenario führt nicht zu einer erhöhten installierten Leistung, aber die erzeugte Strommenge aus Kraftwerken erhöht sich auf 23 TWh und verdeutlicht, dass dieses Energiesystem am ehesten dem konventionellen bedarfsorientierten Energiesystem entspricht. Dies lässt sich auch aus der Zeitreihe des Jahres 2045 erkennen, die im Anhang in Abbildung 5.29 dargestellt ist.

In den Szenarien wird bis 2045 Gas als Brennstoff in den Kraftwerken verwendet, ab 2040 beginnt der Ersatz durch Wasserstoff und synthetisches Gas. Im Modell wird nicht die Option betrachtet, bestehende Gas Kraftwerke auf Wasserstoff umzurüsten. Aus diesem Grund sind die Anteile von Wasserstoff und synthetischem Gas mit Vorsicht zu betrachten, da in Zukunft die Umstellung auf Wasserstoff die kostenoptimale Option sein könnte. Einzig die Nutzung von Wasserstoff ist sicher.

Für die Szenarien gilt die Annahme des begrenzten Stromimports aus dem deutschen Stromnetz. Das Mini-Szenario ImportReferenz untersucht, inwiefern ein unbeschränkter Import Auswirkungen auf das Energiesystem hat. Die Ergebnisse sind eindeutig: Ein unbegrenzter Import führt dazu, dass 80 - 90 % des Stroms importiert werden. (vgl. Anhang 5.17) Ein solches Ergebnis entbindet Hessen von der eigenen Stromerzeugung und wird bereits in Kapitel 4.3.1 als Entwicklung ausgeschlossen. Aus diesem Grund wird die Annahme des eingeschränkten Imports bestätigt. In Zukunft ist ein Verlass auf Importe nicht im Sinne der Energiewende.

Erstens würde der Ausbau von EE vermutlich verlangsamt werden, da dieser in den anderen Bundesländern stattfinden müsste, deren Flächen bereits zu höheren Teilen mit EE ausgelastet sind. Zweitens ist ein Verlass auf Importe problematisch in einem Energiesystem, das auf eine volatile Stromerzeugung reagiert, da nicht mit einem Import von Strom bedarfsgerecht geplant werden kann. Drittens zeigen Studien der dena und Prognos, dass Deutschland sich von einem Strom-Exportland zu einem Importland wandelt aufgrund der stattfindenden Energiewende. [7], [9] Deswegen ist für die hessische Energiepolitik zu empfehlen, sich auf eine Reduktion von Importen einzustellen.

Die Ergebnisse können nicht nur für Hessen betrachtet werden, denn Hessen bezieht 2020 50 % des Strom aus dem deutschen Netz. Die Gewährleistung der Stromversorgung in Hessen ist angewiesen auf das deutsche Stromnetz. Aufgrund des hohen Anteils bedarf es einer genaueren Betrachtung, wie der Import von Strom im Modell erfolgt. Für das Modell gilt die Annahme, dass der Import von Strom dem Lastprofil folgt. Diese Annahme

ist ein Ergebnis der Untersuchung des Imports ohne Vorgabe für die zeitliche Verteilung. In diesem Fall wird Strom in den Zeitabschnitten importiert, in denen eine geringe Erzeugung aus VEE vorliegt. Dies hat erheblichen Einfluss auf die installierte Leistung von Kraftwerken, die sich in der Folge stark verringert. Weiterhin tritt in Zeiten einer Dunkelflaute das Problem auf, dass hohe Mengen an Strom importiert werden, obwohl bei einer Dunkelflaute davon auszugehen ist, dass ganz Deutschland betroffen ist und somit übergreifend der Strom aus VEE ausbleibt. Die einzige Möglichkeit für diesen Import wäre, dass in anderen Bundesländern die notwendige installierte Leistung für Kraftwerke zum Lastausgleich vorgehalten wird. Dies passiert in einem gewissen Rahmen bereits heute, aber für die Untersuchung des Energiesystems in Hessen würde ein solches Vorgehen keine Aussage über die notwendige Kraftwerksleistung in Hessen zulassen.

Aus diesen Gründen ist die Annahme getroffen worden, ein Lastprofil für den Import anzusetzen. Durch die Annahme tritt das Problem auf, dass Fluktuationen im deutschen Stromnetz nicht dargestellt werden können. Beispielsweise kann im Modell nicht ein Auffangen einer erhöhten Stromproduktion aus Offshore-Windkraftanlagen dargestellt werden. Dies hat zur Folge, dass stattdessen der Strom in diesen Zeiträumen über erneuerbare Energien oder Kraftwerke bereitgestellt wird. Obwohl eine Abnahme des Stromes netzdienlich wäre und kostenoptimal für Hessen. (vgl. Import Szenario) Insgesamt führt dies dazu, dass die Betrachtung des Imports von Strom im Modell ein Kompromiss ist und in der Realität eine deutliche Abweichung von den Ergebnissen zu erwarten ist. Es ist davon auszugehen, dass die Stromerzeugung aus Gas- und Wasserstoffkraftwerken im Modell über den zu erwartenden Werten liegt.

Weiterhin unterliegt die Planung von Kraftwerken der bundesweiten Planung, somit sind die Werte für die Residuallast mehr als eine Leitlinie für die weitere hessische Energiepolitik anzusehen.

4.4 Wärmesektor

In 2045 wird die Wärme über Strom, Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe bereitgestellt. Dabei nehmen Wärmepumpen einen Anteil von 50 % ein. Eine vollständige Elektrifizierung erfolgt nicht.

Das Backtesting für den gesamten Wärmesektor zeigt, dass das Modell den hessischen Wärmesektor abbilden kann. Die kleinen Unterschiede bei Gas und Fernwärme sind auf die verringerte Erzeugung aus KWK-Anlagen (Biogas und Biomasse) zurückzuführen.

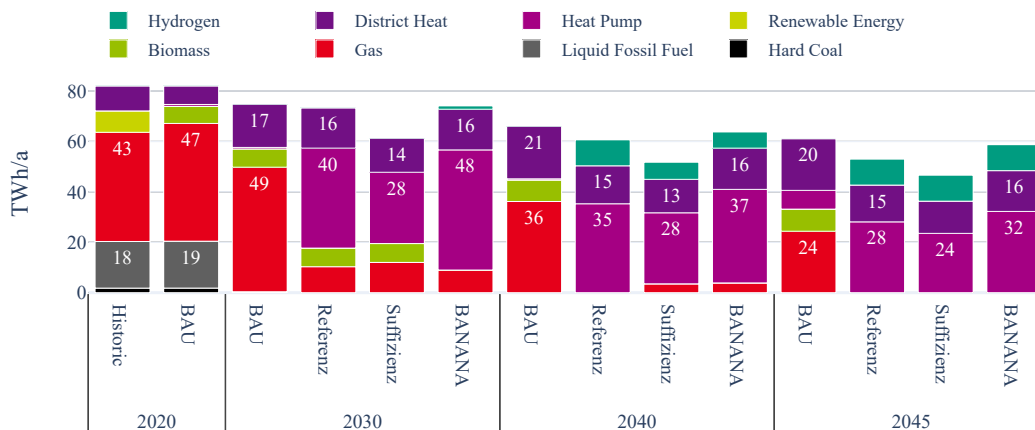


Abbildung 4.14: In keinem der Hauptszenarien erfolgt eine vollständige Elektrifizierung der Wärmeerzeugung bis 2045. District Heat, Heat Pump und Renewable Energy fassen mehrere Conversion Processes zusammen.

Im BAU Szenario bleibt bis 2040 Gas die primäre Energiequelle für Haushalte und GHD. Ab 2040 erfolgt ein Ausbau von Wärmepumpen. Unabhängig vom Temperaturbereich ist Gas der Energieträger, der im BAU Szenario zur Bereitstellung von Wärme in der Industrie verwendet wird.

Grundlegend ist in Abbildung 4.14 zu erkennen, dass die Nutzung von Öl als Energieträger in den Szenarien Referenz, Suffizienz und BANANA bis 2030 entfällt. Weiterhin reduziert sich der Anteil von Gas um 75 % aufgrund der Elektrifizierung über Wärmepumpen. Bis 2045 wird die Nutzung von Gas und Biomasse durch Wasserstoff und einen steigenden Anteil an Fernwärme ersetzt. Der Wärmesektor wird nicht vollständig elektrifiziert, dies liegt an den vorhandenen Optionen zur Elektrifizierung der Prozesswärme im Industriesektor. (siehe Kapitel 4.4.3)

4.4.1 Haushalte und GHD

Unter Einhaltung eines kostenoptimalen Pfades werden bis 2030 Ölheizungen vollständig und Gasheizungen zu großen Teilen durch Wärmepumpen ersetzt. In 2045 beruht die

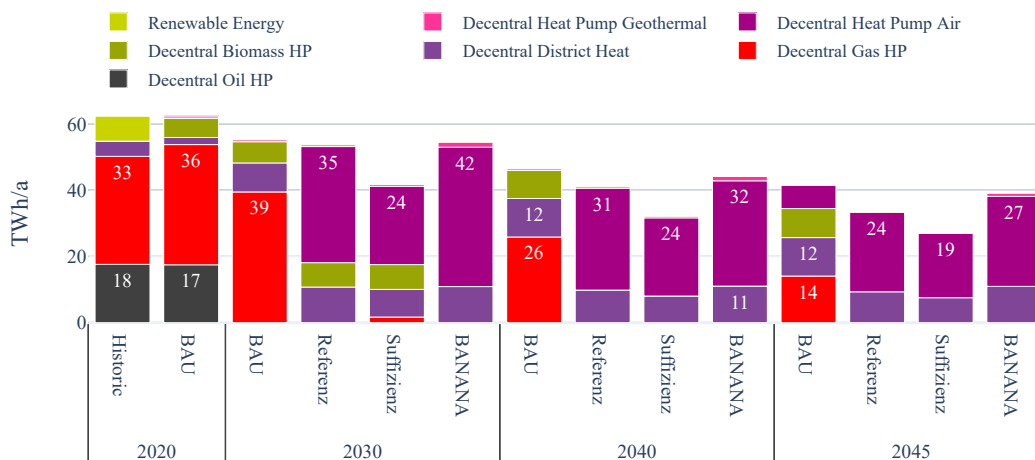


Abbildung 4.15: Im Referenz, Suffizienz und BANANA Szenario werden in 2045 ausschließlich Wärmepumpen und Fernwärme zur Wärmeerzeugung eingesetzt.

Wärmeversorgung von Haushalten und GHD auf Wärmepumpen und Fernwärme.

Die Abbildung 4.15 zeigt, dass die in 2020 dominierenden Technologien Gas- und Ölkessel bis 2030 nahezu vollständig durch Wärmepumpen und Fernwärme in allen Szenarien ersetzt werden, die die Klimaschutzziele erfüllen.

Hinzukommend wird im Referenz und Suffizienz Szenario Biomasse in Kesselanlagen verwendet. Bis 2040 wird dieser Anteil ebenfalls durch Wärmepumpen und Fernwärme ersetzt. Unter Einbezug der Abbildung 4.3 verschiebt sich die Nutzung von Biomasse in der Wärmeerzeugung zur Erzeugung von Negativemissionen in Großanlagen zur Stromerzeugung. Im Suffizienz Szenario führt der geringere Wärmebedarf dazu, dass der Anteil an Wärmepumpen (58 %) geringer ist als im Referenz Szenario (68 %). Außerdem wird im Suffizienz Szenario ein sehr geringer Anteil an Wärme noch aus Gaskesseln bereitgestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Verbrauchsreduktion zu einer Entschleunigung der Elektrifizierung des Wärmesektors führt. Im BANANA Szenario entfällt die Nutzung von Biomasse bereits bis 2030 aufgrund der Nutzung für die Stromerzeugung.

Die angenommenen Sanierungsraten zeigen, dass Sanierungen ein funktionales Mittel sind, um den Wärmebedarf zu senken. Der Wärmebedarf kann um 37 (BANANA) - 57

(Suffizienz) % gesenkt werden. Beim Vergleich der Szenarien Referenz und Suffizienz ist der Unterschied im Jahr 2030 durch die Veränderungen im Konsumverhalten zu erklären. Die Veränderung des Verhaltens ist somit im Vergleich zur Sanierung eine effektive Lösung, um den Wärmebedarf sofort zu senken.

Der Nutzen von Sanierungen ist weiterhin unter dem Punkt der Sanierungsfähigkeit von Gebäuden zu betrachten. Im Simulationsmodell sind die Sanierungsraten vorgegeben. Eine vereinfachte Darstellung, wie in dieser Arbeit kann zeigen, dass Sanierungen zu einer Reduktion führen, aber nicht wie die Sanierungsrate- und tiefe sich entwickeln sollte. Dies ist abhängig vom Gebäudebestand, der durch die unterschiedliche Altersstruktur nicht allgemein betrachtet werden kann. Deswegen ist im Einklang mit den Ergebnissen der Studie [173] zu empfehlen, Sanierungen im Einzelfall zu entscheiden. Eine Sanierung kann im Lebenszyklus eines Gebäudes sinnvoll sein, aber eine Rate die dazu führt, dass Gebäude saniert werden in denen dies nicht nötig ist, könnte kontraproduktiv sein für die Energiewende. Unter Einbezug der Ergebnisse aus [174] könnten die Investitionen, anstatt für die Sanierung, für eine neue Heizungstechnologie genutzt werden oder zum Ausbau erneuerbarer Energien. Inwiefern eine andere Option sinnvoll ist, ist im Einzelfall zu entscheiden.

Beim Vergleich der Ergebnisse mit Studien, die die Entwicklung für das deutsche Energiesystem untersuchen, fällt auf, dass der Anteil an Wärmepumpen in diesen bei 20 - 30 % liegt in 2030 und somit deutlich unter den Werten aus der vorliegenden Optimierung. Dabei erfolgt in [7]–[9] keine Optimierung für den Wärmesektor, sondern eine qualitative Abschätzung durch Experten und Trends. Die Entwicklung aus diesen Studien ist somit als wahrscheinlicher zu betrachten wie die Ergebnisse der Optimierung. Aus diesem Grund wird folgend diskutiert, wie die Auswirkungen für das hessische Energiesystem aussehen könnten, wenn der Anteil der Wärmepumpen an der Wärmeerzeugung geringer ist.

Dabei hilft die Betrachtung des SensReferenz Szenarios, in dem durch einen höheren Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung der Anteil an Wärmepumpen und batterieelektrischen Fahrzeugen zurückgeht. (siehe Abbildung 4.5a, 4.5b) Daraus lässt sich schließen, dass der Anteil durch eine erhöhte installierte Leistung von EE kompensiert wird. Weitere Möglichkeiten, wie die verstärkte Dekarbonisierung anderer Sektoren oder eine verringerte CO₂ - Intensität des importierten Stroms durch eine stärkere Dekarbonisierung des Stromsektors im Rest Deutschlands sind nur zu vermuten und können nicht durch die betrachteten Szenarien bestätigt werden.

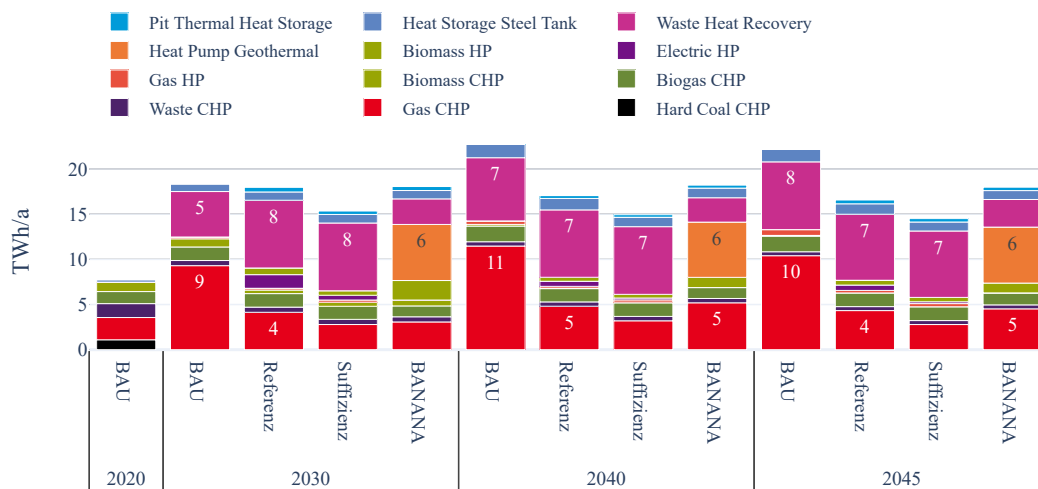


Abbildung 4.16: In allen Szenarien wird Abwärme als Option zur Wärmeerzeugung verwendet.

4.4.2 Fernwärme

In 2045 beträgt der Anteil von Fernwärme an der Wärmeversorgung von Haushalten und GHD nahezu 30 %. Im Niedertemperaturbereich werden Wärmepumpen zur Bereitstellung eingesetzt. Im Mittel- und Hochtemperaturbereich werden Brennstoffe zur Bereitstellung verwendet.

Die Erzeugung von Fernwärme beruhte in 2020 zu großen Teilen auf Gas (32 %) sowie zu ähnlichen Teilen auf Biomasse, Biogas, Kohle und Abfall. In 2030 wird in den Szenarien Referenz und Suffizienz weiterhin Gas (20 - 24 %), hauptsächlich aber Wärmepumpen (42 - 49 %) und Biomasse/Biogas (15 - 16 %) zur Erzeugung eingesetzt. Gleichzeitig steigt die Erzeugung von 10 auf 18 TWh. Aus Abbildung 4.16 ergibt sich, dass die Wärmeerzeugung auf dem Niveau von 2030 bis 2045 bleibt, dies ist in der Annahme des Anteils an der Gesamterzeugung begründet. Die Bereitstellung für den Mittel- und Hochtemperaturbereich erfolgt aus der Auskopplung von KWK - Anlagen sowie zentralen Verbrennungsanlagen, die Biomasse, Biogas, Gas und synthetisches Gas als Brennstoff verwenden.

Im BANANA Szenario werden Geothermie Wärmepumpen (34 %) und verstärkt zentrale Biomasse Kesselanlagen (12 %) als Erzeugungstechnologien verwendet. Dies unterscheidet

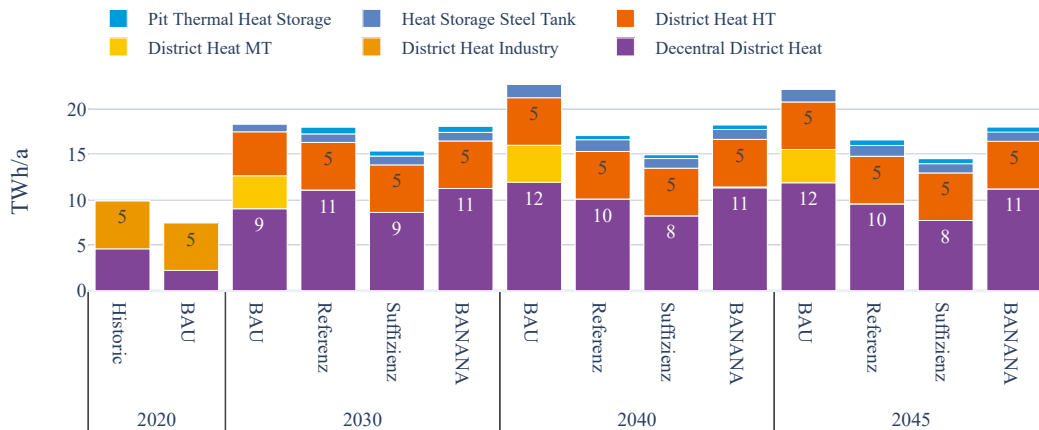


Abbildung 4.17: Der Einsatz von Fernwärme erhöht sich in allen Szenarien im Niedertemperaturbereich.

sich erheblich von den Szenarien Suffizienz und Referenz. Der Unterschied ist auf die Einschränkungen der Windenergie zurückzuführen. Aus der eingeschränkten Bereitstellung erneuerbaren Stroms ergibt sich die Notwendigkeit Technologien zu verwenden, die am effektivsten CO_2 - Emissionen reduzieren können. Der unterschiedliche Pfad des BANANA Szenarios zeigt sich insbesondere im Jahr 2030. Neben dem bereits erwähnten Umstieg bei den Technologien, ist zum Erreichen des Klimaschutzzieles einer Reduktion der CO_2 - Emissionen um 65 %, weiterhin ein erhöhter Stromimport (30 TWh) notwendig. Ohne diese Erhöhung ist ein Erreichen des Klimaschutzzieles nicht möglich in der Optimierung. Die Kombination der getroffenen Annahmen und Maßnahmen in der Optimierung zeigen auf, dass ein Erreichen der Klimaschutzziele auf diesem Pfad nur unter erhöhtem Aufwand möglich ist, daher gilt die Empfehlung, einen solchen Pfad möglichst zu vermeiden.

Die Ergebnisse zeigen, dass Fernwärme ein essenzieller Teil der zukünftigen Wärmeversorgung ist. Damit bestätigen die Ergebnisse die Untersuchungen von [28], aus denen der Anteil abgeleitet wird.

Aus der Aufteilung der Fernwärme in Abbildung 4.17 ist zu erkennen, dass der Anstieg in der Fernwärme insbesondere im Niedertemperaturbereich erfolgt. Der Anteil für die Industrie verbleibt bei 5 TWh in allen Szenarien, die die Klimaschutzziele erreichen. Aus dem Vergleich der Abbildungen 4.16 und den Vorgaben aus 2.1 ergibt sich, dass die

Fernwärme für die Industrie in der Optimierung ausschließlich aus KWK - Anlagen erzeugt wird. Der Anteil von 100 % an der Prozesswärme für den mittleren Temperaturbereich ist somit als Leitlinie zu verstehen, denn es ist nicht davon auszugehen, dass in allen Industriebetrieben ein Anschluss zu einem Fernwärmenetz vorliegt oder sich eine KWK - Anlage vor Ort befindet.

Wird die Fernwärmeerzeugung für Haushalte und GHD betrachtet, zeigt sich, dass insbesondere Technologien eingesetzt werden, die darauf angewiesen sind, dass die Fernwärmenetze auf Niedertemperaturen ($> 95^{\circ}\text{C}$) ausgelegt sind. Darunter fallen nach [28] Wärmepumpen (Abwärme, Luft, Geothermie), Abwärme, Power-to-Heat und saisonale Speicher. Ein geringer Anteil der Erzeugung lässt sich KWK - Anlagen zuordnen, die Gas, Biogas und Biomasse als Brennstoff verwenden. Um diesen Einsatz von Technologien zu ermöglichen, ist eine Auslegung der Fernwärmenetze auf dieses Temperaturniveau notwendig.

Im Modell wird der angenommene Anteil an verfügbarer Abwärme vollständig über Wärmepumpen in Fernwärme umgesetzt. Das Ergebnis zeigt, dass die Nutzung von Abwärme eine kostenoptimale Option zur Fernwärmeerzeugung ist.

Aus dem Ergebnis begründet sich ein Interesse an dem Potenzial von Abwärme zur Erzeugung von Fernwärme in Hessen. Für Hessen liegt keine Potenzialabschätzung vor. Aus [175] ist bekannt, dass Serveranlagen, Industrieanlagen sowie Wasserreservoirs/Abwassersysteme mögliche Abwärmequellen sein können. Im Modell wird einzig die Möglichkeit der Fernwärmenutzung der Abwärme aus Industrieprozessen betrachtet. Insgesamt ist somit davon auszugehen, dass es sich bei dem angenommenen Anteil der Abwärme im Modell um eine konservative Abschätzung handelt. Hervorzuheben ist dabei Frankfurt als führender Teil der Frankfurt, London, Amsterdam, Paris (FLAP) - Märkte bei Colocation-Rechenzentren. Die hohen heutigen und zukünftigen Serverkapazitäten bieten ein hohes Potenzial für Abwärme im Ballungsraum Frankfurt.

Insgesamt zeigt sich, dass im Bereich der Fernwärme hohe ungenutzte Potenziale vorhanden sind, die in Zukunft weiter steigen werden. Somit ist zu empfehlen, diese Potenziale zu bestimmen, um eine Grundlage für das weitere Vorgehen in der Fernwärme zu haben.

4.4.3 Prozesswärme (Industrie)

Der Niedertemperaturbereich der Industrie wird in allen Szenarien durch die Nutzung von Wärmepumpen ab 2030 elektrifiziert. Im Mittel- und Hochtemperaturbereich erfolgt

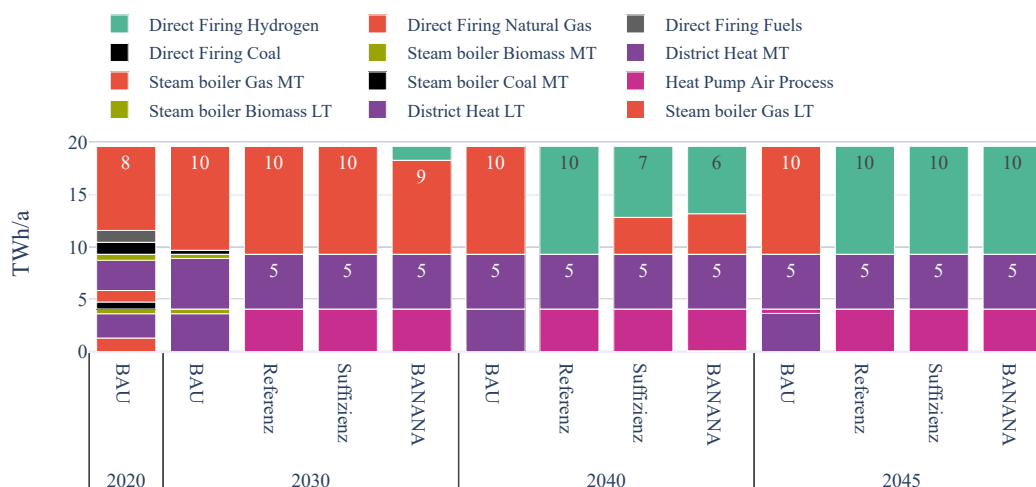


Abbildung 4.18: In der Abbildung werden die drei Temperaturniveaus der Industrie gemeinsam dargestellt. Von unten nach oben ergeben sich Process Heat LT, Process Heat MT und Process Heat HT.

keine Elektrifizierung, die Bereitstellung von Wärme basiert weiterhin auf Brennstoffen, die ab 2040 klimaneutral sind.

Die Entwicklungen in den Szenarien, die die Klimaschutzziele erfüllen, ist nahezu identisch. (siehe Abbildung 4.18) In den Szenarien wird bereits ab 2030 der Niedertemperaturbereich über die Nutzung von (Hochtemperatur-) Wärmepumpen elektrifiziert. Im mittleren Temperaturbereich wird die Wärme über Fernwärme aus KWK - Anlagen bereitgestellt. In 2030 werden Gas und Biomasse als Brennstoffe eingesetzt, ab 2045 werden diese durch synthetisches Gas ersetzt. Im Hochtemperaturbereich beruht die Wärmebereitstellung in 2030 weiter auf dem direkten Einsatz von Gas als Brennstoff. Ab 2035 beginnt der Ersatz durch Wasserstoff. Bereits in 2040 wird Wasserstoff im Referenz Szenario zu 100 %, im Suffizienz Szenario zu 80 % und im BANANA Szenario zu 90 % eingesetzt. Aus der Optimierung ergibt sich, dass der Mittel- und Hochtemperaturbereich der Prozesswärme für die Industrie nicht direkt elektrifiziert wird.

Das Ergebnis wirft zuerst Fragen auf, da zu vermuten ist, dass zur Dekarbonisierung der Industrie die direkte Elektrifizierung über erneuerbare Energien erfolgt. In den bereits erwähnten Studien zu Deutschland ist dies der Fall. In diesen haben Elektrodenkessel teilweise einen Anteil von 50 % an der Wärmeerzeugung in der Industrie.

Um die Gründe für die Entwicklung zu erläutern, wird das Mini-Szenario Import für das Referenz Szenario betrachtet. In diesem führt der uneingeschränkte Import von Strom aus dem deutschen Verbundnetz zu einer direkten Elektrifizierung im Mittel- und Hochtemperaturbereich. (vgl. Anhang 5.20) Aus dem Mini-Szenario ergeben sich zwei Hypothesen.

1) Die eingeschränkte Verfügbarkeit von erneuerbaren Strom führt dazu, dass in anderen Bereichen die Elektrifizierung effizienter ist.

2) Trotz der möglichen Verfügbarkeit von Strom erfolgt die Elektrifizierung nicht, da diese nicht kostenoptimal ist.

Im Suffizienz Szenario ist theoretisch ein erhöhter Ausbau an EE möglich und erfolgt nicht. (vgl. 4.3) Der Unterschied zum ReferenzImport Szenario ist die konstante Bereitstellung des Stroms für den Industriesektor. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass nicht der Ausbau von EE das Problem ist, sondern die konstante Bereitstellung von Strom. Die beschriebenen Herausforderungen der Stromerzeugung aus EE erfordern dann mehr Speicher und Technologien zum Lastausgleich, die in der Gesamtheit der Anforderungen teurer sind als die Nutzung klimaneutraler Brennstoffe.

Die Ergebnisse zeigen eindeutig, dass eine direkte Elektrifizierung der Mittel- und Hochtemperaturwärme unter kostenoptimalen Bedingungen nicht geschehen wird, dennoch sind Gründe vorhanden, die zu einer direkten Elektrifizierung führen können. Zum einen kann eine langsamere Dekarbonisierung in anderen Sektoren, eine frühere Dekarbonisierung im Industriesektor notwendig machen. Diese ist dann aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit von klimaneutralen Brennstoffen vor 2030 einzig über eine direkte Elektrifizierung und Strom aus EE möglich. Zum anderen führt eine Betrachtung aus Sicht der Industriebetreiber dazu, dass eine direkte Elektrifizierung eine sichere Alternative im Gegensatz zum Verbleib bei konventionellen Technologien sein kann. Derzeit besteht keine Sicherheit über die Versorgung mit Wasserstoff und klimaneutralen Brennstoffen. Der CO₂ - Preis und das EU ETS führen zu einer Belastung, die bei einem Verbleib bei Brennstoffen weiterbesteht. Diese könnte auf dieser Ebene entfallen, wenn die in [176] beschriebenen Corporate Power Purchase Agreements abgeschlossen werden, in denen versichert wird, dass der gelieferte Strom klimaneutral ist und den weiteren Vorteil haben, dass ein Preis für den Strombezug festgelegt wird. Solche Aspekte sind in den nächsten Jahren bei Investitionen in neue Anlagen zu bedenken, wenn diese für 20 - 30 Jahre genutzt werden. Aus diesen Gründen ist eine direkte Elektrifizierung nicht auszuschließen.

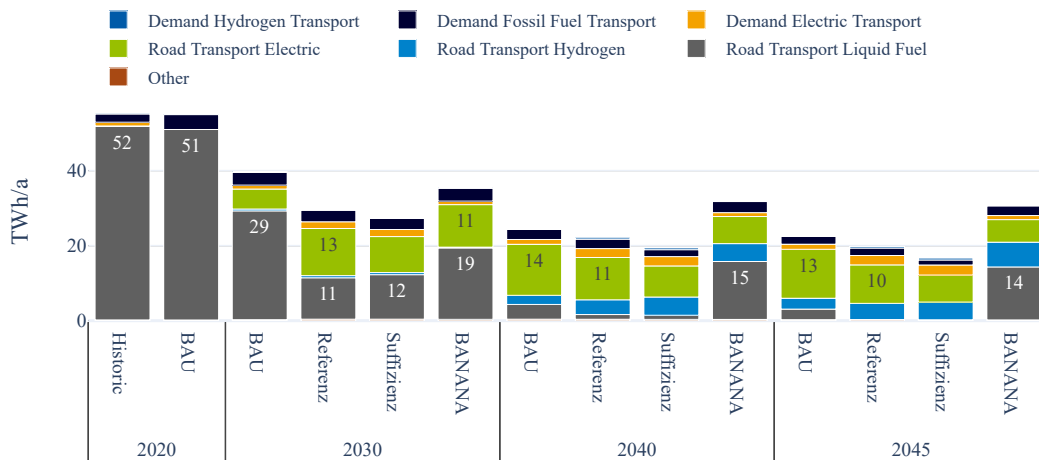


Abbildung 4.19: Die Reduktion im Endenergiebedarf gegenüber 2020 ergibt sich aus der Elektrifizierung des Verkehrs. Road Transport Electric / Hydrogen / Liquid Fuel fassen mehrere Conversion Processes zusammen, einschließlich der Conversion Process Gruppe Pkw.

4.5 Verkehrssektor

Die Zukunft von Pkw liegt mittelfristig bei batterieelektrischen Fahrzeugen. Verbrennungsmotoren werden in den Szenarien, die die Klimaschutzziele erreichen, bis 2035 vollständig ersetzt.

4.5.1 Pkw Verkehr

Die Ergebnisse zeigen, dass die Annahmen für die Simulation des hessischen Verkehrs zuverlässig sind, um diesen darzustellen. (siehe Abbildung 4.19) Dabei ist die Genauigkeit auf die vorgegebenen Verbrauchswerte zurückzuführen. Kleinere Unterschiede sind auf die nicht vorhandenen Daten für den Bestand und die Fahrleistung für Lkw, LNF, Öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV) und den restlichen Güterverkehr in Hessen zurückzuführen.

Im BAU Szenario erfolgt ein moderater Anstieg von batterieelektrischen Fahrzeugen bis 2030. In 2040 liegt der Anteil bei nahezu 90 %. Die Ergebnisse des BAU Szenarios zeigen,

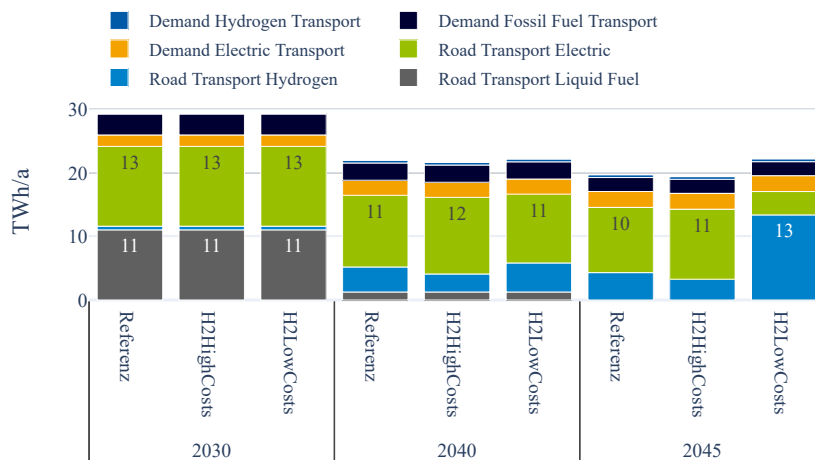


Abbildung 4.20: Die geringeren Kosten für Wasserstoff im H2LowCostsReferenz Szenario führen dazu, dass in 2045 primär Brennstoffzellen als Antrieb für Pkws eingesetzt werden.

dass auch ohne CO₂ - Obergrenze bei steigendem CO₂ - Preis der Ausbau von batterieelektrischen Fahrzeugen ab 2025 beginnt. Neuzulassungen von Verbrennungsmotoren erfolgen ab diesem Zeitpunkt nicht mehr.

Der Anteil von BEV in den Szenarien Referenz und Suffizienz beträgt im Jahr 2030 70 % und steigt auf nahezu 100 % in 2035. Danach erfolgt ein Anstieg der Neuzulassungen von Fahrzeugen mit Brennstoffzellen als Antrieb. In beiden Szenarien werden Verbrennungsmotoren bis 2035 vollständig verdrängt. Im Modell werden ab 2020 keine Verbrennungsmotoren neu zugelassen. Im BANANA Szenario führt der festgelegte Anteil an Verbrennungsmotoren zu einer Erhöhung des Endenergiebedarfs. Die Dekarbonisierung wird durch die Nutzung von klimaneutralen Kraftstoffen erreicht. In keinem der Szenarien, in denen eine uneingeschränkte Optimierung der Pkw möglich ist, werden klimaneutrale Kraftstoffe für Pkws verwendet.

Aus der Abbildung 4.20 ist zu erkennen, dass ein geringerer Wasserstoffpreis (H2LowCosts) dazu führt, dass in 2045 90 % der Pkw Brennstoffzellen als Antrieb nutzen. Die homogene Tendenz aus allen anderen Szenarien, mit der batterieelektrische Fahrzeuge die zukünftige dominierende Antriebstechnologie sind, wird nicht bestätigt. Nur unter Betrachtung der Kosten besteht ab 2040 die Möglichkeit, dass ein erneuter Wechsel in

der dominierenden Antriebstechnologie stattfindet. Werden weitere Faktoren in die Betrachtung miteinbezogen, wird die Möglichkeit eines Antriebswechsels abgeschwächt. Durch die Dominanz von batterieelektrischen Fahrzeugen ist davon auszugehen, dass die Infrastruktur daran angepasst wird. Weiterhin richten sich die Automobilkonzerne auf die Herstellung von batterieelektrischen Fahrzeugen aus. Die Lieferketten werden dementsprechend eingerichtet. Diese Entwicklungen sind bereits in den Strategien der deutschen Automobilkonzerne, dargestellt in [177], zu erkennen. Insgesamt führt dies zu Pfadabhängigkeiten, die entsprechend zu überwinden sind, falls sich Wasserstoff als dominierende Antriebstechnologie durchsetzen sollte. Deswegen ist davon auszugehen, dass ein erneuter Antriebswechsel entweder nicht erfolgen wird oder zu erheblichen Mehrkosten führt, die im Optimierungsmodell nicht darstellbar sind.

Mit Gewissheit ist zu sagen, dass sich batterieelektrische Pkws bis mindestens 2040 durchsetzen. Für diesen Wechsel in der Antriebstechnologie im Verkehrssektor wird eine neue Ladeinfrastruktur benötigt. Daher ist zu empfehlen, in Hessen die notwendige öffentliche Ladeinfrastruktur vorzubereiten. Auf Hybrid-Pkws wird in den Szenarien nicht eingegangen. Dabei ist eine Nutzung von Hybrid-Pkws als irrelevant einzuschätzen, da sich unter den Neuzulassungen ab 2020 einzig batterieelektrische Fahrzeuge befinden.

Durch die E-Mobilität ergeben sich neue Herausforderungen. Im Modell ist keine Einschränkung bezüglich des Anteils batterieelektrischer Fahrzeuge am Pkw Bestand vorgenommen worden. Dies führt dazu, dass in einigen Szenarien der Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge bei 100 % liegt. (siehe Anhang 5.10) Inwiefern dies in Zukunft möglich ist, wird von der Entwicklung der Reichweite abhängen. Wenn es in Zukunft nicht möglich ist auch Langstrecken mit batterieelektrischen Pkws zurückzulegen, werden andere Antriebstypen eingesetzt werden müssen. Verschiedene Lösungsansätze sind vorhanden, wie z. B. in [7], wo Car-Sharing Modelle diskutiert werden in denen Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellenfahrzeuge eingesetzt werden.

4.5.2 Personen- und Güterverkehr

Eine Umstellung vom MIV zum ÖPNV ist am förderlichsten für das Erreichen der Klimaschutzziele.

Aus Abbildung 4.19 geht hervor, dass eine Umstellung vom MIV zum ÖPNV bei gleichbleibender Fahrleistung zu einem geringeren Endenergieverbrauch im Personenverkehr führt. Insgesamt zeichnet sich das gleiche Bild ab wie im Personenverkehr, dass eine Elektrifizierung zum geringsten Endenergieverbrauch führt und somit am besten für das

Erreichen der Klimaschutzziele ist. (vgl. Ergebnisse Suffizienz Szenario) Ein Verbleib bei Verbrennungsmotoren, wie im BANANA Szenario, führt zu einer Abhängigkeit von Wasserstoff Importen und einem höheren Endenergiebedarf.

Um die Vorteile einer Verkehrswende vom MIV zum ÖPNV für die Erreichung der Klimaschutzziele zu ermöglichen, entstehen nach [178] Konflikte um den Raum für Mobilität. Deswegen ist es eine politische Entscheidung, wie der Raum für Mobilität gestaltet wird. Aus den Ergebnissen der Szenarien ergibt sich unter dem Aspekt der Klimaschutzziele die Empfehlung, den Raum für ÖPNV und Fuß-/Radverkehr zu nutzen, dies bedarf nach [179] einer Berücksichtigung weiterer Faktoren wie Komfort und Fahrzeit. Neben den Vorteilen zur Erreichung der Klimaschutzziele, zeigt [179], dass weitere Vorteile entstehen, wie die Reduktion von Lärm- und Luftverschmutzung sowie der Umbau von Parkplätzen in Parkflächen, die als Kühlzonen in heißen Sommern dienen können.

Weiterhin leitet sich aus den Ergebnissen der Simulation die Empfehlung ab, den Güterverkehr auf die Schiene zu verlegen und die dafür benötigte Infrastruktur bereitzustellen. Falls eine Verlagerung auf die Schiene nicht möglich ist, bedarf es einer Abwägung zwischen batterieelektrischen, Oberleitungs und Brennstoffzellen Lkw, wie in [180] erläutert.

Aus [181] ist bekannt, dass die Zukunft des klimaneutralen Fliegens auf Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen beruhen wird. Werden die Produktionskapazitäten von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern für Hessen in den verschiedenen Szenarien betrachtet, zeigt sich, dass der Bedarf für den internationalen Flugverkehr aus Importen gedeckt werden wird. Weiterhin ist davon auszugehen, dass aufgrund des hohen Aufwands für die Dekarbonisierung, dies einer der letzten Schritte auf dem Weg zur hessischen Klimaneutralität sein wird.

4.6 Wasserstoff

Aus der Analyse der Szenarien geht hervor, dass zum Erreichen der Klimaschutzziele, die Nutzung von grünem Wasserstoff notwendig ist. Der Bedarf von Wasserstoffen und synthetischen Energieträgern liegt zwischen 46 - 71 TWh in 2045.

Der Bedarf von grünem Wasserstoff entfällt im BAU Szenario, einzig blauer und türkiser Wasserstoff werden genutzt. Der Bedarf liegt bei 6 - 7 TWh und ist im Vergleich zu den anderen Szenarien vernachlässigbar. Deswegen wird das BAU Szenario nicht weiter betrachtet.

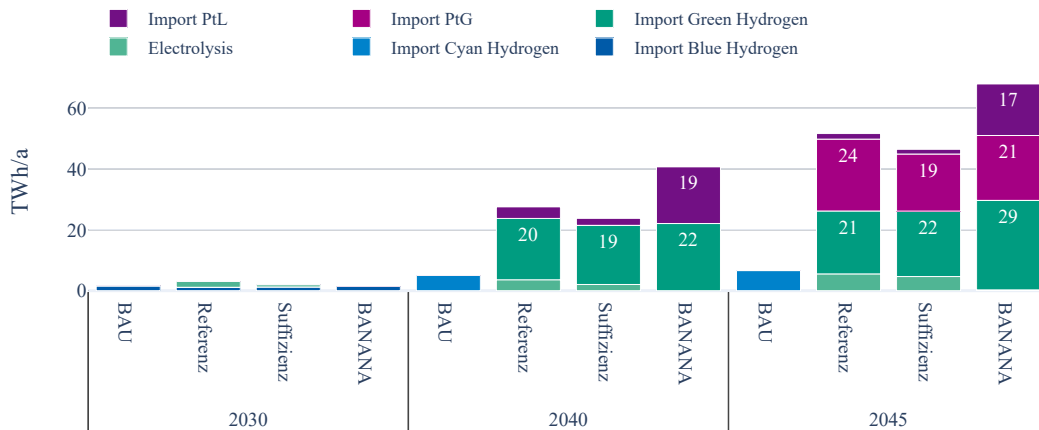


Abbildung 4.21: Der Unterschied zwischen dem BANANA Szenario gegenüber dem Referenz und Suffizienz Szenario ergibt sich aus dem Verbleib bei Verbrennungsmotoren.

In allen Szenarien wird zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in 2030 (1-3 TWh) blauer Wasserstoff eingesetzt. In 2045 liegt der Bedarf für grünen Wasserstoff und synthetische Energieträger im Referenz Szenario bei 52 - 53 TWh, im Suffizienz Szenario bei 46 TWh und im BANANA Szenario bei 68 - 71 TWh. (siehe Abbildung 4.21) Ab 2035 steigt der Wasserstoffbedarf im Referenz, Suffizienz und BANANA Szenario an. Im BANANA Szenario ist der Anteil an Importen von synthetischen Kraftstoffen auf den Verbleib bei Verbrennungsmotoren zurückzuführen.

Ein höherer Preis für den Import von grünem Wasserstoff (H2HighCostsReferenz Szenario) führt zu einem geringeren Bedarf (50 TWh). Aus Abbildung 4.23 ergibt sich, dass ein geringerer Preis für den Import von grünem Wasserstoff (H2LowCostsReferenz Szenario) zu einem höheren Bedarf an Wasserstoff (62 TWh) führt. Weiterhin zeigen die Abbildungen für die Sens Mini-Szenarien im Anhang, dass geringere Preise für EE, Speicher und PtX Technologien in einem höheren Anteil an Eigenerzeugung resultieren. Der Anteil an der Erzeugung in Hessen ist damit abhängig vom Wasserstoffpreis und den Kosten für PV, Wind und Elektrolyseanlagen und führt dazu, dass der Anteil der Eigenerzeugung in den Szenarien zwischen 9 - 20 % in 2045 schwankt. In jedem Szenario führt der kostenoptimale Pfad zu einer Abhängigkeit Hessens von Wasserstoffimporten.

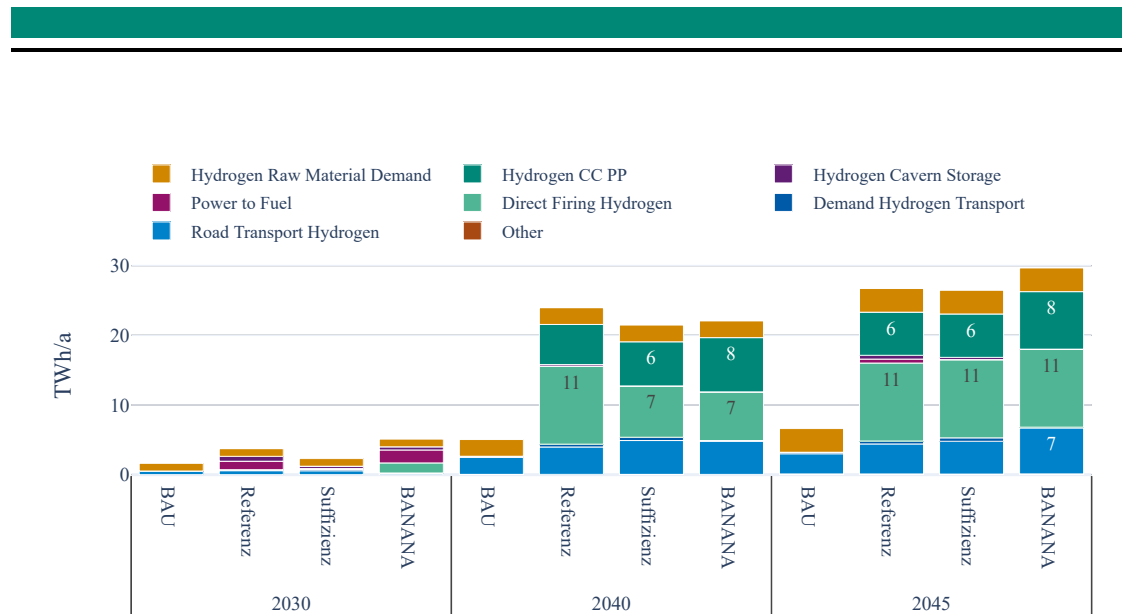


Abbildung 4.22: Wasserstoff wird im Verkehrssektor, der Industrie, in Kraftwerken sowie für die Wärmeerzeugung von Prozesswärme eingesetzt.

4.6.1 Rolle von Wasserstoff im Energiesystem

In Hessen werden zur Erreichung der Klimaschutzziele zukünftig Wasserstoff und synthetische Energieträger zur Bereitstellung von Mittel- und Hochtemperaturwärme in der Industrie, in flexiblen Kraftwerken, dem Verkehrssektor und zur Deckung des Rohstoffbedarfs der Industrie eingesetzt.

In den Abbildungen 4.22 und 4.24 ist zu erkennen, dass Wasserstoff und synthetische Energieträger in Hessen für die Erzeugung von Mittel- und Hochtemperaturwärme, in KWK - Anlagen und flexiblen Kraftwerken, in Teilen des Verkehrssektors und für die Deckung des Rohstoffbedarfs der Industrie eingesetzt werden. Dabei gilt dies szenarienübergreifend.

Dies ist aus der Alternativlosigkeit von Wasserstoff für Kraftwerke als Brennstoff, im Schwerlastverkehr und für die Bereitstellung von Rohstoffen zu erklären. In diesen Bereichen ist eine direkte Elektrifizierung nicht möglich und grüner Wasserstoff die einzige Option für Klimaneutralität. Der Einsatz für die Erzeugung von Mittel- und Hochtemperaturwärme in der Industrie ist zurückzuführen auf die Kosten für die konstante Bereitstellung von Strom aus EE. (vgl. Kapitel 4.4.3)

Neben der Rolle der Bereitstellung von grünem Wasserstoff in Hessen, werden Elektroly-

seure zum Lastausgleich eingesetzt. (siehe Kapitel 4.3.2) Die Elektrolyseure sind ein Teil der Technologien, die es ermöglichen den Strom langfristig nutzbar zu machen. Der erzeugte Wasserstoff könnte langfristig gespeichert werden, im Modell werden die Speicher einzig für kurze Perioden eingesetzt, um die Verwendung des Wasserstoffs aus Elektrolyseanlagen in Hessen zu ermöglichen. (vgl. Anhang 5.33 und 5.34) Aus der Betrachtung des Lastprofils für die Wasserstoffverwendung ist zu erkennen, dass der Wasserstoff aus Eigenerzeugung als Ergänzung zu den Importen eingesetzt wird.

Aus Kapitel 4.3.3 ist bekannt, dass die Kraftwerke im H2LowCostsReferenz Szenario nicht mehr ausschließlich zum Lastausgleich genutzt werden, sondern in bestimmten Monaten vermehrt zur Bereitstellung der Grundlast. Dies zeigt sich insbesondere an der konstanteren Bereitstellung in der Zeitreihe in Abbildung 5.30 im Anhang. Eine solche Entwicklung wäre besser fürs Energiesystem, aufgrund der Erkenntnisse aus der jahrzehntelangen Versorgung des Stromsektors über Grundlastkraftwerke. Jedoch hat der Verlass auf Wasserstoffimporte verschiedene Risiken.

Bereits in Kapitel 3.2 hat sich gezeigt, dass die Nutzung von grünem Wasserstoff in einer Anfangsphase steht. Daraus ergeben sich verschiedene Risiken, wie die mangelnde Erfahrung beim Einsatz, die Technologiereife sowie die nicht vorhandene Infrastruktur, die in [67] als politisches Problem anerkannt und angegangen werden. Insgesamt bleibt die Unsicherheit, ab wann mit einer Versorgung im industriellen Maßstab zu rechnen ist.

Zweitens ist der Import von Wasserstoff eine geopolitische Aufgabe. Die Ergebnisse von [70] haben ergeben, dass der Import zu den geringsten Preisen häufig aus Ländern stammt, die nicht mit den demokratischen Werten Hessens, Deutschlands und der EU übereinstimmen. Ein Import aus diesen Ländern kann somit zu einer Abhängigkeit führen, die auf politischer Ebene nicht gewünscht ist. Aus dieser Ungewissheit ist zu empfehlen, den Fokus zuerst auf die Produktion erneuerbarer Energie in Hessen, Deutschland und Europa zu legen. Dies ist nicht unbedingt der kostenoptimale Pfad, bietet aber den Vorteil der Versorgungssicherheit.

Zu einem späteren Zeitpunkt, wenn z.B. grüner Wasserstoff ein zentraler Bestandteil der weltweiten Energieversorgung ist, kann eine erneute Umstellung in Abwägung von Kosten, Versorgungssicherheit und Importabhängigkeit geschehen. Aus der Importabhängigkeit ergibt sich das Interesse Hessens an Exportländern, die den grünen Wasserstoff bereitstellen. Daraus leitet sich die Empfehlung ab, dass die Förderung und Unterstützung von Projekten zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in diesen Ländern ein Fokuspunkt der hessischen (deutschen) Energiepolitik sein sollte. Gleichzeitig bedarf es eines Aufbaus des Heimatmarktes, um eine Transformation in eine Wasserstoffwirtschaft zu beginnen.

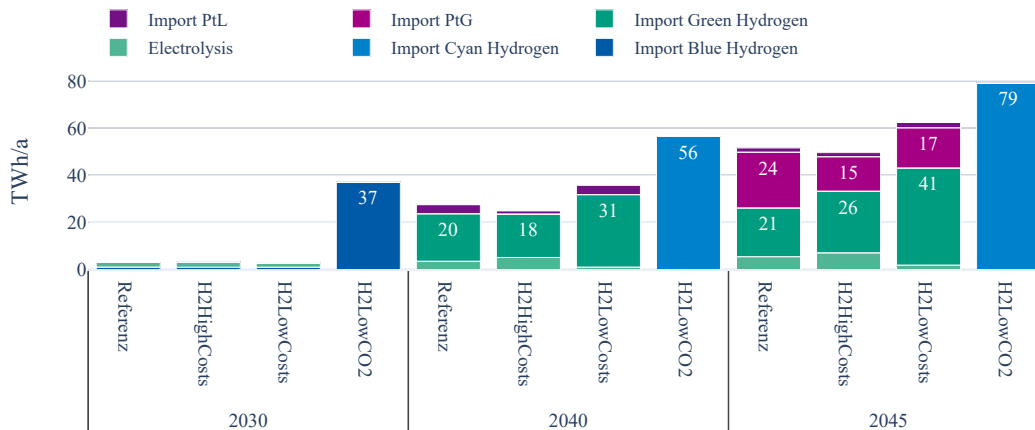


Abbildung 4.23: Die verringerten CO₂ - Emissionen für türkisen und blauen Wasserstoff führen bereits in 2030 zu einem deutlich erhöhten Bedarf an blauen Wasserstoff.

Zuletzt ist zu empfehlen, die notwendige Infrastruktur für die Bereiche Industrie, Stromversorgung (Kraftwerke) und Verkehr in Hessen vorzubereiten. Aus den Ergebnissen ist keine Aussage über die Umrüstung bestehender Gasleitungen auf Wasserstoff möglich. Inwiefern bestehende Gasleitungen verwendbar sind, ist zu untersuchen.

4.6.2 Rolle von blauem und türkischem Wasserstoff

Blauer und türkiser Wasserstoff sind mittelfristig die kostenoptimale Option für einen Aufbau der Wasserstoffwirtschaft im hessischen Energiesystem. Langfristig ist grüner Wasserstoff die einzige klimaneutrale Option.

Im H2LowCO2Referenz Szenario wird Wasserstoff bereits in 2030 zu erheblich höheren Anteilen genutzt (40 TWh). Der Bedarf steigt bis 2045 auf 79 TWh an. Bei den Verwendungsgebieten sind keine Unterschiede zu den anderen Szenarien vorhanden. (vgl. Abbildung 4.22 und 4.24)

Die Ergebnisse zeigen, dass in den Jahren 2030 bis 2045 blauer und türkiser Wasserstoff gegenüber grünem Wasserstoff die kostenoptimale Lösung ist. Der Unterschied zur Nut-

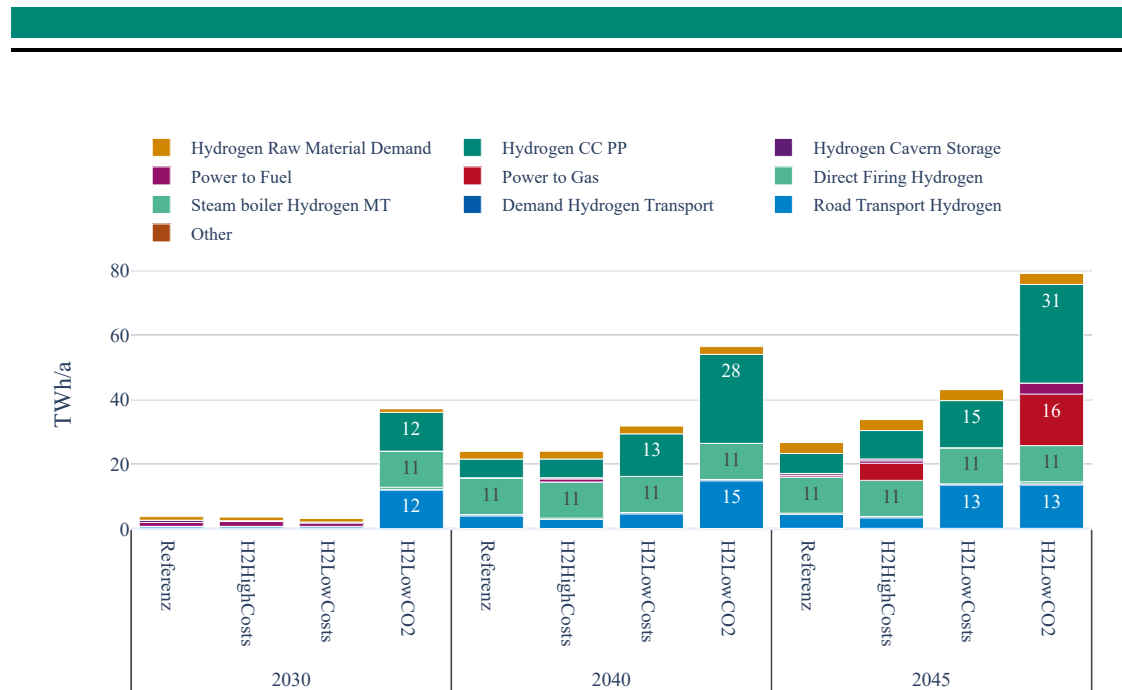


Abbildung 4.24: Der erhöhte Bedarf in den Szenarien H2LowCosts und H2LowCO2 Szenario führt nicht zu neuen Verwendungsgebieten im Vergleich zum Referenz Szenario.

zung zu den anderen Szenarien ist ein Ergebnis der unterschiedlichen angenommenen CO₂ - Emissionen. Aus diesem Grund können die Ergebnisse nicht direkt mit den anderen Szenarien verglichen werden.

Aus dem vorherigen Kapitel ist bereits bekannt, dass grüner Wasserstoff vor 2035 nicht verwendet wird. Gleichzeitig besteht ein Interesse bei einem Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft, bereits frühzeitig Projekte und Infrastruktur aufzubauen, um eine Versorgung auf industriellem Maßstab zu ermöglichen. Dafür ist bereits vor 2035 Wasserstoff notwendig, der dies kostenoptimal ermöglicht. Aus diesem Grund werden die Ergebnisse im Zeitraum von 2025 - 2040 betrachtet, um die Möglichkeit von blauem und türkischem Wasserstoff als Übergangstechnologie zu diskutieren. Werden die Verwendungsgebiete im Modell betrachtet, ergeben sich gute Gründe dafür diese als Übergangstechnologie einzusetzen.

Die Nutzung von blauem und türkischem Wasserstoff ist zur Deckung vom nicht-energetischen Rohstoffbedarf eine sinnvolle Option, da dieser bisher auf fossile Rohstoffe angewiesen ist. Ein Einsatz blauen und türkischen Wasserstoffs kann bereits vor der Verwendung von

grünem Wasserstoff zu einer Reduktion der CO₂ - Emissionen führen. Verfahren, die den Status Quo an CO₂ - Emissionen verringern, sind immer als sinnvoll zu erachten.

Weiterhin bietet blauer und türkiser Wasserstoff die Möglichkeit Gas als Brennstoff in Kraftwerken zu ersetzen. Dabei ist insbesondere türkiser Wasserstoff hervorzuheben, da bei diesem der Kohlenstoff in fester Form abgeschieden wird und zum einen in der Industrie genutzt, aber auch besser gelagert werden kann als CO₂ (gasförmig). Das Problem der Methanemissionen entfällt, da dies für beide gilt. Bei dieser Nutzung ist wichtig zu beachten, dass dies nicht zu einem verringerten Ausbau von erneuerbaren Energien führt, sondern die Funktion als flexibles Kraftwerk zur Sicherung der Stromversorgung beibehalten wird. Im betrachteten Szenario führt der Einsatz zu einer Erzeugung in grundlastfähigen Kraftwerken mit den bereits beschriebenen Vorteilen. Jedoch ist bei dieser Betrachtung miteinzubeziehen, dass dies nicht zu einer Pfadabhängigkeit von Wasserstoff führen sollte, in der ab 2045 ein erheblich höherer Anteil an grünem Wasserstoff zu importieren ist, da der Ausbau erneuerbarer Energien entfallen ist.

Zuletzt findet blauer und türkiser Wasserstoff in den selben Sektoren Anwendung wie grüner Wasserstoff. Dadurch entsteht die Option diese als Übergangstechnologie zu nutzen bei Beachtung der CO₂ - Emissionen. Der Vorteil sind die geringen Kosten und die frühere Verfügbarkeit. Insgesamt bietet blauer und türkiser Wasserstoff die kostenoptimale Option für ein Hochfahren der Wasserstoffwirtschaft.

Der Umgang mit den CO₂ - Emissionen macht die Verwendung von blauem und türkischem Wasserstoff zu einer politischen Aufgabe. Falls die Nutzung von blauem und türkischem Wasserstoff als Hilfsmittel zur Erreichung der Klimaschutzziele in Betracht gezogen wird, ist zu empfehlen, Verwendungsgebiete und Rahmenbedingungen zu definieren, die insbesondere auf den Umgang mit Methanemissionen aus der Verflüchtigung eingehen. Dafür benötigt es einen rechtlichen Rahmen, der definiert ob und wie die CO₂ - Emissionen von türkischem und blauem Wasserstoff bestimmt werden.

4.7 Restemissionen aus der Landwirtschaft, der Abfallwirtschaft und den Industrieprozessen

Für das Erreichen von Klimaneutralität im Jahr 2045 ist die Nutzung von CCS-Technologien notwendig, um die Restemissionen aus Landwirtschaft, Abfallwirtschaft und Industrieprozessen zu neutralisieren. (siehe Kapitel 3.3.11)

Neben den Emissionen aus Kapitel 3.3.11 fallen in der Optimierung weiterhin Emissionen bei der energetischen Verwertung von Abfall, Biomasse und Biogas an, die sich auf abgeschätzt 0,4 Mio. t CO₂-eq. belaufen. Zum Ausgleich der Emissionen wird BECCS genutzt, dadurch lassen sich die Emissionen unter den zugrundeliegenden Annahmen für BECCS PP um 1,4 Mio. t CO₂ reduzieren. Die restlichen Emissionen werden über DACCS ausgeglichen. Dafür wird im Modell ab 2045 ein Bedarf von 2 TWh Strom angenommen. Aus der Annahme in Kapitel 3.3.11, die auf den Ergebnissen von [172] basiert, führt dies zu Negativemissionen von 1,4 Mio. t CO₂-eq..

Aus diesen Überlegungen zeigt sich einmal, dass Negativemissionen in Hessen notwendig sind und die Nutzung von Biomasse in Kombination mit CCS eine entscheidene Rolle einnimmt. Durch die Nutzung von Biomasse in Kombination mit CCS im Modell entfällt die Nutzung von Biomasse in Haushalten und GHD zur Wärmeerzeugung. Durch die zukünftige Notwendigkeit von BECCS ist für Hessen zu empfehlen, eine Strategie zur Nutzung von Biomasse zu entwerfen, die in Abstimmung mit Deutschland entsteht. Aus der Studie [7] ergibt sich, dass die Nutzung von Biomasse für Industrieprozesse mit CCS die beste Option ist. Die Nutzungsweise für Hessen im Modell ist somit nicht optimal, um die Klimaschutzziele in Deutschland zu erreichen. Deswegen wäre eine Abstimmung zwischen Ländern und Bund sinnvoll, um Potenziale für die Nutzung von Biomasse auszumachen und die bevorzugte Verwendung zu fördern. Weiterhin ist zu empfehlen, die notwendige Infrastruktur zur Abscheidung, Verwendung / Speicherung von CO₂ frühzeitig zu planen. Bestehende und alte Kraftwerke könnten überprüft werden, ob diese für die Nutzung von Biomasse und CCS umrüstbar sind.

4.8 Kostenvergleich

Der Vergleich der Kosten erfolgt auf den betrachteten Kosten im Modell. Die Kosten für die Sanierung werden außerhalb des Optimierungsmodells ermittelt und nicht in Abbildung 4.25 dargestellt. Die Kosten für den Verkehr werden zwar für Pkw im Modell betrachtet, aber die Kosten für den ÖPNV sowie den Schienen-, Binnenschiff- und Flugverkehr werden nicht beachtet. Um eine Verzerrung im Kostenvergleich zu vermeiden, werden diese Kosten nicht in Abbildung 4.25 angegeben.

Bei der folgenden Kostenbetrachtung wird der CO₂ - Preis nicht mitberücksichtigt. Weiterhin sind die Kosten, die durch den voranschreitenden Klimawandel entstehen kein Teil der Betrachtung.

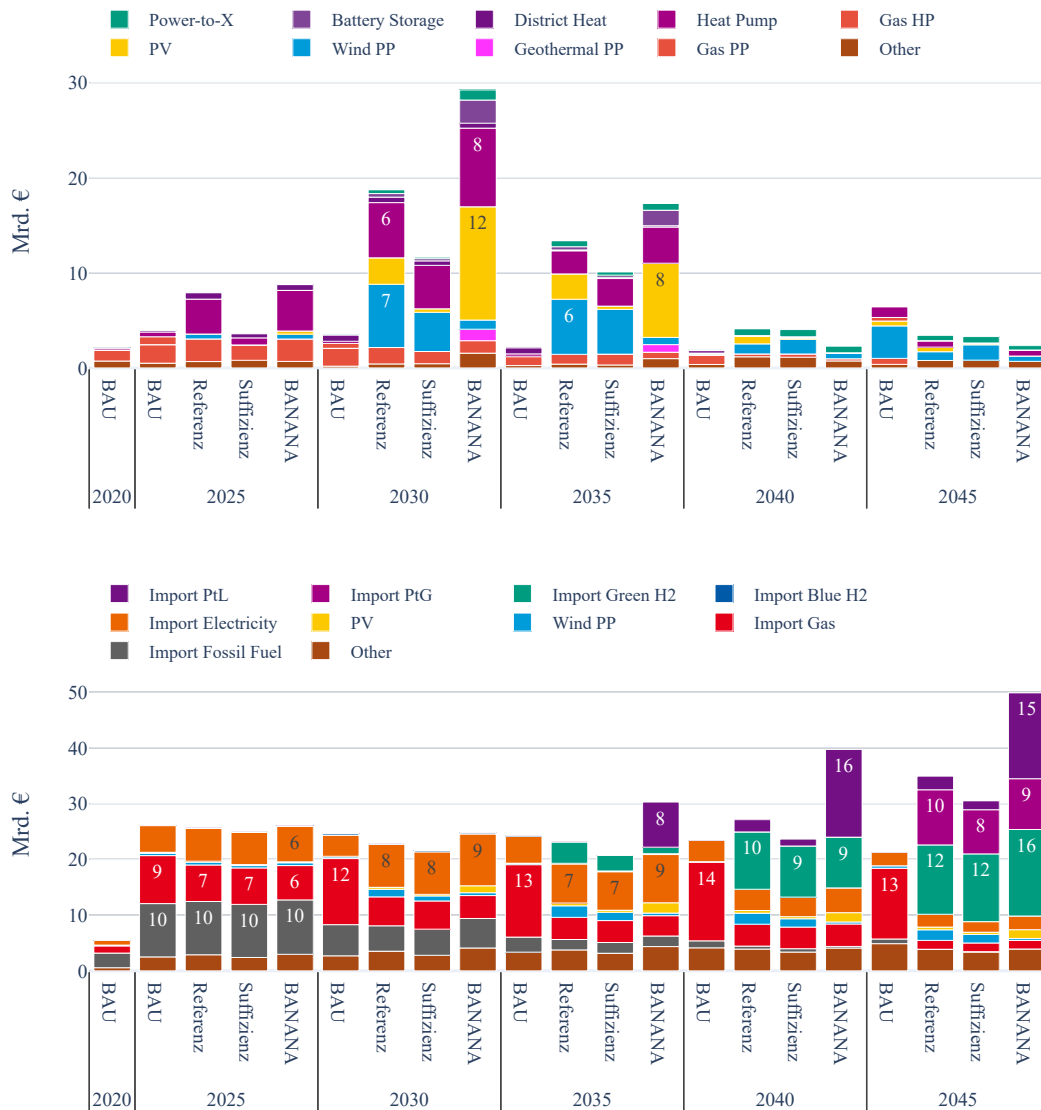


Abbildung 4.25: CAPEX und OPEX für den Zeitraum 2020 bis 2045. Die Kosten für die Jahre ab 2020, fassen immer fünf Jahre zusammen, so fasst 2025, die Jahre 2021 - 2025 zusammen.

Aus der Abbildung 4.25 ergeben sich für das BAU Szenario im Zeitraum 2020 - 2045 Gesamtkosten in Höhe von 144 Mrd. €. Im Referenz Szenario ergeben sich Kosten von 188 Mrd. € und somit Mehrkosten von 44 Mrd. €.

Beim Vergleich der beiden Szenarien in Abbildung 4.25 ist zu erkennen, dass im BAU Szenario die Kosten hauptsächlich auf den Import von Rohstoffen und Strom zurückzuführen sind. Hingegen im Referenz Szenario, die Kosten zum einen auf den weiteren Import von Rohstoffen und Strom basieren, aber zum anderen zu ähnlichen Teilen auf den Investitionskosten der neuen Technologien PV- und Windkraftanlagen sowie Wärmepumpen. Ab 2035 ist der Zubau dieser Technologien nahezu abgeschlossen und führt dazu, dass der Großteil der Kosten wieder durch den Import von Rohstoffen (grüner Wasserstoff + synthetische Brennstoffe) entsteht.

Der Effekt unterschiedlichen Verhaltens, dargestellt in den Szenarien Suffizienz und BANANA, führt zu erheblichen Unterschieden bei den Gesamtkosten. Im Suffizienz Szenario entstehen Gesamtkosten von 165 Mrd. €, wohingegen das BANANA Szenario auf Gesamtkosten von 237 Mrd. € kommt. Die erheblichen Mehrkosten im BANANA Szenario sind auf die Notwendigkeit von Technologien zurückzuführen, die CO₂ - Emissionen am effektivsten mindern können. Dies ist in der Abbildung 4.25 an den erhöhten Kosten für Wärmepumpen sowie der Verwendung von Geothermiekraftwerken und Batterien zu erkennen. Die Kosten verbleiben auf einem deutlich höheren Niveau aufgrund des Imports von synthetischen Kraftstoffen und verdeutlichen die signifikant höheren Kosten, die durch den Verbleib bei Verbrennungsmotoren entstehen. Somit zeigt der Vergleich, dass ein Verharren auf bestehenden Verhaltensweisen zu erheblichen Mehrkosten führt.

Werden die Kosten für die Sanierung miteinbezogen, steigen die Kosten im Referenz und Suffizienz Szenario gegenüber dem BAU Szenario. Insgesamt erhöhen sich die Unterschiede um 2,5 Mrd. € (Referenz) und 1 Mrd. € (Suffizienz).

Werden die Kosten für Pkw gesondert betrachtet, ist zu erkennen, dass die Verlagerung des Verkehrs in andere Verkehrssektoren zu geringen Kosten führt. Inwiefern das zutrifft, wenn der gesamte Verkehrssektor betrachtet wird, kann nicht beantwortet werden. Im Suffizienz Szenario liegen die Kosten bei 71 Mrd. € und im Referenz Szenario bei 89 Mrd. €. Hingegen im BANANA und BAU Szenario Kosten von 104 Mrd. € entstehen. Der Vergleich vom BAU und BANANA Szenario zeigt, dass eine Umstellung auf batterieelektrische Fahrzeuge nicht zu erhöhten Kosten führt.

Tabelle 4.1: Vergleich Schlüsselindikatoren des Energiesystems zwischen Referenz und Suffizienz Szenario

Kennzahlen	Referenz	Suffizienz
Primärenergieverbrauch* (TWh)	101	89
Installierte Leistung EE* (GW)	26	20
Ausbaurate EE** (MW/a)		
- Windkraft	956	600
- PV	668	500
Residuallast* (GW)	10	8
Elektrifizierter Verkehr 2030 (TWh)	14	11
Elektrifizierte Wärmeerzeugung 2030 (TWh)	15	10
Bedarf Wasserstoff* (TWh)	54	46
Endenergieverbrauch Verkehr* (TWh)	20	16

*Werte beziehen sich auf das Jahr 2045
 ** Werte beziehen sich auf den Zeitraum 2020 - 2030

4.9 Auswirkungen unterschiedlicher Verhaltensweisen

Der Vergleich der Kosten in 4.8 hat bereits gezeigt, dass zwischen dem Suffizienz und BANANA Szenario ein erheblicher Unterschied besteht. Auch die vorangegangenen Ergebnisse zu den Ausbauraten von EE und die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs unterstreichen dies. Überhaupt die Mehraufwendungen durch den Verzicht auf Windkraftanlagen im BANANA Szenario zeigen, dass ein Verharren auf bestehenden Technologien und eine Ablehnung von Großprojekten das Erreichen der Klimaschutzziele erheblich erschweren. Aus diesem Grund ist zu empfehlen, die Bevölkerung früh in Prozesse mit einzubeziehen, um den Ausbau von Windkraftanlagen zu erleichtern. Weiterhin ist eine Diskussion notwendig, wie damit umzugehen ist, wenn die Entscheidungen des Einzelnen dem Erreichen der Klimaschutzziele entgegenwirken. Inwiefern Verbote oder gesetzliche Verpflichtungen eine Möglichkeit sind, ist in dieser Arbeit nicht Teil der Diskussion. Es wird einzig die Empfehlung ausgegeben, die Bevölkerung über die Relevanz der Entscheidungen aufzuklären.

Aus einem Vergleich ausgewählter Ergebnisse des Suffizienz und Referenz Szenarios dargestellt in Tabelle 4.1, ist zu erkennen, dass eine Veränderung des Verhaltens zu mehr

Suffizienz ein Erreichen der Klimaschutzziele erleichtert. Dabei ist dies nicht nur auf die Suffizienz Maßnahmen zurückzuführen, sondern auf die Kombination von Suffizienz, Effizienz und Konsistenz¹ Maßnahmen. Deswegen ist zu empfehlen, Suffizienz Maßnahmen ein ähnliches Gewicht zu geben, wie Konsistenz und Effizienz Maßnahmen, um ein Erreichen der Klimaschutzziele in Hessen zu vereinfachen.

4.10 Auswirkungen des Krieges in der Ukraine

Die aktuelle Situation um den russischen Krieg in der Ukraine hat dazu geführt, dass die deutsche Politik (stellvertretend für Hessen) ihre Importabhängigkeit von russischen Rohstoffen reduzieren möchte. Um dies zu berücksichtigen, sind Szenarien mit erhöhten Preisen für Gas, Öl sowie blauen und türkisen Wasserstoff erstellt worden.

Die Ergebnisse in Abbildung 4.26 zeigen, dass die erhöhten Energiepreise keinen signifikanten Einfluss auf die Transformation des Energiesystems haben. Dies ist auf die hohen Kosten der Technologien, die ein klimaneutrales Energiesystem ermöglichen, zurückzuführen. Diese Kosten sind deutlich höher für das Gesamtsystem, so dass die Erhöhung der Preise keinen Einfluss auf die Entwicklung nehmen, da diese nicht dazu führen, dass die Grenzkosten überschritten werden, in denen ein Ausbau dieser Technologien günstiger ist. Der Faktor für den voranschreitenden Ausbau bleibt weiterhin das Erreichen der Reduktionsziele.

Neben diesem Effekt im Modell ist denkbar, dass in der Realität ein größerer Effekt auszumachen ist aufgrund der Ungewissheit, wie die Preise sich weiterhin entwickeln werden und der Versorgungssicherheit, die durch den russischen Krieg in der Ukraine ernsthaft in Gefahr ist. In diesem Fall bieten EE in Deutschland den Vorteil, dass keine Abhängigkeiten zu anderen Ländern entstehen und die Versorgung geringeren Preisschwankungen unterliegt.

Die erhöhten Kosten für blauen und türkisen Wasserstoff führen dazu, dass grüner Wasserstoff bereits in Abhängigkeit der Kostenannahme, ab 2040/2045 mit blauem und türkischem Wasserstoff konkurrieren kann. Dabei werden die angenommenen CO₂ - Intensitäten aus dem H2LowCO2 Mini-Szenario für türkisen und blauen Wasserstoff in der im Anhang dargestellten Abbildung 5.21 angesetzt. Insgesamt führen die höheren Kosten dazu, dass

¹Definition Konsistenz: Technologien und Maßnahmen, die dieselben heutigen Aufgaben erfüllen, dabei aber keinen oder signifikant geringeren Schaden der Umwelt zufügen.

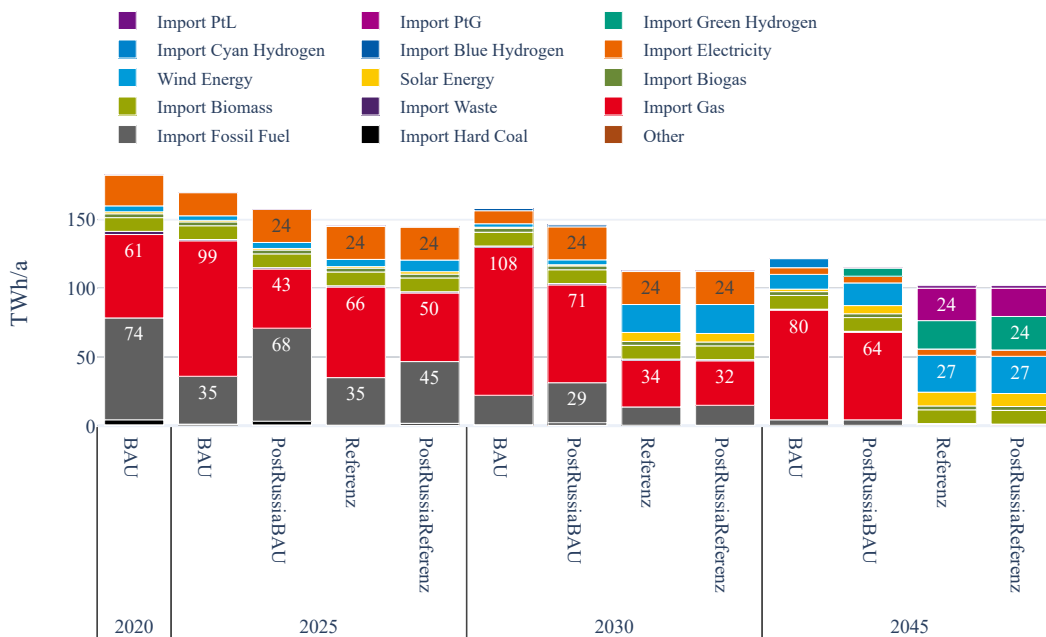


Abbildung 4.26: Die Auswirkungen durch die erhöhten Energiepreise sind für das Referenz Szenario geringfügig. Im BAU Szenario führen die Preise zu einer Verschiebung von Gas zu Öl und Strom sowie einem früheren Ausbau EE.

der Bedarf an Wasserstoff im Gegensatz zum H2LowCO2Referenz Szenario um 15 - 20 TWh zurückgeht und vermehrt erneuerbare Energien ausgebaut werden.

Neben den langfristig steigenden Energiekosten werden die Effekte von kurzfristig steigenden Energiepreisen auf das BAU und Referenz Szenario untersucht. Dafür werden in 2035 stark erhöhte Energiepreise angenommen und es wird untersucht, wie das Energiesystem darauf reagiert. Das Vorgehen hat dabei die Schwäche, dass die Kostenerhöhung in der Optimierung vorgemerkt ist und in der Berechnung berücksichtigt wird.

Dennoch zeigen die Ergebnisse, dass die Kosten im Referenz Szenario im Vergleich zum BAU Szenario deutlich geringer ansteigen. (siehe Anhang 5.22) Daraus wird abgeleitet, dass das BAU Szenario erheblich anfälliger dafür ist durch Restriktionen im Import betroffen zu sein. Dies deckt sich mit der Abbildung 4.25 in denen der Import von Energieträgern einen Großteil der Kosten ausmachen.

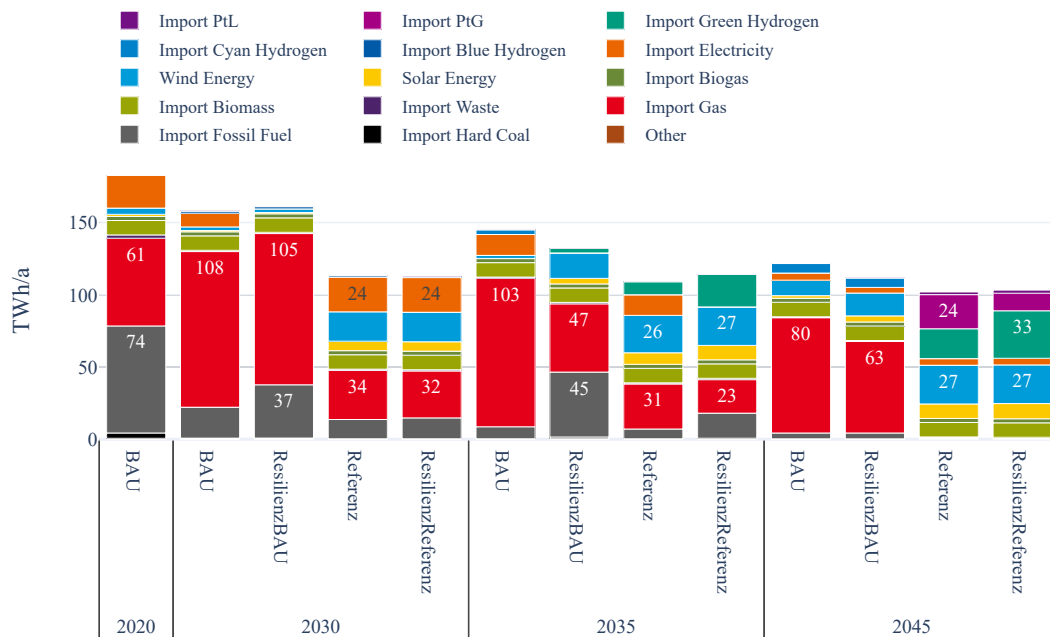


Abbildung 4.27: Die erhöhten Kosten für Energieträger führen im ResilienzBAU Szenario zu einem Kurswechsel ab 2035, in dem Windkraftanlagen sofort ausgebaut werden.

Die Kosten für die Bereitstellung von Energie werden kurz- bis mittelfristig steigen, jedoch sind Systeme basierend auf erneuerbaren Energien resilienter gegenüber Preisschwankungen beim Import von Energieträgern.

5 Ausblick

In dieser Arbeit wurde untersucht, wie verschiedene Pfade zur hessischen Klimaneutralität unter Berücksichtigung technischer sowie gesellschaftlicher Gesichtspunkte aussehen können. Mithilfe des verwendeten Optimierungsmodells konnte gezeigt werden, dass die Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem in Hessen möglich ist.

Das Backtesting stellt sicher, dass das Modell das aktuelle hessische Energiesystem zufriedenstellend abbildet. Weiterhin kann gezeigt werden, dass die angenommene Simulation den aktuellen Wärmebedarf und Verbrauch der einzelnen Verkehrssektoren darstellen kann. Aus der Szenarienanalyse können relevante Erkenntnisse über die zukünftige notwendige Entwicklung des Energiesystems gewonnen werden.

Die Untersuchung des Business As Usual (BAU) Szenario zeigt, dass der festgelegte CO₂ - Preis im BEHG nicht ausreichend ist als alleinstehendes Instrument, um die Klimaschutzziele des KSGs zu erreichen. Das BAU Szenario führt zu einem signifikant unterschiedlichen Pfad, der bis 2040 hauptsächlich Gas als Primärenergieträger nutzt. Erneuerbare Energien nehmen eine untergeordnete Rolle ein, Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden ab 2040 ausgebaut, eine Nutzung von grünem Wasserstoff entfällt.

Wohingegen die Untersuchungen des Referenz, Suffizienz und BANANA Szenarios zeigen, dass verschiedene Pfade zur Klimaneutralität Hessens bis 2045 möglich sind. Voraussetzung dafür ist, dass dieselbe Entwicklung in Deutschland stattfindet sowie die Verfügbarkeit grünen Wasserstoff zu importieren. Aus der Szenarienanalyse können die folgenden wesentlichen Erkenntnisse für die notwendige Transformation des hessischen Energiesystems abgeleitet werden.

Um das Zwischenziel einer Reduktion der THG - Emissionen um 65% bis 2030 einzuhalten, bedarf es bereits bis 2030 signifikanter Veränderungen im Energiesystem. Als Schlüsselfaktoren werden die Sektorenkopplung in Kombination mit der Nutzung effizienter Technologien sowie der Ausbau erneuerbarer Energien ausgemacht. Diese Faktoren führen bereits bis 2030 zu einer Steigerung des Strombedarfs um 60 - 100%. Der Strombedarf

verbleibt auf dem Niveau bis 2045. Aus den Ergebnissen ergibt sich die Empfehlung für die hessische Energiepolitik, den zu erwartenden Strombedarf im hessischen Energiezukunftsgesetz anzupassen. Aus der Szenarienanalyse geht hervor, dass ein Strombedarf von 60 TWh in 2030 sehr wahrscheinlich ist bei einem Einhalten der Klimaschutzziele auf einem kostenoptimalen Pfad.

Um den notwendigen Strom bereitzustellen, wird eine zeitweise drei bis vier mal höhere Zubaurate an Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Vergleich zu den bisher erreichten Höchstwerten benötigt. Insgesamt wird eine Kapazität von Windkraft- und Photovoltaikanlagen benötigt, die mindestens dem Fünffachen der bereits vorhandenen Kapazität in Hessen entspricht. In Verbindung mit den Ergebnissen für die Stromerzeugung wird deswegen empfohlen, das ausgegebene Potenzial für Solarenergie in Hessen anzupassen.

Der hohe Anteil von erneuerbaren Energien führt dazu, dass bereits bis 2030 Technologien erforderlich sind, die eine Flexibilisierung der Stromversorgung ermöglichen. Dafür werden Wärmespeicher in Kombination mit Power-to-Heat, Batteriespeicher, Power-to-X Technologien sowie flexible Kraftwerke verwendet. Der Kraftwerkspark muss einem neuen Anforderungsprofil gerecht werden, in dem flexibles Hoch- und Runterfahren ein Schlüsselfaktor wird. Dafür werden Gaskraftwerke verwendet. Kohlekraftwerke werden bis 2025 außer Betrieb genommen. Ein höherer Anteil an Photovoltaikanlagen an der Stromerzeugung führt zu einem Pfad, der erheblich höhere Kapazitäten an Batterie- und Wärmespeichern benötigt.


Für den Wärmesektor hat die Szenarienanalyse ergeben, dass die Wärmeversorgung bereits 2030 nahezu vollständig auf Gas- und Ölheizungen verzichtet. Ersetzt werden diese durch Wärmepumpen sowie einen steigenden Anteil an Fernwärme, der in 2045 bei nahezu 30% liegt. Die Prozesswärme für die Industrie wird im Mittel- und Hochtemperaturbereich nicht elektrifiziert und verwendet weiterhin Brennstoffe, die ab 2040 klimaneutral sind. Dieses Ergebnis unterscheidet sich signifikant von den Ergebnissen der Studien für Deutschland, in denen eine weitgehende Elektrifizierung der Prozesswärme für die Industrie erfolgt. Dies ist zurückzuführen auf die nicht vorhandene konstante Bereitstellung von erneuerbarem Strom in Hessen, die dazu führt, dass klimaneutrale Brennstoffe die kostenoptimale Option zur Dekarbonisierung sind.

Für den Verkehrssektor wird gezeigt, dass batterieelektrische Fahrzeuge bereits in 2030 die dominante Antriebstechnologie für Pkw sind und ab 2020 keine Verbrennungsmotoren hätten neuzugelassen werden sollen. Weiterhin kann gezeigt werden, dass eine Umstellung vom Individual zum öffentlichen Verkehr am effektivsten dazu beiträgt die Klimaschutzziele zu erreichen.

Aus der Analyse geht hervor, dass der Import von grünem Wasserstoff ab 2035 maßgeblich dafür ist, die Klimaschutzziele zu erreichen. Blauer und türkiser Wasserstoff sind die kostenoptimale Lösung, um eine Wasserstoffwirtschaft aufzubauen durch den Einsatz in der Chemie als Rohstoff, als Brennstoff in flexiblen Kraftwerken sowie bei der Erzeugung von Hochtemperaturwärme in der Industrie. Aus der Ungewissheit bei den CO₂ - Emissionen leitet sich die Empfehlung ab, einen politischen Rahmen zu definieren, wie mit diesen Alternativen zu grünem Wasserstoff umgegangen wird.

Über die Szenarien Suffizienz und BANANA konnte untersucht werden, wie unterschiedliche Verhaltensweisen das Energiesystem beeinflussen. Ein suffizientes Verhalten führt dazu, dass die Klimaschutzziele unter geringerem Aufwand erreicht werden können. Dies drückt sich insbesondere durch den verringerten Strombedarf und die verringerte installierte Leistung von PV- und Windkraftanlagen aus sowie in den deutlich geringeren Gesamtkosten des Energiesystems. Deswegen leitet sich die Empfehlung ab, Suffizienz Maßnahmen ein ähnliches Gewicht zu geben, wie Konsistenz und Effizienz Maßnahmen. Der Verbleib bei konventionellen Technologien sowie ein weitgehendes Ablehnen von Windkraftanlagen führt dazu, dass das Energiesystem volatiler ist und stärker von Importen abhängt. Dies hat zur Folge, dass deutlich höhere Gesamtkosten entstehen, die zu einer Mehrbelastung der Unternehmen und Bevölkerung führen werden. Woraus sich die Empfehlung ableitet, die Bevölkerung in Großprojekte miteinzubeziehen und Informationsasymmetrien abzubauen.

Die Arbeit kann Aufschluss über die notwendige Entwicklung für ein klimaneutrales Energiesystem in Hessen geben, jedoch entfällt die Dimension des globalen Klimaschutzes bei der Betrachtung. Somit kann die Arbeit keinen Aufschluss darüber geben, ob die Entwicklung für den globalen Klimaschutz kostenoptimal ist und am effektivsten CO₂ - Emissionen einspart. Ab einem bestimmten Punkt wird es für sehr wahrscheinlich eingeschätzt, dass die Maßnahmen in Hessen, Kosten erreichen, die investiert in anderen Ländern zu einer stärkeren Reduktion der CO₂ - Emissionen führen können. Aus diesem Grund besteht ein Interesse bei einer globalen Betrachtung des Klimaschutzes daran, ab wann ein kostenoptimaler Pfad für Hessen, einem kostenoptimalen Pfad für den globalen Klimaschutz zuwiderläuft. Dafür wären Kennzahlen notwendig, die eine solche Entwicklung mit den verschiedenen Rahmenbedingungen wie Lerneffekten, Technologiereife sowie sozialen und politischen Rahmenbedingungen erkennbar machen. Daher besteht ein Interesse an weiterer Forschung, die einen kostenoptimalen Klimaschutz in Hessen und globalen Klimaschutz vereint und mögliche Kennzahlen zur Überprüfung entwickelt. Auf dieser Ebene könnten multi-regionale Optimierungsmodelle einen Beitrag leisten, in denen Effekte zwischen verschiedenen Energiesystemen erforschbar wären. Weiterhin ist eine Debatte notwendig, wie Maßnahmen gefördert durch Hessen, respektive Deutschland,



in anderen Ländern für den hessischen und deutschen Klimaschutz betrachtet werden, ob Kompensation ein Teil von Klimaneutralität ist und ob dieser in einer Betrachtung von Energiesystemen angebracht ist.

Die Ergebnisse der Arbeit stehen in der Erwartung einen Beitrag zur angestrebten Klimaneutralität in Hessen leisten zu können, für die das hessische Energiesystem in Zukunft auf den drei Säulen erneuerbare Energien, effiziente Umwandlung von Strom und der Nutzung von grünem Wasserstoff basieren wird.

Literatur

- [1] F. Kreienkamp, S. Y. Philip, J. S. Tradowsky u. a., „Rapid attribution of heavy rainfall events leading to the severe flooding in Western Europe during July 2021“, 2021.
- [2] S. Bathiany, A. Belleflamme, J. El Zohbi u. a., „Entwicklung von Dürren in Deutschland, Europa und weltweit“, Agrosphäre, Techn. Ber., 2021.
- [3] Helmholtz Zentrum für Umweltforschung. „Jährliche Dürrestärken in Deutschland“. (2022), Adresse: <https://www.ufz.de/index.php?de=47252> (besucht am 30.03.2022).
- [4] IPCC Working Group II, „Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability“, en, Intergovernmental Panel on Climate Change, Genf, Report, Feb. 2022. Adresse: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/>.
- [5] Umweltbundesamt. „Emissionsquellen“. (2021), Adresse: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen/emissionsquellen#energie-stationar> (besucht am 30.03.2022).
- [6] Fraunhofer ISE, „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem–Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“, *Fraunhofer ISE, Freiburg*, 2021.
- [7] Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann“, *im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende*, 2021.
- [8] BCG und Prognos, „Klimapfade für Deutschland 2.0“, *Studie im Auftrag des BDI. BCG, Prognos AG, München, Hamburg, Basel, Berlin*, 2021.
- [9] T. Bründlinger, J. E. König, O. Frank u. a., „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“, *Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis, Jg. 2050*, 2018.
- [10] BCG und Prognos, „Klimapfade für Deutschland“, *Studie im Auftrag des BDI. BCG, Prognos AG, München, Hamburg, Basel, Berlin*, 2018.

-
-
- [11] B. Rühle, „Kosten regionaler Energie- und Klimapolitik: Szenarioanalysen mit einem Energiesystemmodell auf Bundesländerebene“, 2013.
- [12] U. Fahl, B. Rühle, M. Blesl u. a., „Energieprognose Bayern 2030“, 2007.
- [13] C. Schick, M. Blesl, F. Borggreffe u. a., „Energiesystemanalyse Baden-Württemberg“, 2018.
- [14] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Klimaschutzplan 2050“, 2016.
- [15] J. Gawlick, P. Kuhn und T. Hamacher, „Szenarien für die bayerische Stromversorgung bis 2040“, 2020.
- [16] R. Baake. „Ausbau Erneuerbarer Energien“. (2021), Adresse: <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/06/Impulsvortrag-Erneuerbare-Energien-Rainer-Baake-2.pdf> (besucht am 30.03.2022).
- [17] J. Barbosa, C. Ripp und F. Steinke, „Accessible Modeling of the German Energy Transition: An Open, Compact, and Validated Model“, *Energies*, Jg. 14, Nr. 23, 2021, ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14238084. Adresse: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/23/8084>.
- [18] S. Feng, L. Floer, F. Goerzel u. a., „Towards Low-Carbon Multi-Energy Systems: The Hessian Energy Transition“, in *PESS 2021; Power and Energy Student Summit*, 2021, S. 1–6.
- [19] Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen (HMWEVW), „Energiewende in Hessen Monitoringbericht 2020“, 2020.
- [20] Hessisches Statistisches Landesamt, „Daten zur Energiewirtschaft in Hessen“, 2021.
- [21] F. Albrecht. „Jede eingesparte Kilowattstunde schadet Putin““. (2022), Adresse: <https://www.zeit.de/politik/deutschland/2022-03/energieimporte-russland-robert-habeck?cid=60831719> (besucht am 30.03.2022).
- [22] M. Redelfs, „Die Gegner der Energiewende“, 2021.
- [23] RWE, *Akzeptanz für Großprojekte*, 2012.
- [24] T. Unger und S. Dempe, *Lineare Optimierung*. Springer, 2010.

-
- [25] Tennet TSO GmbH. „Hessen tatsächliche und prognostizierte Solarenergieeinspeisung in der Regelzone Tennet Deutschland“. (2022), Adresse: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-solarenergieeinspeisung/hessen/> (besucht am 25.01.2022).
- [26] Tennet TSO GmbH. „Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung“. (2022), Adresse: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/netzkennzahlen/tatsaechliche-und-prognostizierte-windenergieeinspeisung/> (besucht am 25.01.2022).
- [27] M. Allekotte, F. Bergk, K. Biemann u. a., „Ökologische Bewertung von Verkehrsrarten“, 2020.
- [28] M. Pehnt, M. Nast, C. Götz u. a., *Wärmenetzsysteme 4.0*, Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln, 2017.
- [29] B. Page, G. Turan, A. Zapantis u. a., „The Global Status of CCS 2020: Vital to Achieve Net Zero“, 2020.
- [30] BASF. „Methanpyrolyse“. (), Adresse: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/sustainability/we-produce-safely-and-efficiently/energy-and-climate-protection/carbon-management/innovations-for-a-climate-friendly-chemical-production.html#text-897658867> (besucht am 31.01.2022).
- [31] G. Brändle, M. Schönfisch und S. Schulte, „Estimating long-term global supply costs for low-carbon hydrogen“, *Applied Energy*, Jg. 302, S. 117481, 2021.
- [32] S. Hirzel, B. Sonntag und C. Rohde, „Industrielle Abwärmenutzung“, 2013.
- [33] T. Lauf, M. Memmler und S. Schneider, „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“, 2019.
- [34] L.-A. Brischke, L. Leuser, M. Duscha u. a., *Energiesuffizienz: Strategien und Instrumente für eine technische, systemische und kulturelle Transformation zur nachhaltigen Begrenzung des Energiebedarfs im Konsumfeld Bauen/Wohnen: Endbericht*. IFEU, Inst. für Energie- und Umweltforschung, 2016.
- [35] C. Zell-Ziegler und H. Förster, „Mit Suffizienz mehr Klimaschutz modellieren“, 2018.
- [36] Deutsche Windguard GmbH, „Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland“, 2022.

-
- [37] Institut Wohnen und Umwelt, „Wohnungsbedarf für die hessischen Landkreise und kreisfreien Städte bis 2040“, 2020.
- [38] Statistik.Hessen. „Erwerbstätigkeit“. (2021), Adresse: <https://statistik.hessen.de/zahlen-fakten/volkswirtschaftliche-gesamtrechnungen-erwerbstaetigkeit/erwerbstaetigkeit> (besucht am 24.01.2022).
- [39] J. Fuchs, D. Söhnlein und B. Weber, „Rückgang und Alterung sind nicht mehr aufzuhalten“, 2011.
- [40] Hessisches Statistisches Landesamt, „Bericht zu den CO2-Emissionen in Hessen Bilanzjahr 2019“, 2021.
- [41] Landesbetrieb Bau und Immobilien Hessen, „Der CO2-Fußabdruck der Hessischen Landesverwaltung Verfahrensbeschreibung“, 2020.
- [42] Hessisches Statistisches Landesamt, „Treibhausgasbilanz für das Land Hessen Bilanzjahr 2018“, 2020.
- [43] O. Geden und F. Schenuit, „Unkonventioneller Klimaschutz: gezielte CO2-Entnahme aus der Atmosphäre als neuer Ansatz in der EU-Klimapolitik“, 2020.
- [44] F. Jos, W. Witecka, T. Lenck u. a., „Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement; Studie“, 2020.
- [45] M. Bui, C. S. Adjiman, A. Bardow u. a., „Carbon capture and storage (CCS): the way forward“, *Energy & Environmental Science*, Jg. 11, Nr. 5, S. 1062–1176, 2018.
- [46] Bundesregierung. „CO2-Bepreisung“. (2019), Adresse: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/co2-bepreisung-1673008> (besucht am 01.02.2022).
- [47] V. Bouffier, C. Wagner, F. Rentsch u. a. „Abschlussbericht des Hessischen Energiegipfels vom 10. November 2011“. (2011), Adresse: https://www.energieland.hessen.de/pdf/abschlussbericht_energiegipfel_2011.pdf (besucht am 07.10.2021).
- [48] A. von Oehsen, Y.-M. Saint-Drenan und T. Stetz, „Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung“, 2012.
- [49] Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, „Solar-Kataster Hessen Leitfaden zur Nutzung des Solar-Katasters“, 2017.
- [50] Regierungspräsidium Kassel. „Überischt erneuerbare Energien in Hessen“. (2012), Adresse: https://rp-kassel.hessen.de/sites/rp-kassel.hessen.de/files/content-downloads/%C3%9Cbersicht%20erneuerbare%20Energien%20in%20Hessen_0.pdf (besucht am 07.10.2021).

-
- [51] K. Guetling. „Freiflächensolaranlagen in Hessen - Neue Möglichkeiten durch Öffnung der benachteiligten Gebiete“. (2020), Adresse: https://www.energieland.hessen.de/BFEH/webinar_freiflaechenpv/20200630_Freiflaechensolaranlagen-Vortrag_Guetling.pdf (besucht am 07.10.2021).
- [52] T. Raussen, M. Kern, U. Koj u. a., „Biomassepotenzialstudie Hessen - Stand und Perspektiven der energetischen Biomassenutzung in Hessen“, *Materialband* http://www.biomasse-hessen.de/pdf/Materialband_Biomassepotenzialstudie_Endfassung_2010.pdf. Zugegriffen, Jg. 24, 2016.
- [53] T. Raussen, U. Koj, F. Richter und J. Wagner, „Bioenergie Monitoring Hessen Ergebnisse 2015“, 2015.
- [54] R. Zah, H. Böni, M. Gauch u. a., *Ökobilanz von Energieprodukten: Ökologische bewertung von Biotreibstoffen*, 2007.
- [55] F. Roland und S. Theobald, „Das Wasserkraftpotenzial in Hessen“, in *Wasserkraftprojekte*, Springer, 2013, S. 76–81.
- [56] S. Rumohr, M. Hoffmann und N. Fechner, „Erdwärmennutzung in Hessen“, 2021.
- [57] Hessisches Landesamt für Naturschutz, Umwelt und Geologie. „Tiefe Geothermie“. (), Adresse: <https://www.hlnug.de/themen/geologie/erdwaerme-geothermie/tiefe-geothermie> (besucht am 19.10.2021).
- [58] Regierungspräsidium Darmstadt. „Erneuerbare Energien Überblick“. (), Adresse: <https://rp-darmstadt.hessen.de/planung/erneuerbare-energien> (besucht am 19.10.2021).
- [59] K. M. Bär, „Untersuchung der tiefeingeothermischen Potenziale von Hessen“, 2012.
- [60] Umweltbundesamt. „Carbon Capture and Storage“. (2021), Adresse: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen> (besucht am 25.01.2022).
- [61] K. Görner und D. Sauer, „Konventionelle Kraftwerke: Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050““, *Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft*, 2016.
- [62] SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP, *Mehr Fortschritt wagen Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit*, 2022.
- [63] easac, „Negative emission technologies: What role in meeting Paris Agreement targets?“, *EASAC policy report 35*, 2018.

-
- [64] Bundesregierung. „Von der Kohle hin zur Zukunft“. (2022), Adresse: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kohleausstieg-1664496> (besucht am 25.01.2022).
- [65] Bundesregierung. „Ausstieg aus der Kernkraft“. (2022), Adresse: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280> (besucht am 07.02.2022).
- [66] SCI4climate.NRW, *Wasserstoffimporte, Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030*, Gelsenkirchen, 2021.
- [67] Bundesregierung, „Die Nationale Wasserstoffstrategie“, 2020.
- [68] Secretary of State for Buisness, Energy and Industrial Strategy, *UK Hydrogen Strategy*, 2021.
- [69] J. Stones. „ICIS View: Norwegian hydrogen roadmap leaves natural gas exports in place“. (2021), Adresse: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2021/06/16/10652741/icis-view-norwegian-hydrogen-roadmap-leaves-natural-gas-exports-in-place/> (besucht am 31.01.2022).
- [70] adelphi, Navigant, GIZ und dena, *Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland*, 2020.
- [71] P. Icha, T. Lauf und G. Kuhs, *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2020*. Umweltbundesamt, 2021.
- [72] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „BDEW - Strompreisanalyse Juni 2021 Haushalte und Industrie“, 2021.
- [73] P. Capros, A. De Vita, N. Tasios u. a., „EU Reference Scenario 2016 - Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050“, 2016.
- [74] C. Perez-Linkenheil. „Update: Trends der Strompreisentwicklung - EU Energy Outlook 2050“. (2017), Adresse: <https://blog.energybrainpool.com/update-trends-der-strompreisentwicklung-eu-energy-outlook-2050/> (besucht am 25.01.2022).
- [75] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri u. a., „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien“, 2021.

-
- [76] M. Robinius, P. Markewitz, P. Lopion u. a., *Wege für die Energiewende: kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*. Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag, 2020.
- [77] IEA, „World Energy Outlook“, 2021. Adresse: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021> (besucht am 16. 04. 2022).
- [78] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „BDEW - Gaspreisanalyse Juni 2021 Haushalte“, 2021.
- [79] C. Bauer, K. Treyer, C. Antonini u. a., „On the climate impacts of blue hydrogen production“, *Sustainable Energy & Fuels*, Jg. 6, Nr. 1, S. 66–75, 2022.
- [80] R. W. Howarth und M. Z. Jacobson, „How green is blue hydrogen?“, *Energy Science & Engineering*, Jg. 9, Nr. 10, S. 1676–1687, 2021.
- [81] S. Timmerberg, M. Kaltschmitt und M. Finkbeiner, „Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas–GHG emissions and costs“, *Energy Conversion and Management: X*, Jg. 7, S. 100 043, 2020.
- [82] Wissenschaftliche Dienste des deutschen Bundestags, „Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff“, 2020.
- [83] J. Perner, M. Unteutsch und A. Lövenich, „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe: (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende & Frontier Economics, Hrsg.)“, *Berlin: Agora Verkehrswende*, 2018.
- [84] OilPriceZ. „Oil Price in Germany“. (2022), Adresse: <https://oilpricez.com/de/germany-oil-price> (besucht am 23. 03. 2022).
- [85] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „BDEW - Gaspreisanalyse Januar 2022 Haushalte“, 2022.
- [86] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „BDEW - Strompreisanalyse Januar 2022 Haushalte und Industrie“, 2022.
- [87] EEX. „Spot market data“. (2022), Adresse: <https://www.powernext.com/spot-market-data> (besucht am 23. 03. 2022).
- [88] EEX. „epexspot Market Data“. (2022), Adresse: https://www.epexspot.com/en/market-data?market_area=DE-LU&trading_date=2022-03-23&delivery_date=2022-03-24&underlying_year=&modality=Auction&sub_modality=DayAhead&product=60&data_mode=graph&period=year (besucht am 23. 03. 2022).

-
-
- [89] M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz u. a., *Energiotechnologien der Zukunft*. Springer, 2015.
- [90] P. Konstantin, *Praxisbuch der Fernwärmeversorgung*. Springer, 2018.
- [91] C. Clauser und P. Elsner, „Geothermische Kraftwerke: Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050““, *Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft*, 2016.
- [92] R. Wiser, K. Jenni, J. Seel u. a., „Forecasting wind energy costs and cost drivers: the views of the world’s leading experts“, 2016.
- [93] A. Reuter und P. Elsner, „Windkraftanlagen: Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050““, *Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft*, 2016.
- [94] B. Rech und P. Elsner, „Photovoltaik: Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050““, *Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft*, 2016.
- [95] Fraunhofer ISE und Agora Energiewende, „Current and future cost of photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV systems“, *Agora Energiewende*, Jg. 82, 2015.
- [96] Danish Energy Agency, „Technology Data - Generation of Electricity and District Heating“, 2020.
- [97] M. Fette, C. Brandstät, H. C. Gils u. a., „Multi-Sektor-Kopplung-Modellbasierte Analyse der Integration erneuerbarer Stromerzeugung durch die Kopplung der Stromversorgung mit dem Wärme-, Gas- und Verkehrssektor“, 2020.
- [98] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). „Faustzahlen“. (), Adresse: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/> (besucht am 08.10.2021).
- [99] V. Bürger, T. Hesse, D. Quack u. a., „Klimaneutraler Gebäudebestand 2050“, *Climate Change*, Jg. 6, 2016.
- [100] E. Weidner und P. Elsner, „Bioenergie: Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050““, *Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft*, 2016.
- [101] R. Haas, G. Resch, B. Burgholzer u. a., „Stromzukunft Österreich 2030-Analyse der Erfordernisse und Konsequenzen eines ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien (Endbericht)“, *EEG TU Wien, Wien*, 2017.

-
- [102] Bundesnetzagentur. „Kraftwerksliste“. (2021), Adresse: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html (besucht am 30.09.2021).
- [103] A. Treißl. „Entwicklung von Biogasanlagen in Hessen“. (2022), Adresse: <https://llh.hessen.de/umwelt/biorohstoffnutzung/energetische-nutzung/biogaserzeugung/entwicklung-von-biogasanlagen-in-hessen/> (besucht am 31.01.2022).
- [104] Deutsche WindGuard GmbH, *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland: Jahr 2020*, Varel, 2020.
- [105] Tennet TSO GmbH. „Jahreshöchstlast und Lastverlauf“. (2022), Adresse: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/netzkennzahlen/jahreshoehchstlast-und-lastverlauf/> (besucht am 25.01.2022).
- [106] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), *Electricity Generation Potential related to Full Load Hours in the year 2050*, 2011.
- [107] E.ON Kraftwerke GmbH, „Kraftwerk Staudinger 1963-2013“, 2013.
- [108] Energieversorgung Offenbach AG. „Die Funktionsweise des MHKW“. (), Adresse: <https://www.evo-ag.de/technik-und-umwelt/muellheizkraftwerk/funktionsweise/> (besucht am 30.09.2021).
- [109] Städtische Werke Energie + Wärme GmbH. „Kraftwerke - Unsere Anlagen“. (2021), Adresse: <https://www.ew-kassel.de/anlagen/> (besucht am 30.09.2021).
- [110] ENTEGA AG. „Gasturbinenkraftwerk in Darmstadt“. (), Adresse: <https://www.entega.ag/geschaeftsfelder/erzeugung/konventionelle-energien/spitzenlast-gasturbine/> (besucht am 30.09.2021).
- [111] VDE. „Exkursion in das Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk der VW Kraftwerk GmbH in Baunatal“. (2012), Adresse: <https://www.vde.com/de/veranstaltungen/veranstaltungsuebersicht/veranstaltung-detailseite?id=3853&type=vde%5C%7Cvdb> (besucht am 30.09.2021).
- [112] Müllheizkraftwerk Kassel GmbH. „Energieeffiziente Abfallentsorgung“. (), Adresse: <https://www.mhkw-kassel.de/umwelt/energie/> (besucht am 30.09.2021).

-
- [113] Umweltbundesamt. „Thermische Behandlung“. (2016), Adresse: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/abfall-ressourcen/entsorgung/thermische-behandlung#thermische-abfallbehandlung> (besucht am 31.01.2022).
- [114] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2020“, 2021.
- [115] Statistik.Hessen. „Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Hessen 2000 bis 2019“. (2022), Adresse: <https://statistik.hessen.de/zahlen-fakten/umwelt-energie-verkehr/energie/tabellen> (besucht am 25.01.2022).
- [116] H.-W. Schiffer, *Energiemarkt Deutschland*. Springer, 2008.
- [117] Umweltbundesamt. „Entwicklung des Stromverbrauchs“. (2022), Adresse: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch> (besucht am 10.02.2022).
- [118] R. Hintemann, J. Clausen, S. Beucker und S. Hinterholzer, „Studie zu Nachhaltigkeitspotenzialen in und durch Digitalisierung in Hessen“, 2021.
- [119] L.-A. Brischke, „Energiesuffizienz - Strategie zur absoluten Senkung des Energieverbrauchs“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 64, Nr. 10, S. 13–15, 2014.
- [120] L.-A. Brischke und T. Köhler, „(Energie-)Suffizienz als Handlungsfeld und als innovatives Organisationsmodell zukünftiger Bürgergenossenschaften“, 2018.
- [121] S. Ortner, M. Pehnt, S. Blömer u. a., „Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung“, 2021.
- [122] Danish Energy Agency, „Technology Data - Heating installations“, 2021.
- [123] D. Günther, J. Wapler, R. Lagner u. a., „Wärmepumpen in Bestandsgebäuden: Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt”WPsmart im Bestand“, *Fraunhofer ISE*, 2020.
- [124] M. Prinzing, M. Berthold, M. Eschmann und S. Bertsch, „Bericht «Feldmessungen von Wärmepumpen-Anlagen Heizsaison 2019/20»“, 2020.
- [125] Stadtwerke Groß-Gerau Versorgungs GmbH, Hrsg. „Netzbilanzierung“. (2021), Adresse: <https://ggv-energie.de/cms/netz/allgemeine-date n/netzbilanzierung-download-all-profile.php> (besucht am 02.02.2022).
- [126] Hessisches Statistisches Landesamt, „Baufertigstellungen in Hessen im Jahr 2020“, 2021.

-
-
- [127] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Sanierungsbedarf im Gebäudebestand“, 2014.
- [128] Hessisches Statistisches Landesamt, *Ausgewählte Strukturdaten über Gebäude und Wohnungen am 9. Mai 2011 in den hessischen Gemeinden*, 2014.
- [129] K. Purr, H. Lehmann, P. Nuss u. a., *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: RESCUE-Studie*. Umweltbundesamt, 2019.
- [130] espazium. „Einfluss des Gebäudenutzers Energieeinsparung durch kluges Nutzerverhalten“. (), Adresse: <https://www.espazium.ch/de/aktuelles/der-einfluss-des-gebaeudenutzers> (besucht am 01.12.2021).
- [131] F. Wiese und B. Best. „Suffizienz in der Energiepolitik“. (2021), Adresse: <https://energysufficiency.de/wp-content/uploads/2021/03/EnSu-Auftaktveranstaltung-Folien-zum-Vortrag-von-Frauke-Wiese-und-Benjamin-Best-15.03.2021.pdf> (besucht am 30.01.2022).
- [132] D. Wolff, *Nah- und Fernwärme - Aus- oder Rückbau*, 2017.
- [133] AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., „Hauptbericht 2019“, 2020.
- [134] Danish Energy Agency, „Technology Data - Industrial process heat and CC“, 2020.
- [135] T. Begemann, M. Budt, C. Glasner u. a., „Industriewärme Klimaneutral: Strategien und Voraussetzungen für die Transformation. Ein Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Wärme“, 2021.
- [136] Agentur für erneuerbare Energien (AEE). „Industrieller Wärmebedarf nach Wirtschaftszweigen“. (), Adresse: <https://unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/industrieller-waermebedarf-nach-wirtschaftszweigen> (besucht am 15.10.2021).
- [137] G. Stryi-Hipp, J.-B. Eggers und A. Steingrube, „Endbericht Berechnung zeitlich hochaufgelöster Energieszenarien für eine 100% erneuerbare Energieversorgung der Stadt Frankfurt am Main“, 2015.
- [138] M. Zapf, H. Pengg, T. Bütler u. a., *Kosteneffiziente und nachhaltige Automobile*. Springer, 2019.
- [139] EU Coalition - McKinsey, „A portfolio of power-trains for Europe: a fact-based analysis-the role of battery electric vehicles, plug-in hybrids and fuel cell electric vehicles“, *Brussels, Belgium*, 2010.
- [140] C. Nobis und T. Kuhnimhof, „Mobilität in Deutschland- MiD: Ergebnisbericht“, 2018.

-
- [141] M. Schmied, P. Wüthrich, R. Zah u. a., „Postfossile Energieversorgungsoptionen für einen treibhausgasneutralen Verkehr im Jahr 2050: eine verkehrsträgerübergreifende Bewertung“, *UMWELTBUNDESAMT. TEXTE*, Nr. 30, 2015.
- [142] Kraftfahrtbundesamt. „Inländerfahrleistung 2020“. (2020), Adresse: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/vk_inlaenderfahrleistung_node.html;jsessionid=415755977056AE842DCDFCAB87234646.live21322 (besucht am 01.12.2021).
- [143] C. Zentner. „Nur 1,46 Personen pro Pkw unterwegs“. (2018), Adresse: https://www.bundestag.de/webarchiv/presse/hib/2018_03/548536-548536 (besucht am 03.04.2022).
- [144] DIW, DLR und Kraftfahrt-Bundesamt, „Verkehr in Zahlen 2019/2020“, 2019.
- [145] infas, DLR, IVT Research und infas 360, „Analysen zum Radverkehr und Fußverkehr“, 2017.
- [146] Deutscher Bundestag, „Elektrifizierungsgrad der Schieneninfrastruktur“, 2018.
- [147] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. „Mit der Elektrobahn klimaschonend in die Zukunft - Das Bahn-Elektrifizierungsprogramm des Bundes“. (2021), Adresse: <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/E/schiene-aktuell/elektrobahn-klimaschonend-zukunft-bahn-elektrifizierungsprogramm.html> (besucht am 29.10.2021).
- [148] F. Rudolph, T. Koska und C. Schneider, „Verkehrswende für Deutschland“, *Greenpeace e.V., Wuppertal Institut, Hamburg*, 2017.
- [149] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher-Bedarf, Technologien, Integration*. Springer, 2017.
- [150] N. Gerhardt, F. Sandau, A. Scholz u. a., „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“, *Endbericht. Fraunhofer IWES*, 2015.
- [151] M. Wietschel, T. Gnann, A. Kühn u. a., „Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw“, *Studie im Rahmen der wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung, Fraunhofer ISI, Karlsruhe, Fraunhofer IML, Dortmund, PTV Transport Consult GmbH, Stuttgart, Karlsruhe, TU Hamburg-Harburg, Hamburg, M-Five, Karlsruhe, Germany*, 2017.
- [152] B. Lenz, A. Lischke, G. Knitschky u. a., „Shell Nutzfahrzeug-Studie Diesel oder Alternative Antriebe-Womit Fahren Lkw und Bus Morgen“, 2016.

-
-
- [153] IRENA, „Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal“, 2020.
- [154] J. Töpler und J. Lehmann, *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*. Springer, 2017.
- [155] F. Birol, „The Future of Hydrogen: Seizing Today’s Opportunities“, *Report prepared by the IEA for the G20, 82-83, Japan*, 2019.
- [156] M. Steinhorst, L. Pfluger, A. Mangold u. a., *Speichertechnologien im Kontext der Produktion elektrischen Stroms aus erneuerbaren Energien*, Hohenheim, 2013.
- [157] Danish Energy Agency, „Technology Data for Energy Storage“, 2020.
- [158] F. Toro, E. Jochem, O. Lösch und M. Cerda, *Bewertung der Thermischen Energiespeicher (Latentwärmespeicher) als eine Option industrieller Abwärmenutzung*, Karlsruhe, 2020.
- [159] Lazard, *Lazard Levelized Cost of Storage Analysis - Version 6.0*, 2020.
- [160] Fraunhofer Umsicher und Fraunhofer IWES, „Metastudie» Energiespeicher «“, *Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Oberhausen, Kassel*, 2014.
- [161] S. Babrowski, *Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem*. KIT Scientific Publishing, 2015, Bd. 7.
- [162] Agora Energiewende, „Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich“, *Bericht der Agora Energiewende basierend auf einer Analyse des Öko-Instituts, Berlin*, 2017.
- [163] P. Elsner und D. U. Sauer, „Energiespeicher–Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 ““, *Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina acatech–Deutsche Akademie der Technikwissenschaften Union der deutschen Akademien der Wissenschaften, Germany*, 2015.
- [164] R. Geres, A. Kohn, S. Lenz u. a., „Roadmap Chemie 2050 Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland“, 2019.
- [165] Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE, „Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa“, 2021.
- [166] HA Hessen Agentur GmbH, „Branchenprofil Chemische und Pharmazeutische Industrie in Hessen“, 2021.
- [167] Verband der Chemischen Industrie e.V., „Chemiewirtschaft in Zahlen“, 2021.

-
- [168] M. Fajardy und N. Mac Dowell, „Can BECCS deliver sustainable and resource efficient negative emissions?“, *Energy & Environmental Science*, Jg. 10, Nr. 6, S. 1389–1426, 2017.
- [169] P. Fennell, D. Pignatelli, C. Sorensen u. a. „Modelling and Potential of Negative Emissions Technologies, including Biomass-Enhanced CCS (BECCS)“. (2012), Adresse: https://gcep.stanford.edu/pdfs/06gG_uIuKMpe8tjCYMOJZQ/14_PaulFennell_NegEmissions2012.pdf (besucht am 07.02.2022).
- [170] C. Halliday und T. A. Hatton, „Net-negative emissions through molten sorbents and bioenergy with carbon capture and storage“, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, Jg. 59, Nr. 52, S. 22 582–22 596, 2020.
- [171] C. Cumicheo, N. Mac Dowell und N. Shah, „Natural gas and BECCS: A comparative analysis of alternative configurations for negative emissions power generation“, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Jg. 90, S. 102 798, 2019.
- [172] M. Fasihi, O. Efimova und C. Breyer, „Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants“, *Journal of cleaner production*, Jg. 224, S. 957–980, 2019.
- [173] R. Durth, „Sanieren oder nicht sanieren–Welche Gründe entscheiden über die energetische Sanierung von Wohngebäuden“, *KfW Research*, Nr. 194, 2017.
- [174] J. Conrad, „Modellierung und Bewertung von Maßnahmen zur kosteneffizienten CO₂-Verminderung im Sektor private Haushalte“, Diss., Technische Universität München, 2020.
- [175] S. Stark, F. Uthoff und J. Miller, „Leitfaden zur Erschließung von Abwärmequellen für die Fernwärmeversorgung“, 2020.
- [176] S. Anders, „Power Purchase Agreements: Windenergie für die europäische Chemie“, 2020.
- [177] L. Tum, „Nachhaltigkeit in der Automobilindustrie-Deutschland im Vergleich“, 2020.
- [178] M. Randelhoff. „Vergleich unterschiedlicher Flächeninanspruchnahmen nach Verkehrsarten (pro Person)“. (2014), Adresse: <https://www.zukunft-mobilitaet.net/78246/analyse/flaechenbedarf-pkw-fahrrad-bus-strassenbahn-stadtbahn-fussgaenger-metro-bremsverzögerung-vergleich/> (besucht am 14.03.2022).
- [179] W. Siebenpfeiffer, *Mobilität der Zukunft*. Springer, 2021.

-
- [180] S. Kühnel, F. Hacker und W. Görz, „Oberleitungs-LKW im Kontext weiterer Antriebs-und Energieversorgungsoptionen für den Straßengüterfernverkehr“, *Öko-Institut, Berlin/Germany*, 2018.
- [181] D. Scholz, „Umweltschutz in der Luftfahrt–Hintergründe und Argumente zur aktuellen Diskussion“, 2021.

Tabellenverzeichnis

2.1	Betrachtete Commodity Gruppen mit den einzelnen Energieformen	16
2.2	Temperaturniveaus der Fernwärme	18
2.3	Temperaturniveaus der Prozesswärme der Industrie	18
2.4	Überblick über die verwendeten Conversion Processes im Modell	25
3.1	Rahmenbedingungen der Szenarien	29
3.2	Relevante Rahmenbedingungen Hessens für das Modell	30
3.3	Übersicht über die Restemissionen aus der Landwirtschaft, der Abfallwirtschaft und den Industrieprozessen	31
3.4	Annahmen Stromsektor	36
3.5	Überblick über die berücksichtigten Wasserstoffe	37
3.6	Anlagentypen der Kraft-Wärme-Kopplung	39
3.7	Annahmen für den Wärmeverbrauch der Haushalte und GHD	42
3.8	Annahmen für den Verkehrssektor	47
3.9	Berücksichtigte Speichertechnologien mit der jeweiligen Speicherdauer . .	49
4.1	Vergleich Schlüsselindikatoren des Energiesystems zwischen Referenz und Suffizienz Szenario	91

Abbildungsverzeichnis

2.1	Erläuterung Commodities und Conversion Processes	9
2.2	Prozessschema Simulation Verkehrssektor	11
2.3	Prozessschema Simulation Wärmebedarf	14
2.4	Vereinfachte Struktur der Conversion Processes und Commodities im Modell	17
3.1	Struktur der Szenarien	27
3.2	Übersicht über die angesetzten Preise für den Import von Wasserstoff . . .	38
3.3	Endenergieverbrauch der Verkehrssektoren	45
4.1	Vergleich der CO ₂ - Emissionen der verschiedenen Szenarien	52
4.2	Primärenergieverbrauch der Hauptszenarien	53
4.3	Stromerzeugung Hauptszenarien	56
4.4	Stromverbrauch Hauptszenarien	57
4.5	Vergleich der Szenarien Referenz und SensReferenz	58
4.6	Installierte Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen Hauptszenarien	59
4.7	Installierte Leistung PV- und Windkraftanlagen Mini-Szenarien (Referenz)	61
4.8	Ausbauraten von Windkraft- und Photovoltaikanlagen Hauptszenarien . .	62
4.9	Zeitreihen einer April Woche im Referenz Szenario	63
4.10	Zeitreihen einer Januar Woche im Referenz Szenario	64
4.11	Installierte Leistung von Stromspeichern und Elektrolyseuren Hauptszenarien	65
4.12	Kapazität der Wärme- und Stromspeicher	66
4.13	Residuallast Hauptszenarien	67
4.14	Übersicht über die eingesetzten Energieträger und Technologien zur Wär- meerzeugung	70
4.15	Wärmeerzeugung für Haushalte und GHD Hauptszenarien	71
4.16	Fernwärmeerzeugung Hauptszenarien	73
4.17	Fernwärmeverwendung Hauptszenarien	74
4.18	Wärmeerzeugung Industrie Hauptszenarien	76
4.19	Endenergiebedarf Verkehrssektor Hauptszenarien	78

4.20 Endenergiebedarf Verkehrssektor für H2LowCosts und H2HighCosts (Referenz)	79
4.21 Wasserstoffbedarf Hauptszenarien	82
4.22 Verwendungsgebiete Wasserstoff Hauptszenarien	83
4.23 Wasserstoffbedarf H2HighCosts, H2LowCosts und H2LowCO2 (Referenz) .	85
4.24 Wasserstoffverwendung H2HighCosts, H2LowCosts und H2LowCO2 (Referenz)	86
4.25 CAPEX und OPEX Hauptszenarien	89
4.26 Auswirkungen erhöhter Energiepreise	93
4.27 Primärenergiebedarf Mini-Szenario Resilienz (BAU, Referenz)	94

Abkürzungsverzeichnis

ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
ÖSPV	Öffentliche Straßenpersonenverkehr
BANANA Anybody	Built Absolutely Nothing Anywhere Near Anybody
BAU	Business As Usual
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BECCS	Bioenergy Carbon Capture and Storage
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BET	Battery Electric Truck
BEU	Battery Electric Utilization Vehicle
BEV	Battery Electric Vehicle
BIP	Bruttoinlandprodukt
CC	Combined Cycle
CCS	Carbon Capture and Storage
CHP	Combined Heat and Power
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage
DEA	Danish Energy Agency
dena	Deutsche Energie - Agentur
EE	erneuerbare Energien

EU ETS	European Union Emission Trading System
EZFH	Einzelfamilienhäuser
FCET	Fuel Cell Electric Truck
FCEU	Fuel Cell Electric Utilization Vehicle
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FLAP	Frankfurt, London, Amsterdam, Paris
FZ	Fahrzeuge
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GuD	Gas- und Dampfturbinen
HT	High Temperature
HT	Hochtemperatur
ICT	Internal Combustion Truck
ICU	Internal Combustion Utilization Vehicle
ICV	Internal Combustion Vehicle
IMT	Industrie Mittlere Temperatur
INT	Industrie Niedertemperatur
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
KSG	Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNF	Lastnutzfahrzeuge
LT	Low Temperature
LULUCF	Land-Use, Land-Use Change and Forestry
MFH	Mehrfamilienhäuser
MHKW	Müllheizkraftwerke

MIV Motorisierte Individualverkehr
MT Mid Temperature
MT Mittlere Temperatur
NT Niedertemperatur
Pkm Personenkilometer
PP Power Plant
PtG Power-to-Gas
PtL Power-to-Liquid
PtX Power-to-X
PV Photovoltaic
PV Photovoltaik
PV FFA PV Freiflächenanlagen
SC Single Cycle
THG Treibhausgas
tkm Tonnenkilometer
VEE volatile erneuerbare Energien

Anhang

Erläuterung der gewählten Darstellung des Anhangs Der Anhang ist ausgelegt auf die digitale Fassung des Dokumentes. Alle Plots auf die im Text verwiesen wird, sind im Anhang in einer Größe dargestellt, dass eine Auseinandersetzung mit den Ergebnissen möglich ist. Das Vorgehen soll größtmögliche Transparenz in der Ergebnisdarstellung erreichen, bei gleichzeitiger Kompaktheit des Textdokumentes.

Erläuterung zum ersten Teil des Anhangs Im ersten Teil des Anhangs werden alle Plots und Zeitreihen dargestellt, die im Text erwähnt werden, aber nicht in das Dokument eingearbeitet wurden. Die Plots werden nummerierend mit dem Präfix P und die Zeitreihen mit dem Präfix Z. Für die Zeitreihen gilt, dass die Abschnitte jeweils eine betrachtete Woche in einem Monat darstellen. Die Zeitabschnitte betrachten die Monate Januar, Februar, April, Mai, Juli, August, November und Dezember. In den Zeitreihen werden die Monate abgegrenzt. Die Nummerierung der X - Achse grenzt jeweils den Monat ein, so befindet sich z. B. zwischen 0 und 168 h die Werte für den Januar.

Erläuterung zum zweiten Teil des Anhangs In diesem Teil des Anhangs werden die verwendeten Parameter und Kosten sowie deren Entwicklungen dargestellt. Dabei richten sich die Namen an den erläuterten Conversion Processes in Kapitel 2.4 aus. Aufgrund der Darstellungsweise der Quellen in diesem Teil des Anhangs wird die Abkürzung Danish Energy Agency (DEA) verwendet. Weiterhin bezieht sich DEA (2020a) auf [96], DEA (2020b) auf [157] und DEA (2020c) auf [134]. Das Kostendokument wird als einzelnes Dokument betrachtet, weswegen die Seitenzahlen wieder bei eins beginnen.

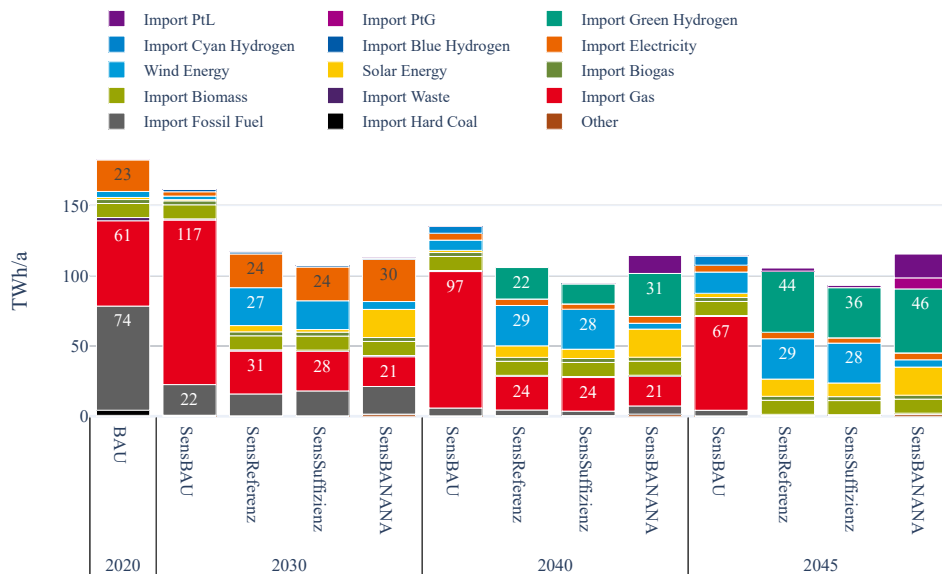


Abbildung 5.1: (P1) Primärenergieverbrauch Sensitivitätsszenarien

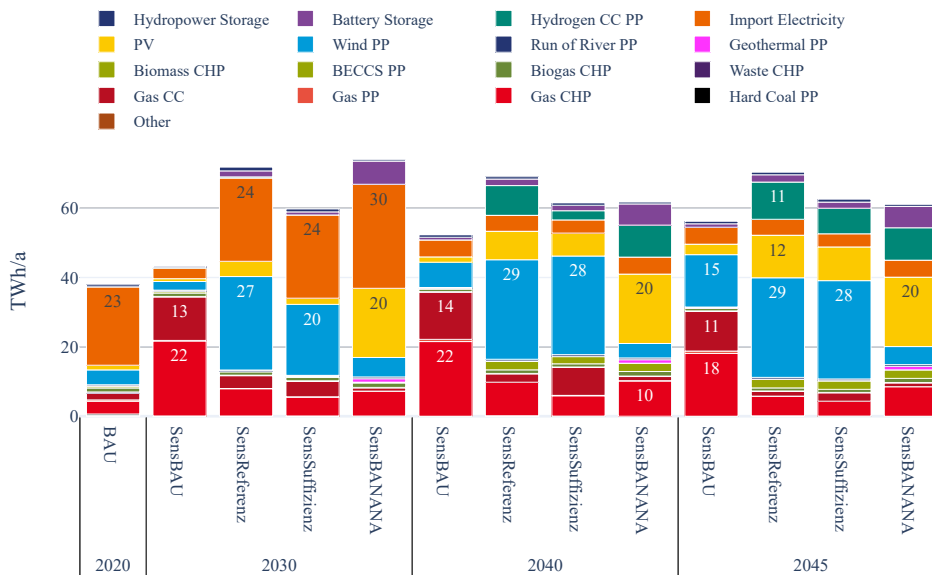


Abbildung 5.2: (P2) Stromerzeugung Sensitivitätsszenarien

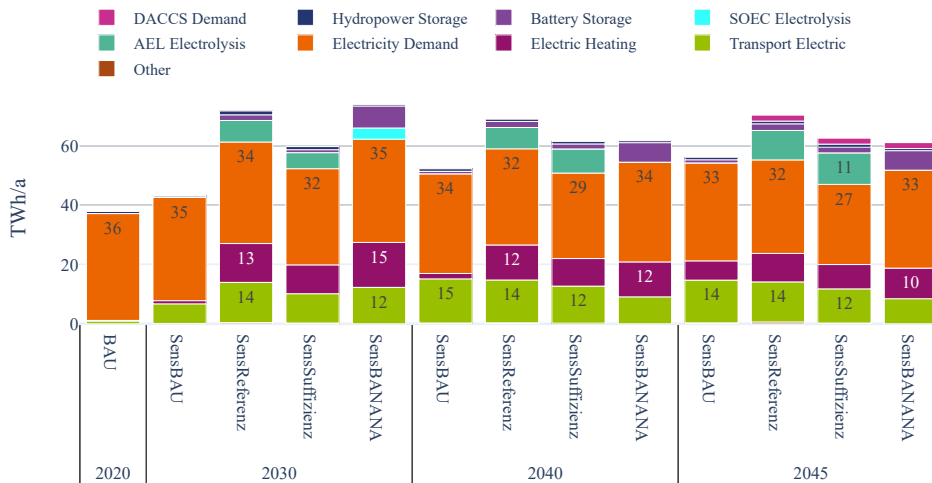


Abbildung 5.3: (P3) Stromverwendung Sensitivitätsszenarien

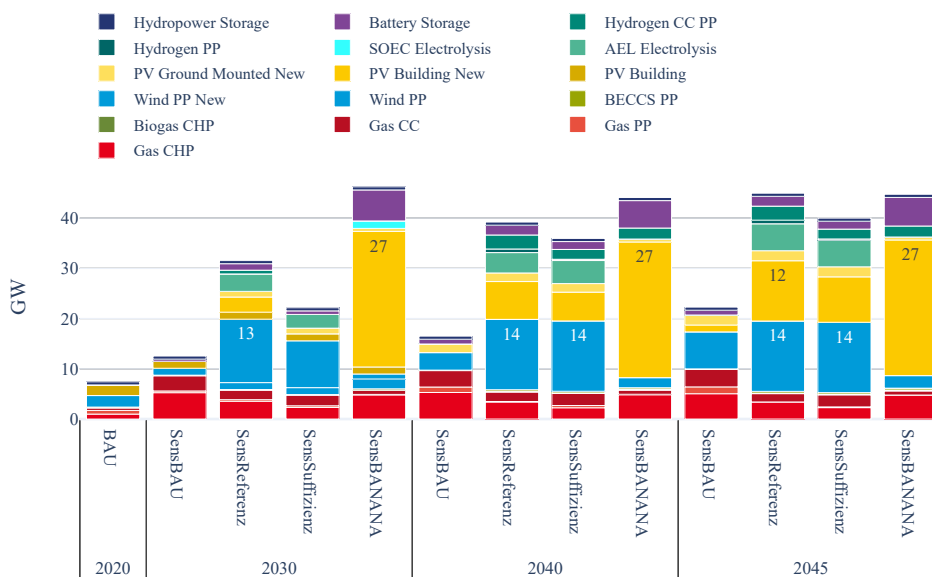


Abbildung 5.4: (P4) Installierte Leistung von Technologien zur Stromerzeugung Sensitivitätsszenarien

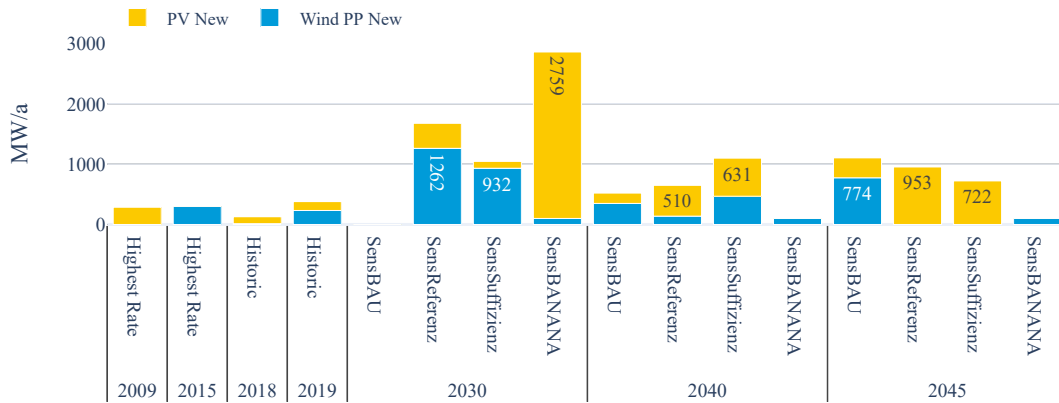


Abbildung 5.5: (P5) Zubau PV- und Windkraftanlagen Sensitivitätsszenarien

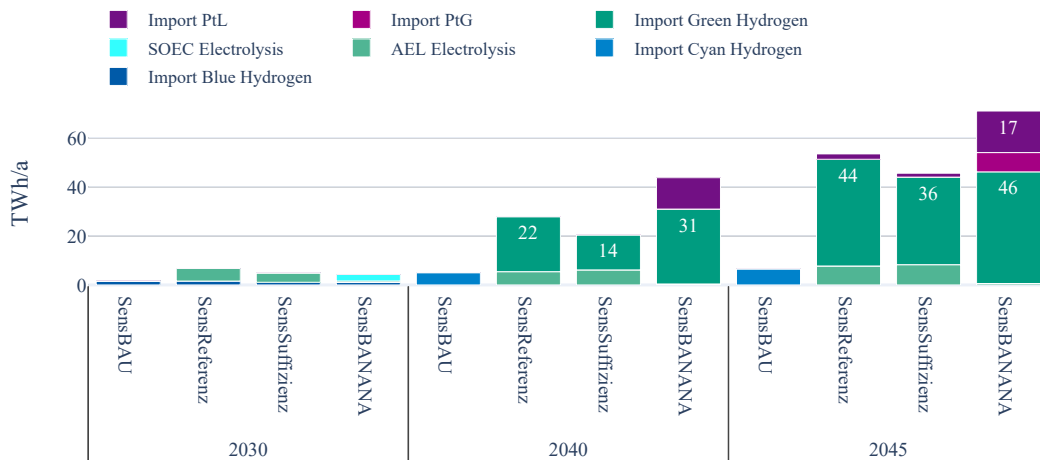


Abbildung 5.6: (P6) Wasserstoffbedarf Sensitivitätsszenarien

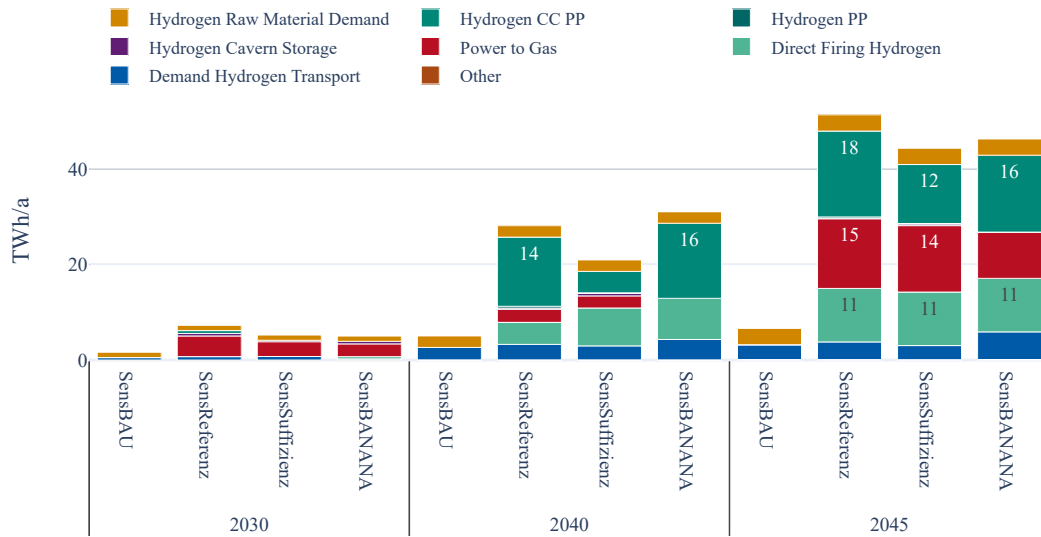


Abbildung 5.7: (P7) Wasserstoffverwendung Sensitivitätsszenarien

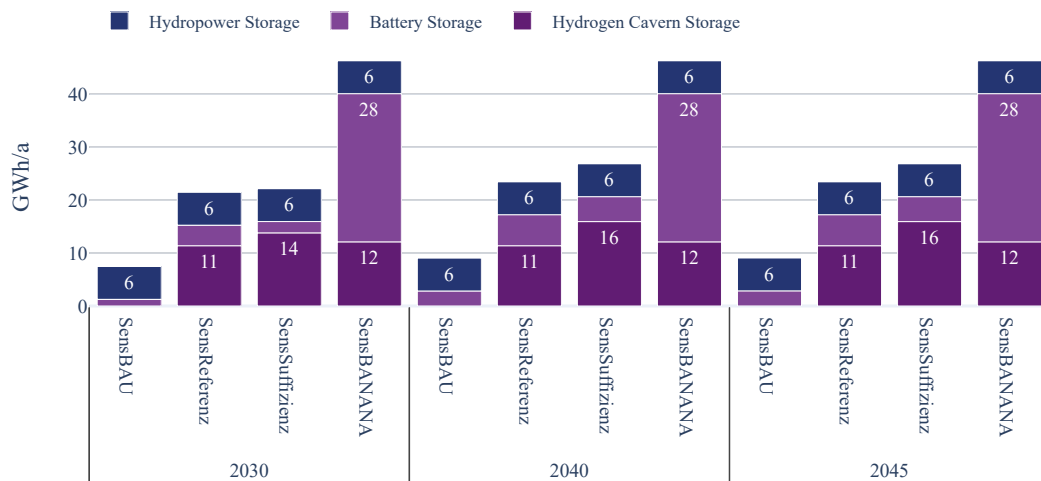


Abbildung 5.8: (P8) Kapazität Stromspeicher Sensitivitätsszenarien

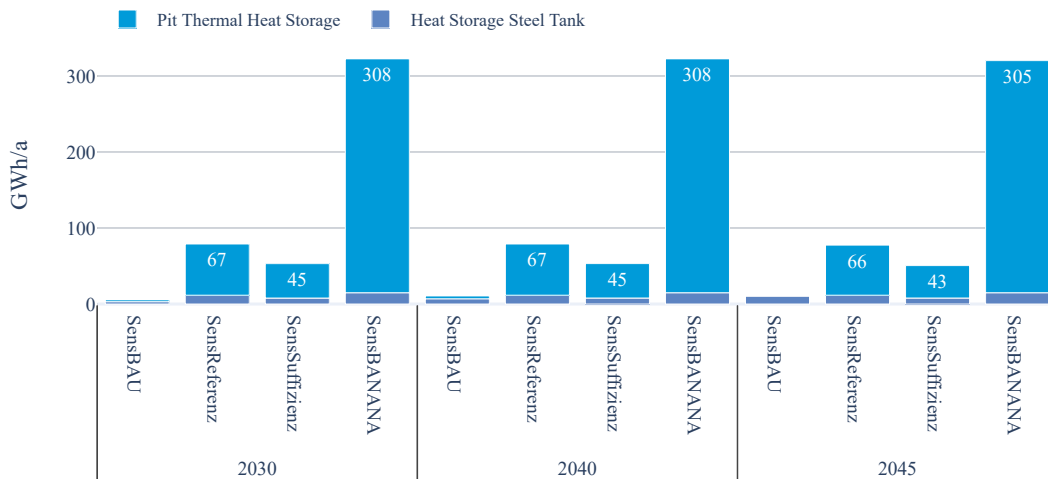


Abbildung 5.9: (P9) Kapazität Wärmespeicher Sensitivitätsszenarien

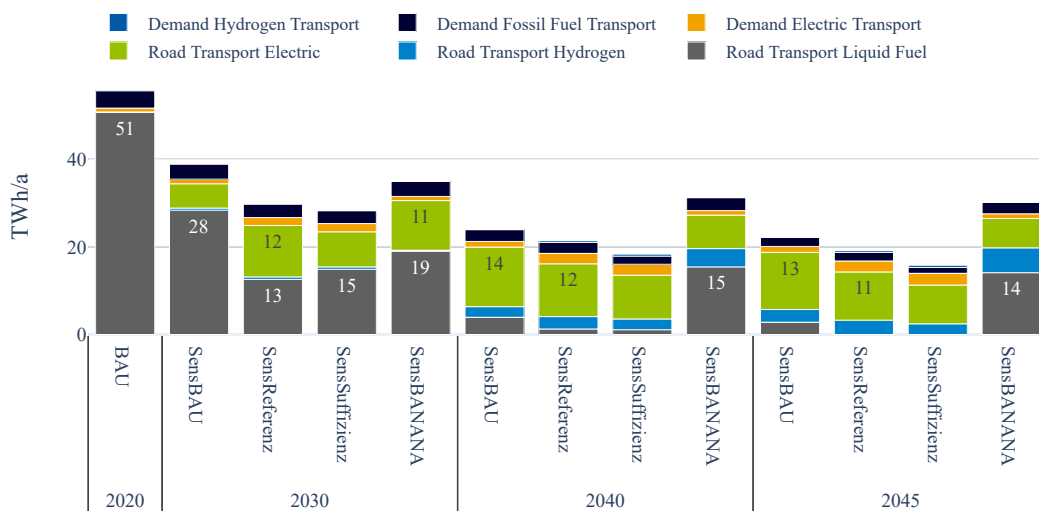


Abbildung 5.10: (P10) Endenergiebedarf Verkehrssektor Sensitivitätsszenarien

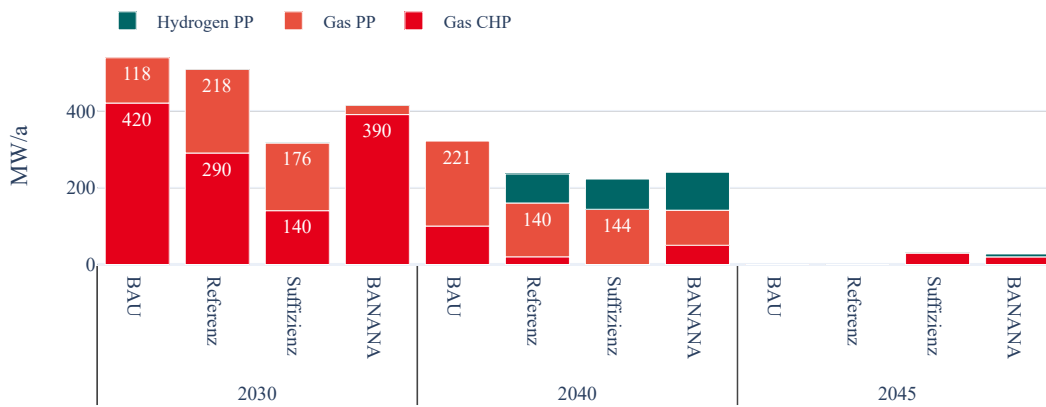


Abbildung 5.11: (P11) Ausbauraten Kraftwerke

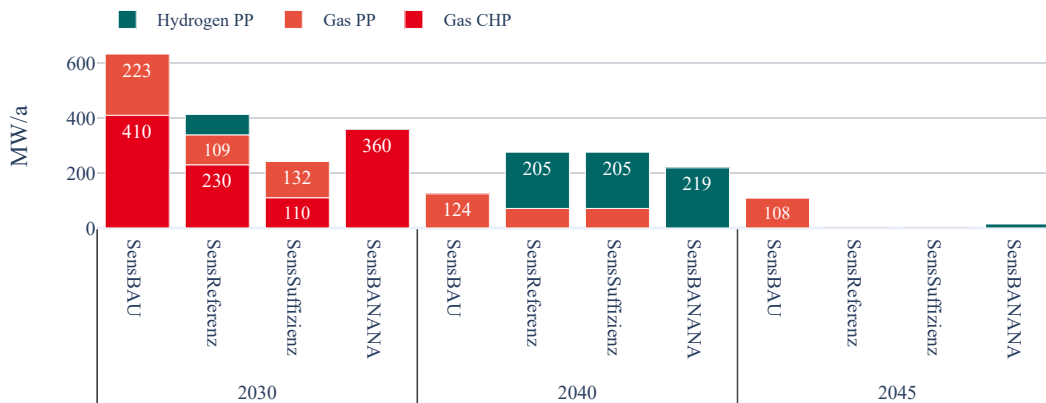


Abbildung 5.12: (P12) Ausbauraten Kraftwerke Sensitivitätsszenarien

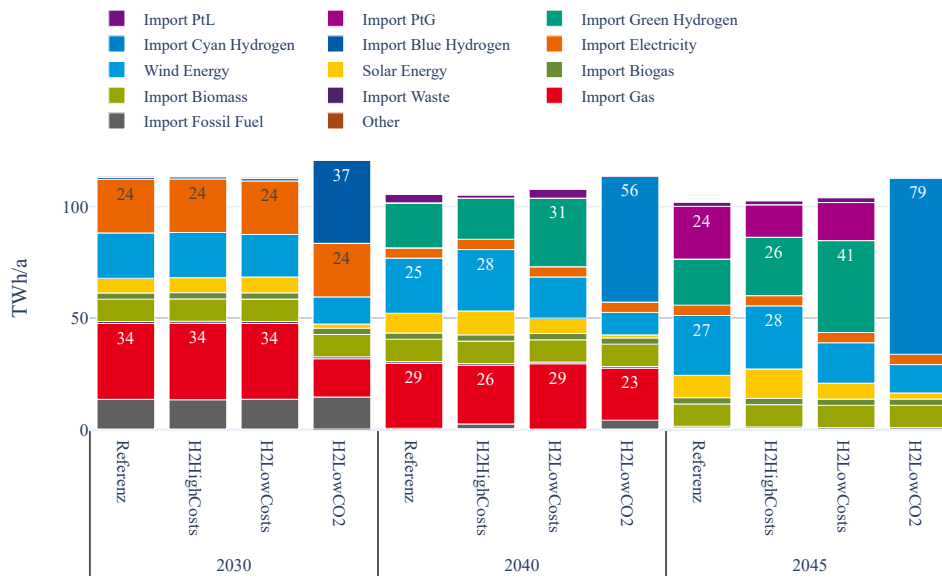


Abbildung 5.13: (P13) Primärenergieverbrauch Wasserstoffsznarien

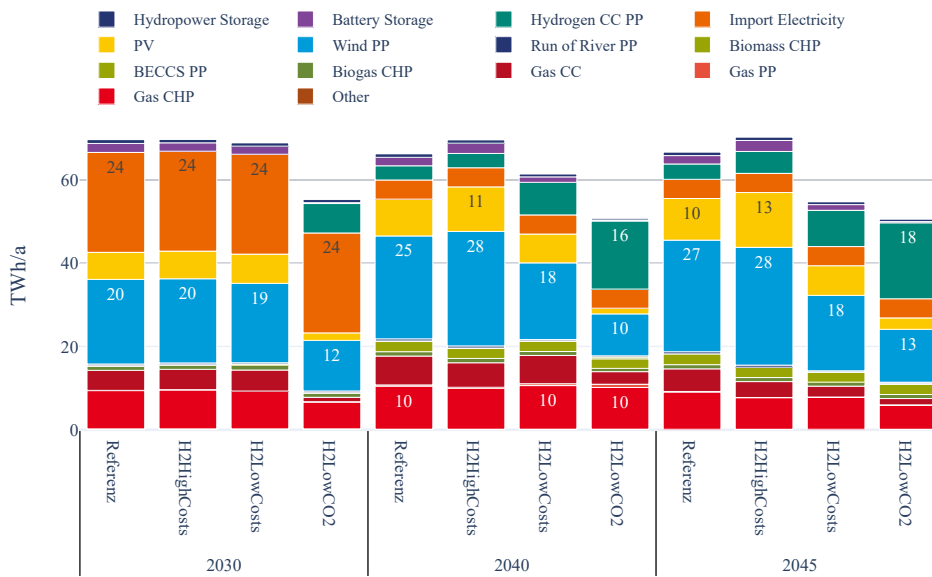


Abbildung 5.14: (P14) Stromerzeugung Wasserstoffsznarien

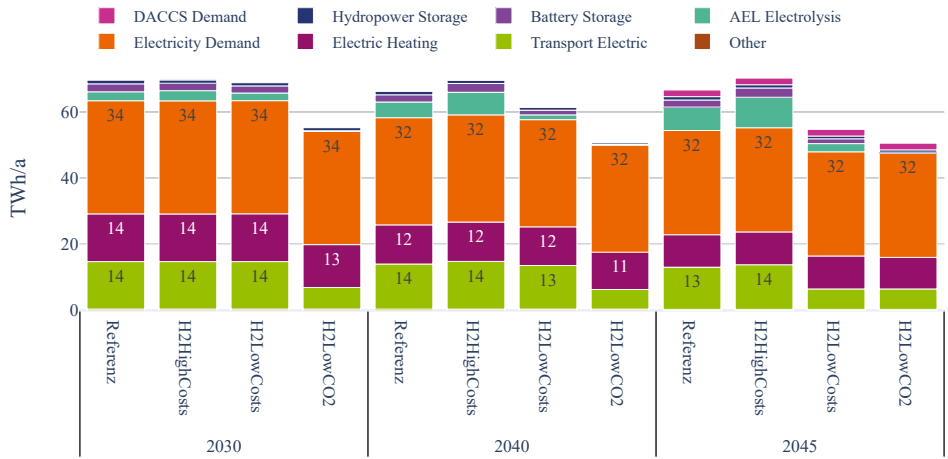


Abbildung 5.15: (P15) Stromverwendung Wasserstoffszenarien

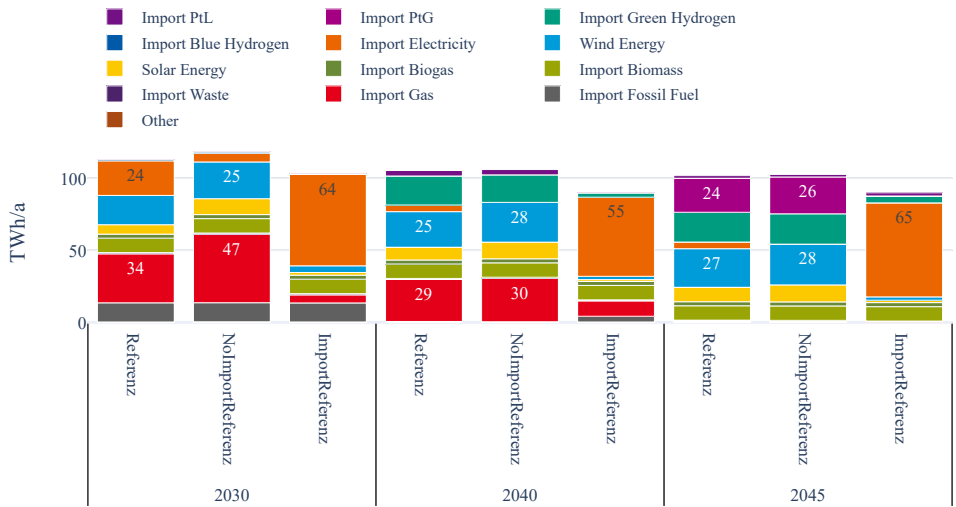


Abbildung 5.16: (P16) Primärenergieverbrauch Import und NoImport Mini-Szenarien für das Referenz Szenario

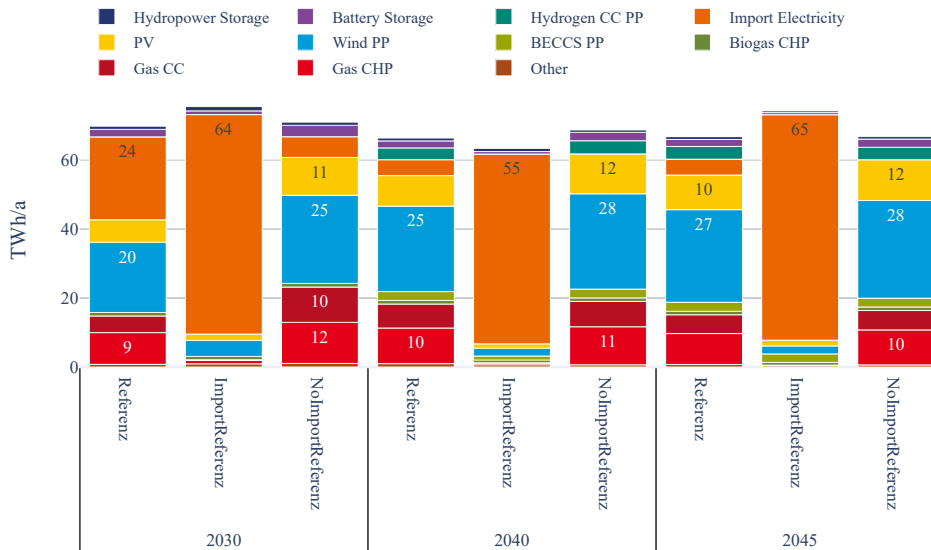


Abbildung 5.17: (P17) Stromerzeugung Import Mini-Szenario für das Referenz Szenario

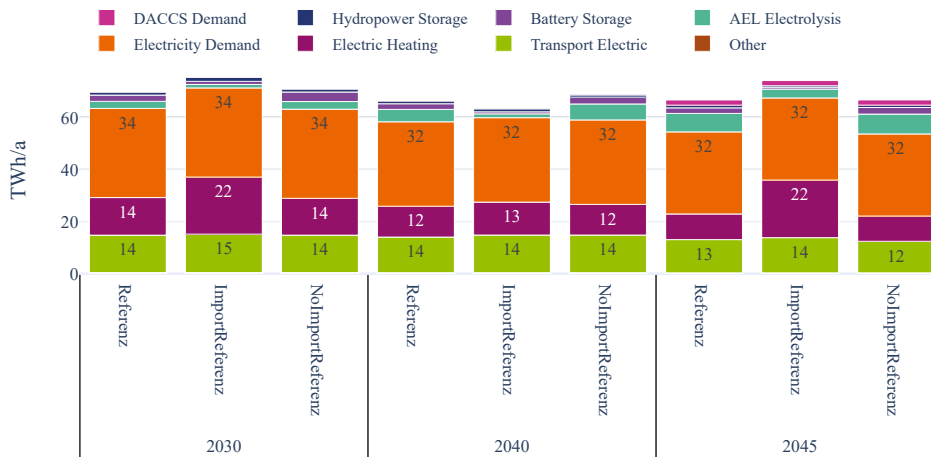


Abbildung 5.18: (P18) Stromverwendung Import Mini-Szenario für das Referenz Szenario

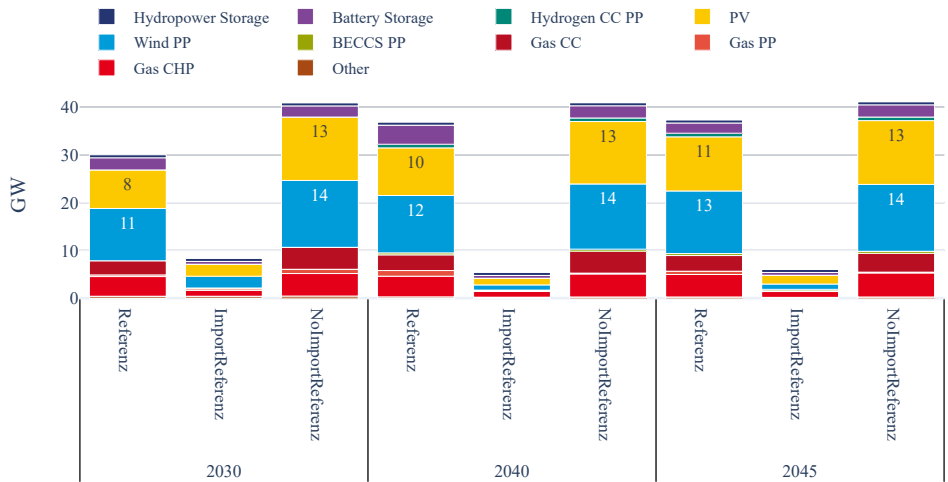


Abbildung 5.19: (P19) Installierte Leistung von Technologien der Stromerzeugung Import Mini-Szenario für das Referenz Szenario

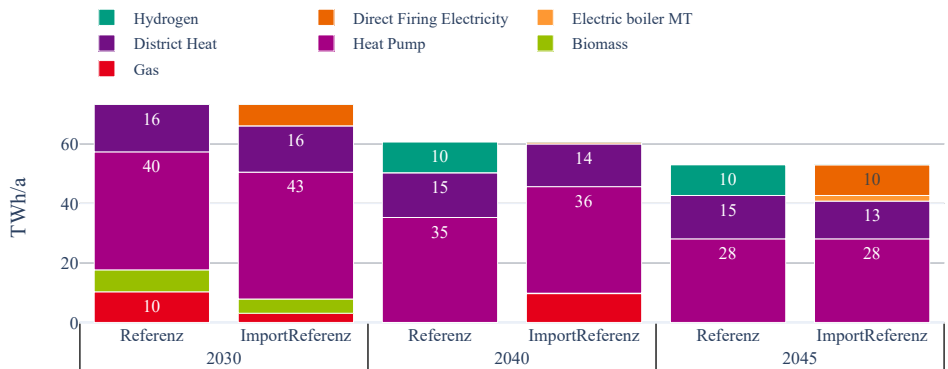


Abbildung 5.20: (P20) Wärmeerzeugung Import Mini-Szenario für das Referenz Szenario

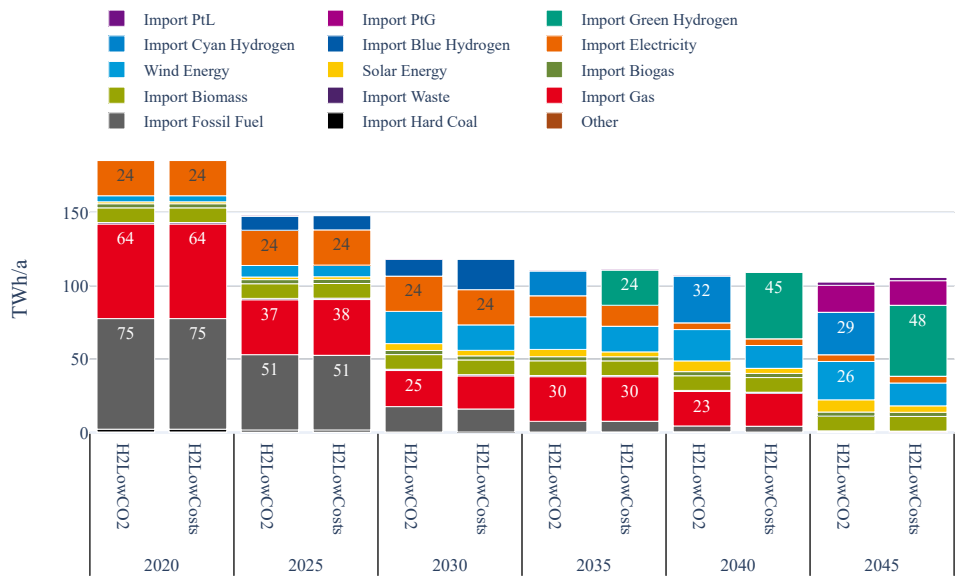
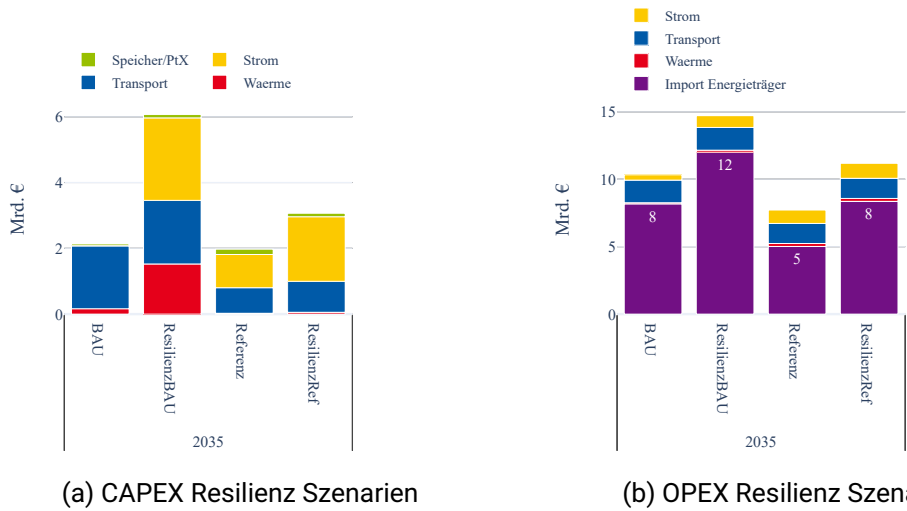


Abbildung 5.21: (P21) Auswirkungen erhöhter Energiepreise auf H2LowCO2 und H2LowCO2 kombiniert mit H2LowCosts.



(a) CAPEX Resilienz Szenarien

(b) OPEX Resilienz Szenarien

Abbildung 5.22: (P22) Das BAU Szenario reagiert deutlich sensibler auf die erhöhten Energiekosten.

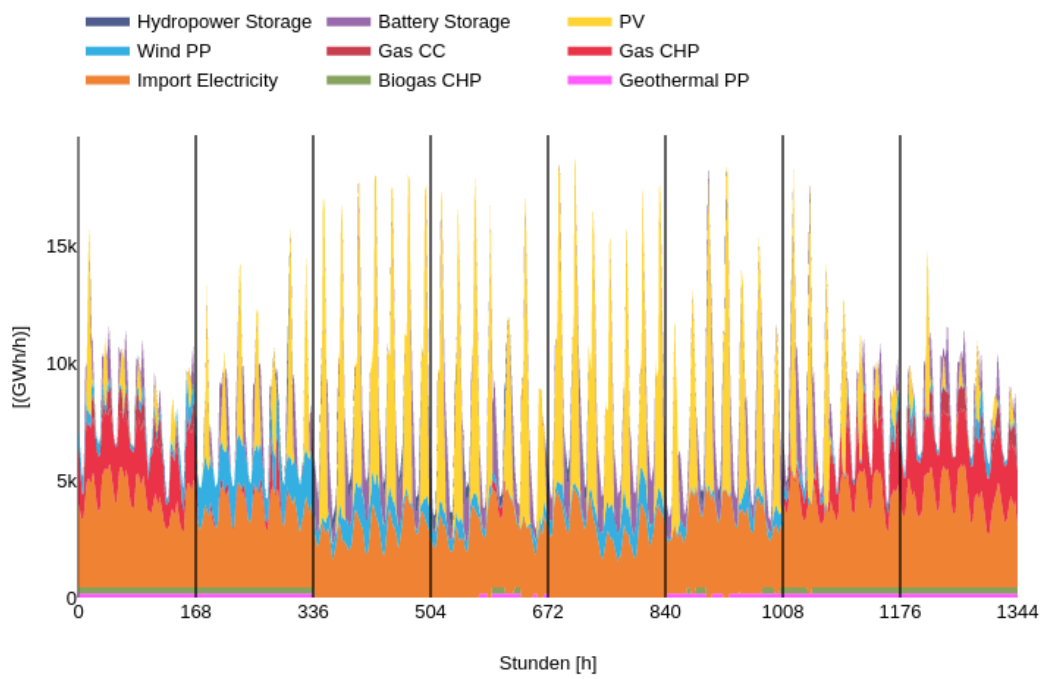


Abbildung 5.23: (Z1) Zeitreihe Stromerzeugung BANANA Szenario 2030

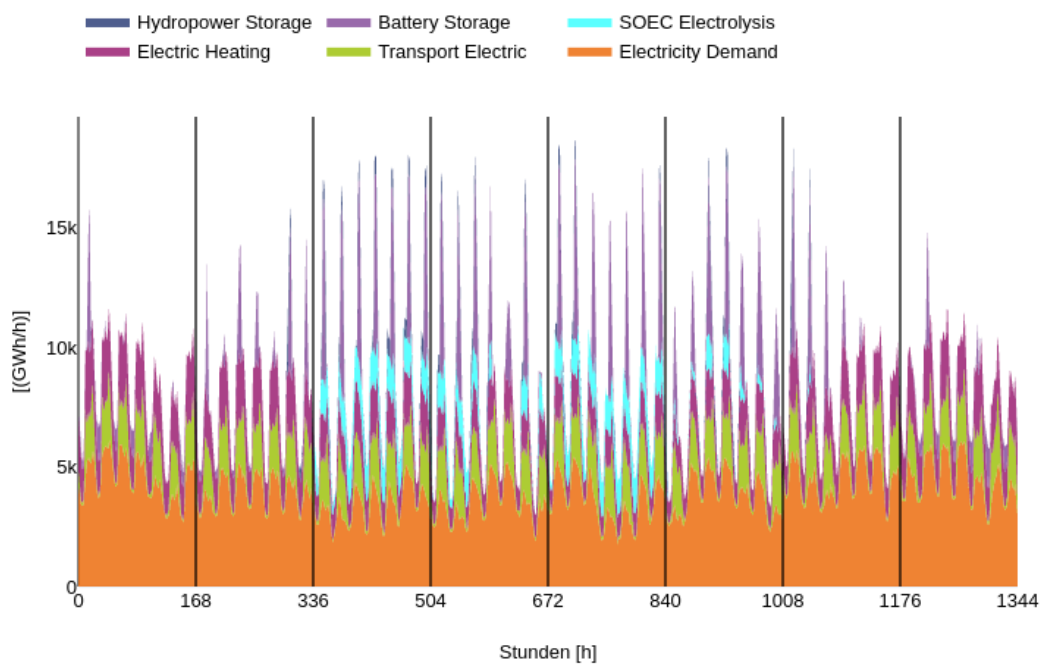


Abbildung 5.24: (Z2) Zeitreihe Stromverwendung BANANA Szenario 2030

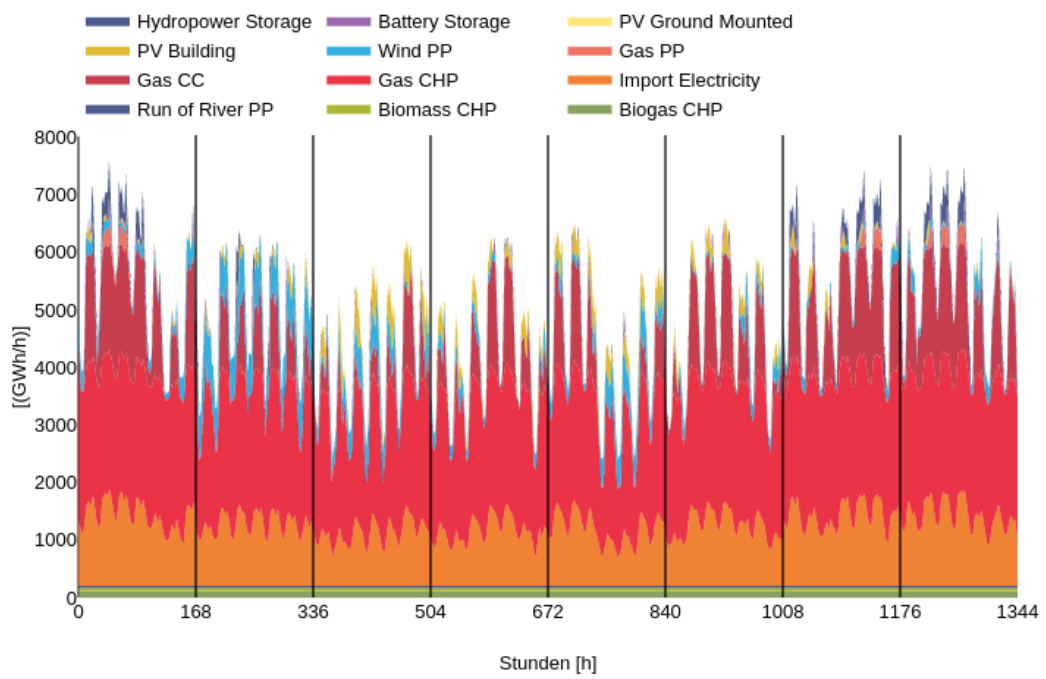


Abbildung 5.25: (Z3) Zeitreihe Stromerzeugung BAU Szenario 2030

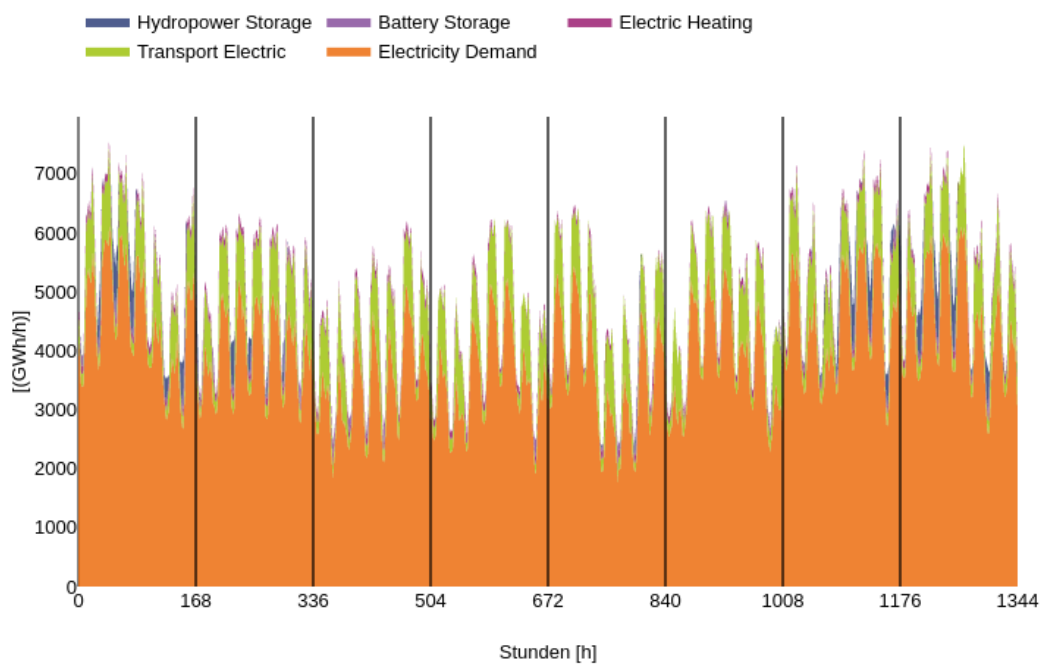


Abbildung 5.26: (Z4) Zeitreihe Stromverwendung BAU Szenario 2030

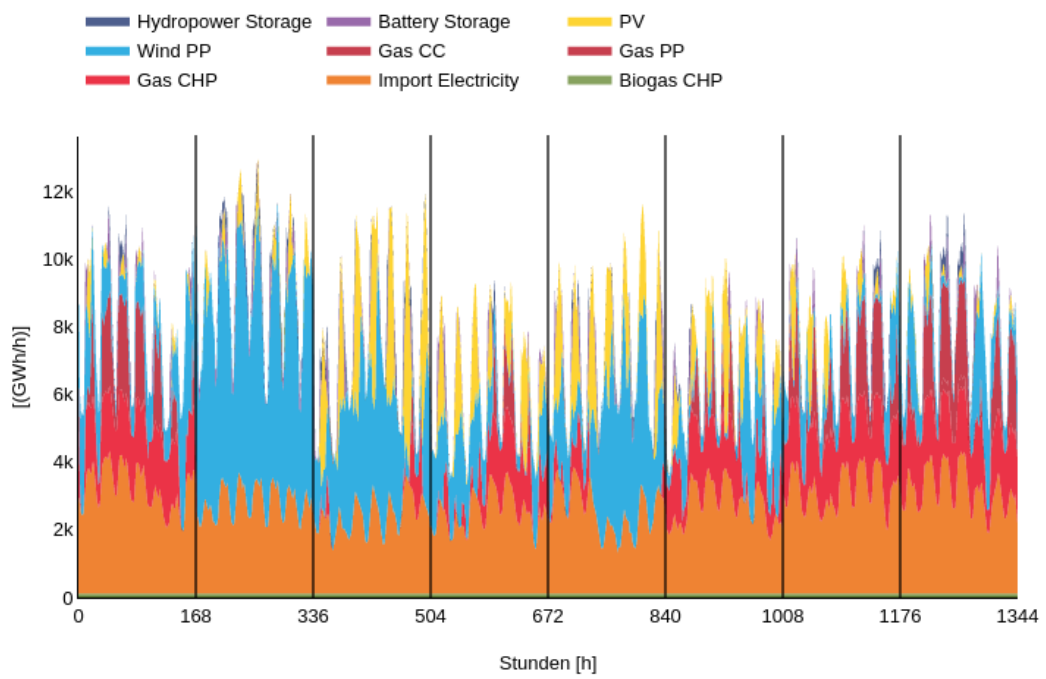


Abbildung 5.27: (Z5) Zeitreihe Stromerzeugung Referenz Szenario 2030

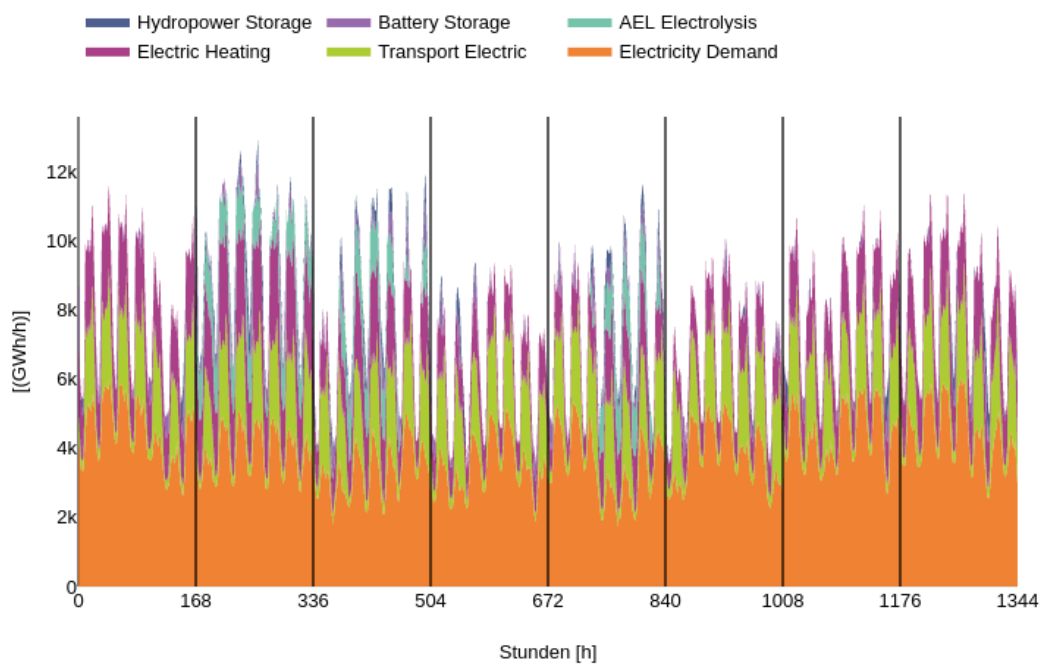


Abbildung 5.28: (Z6) Zeitreihe Stromverwendung Referenz Szenario 2030

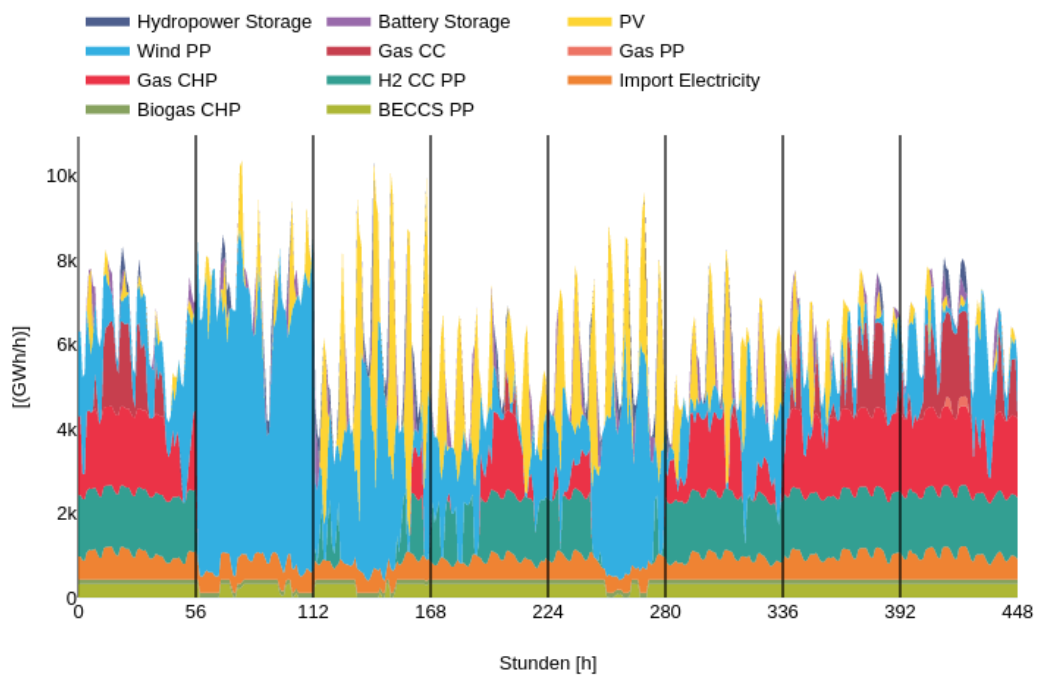


Abbildung 5.29: (Z7) Zeitreihe Stromerzeugung H2LowCostsReferenz Szenario 2045

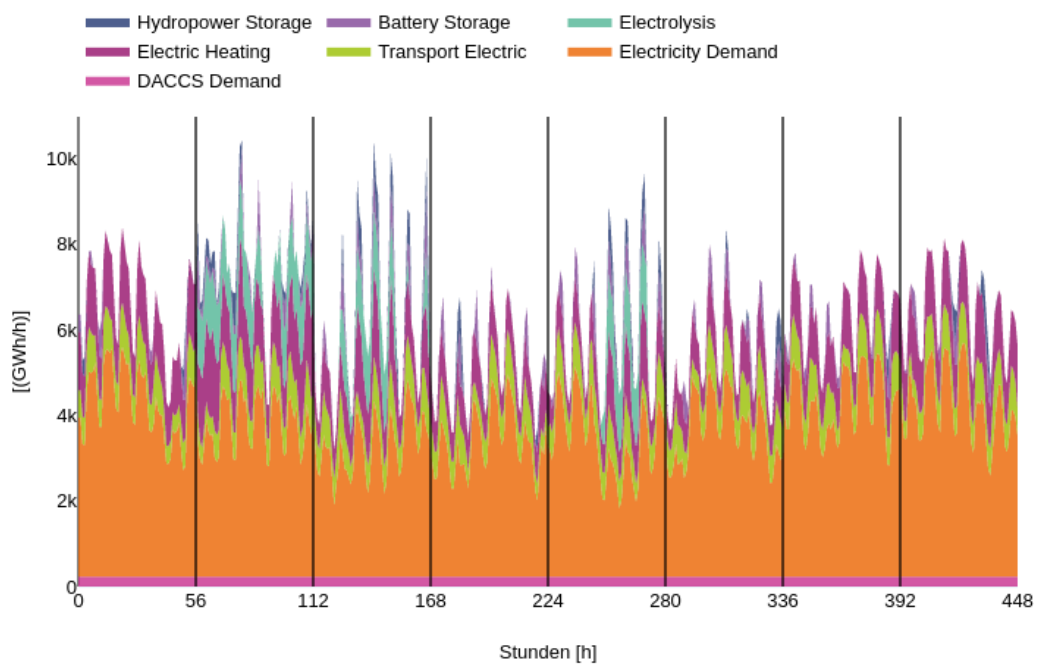


Abbildung 5.30: (Z8) Zeitreihe Stromverwendung H2LowCostsReferenz Szenario 2045

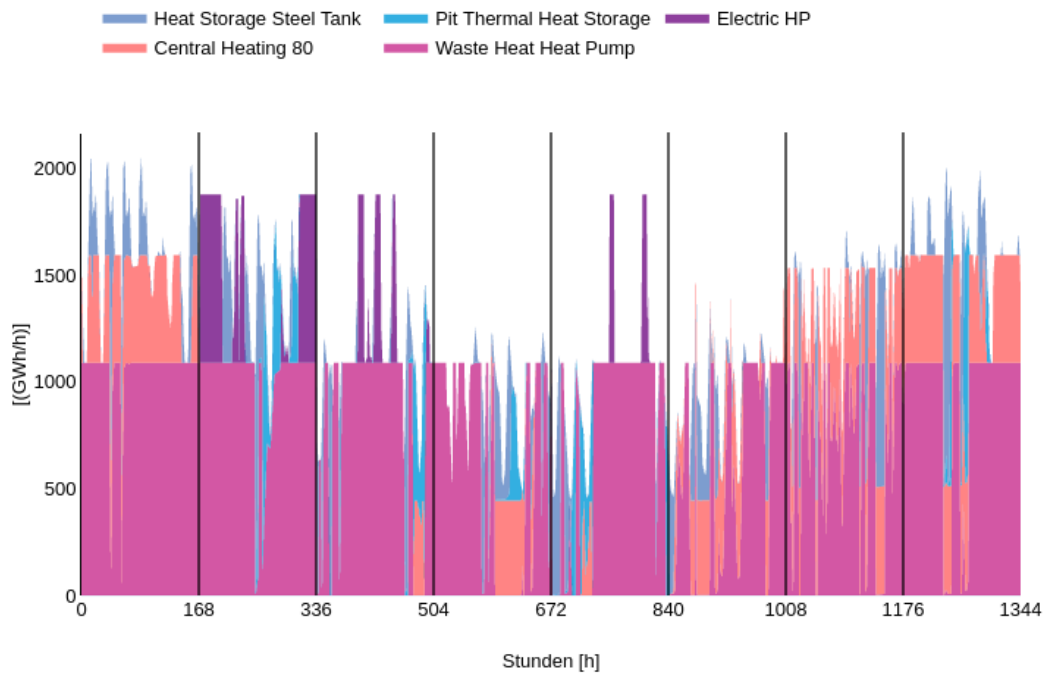


Abbildung 5.31: (Z9) Zeitreihe Fernwärmeerzeugung District Heat LT Referenz Szenario 2045. Central Heat 80 bezieht sich auf die Fernwärme aus anderen Erzeugungsquellen, die nicht nur dieses Temperaturniveau erzeugen können. Darunter fallen z. B. die Wärme aus KWK - Anlagen, die Gas, Biogas oder Biomasse als Brennstoff einsetzen.

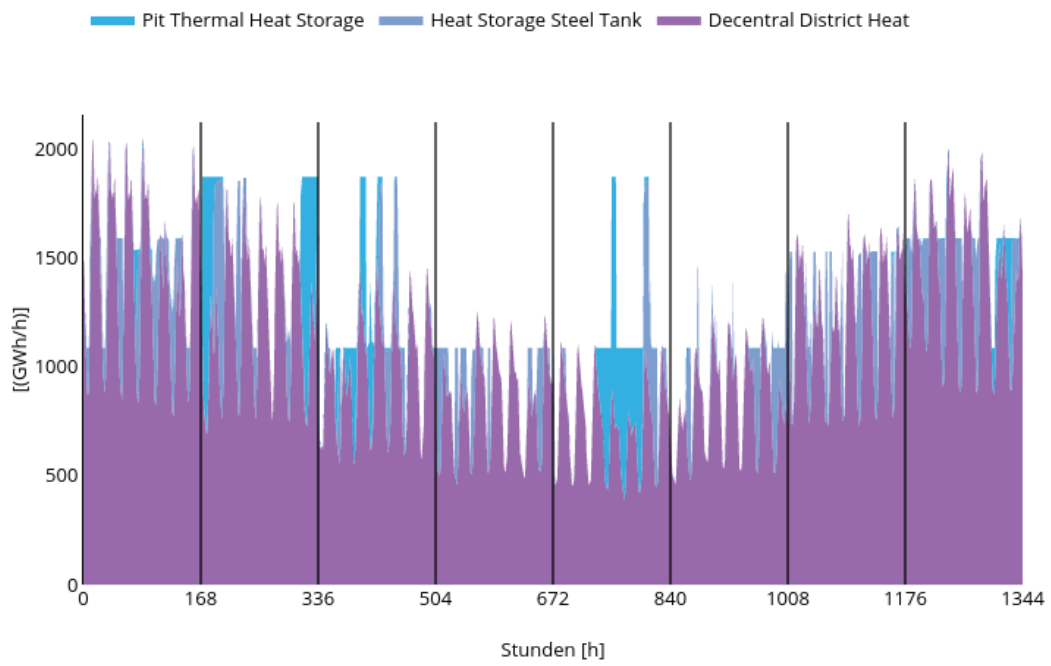


Abbildung 5.32: (Z10) Zeitreihe Fernwärmeverwendung Niedertemperatur Referenz Szenario 2045

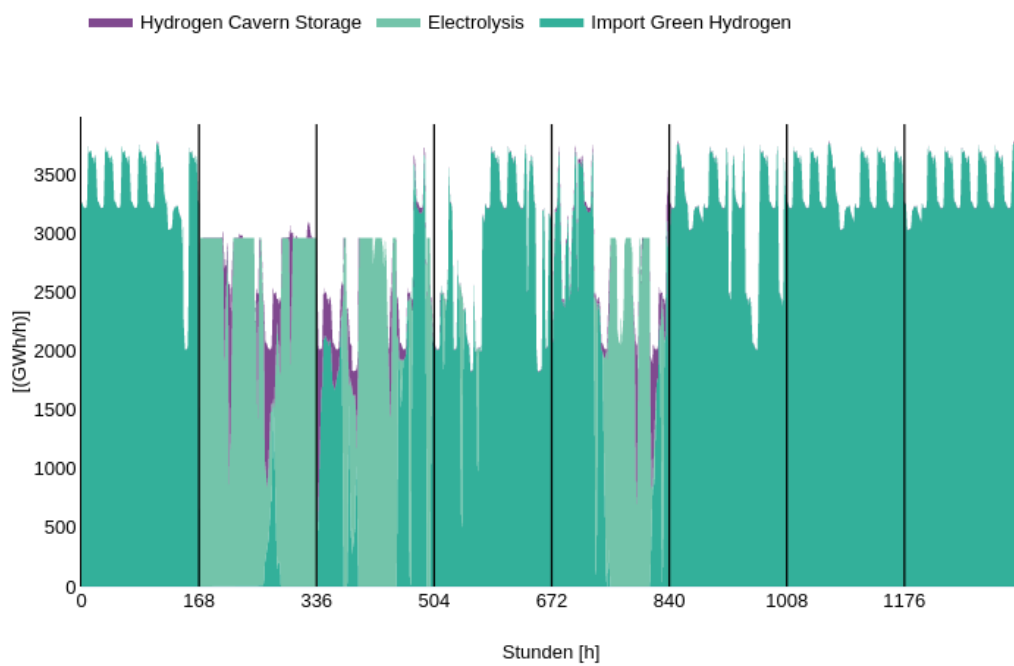


Abbildung 5.33: (Z11) Zeitreihe Wasserstofferzeugung- und import Referenz Szenario 2045

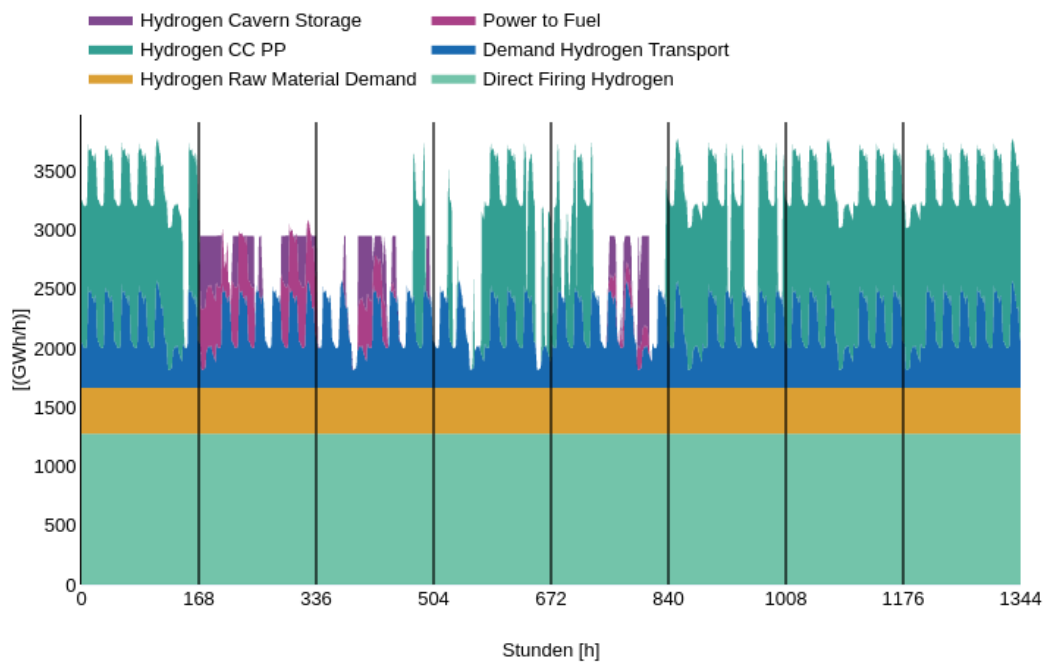
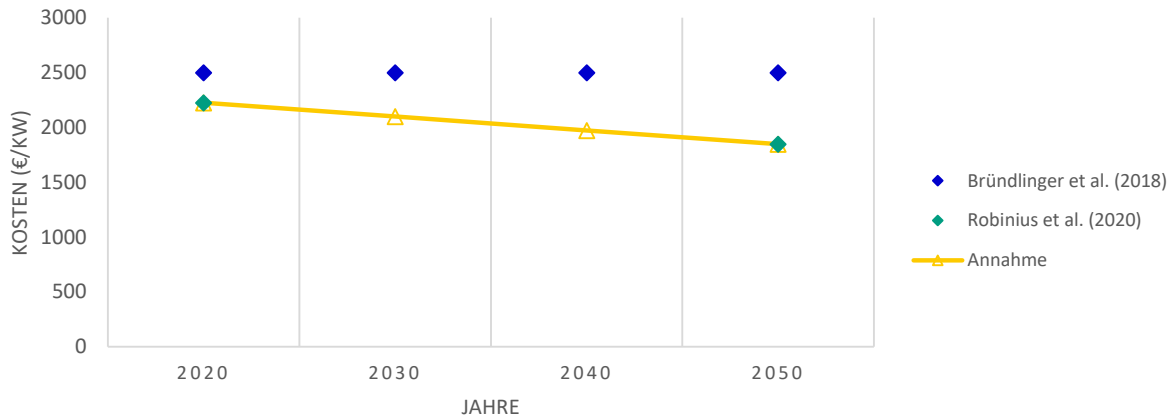


Abbildung 5.34: (Z12) Zeitreihe Wasserstoffverwendung Referenz Szenario 2045

Stromerzeugung / KWK / Power-to-X / Stromspeicher

Lignite Coal CHP

* INVESTITIONSKOSTEN



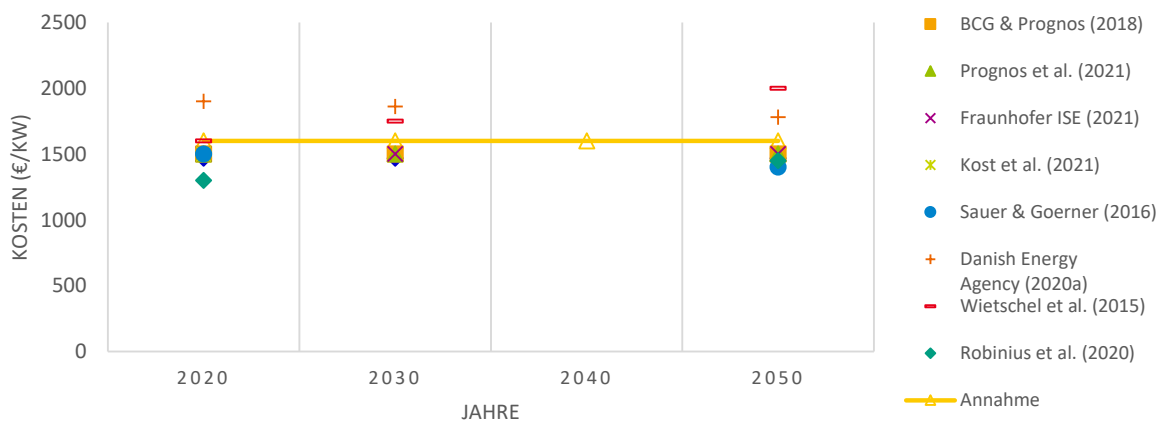
	Einheit	**Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		2225			1847	Robinius et al. (2020)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		67			55	Robinius et al. (2020)
Wirkungsgrad (th)	-			0.5 - 0.55			Robinius et al. (2020)
Wirkungsgrad (el)	-			0.25 - 0.3			Robinius et al. (2020)
Technische Lebensdauer	a		40	40	40	40	Fette et al. (2020)
Technische Verfügbarkeit	-		0.86	0.86	0.86	0.86	Görner & Sauer (2016)

*Für alle Parameter sind mehrere Quellen betrachtet worden, aus Platzgründen werden nur die Investitionskosten visualisiert.

**Wenn in der Reihe Szenario nichts weiter steht, gelten die Werte für alle Szenarien.

Hard Coal PP

INVESTITIONSKOSTEN

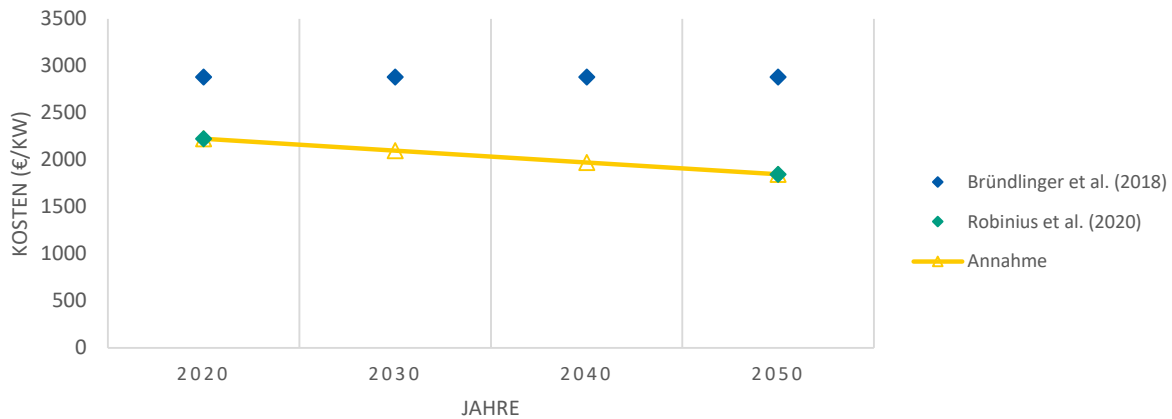


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		1600	1600	1600	1600	*Annahme
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		42	42	42	42	Robinius et al. (2020)
Wirkungsgrad (th)	-			0.105	0.105	0.105	Annahme
Wirkungsgrad (el)	-			0.425	0.425	0.425	Annahme
Technische Lebensdauer	a		50	50	50	50	Görner & Sauer (2016)
Technische Verfügbarkeit	-		0.86	0.86	0.86	0.86	Görner & Sauer (2016)

* Werte basieren auf einer Abschätzung unter Einbezug einer oder mehrerer Quellen.

Hard Coal CHP

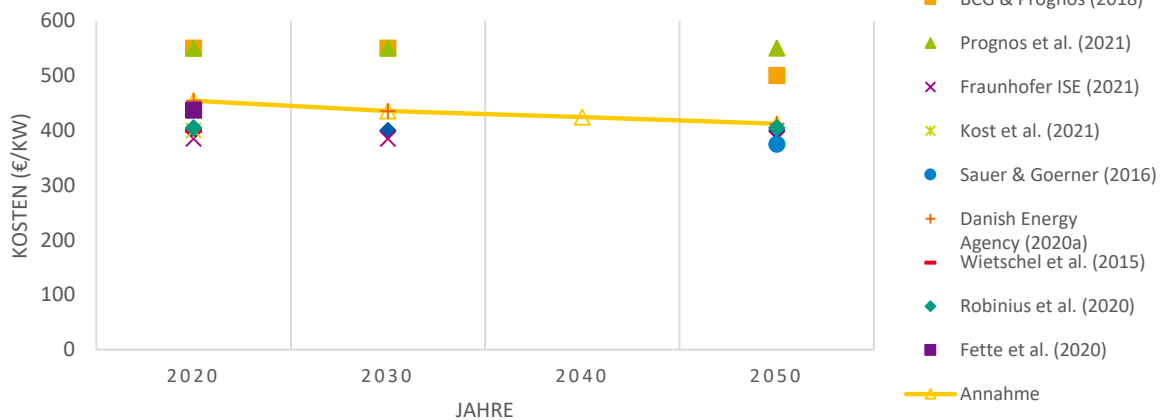
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		2225			1847	Robinius et al. (2020)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		67			55	Robinius et al. (2020)
Wirkungsgrad (th)	-			0.5 - 0.55			Robinius et al. (2020)
Wirkungsgrad (el)	-			0.25 - 0.3			Robinius et al. (2020)
Technische Lebensdauer	a		45	45	45	45	Robinius et al. (2020)
Technische Verfügbarkeit	-		0.86	0.86	0.86	0.86	Görner & Sauer (2016)

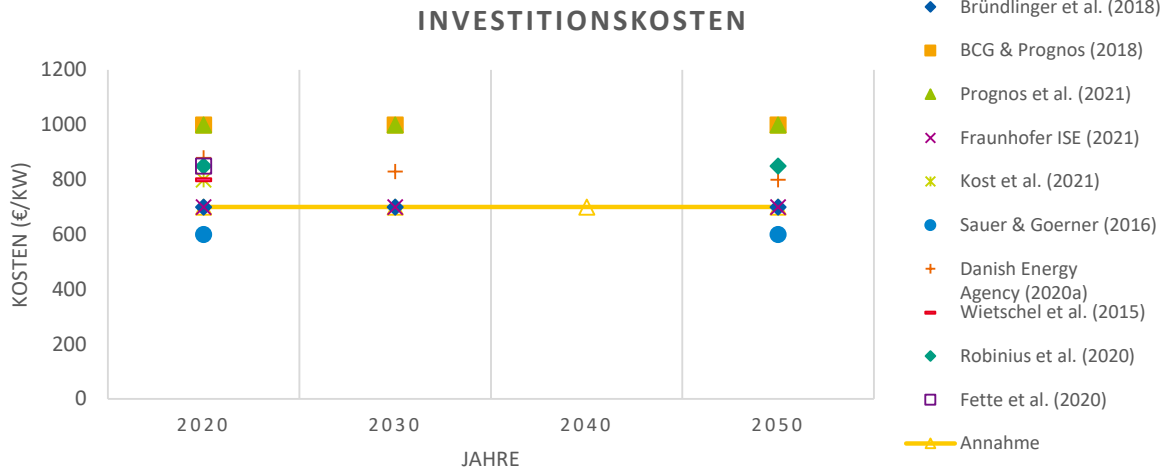
Gas PP (SC)

INVESTITIONSKOSTEN



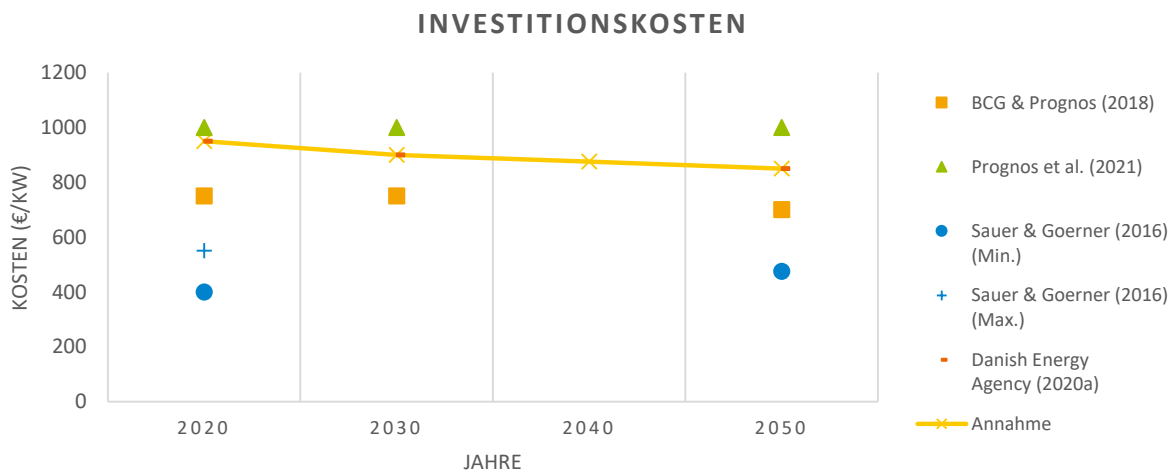
	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		454	435		412	DEA (2020a)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		18.1	17.4		16.5	DEA (2020a)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		0.35	0.41	-	0.46	Annahme
Technische Lebensdauer	a		40	40	40	40	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		0.95	0.95	0.95	0.95	Fette et al. (2020)

Gas CC PP



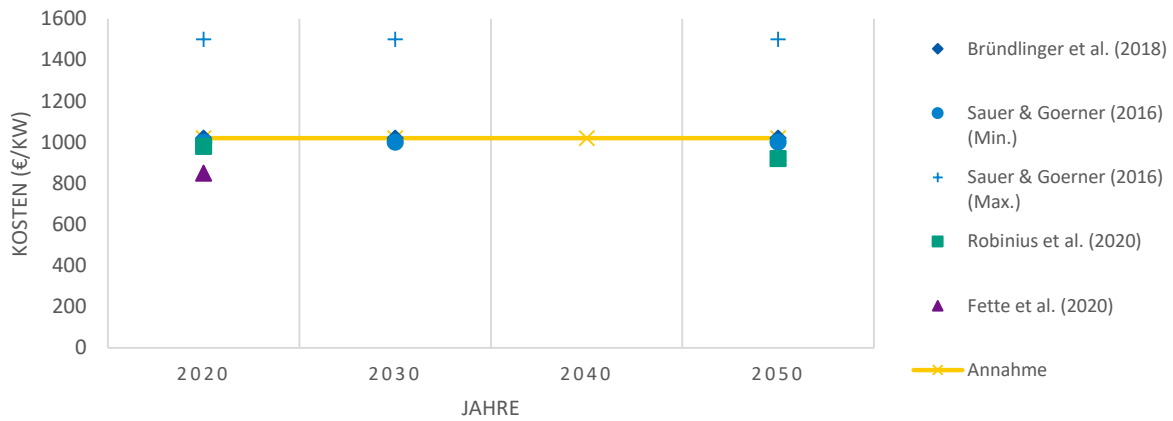
	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		700	700	700	700	Fraunhofer ISE (2021)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		21	21	21	21	Fraunhofer ISE (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		0.56	0.62		0.64	Görner & Sauer (2016)
Technische Lebensdauer	a		30	30	30	30	Görner & Sauer (2016)
Technische Verfügbarkeit	-		0.95	0.95	0.95	0.95	Görner & Sauer (2016)

Gas Engine PP



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		950	900		850	DEA (2020a)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		9.75	9.3		8.5	DEA (2020a)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		0.45	0.47	-	0.48	DEA (2020a)
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	DEA (2020a)
Technische Verfügbarkeit	-		0.98	0.98	0.98	0.98	DEA (2020a)

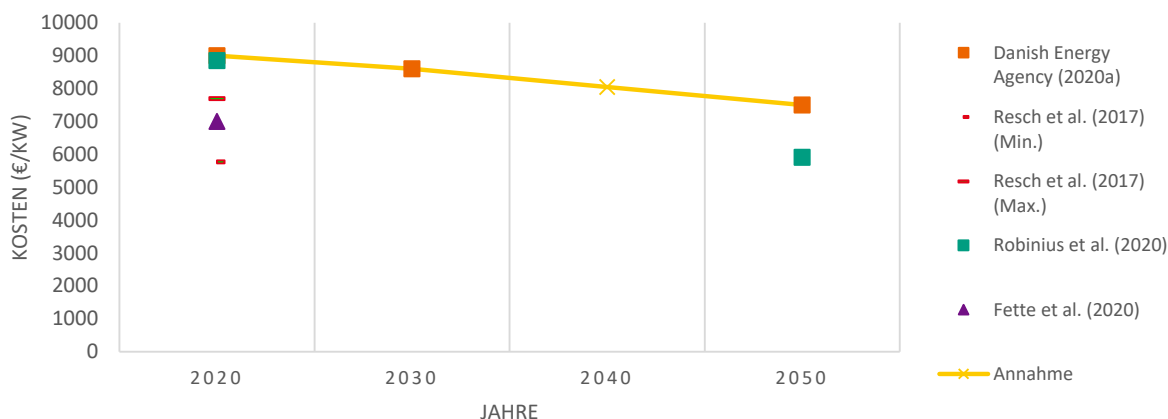
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		1020	1020	1020	1020	dena (2018)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		41	41	41	41	dena (2018)
Wirkungsgrad (CC CHP el)	-			0.55 - 0.6			Annahme
Wirkungsgrad (CC CHP th)	-		0.25			0.35	Annahme
Wirkungsgrad (HP CHP el)	-			0.2 - 0.25			Annahme
Wirkungsgrad (HP CHP th)	-			0.6 - 0.65			Annahme
Wirkungsgrad (CHP el)	-			0.4 - 0.45			Annahme
Wirkungsgrad (CHP th)	-			0.43 - 0.45			Annahme
Wirkungsgrad (Small CHP el)	-			0.45			Annahme
Wirkungsgrad (Small CHP th)	-			0.43			Annahme
Technische Lebensdauer	a		30	30	30	30	Görner & Sauer (2016)
Technische Verfügbarkeit	-						
- CC CHP			0.92	0.92	0.92	0.92	Görner & Sauer (2016)
- HP CHP			0.9	0.9	0.9	0.9	Annahme
- CHP			0.9	0.9	0.9	0.9	Annahme
- Small CHP			0.95	0.95	0.95	0.95	Annahme

Waste CHP

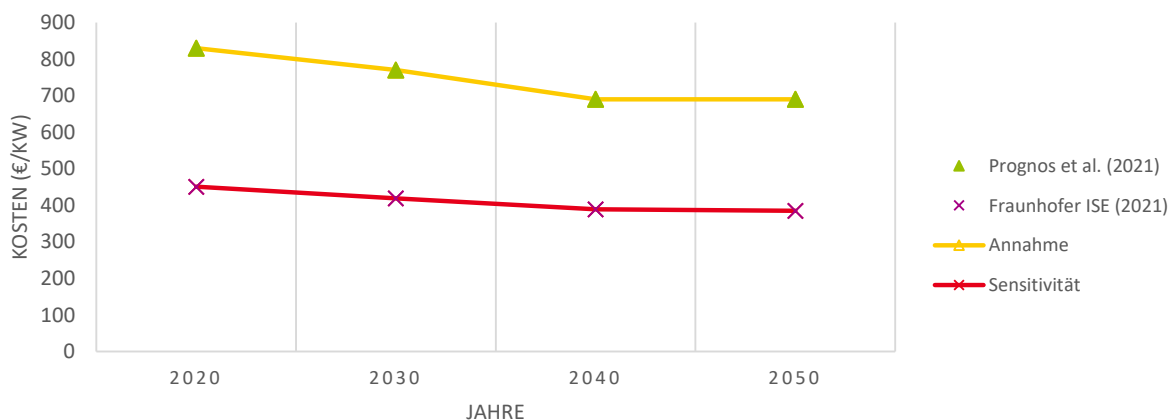
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		9000	8600	7500	7500	DEA (2020a)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		262	245	209	209	DEA (2020a)
Wirkungsgrad (th)	-			0.67 - 0.7			Annahme
Wirkungsgrad (el)	-			0.16 - 0.19			Resch et al. (2017)
Technische Lebensdauer	a		40	40	40	40	DEA (2020a)
Technische Verfügbarkeit	-		0.94	0.94	0.94	0.94	DEA (2020a)

Hydrogen PP

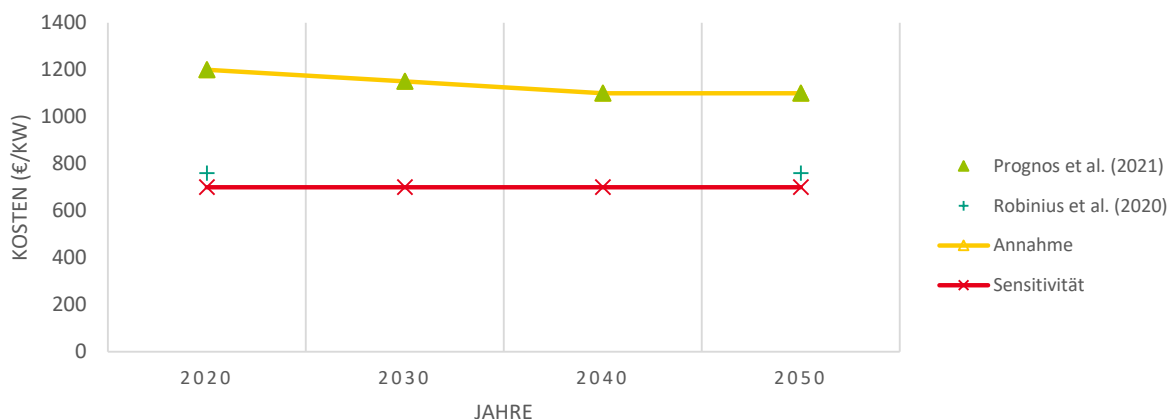
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		830	770	690	690	Prognos et al. (2021)
		Sens	454	435		412	Fraunhofer ISE (2021)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		21	20	18	18	Prognos et al. (2021)
		Sens	18.1	17.4		16.5	Fraunhofer ISE (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		0.4	0.4	0.4	0.4	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Lebensdauer	a		40	40	40	40	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		0.95	0.95	0.95	0.95	Annahme

Hydrogen CC PP

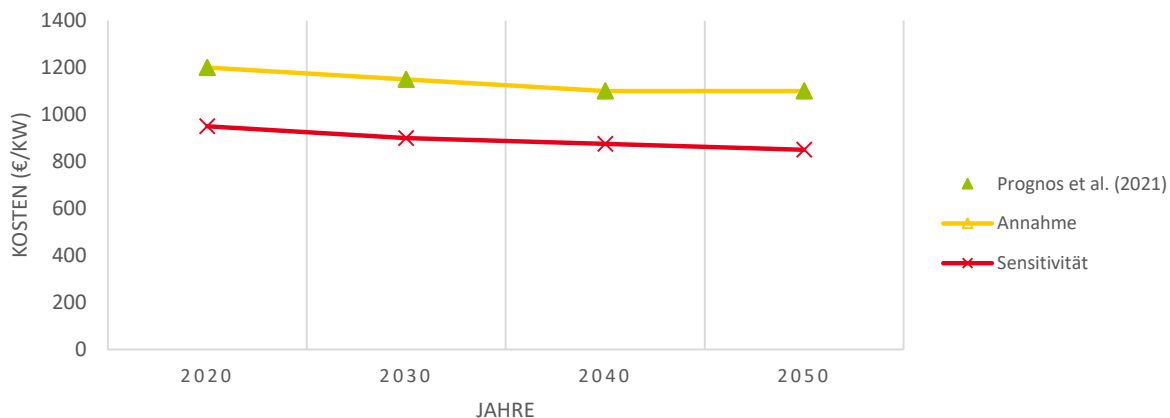
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		1200	1150	1100	1100	Prognos et al. (2021)
		Sens	700	700	700	700	Annahme
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		30	30	30	30	Prognos et al. (2021)
		Sens	21	21	21	21	Annahme
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		0.58			0.6	Robinius et al. (2020)
Technische Lebensdauer	a		40	40	40	40	Prognos et al. (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		0.95	0.95	0.95	0.95	Annahme

Hydrogen Engine PP

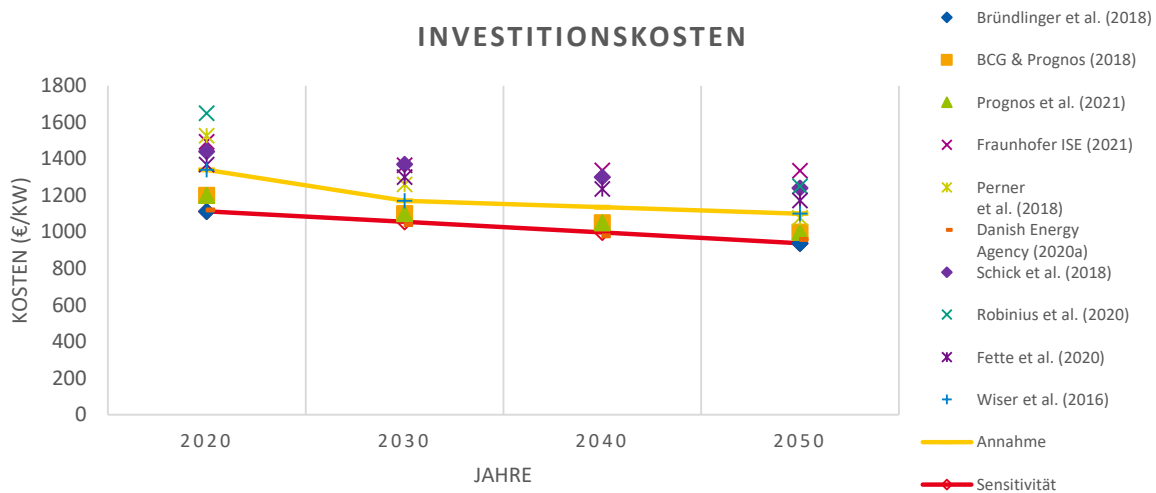
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		1200	1150	1100	1100	Prognos et al. (2021)
		Sens	950	900		850	Annahme
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		28	26	24	24	Prognos et al. (2021)
		Sens	9.75	9.3		8.5	Annahme
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		0.44	0.44	0.44	0.44	Prognos et al. (2021)
Technische Lebensdauer	a		40	40	40	40	Prognos et al. (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		0.98	0.98	0.98	0.98	Annahme

Wind PP

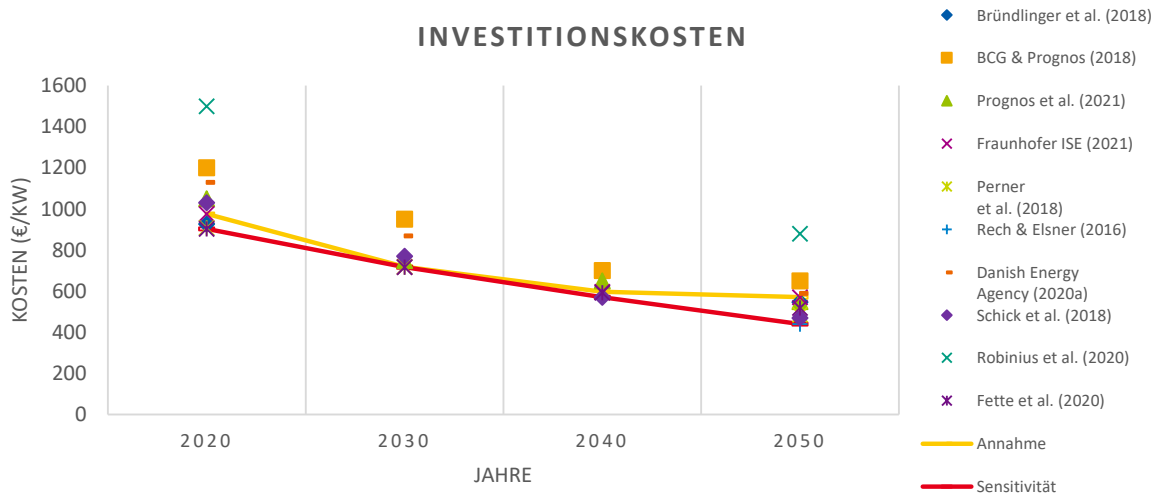
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		1340	1170	1135	1100	Wiser et al. (2016)
		Sens	1113			938	Bründlinger et al. (2018)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		44	35		27	Wiser et al. (2016)
		Sens	14	13	11.5	11	Bründlinger et al. (2018)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	Wiser et al. (2016)
Technische Verfügbarkeit	-						

PV Building

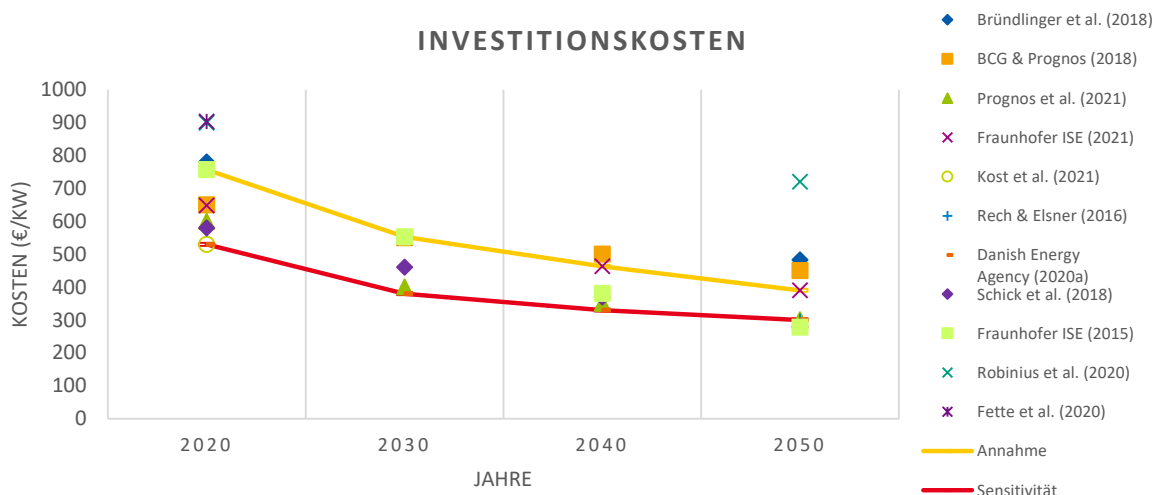
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		976	718	597	571	Fraunhofer ISE (2021)
		Sens	903	717	570	440	Annahme
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		20	14	12	11	Fraunhofer ISE (2021)
		Sens	14	11		7	Perner et al. (2018)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Verfügbarkeit	-						

PV Ground Mounted

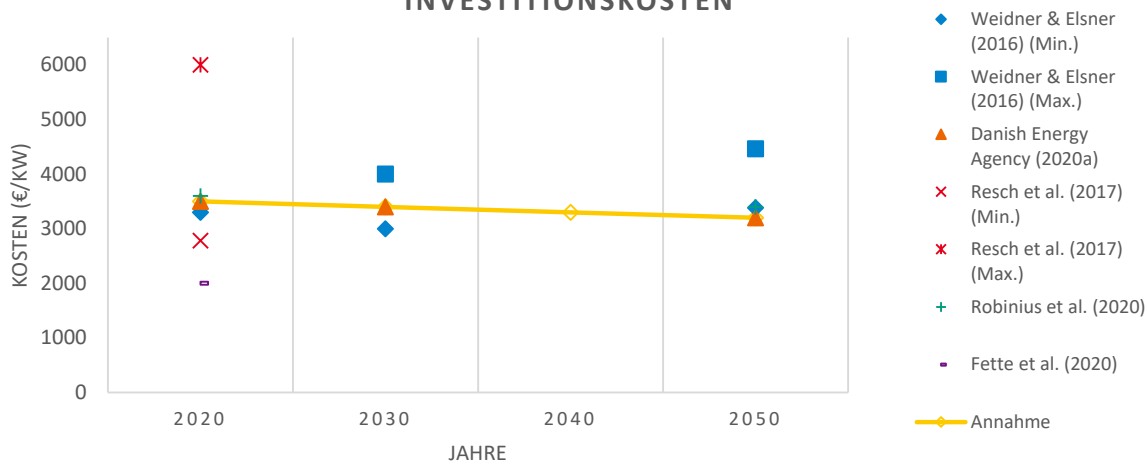
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		757	553	463	390	Fraunhofer ISE (2015)
		Sens	530	380	330	300	DEA (2020a)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		15	11	9	8	Annahme
		Sens	9	7	7	6	DEA (2020a)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	Fraunhofer ISE (2015)
Technische Verfügbarkeit	-						

Biomass CHP / BECCS PP

INVESTITIONSKOSTEN

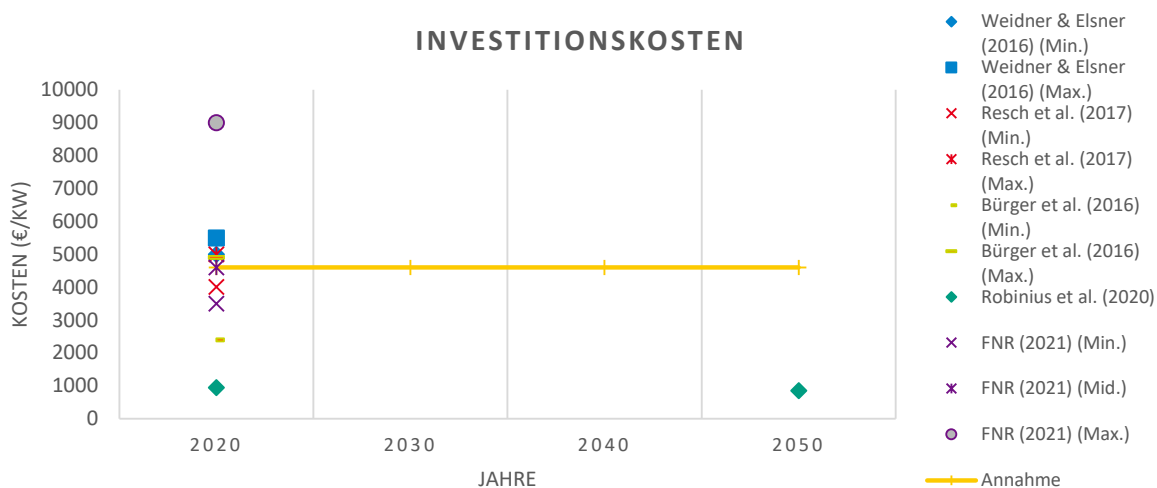


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		3500	3400		3200	DEA (2020a)
*Investitionskosten	€/kW _{el}		3800			3190	Annahme
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		149	140		129	DEA (2020a)
*Betriebskosten	€/kW _{el} *a		228			191	Annahme
Wirkungsgrad (th)	-		0.57	0.57	0.57	0.57	Annahme
Wirkungsgrad (el)	-		0.28	0.28	0.28	0.28	DEA (2020a)
*Wirkungsgrad (el)	-		0.25			0.28	Annahme
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	DEA (2020a)
Technische Verfügbarkeit	-		0.94	0.94	0.94	0.94	DEA (2020a)

* Die Werte beziehen sich auf BECCS PP. Die Werte für die technische Lebensdauer und Verfügbarkeit sind gleich.

Biogas CHP

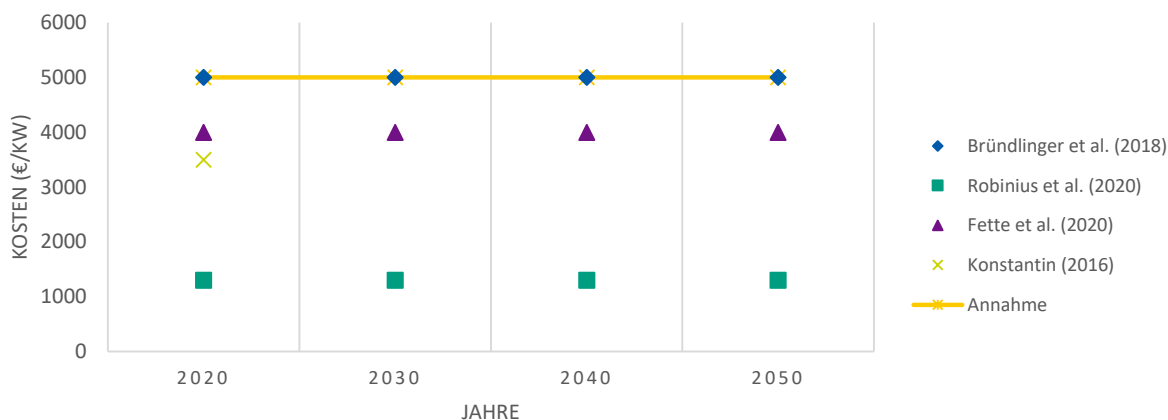
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		4600	4600	4600	4600	FNR (2021)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		276	276	276	276	FNR (2021)
Wirkungsgrad (th)	-			0.43 - 0.62			FNR (2021)
Wirkungsgrad (el)	-			0.28 - 0.47			FNR (2021)
Technische Lebensdauer	a						
Technische Verfügbarkeit	-		0.96	0.96	0.96	0.96	Annahme

Run of River PP

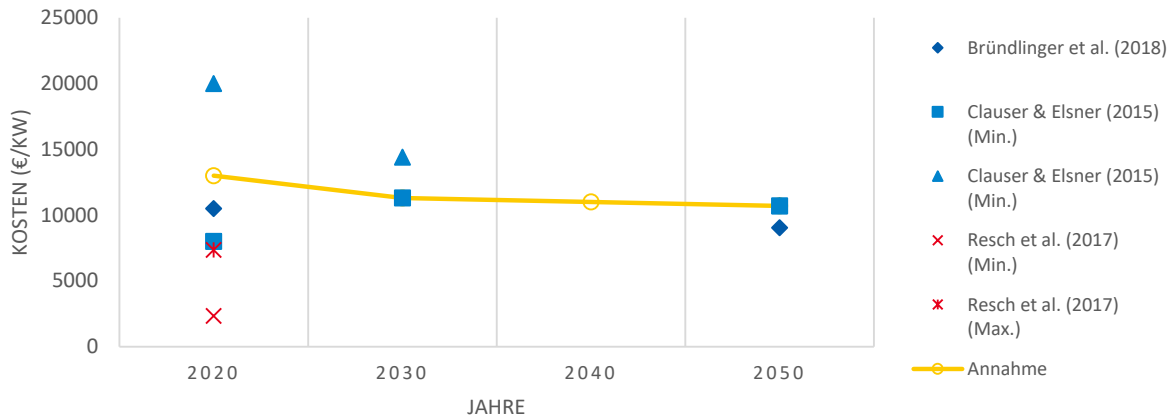
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		5000	5000	5000	5000	Bründlinger et al. (2018)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		12	12	12	12	Bründlinger et al. (2018)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		100	100	100	100	Bründlinger et al. (2018)
Technische Verfügbarkeit	-		0.51	0.51	0.51	0.51	Annahme

Geothermal PP

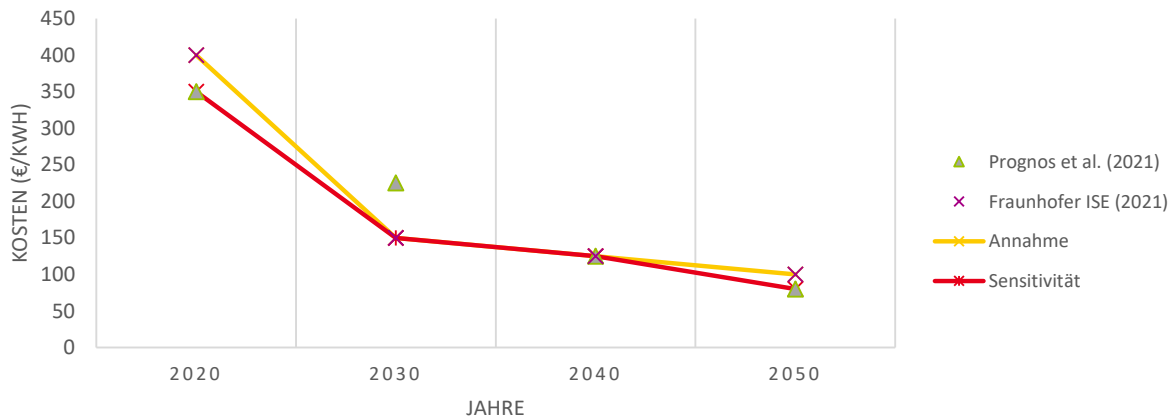
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		13000	11300		10700	Annahme
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		269			217	Annahme
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		30	30	30	30	Clauser & Elsner (2015)
Technische Verfügbarkeit	-		0.92			0.98	Clauser & Elsner (2015)

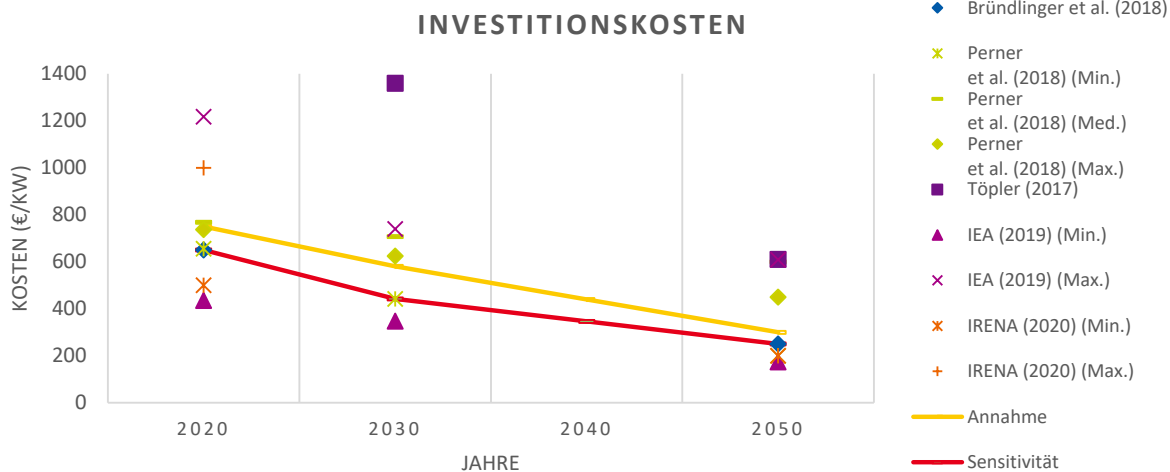
Battery Storage

INVESTITIONSKOSTEN



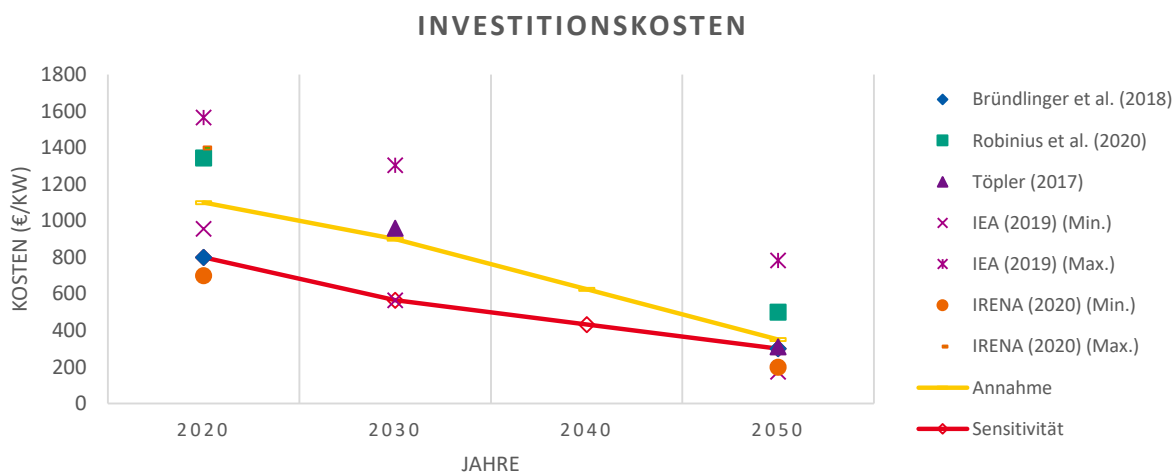
	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kWh		400	150	125	100	Fraunhofer ISE (2021)
		Sens	350	150	125	80	Prognos et al. (2021)
Betriebskosten	€/kW		4	1.5	1.25	1	Fraunhofer ISE (2021)
		Sens	1	1	1	1	Prognos et al. (2021)
Wirkungsgrad (Speicher)	-		0.87	0.9		0.95	Elsner & Sauer (2015)
Min. C-Rate	kW/kWh						
Max. C-Rate	kW/kWh		1	1	1	1	Fraunhofer ISE (2021)
Selbstentladungsrate	1/h			0.00004			Elsner & Sauer (2015)
Technische Lebensdauer	a		18	18	18	18	Elsner & Sauer (2015)

AEL Electrolysis



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{H2}		750	580		300	Perner et al. (2018)
		Sens	650	442		250	Bründlinger et al. (2018)
Betriebskosten	€/kW _{H2} *a		23	17.4		9	Perner et al. (2018)
		Sens	19.5	13.3		7.5	Bründlinger et al. (2018)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		0.67	0.71		0.8	Perner et al. (2018)
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	Annahme
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

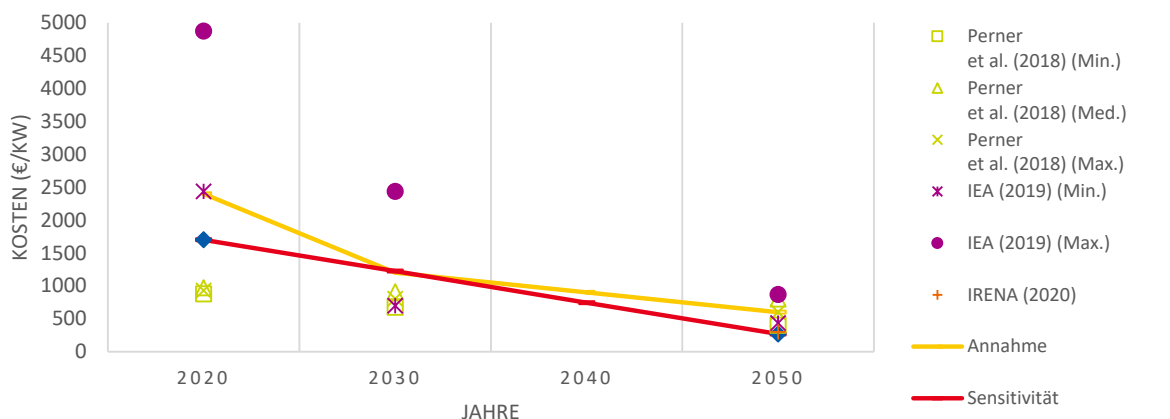
PEM Electrolysis



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{H2}		1100	900		350	Annahme
		Sens	800	566		300	Bründlinger et al. (2018)
Betriebskosten	€/kW _{H2} *a		33	27		10.5	Annahme
		Sens	24	17		9	Bründlinger et al. (2018)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		0.69			0.84	Töpler (2017)
Technische Lebensdauer	a		16	16	16	16	Robinius et al. (2020)
Technische Verfügbarkeit	-		0.99	0.99	0.99	0.99	Töpler (2017)

SOEC Electrolysis

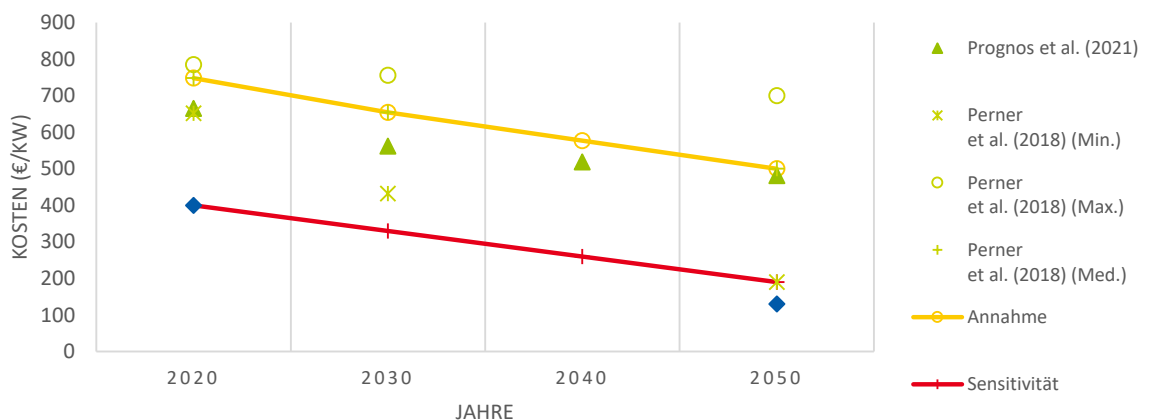
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{H2}		2400	1200		600	Annahme
		Sens	1700			270	Bründlinger et al. (2018)
Betriebskosten	€/kW _{H2} *a		84	42		21	Annahme
		Sens	68			11	Bründlinger et al. (2018)
Wirkungsgrad (th)	-						
Wirkungsgrad (el)	-		0.81	0.84		0.9	Perner et al. (2018)
Technische Lebensdauer	a		15	15	15	15	Annahme
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Power-to-Gas (PtG) Plant

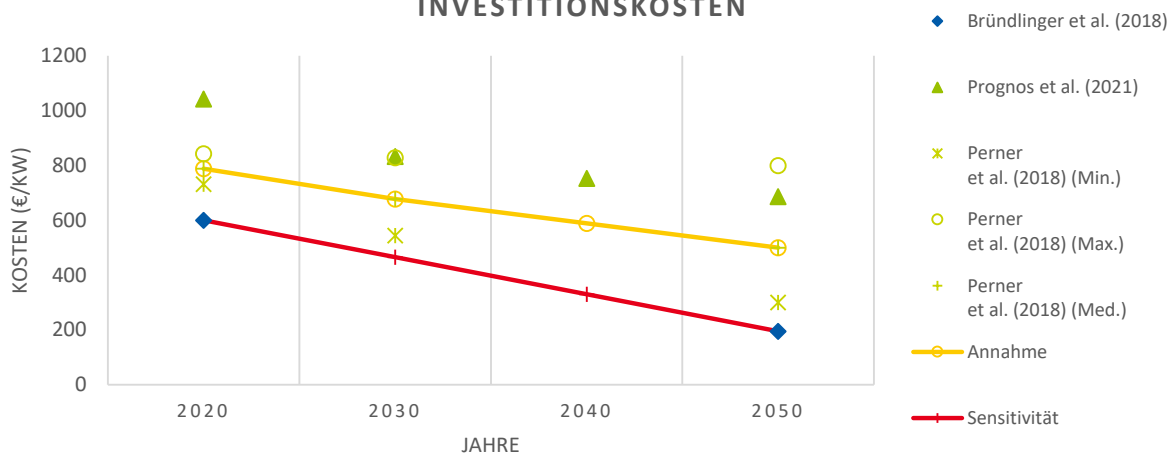
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{Gas}		748	654		500	Perner et al. (2018)
		Sens	400			190	Annahme
Betriebskosten	€/kW _{Gas} *a		22.4	19.6		15	Perner et al. (2018)
		Sens	8			3	Bründlinger et al. (2018)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (H ₂)	-		0.8	0.8	0.8	0.8	Perner et al. (2018)
Technische Lebensdauer	a		30	30	30	30	Prognos et al. (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Power-to-Liquid Fuel (PtL) Plant

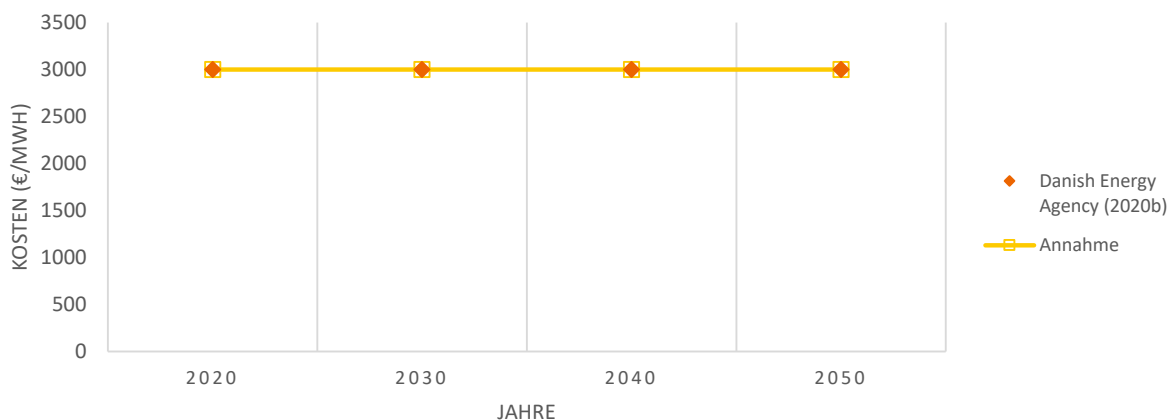
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{Fuel}		788	677		500	Perner et al. (2018)
		Sens	600			195	Bründlinger et al. (2018)
Betriebskosten	€/kW _{Fuel} *a		31			19	Bründlinger et al. (2018)
		Sens	31			19	Bründlinger et al. (2018)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (H ₂)	-		0.56			0.66	Bründlinger et al. (2018)
Technische Lebensdauer	a		30	30	30	30	Prognos et al. (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Hydrogen Cavern Storage

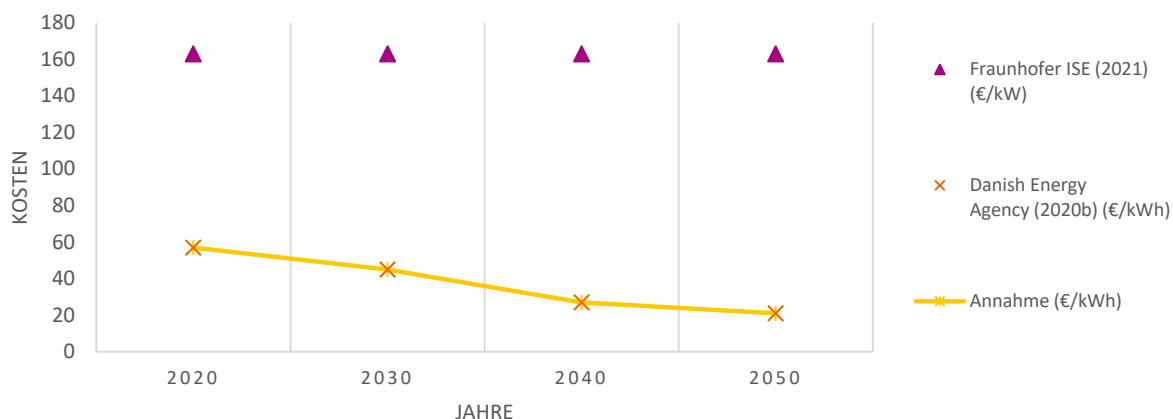
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kWh		3	3	3	3	DEA (2020b)
Betriebskosten	€/kW		0.06	0.06	0.06	0.06	DEA (2020b)
Wirkungsgrad (Speicher)	-		0.99	0.99	0.99	0.99	DEA (2020b)
Min. C-Rate	kW/kWh			-			
Max. C-Rate	kW/kWh			0.125			Annahme
Selbstentladungsrate	1/h			0.0000001			DEA (2020b)
Technische Lebensdauer	a		100	100	100	100	DEA (2020b)

Hydrogen Tank Storage

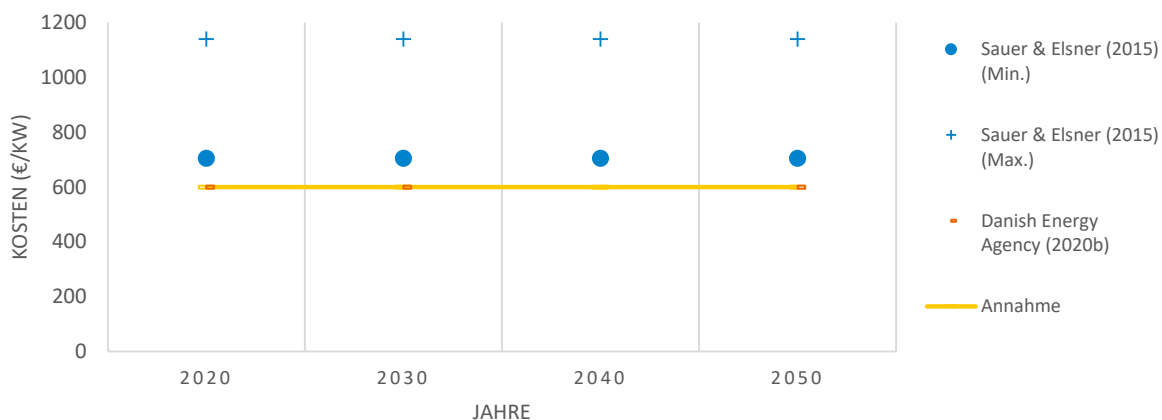
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kWh		57	45	27	21	DEA (2020b)
Betriebskosten	€/kW		0.6	0.6	0.6	0.6	DEA (2020b)
Wirkungsgrad (Speicher)	-		0.88	0.88	0.88	0.88	DEA (2020b)
Min. C-Rate	kW/kWh			-			
Max. C-Rate	kW/kWh			0.25			Annahme
Selbstentladungsrate	1/h			0.000001			DEA (2020b)
Technische Lebensdauer	a		30	30	30	30	DEA (2020b)

Hydropower Storage

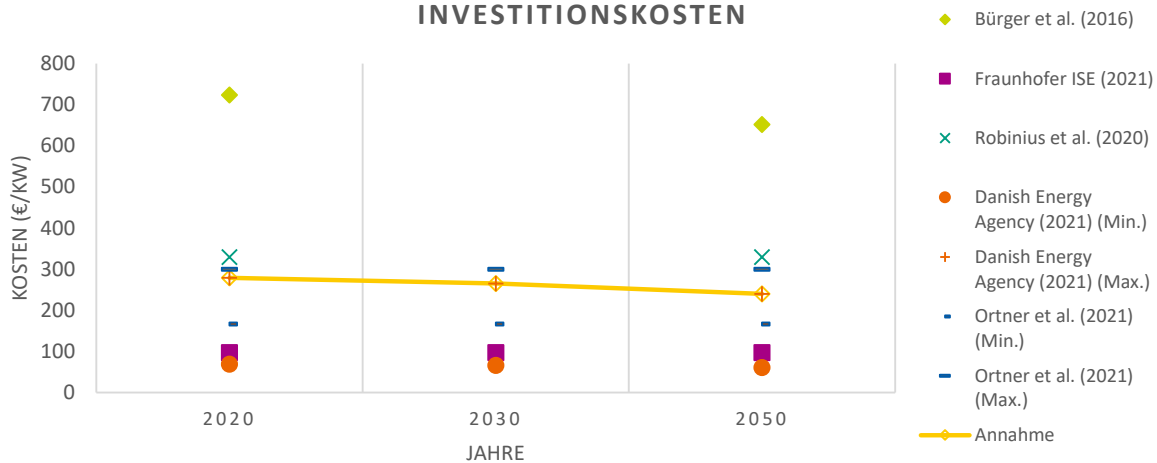
INVESTMENT COSTS



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{el}		600	600	600	600	DEA (2020b)
Betriebskosten	€/kW _{el} *a		12	12	12	12	DEA (2020b)
Wirkungsgrad (Speicher)	-		0.8	0.8	0.8	0.8	DEA (2020b)
Min. C-Rate	kW/kWh		0.1	0.1	0.1	0.1	Annahme
Max. C-Rate	kW/kWh		0.25	0.25	0.25	0.25	Annahme
Selbstentladungsrate	1/h			0.00001			Annahme
Technische Lebensdauer	a		80	80	80	80	DEA (2020b)

Wärmeerzeugung NT / Wärmeerzeugung Fernwärme Decentral Gas Boiler

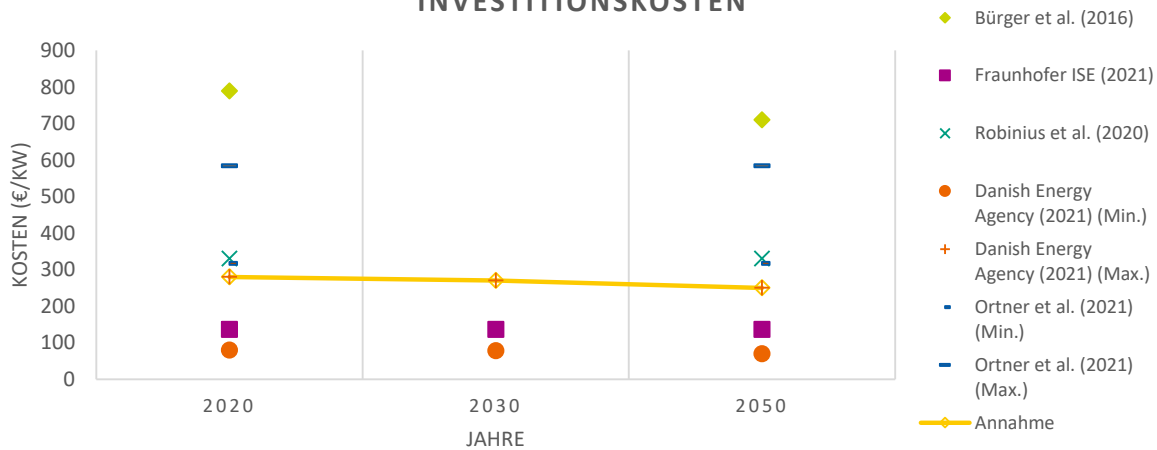
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		279	265	252	240	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		13	12.5	11.8	11.3	DEA (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		0.97	0.98	0.99	0.99	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Decentral Oil Boiler

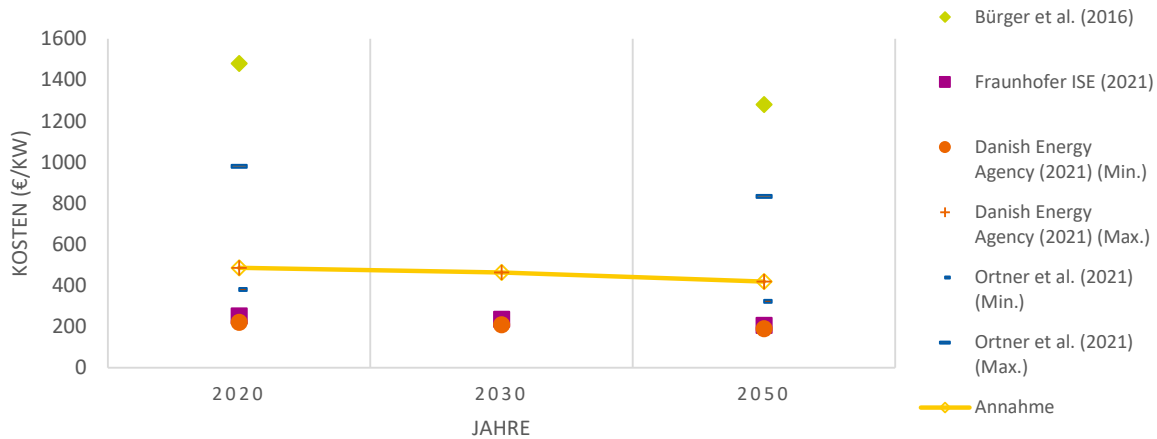
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		280	270	-	250	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		9.25	8.95	-	8	DEA (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		0.92	0.93	-	0.95	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Decentral Biomass Boiler

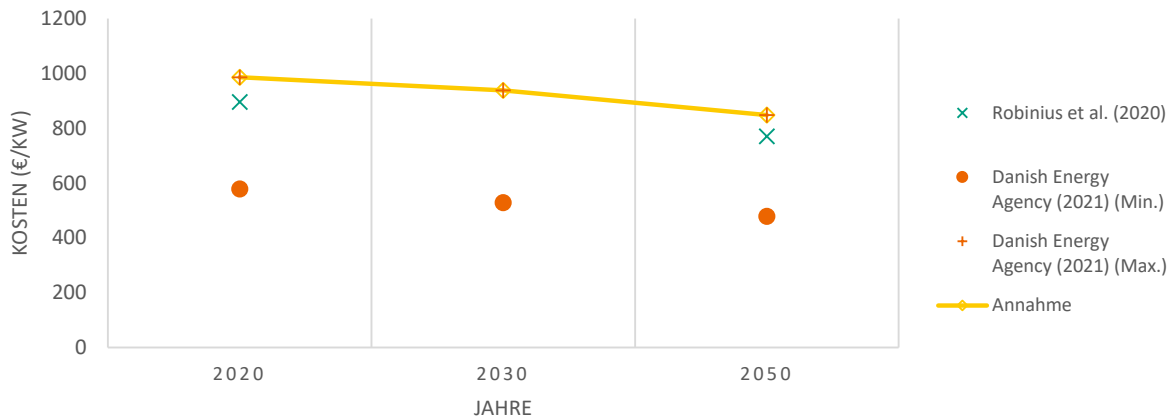
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		486	463		419	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		37	36		33	DEA (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		0.82	0.86		0.9	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Decentral Solarthermal Heating

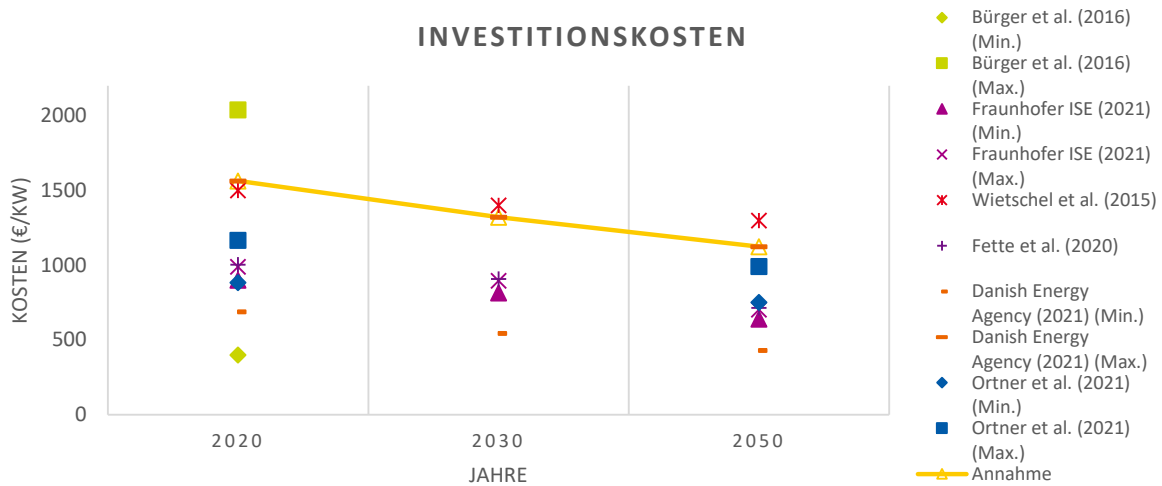
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		986	938		848	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		12.4	11.4		8.8	DEA (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		30	30	30	30	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-						

Decentral Heat Pump Air

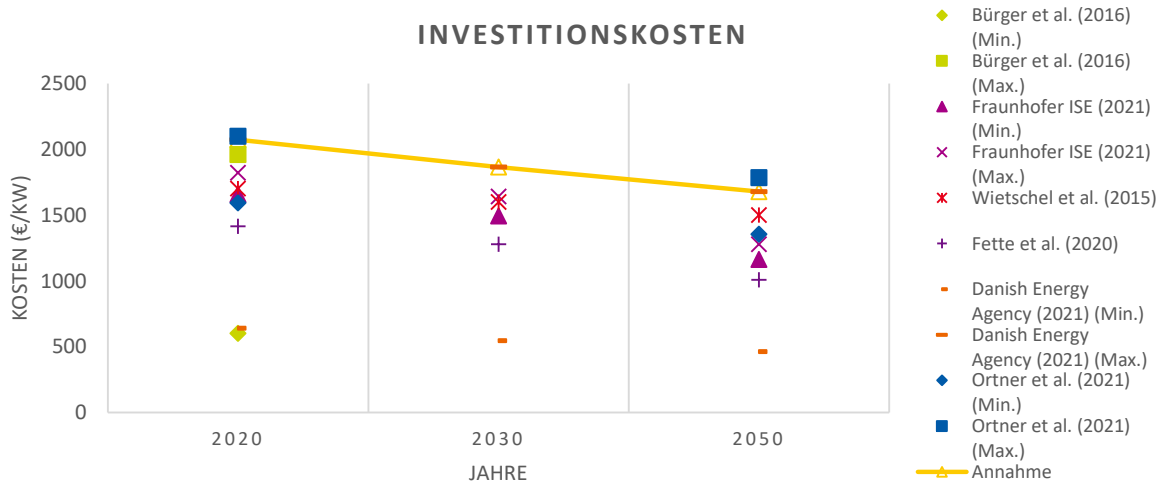
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		1564	1321		1124	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		44	32		30	DEA (2021)
Jahresarbeitszahl (JAZ)	-		3.15	3.45		3.7	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		16	16	16	16	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Decentral Heat Pump Geothermal

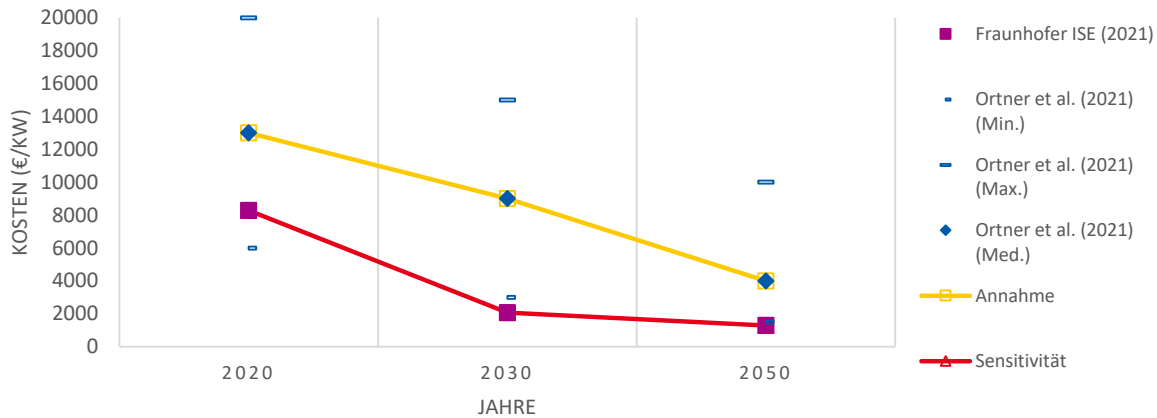
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		2073	1866		1679	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		41	28.6		26.9	DEA (2021)
Jahresarbeitszahl (JAZ)	-		3.45	3.65		3.85	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Hydrogen Fuel Cell

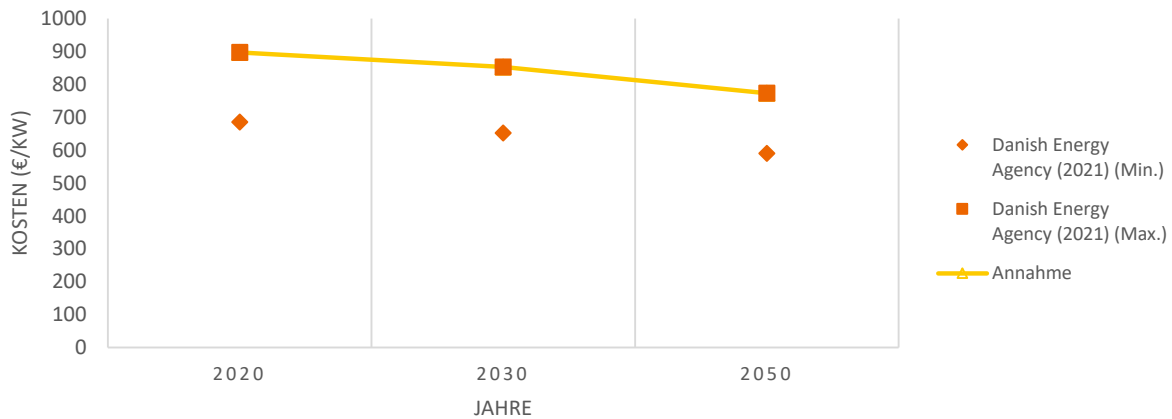
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		13000	9000		4000	Ortner et al. (2021)
		Sens	8285	2072		1289	Fraunhofer ISE (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		468	324		144	Ortner et al. (2021)
		Sens	298	75		46	Fraunhofer ISE (2021)
Wirkungsgrad (th)	-			0.28 - 0.39			Ortner et al. (2021)
Wirkungsgrad (el)	-			0.55 - 0.66			Ortner et al. (2021)
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Decentral Electric Heating

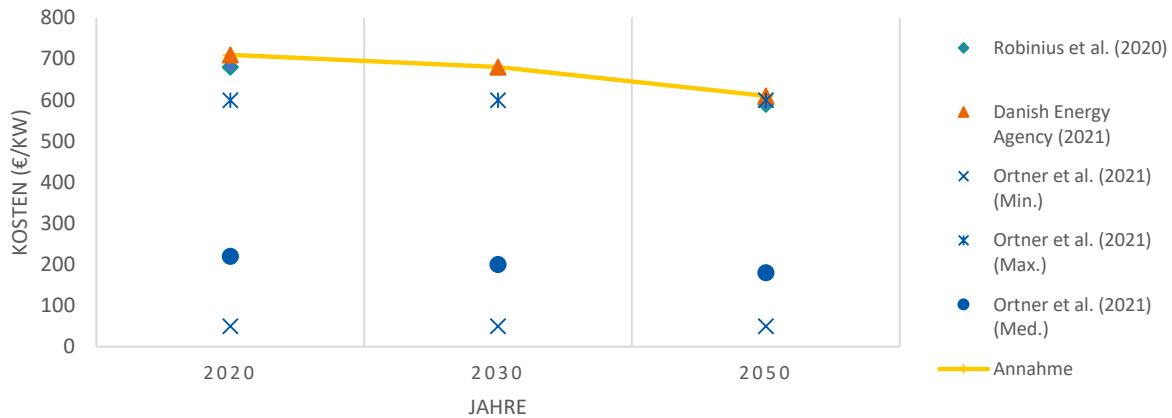
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		897	853	810	773	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		8	7.7		7	DEA (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		1	1	1	1	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		30	30	30	30	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Central Biomass Boiler

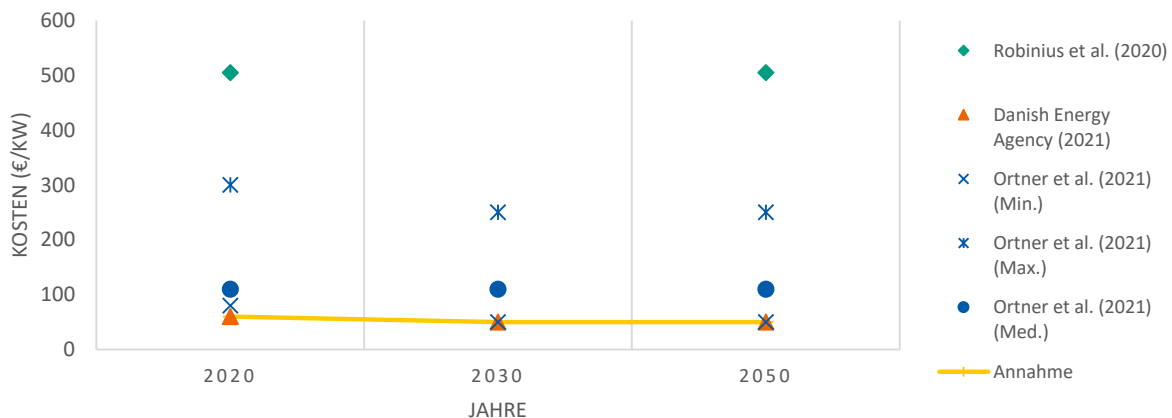
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		710	680		610	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		32.7	31		27.9	DEA (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		1.01	1.01	1.01	1.01	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Central Gas Boiler

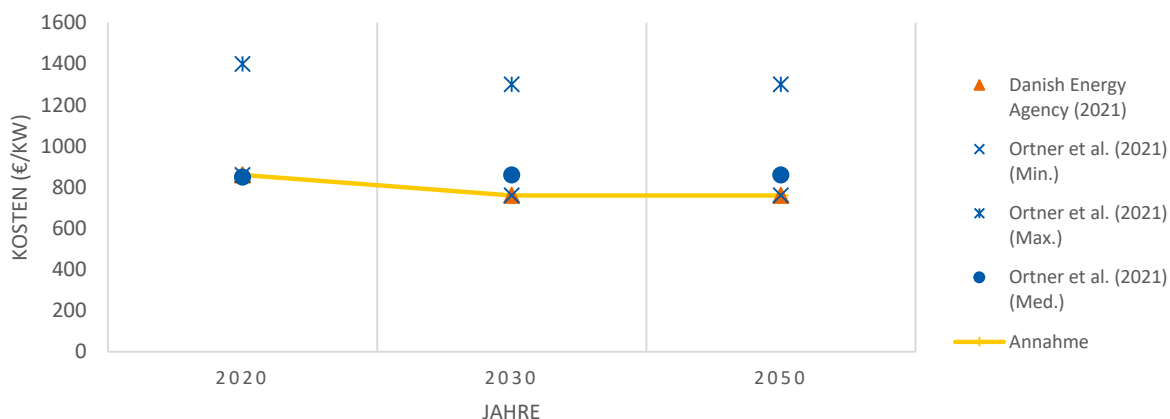
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		60	50		50	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		1.95	1.9		1.7	DEA (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		1.03	1.04		1.04	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		0.99	0.99	0.99	0.99	DEA (2021)

Central Heat Pump Air

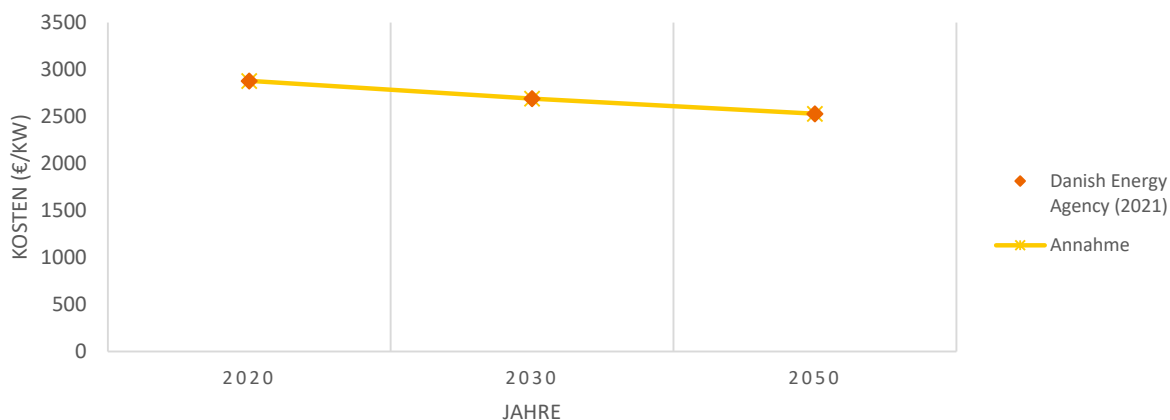
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		860	760		760	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		2	2	2	2	DEA (2021)
Jahresarbeitszahl (JAZ)	-		3.8	3.85		3.9	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		0.99	0.99	0.99	0.99	DEA (2021)

Central Heat Pump Geothermal (Depth: 2000m)

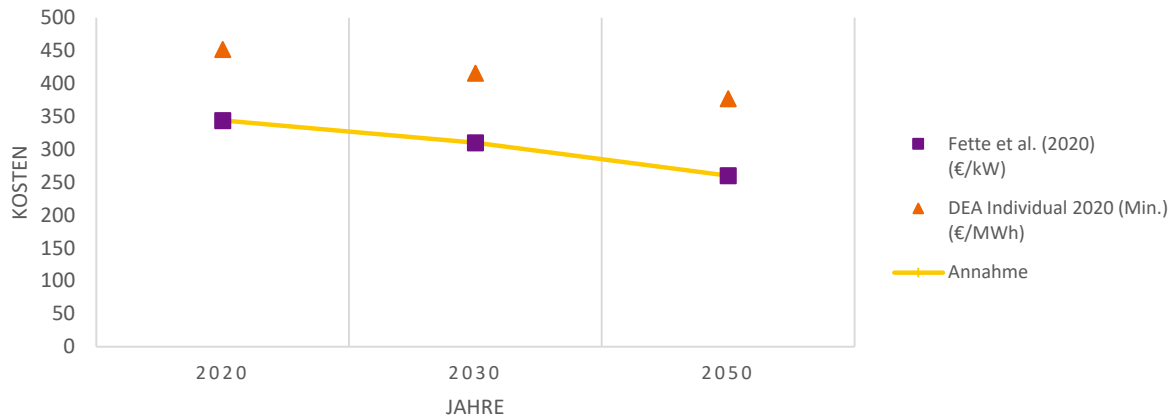
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		2880	2690		2530	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		23.9	22.5		21.1	DEA (2021)
Jahresarbeitszahl (JAZ)	-		8.44	8.66		8.97	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Central Solarthermal Heating

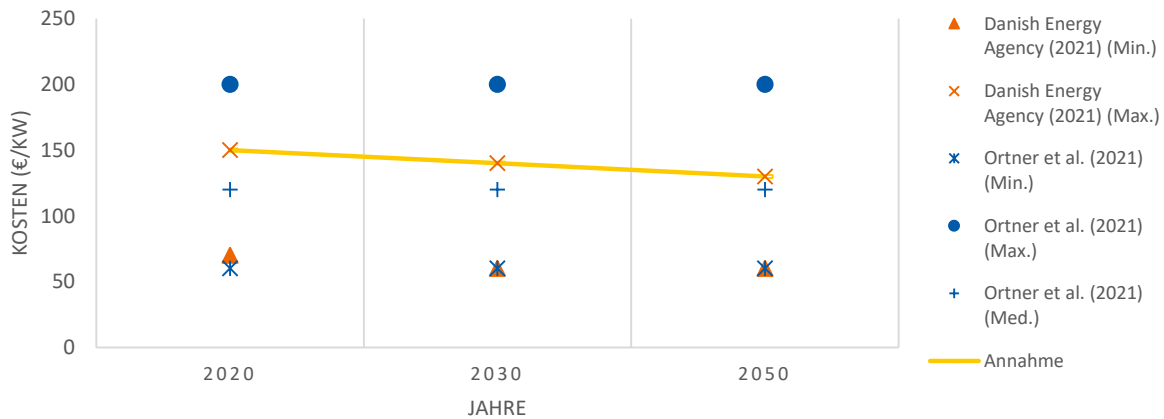
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		344	310		260	Fette et al. (2020)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		6.9	6.2		5.2	Fette et al. (2020)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		30	30	30	30	Fette et al. (2020)
Technische Verfügbarkeit	-						

Central Electric Heating

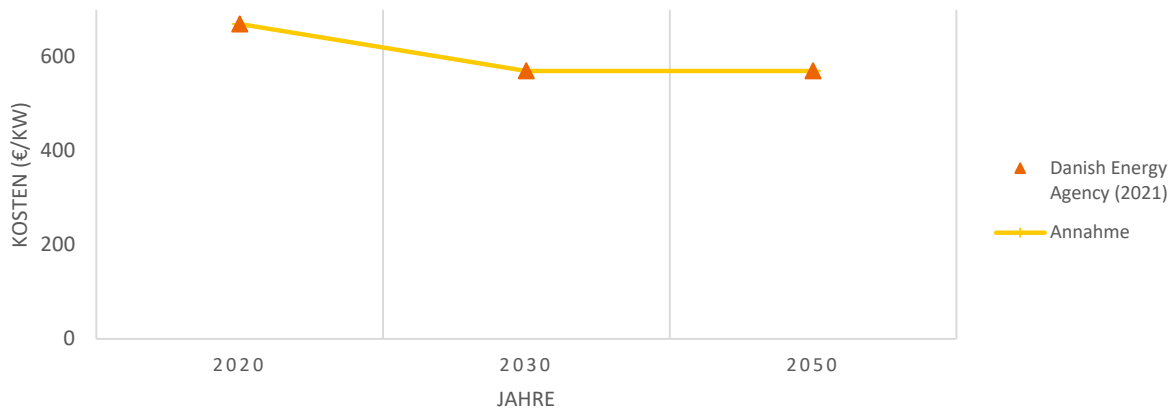
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		150	140		130	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		1.1	1		0.9	DEA (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		-	-	-	-	
Wirkungsgrad (el)	-		0.99	0.99	0.99	0.99	
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Central Heat Pump Waste Heat

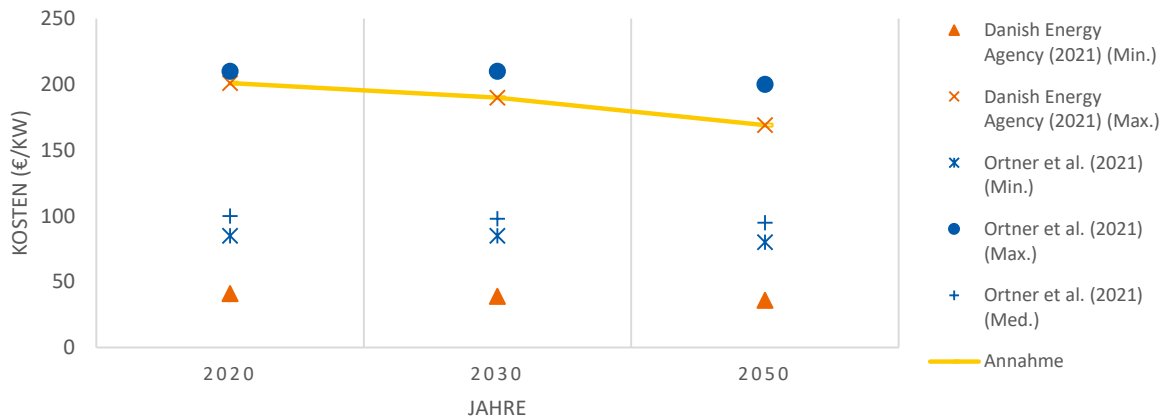
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		670	570		570	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		2	2	2	2	DEA (2021)
Jahresarbeitszahl (JAZ)	-		5.1	5.3		5.5	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		0.99	0.99	0.99	0.99	DEA (2021)

District Heat Station

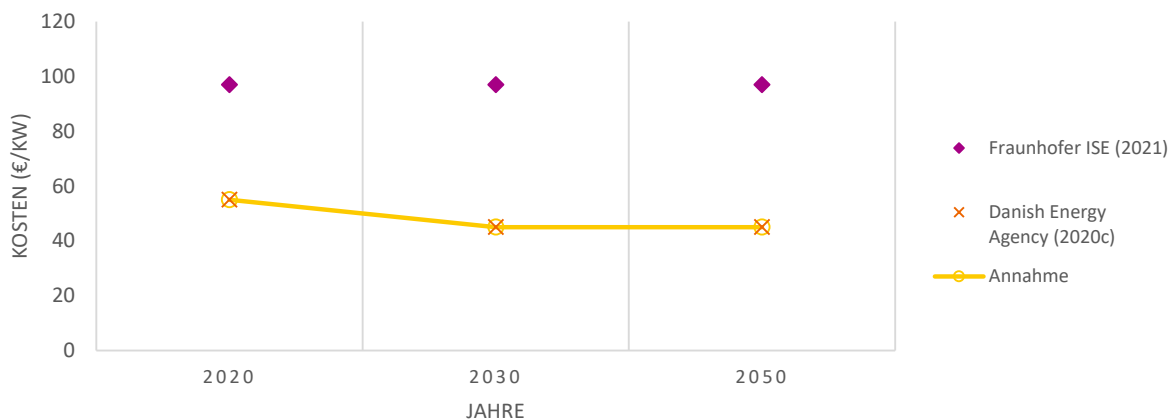
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		201	191		169	DEA (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		4	4		3.5	DEA (2021)
Wirkungsgrad	-		0.96	0.97		0.98	DEA (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	DEA (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Wärmerzeugung Industrie NT / MT / HAT Steam Boiler Gas

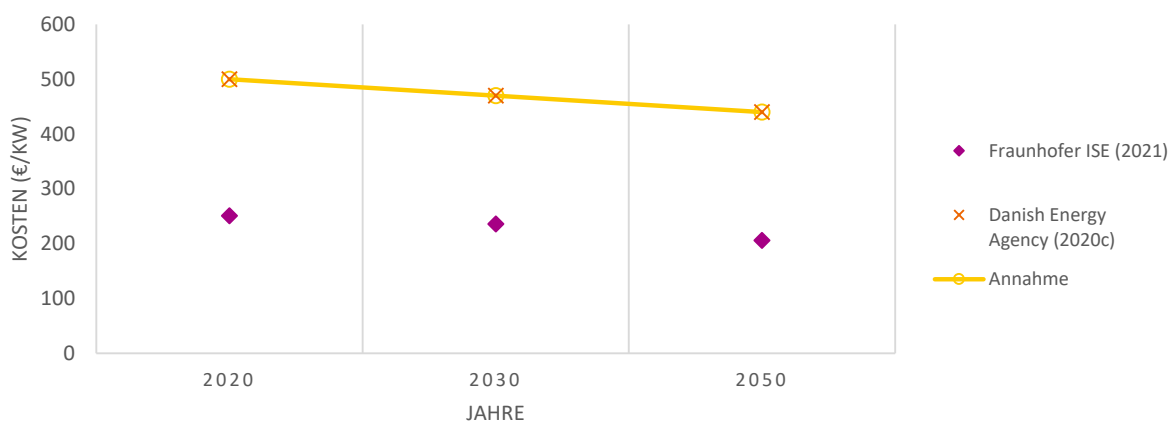
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		55	45		45	DEA (2020c)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		2	1.9		1.7	DEA (2020c)
Wirkungsgrad	-		0.92	0.93	0.93	0.94	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	DEA (2020c)
Technische Verfügbarkeit	-		0.99	0.99	0.99	0.99	DEA (2020c)

Steam Boiler Coal

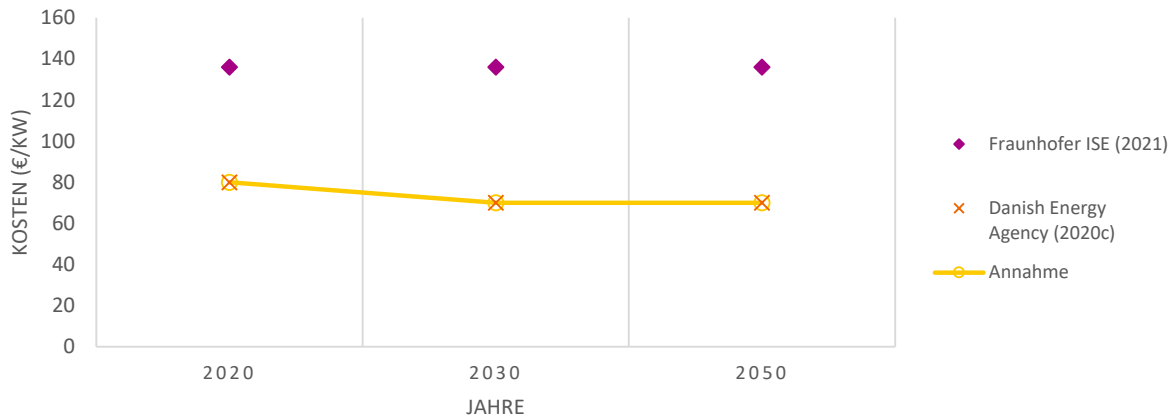
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		500	470	450	440	DEA (2020c)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		33.7	32.6	31.6	30.6	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (th)	-		0.89	0.89	0.9	0.91	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	DEA (2020c)
Technische Verfügbarkeit	-		0.98	0.98	0.98	0.98	DEA (2020c)

Electric Boiler

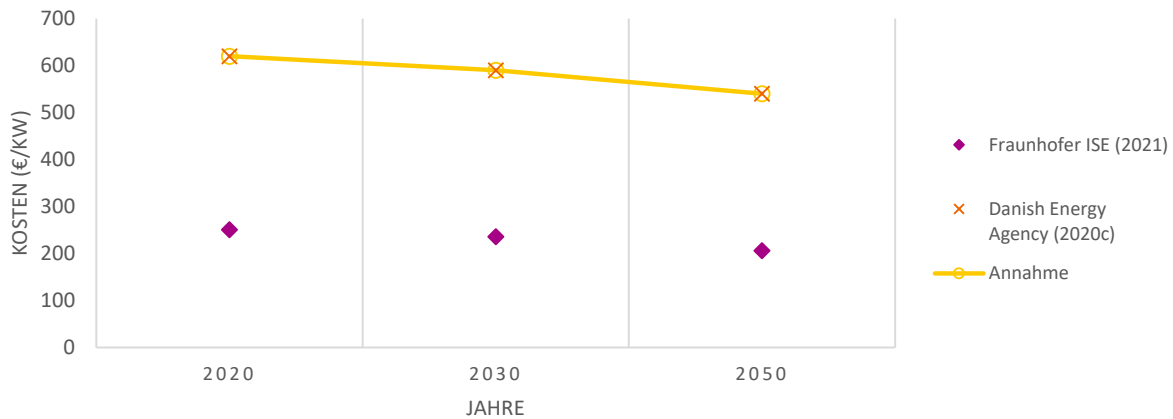
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		80	70	70	70	DEA (2020c)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		1.07	1.02	0.97	0.92	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (th)	-		0.99	0.99	0.99	0.99	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	DEA (2020c)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	DEA (2020c)

Biomass Boiler

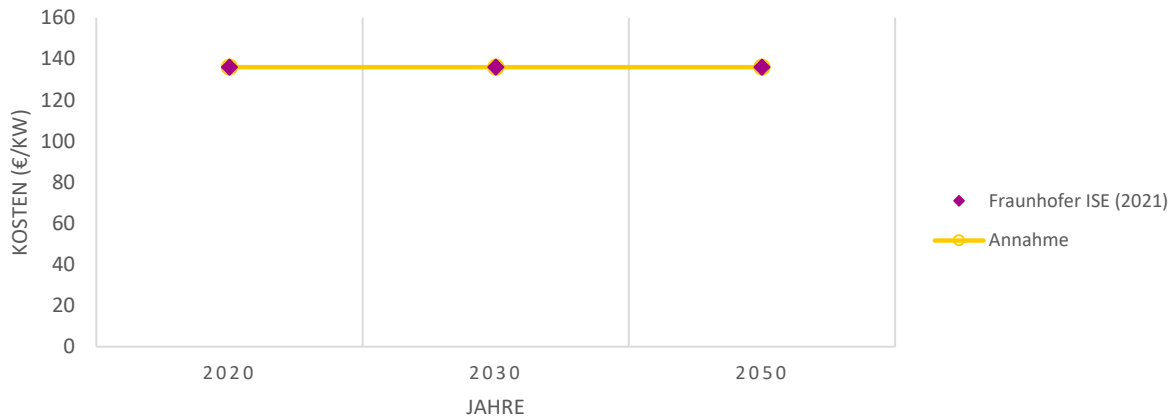
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		620	590	560	540	DEA (2020c)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		33.7	35.9		33.7	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (th)	-		0.89	0.89	0.89	0.9	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	DEA (2020c)
Technische Verfügbarkeit	-		0.94	0.94	0.94	0.94	DEA (2020c)

Hydrogen Boiler

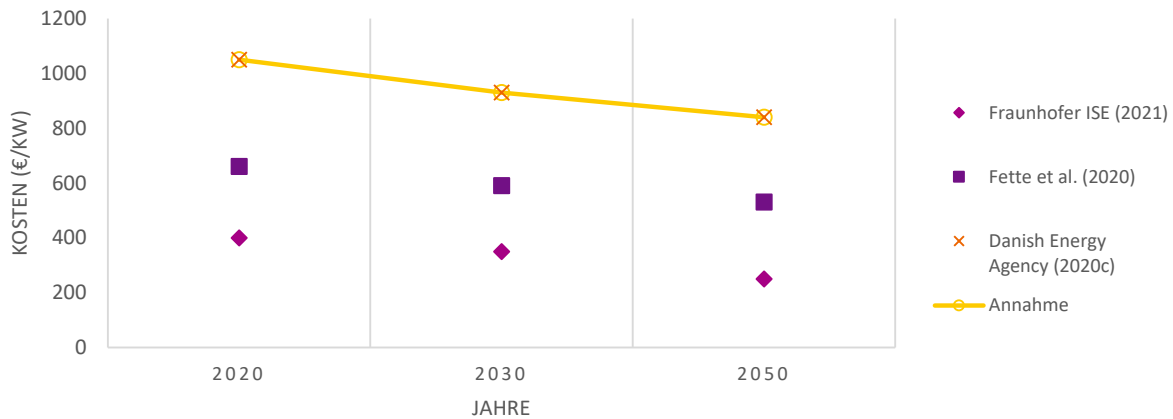
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		136	136	136	136	Fraunhofer ISE (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		2.7	2.7	2.7	2.7	Fraunhofer ISE (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		0.92	0.92	0.92	0.92	Fraunhofer ISE (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	Annahme
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Heat Pump Air (Process Heat)

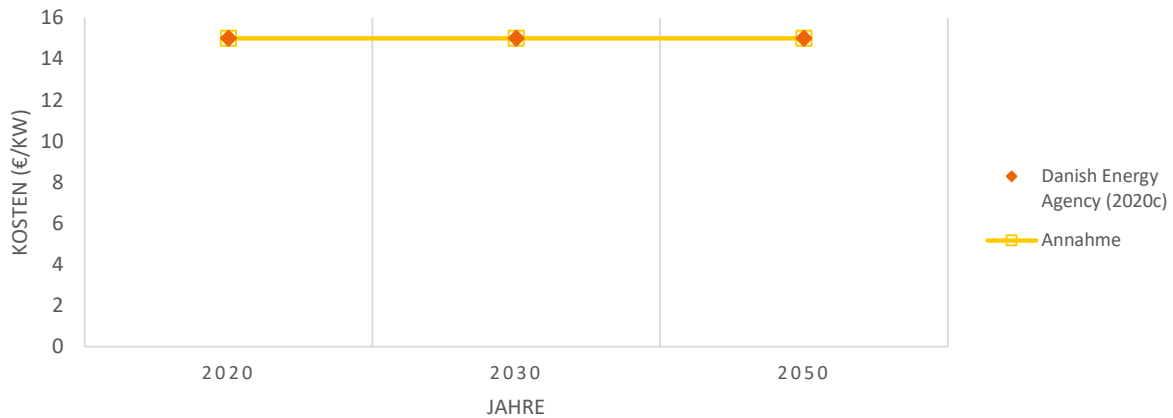
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		1050	930	880	840	DEA (2020c)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		0.97	0.87	0.8	0.72	DEA (2020c)
Jahresarbeitszahl (JAZ)	-		2.95			3.2	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Direct Firing Gas / Biomethan

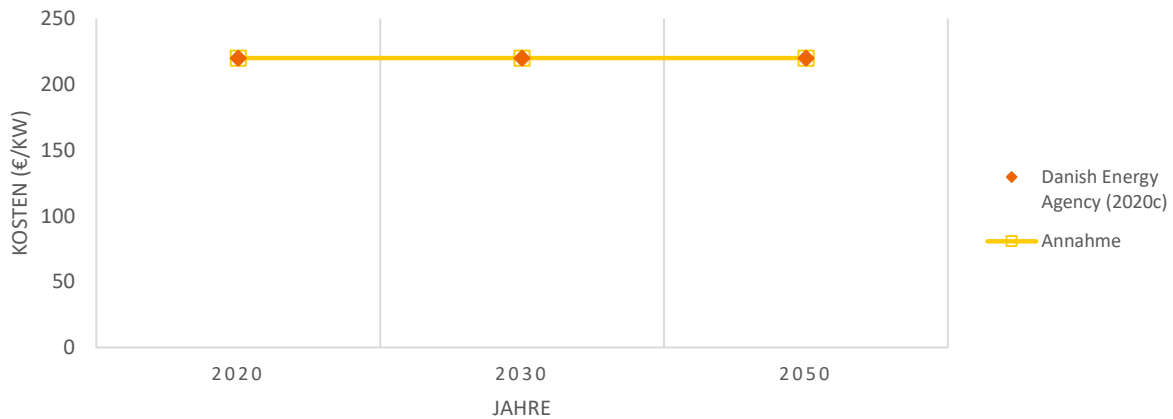
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		15	15	15	15	DEA (2020c)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		0.2	0.2		0.15	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (th)	-		1	1	1	1	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		15	15	15	15	DEA (2020c)
Technische Verfügbarkeit	-		0.99	0.99	0.99	0.99	DEA (2020c)

Direct Firing Coal

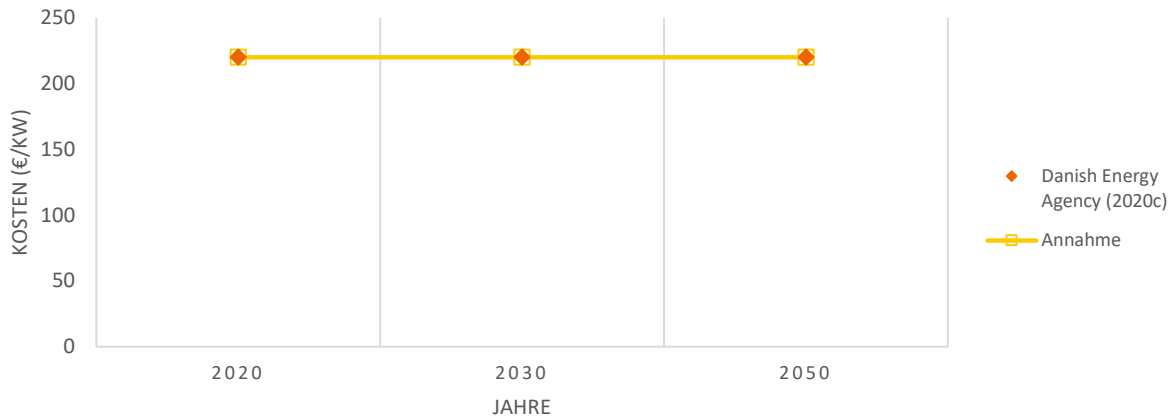
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		220	220	220	220	DEA (2020c)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		3.4	3.3	3.2	3.1	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (th)	-		1	1	1	1	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		15	15	15	15	DEA (2020c)
Technische Verfügbarkeit	-		0.93	0.93	0.93	0.93	DEA (2020c)

Direct Firing Fuels

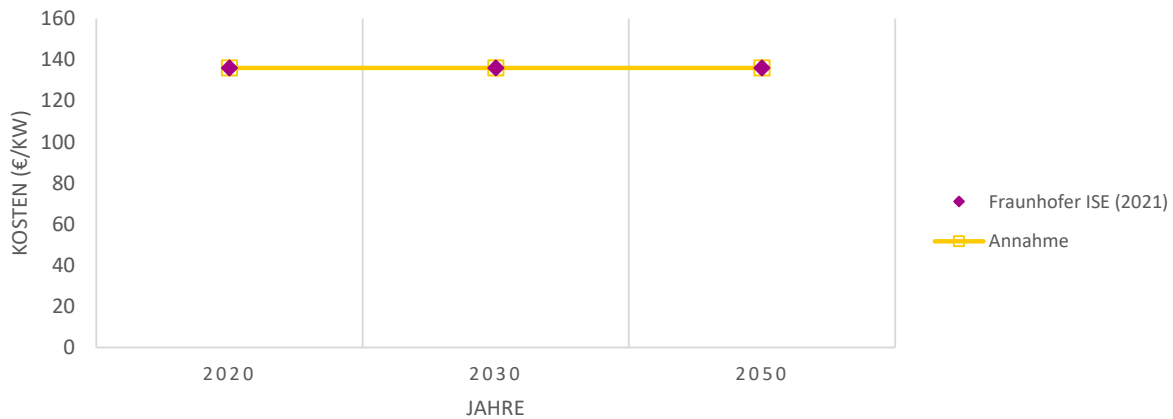
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		220	220	220	220	DEA (2020c)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		3.4	3.3	3.2	3.1	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (th)	-		1	1	1	1	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		15	15	15	15	DEA (2020c)
Technische Verfügbarkeit	-		0.93	0.93	0.93	0.93	DEA (2020c)

Direct Firing Hydrogen

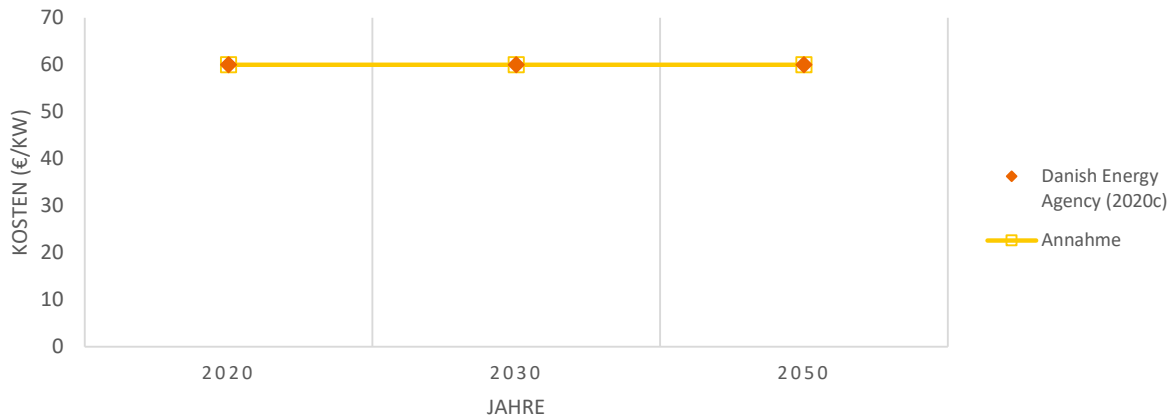
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		136	136	136	136	Fraunhofer ISE (2021)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a		2.7	2.7	2.7	2.7	Fraunhofer ISE (2021)
Wirkungsgrad (th)	-		0.92	0.92	0.92	0.92	Fraunhofer ISE (2021)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Direct Firing Electricity

INVESTITIONSKOSTEN

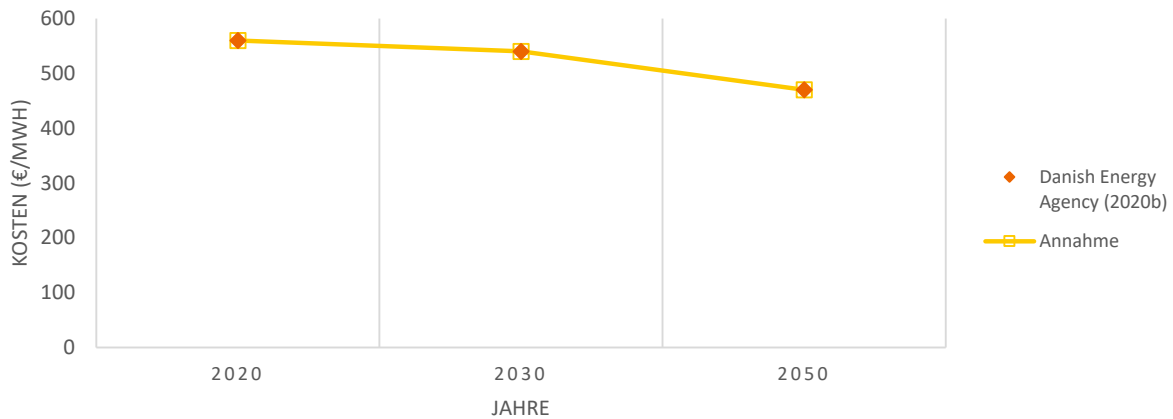


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{th}		60	60	60	60	DEA (2020c)
Betriebskosten	€/kW _{th} *a						
Wirkungsgrad (th)	-		1	1	1	1	DEA (2020c)
Wirkungsgrad (el)	-		-	-	-	-	
Technische Lebensdauer	a		13	13	13	13	DEA (2020c)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	DEA (2020c)

Wärmespeicher

Pit Thermal Energy Storage

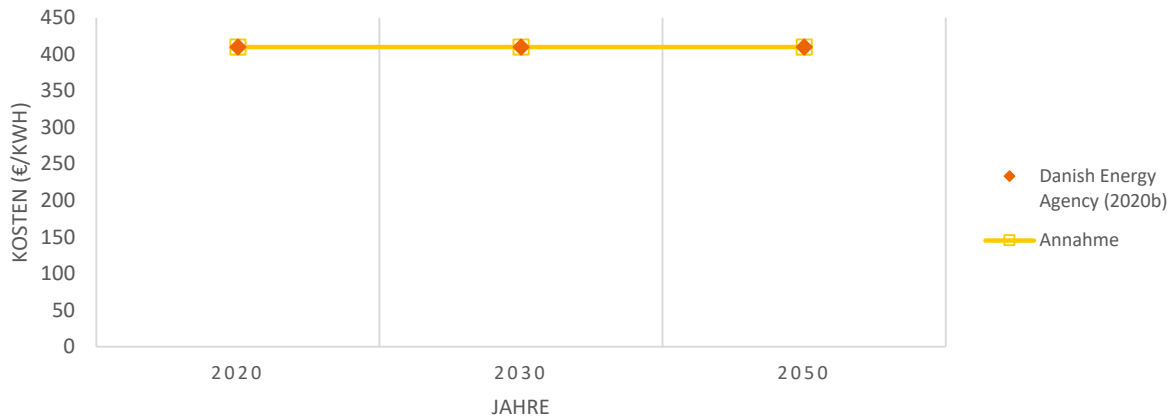
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/MWh _{th}		580	540	510	470	DEA (2020b)
Betriebskosten	€/kWh _{th}		0.003	0.003	0.003	0.003	DEA (2020b)
Wirkungsgrad (Speicher)	-		0.7	0.7	0.7	0.7	DEA (2020b)
Min. C-Rate	kW/kWh			-			
Max. C-Rate	kW/kWh			0.125			Annahme
Selbstentladungsrate	1/h			0.000014			DEA (2020b)
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	DEA (2020b)
Technische Verfügbarkeit	-		0.99	0.99	0.99	0.99	DEA (2020b)

Small Steel Tank Heat Storage

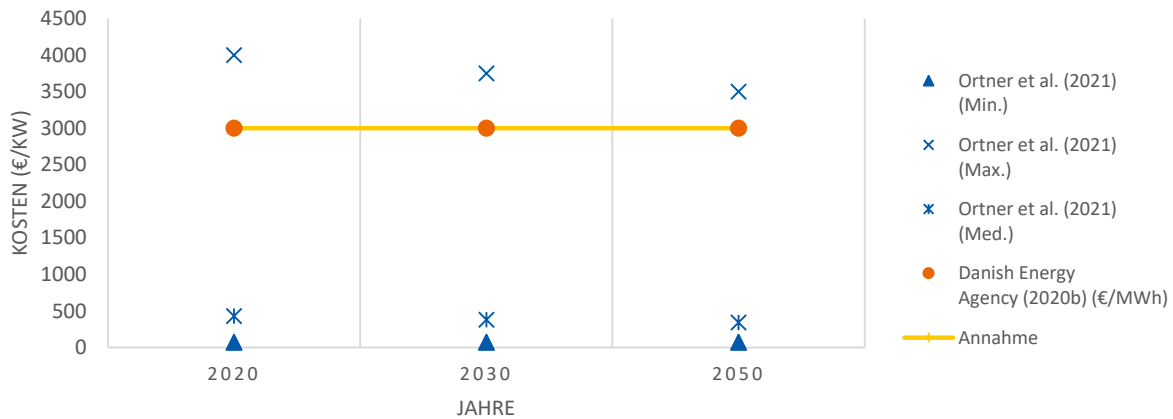
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kWh _{th}		410	410	410	410	DEA (2020b)
Betriebskosten	€/kW _{th}		0.6	0.6	0.6	0.6	DEA (2020b)
Wirkungsgrad (Speicher)	-		0.99	0.99	0.99	0.99	DEA (2020b)
Min. C-Rate	kW/kWh			-			
Max. C-Rate	kW/kWh			1			Annahme
Selbstentladungsrate	1/h			0.021			DEA (2020b)
Technische Lebensdauer	a		30	30	30	30	DEA (2020b)
Technische Verfügbarkeit	-		0.99	0.99	0.99	0.99	DEA (2020b)

Steel Tank Central Heat Storage

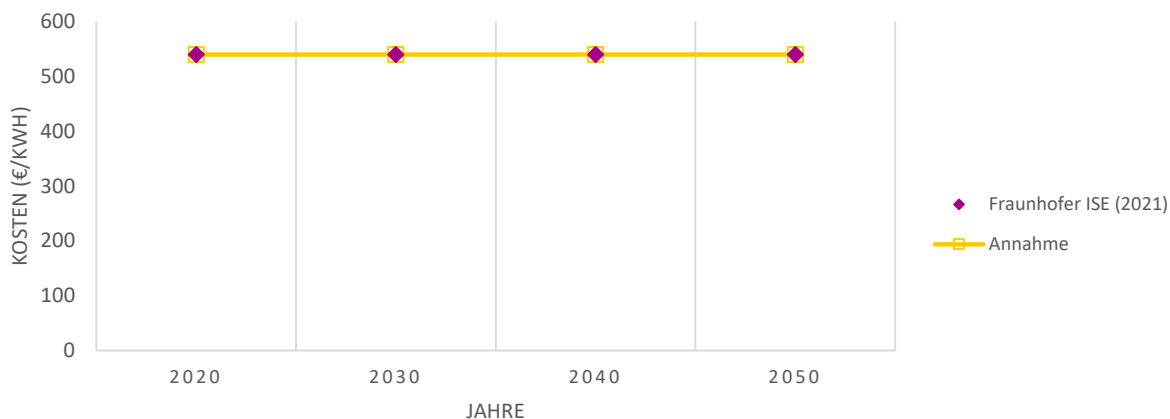
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/MWh _{th}		3000	3000	3000	3000	DEA (2020b)
Betriebskosten	€/kWh _{th}		0.0086	0.0086	0.0086	0.0086	DEA (2020b)
Wirkungsgrad (Speicher)	-		0.98	0.98	0.98	0.98	DEA (2020b)
Min. C-Rate	kW/kWh			-			
Max. C-Rate	kW/kWh			0.25			Annahme
Selbstentladungsrate	1/h			0.000083			DEA (2020b)
Technische Lebensdauer	a		40	40	40	40	DEA (2020b)
Technische Verfügbarkeit	-		0.99	0.99	0.99	0.99	DEA (2020b)

Biomasse-to-X Biogas to Biomethan

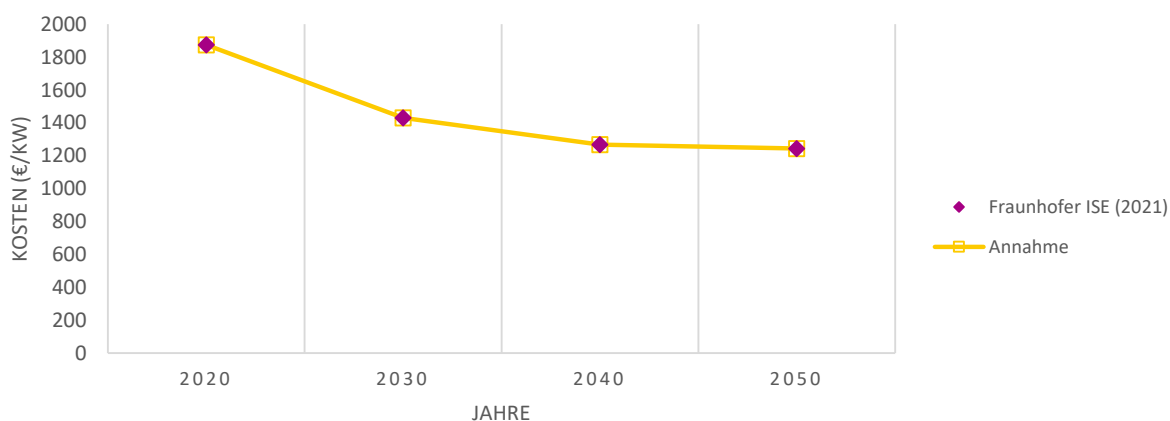
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kWh _{Gas}		540	540	540	540	Fraunhofer ISE (2021)
Betriebskosten	€/kW _{Gas} *a		20	20	20	20	Fraunhofer ISE (2021)
Wirkungsgrad	-		0.88	0.88	0.88	0.88	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Lebensdauer	a		25	25	25	25	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		1	1	1	1	Annahme

Biomass to Hydrogen

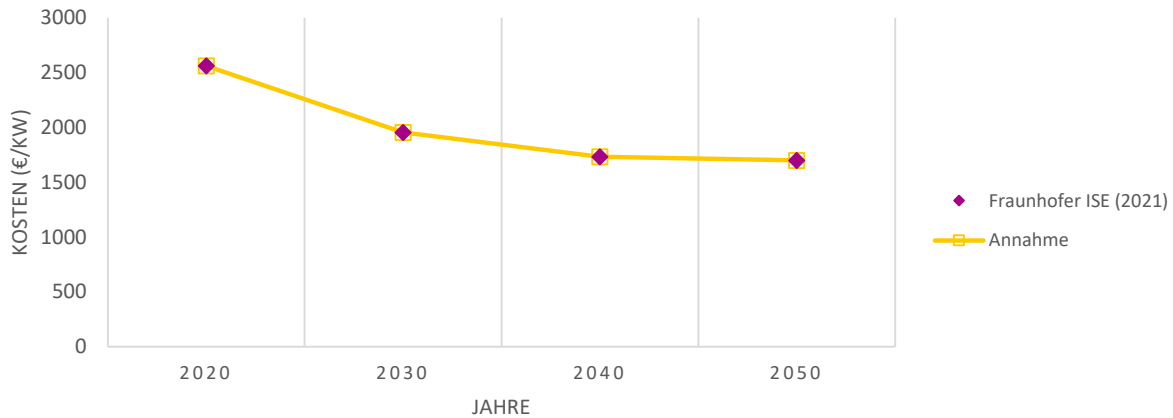
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{H2}		1874	1431	1267	1244	Fraunhofer ISE (2021)
Betriebskosten	€/kW _{H2} *a		94	72	64	62	Fraunhofer ISE (2021)
Wirkungsgrad	-		0.61	0.61	0.61	0.61	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		0.95	0.95	0.95	0.95	Annahme

Biomass to Gas

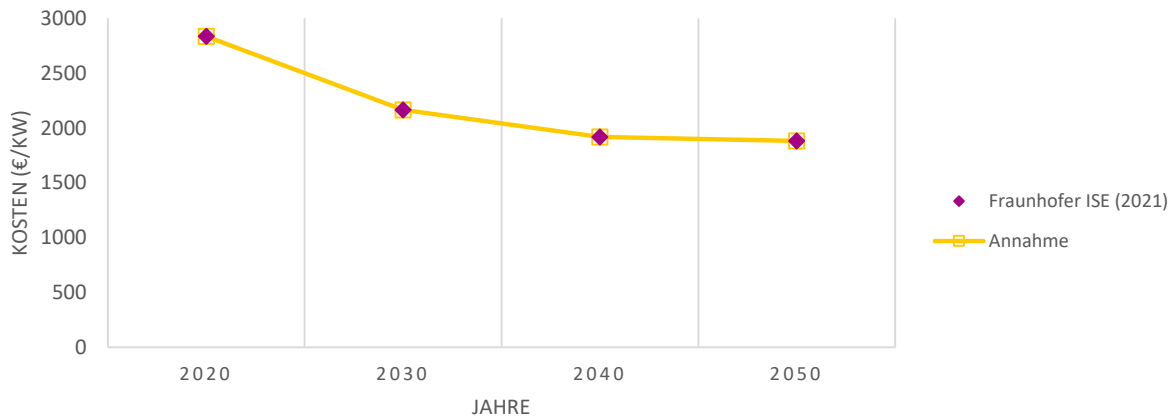
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{Gas}		2561	1955	1732	1700	Fraunhofer ISE (2021)
Betriebskosten	€/kW _{Gas} *a		128	98	87	85	Fraunhofer ISE (2021)
Wirkungsgrad	-		0.55	0.55	0.55	0.55	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		0.95	0.95	0.95	0.95	Annahme

Biomass to Fuel

INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/kW _{Fuel}		2835	2164	1917	1882	Fraunhofer ISE (2021)
Betriebskosten	€/kW _{Fuel} *a		142	108	96	94	Fraunhofer ISE (2021)
Wirkungsgrad	-		0.46	0.46	0.46	0.46	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Lebensdauer	a		20	20	20	20	Fraunhofer ISE (2021)
Technische Verfügbarkeit	-		0.95	0.95	0.95	0.95	Annahme

Installierte Leistung 2020

Stromsektor

	Einheit	2020	*2025	*2030	*2035	*2040	Quelle
Wind PP	MW _{el}	2295	2022	1943	1148	0	WindGuard (2020)
PV Building	MW _{el}	2116	2041	1395	200	0	Bundesnetzagentur (2021)
PV Open Space	MW _{el}	200	193	132	19	0	Bundesnetzagentur (2021)
Run of River PP	MW _{el}	86					Bundesnetzagentur (2021)
Hydropower Storage	MW _{el}	620					Bundesnetzagentur (2021)
Biomass CHP	MW _{el}	81					Bundesnetzagentur (2021)
Biogas CHP	MW _{el}	182					Treißl (2022)
Gas PP	MW _{el}	727			147		Bundesnetzagentur (2021)
Gas CHP	MW _{el}	88				0	Bundesnetzagentur (2021)
Gas Small CHP	MW _{el}	514				0	Bundesnetzagentur (2021)
Gas CC CHP	MW _{el}	472				0	Bundesnetzagentur (2021)
Gas HP CHP	MW _{el}	240				0	Bundesnetzagentur (2021)
Hard Coal CHP	MW _{el}	243				0	Bundesnetzagentur (2021)
Hard Coal PP with Heat	MW _{el}	510	0	0	0	0	Bundesnetzagentur (2021)
Lignite Coal CHP	MW _{el}	34				0	Bundesnetzagentur (2021)
Waste CHP	MW _{th}	224				0	Umweltbundesamt (2016)

Wärmesektor

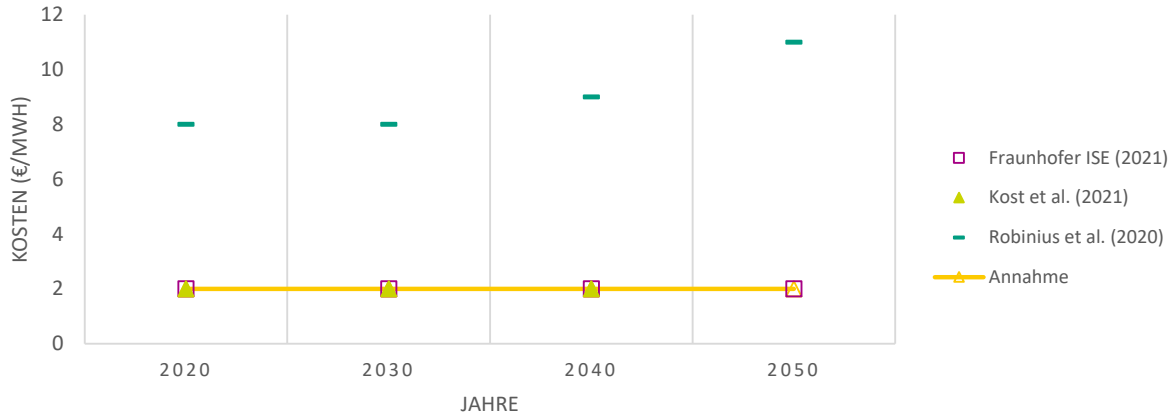
	Einheit	Anteil 2020	2020	*2030	*2040	*2050	
Decentral Gas HP	%, MW _{th}	52	7400		0		HMWEVW (2020)
Decentral Oil HP	%, MW _{th}	28	3970		0		HMWEVW (2020)
District Heat Decentral	MW _{th}		520			0	HMWEVW (2020)
Decentral Biomass HP	MW _{th}		1400		0		HMWEVW (2020)
Electric Heating Decentral	MW _{th}		0				HMWEVW (2020)
Heat Pump Air Decentral	MW _{th}		29		0		HMWEVW (2020)
Heat Pump Geo Decentral	%, MW _{th}	1.4	29		0		HMWEVW (2020)
Solarthermal Decentral	MW _{th}		20			0	HMWEVW (2020)
H2 Fuel Cell	MW _{th}		0				HMWEVW (2020)
Steam boiler Gas LT	%, MW _{th}	32	163				HMWEVW (2020)
District Heat LT	MW _{th}		270				HMWEVW (2020)
Steam boiler Biomass LT	%, MW _{th}	11					HMWEVW (2020)
Heat Pump Air Process	MW _{th}		0				HMWEVW (2020)
Electric boiler LT	MW _{th}		0				HMWEVW (2020)
Steam boiler Hydrogen LT	MW _{th}		0				HMWEVW (2020)
Steam boiler Gas MT	%, MW _{th}	21	145				HMWEVW (2020)
District Heat MT	MW _{th}		345				HMWEVW (2020)
Steam boiler Biomass MT	%, MW _{th}	11	80				HMWEVW (2020)
Electric boiler MT	MW _{th}		0				HMWEVW (2020)
Steam boiler Coal MT	%, MW _{th}	11	78		0		HMWEVW (2020)
Steam boiler Hydrogen MT	MW _{th}		0				HMWEVW (2020)
Direct Firing Natural Gas	MW _{th}		955				HMWEVW (2020)
Direct Firing Fuels	%, MW _{th}	11	115				HMWEVW (2020)
Direct Firing Coal	MW _{th}		140		0		HMWEVW (2020)
Direct Firing Electricity	MW _{th}		0				HMWEVW (2020)
Direct Firing Hydrogen	MW _{th}		0				HMWEVW (2020)
Direct Firing Biomethan	MW _{th}		0				HMWEVW (2020)

*Die Werte 0 zeigen an, dass die vorhandene Leistung aus 2020 bis zu diesem Zeitpunkt zurückgebaut ist.

Im Fall von Lignite Coal und Hard Coal PP / CHP zeigt der Wert 0 die maximale Leistung an und die Werte für 2040 beziehen sich auf 2038.

Import Energieträger Import Lignite Coal

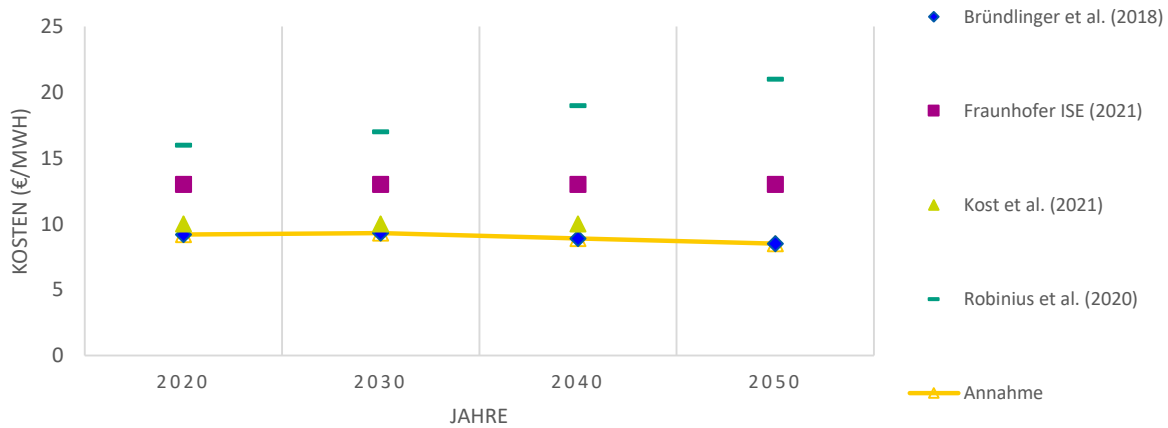
VARIABLE KOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten	€/MWh		2	2	2	2	Kost et al. (2021)
CO ₂ -Intensität	kg/kWh		0.405	0.405	0.405	0.405	Lauf et al. (2019)

Import Hard Coal

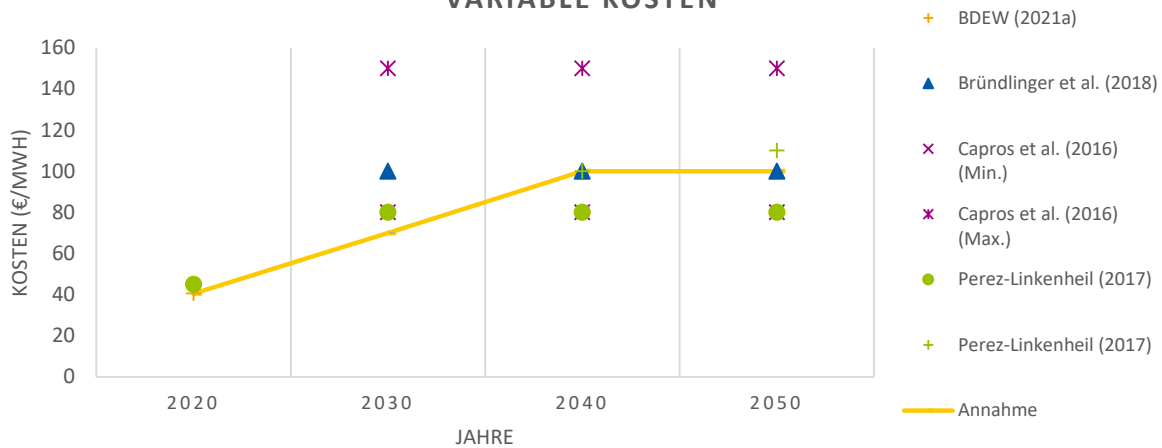
VARIABLE KOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten	€/MWh		9.2	9.3	8.9	8.5	Bründlinger et al. (2018)
CO ₂ -Intensität	kg/kWh		0.338	0.338	0.338	0.338	Lauf et al. (2019)

Import Electricity

VARIABLE KOSTEN

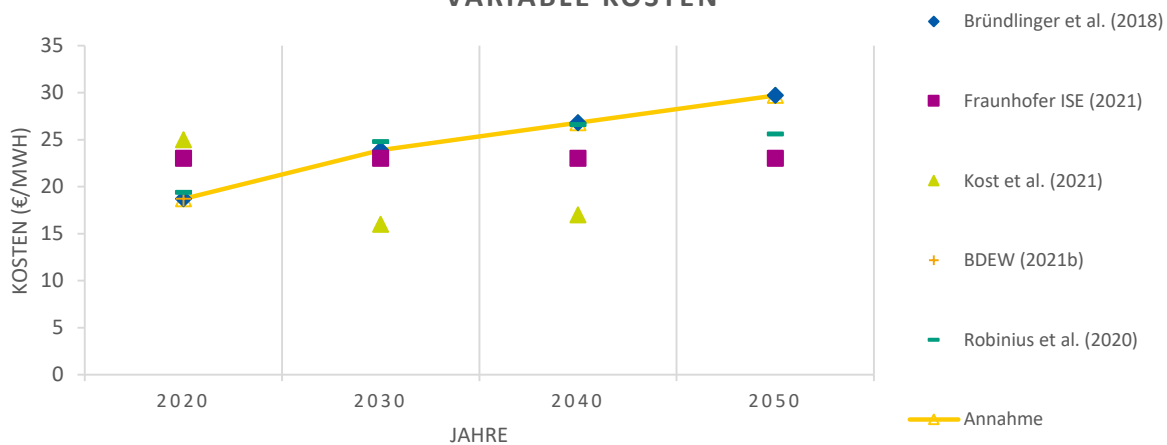


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten	€/MWh		40.5	70	100	100	Annahme
		PostRussia	2021	2022	2024	2050	
Variable Kosten	€/MWh	*PostRussia	100	200	150	100	Annahme
		Resilienz	2034	2035	2036	2050	
	€/MWh	*Resilienz	70	250	90	100	Annahme
CO ₂ -Intensität	kg/kWh	BAU	0.408	0.234	0.099	0.074	Annahme
CO ₂ -Intensität	kg/kWh	Referenz	0.408	0.15	0.038	0	Annahme
CO ₂ -Intensität	kg/kWh	Suffizienz	0.408	0.15	0.038	0	Annahme
CO ₂ -Intensität	kg/kWh	BANANA	0.408	0.15	0.038	0	Annahme

* Einzig die Werte für die Jahre in denen eine Veränderung erfolgt, werden dargestellt.

Import Gas

VARIABLE KOSTEN

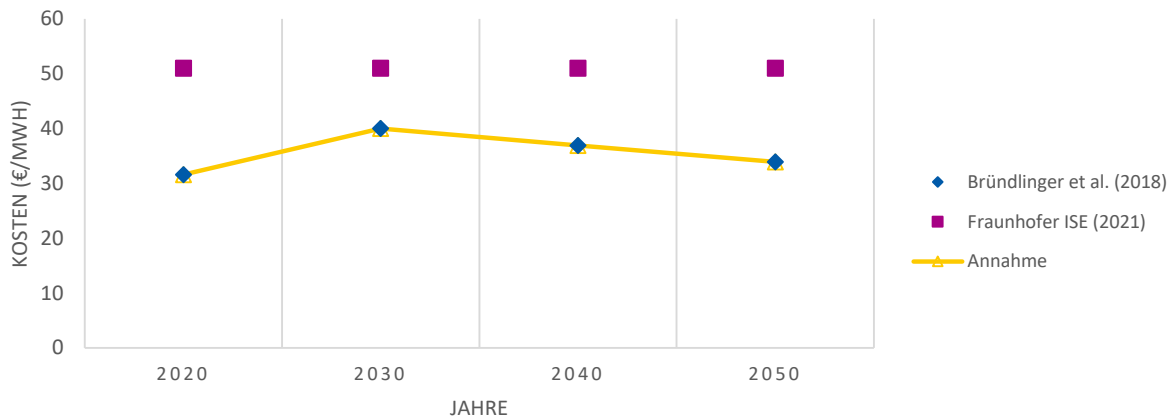


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten	€/MWh		18.7	23.9	26.8	29.7	Bründlinger et al. (2018)
		PostRussia	2021	2022	2024	2050	
Variable Kosten	€/MWh	*PostRussia	90	120	120	55	Annahme
		Resilienz	2034	2035	2036	2050	
Variable Kosten	€/MWh	*Resilienz	25	120	26	29.7	Annahme
CO ₂ -Intensität	kg/kWh		0.202	0.202	0.202	0.202	Lauf et al. (2019)

* Einzig die Werte für die Jahre in denen eine Veränderung erfolgt, werden dargestellt.

Import Fossil Fuel

VARIABLE KOSTEN

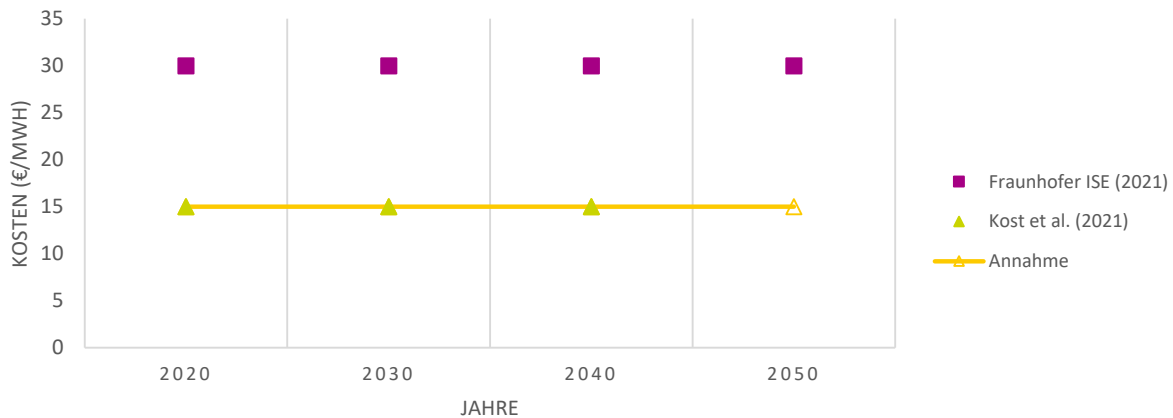


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten	€/MWh		34	40	36.9	33.9	Bründlinger et al. (2018)
		PostRussia	2021	2022	2024	2050	
Variable Kosten	€/MWh	*PostRussia	62.4	62.4	62.4	51	Annahme
		Resilienz	2034	2035	2036	2050	
Variable Kosten	€/MWh	*Resilienz	38	63	38	33.9	Annahme
CO ₂ -Intensität	kg/kWh		0.269	0.269	0.269	0.269	Lauf et al. (2019)

* Einzig die Werte für die Jahre in denen eine Veränderung erfolgt, werden dargestellt

Import Biomass

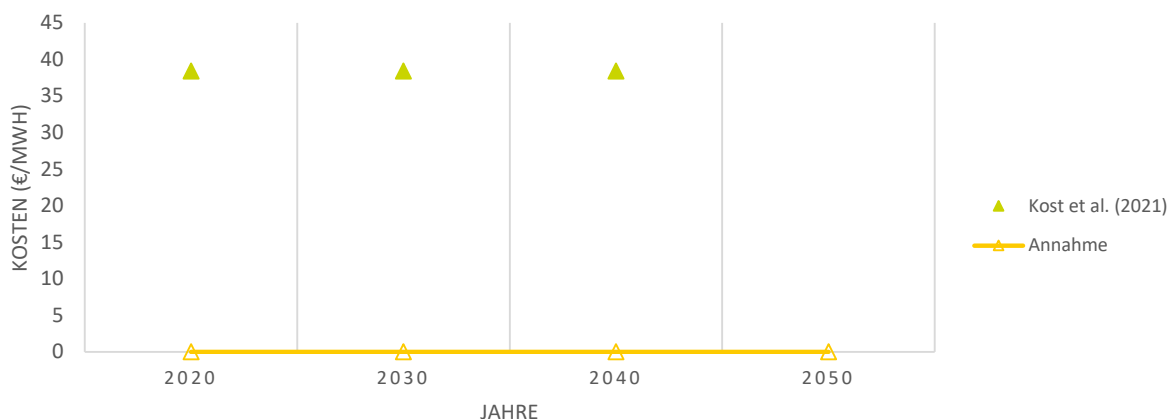
VARIABLE KOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten	€/MWh		15	15	15	15	Kost et al. (2021)
CO ₂ -Intensität	kg/kWh						
- Biomass	kg/kWh		0.004	0.004	0.004	0.004	Lauf et al. (2019)
- BECCS	kg/kWh		-0.15	-0.15	-0.15	-0.15	Annahme

Import Biogas

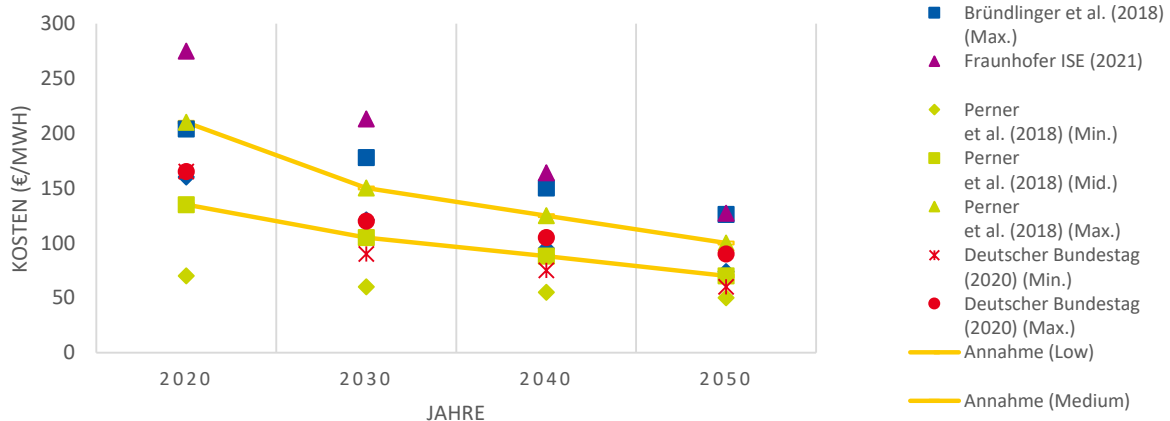
VARIABLE KOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten	€/MWh		0	0	0	0	Annahme
CO ₂ -Intensität	kg/kWh						
- Biogas	kg/kWh		0.051	0.051	0.051	0.051	Lauf et al. (2019)
- Biomethan	kg/kWh		0.025	0.025	0.025	0.025	Lauf et al. (2019)

Import Green Hydrogen

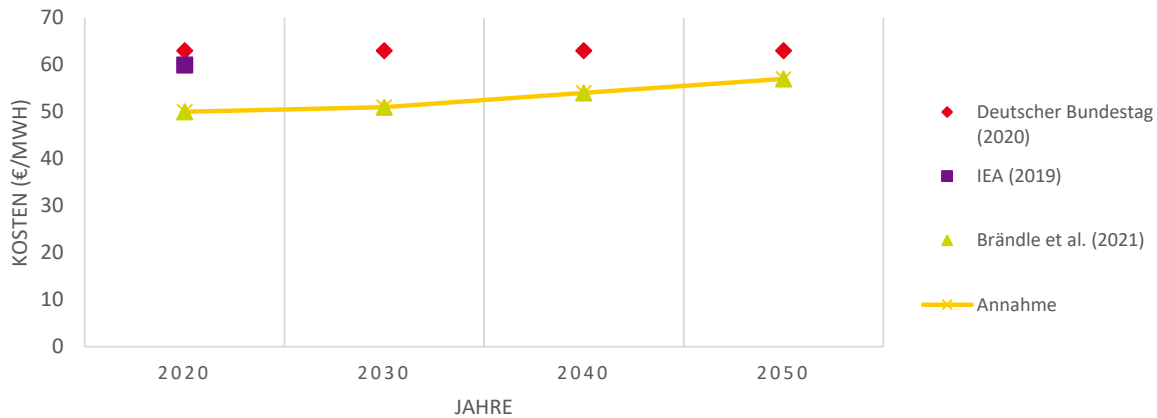
VARIABLE KOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten							
- Low Costs	€/MWh	H2LowCosts	135	105		70	Perner et al. (2018)
- Medium Costs	€/MWh	Referenz	210	150		100	Perner et al. (2018)
- High Costs	€/MWh	H2HighCosts	210	170	140	115	Annahme
CO ₂ -Intensität	kg/kWh		0	0	0	0	Annahme

Import Blue Hydrogen

VARIABLE KOSTEN

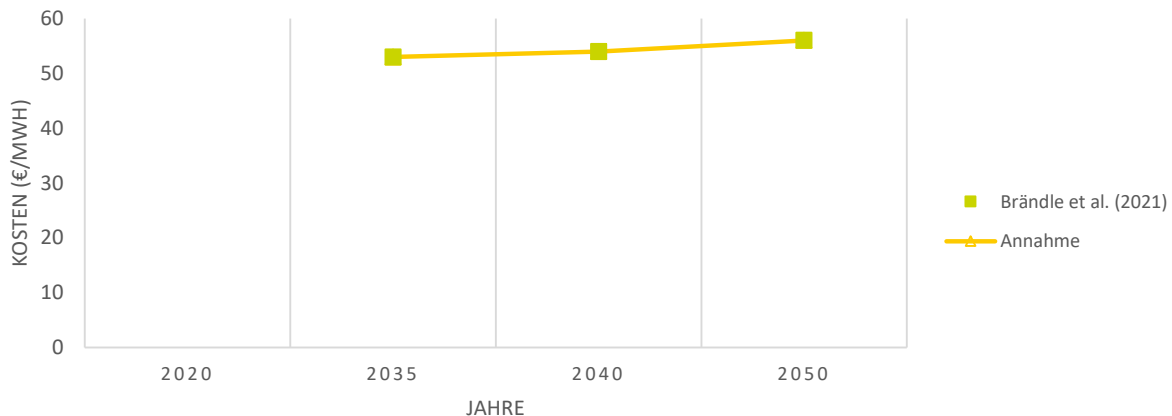


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten	€/MWh		54	56	60	63	Brändle et al. (2021)
	€/MWh	*PostRussia	88	88	99	98	Brändle et al. (2021)
	€/MWh	*Resilienz	58	160	60	63	Annahme
CO₂-Intensität							
- Ohne Methanleakagen	kg/kWh	H2LowCO2	0.09	0.09	0.09	0.09	Annahme
- Mit Methanleakagen	kg/kWh		0.2	0.2	0.2	0.2	Annahme

* Einzig die Werte für die Jahre in denen eine Veränderung erfolgt, werden dargestellt

Import Cyan Hydrogen

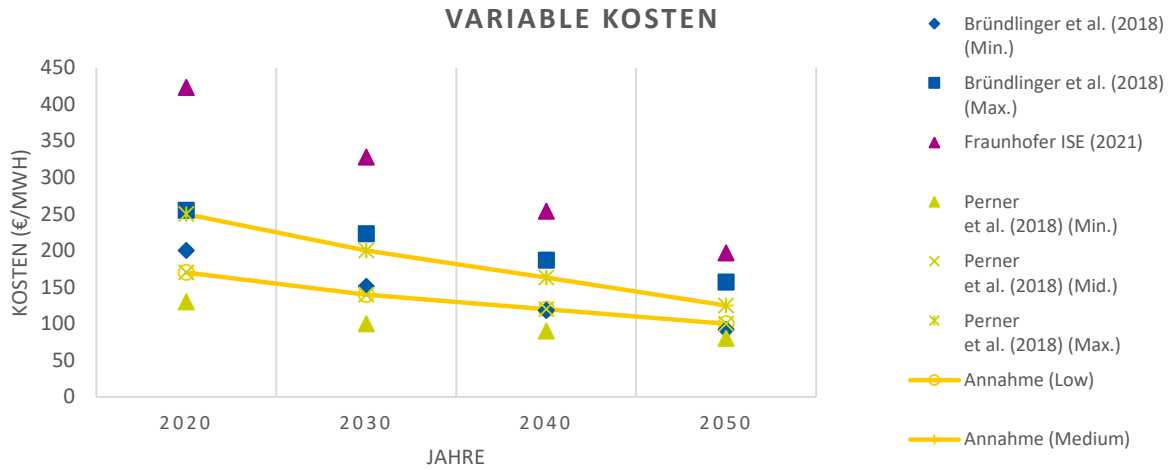
VARIABLE KOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten	€/MWh		-	60	61	64	Brändle et al. (2021)
	€/MWh	PostRussia	-	107	113	110	Brändle et al. (2021)
	€/MWh		2034	2035	2036	2050	
	€/MWh	*Resilienz	-	180	60	64	Annahme
CO₂-Intensität							
- Ohne Methanleakagen	kg/kWh	H2LowCO2	0	0	0	0	Annahme
- Mit Methanleakagen	kg/kWh		0.17	0.17	0.17	0.17	Annahme

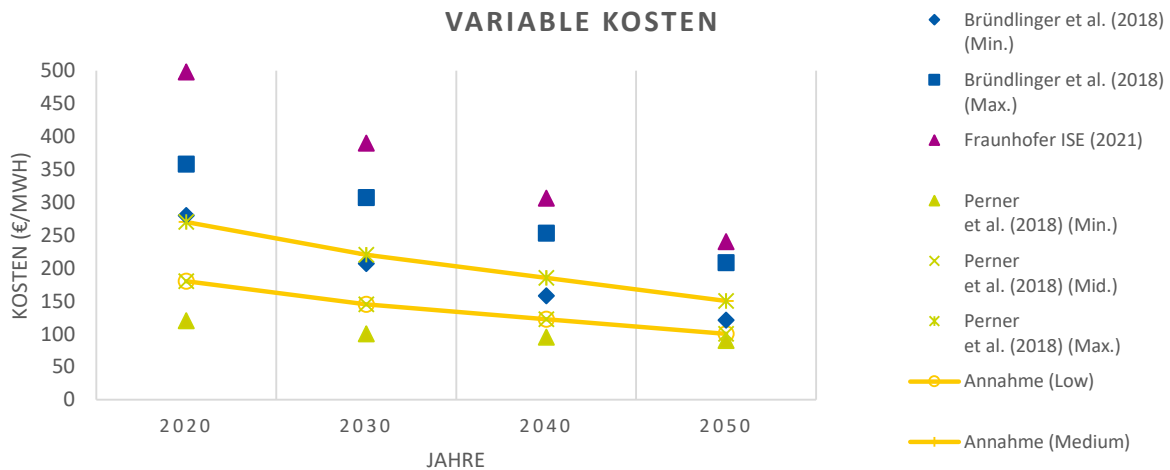
* Einzig die Werte für die Jahre in denen eine Veränderung erfolgt, werden dargestellt

Import Gas (PtG)



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten	€/MWh	H2LowCosts	170	140		100	Perner et al. (2018)
	€/MWh	Referenz	250	200		125	Perner et al. (2018)
	€/MWh	H2HighCosts	250	220		150	Annahme
CO ₂ -Intensität	kg/kWh		0	0	0	0	Annahme

Import Fossil Fuel (PtL)

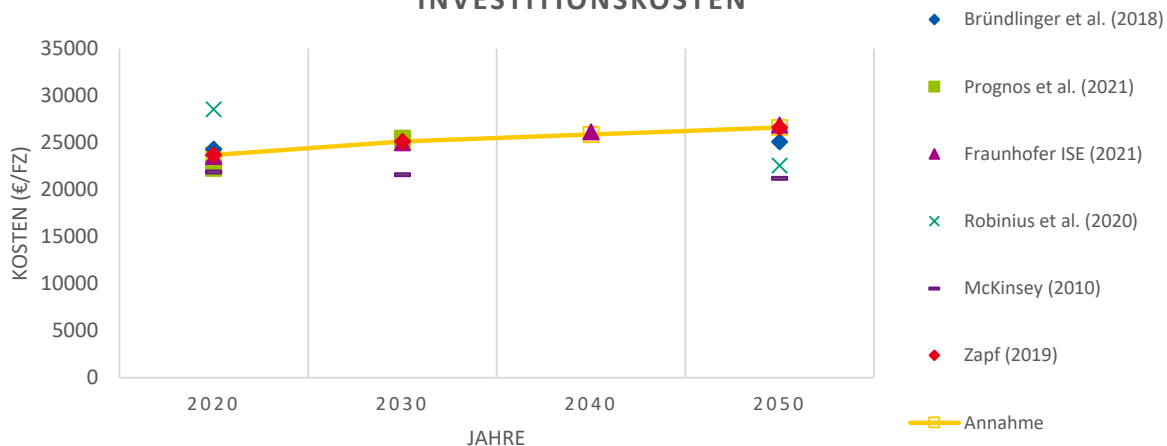


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Variable Kosten	€/MWh	H2LowCosts	180	145		100	Perner et al. (2018)
	€/MWh	Referenz	270	220		150	Perner et al. (2018)
	€/MWh	H2HighCosts	270	240		170	Annahme
CO ₂ -Intensität	kg/kWh		0	0	0	0	Annahme

Personenverkehr

ICV Liquid Fuel

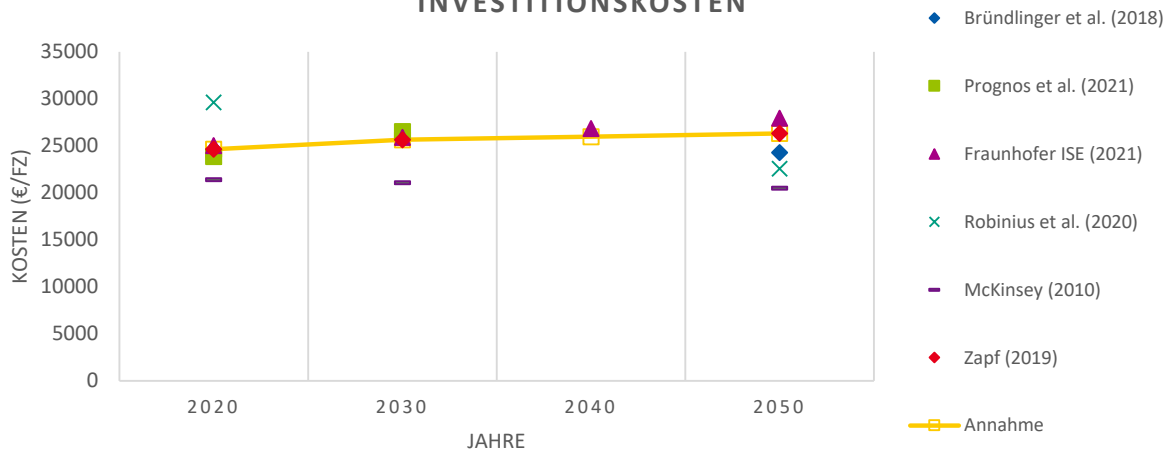
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/FZ		23693	25118		26618	Zapf (2019)
Betriebskosten	€/FZ*a		379	402		426	Zapf (2019)
Wirkungsgrad	-		0.3	0.35	0.4	0.4	UBA (2015)
Technische Lebensdauer	a		15	15	15	15	Fraunhofer ISE (2021)
Leistung	kW		90	90	90	90	Annahme
Verbrauch	kWh/FZkm		0.66	0.48	0.45	0.42	Zapf (2019)
Verbrauch	kWh/FZkm	BANANA	0.66	0.55	0.52	0.48	Annahme

ICV Gas

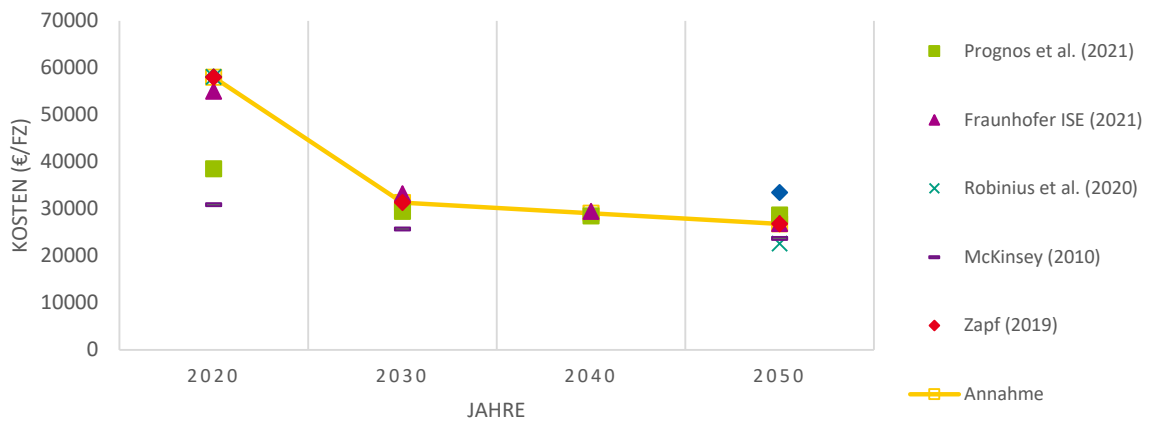
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/FZ		24640	25640		26317	Zapf (2019)
Betriebskosten	€/FZ*a		394	410		421	Zapf (2019)
Wirkungsgrad	-		0.3	0.3	0.3	0.3	UBA (2015)
Technische Lebensdauer	a		15	15	15	15	Fraunhofer ISE (2021)
Leistung	kW		90	90	90	90	Annahme
Verbrauch	kWh/FZkm		0.63	0.47	0.44	0.41	Zapf (2019)

FCEV

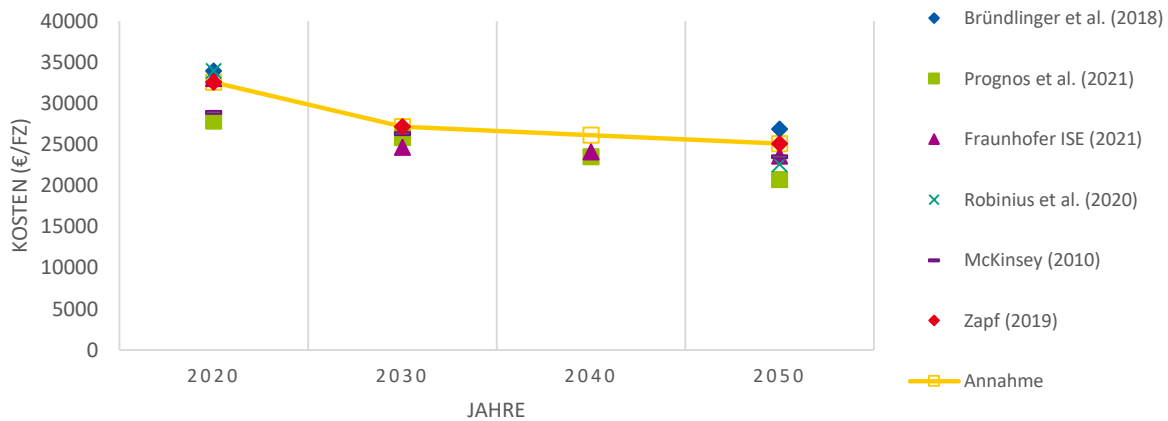
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/FZ		57989	31350		26800	Zapf (2019)
Betriebskosten	€/FZ*a		580	314		268	Zapf (2019)
Wirkungsgrad	-		0.4			0.6	UBA (2015)
Technische Lebensdauer	a		15	15	15	15	Fraunhofer ISE (2021)
Leistung	kW		90	90	90	90	Annahme
Verbrauch	kWh/FZkm		0.33	0.3	0.3	0.29	Zapf (2019)

BEV

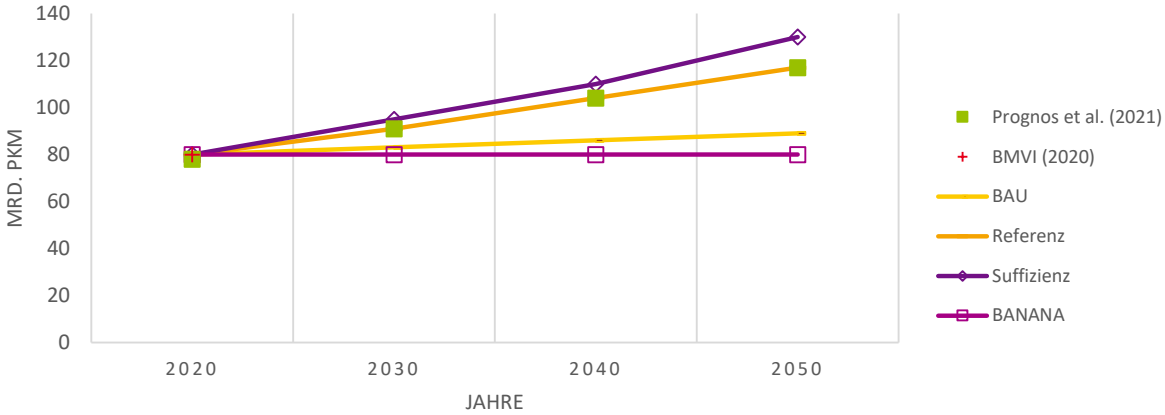
INVESTITIONSKOSTEN



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Investitionskosten	€/FZ		32549	27150		25100	Zapf (2019)
Betriebskosten	€/FZ*a		293	244		226	Zapf (2019)
Wirkungsgrad	-		0.64			0.81	UBA (2015)
Technische Lebensdauer	a		15	15	15	15	Fraunhofer ISE (2021)
Leistung	kW		90	90	90	90	Annahme
Verbrauch	kWh/FZkm		0.21	0.18	0.18	0.17	Zapf (2019)
Verbrauch	kWh/FZkm	BANANA	0.21	0.21	0.2	0.2	Annahme

Werte Simulation
Verkehrsleistung Personenverkehr
 Nichtmotorisierter Verkehr (Fuß- und Radverkehr)

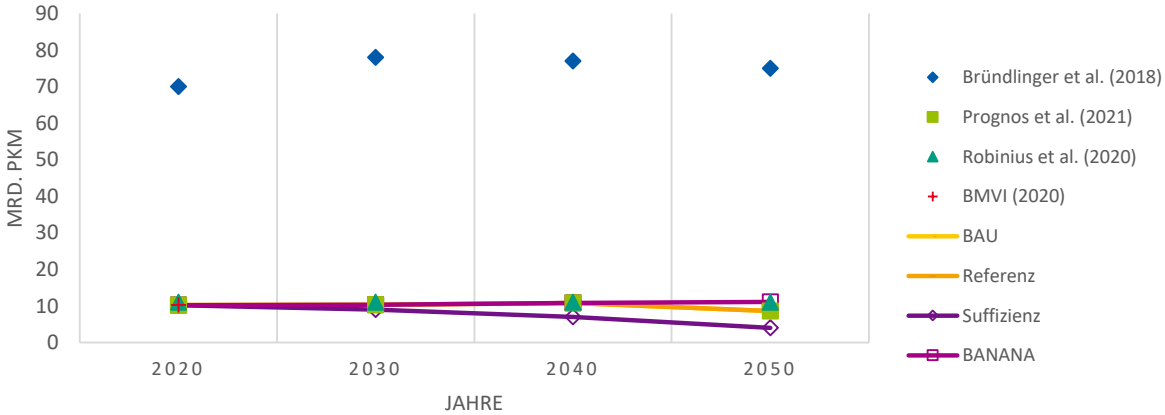
LEISTUNG NICHTMOTORISIERTER VERKEHR IN MRD. PKM



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	BAU	80	83	86	89	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	Referenz	80	91	104	117	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	Suffizienz	80	95	110	130	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	BANANA	80	80	80	80	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	BAU	5.6	5.8	6	6.2	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	Referenz	5.6	6.4	7.3	8.2	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	Suffizienz	5.6	6.7	7.7	9.1	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	BANANA	5.6	5.6	5.6	5.6	Annahme

Luftverkehr

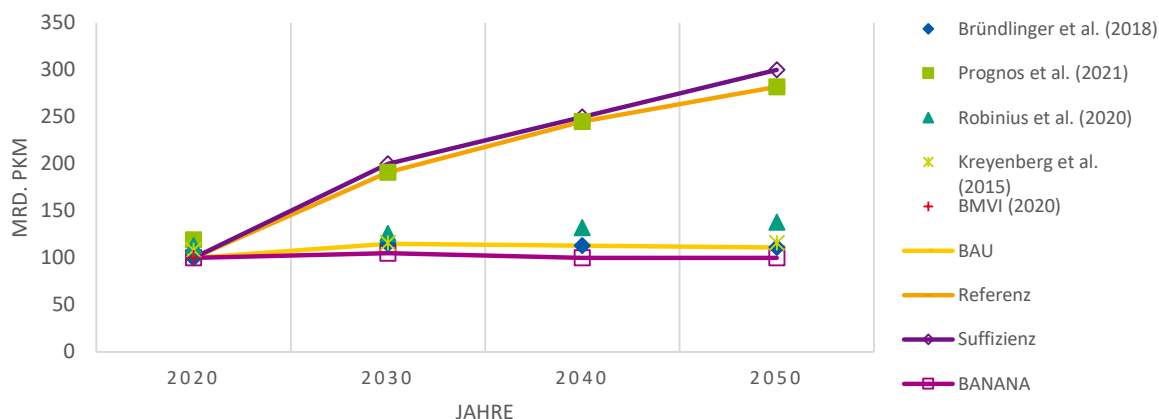
LEISTUNG LUFTVERKEHR (D.) IN MRD. PKM



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	BAU	10.2	10.3	10.8	8.6	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	Referenz	10.2	10.3	10.8	8.6	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	Suffizienz	10.2	9	7	4	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	BANANA	10.2	10.3	10.8	11.1	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	BAU	1.7	1.8	1.8	1.5	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	Referenz	1.7	1.8	1.8	1.5	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	Suffizienz	1.7	1.5	1.2	0.7	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	BANANA	1.7	1.8	1.8	1.9	Annahme

Schienenverkehr

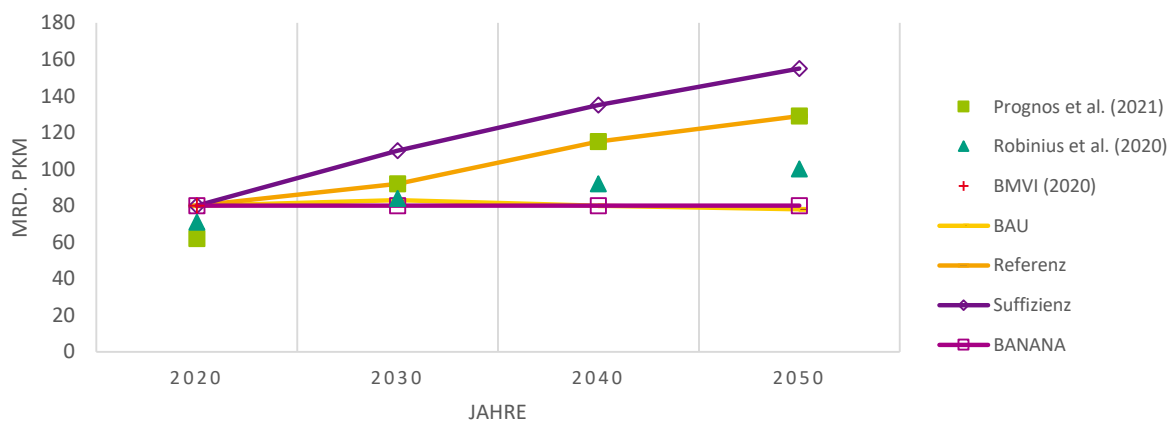
LEISTUNG SCHIENENVERKEHR (D.) IN MRD. PKM



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	BAU	100	115	113	111	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	Referenz	100	191	245	282	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	Suffizienz	100	200	250	300	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	BANANA	100	105	100	100	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	BAU	7	8.1	7.9	7.8	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	Referenz	7	13	17	20	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	Suffizienz	7	14	17.5	21	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	BANANA	7	7.4	7	7	Annahme

ÖSPV (Busverkehr)

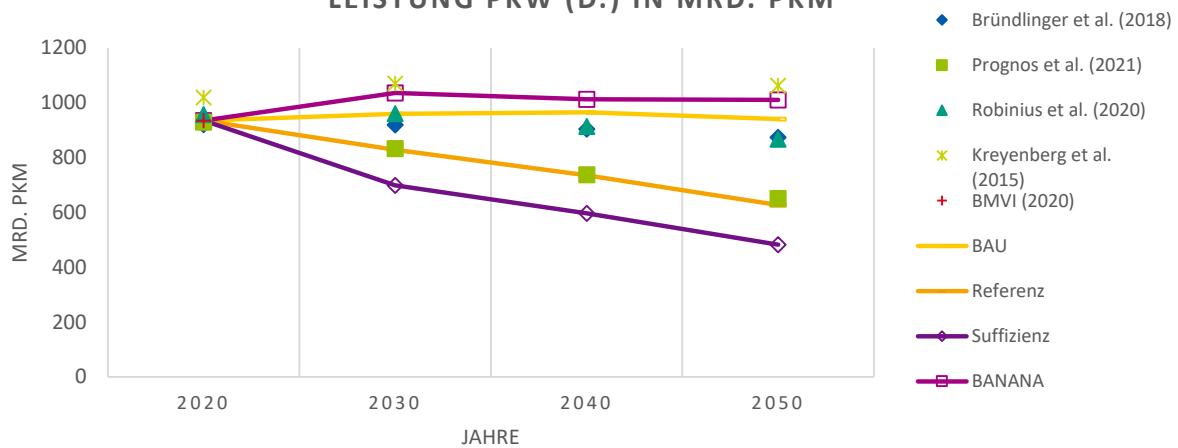
FAHRLEISTUNG KRAFTOMNIBUSSE (D.) IN MRD. PKM



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	BAU	80	83	80	78	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	Referenz	80	92	115	129	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	Suffizienz	80	110	135	155	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	BANANA	80	80	80	80	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	BAU	5.6	5.8	5.6	5.5	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	Referenz	5.6	6.4	8.1	9	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	Suffizienz	5.6	7.7	9.5	10.9	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	BANANA	5.6	5.6	5.6	5.6	Annahme

Pkw

LEISTUNG PKW (D.) IN MRD. PKM

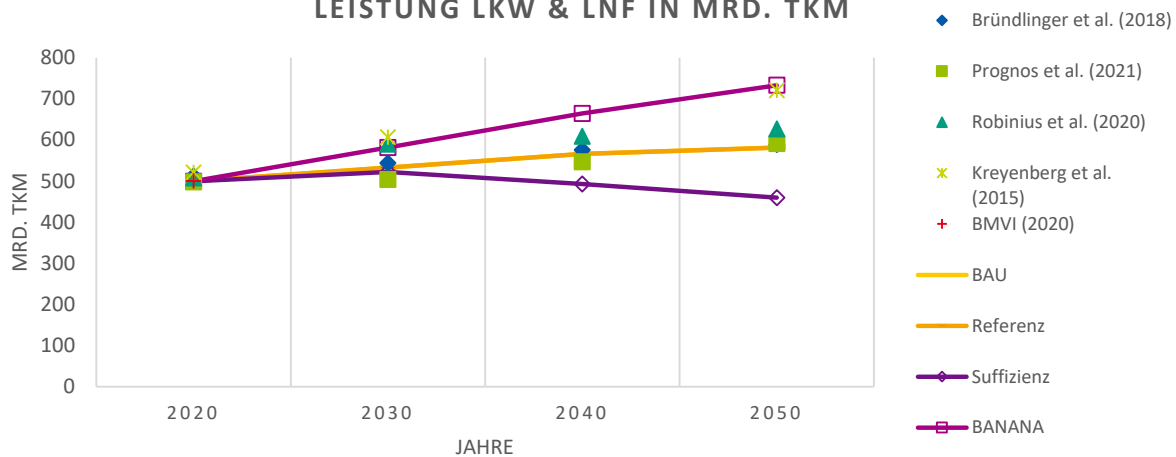


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	BAU	935	960	965	940	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	Referenz	935	829	735	627	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	Suffizienz	935	698	597	482	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. Pkm	BANANA	935	1036	1013	1010	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	BAU	75	77	77	75	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	Referenz	75	63	59	50	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	Suffizienz	75	56	48	39	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. Pkm	BANANA	75	83	81	81	Annahme
Jährliche Fahrleistung	FZkm/a	BAU	13500	12825	13838	14175	Annahme
Jährliche Fahrleistung	FZkm/a	Referenz	13500	12825	13500	14175	Annahme
Jährliche Fahrleistung	FZkm/a	Suffizienz	13500	12825	13500	14175	Annahme
Jährliche Fahrleistung	FZkm/a	BANANA	13500	13838	14175	14850	Annahme
Bestand	FZ (Mio.)	BAU	3.75	4.13	3.85	3.66	Annahme
Bestand	FZ (Mio.)	Referenz	3.75	3.75	3	2.44	Annahme
Bestand	FZ (Mio.)	Suffizienz	3.75	3	2.44	1.88	Annahme
Bestand	FZ (Mio.)	BANANA	3.75	4.13	3.94	3.75	Annahme

Verkehrsleistung Güterverkehr

Lkw & LNF

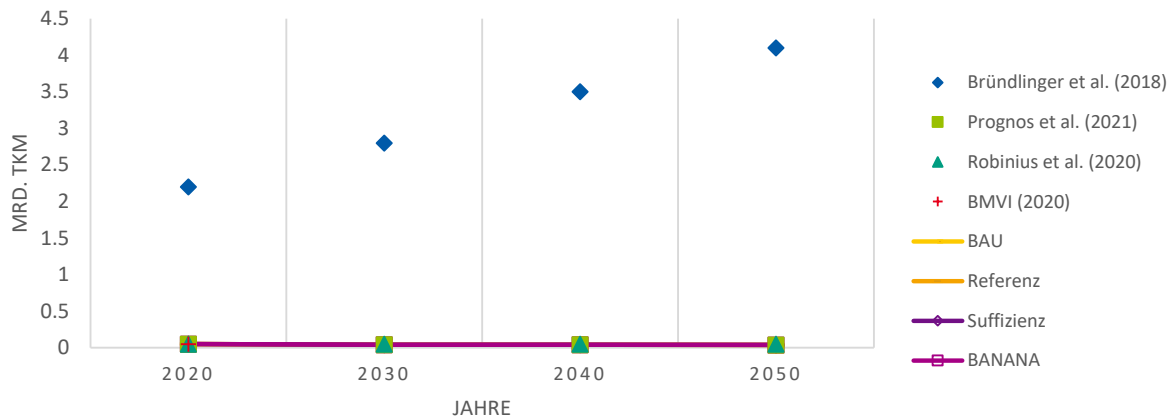
LEISTUNG LKW & LNF IN MRD. TKM



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	BAU	500	533	561	581	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	Referenz	500	533	561	581	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	Suffizienz	500	522	493	460	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	BANANA	500	581	665	733	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	BAU	45	48	51	52.3	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	Referenz	45	48	51	52.3	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	Suffizienz	45	47	44.4	41.4	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	BANANA	45	52.3	59.8	66	Annahme

Luftverkehr

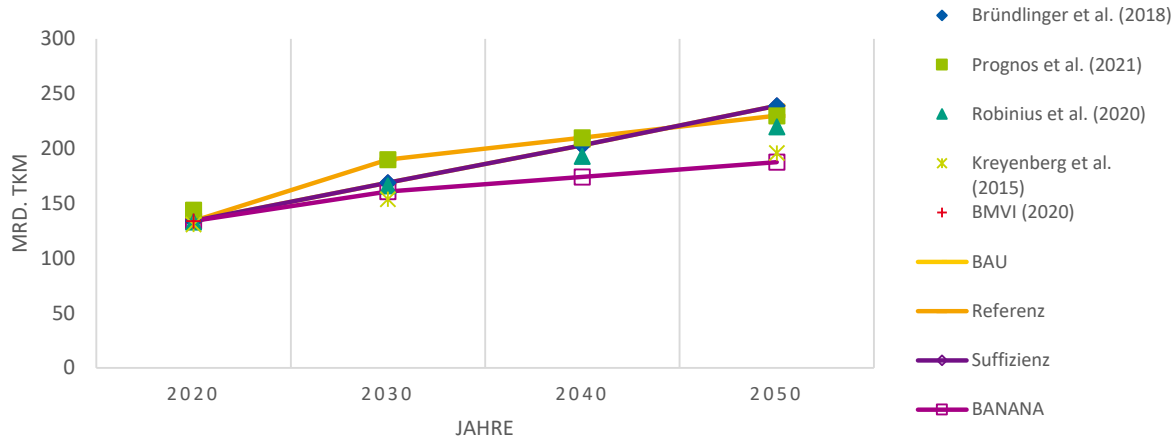
LEISTUNG LUFTVERKEHR IN MRD. TKM



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	BAU	0.05	0.04	0.04	0.04	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	Referenz	0.05	0.04	0.04	0.04	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	Suffizienz	0.05	0.04	0.04	0.04	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	BANANA	0.05	0.04	0.04	0.04	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mio. tkm	BAU	3.5	2.8	2.7	2.7	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mio. tkm	Referenz	3.5	2.8	2.7	2.7	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mio. tkm	Suffizienz	3.5	2.8	2.7	2.7	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mio. tkm	BANANA	3.5	2.8	2.7	2.7	Annahme

Schienenverkehr

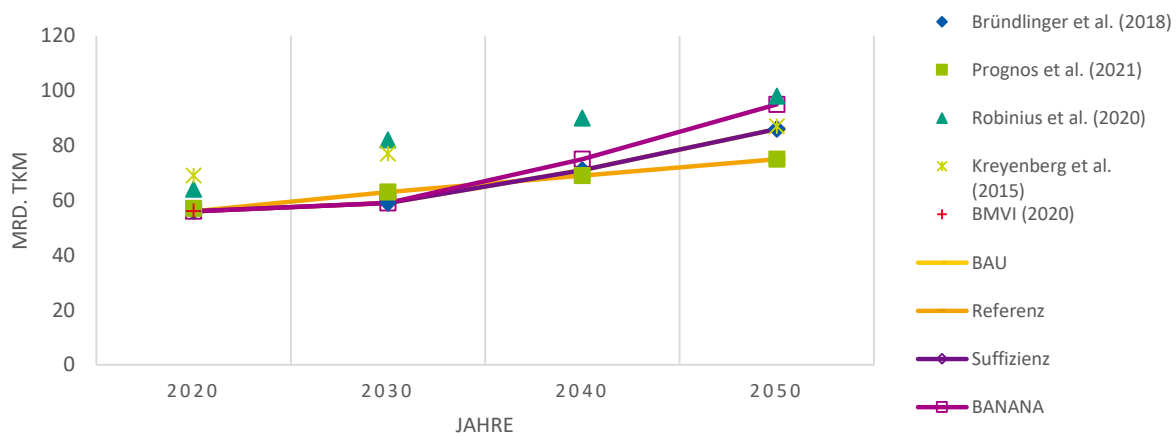
LEISTUNG SCHIENENVERKEHR IN MRD. TKM



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	BAU	134	169	203	239	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	Referenz	134	190	210	230	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	Suffizienz	134	169	203	239	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	BANANA	134	161	174	188	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	BAU	9.4	11.8	14.2	16.7	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	Referenz	9.4	13.3	14.7	16.1	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	Suffizienz	9.4	11.8	14.2	16.7	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	BANANA	9.4	11.3	12.2	13.1	Annahme

Binnenschiffverkehr

LEISTUNG BINNENSCHIFFVERKEHR IN MRD. TKM

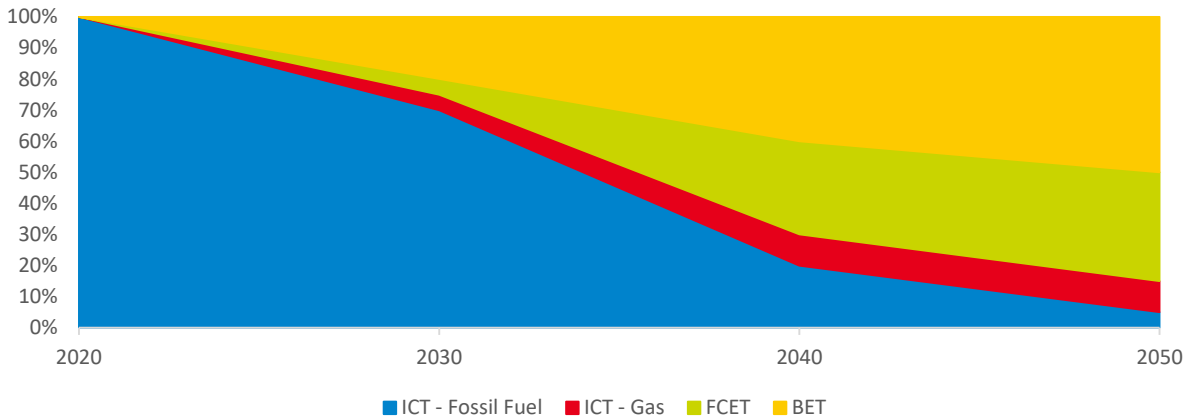


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	BAU	56	59	71	86	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	Referenz	56	63	69	75	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	Suffizienz	56	59	71	86	Annahme
Verkehrsleistung (DE.)	Mrd. tkm	BANANA	56	59	75	95	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	BAU	3.9	4.1	5	6	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	Referenz	3.9	4.4	4.8	5.3	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	Suffizienz	3.9	4.1	5	6	Annahme
Verkehrsleistung (Hessen)	Mrd. tkm	BANANA	3.9	4.1	5.3	6.7	Annahme

Aufteilung Antriebstechnologien Verkehrssektor

LNF BAU (< 12 t.)

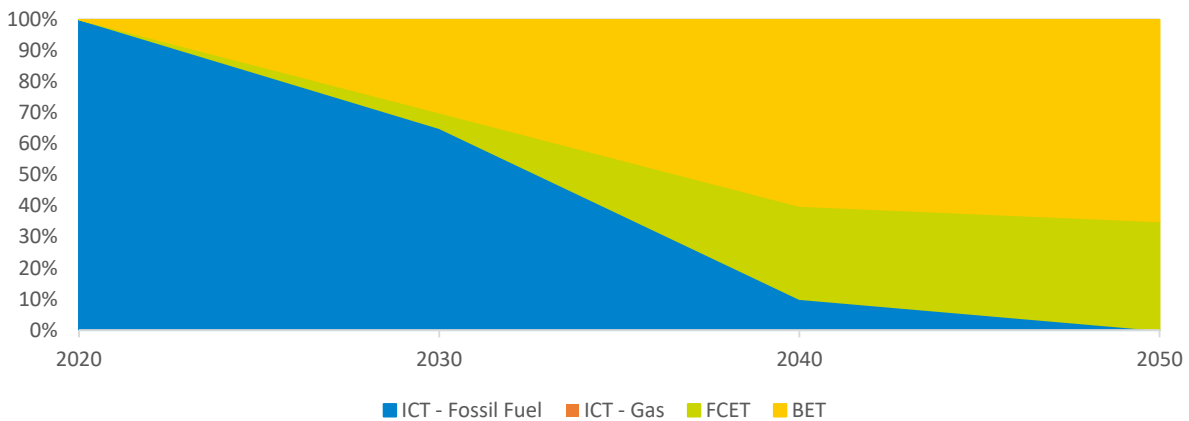
Aufteilung LNF BAU



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
ICU - Fossil Fuel	%		100	70	20	5	Annahme
ICU - Gas	%		0	5	10	10	Annahme
FCEU	%		0	5	30	35	Annahme
BEU	%		0	20	40	50	Annahme
Fahrleistung	FZkm/a		21000	20475	19950	19425	Annahme
Bestand	FZ		224283	246711	269139	280353	Annahme
Verbrauch ICU-Fossil Fuel	kWh/FZkm		1.37	1.06	0.99	0.92	Gerhardt (2015)
Verbrauch ICU-Gas	kWh/FZkm			1.42	1.26	1.11	Gerhardt (2015)
Verbrauch FCEU	kWh/FZkm			0.94	0.88	0.82	Gerhardt (2015)
Verbrauch BEU	kWh/FZkm			0.63	0.62	0.61	Gerhardt (2015)

LNF Referenz (< 12 t.)

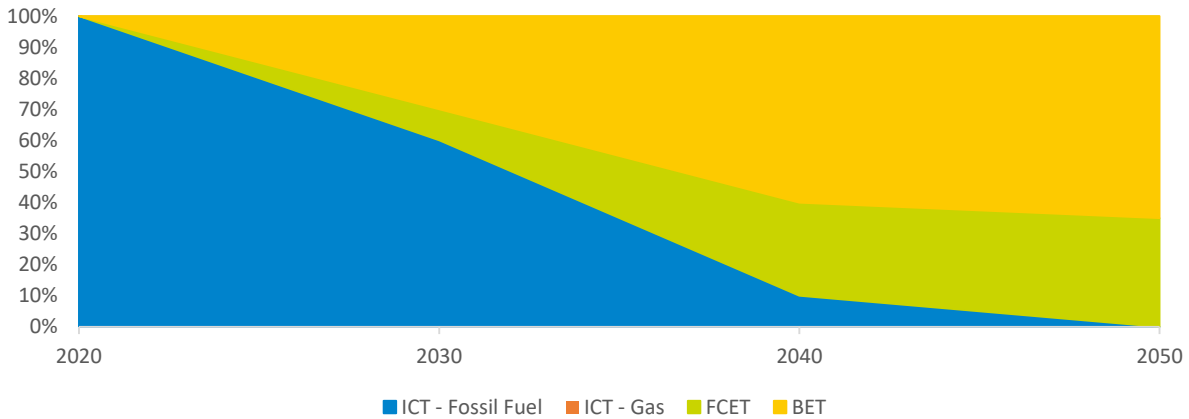
Aufteilung LNF Referenz



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
ICU - Fossil Fuel	%		100	65	10	0	Annahme
ICU - Gas	%		-	-	-	-	Annahme
FCEU	%		0	5	30	35	Annahme
BEU	%		0	30	60	65	Annahme
Fahrleistung	FZkm/a		21000	20475	19950	19425	Annahme
Bestand	FZ		224283	246711	269139	280353	Annahme

LNF Suffizienz (< 12 t.)

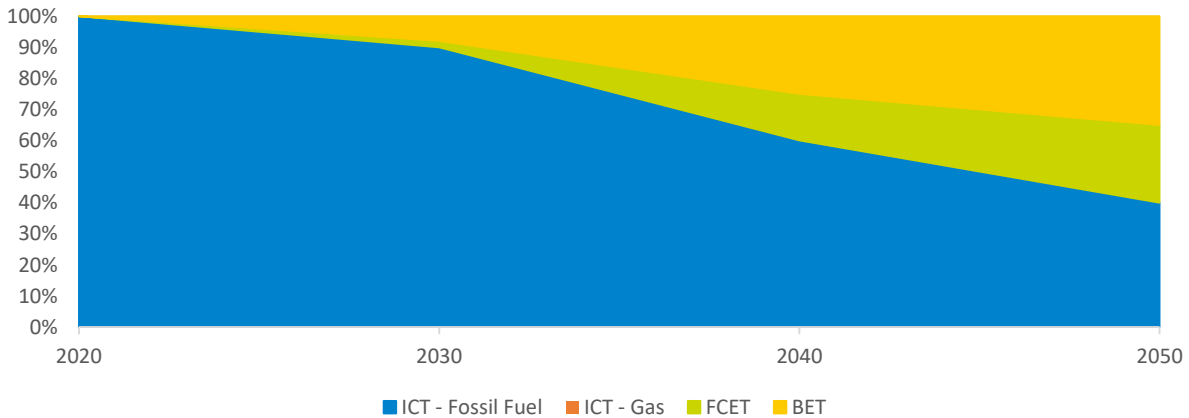
Aufteilung LNF Suffizienz



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
ICU - Fossil Fuel	%		100	60	10	0	Annahme
ICU - Gas	%		-	-	-	-	Annahme
FCEU	%		0	10	30	35	Annahme
BEU	%		0	30	60	65	Annahme
Fahrleistung	FZkm/a		21000	19950	19950	19425	Annahme
Bestand	FZ		224283	246711	235497	224283	Annahme

LNF BANANA (< 12 t.)

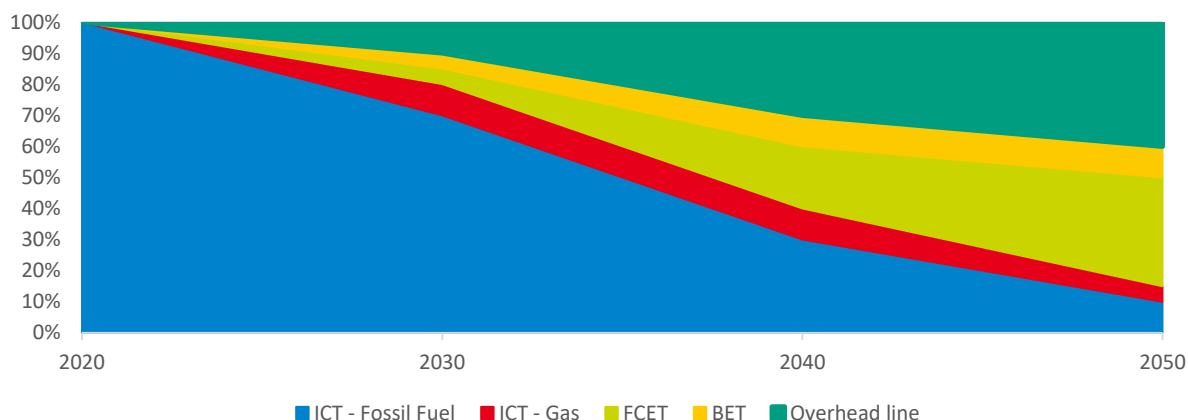
Aufteilung LNF Banana



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
ICU - Fossil Fuel	%		100	90	60	40	Annahme
ICU - Gas	%		-	-	-	-	Annahme
FCEU	%		0	2	15	25	Annahme
BEU	%		0	8	25	35	Annahme
Fahrleistung	FZkm/a		21000	20475	21000	21000	Annahme
Bestand	FZ		224283	269139	298296	325210	Annahme

Lkw BAU (> 12 t.)

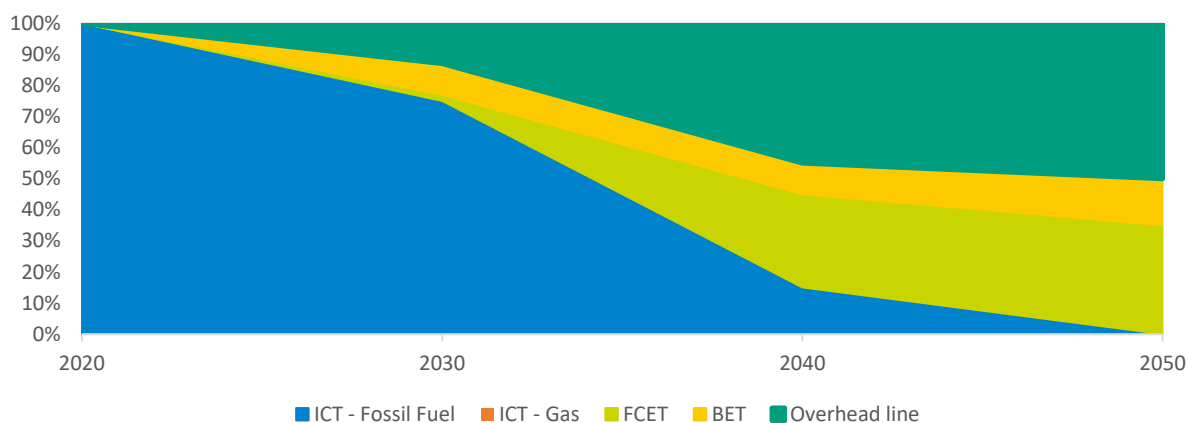
Aufteilung Lkw BAU



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
ICT - Fossil Fuel	%		100	70	30	10	Annahme
ICT - Gas	%		0	10	10	5	Annahme
FCET	%		0	5	20	35	Annahme
BET	%		0	5	10	10	Annahme
Overhead line Truck	%		0	10	30	40	Annahme
Fahrleistung	FZkm/a		93136	88479	92903	102193	Annahme
Bestand	FZ		19113	21025	22936	23892	Annahme
Verbrauch ICT-Fossil Fuel	kWh/FZkm		3.03	2.75	2.47	2.19	Schmied et al. (2015)
Verbrauch ICT-Gas	kWh/FZkm		3.75	3.31	2.87	2.42	Schmied et al. (2015)
Verbrauch FCET	kWh/FZkm		2.92	2.65	2.38	2.11	Schmied et al. (2015)
Verbrauch BET	kWh/FZkm		1.4	1.32	1.23	1.15	Wietschel et al. (2017)
Verbrauch Overhead Line	kWh/FZkm		2.25	2.01	1.77	1.53	Wietschel et al. (2017)

Lkw Referenz (> 12 t.)

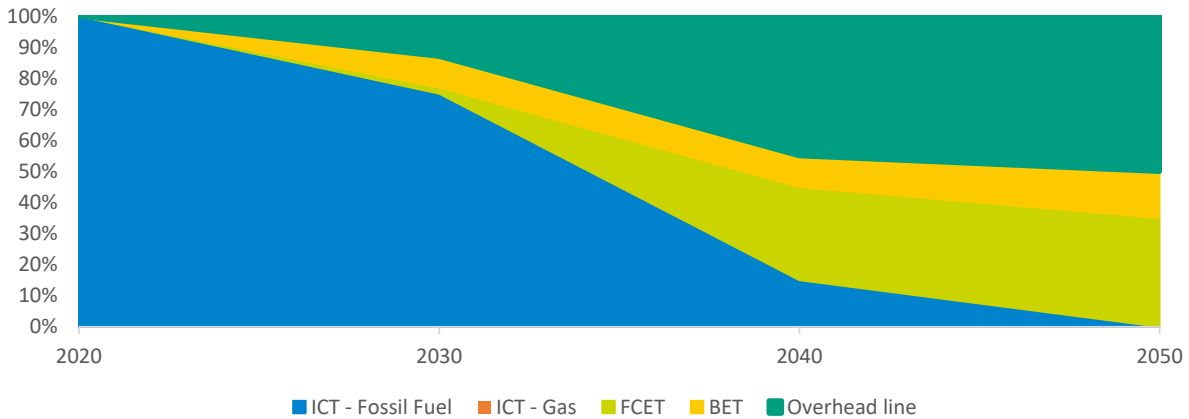
Aufteilung Lkw Referenz



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
ICT - Fossil Fuel	%		100	75	15	0	Annahme
ICT - Gas	%		-	-	-	-	Annahme
FCET	%		0	2	30	35	Annahme
BET	%		0	10	10	15	Annahme
Overhead line Truck	%		0	13	45	50	Annahme
Fahrleistung	FZkm/a		93136	88479	86151	88479	Annahme
Bestand	FZ		19113	21025	22936	23892	Annahme

Lkw Suffizienz

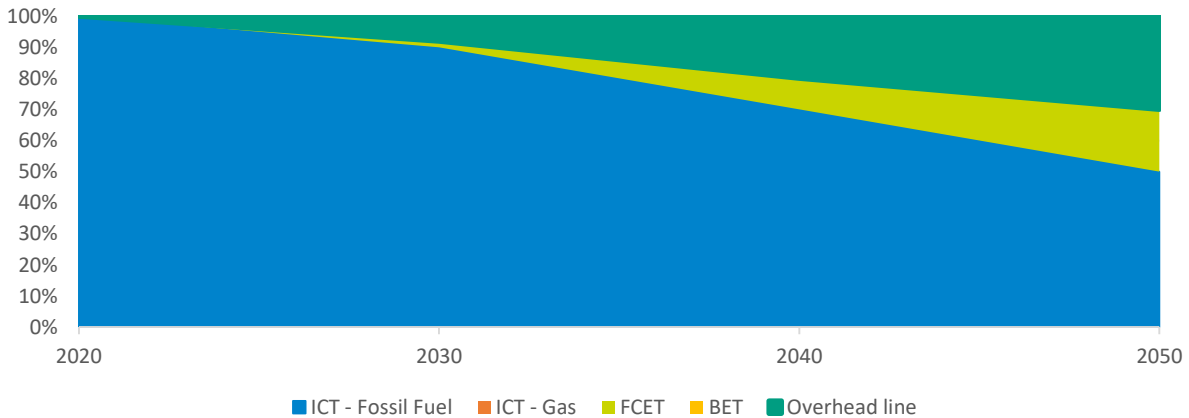
Aufteilung Lkw Suffizienz



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
ICT - Fossil Fuel	%		100	75	15	0	Annahme
ICT - Gas	%		-	-	-	-	Annahme
FCET	%		0	2	30	35	Annahme
BET	%		0	10	10	15	Annahme
Overhead line Truck	%		0	13	45	50	Annahme
Fahrleistung	FZkm/a		93136	88479	88479	88479	Annahme
Bestand	FZ		19113	21024	19113	18157	Annahme

Lkw Banana

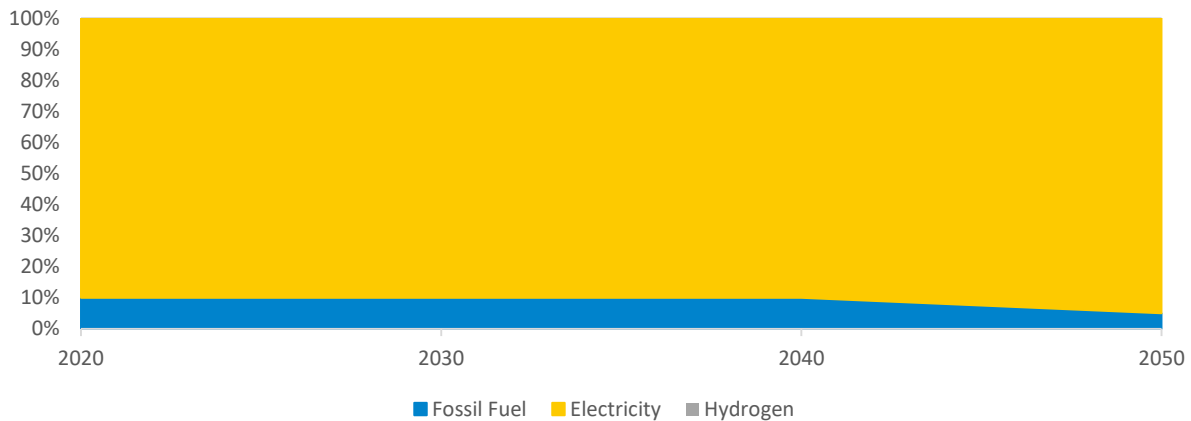
Aufteilung Lkw Banana



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
ICT - Fossil Fuel	%		100	90	70	50	Annahme
ICT - Gas	%		-	-	-	-	Annahme
FCET	%		0	2	10	20	Annahme
BET	%		-	-	-	-	Annahme
Overhead line Truck	%		0	8	20	30	Annahme
Fahrleistung	FZkm/a		93136	88479	93136	97793	Annahme
Bestand	FZ		19113	22936	25421	27714	Annahme

***Schienenverkehr Personen (Railway Demand)**

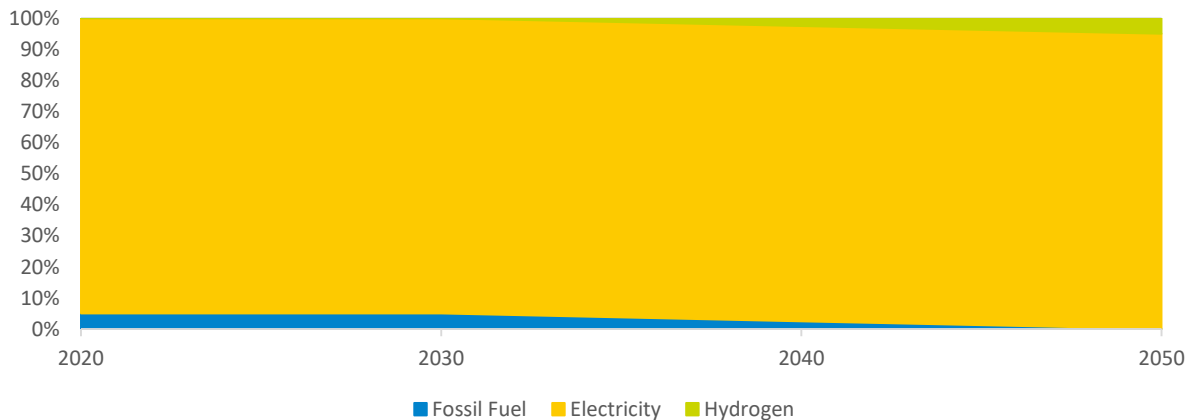
Aufteilung Schienenverkehr Personen



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Fossil Fuel	%		10	10	10	5	Annahme
Electricity	%		90	90	90	95	Annahme
Hydrogen	%		-	-	-	-	Annahme
Verbrauch - Fossil Fuel	kWh/Pkm		0.27	0.25	0.24	0.23	Bründlinger et al. (2018)
Verbrauch - Electricity	kWh/Pkm		0.09	0.08	0.08	0.08	Bründlinger et al. (2018)

***Schienenverkehr Güter (Railway Demand)**

Aufteilung Schienenverkehr Güter

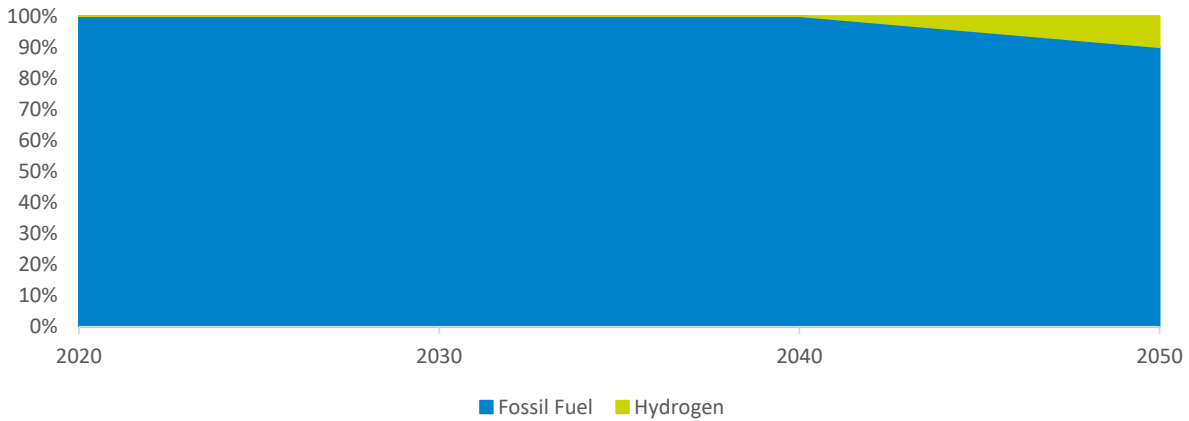


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Fossil Fuel	%		5	5	2.5	0	Annahme
Electricity	%		95	95	95	95	Annahme
Hydrogen	%		0	0	2.5	5	Annahme
Verbrauch - Fossil Fuel	kWh/tkm		0.133	0.124	0.12	0.117	Bründlinger et al. (2018)
Verbrauch - Electricity	kWh/tkm		0.034	0.033	0.033	0.032	Bründlinger et al. (2018)
Verbrauch - Hydrogen	kWh/tkm		0.08	0.074	0.072	0.07	Bründlinger et al. (2018)

*Railway Electric / Hydrogen / Fuel Demand fassen den Verbrauch im Personen- und Güterverkehr zusammen.

***Luftverkehr (Air Traffic Demand)**

Aufteilung Luftverkehr

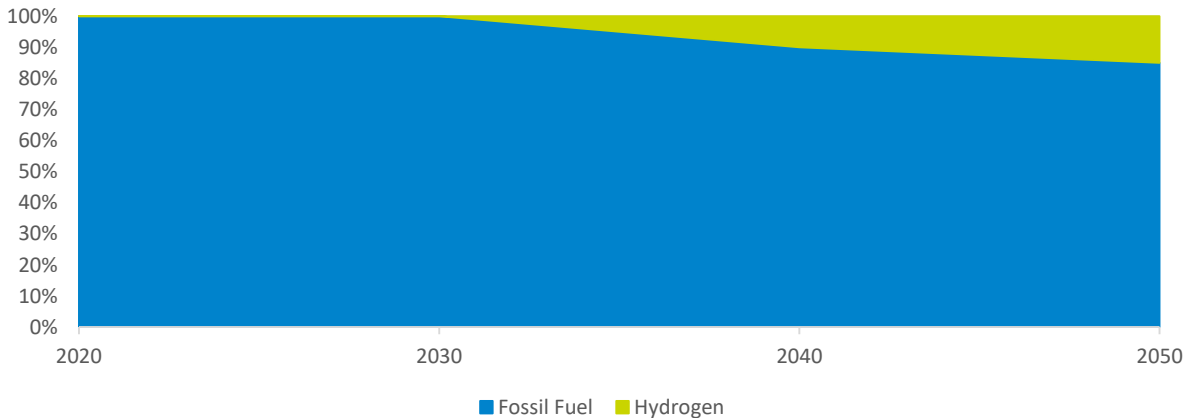


	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Fossil Fuel	%		100	100	100	90	Annahme
Electricity	%						Annahme
Hydrogen	%		0	0	0	10	Annahme
Verbrauch - Fossil Fuel	kWh/Pkm		1.25	1.17	1.06	0.94	Bründlinger et al. (2018)
Verbrauch - Hydrogen	kWh/Pkm		0.75	0.7	0.63	0.57	Bründlinger et al. (2018)
Verbrauch - Fossil Fuel	kWh/tkm		8.17	7	6.51	6.32	Bründlinger et al. (2018)
Verbrauch - Hydrogen	kWh/tkm		4.9	4.2	3.91	3.79	Bründlinger et al. (2018)

*Air Traffic Demand fasst den Verbrauch von Personen- und Güterverkehr zusammen.

Binnenschiffverkehr (Shipping Demand)

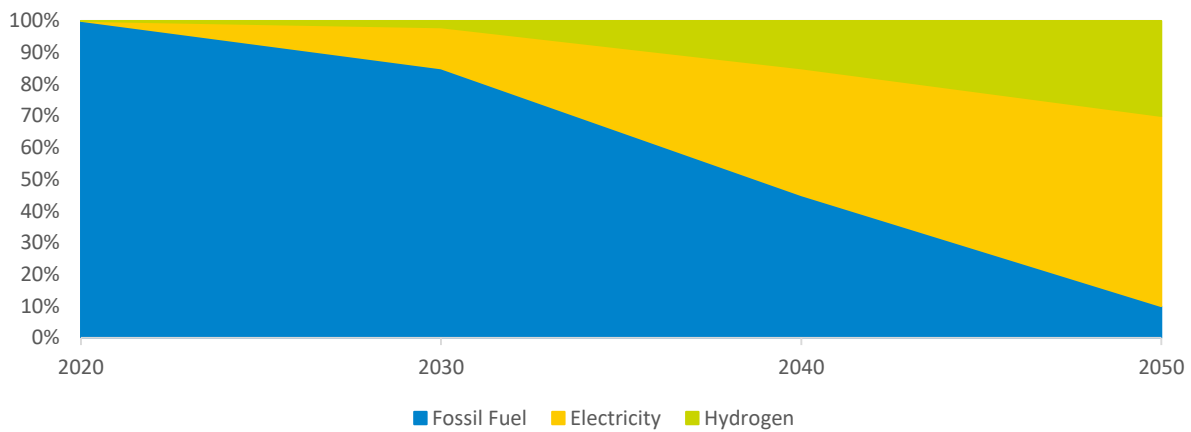
Aufteilung Binnenschiffverkehr



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Fossil Fuel	%		100	100	90	85	Annahme
Electricity	%						Annahme
Hydrogen	%		0	0	10	15	Annahme
Verbrauch - Fossil Fuel	kWh/tkm		0.052	0.049	0.048	0.047	Bründlinger et al. (2018)
Verbrauch - Hydrogen	kWh/tkm		0.031	0.03	0.029	0.028	Bründlinger et al. (2018)

Busverkehr BAU (Public Transport Demand)

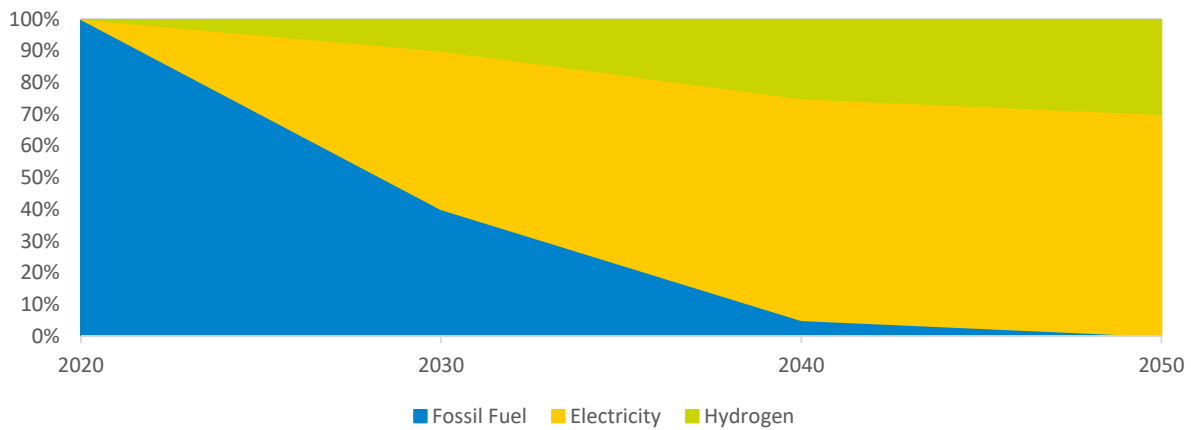
Aufteilung Busverkehr BAU



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Fossil Fuel	%	BAU	100	85	45	10	Annahme
Electricity	%	BAU	0	13	40	60	Annahme
Hydrogen	%	BAU	0	2	15	30	Annahme
Verbrauch - Fossil Fuel	kWh/Pkm		0.26	0.23	0.2	0.17	Allekotte et al. (2019)
Verbrauch - Electricity	kWh/Pkm		0.26	0.23	0.2	0.17	Allekotte et al. (2019)
Verbrauch - Hydrogen	kWh/Pkm		0.14	0.13	0.12	0.1	Allekotte et al. (2019)

Busverkehr Referenz (Public Transport Demand)

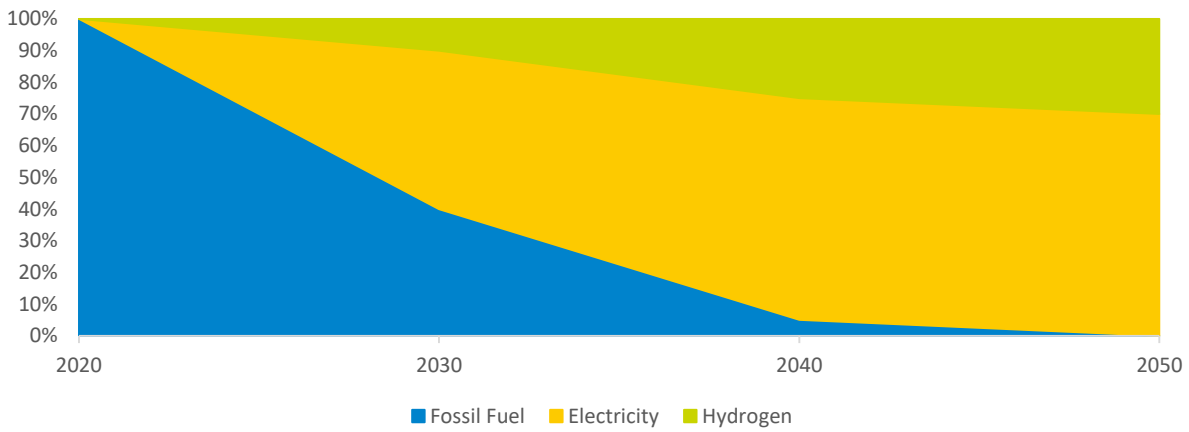
Aufteilung Busverkehr Referenz



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Fossil Fuel	%	Referenz	100	40	5	0	Annahme
Electricity	%	Referenz	0	50	70	70	Annahme
Hydrogen	%	Referenz	0	10	25	30	Annahme

Busverkehr Suffizienz (Public Transport Demand)

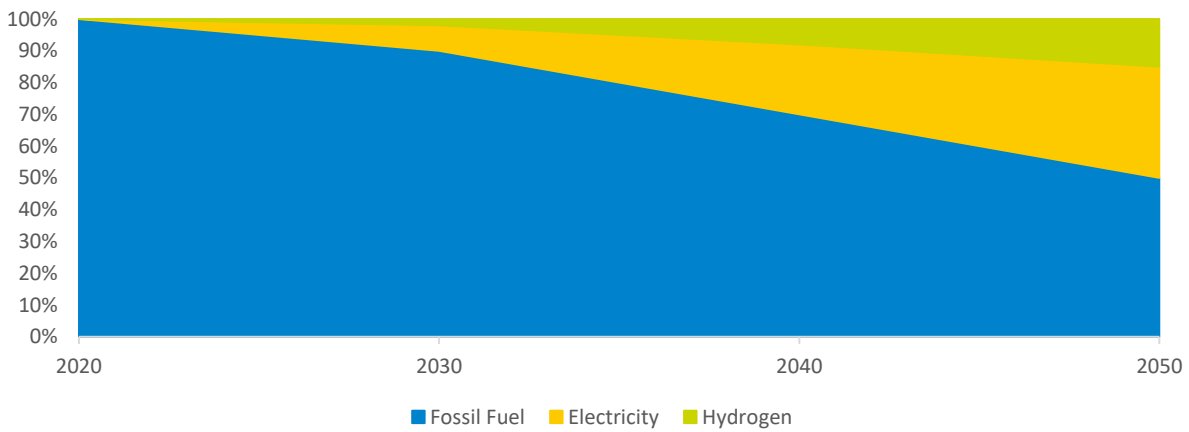
Aufteilung Busverkehr Suffizienz



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Fossil Fuel	%	Suffizienz	100	40	5	0	Annahme
Electricity	%	Suffizienz	0	50	70	70	Annahme
Hydrogen	%	Suffizienz	0	10	25	30	Annahme

Busverkehr BANANA

Aufteilung Busverkehr BANANA



	Einheit	Szenario	2020	2030	2040	2050	Quelle
Fossil Fuel	%	BANANA	100	90	70	50	Annahme
Electricity	%	BANANA	0	8	22	35	Annahme
Hydrogen	%	BANANA	0	2	8	15	Annahme