



**Abschlussbericht zum Verbundprojekt**

**KWK.NRW 4.0**

**im Rahmen des Virtuellen Instituts | KWK.NRW**



Dieses Projekt wird aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE)  
und durch das Land Nordrhein-Westfalen gefördert.



**EFRE.NRW**  
Investitionen in Wachstum  
und Beschäftigung



EUROPÄISCHE UNION  
Investition in unsere Zukunft  
Europäischer Fonds  
für regionale Entwicklung

Ministerium für Wirtschaft, Innovation,  
Digitalisierung und Energie  
des Landes Nordrhein-Westfalen



- Autor:innen** **Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)**  
Jörn Benthin, Annika Heyer, Philipp Huismann, Frederic Frankenhoff,  
Nadine Lucke, Christoph Redicker, Stefanie Ruppert, Paul Wolf
- Universität Duisburg-Essen**  
**Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL)**  
Dennis Schneider, Tobias Stein
- Lehrstuhl für Energietechnik (LET)**  
Mauritz Biebl, Jürgen Roes, Joana Verheyen, Othmar Verheyen
- Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik und Energiesysteme (LEE)**  
**(ehemals: Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik (LUAT))**  
Colin Fischer, Hamid Rachidi, Dr. Vassilios Vrangos
- Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH (ZBT)**  
Ulrich Gardemann, Sven Kaiser, Michael Steffen
- Auftraggeber** Dieses Projekt wurde durch die Europäische Union und das Land  
Nordrhein-Westfalen gefördert.
- Förderkennzeichen** EFRE-0400285 „Demo Hybrid-SOFC“  
EFRE-0400287 „iFlex KWK 4.0-1“  
EFRE-0400288 „iFlex KWK 4.0-2“  
EFRE-0400286 „iFlex KWK 4.0-3“
- Zitierweise** N. Lucke, U. Gardemann, C. Fischer, T. Stein, M. Biebl (Hrsg.):  
*KWK.NRW 4.0 – Im Rahmen des Virtuellen Instituts / KWK.NRW*; Ab-  
schlussbericht zum Verbundprojekt; Gas- und Wärme-Institut Essen  
e.V., Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen,  
Lehrstuhl für Energietechnik der Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl  
für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik der Universität Duis-  
burg-Essen, ZBT - Zentrum für BrennstoffzellenTechnik GmbH, Essen,  
Mai 2024.

Die Inhalte der Teilkapitel liegen in der Verantwortung der jeweiligen Institute und beziehen sich auf den Sachstand im März 2023, sofern nicht anders gekennzeichnet.

# Management Summary

## Motivation und Hintergrund

Hocheffiziente Technologien und flexible Anlagenkonzepten zur Energiebereitstellung sind entscheidend für eine nachhaltige, klimaneutrale und zugleich sichere Energieversorgung. Erneuerbare Energien sind hierbei ein zentrales Element der Energiewende. Durch die witterungsbedingt volatile Erzeugung werden zunehmend intelligente Netzstrukturen, Speichertechnologien und redundante Erzeugungsanlagen benötigt, um neben der Nachhaltigkeit auch die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Nordrhein-Westfalen kann als bedeutsames Energieland wirksam zur nachhaltigen Transformation des deutschen Energiesystems beitragen. Bereits heute kann die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Kombination mit Energiespeichern Strom und Wärme hocheffizient und flexibel bereitstellen. Aus der steigenden Komplexität und Dynamik des Energiesystems folgen jedoch neue Anforderungen an die Anlagen. Um die Effizienz- und Flexibilitätspotenziale der KWK optimal zu nutzen, sind neue, innovative Anlagen- und Betriebskonzepte erforderlich.

## Ziele des Projekts

Das Projekt „KWK.NRW 4.0“ hatte zum Ziel, die Potenziale flexibler KWK-Systeme – insbesondere Brennstoffzellen – im Energiesystem des Landes NRW zu evaluieren. Dazu erfolgte zum einen der Auf- bzw. Ausbau und die Demonstration von zwei Brennstoffzellen-Systemen und zum anderen die simulationsgestützte Analyse von KWK- und Flexibilitätstechnologien in verschiedenen repräsentativen Anwendungsfällen.

Bei der Erweiterung der Forschungsinfrastruktur standen die Kopplung einer Phosphorsäurebrennstoffzelle (PAFC) mit einer Absorptionskältemaschine (AKM) und die Kombination einer Festoxidbrennstoffzelle (SOFC) mit einer Mikro-Gasturbine (MGT), das so genannte Hybrid-SOFC-System, im Fokus.

Stationäre und dynamische Simulationen der Anlagensysteme, deren Modelle im Projekt entwickelt und anhand der realen Betriebsdaten validiert wurden, bilden die Basis für die Ableitung von Nutzungspfaden zur sektorenübergreifenden Integration in das Gesamtsystem. Systemische sowie ökologische Potenziale der KWK-Systemkombinationen in der lokalen Energieversorgung konnten so für den Status Quo und für zukünftige Szenarien ermittelt werden. Auch die Wirksamkeit zusätzlicher Flexibilitätstechnologien und unterschiedlicher Regelungsstrategien wurden simulationsgestützt untersucht. Durch die Entwicklung von Marktmodellen und Szenarien wurden zudem aktuelle und langfristige betriebs- und volkswirtschaftlichen Potenziale der KWK im Land NRW aufgezeigt.

## Methodisches Vorgehen

Die Nutzungserweiterung des erdgasbetriebenen PAFC-Systems mit einer elektrischen Nennleistung von 100 kW durch eine Absorptionskältemaschine und weitere Komponenten zur Optimierung der Wärmeintegration ermöglichte die vertiefte Untersuchung und Bewertung der Brennstoffzellen-KWK am Standort der ZBT GmbH (ZBT) sowie die initiale Bewertung der Optionen einer Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) mit Brennstoffzellensystemen. Die in

der Testumgebung einstellbaren Betriebsparameter und -szenarien konnten den Charakter eines Energiesystems mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien und den damit einhergehenden hohen Fluktuationen abbilden.

Ergänzend zu den experimentellen Untersuchungen, wurden verfahrenstechnische Rechenmodelle der PAFC und der AKM in der Software Aspen Plus modelliert, in die Messdaten und Literaturdaten eingeflossen sind. Mithilfe der Modelle können die PAFC und die AKM auf Simulationsebene im Rahmen von Parameterstudien weiter untersucht werden. Die detaillierten Modelle von PAFC und AKM konnten im Anschluss in kennlinienbasierte Modelle überführt und für die Untersuchungen zur GHD-Objektversorgung genutzt werden. Hierzu wurde ein objektorientiertes Modell in Dymola/Modelica aufgebaut, das über die thermischen Speicher und bestimmte Randbedingungen, wie z. B. den Strompreis, geregelt werden kann.

Am Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI) wurde das europaweit erste Hybrid-SOFC-System aufgebaut, um die Anlagenflexibilität und CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale in einer realen Betriebsumgebung nachzuweisen und Entwicklungspotenziale zu identifizieren. Das System mit einer elektrischen Leistung von ca. 200 kW wurde in die Energie- und Forschungsinfrastruktur des GWI, das LivingLab, eingebunden. Es wurde ein Versuchsbetrieb realisiert, bei dem das An- und Abfahrverhalten sowie der Teillastbetrieb im Fokus standen. Der Zugriff auf die Betriebsdaten erfolgte in Echtzeit, sodass neben dem kontinuierlichen Monitoring auch die Reaktion auf aktuelle Ereignisse möglich war. Mit dem eingesetzten Datenbankmanagementsystem (PostgreSQL) wurde eine übergreifende Dashboard-Anwendung realisiert. Die Betriebsdaten wurden zur Modellierung des Systems, zur Skalierung des Modells und zur Simulation dessen im Kontext einer nachhaltigen und resilienten Energieversorgung von Quartieren und von industriellen Insellösungen genutzt.

Auf Grundlage der verfügbaren Betriebsdaten der Hybrid-SOFC und der Literatur wurde ein dynamisches Simulationsmodell des Hybrid-SOFC-Systems in Modelica/Dymola entwickelt, welches interne Vorgänge im Brennstoffzellenstack detailliert wiedergeben kann. Anwendungspotenziale des Modells und Synergien zu der realen Anlage am GWI, aber auch Bedarfe an Weiterentwicklungen und Validierungen wurden analysiert. Dieses Modell wurde genutzt, um Kennlinien zu erzeugen, welche in Form eines Kennlinienmodells genutzt wurde, um die o.g. Systemmodellierungen durchzuführen.

Für die gesamtsystemischen Untersuchungen wurden die Einzelmodelle der Brennstoffzellensysteme in Quartiersmodelle integriert. Dafür wurden zwei für NRW repräsentative Referenzquartiere charakterisiert und der gebäudebedingte Strom- und Wärmebedarf ermittelt. Es wurde eine Methodik entwickelt und angewandt, mit der das Summenprofil inkl. dem Strombedarf für die typologiespezifische E-Mobilität und der Stromerzeugung aus PV-Anlagen bestimmt werden kann. Für ein Basisjahr und zwei Stützjahre wurden die Brennstoffzellenkonzepte mit und ohne Flexibilitätstechnologie sowie mit unterschiedlichen Regelungsstrategien simuliert und anschließend betriebstechnisch, gesamtsystemisch und ökologisch bewertet.

Eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit des marktorientierten Betriebs von PAFC- und Hybrid-SOFC-Systemen erfolgte mittels einer Kombination verschiedener Methoden und Modelle. Zunächst wurden Szenarien erarbeitet, welche die potenziellen wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des zukünftigen Energiesystems abbilden sollen. Auf Basis dieser Szenarien wurden darauffolgend Preisrealisierungen der Stromgroßhandelsmärkte simuliert.

Abschließend wurden die Preissimulationen in ein Kraftwerkseinsatzplanungsmodell eingespeist, um operative Zahlungsflüsse zu berechnen. In Kombination mit den Investitionsausgaben und den fixen Betriebskosten dienten die operativen Zahlungsflüsse dann als Input für die Berechnung von Kapitalwerten.

### Ergebnisse und Kernaussagen

Das PAFC-System wurde im Rahmen des Versuchsbetriebs in einer realen Betriebsumgebung in Kopplung mit der AKM und mit weiteren Komponenten zur Wärmeauskopplung betrieben. Es erfolgte ein Netzparallelbetrieb mit direktem Verbrauch der Energieströme auf dem Betriebsgelände des ZBT. Das PAFC-System weist eine geringe Flexibilität in Bezug auf den Start-Stopp-Betrieb (Kaltstartzeit bis zu 4 h) sowie eine geringe Laständerungsgeschwindigkeit von etwa 2 %/min auf. Vorteilhaft an der PAFC-Anlage sind der hohe elektrische Wirkungsgrad von bis zu 42 % im Teillastbetrieb sowie zwei verfügbare Temperaturniveaus von 55 °C und 92 °C für die Wärmenutzung. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass durch zielgerichtete Abstimmung von Erzeugung und Bedarf insbesondere durch die Kombination komplementärer Bedarfsprofile von Wärme und Kälte die Potentiale eines KWKK-Betriebes ausgeschöpft werden können. Weitere allgemeine Vorteile der Brennstoffzellentechnik, wie ein geräuscharmer Betrieb mit einer geringen Anzahl von bewegten, verschleißbehafteten Teilen und geringen Abgas-Emissionen, sprechen für diese Technologie in dezentralen Anwendungen.

Die Simulationen der PAFC haben gezeigt, dass der elektrische Wirkungsgrad durch die Nutzung von Erdgas anstelle von reinem Wasserstoff als Brennstoff reduziert wird, da eine vorgehaltete Gasprozesstechnik notwendig ist. Der aus der Simulation resultierende elektrische Wirkungsgrad von 42 % in Vollast ist vergleichbar mit alternativen KWK-Technologien. Die PAFC weist ein gutes Teillastverhalten auf, bei dem der elektrische Wirkungsgrad um bis zu 5 % erhöht ist. Eine Zumischung von Wasserstoff ins Erdgas von bis zu 25 % ist aus energetischer Sicht vorteilhaft. Simulationen zur Kopplung von PAFC und AKM haben gezeigt, dass lediglich die Nutzung der Hochtemperaturwärme der PAFC zur Kopplung einer AKM technisch sinnvoll ist. Dabei ergibt sich für die AKM ein COP von bis zu 0,8. Die Verwendung eines Wärme- bzw. Kältespeichers kann die Betriebsstabilität und die Dynamik der AKM insbesondere bei Lastwechseln und Kaltstartphasen steigern.

Um die Potenziale der PAFC und AKM bewerten zu können, wurden verschiedene Szenarien hinsichtlich technischer und ökologischer Kriterien bewertet. Die AKM kann im Erdgas-Betrieb der PAFC die anfallenden Wärmeüberschüsse reduzieren und im Wasserstoff-Betrieb die Vollbenutzungsstunden der PAFC steigern. Es besteht eine starke Abhängigkeit von den angenommenen Randbedingungen, z. B. Emissionsfaktoren. Die PAFC mit AKM weist gegenüber einem Szenario ohne AKM und gegenüber den Referenztechnologien nur unter sehr spezifischen Randbedingungen technische und ökologische Vorteile auf. Das Potenzial der PAFC mit AKM sollte daher im Einzelfall unter Berücksichtigung ökonomischer Kriterien erfolgen.

Der Bau und Versuchsbetrieb des Hybrid-SOFC-Systems am GWI wurden erfolgreich abgeschlossen. Der Einsatz in der realen Betriebsumgebung als auch die Stromeinspeisung in das öffentliche Mittelspannungsnetz wurden realisiert. Der Nachweis der Anlagenflexibilität und der CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale im stationären und instationären Betrieb wurden erbracht und damit auch der Nachweis, dass dieses hybride Anlagenkonzept für den dezentralen Einsatz im deutschen Energiesystem qualifiziert ist. Durch die zentrale Erfassung der Rohdaten im

LivingLab und durch die Visualisierung ausgewählter Kennzahlen auf einer dynamischen grafischen Oberfläche konnten Optimierungspotenziale identifiziert werden. Von besonderer Relevanz sind Maßnahmen bezüglich des Anlagenmanagements, die direkt aus dem Betrieb abgeleitet werden konnten, und der zukünftige Einsatz von s. g. grünem Wasserstoff. Diese Handlungsfelder ermöglichen weitere Optimierungen im Sinne der Flexibilität und CO<sub>2</sub>-Reduktion bei der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in komplexen Energiesystemen.

Die Simulationen des Hybrid-SOFC-Systems haben trotz geringer Datengrundlage zu den internen Vorgängen in den SOFC-Stacks gute Übereinstimmungen mit den Messwerten in verschiedenen Lastpunkten sowie bzgl. der dynamischen Lastwechsel gezeigt. Die elektrische Netto-Leistung zeigte eine Differenz von etwa 30 kW in allen Lastpunkten, die ein Optimierungspotential darstellen. Weiterhin ergab sich ein Optimierungspotential hinsichtlich der Aufheizrate der Stacks, wodurch eine Verkürzung der Anfahrzeiten erreicht werden kann. Die Potenzialanalyse ergab große technische Potentiale für den Einsatz des Hybrid-SOFC-Systems im GHD- und Industriesektor. Bei letzterem ist aufgrund des Unterschieds zwischen Stromkennzahl der Erzeugung und des Bedarfs ein Überproduktionspotential von elektrischer Energie gegeben. Die Untersuchung eines konkreten Inselversorgungskonzepts für einen Vertreter der Papierindustrie zeigte sowohl für das Hybrid-SOFC-System als auch für die untersuchte Referenztechnologie wirtschaftliche Potentiale für die Stützjahre 2019 und 2030. Im Stützjahr 2045 konnten beide Technologien auch unter Zuhilfenahme eines Elektro-Heizkessels als Flexibilitätsoption nicht oder nur wenig wirtschaftlich eingesetzt werden. Technische Optimierungspotenziale wurden in der Erhöhung der Effizienz und der als plausibel eingestuften Verringerung der Anfahrzeit identifiziert. Weiterhin ergab sich bzgl. der in den zukünftigen Stützjahren stark fluktuierenden Strompreise die Notwendigkeit an (rollierenden) Einsatzoptimierungen über größere Zeiträume, die in zukünftigen Projekten untersucht werden sollten.

Die gesamtsystemischen Untersuchungen der Brennstoffzellen-Konzepte zeigen, dass sowohl das PAFC- als auch das Hybrid-SOFC-System grundsätzlich für den Einsatz in der Quartiersversorgung geeignet sind. Die Auswirkungen des PAFC-Systems, das ein GHD-Gebäude versorgt, auf das gesamte Quartier fallen gering aus. Da das untersuchte Quartier ein großes Wohnquartier darstellt, ist die Leistung des PAFC-Systems vergleichsweise gering. Die Fahrweise und zusätzliche Flexibilitätsoptionen können entsprechend nach den Begebenheiten des GHD-Gebäudes optimiert werden, ohne negativen Einfluss auf das Quartier. Die Untersuchungen zum Hybrid-SOFC-System haben gezeigt, dass der Strombedarf des Quartiers bei einer angemessenen Auslegung flexibel gedeckt werden kann. Die Möglichkeit der bedarfsgerechten Stromproduktion steigt mit der Anzahl der Teillaststufen. Mithilfe der Szenarioanalyse wurden die Effekte von zusätzlichen Flexibilitätstechnologien und unterschiedlichen Regelungsstrategien aufgezeigt. Für die individuellen Fälle kann so die betriebliche und ökologische Wirksamkeit der Maßnahmen verglichen werden.

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigen, dass sich die Investition in PAFC- und Hybrid-SOFC Systeme in keinem der untersuchten Szenarien rentiert. Ein wesentlicher Grund sind die derzeitig vergleichsweise hohen Investitionsausgaben für PAFC- und Hybrid-SOFC-Systeme. Die Erweiterung der KWK-Systeme um Wärmespeicher und Elektrodenkessel und die daraus resultierende höhere Flexibilität des Systems führt allerdings zu einer signifikanten Steigerung der operativen Einnahmen bei vergleichsweise geringer Erhöhung der Investitionsausgaben.

# Inhaltsverzeichnis

<b>GLOSSAR</b>	<b>1</b>
<b>MOTIVATION UND HINTERGRUND</b>	<b>2</b>
<b>TEIL I: ERWEITERUNG DER FORSCHUNGSINFRASTRUKTUR</b>	<b>4</b>
<b>1 NUTZUNGSERWEITERUNG UND DEMONSTRATION PAFC-SYSTEM</b>	<b>5</b>
1.1 Erweiterung Messtechnik und Gebäudebilanzierung	6
1.2 Planung, Spezifikation und Beschaffung	7
1.2.1 Erweiterung PAFC-System	8
1.2.2 Integration Absorptionskältemaschine (AKM)	9
1.2.3 Wärmeeinbindung in Heizkreisläufe	11
1.3 Installation und Inbetriebnahme	12
1.3.1 PAFC-System	12
1.3.2 Integration Absorptionskältemaschine	12
1.3.3 Wärmeeinbindung in Heizkreisläufe	14
1.4 Betrieb, Messdatenerfassung und Bilanzierung	14
1.4.1 Messdatenerfassung Wärme- und Kältebedarf	14
1.4.2 Betrieb PAFC-System und Wärmebedarf	17
1.4.3 Betrieb Absorptionskältemaschine	21
1.4.4 Betrieb Heizkreislauf	24
1.5 Fazit PAFC-System	24
<b>2 BAU UND BETRIEB HYBRID-SOFC-SYSTEM</b>	<b>25</b>
2.1 Hintergrund und Ziele	25
2.1.1 Hintergrund	25
2.1.2 Ziele	26
2.2 Aufbau und Funktion	28
2.2.1 Tubulare SOFC	28
2.2.2 Hybrid-SOFC-System	29
2.3 Versuchsbetrieb, Messdatenerfassung und Ergebnisse	31
2.3.1 Messdatenerfassung	31
2.3.3 Ergebnisse – Effizienzen	35
2.3.4 Ergebnisse - Flexibilität	39
2.3.5 Entwicklungs- und Optimierungspotenziale	43
<b>3 AUSBLICK FORSCHUNGSINFRASTRUKTUR</b>	<b>45</b>

<b>TEIL II: SYSTEMANALYSE .....</b>	<b>46</b>
<b>1 SIMULATIONSMODELLE UND BERECHNUNGEN .....</b>	<b>47</b>
1.1 Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC) .....	47
1.1.1 Grundlagen.....	47
1.1.2 Modellierung.....	49
1.1.3 Simulationsergebnisse .....	51
1.2 Hybrid-SOFC-System .....	57
1.2.1 Stack-Modell.....	58
1.2.2 Hybrid-SOFC-Modell.....	64
1.2.3 Kennlinienmodell.....	68
1.3 Flexible KWK-Technologien .....	70
1.3.1 Absorptionskältemaschine (AKM) .....	70
1.3.2 Weitere Flexibilisierungsoptionen .....	77
<b>2 KWK-SYSTEMANALYSE .....</b>	<b>81</b>
2.1 Nutzungspfade PAFC .....	81
2.1.1 Energiebedarfe in NRW .....	81
2.1.2 Ausgewählte Anwendungsfälle und Szenarien.....	83
2.1.3 Modellierung einer KWKK Objektversorgung .....	87
2.1.4 Simulationen der Anwendungsfälle und Szenarien .....	88
2.1.5 Auswertung der PAFC und AKM in der GHD Objektversorgung.....	102
2.2 Nutzungspfade Hybrid-SOFC-System .....	108
2.2.1 Methodik zur Potenzialermittlung .....	108
2.2.2 Potenzial im GHD-Sektor.....	110
2.2.3 Potenzial im Industrie-Sektor .....	119
2.2.4 Flexibilität im Industrie-Sektor: Beispiel Papierindustrie .....	125
2.3 Integration in das Gesamtsystem.....	134
2.3.1 Auswahl und Charakterisierung von Referenzquartieren NRW.....	134
2.3.2 Brennstoffzellenkonzepte in der Quartiersversorgung .....	138
2.3.3 Ergebnisse Szenarioanalyse .....	139
2.3.4 Fazit und Entwicklungspotenziale .....	161
<b>3 ÖKONOMISCHE SYSTEMANALYSE .....</b>	<b>163</b>
3.1 Generierung und Auswahl von Langfristszenarien .....	164
3.2 Multivariate Simulation und Auswahl von Zeitreihen .....	169
3.3 Analyse des Einflusses regulatorischer Rahmenbedingungen .....	171
3.4 Weiterentwicklung stochastischer Optimierungstools .....	177
3.5 Bewertung ausgewählter KWK-Konfigurationen aus Betreibersicht (betriebswirtschaftliche Perspektive) .....	180
3.6 Bewertung und Vergleich der Wirtschaftlichkeit der identifizierten KWK- Konfigurationen.....	186

## Inhaltsverzeichnis

---

<b>4</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK.....</b>	<b>192</b>
<b>5</b>	<b>VERZEICHNISSE.....</b>	<b>193</b>
<b>6</b>	<b>ANHANG.....</b>	<b>207</b>

## Glossar

Anlagensystem	Das Anlagensystem ist eine selbstständige Funktionseinheit und stellt eine Zusammenfassung von in der Regel räumlich getrennten Anlagen gleicher Zweckbestimmung für einen Wirkungszusammenhang dar.
Anwendungsbereich	Der Anwendungsbereich wird durch sein Bedarf- und Erzeugungsprofil charakterisiert. Zentrale Anwendungsbereiche (in dieser Studie) sind die Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistung sowie das Quartier.
Flexibilität	Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (z. B. Preissignal, Residuallast). Um Flexibilität zu charakterisieren werden u. a. folgende Parameter betrachtet: Höhe der Leistungsveränderung, Dauer, Reaktionszeit, Veränderungsrate
Flexibilitätstechnologie	Systemkomponenten, die als flexibilitätsfördernde Technologien zusätzlich zur primären Erzeugungsanlage eingesetzt werden. Dies sind u. a. Energiespeicher oder Zusatzheizgeräte
Flexibles KWK-System	Anlagensystem, das eine KWK-Anlage als primären Erzeugungsanlage und zusätzliche flexibilitätsfördernde Systemkomponenten mit gleicher Zweckbestimmung umfasst.
Gesamtsystem	Das Gesamtsystem umfasst das Anlagensystem und den Anwendungsbereich, in dem es eingesetzt wird.
Globalsystem	Das Globalsystem umfasst das Gesamtsystem und alle relevanten externen Faktoren, die einen Einfluss auf die Gesamtsysteme ausüben.
Quartier	Das Quartier stellt als komplexer Anwendungsbereich eine Variante des Gesamtsystems dar. Das Quartier hat einen Zugang zum Globalsystem, wenn es mit den entsprechenden Märkten interagiert.
System	Der Begriff System ist grundsätzlich ein abgrenzbarer Zusammenschluss aus verschiedenen Komponenten, die als Ganzes betrachtet werden.

## Motivation und Hintergrund

Der global steigende Energiebedarf, die begrenzte Verfügbarkeit fossiler Ressourcen und die zum Klimaschutz notwendige Minderung der Treibhausgasemissionen verlangen nach hocheffizienten Technologien und neuen Anlagenkonzepten zur Energiebereitstellung. Regenerative Energiequellen, wie Wind- und Solarenergie, stellen hierbei eine wichtige Säule der Energiewende dar. Jedoch sind aufgrund der witterungsbedingt volatilen Erzeugung intelligente Netzstrukturen, Speichertechnologien und redundante Erzeugungsanlagen notwendig, um neben der Nachhaltigkeit auch die Versorgungssicherheit in allen Energiesektoren zu gewährleisten.

Systeme der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erfüllen bereits heute eine Vielzahl der Anforderungen eines klimaneutralen und resilienten Energiesystems. Durch die Kombination mit Energiespeichern können Strom und Wärme höchsteffizient und flexibel bereitgestellt werden. Durch die Vielfalt der Einflussfaktoren einer klimaneutralen, gekoppelten Energieversorgung steigt die Komplexität der Systemkonfigurationen und es ist in zunehmendem Maße nötig, Einzellösungen in das Gesamtsystem einzubinden. Die technischen Anforderungen an die Erzeugungsanlagen sind entsprechend hoch.

Als Energieforschungsland Nr. 1 in Deutschland kann NRW wesentlich zum Umbau des Energiesystems beitragen. Durch flexible KWK-Konfigurationen mit Energiespeichern kann die Effizienz und Flexibilität des Energieversorgungssystems in NRW gesteigert werden. Dabei erfordert die steigende Komplexität des Energiesystems die verstärkte Einbindung von Einzellösungen in das Gesamtsystem sowie die Entwicklung und Bewertung systemübergreifender Lösungskonzepte.

Das Verbundprojekt „KWK.NRW 4.0“ hat daher zum Ziel, die Potenziale flexible KWK-Systeme – insbesondere Brennstoffzellen – im Energiesystem des Landes NRW zu evaluieren. Die Methodik reicht vom Auf- und Ausbau sowie der Demonstration von zwei Brennstoffzellensystemen mit höchstem Innovationsgrad bis zu simulationsgestützten Analysen flexibler KWK-Systeme. Ziele sind die Demonstration hocheffizienter Brennstoffzellen-Konzepte und die Entwicklung flexibler KWK-Konzepte zur Quartiersversorgung, die trotz vergleichsweise hohem Aufwand und hoher Kostenintensität langfristig einen ökologischen und ökonomischen Nutzen für die Energieversorgung des Landes NRW generieren.

Konkret wurden zwei Brennstoffzellen-Systeme an den Standorten beteiligten Institute auf- bzw. ausgebaut, demonstriert und technisch-wissenschaftlich untersucht. Die umsetzungsorientierten Maßnahmen fokussierten die Phosphorsäurebrennstoffzelle (PAFC) und die Kombination einer Festoxidbrennstoffzelle (SOFC) mit einer Mikro-Gasturbine (MGT), das so genannte Hybrid-SOFC-System.

Die Ergebnisse der experimentellen Untersuchung dienen zur Validierung der im Projekt entwickelten Simulationsmodelle. Die stationäre und dynamische Simulation der Brennstoffzellen anhand realer Betriebsdaten bilden die Basis für eine ökologische und ökonomische Analyse. Sie sind die Grundlage, um Nutzungspfade der Einzelsysteme zur sektorenübergreifenden Integration in das Gesamtsystem zu entwickeln. Darauf aufbauend werden systemische sowie ökologische Potenziale flexibler KWK-Systemkombinationen in der lokalen Energieversorgung ermittelt.

## Motivation und Hintergrund

---

Unter Beachtung der Entwicklung der Märkte von Strom, Gas und Wärme sowie der regulatorischen Rahmenbedingungen werden die KWK-Konfigurationen aus Betreiber- und Systemperspektive wirtschaftlich bewertet. Durch die Entwicklung von Marktmodellen und Szenarien werden aktuelle und langfristige betriebs- und volkswirtschaftlichen Potenziale der KWK im Land NRW aufgezeigt.

# Teil I: Erweiterung der Forschungsinfrastruktur

# 1 Nutzungserweiterung und Demonstration PAFC-System

Im Rahmen des Vorhabens „KWK.NRW 4.0“ behandelte das Teilvorhaben iFlex KWK 4.0-1 die Nutzungserweiterung und die Demonstration eines PAFC-Systems. Das PAFC-System ist eine von zwei Anlagen, die innerhalb des Teilvorhabens an den Standorten zwei beteiligter Institute auf- bzw. ausgebaut, demonstriert und technisch-wissenschaftlich untersucht wurden.

Abbildung 1 zeigt die PAFC-Anlage am ZBT, eine Phosphorsäurebrennstoffzelle mit einer elektrischen Nennleistung von etwa 100 kW. Diese Anlage kann neben der elektrischen Leistung Wärme in einem Hochtemperaturkreislauf bei ca. 90 °C und in einem Niedertemperaturkreislauf bei ca. 55 °C sowie Sauerstoff- abgereicherte Luft (12 - 15 % O<sub>2</sub>) z.B. für Brandschutzmaßnahmen bereitstellen, was von dem Lieferanten N2telligence unter dem Begriff „QuattroGeneration“ vermarktet wurde.



Abbildung 1: PAFC-System am ZBT

Die übergeordnete Zielstellung innerhalb dieses Vorhabens war der optimierte Betrieb des PAFC-Systems hinsichtlich Flexibilität und Effizienz, um das technische, energetische und ökonomische Potenzial der Technologie für verschiedene Anwendungsfälle bzw. Quartiersstrukturen aufzuzeigen. Hierzu wurde die Anlage am Standort ZBT in Duisburg durch technische Komponenten erweitert und unter den allgemeinen Zielstellungen des Projektes als Demonstrationsplattform betrieben.

Die Übersicht der geplanten Hardware-Erweiterungen ist im Blockschaltbild in Abbildung 2 durch die blauen Markierungsrahmen dargestellt. Die Ergänzung einer Adsorptions- bzw. Absorptionskältemaschine (AKM) stellt hierbei einen wesentlichen Baustein zur Nutzungserweiterung dar. Neben Wärmespeichern und Wärmeübertrager-Modulen waren zudem Erweiterungen der Messtechnik und Anpassungen an dem PAFC-System geplant.

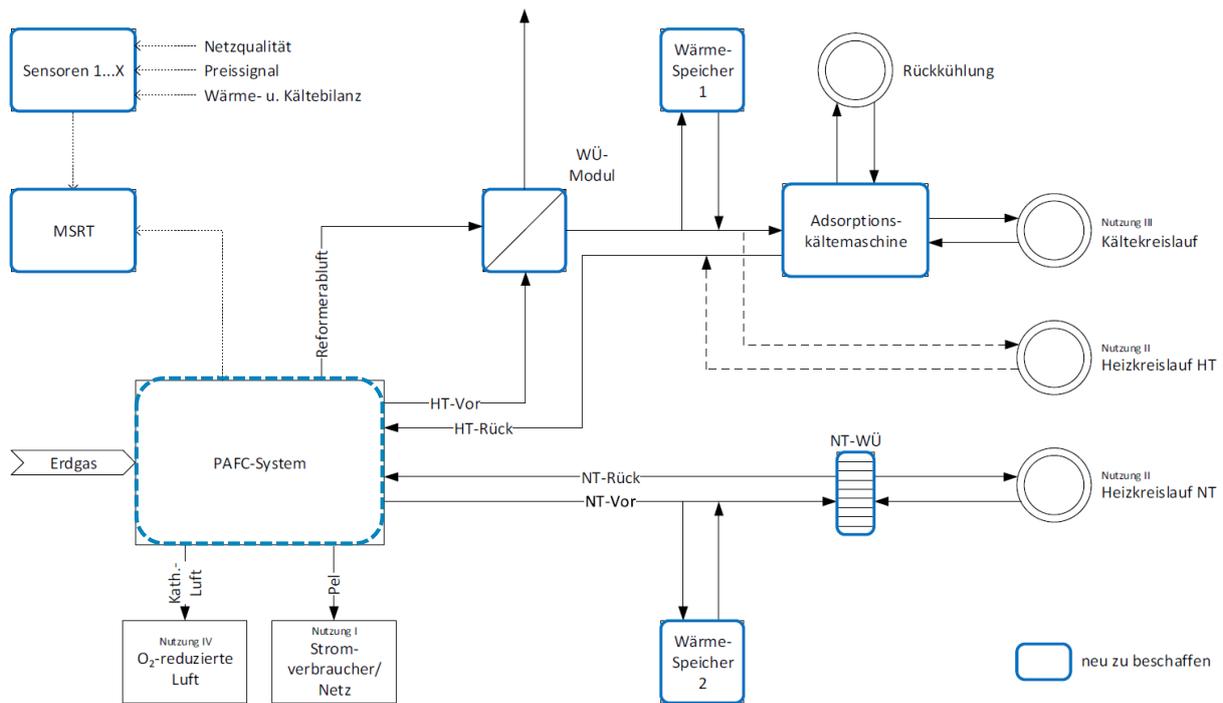


Abbildung 2: Übersicht der geplanten Erweiterung des PAFC-Systems

Die einzelnen Schritte zur Erweiterung und der anschließenden Demonstration des angepassten Gesamt-Systems inklusive der neu angeschafften Infrastruktur-Komponenten werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

### 1.1 Erweiterung Messtechnik und Gebäudebilanzierung

Eine vollständige Bilanzierung der bestehenden Gebäude des ZBT konnte vor Projektbeginn mit den bis dahin verfügbaren Daten nicht durchgeführt werden. Um den Energieeinsatz am ZBT möglichst effizient zu steuern, mussten zunächst die Bedarfsprofile ermittelt werden. Darauf basierend konnten die Nutzungserweiterungen geplant und umgesetzt werden. Neben der Ermittlung der Energiebedarfe sind zudem die Energieflüsse, die durch PAFC und Kältemaschine bereitgestellt bzw. angefordert werden, wesentlich. Grundlegend für die Arbeiten in dem Arbeitspaket ist dabei die Ermittlung der Wärmeerzeugung durch die PAFC. Hiermit können im Zusammenspiel mit der anzuschaffenden Kältemaschine Betriebsstrategien entwickelt und die Nutzung der Wärme zur Heizungsunterstützung geplant werden.

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurde die Installation von Messinstrumenten innerhalb der Gebäudeinfrastruktur durchgeführt. Im Wesentlichen erfolgte die Spezifikation, Beschaffung und Installation von Energiemengenzählern innerhalb der einzelnen Wärmekreisläufe und des Kältekreislaufes am ZBT, siehe Abbildung 3. Das Ziel dieser Maßnahme war, mit möglichst genauen Daten ganzjährige Bedarfsprofile für das ZBT zu erstellen. Zudem können mit den Zählern Messdaten zur Anlagenleistung und resultierender Temperaturniveaus bei Betrieb der Anlagen erzeugt werden, die zur Validierung der Modelle der Projektpartner benötigt wurden. Mit dem Kältemengenzähler konnte zudem die bereitgestellte Kälteleistung der Bestands-Kompressionskältemaschine ermittelt werden. Darüber konnte wiederum hergeleitet werden, in welchem Ausmaß der Betrieb der Kompressionskältemaschine durch die Einbindung der AKM verringert werden kann und welche Einsparpotenziale damit verbunden sind.



Abbildung 3: Installierte Wärmemengenzähler in verschiedenen Heizsträngen

Die Zähler sind über eine M-Bus-Schnittstelle an das interne Netzwerk angebunden, wodurch es möglich ist, die aufgenommenen Daten auszulesen und in einer Datenbank zu speichern.

Für eine einfache Auswertung und Darstellung der gesammelten Daten wurde ein Tool entwickelt, mithilfe dessen die Zählerdaten in Echtzeit tabellarisch und graphisch über den gewünschten Zeitraum dargestellt werden können, wodurch eine detaillierte Ermittlung der Energiebedarfe der einzelnen Gebäudeabschnitte am ZBT ermöglicht wurde.

Die Zähler sind über eine M-Bus-Schnittstelle an das interne Netzwerk angebunden, wodurch es möglich ist, die aufgenommenen Daten auszulesen und in einer Datenbank zu speichern.

Für eine einfache Auswertung und Darstellung der gesammelten Daten wurde ein Tool entwickelt, mithilfe dessen die Zählerdaten in Echtzeit tabellarisch und graphisch über den gewünschten Zeitraum dargestellt werden können, wodurch eine detaillierte Ermittlung der Energiebedarfe der einzelnen Gebäudeabschnitte am ZBT ermöglicht wurde.

## 1.2 Planung, Spezifikation und Beschaffung

Die Nutzungserweiterung der PAFC im AP 2.2 umfasste zum einen die Erweiterung des PAFC-Systems selbst als auch die Anbindung von neuen Komponenten im Gesamtsystem wie der Absorptionskältemaschine und der Pufferspeicher für Wärme und Kälte. Im Kern der Nutzungserweiterung stand die optimierte Wärmeauskopplung, die die Integration der AKM und die angepasste Anbindung in die Heizkreisläufe zur Beheizung der Gebäude beinhaltete. Die Absorptionskältemaschine sollte dabei eine Wärmeabnahme in der warmen Jahreszeit ermöglichen und gleichzeitig den Kältebedarf für Klimatisierung und zur Kaltwassererzeugung decken. Diese Schritte zur Erweiterung werden im Folgenden näher beschrieben.

### 1.2.1 Erweiterung PAFC-System

In Zusammenarbeit mit dem PAFC-Hersteller wurden zunächst die notwendigen Erweiterungen zur Wärmeauskopplung sowie zur Anpassung der Leistungselektronik geplant und die benötigten Komponenten (Wärmeübertrager und angepasster Wechselrichter) nach einer geeigneten Auslegung und Spezifikation beschafft. Mit der Spezifikation der Schnittstellen und der Standortauswahl für das Wärmeübertragermodul wurden die erforderlichen Schritte in diesem Arbeitspaket erfolgreich abgeschlossen.

Im Rahmen des Projektes wurde am ZBT eine Masterarbeit zur Potenzialanalyse des KWKK-Betriebes der PAFC-Anlage erstellt [1]. Hierbei ist ein Excel-Tool entstanden, welches alle bis dato vorhandene Angaben zum Gebäudebedarf sowie zur Energieerzeugung nutzen kann, um durch die Variation verschiedener Prozessparameter die geeignete Dimensionierung für die einzelnen Komponenten sowie die geeigneten Anlagenbetriebsweisen zu ermitteln.

Die Abbildung 4 und Abbildung 5 sind aus der genannten Masterarbeit entnommen. Hier ist beispielhaft dargestellt, in welchen Zeiträumen die HT-Wärme zur Deckung des Wärmebedarfs bzw. zum Betrieb der AKM genutzt werden kann. Es ist zu erkennen, dass in den Sommermonaten der Wärmebedarf stark reduziert ist, weshalb ein Großteil der erzeugten Wärme der PAFC ungenutzt bleiben würde. In dieser Zeit steigt der Kältebedarf hingegen deutlich an, sodass die HT-Wärme zum Betrieb der AKM genutzt werden kann. Innerhalb verschiedener Szenarien wurden Parameter wie Anlagengröße und -betriebsweise, Speichergröße und weitere Randbedingungen, wie z.B. die jeweiligen Energiebedarfe variiert und geprüft, wie sich dies auf den Nutzungsgrad der PAFC für den Standort am ZBT auswirkt. Daraus ergibt sich, dass ein Gesamtnutzungsgrad der PAFC von 60 % erreichbar ist. Weitere Effizienzsteigerungen ließen sich erzielen, wenn eine entsprechend große Abnahme für die Niedertemperaturwärme vorhanden ist. Da diese bei einem Temperaturniveau von maximal 55 °C vorliegt, sind die Nutzungsmöglichkeiten am Standort ZBT jedoch eingeschränkt und nicht praktisch realisierbar.

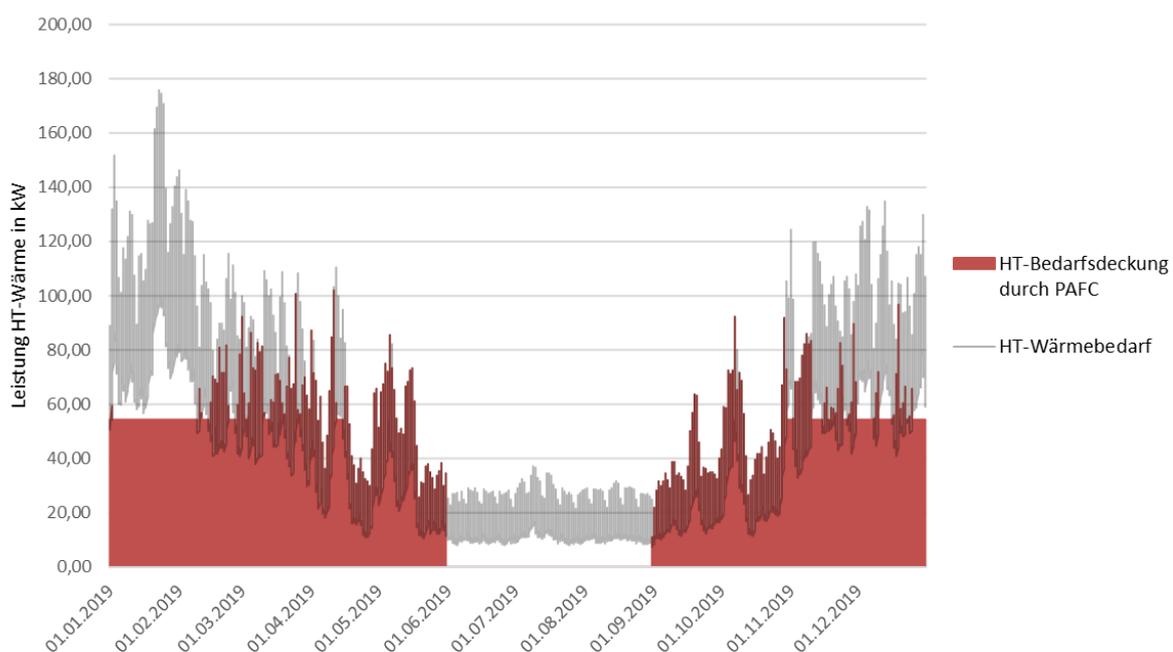


Abbildung 4: Darstellung der möglichen Wärmebedarfsdeckung durch die PAFC

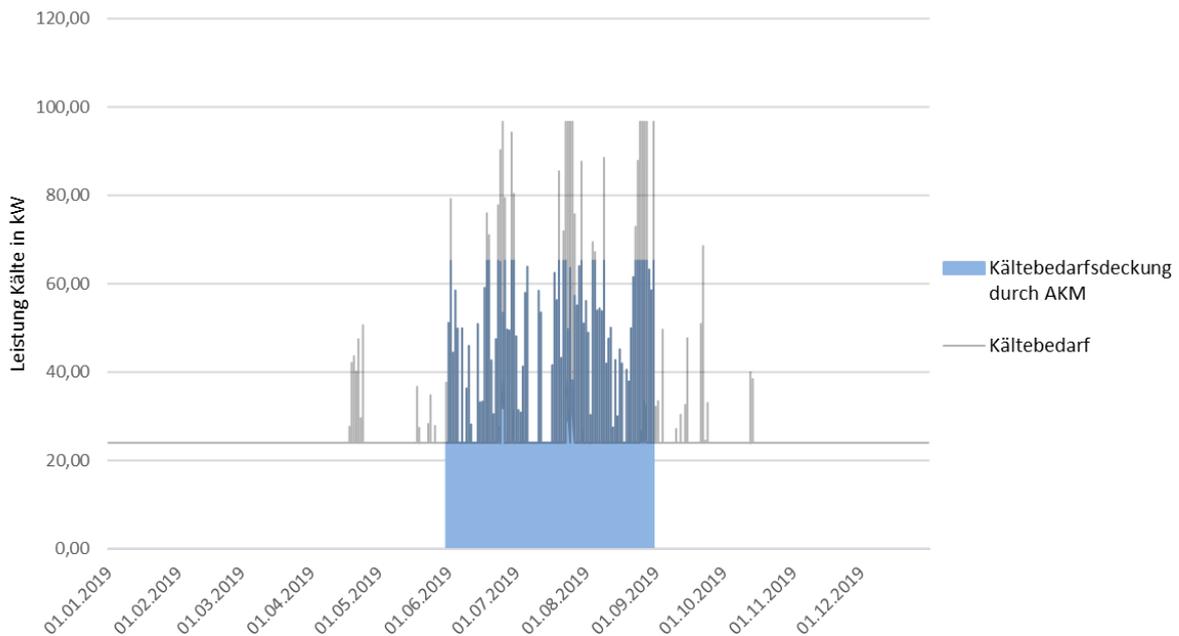


Abbildung 5: Darstellung der möglichen Kältebedarfsdeckung durch die AKM

### 1.2.2 Integration Absorptionskältemaschine (AKM)

Zur Integration einer AKM wurden zunächst der Ist-Zustand ermittelt und dokumentiert und verschiedene Einbindungsmöglichkeiten sowohl intern als auch mit externen Firmen aus der Branche erörtert. Der Nutzen der AKM ist die Bereitstellung von Prozesskälte für die Klimatisierung des Gebäudes sowie für die Kühlung von einem bestehenden Kaltwassernetz mittels Heizwärme aus dem PAFC-System.

Das Funktionsprinzip einer Absorptionskältemaschine wird nachfolgend in Abbildung 6 dargestellt. In einer AKM werden ein Lösungsmittel und ein Kältemittel im Kreis geführt. Die Kühlleistung der AKM wird im Verdampfer erzeugt. Dort entzieht das unter geringem Druck stehende Kältemittel dem zu kühlenden Fluid Wärme. Dabei verdampft das Kältemittel durch die Wärmezufuhr und wird Richtung Absorber geführt. Im Absorber befindet sich das flüssige Lösungsmittel, welches das gasförmige Kältemittel absorbieren kann. Um das Kältemittel im Kreislauf zu führen, wird es wieder von dem Lösungsmittel getrennt, indem das flüssige Stoffgemisch über eine Pumpe in den Austreiber gefördert wird. Im Austreiber erfolgt die Wärmezufuhr – in dem Fall aus dem Hochtemperaturkreislauf des BHKW. Auf dem hohen Temperatur- und Druckniveau im Austreiber verdampft das leichter siedende Kältemittel zu großen Teilen und wird vom Lösungsmittel abgetrennt. Das Lösungsmittel fließt in konzentrierter Form über das Drosselventil wieder Richtung Absorber. Um das im Austreiber erhitzte Kältemittel zum Kühlen zu verwenden, muss im nächsten Schritt im Kondensator Wärme entzogen werden. Dafür wird der Kondensator von Kühlwasser gespeist, das durch einen Rückkühler (nicht abgebildet) bereitgestellt wird. Nach der Wärmeabgabe im Rückkühler fließt das Kältemittel zur Druckverringerung durch das Expansionsventil und anschließend wieder in den Verdampfer [2], [3].

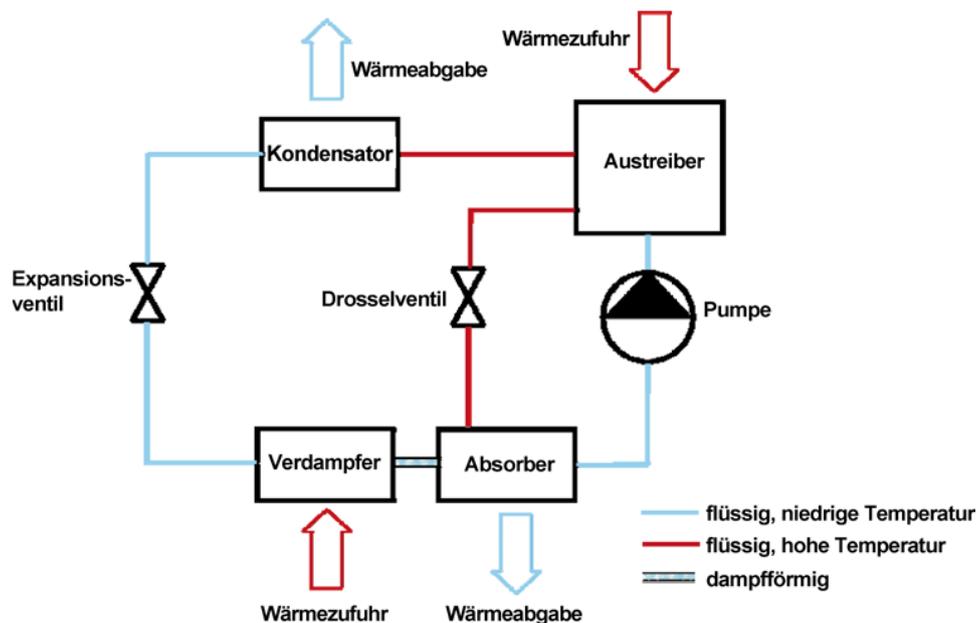


Abbildung 6: Schaltbild einer Absorptionskältemaschine [4]

Außerhalb der AKM sind insgesamt die drei Medienkreisläufe für Heißwasser, Kaltwasser und Kühlwasser an dem direkten Betrieb der AKM beteiligt. Zur optimierten Temperaturregelung wurde ein 3/2-Wege-Ventil im Kühlwasserkreislauf mitsamt Bypassleitung eingeplant, um die Massenströme regulieren zu können und die Vorlauftemperatur auch bei kalten Außenlufttemperaturen auf dem gewünschten Niveau einregeln zu können.

Mit Kenntnis der relevanten Parameter konnte die Anlage ausgelegt und die Einbindung und Leitungsführung geplant werden. Dabei musste jedoch auf die bestehende Infrastruktur und Ausrüstung der Gebäude sowie verfügbare Budgets Rücksicht genommen werden, was Freiheitsgrade einschränkte und Kompromisse erforderte. Beispielsweise waren lange Rohrleitungswege zwischen PAFC-System und AKM aufgrund der eingeschränkten Standortwahl unvermeidlich. Bei der Auslegung ergaben sich die Spezifikationen für die AKM entsprechend der folgenden Tabelle 1:

Tabelle 1: Technische Spezifikation der Absorptionskältemaschine

Parameter	Einheit	Wert	
Kühlleistung (output)	kW	40	
Kaltwassertemperatur	°C	6 (Vorlauf)	12 (Rücklauf)
Heizleistung (input)	kW	62	
Heißwassertemperatur	°C	90 (Vorlauf)	72 (Rücklauf)
Leistungszahl (COP)	-	0,65	
Lösungsmittel	-	Lithiumbromid	
Kältemittel	-	Wasser	
Kühlwassertemperatur	°C	30 (Vorlauf)	35 (Rücklauf)

Für den Betrieb der AKM ist wie oben beschrieben ein Rückkühler notwendig, der die verbleibende Abwärme der Anlage über einen Kühlwasserkreislauf abführt. Um einen effizienten Betrieb und niedrige Kühlwassertemperaturen gewährleisten zu können, wurde hier ein hybrider Rückkühler gewählt. Dieser entzieht dem Kühlwasserkreislauf bei hohen Außenlufttemperatu-

## Nutzungserweiterung und Demonstration PAFC-System

ren Wärme durch die Verdunstung von vollentsalztem Wasser, welches auf die Kühlwasserleitungen gesprüht wird. Der Rückkühler ist so ausgelegt, dass die gesamte Heizleistung der PAFC sowie die aufgenommene Wärme beim Kühlvorgang abgeführt werden kann. Dementsprechend ist der Rückkühler in der Lage, 102 kW an die Umgebungsluft abzugeben und das Kühlwasser durch die Verdunstungskühlung bei 30 °C Vorlauftemperatur zu halten.

Die Einbindung in die bestehende Gebäudeinfrastruktur des ZBT wurde schließlich nach dem folgenden Schema geplant und umgesetzt, siehe Abbildung 7.

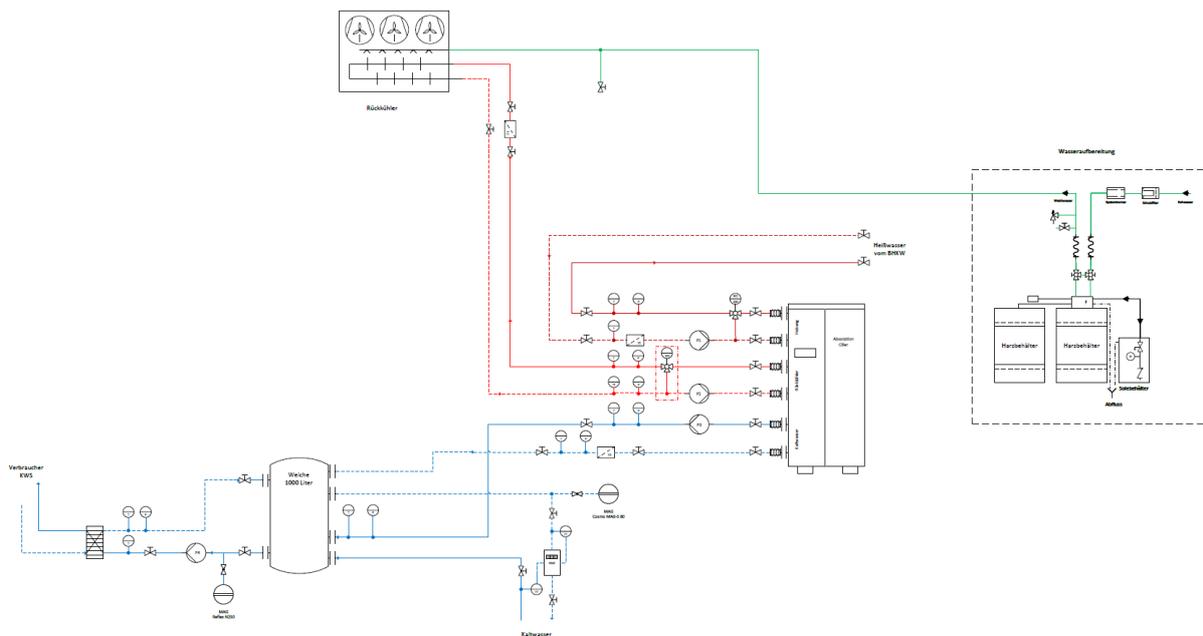


Abbildung 7: Einbindung der AKM in die bestehende Gebäudeinfrastruktur

### 1.2.3 Wärmeeinbindung in Heizkreisläufe

Innerhalb der Heizperiode soll die vom BHKW produzierte Hochtemperatur- sowie die Niedertemperaturwärme als Unterstützung für die bestehende Heizungstechnik genutzt werden. Für eine fachlich korrekte Auslegung und Planung der Wärmeeinbindung unter Berücksichtigung von baulichen, hydraulischen und energietechnischen Aspekten wurde ein Ingenieurbüro beauftragt. Die umfangreiche Planung beinhaltet im Wesentlichen die Konzepterstellung zur Einkopplung der Hochtemperaturwärme in den Heizkessel des ZBT-Gebäudes, die Niedertemperaturwärme in den Heizkessel des zweiten ZBT-Gebäudes (TAZ) und die Integration eines Schichten-Wärmespeichers für beide Temperaturniveaus zur zeitlichen Flexibilisierung der Wärmenutzung bei möglichst hoher Effizienz.

Dieses Konzept mitsamt ausführlichem Leistungsverzeichnis, Zeichnungen und Aufmaß wurde fertiggestellt und lag als Planungsgrundlage vor. Das verfügbare Budget zur Umsetzung war jedoch deutlich geringer als die durch einen Vergabeprozess ermittelten Kosten. Das Konzept konnte nicht im vollen Umfang umgesetzt werden. Alternativ wurde daher geprüft, ob der wesentliche Kern des geplanten Konzepts zur Wärmeeinbindung in die Heizungstechnik vor Ort mit reduziertem Aufwand und entsprechend geringeren Kosten umsetzbar ist. In Kooperation mit einem Heizungsbauunternehmen konnte ein alternatives, vereinfachtes Konzept zur Wärmeintegration gefunden werden, das die wesentlichen Aspekte in Bezug auf die Nutzungserweiterung im Sinne der Projektziele enthält.

## 1.3 Installation und Inbetriebnahme

### 1.3.1 PAFC-System

Die Arbeiten zur der zuvor beschriebenen Erweiterung des PAFC-Systems beinhalteten die Installation und den Anschluss des zweistufigen Wärmeübertragers, siehe Abbildung 8, zur optimierten Wärmeauskopplung sowie die Anpassung der Leistungselektronik. Der Wärmeübertrager nutzt die Wärme aus dem ca. 200 °C heißen Abgasstrom der Brennstoffzelle, um den Hoch- sowie den Niedertemperaturkreislauf auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen. Die HT-Wärme steht bei 92 °C statt 90 °C, die NT-Wärme bei 55 °C, statt 48 °C zur Verfügung. Dadurch kann die abzuführende Wärmeleistung und damit die Gesamteffizienz des PAFC-Systems erhöht werden. Im Zuge der Erweiterung wurde zudem eine Fernsteuereinheit installiert, die es ermöglicht, die Brennstoffzelle über eine zentrale Schnittstelle zu steuern. Im Anschluss wurde die Wiederinbetriebnahme der Anlage mit den neu installierten Komponenten erfolgreich durchgeführt.



Abbildung 8: Neuinstallierter, zweistufiger Wärmeübertrager zur Nutzung der Abwärme des BHKW-Abgases

### 1.3.2 Integration Absorptionskältemaschine

Die Installationsarbeiten rund um den Anschluss der AKM beinhalteten die Aufstellung der zugehörigen Komponenten (AKM, Rückkühler inkl. Wasseraufbereitung und Kältepuffer) sowie den Anschluss der Anlagen an bestehende und neu installierte Warm- und Kaltwasserleitungen mit den zugehörigen Armaturen (3/2-Wege-Ventil etc.) der drei oben beschriebenen Medienkreisläufe. Abbildung 9 zeigt die fertige Installation im Technikraum des TAZ-Gebäudes.



Abbildung 9: Fertige Installation der AKM und des Kältepufferspeichers

Der Kältepufferspeicher dient als zentraler Bestandteil des Kältenetzes und wurde nach der Aufstellung bereits erfolgreich für die optimierte Laststeuerung der Bestandskältemaschine (Kompressionsanlage) eingesetzt.

Der Rückkühler wurde auf dem Gebäudedach installiert, siehe Abbildung 10.



Abbildung 10: Hybrider Rückkühler auf dem Dach des TAZ-Gebäudes

Da die AKM in eine bestehende Gebäudeinfrastruktur mit bereits festgelegten und z.T. unflexiblen Parametern integriert wurde, erwies sich die Inbetriebnahme als sehr herausfordernd. Aufgrund der unterschiedlichen Parameter, wie der Heizleistung, der Massenströme und der Vor- und Rücklauftemperaturen der drei beteiligten Medienkreisläufe, die z.T. vorgegeben waren und zudem in Wechselwirkung miteinander stehen, war trotz sorgfältiger Planung zunächst kein stabiler Betrieb der AKM möglich. Die Startphase erforderte z.B. kurzzeitig eine höhere Heizleistung als in der Anlagenspezifikation der AKM dokumentiert ist. In Abstimmung mit

## Nutzungserweiterung und Demonstration PAFC-System

dem Hersteller der AKM wurden bis zum Ende der Projektlaufzeit unterschiedliche Maßnahmen verfolgt, mit dem Ziel, einen stabilen Betrieb der AKM zu gewährleisten. Diese Maßnahmen umfassten u.a. die Installation eines Wärmepufferspeichers mit zusätzlicher elektrischer Beheizung, wodurch in der Startphase eine ausreichende Heizleistung zur Verfügung gestellt werden sollte. In Abbildung 11 ist der Aufbau des Wärmespeichers nach Fertigstellung zu sehen.



Abbildung 11: Installation des Wärmepufferspeichers

Die Summe der Maßnahmen ermöglichte schließlich einen kurzzeitigen Teillastbetrieb der Systemverbundes PAFC-AKM.

### 1.3.3 Wärmeeinbindung in Heizkreisläufe

Das zuvor beschriebene vereinfachte Konzept zur Wärmeeinbindung wurde erfolgreich umgesetzt. Bei diesem vereinfachten Konzept wurde nur die Leitungsführung der HT-Wärmekreislaufes angepasst. Es wurde eine zusätzliche Leitung mitsamt Apparatur zur Strömungsführung gelegt, in der durch die HT-Wärme der PAFC beheiztes Wasser in den Rücklaufstrang des ZBT-Heizkreises geleitet wird. Die Wärme wird hierbei durch einen Plattenwärmetauscher übertragen, der die beiden Kreisläufe voneinander trennt. Die Zufuhr des beheizten Wassers sorgt für eine Anhebung der Rücklauftemperatur und damit zu einer indirekten Verringerung der benötigten Heizleistung durch den Gaskessel. Über vorhandene Ventile kann die Flussrichtung des HT-Kreises umgeschaltet werden, um zwischen der Nutzung der HT-Wärme zum AKM-Betrieb bzw. zur Nutzung im Heizkreis zu wählen.

## 1.4 Betrieb, Messdatenerfassung und Bilanzierung

### 1.4.1 Messdatenerfassung Wärme- und Kältebedarf

Die Messdaten der Energiemengenzähler wurden bis Projektende aufgenommen und regelmäßig ausgewertet. In Abbildung 12 ist beispielhaft der tagesdurchschnittliche Wärmebedarf im ZBT- und TAZ-Gebäude und die Außenlufttemperatur für das Jahr 2021 dargestellt. Es wird

deutlich, dass der Wärmebedarf in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur erwartungsgemäß in den Wintermonaten ansteigt. Insbesondere der Bedarf zur Laborlufttemperierung hat eine starke Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur. Diese Abhängigkeit wird in der Abbildung 13 gezeigt. Mithilfe von Trendlinien kann somit für gegebene Außenlufttemperaturen ein Bedarfsprofil für das ZBT prognostiziert und in die Betriebsstrategie eingebunden werden.

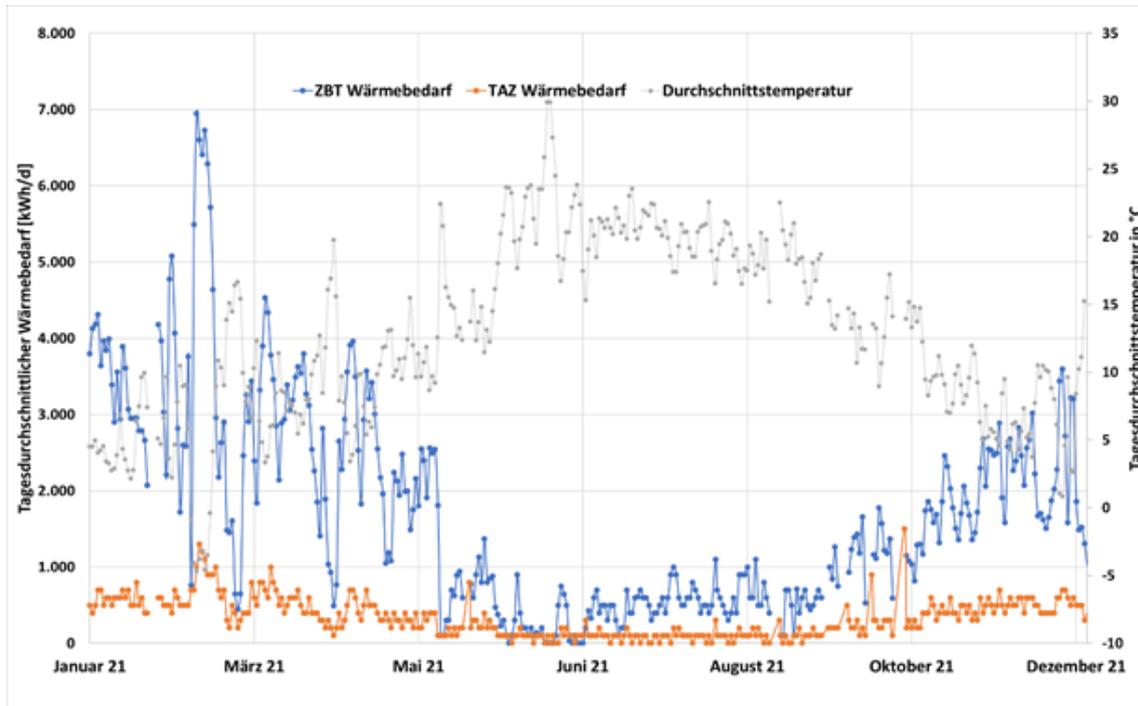


Abbildung 12: Tagesdurchschnittlicher Wärmebedarf und Außenlufttemperatur im Jahr 2021

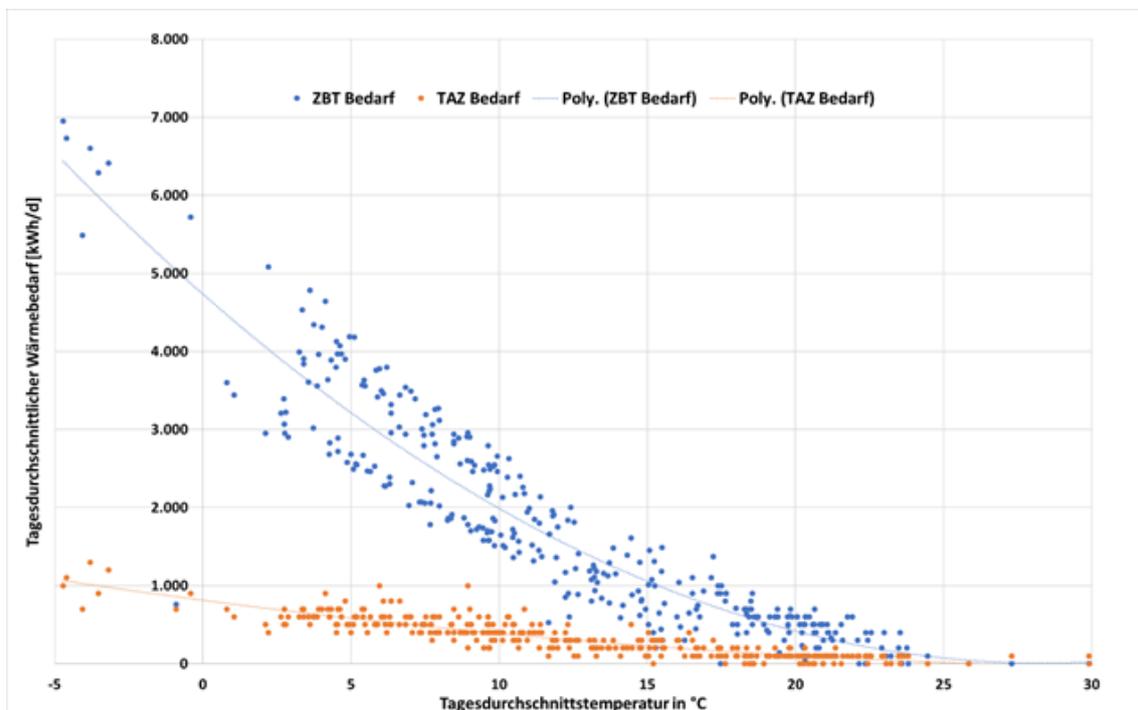


Abbildung 13: Tagesdurchschnittlicher Wärmebedarf in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur im Jahr 2021

Die detaillierte Kenntnis der Bedarfe der einzelnen Gebäudeabschnitte konnte im ersten Schritt dazu genutzt werden, um den Gasbedarf am ZBT effektiv zu verringern. Die gezielte Anpassung der Sollwertvorgaben für die Laborlufttemperierung im ZBT-Gebäude reduzierte den Bedarf bei nur geringem Komfortverlust. Durch die Erweiterung der Messtechnik kann somit auch über die Projektlaufzeit hinaus ein wichtiger Beitrag zum effizienteren Einsatz von Energieträgern am ZBT geleistet werden.

Weiterhin kann durch den Einbau des Kältemengenzählers innerhalb des Kaltwasserkreislaufs der Betrieb der Kompressionskältemaschine aus dem Bestand erfasst werden. Anhand der Daten ist zu erkennen, dass durch die Installation des Kältepufferspeichers die Taktung der Kompressionskältemaschine verringert wurde und damit ein schonenderer Betrieb der Anlage möglich ist. Der Speicher wird regelmäßig gefüllt und entleert und entkoppelt somit den Bedarf und die Bereitstellung der Kälte. Dies stellt ebenso eine Möglichkeit der Flexibilisierung des Gesamtsystems dar.

Zu Projektbeginn gab es keine Möglichkeit, den Kältebedarf zu bestimmen. Dementsprechend wurde der Bedarf auch in der theoretischen Betrachtung zunächst abgeschätzt. Hier wurde von einem konstanten Bedarfsanteil ausgegangen – etwa für die Teststandskühlung – sowie von einem Anteil, der temperaturabhängig ist. Dieser Anteil entsteht durch den Kältebedarf für die Klimatisierung bei höheren Außenlufttemperaturen. In Abbildung 14 ist zu erkennen, dass diese Abschätzung zutreffend ist. Bis zu einer Temperatur von ca. 17 °C ist der Bedarf nahezu konstant und liegt durchschnittlich bei knapp 10 kW. Bei höheren Temperaturen steigt der Bedarf linear mit der Temperatur an, sodass bei einer Tagesdurchschnittstemperatur von 30 °C mehr als 60 kW Kälteleistung im Durchschnitt benötigt werden. Die Spitzenleistung der eingesetzten Kompressionskältemaschine beträgt ca. 100 kW, die bei Außenlufttemperaturen von ca. 35 °C abgerufen wird. Mit diesen Informationen lassen sich auch für den Kältebedarf ganzjährige Bedarfsprofile prognostizieren.

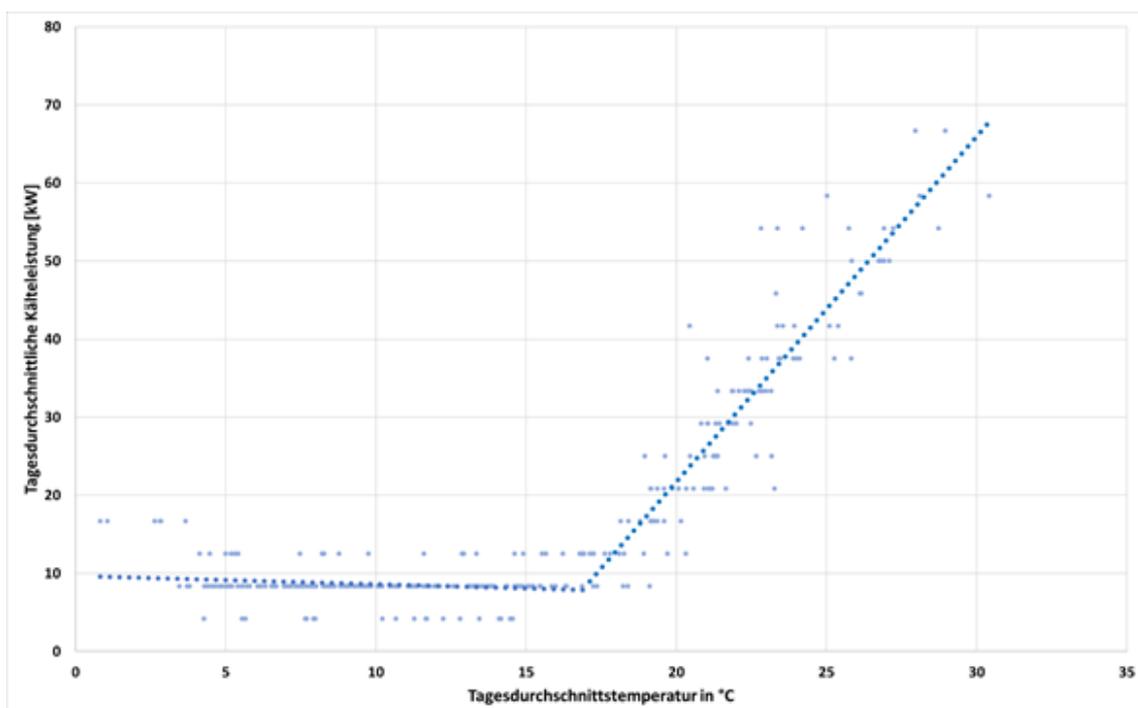


Abbildung 14: Darstellung der tagesdurchschnittlichen Kälteleistung in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur für die Jahre 2021 bis 2022

Zusätzlich zu den PAFC-Betriebsdaten wurde den Projektpartnern die Messdaten zum Energiebedarf in den unterschiedlichen Bereichen der ZBT-Gebäude zur Verfügung gestellt. Hierdurch wurden die Simulations-Modelle erweitert bzw. validiert, siehe Teil II: Systemanalyse.

### 1.4.2 Betrieb PAFC-System und Wärmebedarf

Das PAFC-BHKW war seit der erneuten Inbetriebnahme Ende 2020 überwiegend in Betrieb. Marginale Störungen wurden in Zusammenarbeit mit dem Hersteller umgehend geklärt und behoben. Die Erweiterung der Fernsteuerung hat zu der hohen Verfügbarkeit der Anlage beigetragen. Somit wurde das Betriebsverhalten der Anlage über einen längeren Zeitraum untersucht. In Kooperation mit den Partnern im Virtuellen Institut wurden Betriebsszenarien wie bspw. Laständerungen bei variierenden Änderungsgeschwindigkeiten entwickelt und anschließend auf die Anlagensteuerung aufgeprägt. Vom Anlagenhersteller wurden zur Interpretation des Betriebsverhaltens über eine Fernauslesung zusätzliche Messdaten bereitgestellt.

Zur grundsätzlichen Charakterisierung wurden drei Messreihen durchgeführt, in denen neben mehreren Lastwechseln auch der Standby-Betrieb und das Kaltstartverhalten der PAFC untersucht wurden. Dabei wurden verschiedene Parameter mithilfe interner Messtechnik aufgezeichnet und analysiert, darunter:

- Erdgaszufuhr
- Reformertemperatur
- Shift-Temperatur
- Stromstärke im Stack
- Spannung im Stack
- Elektrische Leistung des Stacks

Diese Parameter dienen zur detaillierten Untersuchung der PAFC-Performance. Die Messreihen werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

#### **Lastwechsel:**

Im Rahmen der ersten Messreihe wurde das Lastwechselverhalten der PAFC untersucht. Dabei wurde die elektrische Last des PAFC-Systems zunächst von 90 kW auf 50 kW reduziert und anschließend wieder auf 95 kW erhöht. In Abbildung 15 sind der Verlauf der internen Temperaturen, Leistungen und Wirkungsgrade sowie der Erdgaszufuhr während der Lastwechselphasen dargestellt.

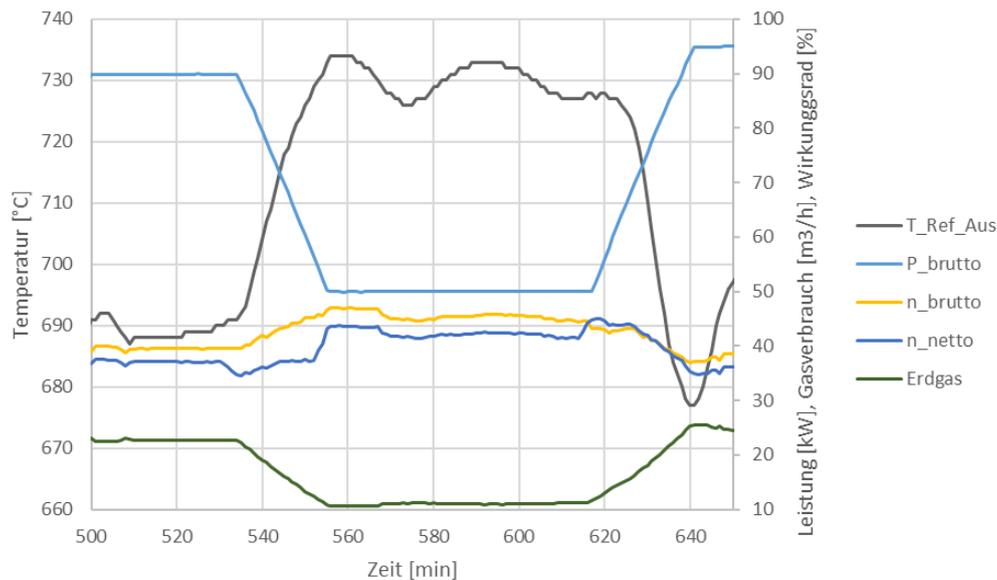


Abbildung 15: Darstellung eines Lastwechsels der PAFC

Aus dem Diagramm geht hervor, dass die Last der PAFC mit einem Lastgradienten von etwa 2 kW/min bzw. 2 %/min angepasst werden kann. Dieser Lastgradient wird durch eine interne Steuerung bzw. Regelung vorgegeben und ist aus Sicherheitsgründen begrenzt. Der limitierende Faktor für schnelle Lastwechsel ist unter anderem der Reformer, der Teil der vorgeschalteten Gasprozessstechnik ist. Wie aus Abbildung 15 ersichtlich ist, variiert die Reformertemperatur bei einem Lastwechsel und steigt bei einer Lastreduktion von 90 kW auf 50 kW um etwa 40 °C an. Dieser Effekt entsteht durch die direkte Kopplung des Brennstoffzellenstacks mit dem Reformer. Wenn im Stack durch eine Lastreduktion weniger Brennstoff umgesetzt wird, gelangt vorübergehend mehr Anoden-Off-Gas in den Reformerbrenner, wodurch die thermische Leistung des Brenners und folglich die Reformertemperatur ansteigen. Die Regelung der Erdgaszufuhr erfolgt zeitverzögert entsprechend der Reformertemperatur, so dass sich die Reformertemperatur erst nach einem Lastwechsel wieder korrekt einstellt. Der Zusammenhang zwischen Gaszufuhr und Reformertemperatur bei konstanter Last wird in Abbildung 16 veranschaulicht.

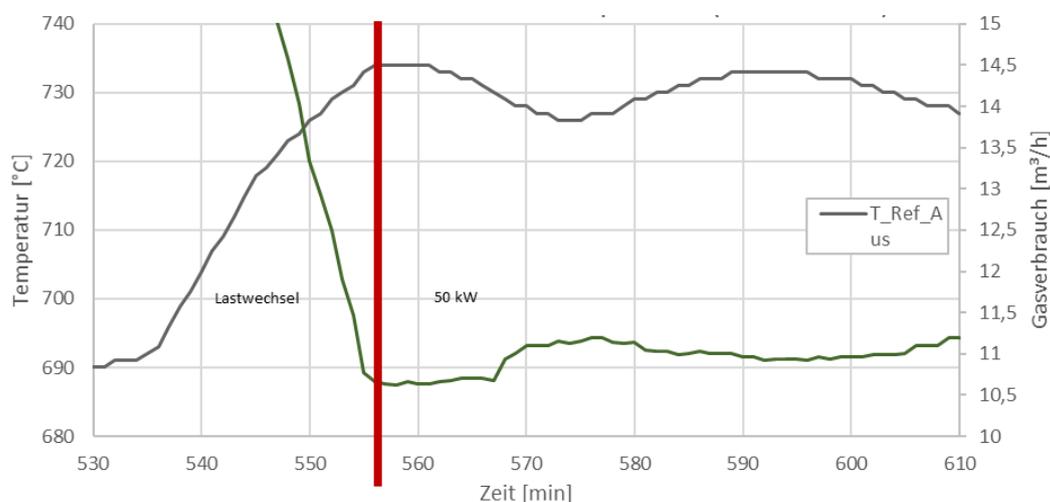


Abbildung 16: Darstellung der Gasmengenregelung der PAFC

Die Änderung der Reformertemperatur ist abhängig von der Geschwindigkeit der Laständerung und ist in der Praxis auf 2 kW/min für diesen Anlagentyp begrenzt. Darüber hinaus ist deutlich zu erkennen, dass der elektrische Wirkungsgrad in Teillast signifikant ansteigt, und zwar von 37 % bei 90 kW auf 42 % bei 50 kW. Aufgrund der Degradation der Zelle ist der elektrische Zellwirkungsgrad zum Zeitpunkt des Projektes bereits reduziert. Der elektrische Zellwirkungsgrad beträgt in Nennlast etwa 55 % und steigt in Teillast signifikant an [5].

### Kaltstart:

In Abbildung 17 ist das Verhalten der PAFC während des Herunterfahrens und Hochfahrens (Kaltstart) grafisch dargestellt. Das PAFC-System wurde von einer elektrischen Bruttoleistung von 90 kW heruntergefahren und nach etwa 140 Minuten wieder hochgefahren. Der Herunterfahrprozess begann zum Zeitpunkt  $T = 54$  Minuten. Da das PAFC-System erst bei einer elektrischen Last von 40 kW abgeschaltet werden kann, wird die Last schrittweise von 90 kW auf 40 kW reduziert, wobei der bereits erwähnte Lastgradient von etwa 2 kW/min Anwendung findet. Sobald das PAFC-System auf 40 kW Bruttoleistung heruntergefahren ist, kann die Stromerzeugung der Brennstoffzelle innerhalb weniger Sekunden abgeschaltet werden.

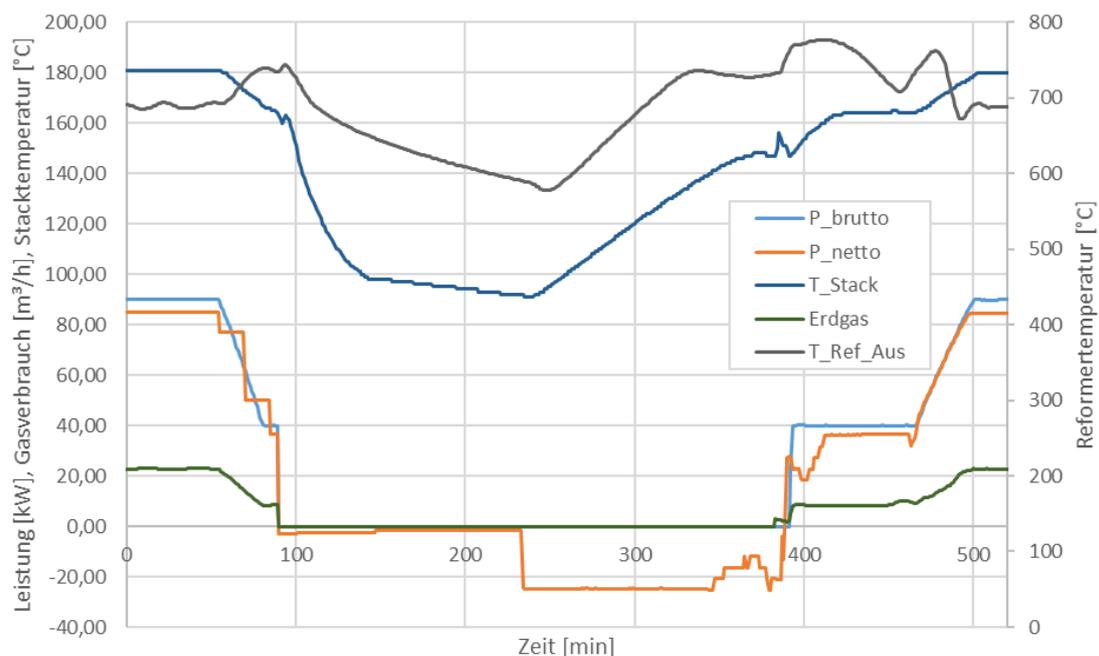


Abbildung 17: Darstellung des Kaltstartverhaltens der PAFC

Zu diesem Zeitpunkt wird auch die Erdgaszufuhr vollständig unterbunden. Aus dem Diagramm geht hervor, dass die Temperatur im Brennstoffzellenstack nach dem Abschalten zunächst rapide auf etwa 100 °C abfällt und anschließend kontinuierlich mit einer Reduzierungsgeschwindigkeit von etwa 0,1 °C/min abnimmt. Der Brennstoffzellenstack enthält Phosphorsäure als Elektrolyt und darf aus Gründen der Kristallisationsvermeidung nicht unter ca. 50 °C abkühlen. Daher wird der Stack im ausgeschalteten Zustand elektrisch beheizt, um eine Mindesttemperatur aufrechtzuerhalten. Zusätzlich wird Strom für die interne Steuerung und Regelung bzw. andere interne Prozesse benötigt, wie in Abbildung 17 dargestellt, wo kontinuierlich zwischen 0,8 und 1,6 kW aus dem Netz bezogen werden. Die Reformertemperatur nimmt nach dem Abschalten der Brennstoffzelle kontinuierlich mit einer Änderungsgeschwindigkeit von etwa

1,4 °C/min ab. Je länger das PAFC-System ausgeschaltet bleibt, desto weiter sinken die Reformertemperatur und die Stacktemperatur, wobei eine Mindesttemperatur von 50 °C im Stack nicht unterschritten wird. Zum Zeitpunkt  $T = 233$  Minuten wird das PAFC-System wieder hochgefahren. Da die Temperaturen des Reformers und des Stacks zu diesem Zeitpunkt mit 580 °C bzw. 90 °C deutlich unter den Betriebssollwerten liegen, werden sowohl der Stack als auch der Reformer zunächst elektrisch vorgewärmt. Die Dauer der Vorheizphase hängt von den Temperaturen des Reformers und des Stacks ab. Für eine Ausfallzeit von etwa 140 Minuten und die resultierenden Temperaturen betrug die Vorheizdauer etwa 145 Minuten. Sobald die Solltemperatur des Reformers (730 °C) und des Stacks (150 °C) erreicht ist, wird die elektrische Beheizung schrittweise abgeschaltet und gleichzeitig die Erdgaszufuhr gestartet. Das PAFC-System befindet sich dann im Teillastbetrieb bei einer elektrischen Bruttoleistung von etwa 40 kW. Nachdem sich die Temperaturen des Reformers und des Stacks durch die Gasregelung stabilisiert haben, kann die gewünschte Last mit einer konstanten Laständerungsgeschwindigkeit von 2 kW/min angefahren werden.

### **Standby-Betrieb:**

Für die Untersuchung des Standby-Betriebs wurde das PAFC-System von einer Bruttoleistung von 80 kW in den Standby-Modus versetzt. Im Standby-Modus wird der erzeugte Strom intern in Wärme umgewandelt und gegebenenfalls über einen Kühler an die Umgebung abgeführt. Der Standby-Modus kann erst bei einer elektrischen Bruttoleistung unter 40 kW aktiviert werden, weshalb das PAFC-System von 80 kW auf 40 kW heruntergefahren wird. Abbildung 18 stellt die elektrische Leistung und die Gaszufuhr während eines Standby-Betriebs grafisch dar.

Sobald die elektrische Bruttoleistung unter 40 kW fällt, erfolgt die Netzentkopplung der PAFC und kein Strom wird mehr ins Netz eingespeist. Gleichzeitig sinkt die Last abrupt auf das Mindestlastniveau von etwa 25 kW. Die erzeugte elektrische Leistung wird intern in Wärme umgewandelt, wodurch die Nettoleistung auf 0 abfällt und kein Strom eingespeist wird. Der Gasverbrauch in diesem Betriebszustand beträgt ungefähr 5,2 m<sup>3</sup>/h, was bei einem Heizwert von 10 kWh/m<sup>3</sup> (Erdgas) einer Gasleistung von 52 kW entspricht. Zum Zeitpunkt  $T = 53$  Minuten wird das Signal für den neuen Betriebspunkt bei einer elektrischen Bruttoleistung von 80 kW gegeben. Innerhalb weniger Sekunden erfolgt die Wiederankopplung zwischen der PAFC und dem Netz, und Strom wird wieder eingespeist. Anschließend wird die Last mit einer konstanten Laständerungsgeschwindigkeit von 2 kW/min auf 80 kW erhöht.

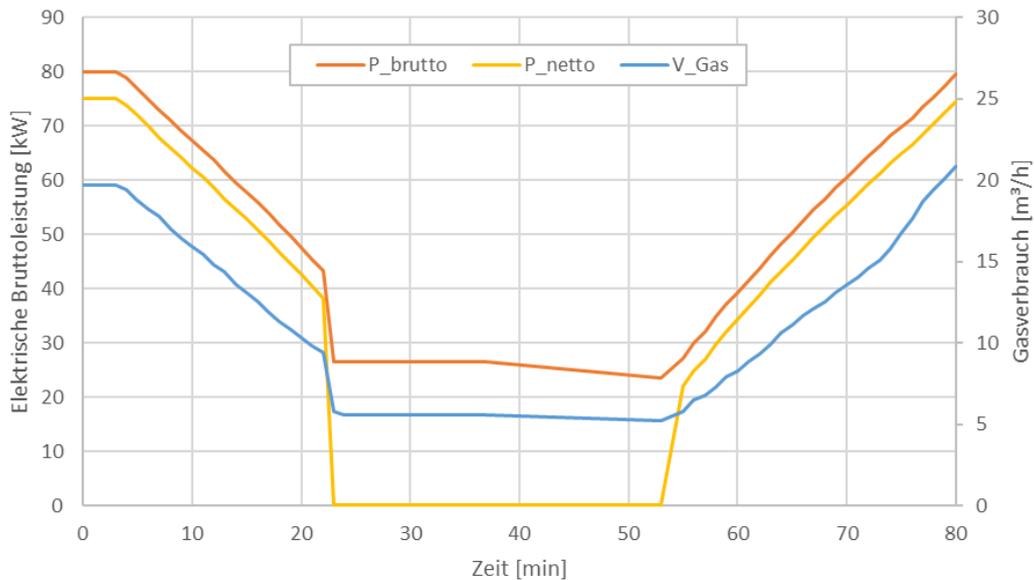


Abbildung 18: Darstellung des Standby-Modus der PAFC

Die Messungen am ZBT haben gezeigt, dass die Laständerungsgeschwindigkeit auf 2 kW/min bzw. 2 %/min begrenzt ist. Der limitierende Faktor sind unter anderem zu vermeidende thermische Spannungen im Reformer. Die Messungen haben auch gezeigt, dass der Standby-Betrieb der PAFC zwar technisch möglich ist, jedoch aufgrund des hohen Gasverbrauchs im Standby-Modus wirtschaftlich oft nicht sinnvoll ist. Zudem wurde festgestellt, dass ein häufiges Ein- und Ausschalten aufgrund der langen Kaltstart- bzw. Anfahrzeit im Erdgasbetrieb nicht praktikabel ist. Es wird erwartet, dass die Anfahrzeit für eine wasserstoffbetriebene PAFC aufgrund des Wegfalls des Reformers signifikant verkürzt ist. Detaillierte verfahrenstechnische Untersuchungen können weitere Erkenntnisse über die technischen Grenzen und veränderte Randbedingungen liefern. Die Messdaten wurden an LET zur Validierung der Modelle übergeben, siehe Teil II: Systemanalyse.

### 1.4.3 Betrieb Absorptionskältemaschine

Während des Teillastbetriebs der AKM hat diese einen Teil der HT-Wärme abgenommen und damit eine Wärmesenke dargestellt. Diese Phasen konnten genutzt werden, um Messdaten zu der Wärmeauskopplung des BHKW mittels Hochtemperatur-Kreislauf zu generieren.

Beispielhaft sind im Folgenden Messdaten vom 11.04.2023 dargestellt, als die Anlage in Teillast betrieben werden konnte. In der Abbildung 19 ist anhand der Steigung der elektrischen Leistung zu erkennen, dass zur Vorbereitung der AKM-Inbetriebnahme dem BHKW ein Lastwechsel von 20 %-Teillast auf Volllast aufgeprägt wurde. Während der Startphase der AKM ab ca. 9 Uhr und in der Folge ist zu erkennen, dass im Schnitt etwa 20-30 kW Wärmeleistung durch die AKM abgenommen werden.

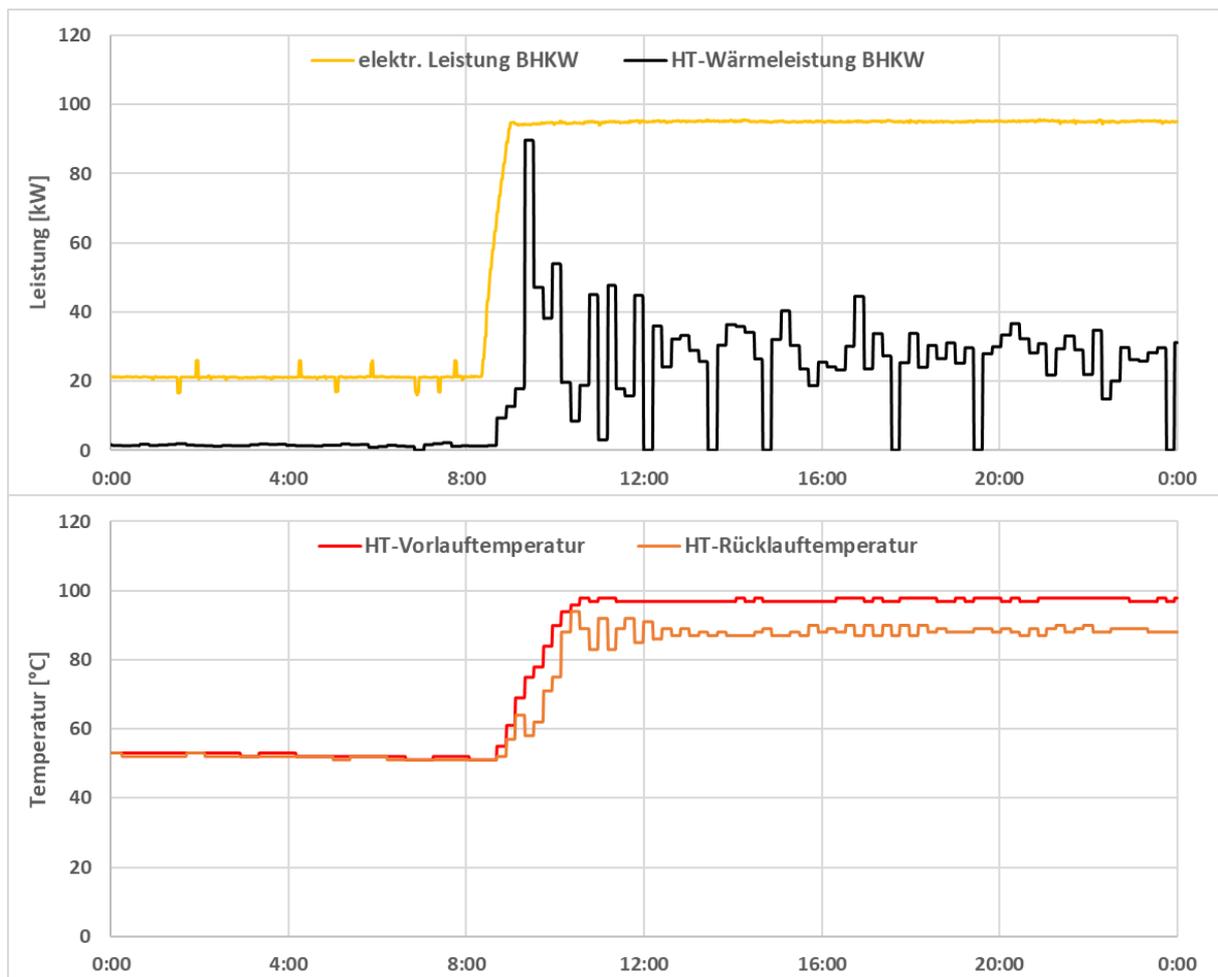


Abbildung 19: Darstellung der Betriebsdaten des BHKW vom 11.04.2023

Zudem konnten mithilfe des Kältemengenzählers in dem Betriebszeitraum der AKM Messdaten generiert werden, woraus die resultierende Kälteleistung ermittelt werden kann. In dem Zeitraum liegt die Kälteleistung der AKM im Bereich von 5 bis 10 kW. In der Abbildung 20 sind die Kälteleistung der Kompressionskältemaschine und die Vor- und Rücklauftemperaturen am Kältemengenzähler dargestellt. Die Kompressionskältemaschine läuft an, wenn die Rücklauftemperatur einen festgelegten Grenzwert erreicht (hier etwa 10,5 °C). Um die Solltemperatur zu erreichen, sind wenige Betriebsminuten ausreichend. Durch dieses Betriebsverhalten entstehen die in der Abbildung dargestellten Leistungsspitzen (Takten). Es ist zu erkennen, dass die Kompressionskältemaschine (KKM) nach Inbetriebnahme der AKM nicht mehr gestartet werden muss, um den Kältebedarf zu decken. In diesem Fall kann die AKM die beabsichtigte Funktion erfüllen und den Betrieb der KKM verringern bzw. ersetzen, was eine Stromeinsparung zur Folge hat.

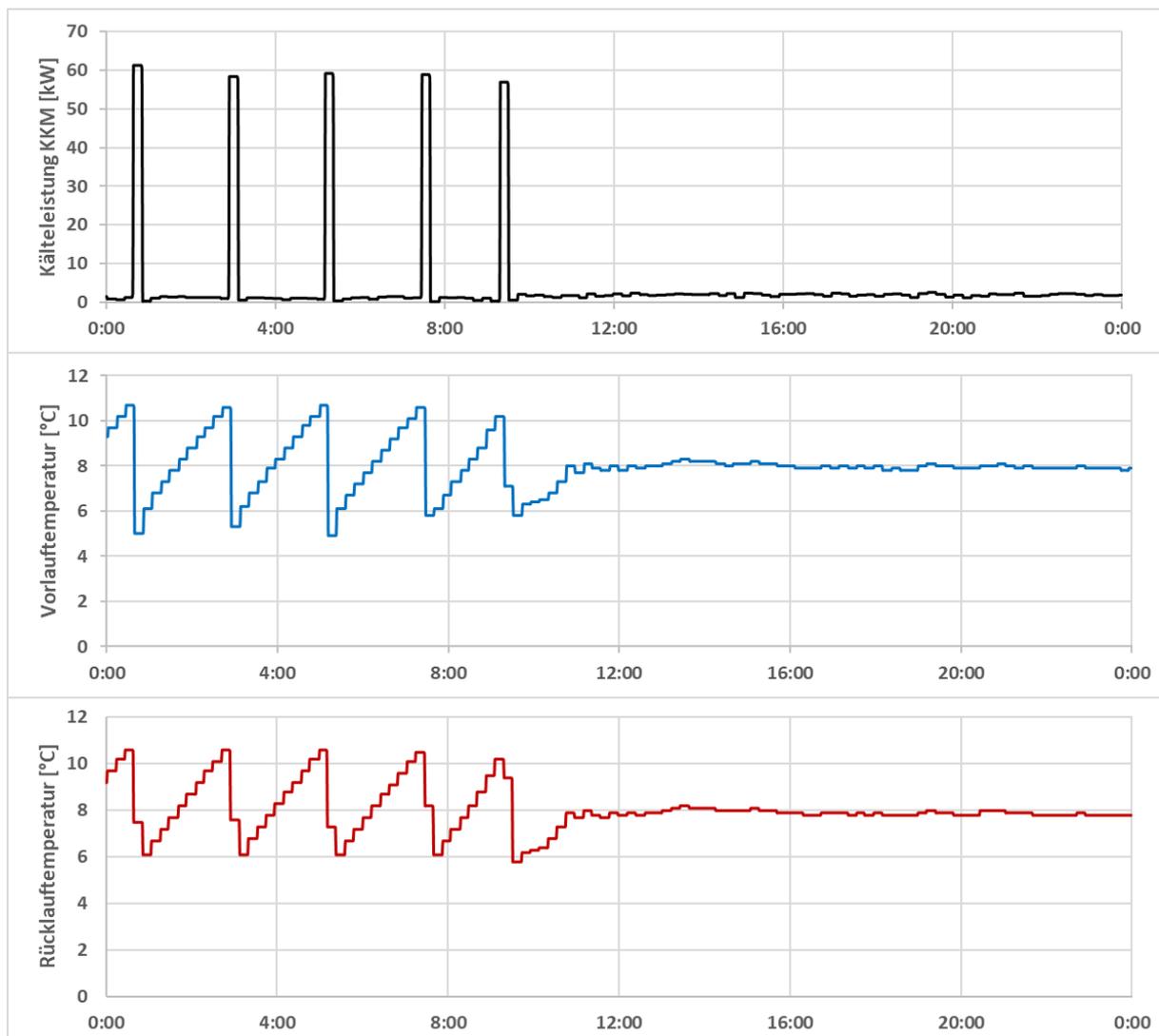


Abbildung 20: Darstellung der Betriebsdaten der AKM vom 11.04.2023

Innerhalb der Projektlaufzeit konnten die Untersuchungen nur über einen kurzen Zeitraum und ohne Variation der Anlagenlast sowie des Kältebedarfs ausgeführt werden, da die erforderliche Abstimmung der Parameter der drei Medienkreisläufe für einen stabilen AKM-Betrieb in weiteren Betriebspunkten nicht mehr durchführbar war. Anpassungen der Solekonzentration des Kühlmediums innerhalb der AKM hatten dabei nur einen begrenzten Einfluss auf die Betriebsstabilität.

Aufgrund der reduzierten Betriebsstunden der AKM innerhalb der Projektlaufzeit und der entsprechend kleinen Messdatenbasis zur konkreten Wärmeauskopplung der PAFC konnte eine experimentell bestätigte Bewertung hinsichtlich energetischer und ökonomischer Potenziale nicht in vollem Umfang erfolgen. Die Temperatur-Messdaten wurden in dem verfügbaren Umfang zur theoretischen Untersuchung des Potenzials und des Zusammenspiels unterschiedlicher Technologiebausteine in die Jahressimulationen eingebunden, siehe Teil II: Systemanalyse.

Anhand der über zwei Jahre aufgenommenen Daten ist jedoch zu erkennen, dass durch die Installation des Kältepufferspeichers die Taktung der Kompressionskältemaschine verringert wird und damit ein schonenderer Betrieb der Anlage möglich ist. Der Speicher wird regelmäßig gefüllt und entleert und entkoppelt somit den Bedarf und die Bereitstellung der Kälte.

### 1.4.4 Betrieb Heizkreislauf

Zur Bilanzierung der Heizkreisläufe konnten aufgrund der späten Fertigstellung des Konzeptes in Frühjahr 2023 und der mit der Jahreszeit einhergehenden Reduktion des Wärmebedarfs keine aussagekräftigen Messdaten bis zum Projektende generiert werden. Diese Bilanzierung erfolgte somit in theoretischer Weise und unterstützt mit den verfügbaren Daten der PAFC sowie der Bedarfsdaten der Gebäude die Jahressimulationen für GHD und Büro-Gebäude, siehe Teil II: Systemanalyse.

## 1.5 Fazit PAFC-System

Die Nutzungserweiterung des PAFC-Systems durch die zuvor dargestellten Schritte und Komponenten ermöglichte die vertiefte Untersuchung der Brennstoffzellen-KWK im Sinne des Antrages. Durch die Demonstration konnte das Potenzial eines Brennstoffzellen-KWK-Systems als Bestandteil eines Energiesystems mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien und den damit einhergehenden hohen Fluktuationen bewertet werden.

Das PAFC-Brennstoffzellensystem weist für sich eine vergleichsweise geringe Flexibilität in Bezug auf Start-Stopp-Betrieb sowie Laständerungsgeschwindigkeit, aber eine gute elektrische Teillastfähigkeit auf. Eine Erhöhung des Wärmenutzungsgrades ist durch zielgerichtete Abstimmung von Erzeugung und Bedarf, wie z.B. durch die Kombination komplementärer Bedarfsprofile (Wärme und Kälte), möglich. Vorteilhaft an der PAFC-Anlage sind neben einem vergleichsweise hohen elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 42 % im Teillastbetrieb die zwei Temperaturniveaus (55 °C und 92 °C) zur Wärmenutzung, die für unterschiedliche Verbrauchsanwendungen verfügbar gemacht werden können. In einer von Grund auf geplanten Gebäudeenergie- oder Quartiersversorgung können die Parameter von Bedarf und Erzeugung passgenau aufeinander abgestimmt werden, sodass ein erfolgreicher Betrieb eines derartigen Gesamtsystems aus PAFC-BHKW, AKM und Pufferspeichern mit hoher Energieeinsparung gegenüber getrennter Erzeugung von Wärme und Kälte möglich ist. Zur Erzielung von hohen Wärmenutzungsgraden ist entscheidend, dass auch für die Niedertemperaturwärme eine entsprechende Abnahme gegeben ist, da diese einen großen Anteil der abzuführenden Wärme des betrachteten BHKW ausmacht.

Die generierte, experimentelle Datenbasis ist geringer als zu Projektbeginn geplant, was vor allem auf die beschriebenen Probleme bei der Inbetriebnahme der AKM zurückzuführen ist. Hier wurde im Projektverlauf deutlich, dass die Infrastruktur und die AKM bezüglich der Medienkreisläufe und der AKM-internen Wärmebilanz genau aufeinander abgestimmt sein müssen, damit die Anlage zuverlässig betrieben werden kann. Die gegebene Infrastruktur und die geringe Flexibilität beim Anlagenbetrieb sowie die Limitierung des Lastbereichs schränkten die Anwendungsmöglichkeiten der AKM am spezifischen Einsatzort des ZBT ein. Die Ergebnisse konnten jedoch erfolgreich für die Validierung der Modelle in Teil II: Systemanalyse genutzt werden, wodurch wiederum fundierte Aussagen über die generelle Funktionalität und mögliche Einsatzszenarien von Brennstoffzellen-KWK-Anlagen getroffen werden konnten. Die praktische Demonstration und Generierung der Messdaten ermöglichte eine theoretische Analyse mit hoher Detailtiefe und Qualität, die in Teil II: Systemanalyse dargestellt ist.

## 2 Bau und Betrieb Hybrid-SOFC-System

### 2.1 Hintergrund und Ziele

#### 2.1.1 Hintergrund

Hybridkraftwerke, die aus einer Brennstoffzelle und einer nachgeschalteten Gasturbine bestehen, stellen ein erfolgversprechendes Anlagenkonzept für die nachhaltige und sichere Energieversorgung dar. Sie erfüllen bereits heute eine Vielzahl der Anforderungen eines resilienten Energiesystems und weisen ein hohes Wirkungsgradpotenzial auf. Dies trifft vor allem auf hybride Systeme mit Hochtemperaturbrennstoffzellen, wie der Festoxid-Brennstoffzelle (engl. solid oxid fuel cell, SOFC), zu. Diese können durch ihre gute Skalierbarkeit sowohl dezentral als auch im Bereich von Großkraftwerken eingesetzt werden. Je nach Anlagenkonzept können kleinere Systeme elektrische Wirkungsgrade von 60 % erreichen, bei Großanlagen sind bis zu 70 % möglich [6], [7]. Der Betrieb solcher hybriden SOFC-Systeme im Sinne der KWK, also der zusätzlichen Nutzung der Abwärme, birgt weitere Effizienz- und Sektorenkopplungspotenziale.

Das theoretische Potenzial hybrider SOFC-Systeme wurde numerisch von diversen Forschungsgruppen untersucht [6], [8], [9]. Auch gibt es einige Unternehmen und Gruppen, die Demonstratoren im Labor- bzw. Technikumsmaßstab entwickelt haben bzw. entwickeln. So hat die Firma Siemens Westinghouse bereits im Jahr 2000 die generelle Machbarkeit eines Hybridkraftwerks mit einem ersten Demonstrator aufgezeigt, der aus einer tubularen SOFC und einer Gasturbine bestand. Weitere Prototypen wurden unter anderem von Rolls-Royce Fuel Cell Systems, ZTEK Corporation und Mitsubishi Hitachi Power Systems entwickelt. Bislang ist allerdings nur Mitsubishi Hitachi Power Systems der kommerzielle Eintritt in einen nationalen Markt, den japanischen, gelungen, siehe Abbildung 21. Weitere neuartige hybride Brennstoffzellenkonzepte und einige der genannten Systeme befinden sich hingegen noch im Entwicklungs- oder Pilotstadium. [10]

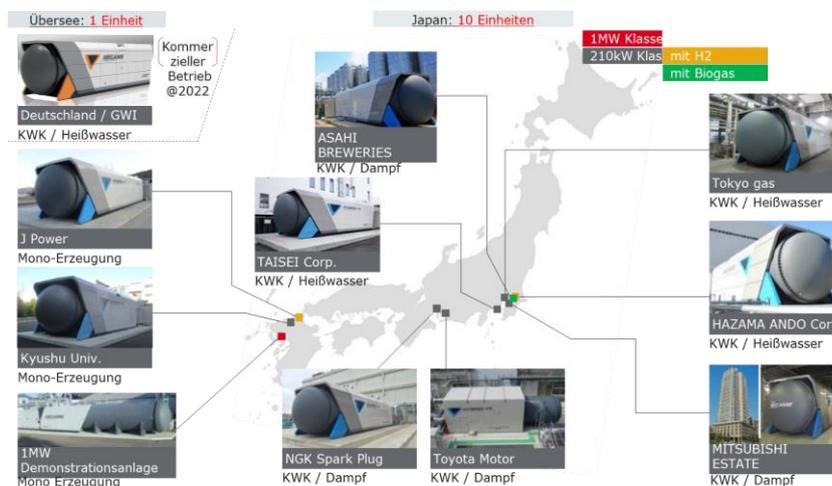


Abbildung 21: Realisierte Hybrid-SOFC-Systeme der Mitsubishi Hitachi Power GmbH (Stand: 07/2021) [11]

Für die zeitnahe und zugleich nachhaltige Integration hybrider SOFC-Systeme in die deutsche und europäische Energieinfrastruktur ist ihre Kommerzialisierung erforderlich. Dazu sind weitere Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten zwingend notwendig [12], denn über den generellen Funktionsnachweis und Prototypentests hinaus bedarf es eines qualifizierten hybriden SOFC-Systems mit dem Nachweis der Funktionstüchtigkeit in einer realen Betriebsumgebung.

Das für den japanischen Markt kommerzialisierte System muss zunächst hinsichtlich der technischen und regulatorischen Anforderungen des europäischen und deutschen Marktes angepasst werden. So ergeben sich nicht nur veränderte lokale Betriebsbedingungen, sondern auch Adaptationen hinsichtlich der Anlagentechnik. Aufgrund der physikalischen Unterschiede der Subsysteme – SOFC und Gasturbine – liegt ein besonderer Forschungsfokus auf der Anlagenflexibilität. Für den erfolgreichen kommerziellen Systemeinsatz ist es daher notwendig, die Effizienz und mögliche CO<sub>2</sub>-Reduktion der Energiebereitstellung auch bei Teillast und Lastwechseln nachzuweisen.

Auch der Einsatz unterschiedlicher Brenngase steht zunehmend im Fokus der Energiewirtschaft und -politik. Entsprechend müssen Hersteller belastbare Aussagen zur Funktionalität, Robustheit und Anlageneffizienz zu diversen oder sogar schwankenden Gasqualitäten treffen können. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Substitution von (leitungsgebundenem) Erdgas durch Liquefied Natural Gas (LNG), Biogas und vor allem regenerativ erzeugte Brennstoffe, wie synthetisches Methan (engl. synthetic natural gas; SNG). Die Beimischung von Wasserstoff, welcher mittels Elektrolyse CO<sub>2</sub>-neutral aus regenerativem Strom bereitgestellt werden kann, stellt einen zentralen Entwicklungsschwerpunkt dar, der bislang nicht hinreichend untersucht wurde.

Um die notwendige Weiterentwicklung und Kommerzialisierung hybrider SOFC-Systeme voranzutreiben, wurde am Standort des Gas- und Wärme-Instituts Essen e.V. (GWI) zusammen mit der Mitsubishi Hitachi Power GmbH die europaweit erste Demonstrationsanlage aufgebaut. Der Bau, die Inbetriebnahme und der Versuchsbetrieb der Anlage wurde im Rahmen des Teilprojektes „Demo Hybrid-SOFC“ realisiert.

### 2.1.2 Ziele

Im Mai 2021 wurde am Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. zusammen mit der Mitsubishi Power Europe GmbH mit dem Bau des europaweit ersten Hybrid-SOFC-Systems begonnen. Die Demonstrationsanlage wurde gleichzeitig mit moderner Mess-, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) ausgestattet und in die Forschungsinfrastruktur des GWI, das LivingLab, integriert, siehe Abbildung 22. Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme im Juni 2022 wurde der Pilotbetrieb damit wissenschaftlich begleitet, sodass aktuelle und zukünftige Forschungsfragen in einem hohen Detailgrad beantwortet werden können.

Das System in der elektrischen Leistungsklasse von 200 kW wurde in die bestehende Energieinfrastruktur des GWI und in die vorgelagerten Netze integriert. So wird langfristig zum einen die Eigenversorgung des Standortes mit Strom und Wärme in einer realen Betriebsumgebung demonstriert als auch die Stromeinspeisung in das Mittelspannungsnetz des öffentlichen Stromnetzbetreibers.



Abbildung 22: Einbindung des Hybrid-SOFC-Systems in das LivingLab des GWI (GWI, 2021)

Die Demonstrationsplattform wurde in einem ersten Schritt genutzt, um die Effizienz und Flexibilität des Hybrid-SOFC-Systems zu verifizieren, da diese von besonderer Wichtigkeit für ein nachhaltiges und zugleich resilientes Energiesystem sind. Im Fokus standen dabei das An- und Abfahrverhalten sowie der Betrieb in Teillast. Dies ist sowohl aus Hersteller- als auch aus Betreibersicht von besonderer Bedeutung, da es in Japan zwar diverse kommerzielle Anwendungen gibt, das System aber für den deutschen Markt adaptiert werden musste. Unter anderem musste eine Fernwirktechnik ergänzt werden, welche dem Netzbetreiber in Fällen hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen die externe Regelung zur Begrenzung der Einspeiseleistung ermöglicht. Ziel dieses ersten Projekts ist der Nachweis der Anlagenflexibilität, der CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale im stationären und instationären Betrieb und damit der Nachweis, dass dieses hybride Anlagenkonzept für den dezentralen Einsatz im deutschen Energiesystem qualifiziert ist.

Neben den experimentellen Untersuchungen finden weiterführende Forschungsaktivitäten auf Basis analytischer und modellbasierter Methoden statt. Die am Standort generierten Betriebsdaten fließen dazu aus dem LivingLab des GWI in die Systemanalyse des Verbundprojekts „iFlex KWK 4.0“ ein, siehe Teil II. Die Daten werden zur Modellierung des Systems, zur Skalierung des Modells auf eine elektrische Leistung von 1 MW und zur Simulation dessen im Kontext einer nachhaltigen und resilienten Energieversorgung von Quartieren und von industriellen Insellösungen genutzt. Durch die Einbindung des Hybrid-SOFC-Systems in die Datenplattform des GWI können die dazu benötigten zeitlich hochaufgelöste Informationen zu den Massen- und Energiebilanzen bereitgestellt werden.

Des Weiteren erfolgt der Zugriff auf die Betriebsdaten in Echtzeit. Dies ermöglicht neben dem kontinuierlichen Monitoring auch die Reaktion auf aktuelle Ereignisse, welche insbesondere mit Blick auf den Versuchsbetrieb und spezielle Betriebszustände von besonderer Bedeutung sind. Das dabei zum Einsatz kommende Datenmanagementsystem (PostgreSQL) bietet zudem

die Plattform für übergreifende Dashboard-Anwendungen. Denn über die zentrale Erfassung der Rohdaten auf einem gesicherten Server hinaus, lassen sich Optimierungspotenziale durch die Visualisierung ausgewählter Kennzahlen auf einer dynamischen grafischen Oberfläche schneller identifizieren. So werden nicht nur ausgewählte Betriebsparameter visualisiert, sondern auch deren Korrelation im Sinne einer Echtzeit-Analyse. Auf diese Weise können die Wirksamkeit einzelner Maßnahmen überprüft und Optimierungsansätze in Bezug auf das Anlagenmanagement direkt aus dem realen Betrieb abgeleitet werden.

## 2.2 Aufbau und Funktion

### 2.2.1 Tubulare SOFC

Die bisher erfolgreich betriebenen und in der Literatur beschriebenen Pilotanlagen hybrider SOFC-Systeme mit elektrischen Leistungen bis zu 100 kW sind ausnahmslos mit tubularen SOFC ausgerüstet [13]. Auch das Hybrid-SOFC-System der Mitsubishi Hitachi Power GmbH, welches am Standort des Gas- und Wärme-Instituts Essen e. V. aufgebaut wurde, verfügt über tubulare Zellstacks. Diese röhrenförmigen Stacks arbeiten bei Temperaturen von 700 °C bis 1.000 °C, welche eine interne Dampfreformierung ermöglichen [14]. Durch dieses besondere Design ist kein externer Reformierer erforderlich, sodass ein vereinfachter und kompakter Systemaufbau sowie eine erleichterte Betriebsführung realisiert werden können. In Abbildung 23 ist das Funktionsschema der tubularen SOFC-Stacks mit interner Reformierung und dem elektrochemischen Prozess zur Strombereitstellung dargestellt.

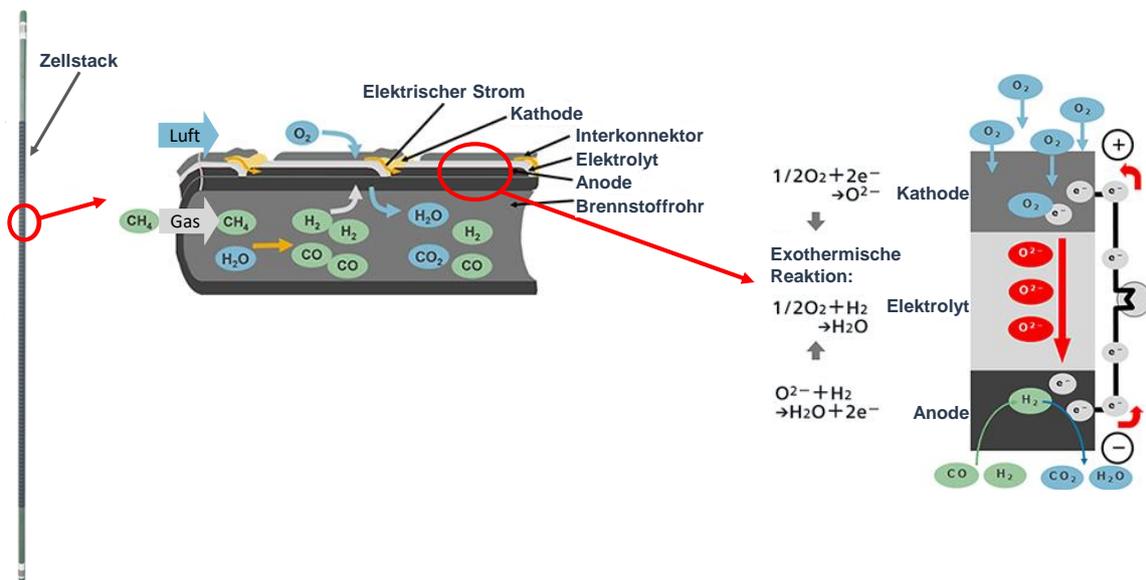


Abbildung 23: Funktionsschema der internen Reformierung und des elektrochemischen Prozesses der tubularen SOFC-Stacks der Mitsubishi Hitachi Power GmbH (eigene Darstellung nach [15])

Zunächst wird Methan (CH<sub>4</sub>), der Hauptbestandteil des kohlestoffhaltigen Brenngases, in den Zellstack eingeleitet und reagiert infolge des endothermen Reformierungsprozesses mit dem zugeführten Wasserdampf (H<sub>2</sub>O) zu Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Kohlenmonoxid (CO) [14]. Die Reaktionsmechanismen können vereinfacht für das Referenzgas Methan (CH<sub>4</sub>) mit folgenden Reaktionsgleichungen beschrieben werden, wobei die angegebene Reaktionsenthalpie

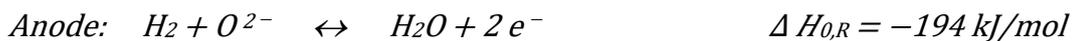
## Bau und Betrieb Hybrid-SOFC-System

( $\Delta H^0_{298}$ ) in Form von Wärme benötigt wird. Das Besondere bei der hier betrachteten Dampfreformierung ist die Wassergas-Shift-Reaktion der Kohlenmonoxid-Konvertierung, welche eine leicht exotherme ( $\Delta H^0_{298} = -41 \text{ kJ/mol}$ ) und reversible Reaktion darstellt. [16] [17]



Die interne Reformierung innerhalb der Stacks ermöglicht eine hohe thermochemische Umsetzungsrate des Brennstoffes und infolgedessen hohe elektrische Wirkungsgrade. Zudem wird die gesamtsystemische Effizienz durch direkte Nutzung der SOFC-Abwärme für die endotherme Reformierung gesteigert. [16] [17]

Im zweiten, exothermen Prozessschritt erfolgt die eigentliche elektrochemische Reaktion der Brennstoffzelle. Sauerstoffionen ( $\text{O}_2^-$ ) werden mittels Luftzufuhr an der Kathode gebildet und durch den Elektrolyten geleitet. An der Anode reagieren sie mit dem zuvor erzeugten Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) und Kohlenmonoxid ( $\text{CO}$ ), wobei Elektronen ( $e^-$ ) emittiert und Wasserdampf ( $\text{H}_2\text{O}$ ) bzw. Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) erzeugt wird. Die abgegebenen Elektronen können mit einem externen Stromkreis abgegriffen und zur Bereitstellung von Gleichstrom genutzt werden. [14] [16]



### 2.2.2 Hybrid-SOFC-System

Das Hybrid-SOFC-System als Gesamtanlage besteht aus mehreren Komponenten. Die tubularen Zellstacks werden zunächst in so genannten Röhrenbündeln (engl. Cartridge) zusammengefasst, siehe Abbildung 24. Durch das serielle Verschalten der röhrenförmigen Stacks mit gasdichten keramischen Interkonnektoren zu solch einem Zellbündel wird eine entsprechend höhere nutzbare elektrische Spannung erzeugt. [13]

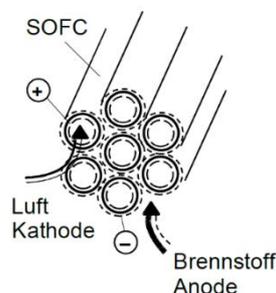


Abbildung 24: Prinzipieller Aufbau eines Röhrenbündels mit tubularen SOFC-Zellstacks [13]

Im Falle des Anlagenkonzepts von Mitsubishi werden mehrere Cartridges zu einem Sub-Modul verschaltet und in einem Druckbehälter verbaut. Dieser, in der Gesamtheit SOFC-Modul genannten Komponente wird eine Mikro-Gasturbine nachgeschaltet, sodass schließlich ein kompaktes hybrides SOFC-System entsteht, siehe Abbildung 25. [14]

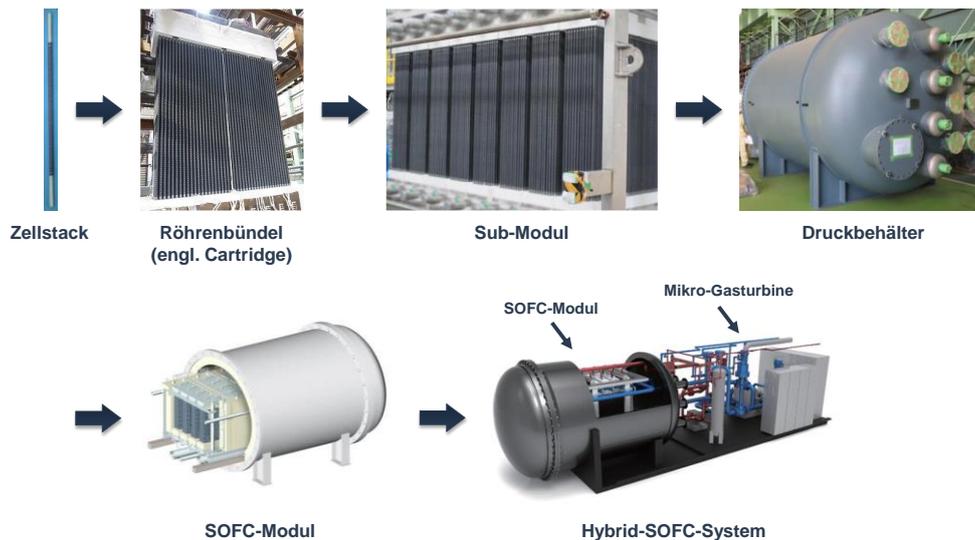


Abbildung 25: Schematischer Aufbau des Hybrid-SOFC-Systems der Mitsubishi Hitachi Power GmbH [14]

Das Funktionsschema des Gesamtsystems im Zusammenhang mit weiteren zentralen Anlagenkomponenten zeigt die folgende Abbildung. Zunächst ist ein Inverter erforderlich, welcher den Gleichstrom der SOFC in den für das deutsche Stromnetz benötigte Wechselstrom wandelt. Durch die nachgeschaltete Mikrogasturbine kann das wasserstoffhaltige Abgas der SOFC zur zusätzlichen Strombereitstellung genutzt werden. Dazu wird das Anodenabgas in einer Brennkammer, in der bei Bedarf zusätzliches Brenngas beigemischt werden kann, verbrannt. Das heiße Luft-Gas-Gemisch treibt die Mikrogasturbine an, welche wiederum einen Generator antreibt, der Wechselstrom bereitstellt. Infolgedessen steigt der elektrische Wirkungsgrad des Gesamtsystems, was zu einer vergleichsweise hohen primärenergetischen Effizienz und geringen Treibhausgasemissionen bei der Strombereitstellung führt.

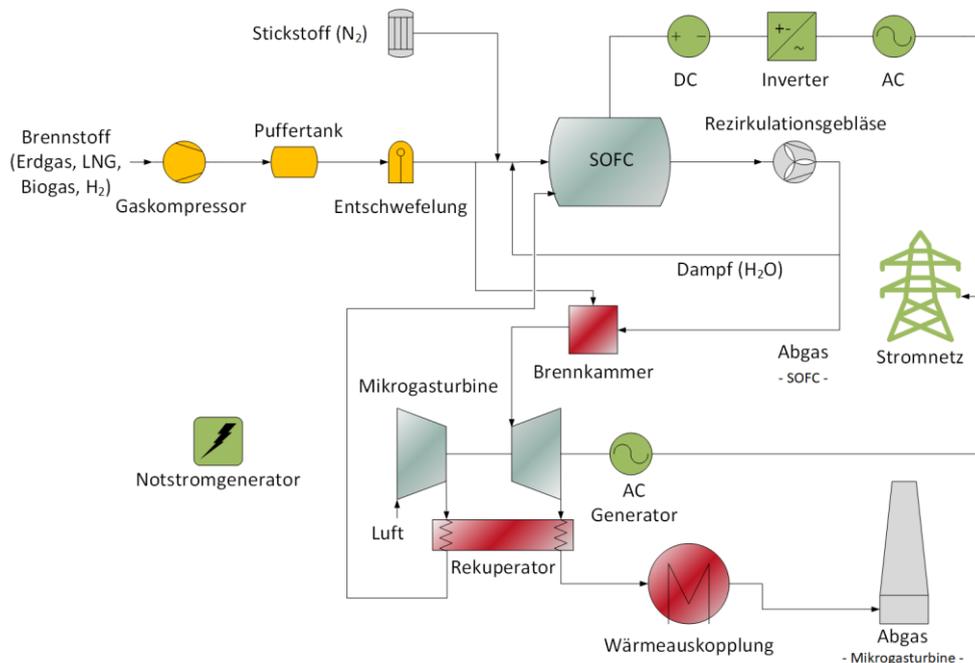


Abbildung 26: Funktionsschema des Hybrid-SOFC-Systems der Mitsubishi Hitachi Power GmbH (GWI, 2021)

Zudem zeichnet sich das Systemdesign durch die Rezirkulation des Anodenabgases aus. Dadurch wird die (Ab-)Wärme des SOFC-Abgases für die endotherme Dampfreformierung in den Zellstacks genutzt. Dies führt zu einer Steigerung der Synthesegasproduktion und somit zur primärenergetischen Optimierung des Reformierungsprozesses. Weiterhin wird ein Rekuperator hinter der Mikrogasturbine zur (Vor-)Wärmung der Zellstacks eingesetzt. Dies vereinfacht zum einen den Anfahrprozess und verbessert zum anderen die gesamtsystemische Effizienz. Letztlich wird die Wärme aus dem Abgas der Mikrogasturbine ausgekoppelt und so im Sinne der KWK zusätzlich nutzbar gemacht.

## 2.3 Versuchsbetrieb, Messdatenerfassung und Ergebnisse

### 2.3.1 Messdatenerfassung

Das Hybrid-SOFC-System kann über eine am GWI installierte Leitwarte oder über eine Schnittstelle vom Hersteller in Japan gesteuert werden. In der Leitwarte laufen zudem alle relevanten Messdaten zusammen, siehe Abbildung 27. Da der Zugriff auf die Server der Leitwarte aus Sicherheitsgründen vom Hersteller eingeschränkt ist, findet ein Großteil der Datenhaltung, -aufarbeitung, -visualisierung und -nutzung auf separaten Servern des GWI statt.

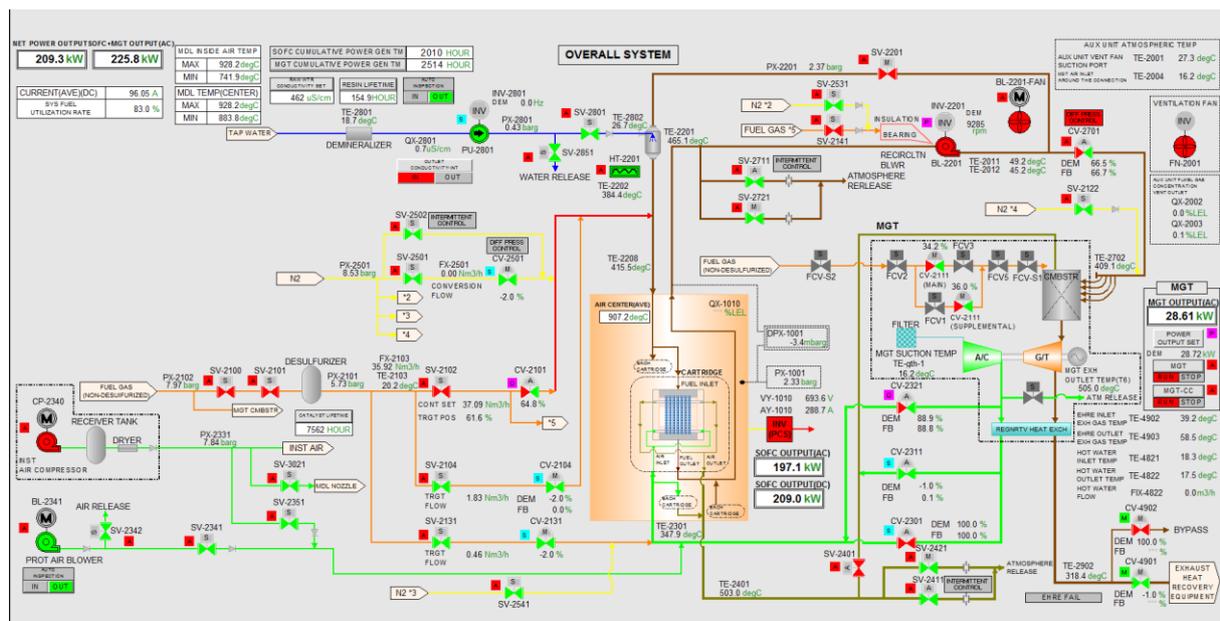


Abbildung 27: Screenshot der Leitwarte des Hybrid-SOFC-Systems

Das Messdatenmanagement ist, wie in Abbildung 28 dargestellt, in drei übergeordnete Ebenen unterteilt. Die erste Ebene (Teil A, B und C) unterliegt dem Anlagenhersteller. Ein direkter Zugriff auf diese Systeme durch den Betreiber ist nicht möglich. Die in der Anlage verbauten Sensoren und Messeinrichtungen liefern Daten über einen Controller in der Leitstelle und ein Element Management System (EMS) zu einem OPC-Server. Dieser wiederum stellt die Messdaten über einen OPC-Client zur weiteren Nutzung im Netzwerk zur Verfügung. OPC oder Open Platform Communications [18] ist ein Standard für die Kommunikation von Anlagen und in der Industrie, insbesondere in der Fertigung und Automatisierung, weit verbreitet. Als Teil dieses Standards beschreibt OPC DA (Data Access) eine Spezifikation zum Austausch von Daten in Echtzeit, was für die Datenerfassung und die Leitwarte genutzt wird. Zur Übergabe an

die Serverinfrastruktur des GWI wird das OPC DA Protokoll in das leichter zu verarbeitendes OPC UA (Unified Architecture) umgewandelt. Dadurch wird eine bessere Kompatibilität mit nachfolgenden Prozessen gewährleistet.

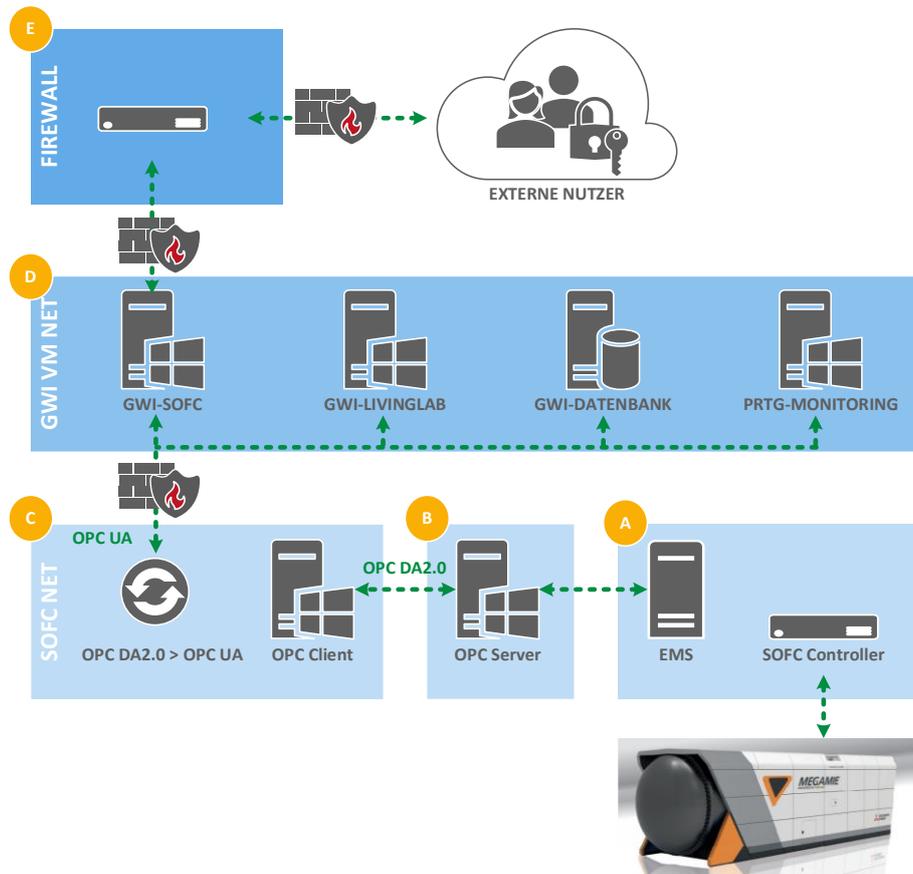


Abbildung 28: Infrastruktur der Hybrid-SOFC-Messdatenerfassung

Die zweite Ebene (Teil D) stellt die Serverinfrastruktur des GWI dar, welche eine Nutzung der Daten zu unterschiedlichen Zwecken ermöglicht. Die Serverstruktur teilt die Nutzung in zwei Kategorien. Ein Teil der Server wird zum Monitoring der Anlage genutzt. Dort werden die Messdaten aus allen Versuchsreihen gespeichert. Zusätzlich werden Daten aus weiteren Quellen hinzugefügt, die für eine Analyse des Betriebsverhaltens nötig sind. Dazu zählen beispielsweise Wetterdaten oder Daten zur Gasqualität und -zusammensetzung.

Neben dem Monitoring der Betriebsdaten wird über den zweiten Teil der Server der Zustand des Hybrid-SOFC-Systems überwacht. Bei diesen Daten handelt es sich ausschließlich um Boolean-Werte, die in der Regel den normalen Betriebszustand der einzelnen Systemkomponenten anzeigen und nur im Falle von Störungen, Fehlern oder Grenzwertüberschreitungen den Zustand wechseln. Anders als bei der zuvor beschriebenen Messdatenerfassung gibt es bei der Zustandsüberwachung die Möglichkeit, Mitteilungen zu versenden und damit die Betreiber über mögliche Fehler zu informieren.

Die dritte Ebene (Teil E) dient der Übertragung von Anlagendaten an externe Partner. Dabei unterscheidet sich dieser Teil insofern, dass die Mess- und Zustandsdaten von diesem Punkt an die Institutsumgebung des GWI verlassen und zuverlässig und vor allem sicher weitergeleitet werden müssen. Über eine dedizierte Firewall und eine gesicherte Verbindung werden diese

Daten beispielsweise verifizierte Partner oder Serviceunternehmen des Anlagenherstellers gesendet.

Zur Analyse und Bewertung des Betriebsverhaltens sind vor allem die Server in der zweiten Ebene relevant. Auf dem Server für das primäre Datenmonitoring ist eine PostgreSQL [19] Datenbank installiert, welche zusätzlich mit einer TimescaleDB Erweiterung versehen ist [20]. Dieses Setup erlaubt das effiziente Speichern von Zeitreihendaten, also Daten mit gleichbleibender Struktur und einem Zeitstempel, und ist besonders für große Datenmengen geeignet.

Die Messdaten werden mittels eines Python Skripts von dem OPC UA Server abgerufen und in die PostgreSQL Datenbank geschrieben. Die Orchestrierung erfolgt dabei durch Apache Airflow [21], einer Open Source Software für Data-Engineering-Pipelines. Dieses Tool steuert und überwacht die Ausführung des Skripts und kann bei Fehlern, die entweder aus dem Auslesen der Daten aus dem OPC-Server oder dem Schreiben der Daten in die PostgreSQL Datenbank entstehen, automatisierte Meldungen erstellen. Dadurch können Ausfälle im System der Messdatenerfassung schnell identifiziert und zielgerichtet behoben werden.

Die anschließende Nutzung der Daten unterteilt sich in die direkte Visualisierung und die Analyse von Versuchsreihen. Die Visualisierung dient vor allem der Überwachung und der Möglichkeit, atypische Systemverhalten zu erkennen. Realisiert ist die Visualisierung mit der Open Source Software Grafana [22]. Grafana erlaubt die grafische Darstellung von Daten aus Datenbanken, wobei unterschiedliche Darstellungsformen, Diagramme und Formate gewählt werden können. Abbildung 29 zeigt beispielhaft einige Parameter aus einer Versuchsreihe.



Abbildung 29: Messdatenvisualisierung im LivingLab

Am GWI wird die beschriebene Kombination aus Datenbanken, Data-Pipelines und Visualisierung im so genannten LivingLab eingesetzt, um Messdaten aller Art zu erfassen, nutzbar zu machen und zu visualisieren. In einem großen Übersichtsdashboard, siehe Abbildung 30, mit

vielen relevanten Kennzahlen des Institutsstandorts in Essen werden daher neben weiteren Daten auch die wichtigsten Leistungsdaten des Hybrid-SOFC-Systems dargestellt.

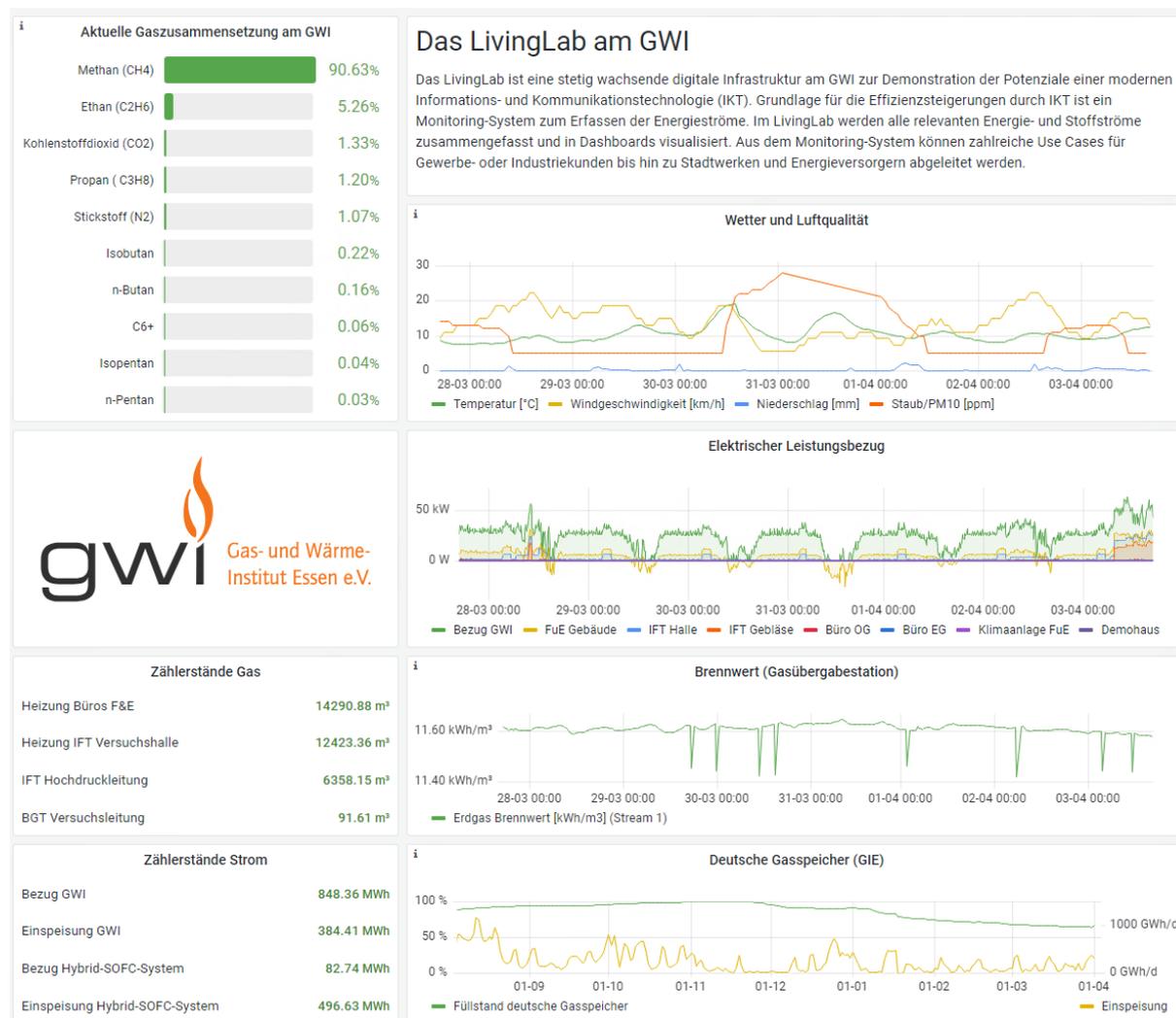


Abbildung 30: Ausschnitt des LivingLab Dashboards des GWI

Visualisierungen dieser Art eignen sich neben der Möglichkeit zur reinen visuellen Überwachung des Betriebs auch für das Präsentieren der Anlage bei Partnern, Gästen oder interessierten Dritten und ermöglichen damit ein besseres Verständnis für komplexe Systeme wie dieses.

Neben der Visualisierung werden die Messdaten den Ingenieurinnen und Ingenieuren zur Analyse des Betriebs des Hybrid-SOFC-Systems zu Verfügung gestellt. Dazu werden in der Regel Tools wie Python oder Excel genutzt. Beide Programme können mit Hilfe der passenden Schnittstelle Daten direkt aus der Datenbank laden.

### 2.3.3 Ergebnisse – Effizienzen

Zur Untersuchung der Betriebsparameter des Hybrid-SOFC-Systems wurden zwei Versuchsreihen ausgewertet, je eine im Erdgasbetrieb und eine mit LNG als Betriebsmittel. Die Ziele der Analysen waren eine Überprüfung des garantierten Wirkungsgrads von 50 % oder mehr bei Normbedingungen (15 °C, 1 bar), die Untersuchung der Effizienz und Leistung in Vollast und den einzelnen Teillaststufen, sowie die Analyse des Temperatureinflusses auf den Betrieb der Anlage.

#### Elektrischer Wirkungsgrad:

Abbildung 31 zeigt die elektrische Leistung und den elektrischen Wirkungsgrad über die komplette Versuchsreihe mit Erdgas. Die Anlage wurde zuerst in Vollast gefahren und danach sukzessiv auf die jeweils nächste Teillaststufe umgeschaltet, bevor sie aus der niedrigsten Teillaststufe von 100 kW direkt auf Vollast hochgefahren wurde. Der elektrische Wirkungsgrad nimmt mit sinkender Leistung ab und bewegt sich über die gesamte Lastspanne (220 kW bis 100 kW) zwischen 47 % und 33 %.

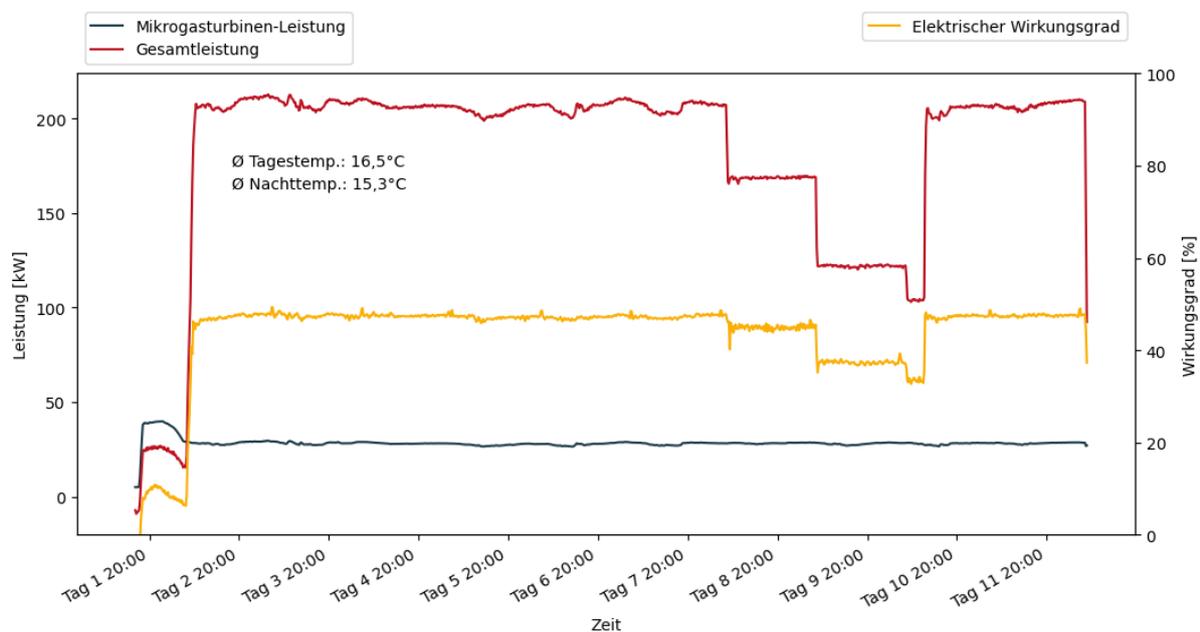


Abbildung 31: Darstellung der elektrischen Leistung, sowie des elektrischen Wirkungsgrads über die komplette Versuchsreihe mit Erdgas

Die Laufzeit der Versuchsreihe beläuft sich auf ca. 12 Tage. Die Messdaten liegen in einminütiger Auflösung vor und sind in den Gesamtdarstellungen zur übersichtlicheren Darstellung auf 15-Minuten-Intervalle aggregiert. Tages- und Nacht-Durchschnittstemperaturen wurden für die Zeiträume von 06:00 Uhr bis 18:00 Uhr und von 18:00 Uhr bis 06:00 Uhr bestimmt. Zur Ermittlung des elektrischen Wirkungsgrads  $\eta_{el}$  wurde folgende Formel verwendet:

$$\eta_{el, ch4} = \frac{\dot{m}_{ch4} * H_{o, ch4}}{P_{el}}$$

Hierbei ist  $\dot{m}_{ch4}$  der Massenstrom des Brenngases,  $H_{o, ch4}$  der Brennwert und  $P_{el}$  die elektrische Gesamtleistung des Systems. Die Berechnung des Wirkungsgrads der Anlage erfolgt mit vor Ort erhobenen Daten zur Gasbeschaffenheit. Die Daten des GWI-eigenen Gaschromatographen liegen in 15-minütiger Auflösung vor und werden für die Berechnungen auf eine einminütige

Auflösung interpoliert. Obwohl technisch bereits dafür ausgestattet, wird die Abwärme des Hybrid-SOFC-Systems noch nicht zu Heizzwecken ausgekoppelt. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle kein Bezug auf den thermischen Wirkungsgrad oder einen kombinierten Gesamtwirkungsgrad genommen.

Im Gegensatz zur Versuchsreihe mit Erdgas wurde in der Versuchsreihe mit LNG als Brenngas nicht direkt von 100 kW wieder auf Volllast gewechselt, sondern wieder sukzessiv hochgefahren, siehe Abbildung 32. Ansonsten ist die Versuchsreihe ähnlich zur Versuchsreihe mit Erdgas angelehnt, was die Dauer und das sukzessive Anfahren aller Laststufen betreffen.

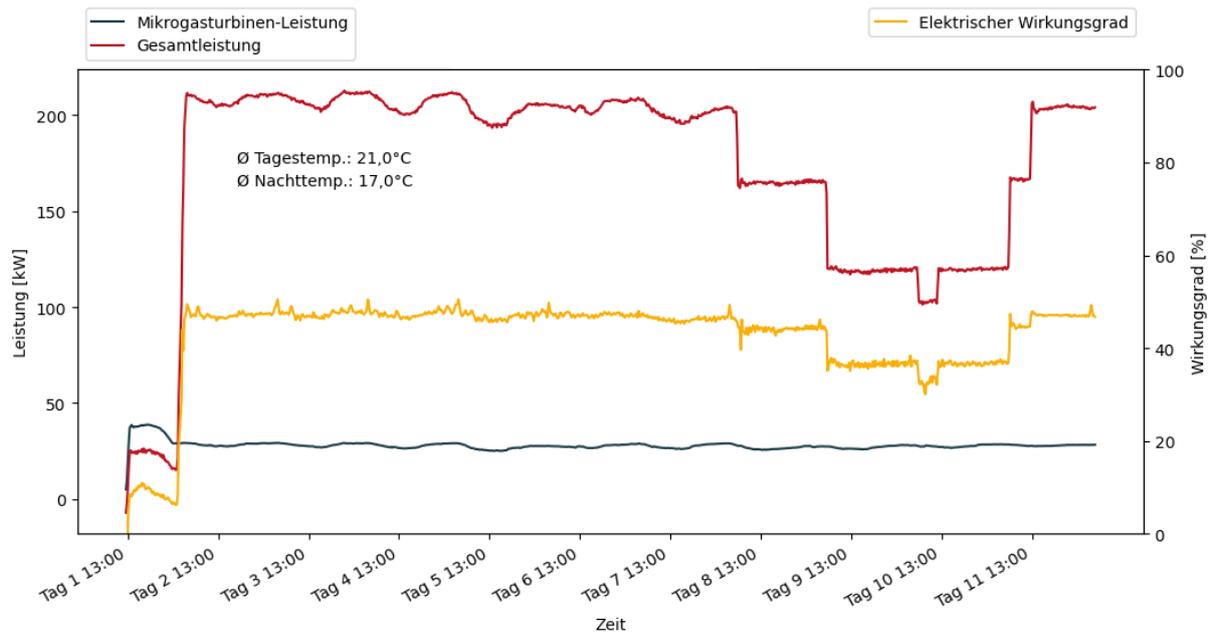


Abbildung 32: Darstellung der elektrischen Leistung sowie des elektrischen Wirkungsgrads über die komplette Versuchsreihe mit LNG

Der Wirkungsgrad des Systems im LNG-Betrieb bewegt sich insgesamt in den gleichen Grenzen, wie in der Versuchsreihe mit Erdgas. Insbesondere im ersten Volllast-Bereich lassen sich hier jedoch deutliche Schwankungen in der Gesamtleistung erkennen, verursacht durch höhere Tagestemperaturen bis zu 28 °C. Dieser Temperatureinfluss auf die Leistung im Volllastbetrieb ist in Abbildung 33 für die Leistungsdaten von fünf Tagen dargestellt.

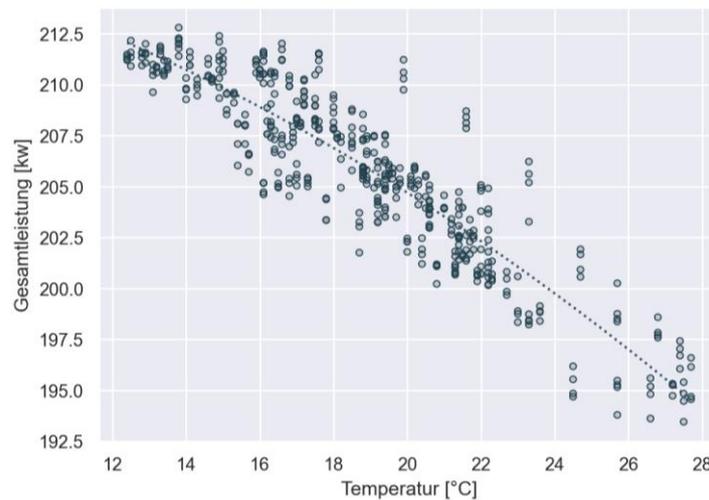


Abbildung 33: Temperatureinfluss auf die Gesamtleistung im Volllastbetrieb über die Versuchstage 2 bis 7 in der Versuchsreihe mit LNG

Bei der Betrachtung der Leistung und des daraus resultierenden elektrischen Wirkungsgrads in Volllast und den einzelnen Teillaststufen fällt auf, dass der Wirkungsgrad stärker abfällt, je niedriger die Leistung ist, vgl. Abbildung 34. In Volllast weist die Anlage einen Wirkungsgrad von durchschnittlich 47,4 % auf, welcher in der Teillaststufe von 162 kW auf 45 % fällt. In der niedrigsten Teillaststufe von 100 kW hat die Anlage noch einen elektrischen Wirkungsgrad von durchschnittlich 33,5 %.

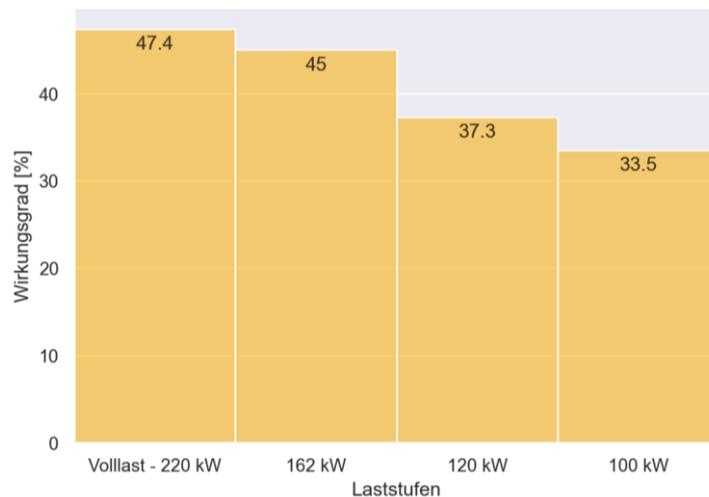


Abbildung 34: Darstellung der Effizienz in den Laststufen für die Versuchsreihe mit Erdgas

Für die Überprüfung, ob in Volllast ein Wirkungsgrad von 50 % oder mehr eingehalten wird, wurden sämtliche Messdaten auf Normalbedingungen (15 °C, 1 bar) normiert. Abbildung 35 zeigt den Wirkungsgrad, der bei Realbedingungen berechnet wurde (gelb) dem normierten Wirkungsgrad (hellblau) gegenübergestellt.

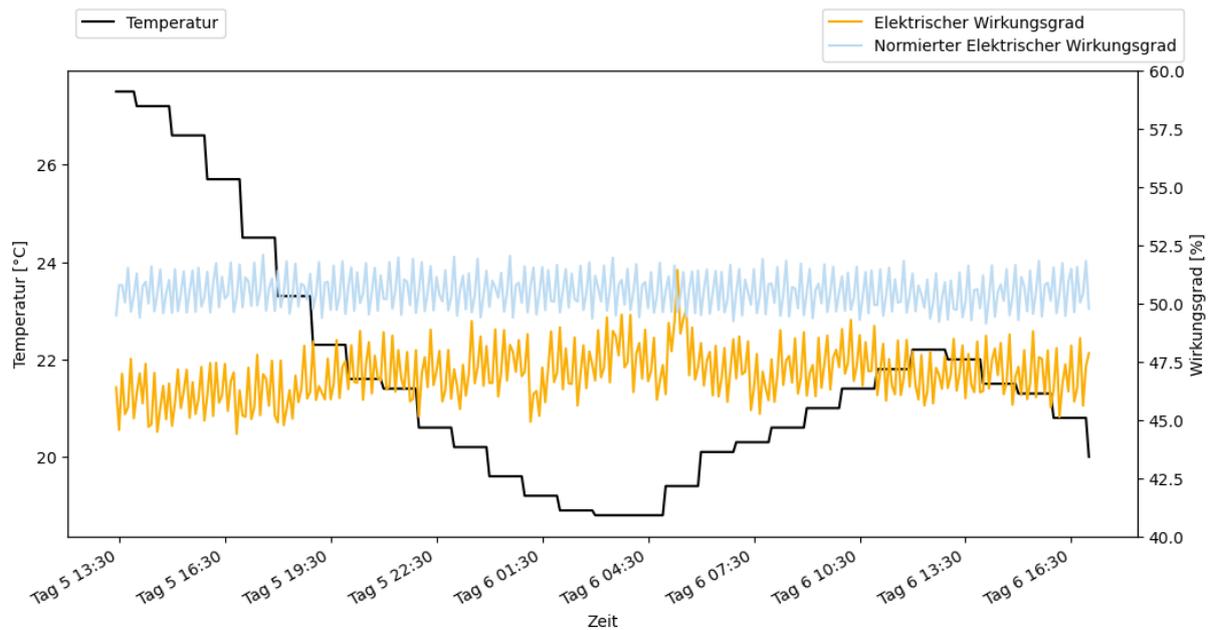


Abbildung 35: Vergleich zwischen gemessenem und normiertem Wirkungsgrad in Vollast der LNG-Versuchsreihe

Insgesamt liegt der normierte Wirkungsgrad zwischen 3 % und 3,5 % über dem Wirkungsgrad bei Realbedingungen. Der Realwirkungsgrad lässt sich in den Nachmittagsstunden bis 18:00 Uhr ein deutlicher Temperatureinfluss auf den Wirkungsgrad erkennen. Die Abweichung beträgt ca. -1 %. Die Angleichung des Realwirkungsgrads an den Normierten findet bei den tiefsten Temperaturen um 18 °C seinen Höhepunkt. Dagegen zeigt der normierte Wirkungsgrad einen konstanten Verlauf bei knapp über 50 %, womit die vom Hersteller garantierte Effizienz bei Normalbedingungen gewährleistet ist. Die Schwankungen beider Wirkungsgrade beruhen auf Schwankungen im Massenstrom des zugeführten Brenngases.

### Leistungskonditionierung:

Der elektrische Wirkungsgrad der Anlage wird neben einiger Zusatzsysteme wie dem Kompressor für die Gaszufuhr, Kühl- und Heizsysteme, der Sensorik und Wasserpumpen auch von der Leistungskonditionierung beeinflusst. Die Effizienz der Leistungskonditionierung  $\eta_{LK}$  berechnet sich wie folgt:

$$\eta_{LK} = \frac{P_{sofc\_ac}}{P_{sofc\_dc}}$$

wobei  $P_{sofc\_ac}$  die Wechselstromleistung und  $P_{sofc\_dc}$  die Gleichstromleistung darstellt. Die Effizienz der Leistungskonditionierung wurde mithilfe der LNG-Versuchsreihe ermittelt. Der durchschnittliche Wirkungsgrad in Vollast beträgt 94,4 %. In den Teillaststufen ist ein Anstieg des Wirkungsgrads erkennbar, der in der niedrigsten Teillaststufe von 100 kW auf 95,1 % ansteigt. Da keine Temperaturdaten o.Ä. aus der Konditionierungseinheit vorliegen, kann keine Aussage darüber getroffen werden, was die genauen Gründe für den Effizienzanstieg sind.

### Standby-Modus:

Solange die SOFC-Anlage an das Netz gekoppelt ist und sich nicht im Betrieb befindet, geht sie in den Standby-Modus. Kühl- und Heizsysteme sowie die Leistungselektronik und weitere Subkomponenten werden dann weiter betrieben, um bspw. Schäden an der Regelungstechnik,

der Sensorik sowie den Wasserleitungen bei sehr hohen bzw. niedrigen Außentemperaturen zu verhindern. Im Standby-Modus wird kein Brenngas bezogen und die Mikrogasturbine ist ausgeschaltet. In dieser Zeit bezieht das Hybrid-SOFC-System zum Betrieb der genannten Subkomponenten Strom aus dem öffentlichen Stromnetz, zu sehen in Abbildung 36.

Der Strombezug befindet sich je nach Jahreszeit auf einem anderen Niveau, wobei im Sommer und im Winter ein höherer Verbrauch als im Frühling vorliegt, was wiederum auf den erhöhten Kühlbedarf im Sommer und den Heizbedarf im Winter zurückzuführen ist. Zu allen Jahreszeiten schwankt der Bezug um ca. 5 kW mit punktuellen Ausreißern, die bis über 20 kW reichen. Mit einem durchschnittlichen Netzbezug von 9 kW bzw. 11,5 kW im Sommer und Winter stellt der Standby-Modus eine durchgängig hohe Verbrauchsquelle dar. Aus betriebswirtschaftlichen Gründen sollte die Anlage daher keine längere Zeit in diesem Zustand verbleiben.

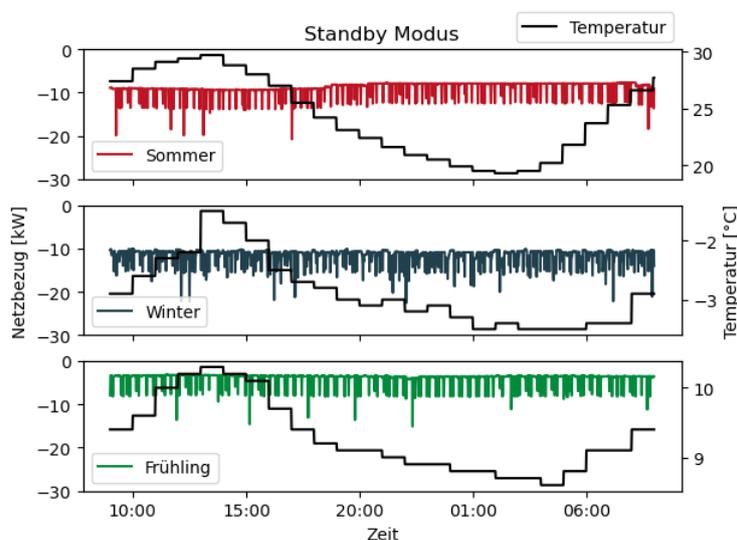


Abbildung 36: Strombezug im Standby-Modus der SOFC-Hybrid Anlage exemplarisch dargestellt für einen Tag im Sommer, Frühling und Winter

Die Untersuchungen zur Effizienz der SOFC-Anlage in den Versuchsreihen mit Erdgas und LNG haben gezeigt, dass sich der elektrische Wirkungsgrad bei realen Betriebsbedingungen in einer Spanne von 33,5 % in der niedrigsten Teillaststufe und 47,4 % in Volllast bewegt. Je niedriger die Leistung ist, desto höher sind die Wirkungsgradverluste. Der stärkste Abfall findet beim Lastwechsel von 162 kW auf 120 kW mit einem Wirkungsgradverlust von 8 % statt. Temperaturbedingte Einflüsse auf den Wirkungsgrad verursachen Schwankungen um ca. 1 %. Der Wirkungsgrad bei Normbedingungen liegt 3 % bis 3,5 % über dem Wirkungsgrad bei Realbedingungen und erfüllt den vom Hersteller garantierten Wert von über 50 %. Im Standby-Modus zeigt sich ein durchgehend hoher Netzbezug, insbesondere in den Sommer und Wintermonaten.

### 2.3.4 Ergebnisse - Flexibilität

Im Rahmen der Flexibilitätsanalyse des Hybrid-SOFC-Systems wurden das An- und Abfahrverhalten sowie die Lastwechsel zwischen den Teillaststufen weitergehend untersucht.

In Abbildung 37 ist der Anfahrvorgang beim Kaltstart für die Erdgas-Versuchsreihe dargestellt. Aufgrund der hohen Temperaturen, die in den Zellstacks benötigt werden, hat die Anlage eine Vorlaufzeit, in der die Zellstacks u.a. durch die Mikrogasturbine auf die erforderliche Temperatur gebracht werden. Der erste Ausschlag im Gasverbrauch markiert das Starten der Anlage

und geht einher mit dem Hochfahren der Mikrogasturbine auf ca. 5 kW. Gegen 13:00 Uhr wird die Mikrogasturbine weiter auf ihre Maximalleistung von über 30 kW gefahren. Sobald die Zellstacks die benötigte Temperatur von ca. 900 °C erreicht haben, wird die Anlage mit einer Geschwindigkeit von ca. 0,9 kW/min auf Volllast hochgefahren. Der komplette Anfahrprozess dauert damit ca. 21 Stunden.

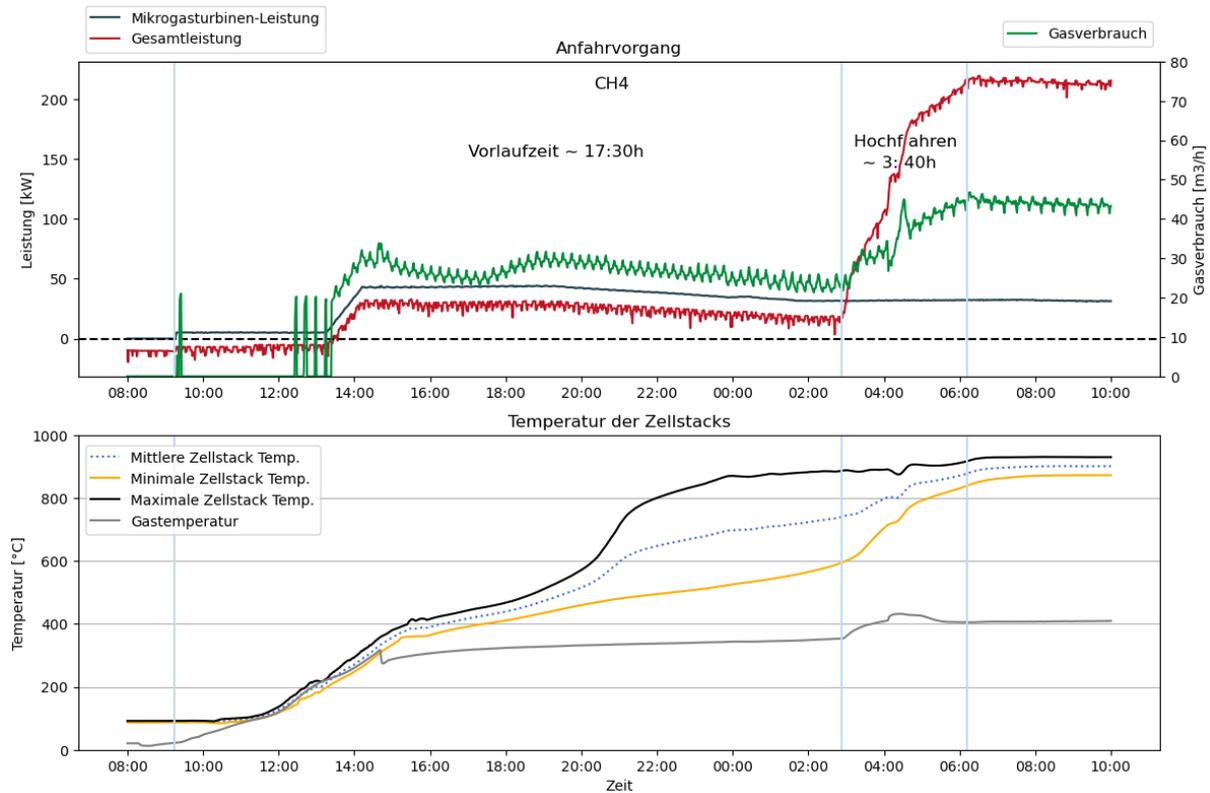


Abbildung 37: Anfahrvorgang der Erdgas-Versuchsreihe bei einem Kaltstart

Dem gegenübergestellt ist das Abfahrverhalten der Anlage in derselben Versuchsreihe, dargestellt in Abbildung 38. Die Anlage wird zunächst im Volllast-Betrieb gefahren, bevor der Abfahrvorgang einsetzt. Der Beginn des Abfahrvorgangs ist gekennzeichnet durch die hellblauen Linien. Kurz nach 06:45 Uhr sinkt der Gasverbrauch auf 0 m<sup>3</sup>/h, wodurch auch die Bestimmung des Wirkungsgrads beendet wird. Insgesamt wird der Abfahrprozess in ca. 35 Minuten vollzogen und weist dabei eine Abfahrtrate von 5,7 kW/min auf. Bis die Mikrogasturbine ebenfalls heruntergefahren wird dauert es weitere 5 bis 6 Stunden. So lange benötigt die Anlage, bis die Temperatur der Zellstacks auf eine definierte Temperatur von 250 °C herunter gekühlt ist. In diesem Zeitraum ist es theoretisch möglich die Anlage in kurzer Zeit wieder hochzufahren und durch diesen Warmstart zeitnah die maximale Leistung bereitzustellen.

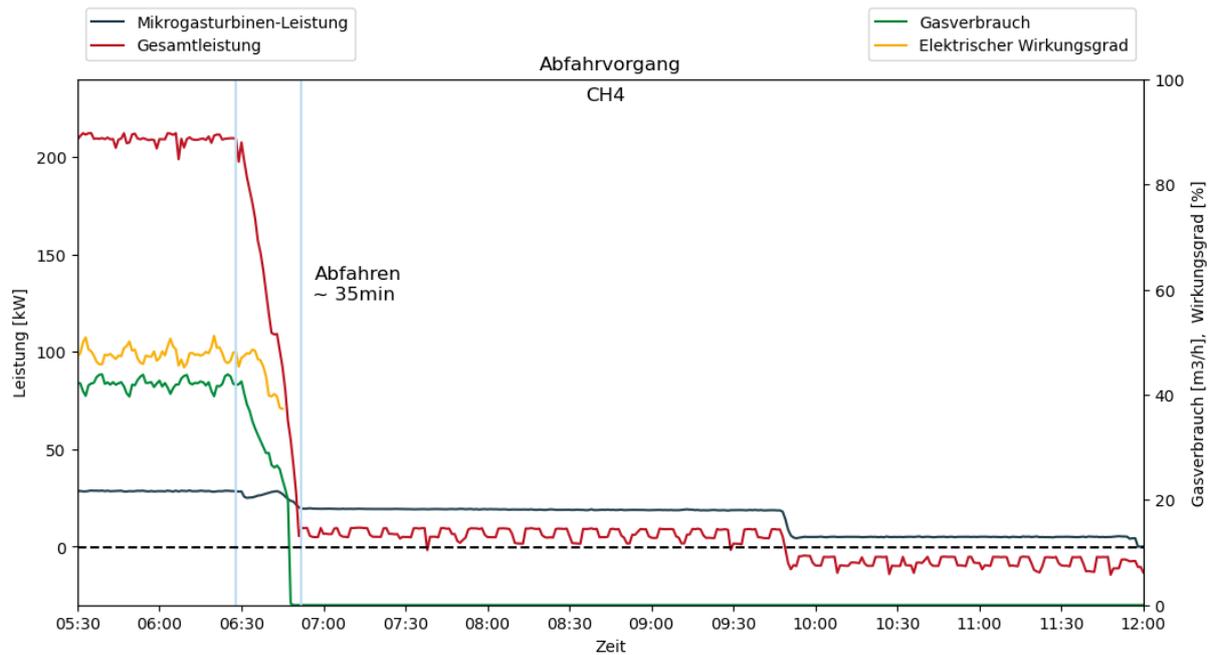


Abbildung 38: Abfahrvorgang aus Volllast in der Erdgas-Versuchsreihe

## Lastwechselgeschwindigkeiten:

Für die Analyse der Lastwechselgeschwindigkeiten wurden alle Lastwechsel der beiden untersuchten Versuchsreihen ausgewertet. Das An- und Abfahrverhalten sowie die Lastwechsel bei der Versuchsreihen zeigen vergleichbare Lastwechselraten. Daher ist keine Auswirkung zwischen den Brenngasen Erdgas und LNG auf diesen Flexibilitätsparameter der Anlage festzustellen. Allerdings lassen sich Unterschiede in den Lastwechselraten erkennen, die abhängig von der Teillaststufe, auf der sich die Anlage befindet, und von der Größe des Lastsprungs sind.

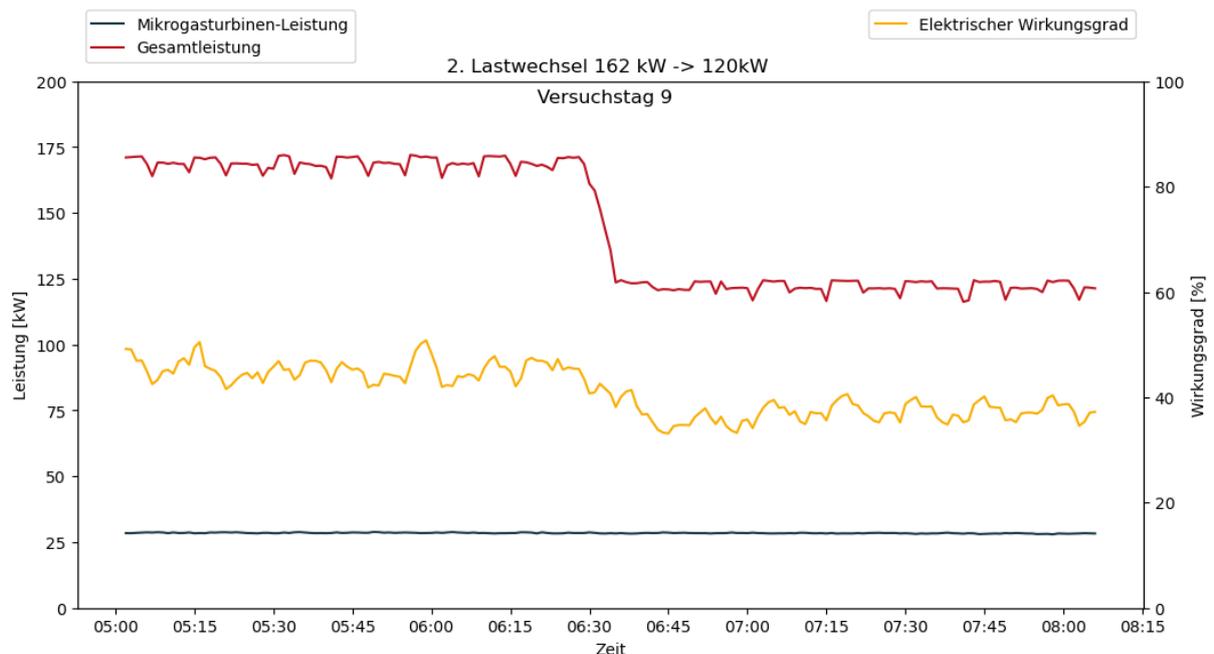


Abbildung 39: Lastsprung von 162 kW auf 120 kW an Tag 9 der Erdgas-Versuchsreihe

Abbildung 39 zeigt exemplarisch einen kleinen Lastsprung (Sprung von einer zur nächsten Teillaststufe) von 162 kW auf 120 kW. Die Auswertung kleiner Lastsprünge zeigt, dass der Lastsprung durchschnittlich in einem Zeitraum von ca. 10 Minuten vollzogen wird und dabei Lastwechselraten zwischen 4,0 und 5,2 kW/min erreicht werden. Der Wechsel in den zwei niedrigsten Laststufen von 120 kW auf 100 kW oder andersherum sticht bei der Untersuchung hervor, da er mit 2,7 bis 3,5 kW/min im Verhältnis zu den anderen Lastwechselraten der kleinen Lastsprünge eine deutlich geringere Lastwechselgeschwindigkeit hat. Ob es sich bei den untersuchten Lastwechseln um einen Lastwechsel auf eine höhere oder niedrigere Laststufe handelt, ist dabei in allen Fällen unerheblich.

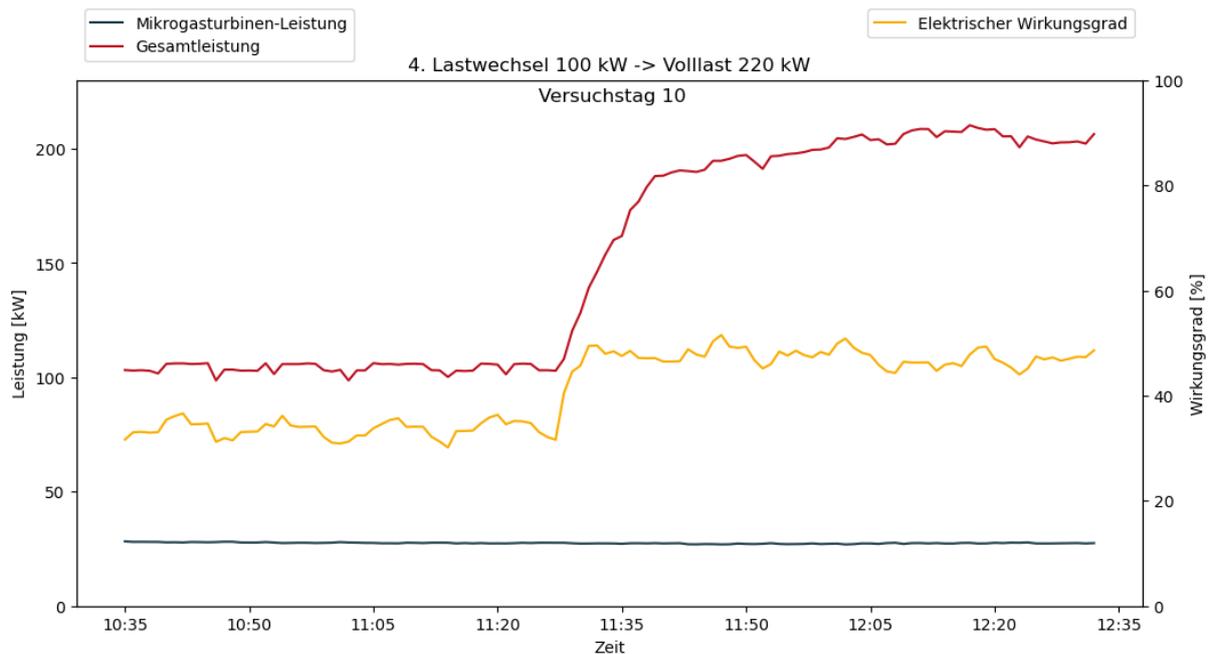


Abbildung 40: Lastsprung von 100 kW auf 220 kW an Tag 10 der Erdgas-Versuchsreihe

Bei einem großen Lastsprung (Sprung über mehrere Teillaststufen hinweg), hier exemplarisch in Abbildung 40 für den Wechsel von 100 kW auf 220 kW in Volllast dargestellt, zeigt sich, dass sich die Lastwechselrate nochmals verringert. Auch wenn der Zeitraum des Lastwechsels, dem des Abfahrvorgangs mit ca. 40 Minuten ähnelt, liegt bei einem solchen großen Lastsprung lediglich eine Lastwechselrate von ca. 2,35 kW/min vor.

Die Flexibilitätsuntersuchung der Anlage hat gezeigt, dass vor Allem in Volllast und den höheren Teillaststufen schnelle Lastwechsel vollzogen werden können. Es sind Lastwechselraten über 5 kW/min möglich, sodass schnell auf sich ändernde Bedingungen und Anforderungen reagiert werden kann. Eine ebenfalls hohe Lastwechselrate weist der Abfahrvorgang auf, bei dem die Strom- bzw. Leistungsbereitstellung nach einer Dauer von rund 35 Minuten bereits abgeschlossen ist. Die Lastwechselraten in den niedrigeren Laststufen (100 kW und 120 kW) fallen zwar langsamer aus, allerdings nur um wenige Minuten. Alle kleinen Lastsprünge finden in einem Zeitrahmen von 10 Minuten statt. Bei einem großen Lastsprung über mehrere Teillaststufen hinweg wird eine Zeit von 40 Minuten benötigt. Die Richtung der Lastwechsel, also aufsteigend oder absteigend, spielt dabei keine Rolle. Insgesamt hat die Anlage im Betrieb ein hohes Flexibilitätspotential und kann in Bereichen mit schnell wechselnden Anforderungen eingesetzt werden. Allerdings stellt der Anfahrprozess aus dem Kaltstart mit einer Dauer von

ca. 21 Stunden noch eine Limitierung dar, die eine vorausschauende Regelung der Anlage voraussetzt. Solange die Anlage nach dem Abfahren aus dem Betrieb innerhalb eines Zeitfensters von ca. 6 Stunden wieder hochgefahren wird, kann der lange Kaltstart-Anfahrprozess vermieden werden.

### 2.3.5 Entwicklungs- und Optimierungspotenziale

Der erfolgreiche Bau und die Integration des Hybrid-SOFC-Systems sowohl in die Energie- als auch in die Forschungsinfrastruktur des GWI ermöglichten die detaillierte Untersuchung dieser KWK- Technologie hinsichtlich der Effizienz- und Flexibilitätspotenziale. Durch die Demonstration des realen Anlagenbetriebs konnten sowohl die Potenziale als auch die bestehenden Herausforderungen beim Einsatz hybrider SOFC-Systeme als Bestandteil eines Energiesystems mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien und den damit einhergehenden Fluktuationen bewertet werden.

Die energetische Effizienz des Systems weist aktuell noch Potenziale bei der Nutzung der Abwärme im Sinne der Kraft-Wärme-Kopplung auf. Das Hybrid-SOFC-System verfügt anlagenseitig bereits über einen Wärmeübertrager und weitere Komponenten für die Wärmeauskopplung. Die thermische Leistung des Systems beträgt 70 kW, ist unabhängig von der elektrischen Leistung und in der aktuellen Konfiguration nicht stufenweise regelbar. Dies stellt im Hinblick auf die Gesamteffizienz des Hybrid-SOFC-Systems und insbesondere für den Betrieb in den niedrigen elektrischen Teillaststufen ein erhebliches energetisches Potenzial dar, das mit entsprechenden CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen einhergeht. Der erforderliche Schritt, um dieses Potenzial erschließen und im realen Anlagenbetrieb quantifizieren zu können, ist die Erweiterung und Anpassung der gebäudeseitigen Wärmeversorgung am Standort des GWI.

Die Beimischung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff zum Brenngas und die Erweiterung des Anlagenportfolios um Energiespeicher stellen weitere technische Optionen zur vollständigen Hebung der Effizienz- und CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale des Hybrid-SOFC-Systems dar. Das System ist heute bereits für den Betrieb mit bis zu 20 % Wasserstoff geeignet und verfügt über die nötigen Schnittstellen für die Einbindung von Energiespeichern.

Auch ohne Energiespeicher weist das Hybrid-SOFC-System in Bezug auf den flexiblen Betrieb weitere Optimierungspotenziale auf. Insbesondere die Möglichkeit des Warmstarts innerhalb einer Zeit der ersten 5 bis 6 Stunden nach der Initiierung des Abfahrens stellt einen Mehrwert dar. Durch die erfolgreiche Umsetzung einer entsprechenden (teil-)automatisierten Steuerung können Ab- und Anfahrprozesse sowie Stillstandzeiten reduziert werden. Neben einer schnelleren und flexibleren Reaktionsgeschwindigkeit auf sich verändernde Bedingungen bzw. Anforderungen Seitens des öffentlichen Stromnetzes kann so der Verbrauch von Betriebsmitteln optimiert werden. Da das System im Rahmen des Demonstrationsbetriebs mehrfach infolge kurzzeitiger Frequenzschwankungen oder anderweitiger Störungen im vorgelagerten, öffentlichen Stromnetz über die vom Stromnetzbetreiber parametrisierte Fernwirktechnik vom Stromnetz entkoppelt und automatisch bis in den Standby-Modus abgefahren wurde, sind entsprechende Weiterentwicklungen zu priorisieren. In Absprache mit dem Stromnetzbetreiber und dem Anlagenhersteller könnte neben dem (teil-)automatisierten Warmstart z. B. die Parametrierung der Fernwirktechnik oder die Priorisierung des Hybrid-SOFC-Systems als Einspeiser angepasst werden, um die Häufigkeit und Dauer der Netzentkopplung zu reduzieren.

Auch hinsichtlich eines „Schwarzfalls“, also einem länger andauernden netzseitigen Stromausfall, ist die technische Option eines zeitnahen Warmstarts von hoher Relevanz. Da das Hybrid-SOFC-System grundsätzlich über die notwendige technologische Reife sowie der erforderlichen Subkomponenten inkl. moderner Kommunikations- und Steuerungstechnik verfügt, ist es durch einige Adaptionen schwarzstartfähig. In Kombination mit Energiespeichern kann das optimierte Anlagenkonzept theoretisch im Inselbetrieb die Versorgung kritischer Infrastrukturen mit Strom, Wärme und auch Kälte (KWKK) sichern.

Letztlich sind im Sinne eines nachhaltigen und wirtschaftlichen Betriebs Zeiten, in denen das Hybrid-SOFC-System im Standby-Modus ist, zu vermeiden. Insbesondere bei sehr hohen und sehr niedrigen Außentemperaturen weist das System in diesem Zustand einen hohen Leistungsbezug zum Betrieb der Subkomponenten auf, der bislang nur durch den Strombezug aus dem öffentlichen Netz gedeckt werden kann. Neben den Strombezugskosten für den Betreiber gehen damit entsprechende CO<sub>2</sub>-Emissionen einher. Der Betrieb und insbesondere planbare Stillstandzeiten, beispielsweise zur Befüllung von Betriebsmitteln oder zu Revisions- und Wartungsarbeiten, sollten unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Einflussgrößen entsprechend terminiert werden.

### 3 Ausblick Forschungsinfrastruktur

Um auch langfristig zu einer nachhaltigen und CO<sub>2</sub>-neutralen Energiebereitstellung beizutragen, stellt der Einsatz regenerativ erzeugter Brenngase in Brennstoffzellen-Systemen einen zentralen Entwicklungsschwerpunkt dar. Neben Biogas gewinnen die Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas und die Substitution von fossilem durch synthetisches Methan rasant an Bedeutung. Bereits heute ist die Demonstrationsanlage des Hybrid-SOFC-Systems am GWI für den Einsatz von bis zu 20 % Wasserstoff im Brenngas geeignet. Untersuchungen zu höheren H<sub>2</sub>-Anteilen, ihrem Effekt auf die Reaktionsprozesse und auf die Betriebsführung stehen noch aus und sollen zeitnah umgesetzt werden.

Neben den Fragestellungen zu alternativen, klimaneutralen Brenngasen bietet die Demonstrationsanlage in Verbindung mit der Forschungsinfrastruktur des GWI die ideale Plattform für systemische Erweiterungen. Dies gilt gleichermaßen für die anlagentechnische als auch für die softwaretechnische Weiterentwicklung. Die anlagentechnische Erweiterung der Forschungsinfrastruktur um Batteriespeicher, eine Elektrowärmepumpe oder der Parallelbetrieb mit einer Photovoltaikanlage stellen aussichtsreiche Maßnahmen dar, um das Hybrid-SOFC-System gemeinsam mit den vielfältigen Komponenten eines zukünftigen Energiesystems gesamtsystemisch bewerten und optimal betreiben zu können. Durch den Ausbau der Forschungsinfrastruktur und die systemische Verbindung des Hybrid-SOFC-Systems mit weiteren Erzeugungs- und Speichertechnologien könnten die Vorteile aller Komponenten bestmöglich analysiert, bewertet und erschlossen werden.

Auch mit Blick auf die Weiterentwicklung des LivingLabs bietet die neue Forschungsinfrastruktur weitere Möglichkeiten. Ein zunehmend relevantes Thema stellt beispielsweise die zustandsorientierte Wartung und Instandhaltung von Anlagen dar. Dabei kann das etablierte Datenbankmanagementsystem genutzt werden, um regelmäßig und automatisiert die Zustände des Systems zu überprüfen. So können mögliche Fehlerquellen rechtzeitig identifiziert und notwendige Maßnahmen zeit-, qualitäts- und kostenoptimal geplant werden. Infolgedessen kann die Anlagenverfügbarkeit erhöht und vorhandene Ressourcen können optimiert genutzt werden.

Um alle Demonstratoren in einer gemeinsamen IoT-Plattform erproben und bewerten zu können, kann ein neuer Hardware-in-the-Loop-Simulator (HiL) entwickelt und eingesetzt werden. Reale Betriebsdaten, die existierenden und (weiter) zu entwickelnden Anlagen-, System- und Marktmodelle sowie die Simulationsumgebungen werden implementiert. So kann aufbauend auf den bisherigen Erfolgen eine automatisierte (Echtzeit-)Analyse mit dem Ziel einer stabilisierenden und/oder vorausschauend Steuerungsarchitektur entwickelt werden.

## Teil II: Systemanalyse

# 1 Simulationsmodelle und Berechnungen

## 1.1 Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)

### 1.1.1 Grundlagen

Um die Verfahrenstechnik des PAFC-Systems zu untersuchen, werden im Folgenden die grundlegenden Funktionsprinzipien der Brennstoffzelle und der vorgeschalteten Gasprozesstechnik erläutert.

#### Brennstoffzellenstapel:

Im Gegensatz zum Verbrennungsmotor wandelt die Brennstoffzelle chemisch gebundene Energie direkt und ohne Umwege in elektrische Energie und Wärme um. Abbildung 41 zeigt den schematischen Aufbau einer Brennstoffzelle.

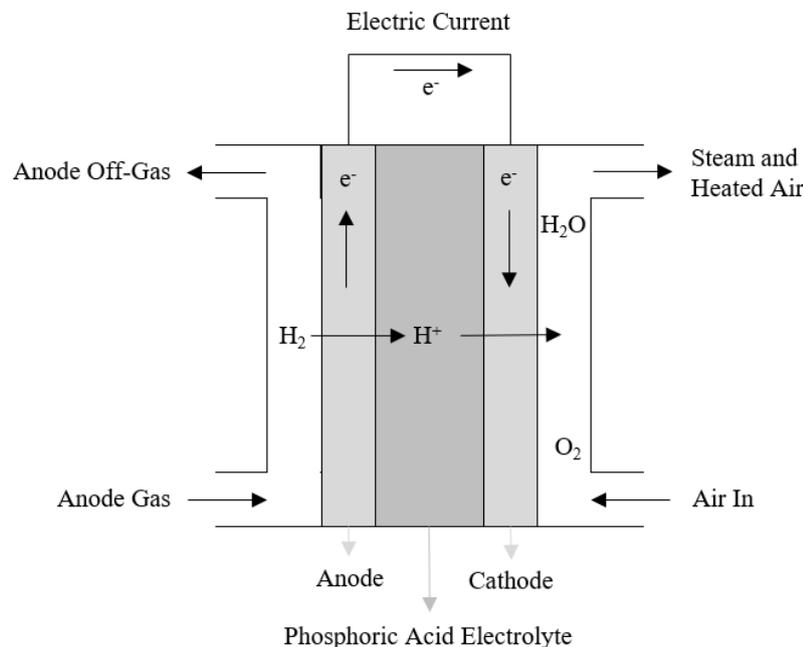
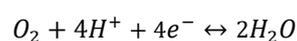


Abbildung 41: Schematische Darstellung einer Phosphorsäurebrennstoffzelle

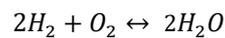
Das Brenngas wird in der Bipolarplatte mithilfe kleiner Gaskanäle zur Anode geleitet. Der Platin-katalysator an der Anode führt zu einer chemischen Reaktion, wobei sich ein Wasserstoffmolekül in zwei Wasserstoffionen und zwei Elektronen umwandelt [5] [23].



Konzentrierte Phosphorsäure dient als Elektrolyt der Phosphorsäurebrennstoffzelle. Der Elektrolyt ist undurchlässig für Wasserstoff und transportiert lediglich die Wasserstoffionen zur Kathodenseite. Die Wasserstoffionen reagieren zusammen mit dem Sauerstoff aus der Brennstoffzellenluft und den Elektronen, die über einen externen Stromreis von der Anode zur Kathode transportiert werden, zu Wasser.



Die Gesamtreaktion lässt sich wie folgt zusammenfassen:



Die Betriebstemperatur der PAFC beträgt etwa 160 bis 220 °C. Aufgrund der Kristallisationsgrenze der Phosphorsäure darf eine Mindesttemperatur von ca. 42 °C aus Sicherheitsgründen nicht unterschritten werden. Durch die erhöhte Betriebstemperatur der PAFC (Verglichen mit der PEM) ergibt sich eine gute CO-Toleranz von bis zu 1 % im Synthesegas, wodurch Brennstoffe wie Erdgas ohne teure CO-Feinreinigung genutzt werden können [5] [24].

Der theoretisch erreichbare Zellwirkungsgrad einer Brennstoffzelle errechnet sich aus dem Verhältnis der Zellspannung zur Thermoneutralspannung. Die theoretisch maximal verfügbare Zellspannung  $E_{\text{Nernst}}$  hängt von der Betriebstemperatur sowie den Partialdrücken der Anoden- und Kathodengase ab und wird durch die Nernst-Gleichung berechnet

$$E_{\text{Nernst}} = E^0 + \frac{RT}{2F} \ln \left( \frac{p_{H_2}(p_{O_2})^{0.5}}{p_{H_2O}} \right)$$

wobei  $E^0$  die reversible Spannung im Standardzustand bei 1 atm,  $R = 8,314 \text{ J/molK}$  die ideale Gaskonstante,  $T$  die Temperatur,  $F = 96.485,332 \text{ C/mol}$  die Faraday-Konstante und  $p_{H_2}$ ,  $p_{O_2}$  und  $p_{H_2O}$  die Partialdrücke von  $H_2$ ,  $O_2$  und  $H_2O$  sind [25].

In der Praxis treten in der Zelle Spannungsverluste (Abweichung vom Standardzustand zwischen dem reversiblen Zellpotential und der Leerlaufspannung in der Realität, Aktivierungsverlust, ohmscher Verlust und Konzentrations- und Diffusionsverlust) auf, die die reale Zellspannung und damit den Zellwirkungsgrad reduzieren, wie in Abbildung 42 dargestellt [26].

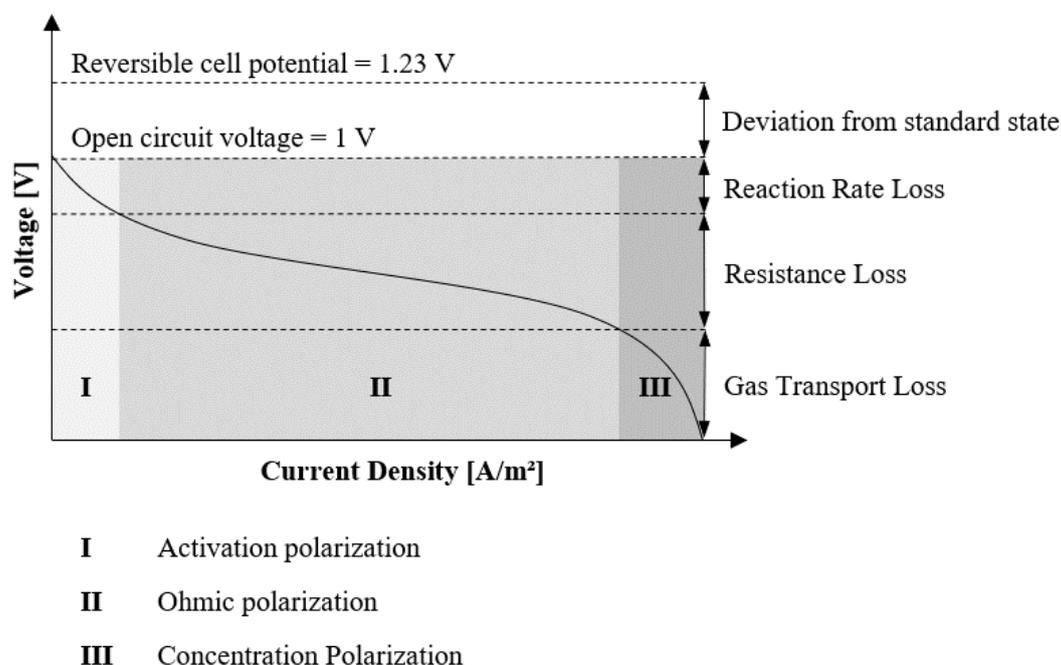
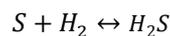


Abbildung 42: Spannungsverluste einer Brennstoffzelle

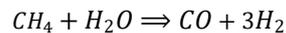
### Gasprozesstechnik:

Die elektrochemischen Reaktionen in der phosphorsauren Brennstoffzelle beruhen auf der Reaktion von  $H_2$  und  $O_2$ . Daher benötigt erdgasbasiertes PAFC-System eine Gasprozesstechnik, dem Brennstoffzellenstack vorgeschaltet werden muss. Diese kann in die drei Teilprozesse Entschwefelung, Reformierung und CO-Konvertierung unterteilt werden und zielt auf die Umwandlung von  $CH_4$  in ein  $H_2$ -reiches Synthesegas ab.

Im Entschwefler werden Schwefelbestandteile in einem Zinkoxidbett bei ca. 300 °C absorbiert und aus dem Brenngas entfernt. Die Reaktionsgleichung dieses Prozesses kann durch die folgende Gleichung dargestellt werden [27].

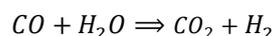


Unter Wärmezufuhr reagieren anschließend Methan und Wasserdampf in einer endogenen Reaktion zu Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid. Die folgende Gleichung stellt die wesentliche Reaktion der Dampfreformierung dar, wobei die erforderliche Wärmemenge 205,6 kJ/mol beträgt.



Aufgrund der begrenzten Reaktionsgeschwindigkeit der Reformierungsreaktion bei 700 °C wird eines Katalysators verwendet, der die Aktivierungsenergie einer Reaktion reduziert. Durch die Wahl eines geeigneten Katalysators (hier z.B. Nickel) wird die nahezu vollständige Umwandlung von Methan bereits bei etwa 700 °C erreicht. Mit Hilfe eines Gasbrenners wird die Prozesswärme des Reformers bereitgestellt. Das erzeugte Synthesegas ist reich an  $H_2$ , enthält jedoch neben Wasserdampf und  $CO_2$  ebenfalls noch CO [23] [27].

Um den Brennstoffzellenstack zu schützen und CO aus dem Synthesegas zu entfernen wird dem Reformier ein zweistufiger Shift-Reaktor nachgeschaltet, in dem ein großer Teil des Kohlenmonoxids in Kohlendioxid und Wasserstoff umgewandelt wird. Die Reaktionsgleichung der Shift-Reaktion ist in der folgenden Gleichung dargestellt.



Die Reaktionswärme der Exothermen Reaktion beträgt -41,2 kJ/mol. Das angestrebte chemische Gleichgewicht dieser Reaktion liegt bei vergleichsweise niedrigen Reaktionstemperaturen vor, wohingegen die Reaktionsgeschwindigkeit des Prozesses bei höheren Temperaturen besser ist. Aus diesem Grund findet dieser Prozess in zwei Temperaturstufen (ca. 200 bzw. 400 °C) ab, wobei zusätzlich ein Kupfer-Zink-Aluminium-Katalysator verwendet wird [27] [23].

Abschließend wird ein Teil des überschüssigen Dampfes aus dem Synthesegas auskondensiert. Das wasserstoffreiche Synthesegas enthält nun etwa 75 %  $H_2$  sowie kleinere Mengen an Wasserdampf und Kohlendioxid und kann der Anode des Brennstoffzellenstacks zugeführt werden.

### 1.1.2 Modellierung

Mit Hilfe einer geeigneten Simulationssoftware kann ein komplexes Modell der internen Schaltung der PAFC sowie der chemischen Gleichgewichte nachgebildet werden. Das beschriebene

Modell wird dann verwendet, um den Einfluss einer veränderten Gaszusammensetzung mit unterschiedlichen H<sub>2</sub>-Anteilen zu untersuchen.

### Software:

Die Software Aspen Plus wird zur Erstellung von verfahrenstechnischen Modellen und zur Simulation verwendet und ist eine der führenden chemischen Prozesssimulationssoftware auf dem Markt. Aspen Plus ist ein themenorientiertes Simulationsprogramm für den Bereich der Verfahrenstechnik. Es zeichnet sich durch eine grafische und alphanumerische Benutzeroberfläche aus und bietet eine umfangreiche Modellbibliothek sowie eine Stoffdatenbank. Zur Modellierung des PAFC-Systems wurden verschiedene Reaktormodelle, Wärmetauscher, Pumpen, Kompressoren, Separatoren, Mischer und Verteiler verwendet. Darüber hinaus kann in die Programmierung einzelner Komponenten eingegriffen werden, um diese zu optimieren oder an die gegebenen Systeme anzupassen.

### Modell:

Das Zusammenspiel von Brennstoffzelle, Gasprozesstechnik und Wärmeauskopplung sowie Wassermanagement ist in Abbildung 43 schematisch dargestellt [26]. Das Erdgas (I) wird zunächst vorgewärmt und in der Entschwefelungsanlage (II) von Schwefelkomponenten gereinigt. Nach der Vermischung des Erdgases mit Wasserdampf (III) findet die Reformierungsreaktion im Reformier (IV) statt. Im zweistufigen Shiftreaktor (V) wird ein großer Teil des Kohlenmonoxids in Kohlendioxid und Wasserstoff umgewandelt. Nachdem ein Teil des Dampfes im Kondensator (VI) auskondensiert wurde, gelangt das wasserstoffreiche Synthesegas zusammen mit vorgewärmter Luft in den Brennstoffzellenstapel. Durch die elektrochemische Reaktion entsteht Strom und Wärme. Die Wärme wird mithilfe einer Wasserkühlung ausgekoppelt, wobei ein Teil der Wärme zur Bereitstellung (Verdampfung) von Wasserdampf für den Reformier genutzt wird. Im Brennstoffzellenstapel wird etwa 70 bis 80 % des Brennstoffs umgesetzt. Das übrigbleibende Anoden-Off-Gas wird dem Reformierbrenner zugeführt, wo es zusammen mit Luft verbrannt wird und somit Prozesswärme für den Reformier bereitstellt [27]. Die heißen Abgase des Brenners und der Brennstoffzelle werden anschließend abgekühlt und teilweise kondensiert, wobei Wärme auf einem Niedertemperaturbereich ausgekoppelt werden kann.

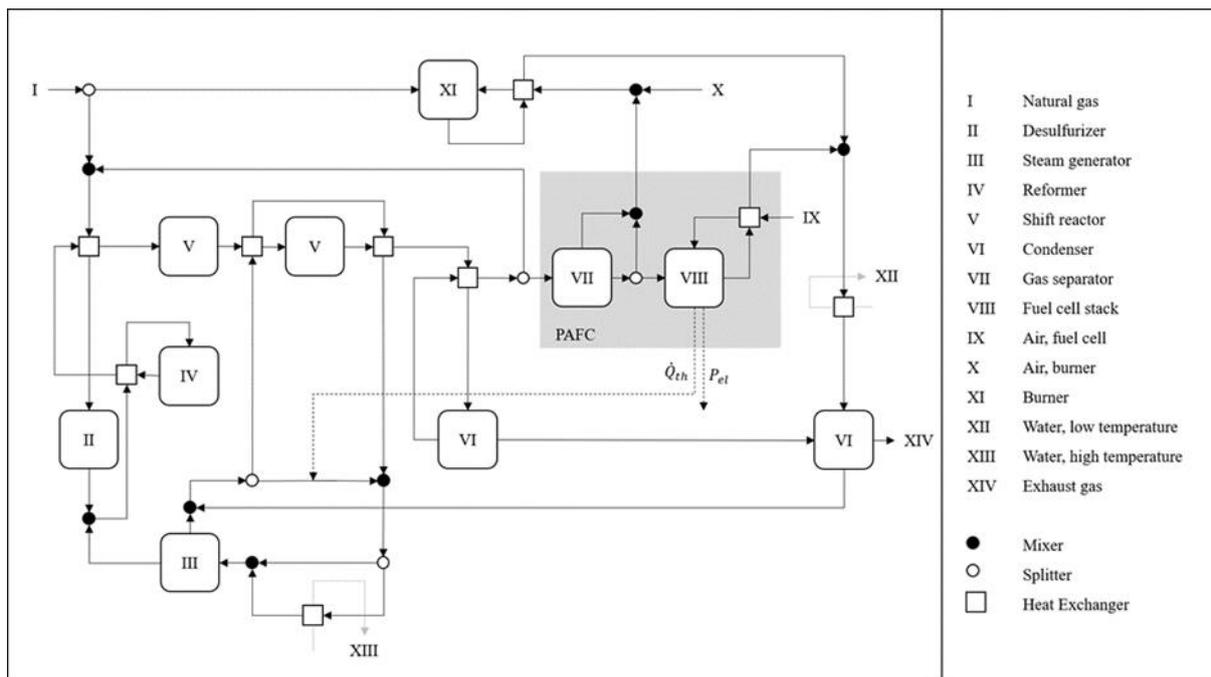


Abbildung 43: Verfahrenstechnisches Modell einer PAFC

Die Berechnungen der Thermodynamik basieren auf der Idealgasmethode und die Berechnungen des Reformers und des Shift-Reaktors auf dem Gibbs-Gleichgewicht, während die Berechnungen des Brennstoffzellenstapels auf einer stöchiometrischen Reaktion beruhen. Am ZBT in Duisburg steht eine 100 kW erdgasbetriebene PAFC für Untersuchungen und Messungen zur Verfügung. Mit Hilfe dieser Messdaten, die durch Literaturdaten ergänzt werden, kann das Simulationsmodell validiert werden. Ein validiertes Modell trägt zu verbesserten Simulationsergebnissen bei. In Tabelle 2 sind einige der wichtigsten Modellparameter aufgeführt [5] [27] [28].

Tabelle 2: Parameter-Set des PAFC-Modells

Parameter	Model	Literature	Measurement	Unit
$T_{\text{Reformer}}$	700	800	691	°C
$T_{\text{Shift}}$	200 / 400	180 / 400	212 / -	°C
$T_{\text{Stack}}$	180	160 bis 220	181	°C
$\eta_{\text{Stack}}$	55	55	55	%
FU	75 bis 80	ca. 75 bis 80	-	%
S/C	3,5	2,5 bis 7	3.6	-
$O_2$ Exhaust (cell)	10	-	-	%
$O_2$ Exhaust (burner)	4	-	-	%
$\eta_{\text{el}}$	ca. 42	39,7 bis 40	37 (nach 6 Jahren)	%

### 1.1.3 Simulationsergebnisse

#### Teillast:

Im Folgenden werden der Wirkungsgrad sowie die Leistungsabgabe und Dynamik der erdgasbetriebenen PAFC untersucht. Abbildung 44 zeigt den elektrischen Wirkungsgrad der PAFC.

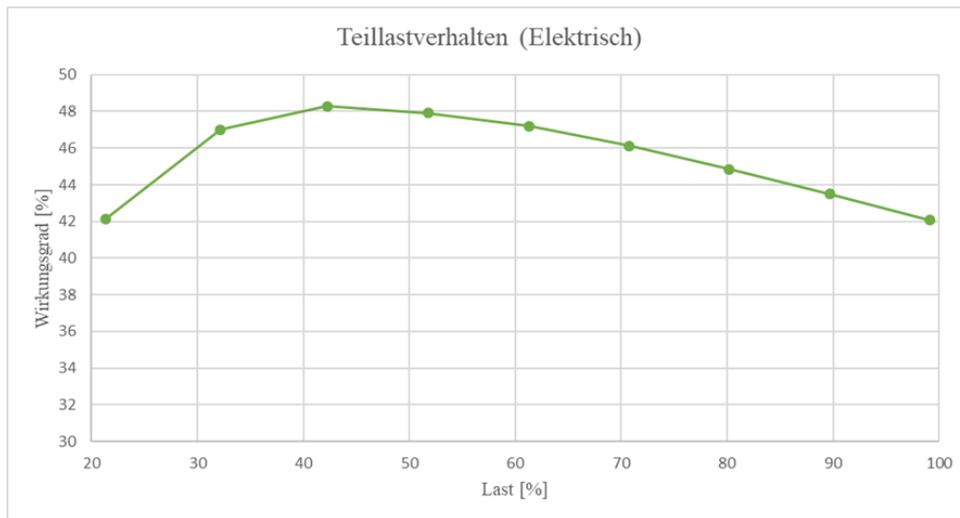


Abbildung 44: Teillastverhalten der PAFC (elektrisch)

Der elektrische Nettowirkungsgrad errechnet sich aus dem elektrischen Zellwirkungsgrad und dem Brennstoffnutzungsgrad abzüglich der elektrischen Verluste aufgrund von Kompressorleistung, Umwandlungsverlusten im Inverter und anderen Energiebedarfsverlusten. Das gute Teillastverhalten der Brennstoffzelle ist im Diagramm zu erkennen. Der elektrische Zellwirkungsgrad wird im Teillastbereich durch geringere Spannungsverluste erhöht, was zunächst auch den elektrischen Systemwirkungsgrad im Teillastbereich erhöht. Unterhalb von etwa 50 % Last dominieren die vergleichsweise konstanten Verluste und der Eigenverbrauch der Brennstoffzelle den Wirkungsgrad und der elektrische Systemwirkungsgrad sinkt. Beim Erdgasbetrieb wird ein Teil des erzeugten Synthesegases zur Bereitstellung der Reformierwärme verwendet. Die Umwandlung von Erdgas in Wasserstoff im Reformierwerk ist mit Verlusten verbunden, so dass am Ende weniger Brennstoff in der Brennstoffzelle umgesetzt werden kann.

Abbildung 45 zeigt die die thermischen Wirkungsgrade der PAFC. Dem Diagramm ist zu entnehmen, dass der Wirkungsgrad der Niedertemperaturwärme in Teillast geringfügig abnimmt. Die Niedertemperaturwärme wird durch das Abkühlen des Brennstoffzellenabgases sowie des Brennerabgases bereitgestellt. Die thermischen Verluste sind vergleichsweise gering, wodurch sich lediglich eine geringfügige Reduzierung des Wirkungsgrades in Teillast ergibt.

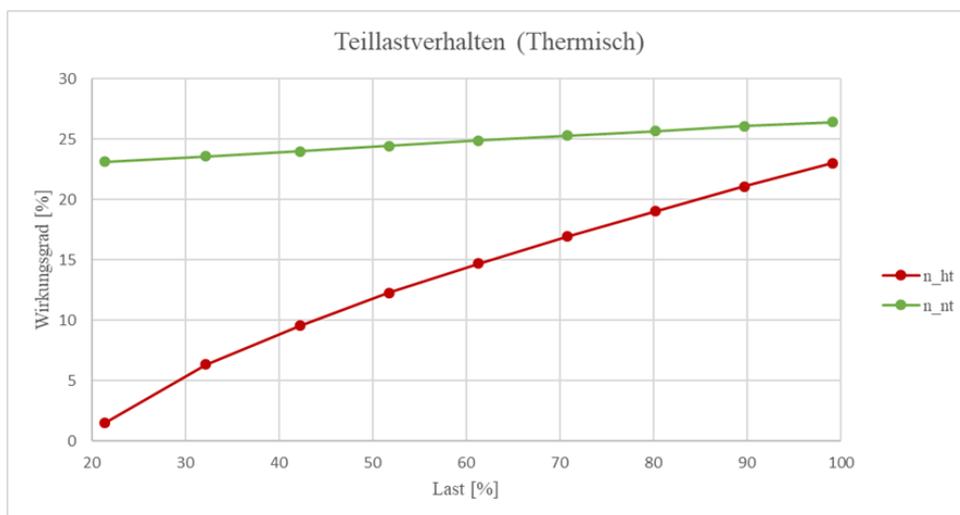


Abbildung 45: Teillastverhalten der PAFC (thermisch)

Die Hochtemperaturwärme wird durch die Wärmeerzeugung im Stack bereitgestellt und nimmt in Teillast stark ab. Der Grund dafür liegt unter anderem im veränderten Zellwirkungsgrad der Brennstoffzelle in Teillast. Bei geringen Lasten erhöht sich der elektrische Zellwirkungsgrad, wodurch gleichzeitig weniger Wärme erzeugt wird. Zusätzlich ergeben sich aufgrund der erhöhten Betriebstemperatur der Brennstoffzelle thermische Verluste durch Konvektion, die in Teillast einen immer größeren Einfluss auf den Wirkungsgrad der Hochtemperaturwärme ausüben. Außerdem wird ein Teil der HT-Wärme zum Verdampfen des im Reformers benötigten Wasserdampfes genutzt, wodurch der HT-Wirkungsgrad, insbesondere in Teillast, weiter reduziert wird.

### **Dynamik:**

Der Einfluss der Gasprozesstechnik hat nicht nur einen großen Einfluss auf die elektrische und thermische Leistung und den Wirkungsgrad der PAFC, sondern auch auf die Leistungsregelung und Dynamik des Systems. Durch Hinzufügen zusätzlicher Komponentenparameter wie Masse, Volumen, Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität sowie eines PID-Reglers wurde das stationäre PAFC-Modell zu einem dynamischen Modell erweitert. Mit Hilfe des erweiterten dynamischen Modells der PAFC war es möglich, Untersuchungen zum Lastwechselverhalten der PAFC durchzuführen. Die Lastwechselgeschwindigkeit wurde zwischen 4 kW/min (66,6 W/s) und 16 kW/min (266,6 W/s) variiert. Aufgrund unvollständiger Informationen zu technischen und geometrischen Daten des Reformersystems kann der dynamische Betrieb des Reformers nur in gewissen Grenzen untersucht werden. Die Simulationsergebnisse können hier quantitativ vom realen Verhalten abweichen. Trotzdem kann eine qualitative Beschreibung der Dynamik das Verständnis der Vorgänge im Reformersystem erweitern. Abbildung 46 zeigt den Verlauf der Reformertemperatur während des Lastwechsels. Es ist zu erkennen, dass die Abweichung der Reformertemperatur vom Sollwert mit steigender Lastwechselgeschwindigkeit zunimmt. Da der Reformerbrenner mit dem Anodenabgas der Brennstoffzelle betrieben wird, kommt es zu einer starken Kopplung von Brennstoffzellenleistung und Reformersleistung. Wird die Leistung der Brennstoffzelle bei konstanter Brenngaszufuhr erhöht, steht weniger Anodenabgas für den Brenner zur Verfügung und die Reformersleistung sinkt. Durch eine kontrollierte Erhöhung der Brenngaszufuhr kann das System so eingestellt werden, dass für den neuen Betriebspunkt ausreichend Anodenabgas für den Brenner zur Verfügung steht. Die Brenngasregelung ist nicht beliebig schnell, so dass es eine kleine Zeitverzögerung zwischen der Änderung der Brennstoffzellenlast und der Brenngasanpassung gibt.

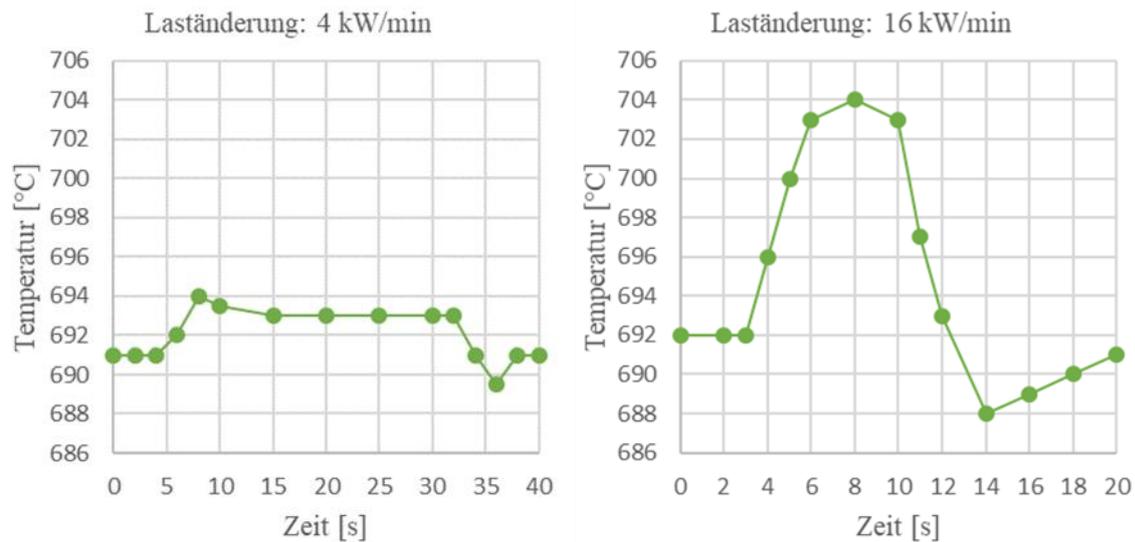


Abbildung 46: Reformertemperatur während einer Laständerung der PAFC

Um eine kontinuierliche und kontrollierte Reaktion im Reformier zu gewährleisten, sollte die Reformertemperatur so konstant wie möglich gehalten werden. Aus diesem Grund wird in der Praxis eine möglichst geringe Laständerungsrate (z.B. 2 kW/min) gewählt. Im Wasserstoffbetrieb gibt es keinen Reformier, was bedeutet, dass der Reformier die Dynamik nicht begrenzt. In diesem Fall wird die Dynamik durch andere Komponenten (z. B. den Stack) bestimmt. Es ist jedoch eine deutliche Verbesserung der Dynamik in Bezug auf den Lastwechsel und den Kaltstart zu erwarten.

### Verlustmechanismen:

Die Effizienz der PAFC wird im Betrieb durch unterschiedliche Verlustmechanismen reduziert. Neben den elektrischen und thermischen Verlusten treten prozessbedingt zusätzlich indirekte Verluste auf. Tabelle 2 fasst einige der wichtigsten Verlustmechanismen zusammen.

Tabelle 3: Verlustmechanismen der PAFC

Parameter	Wert	Einheit
Inverter	3,3	kW
Verdichter: Brennstoffzellenluft	2,07	kW
Verdichter: Brennerluft	0,46	kW
Sonstiger el. Eigenbedarf	5	kW
Fuel Utilization	75	%
Stackabwärme	3,6	kW
Reformerabwärme	3,79	kW
Wärme für Dampferzeugung	37,81	kW

Die direkten elektrischen Verluste ergeben sich durch die Umwandlungsverluste im Inverter (3,3 kW) sowie durch die Bereitstellung der Brennstoffzellenluft (2,07 kW) bzw. die Reformer bzw. Brennerluft (0,46 kW). Zusätzlich werden die elektrischen Verluste für Rechenleistung, Regelung, Steuerung, etc. in „Sonstiger el. Eigenbedarf“ zusammengefasst (5 kW).

Ein weiterer (indirekter) Verlust ergibt sich durch die unvollständige Brennstoffnutzung (FU) im Stack. Der Wasserstoff im Synthesegas wird nur zu etwa 75 bis 80 % genutzt. Das übrigbleibende Anoden-Off-Gas wird anschließend im Brenner verbrannt, um thermische Energie für den Reformer bereitzustellen. Das Reformersystem ist mit Verlusten behaftet, wodurch die im Anoden-Off-Gas enthaltene Energie nicht vollständig im Synthesegas gespeichert werden kann und somit nicht vollständig an den Brennstoffzellenstack zurückgeführt werden kann. In der Folge kann in der Brennstoffzelle weniger Brennstoff umgesetzt werden, wodurch ein reduzierter elektrischer Wirkungsgrad entsteht. Zusätzlich wird für den Betrieb des Reformers Dampf benötigt. Die Verdampfungsenergie (37,81 kW) wird dabei durch die Wärmeproduktion im Stack bereitgestellt und steht folglich nicht mehr für die HT-Wärmeauskopplung zur Verfügung. Durch das Abkühlen und teilweise Auskondensieren des Reformer- bzw. Brennerabgases kann jedoch ein Teil dieser Energie auf einem niedrigeren Temperaturniveau als NT-Wärme wieder ausgekoppelt werden.

Außerdem entstehen thermische Abwärmeverluste im Stack (3,6 kW) und im Reformer (3,79 kW). Je nach Isolierung des Stacks und des Reformers können sich andere Abwärmeverluste ergeben.

### Wasserstoffbeimischung:

Um den Einfluss der Wasserstoffzumischung ins Erdgas auf den Betrieb einer PAFC zu untersuchen wurden Simulationen mit verschiedenen Wasserstoffkonzentrationen von 0 % bis 25 % durchgeführt. Abbildung 47 zeigt den Verlauf der Reformerleistung und des Molenstroms im Reformer für verschiedene Wasserstoffbeimischungen.

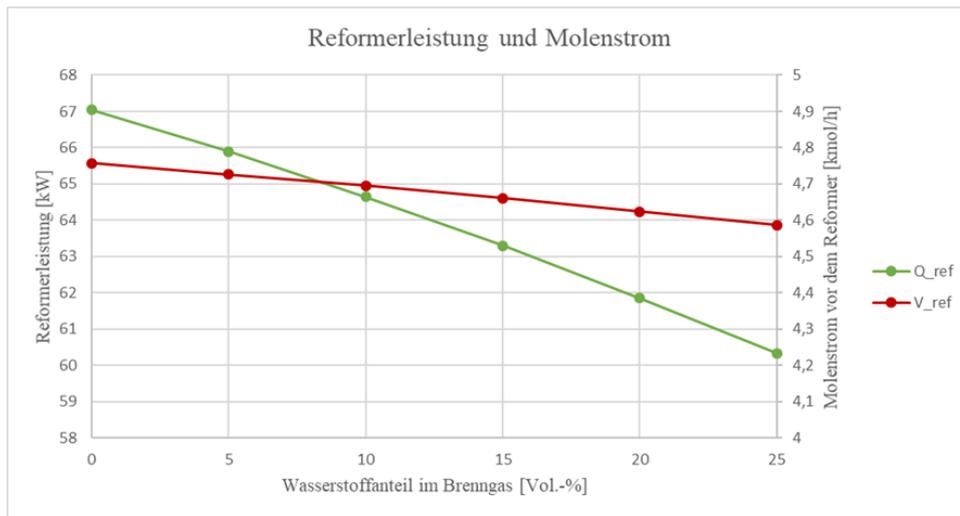


Abbildung 47: Reformerleistung und Molenstrom über Wasserstoffzumischung

Dem Diagramm ist zu entnehmen, dass die Reformerleistung mit zunehmender Wasserstoffbeimischung abnimmt, da immer weniger  $\text{CH}_4$  im Reformer umgesetzt werden muss. Aufgrund der geringen volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff wird der Brennstoffvolumenstrom bzw. Molenstrom mit zunehmender Wasserstoffbeimischung erhöht. Gleichzeitig wird im Reformer weniger Dampf für die Umsetzung von Methan benötigt, sodass der Gesamtvolumenstrom im Reformer abnimmt. Abbildung 48 zeigt die Wasserstoffkonzentrationen des Anodengases und des Anoden-Off-Gases.

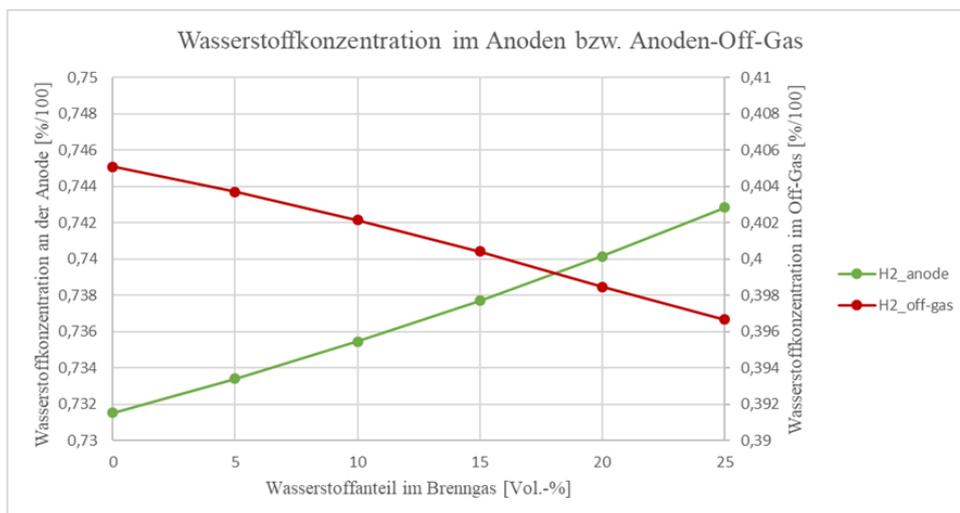


Abbildung 48: Wasserstoffkonzentrationen der Anoden-Gase über Wasserstoffzumischung

Aufgrund der Wasserstoffzumischung und des reduzierten Bedarfs an Wasserdampf im Reformer entstehen im Synthesegas weniger Nebenprodukte wie z.B.  $\text{CO}_2$  und die Wasserstoffkonzentration im Anodengas steigt. Gleichzeitig kann aufgrund der geringeren notwendigen Reformerleistung mehr Wasserstoff im Stack umgesetzt werden, wodurch die Wasserstoffkonzentration im Anoden-Off-Gas abnimmt. Abbildung 49 zeigt die Brennstoffausnutzung und den elektrischen Wirkungsgrad für verschiedene Wasserstoffbeimischungen.

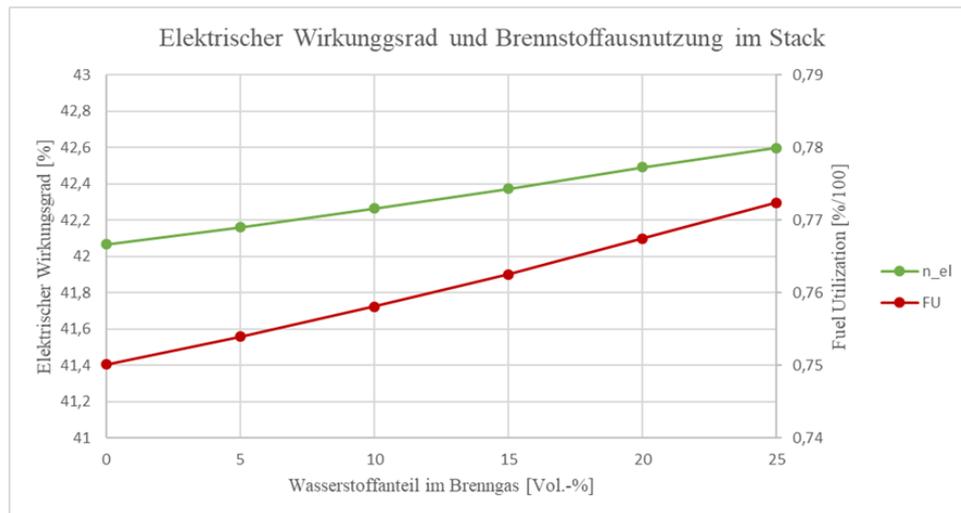


Abbildung 49: Elektrischer Wirkungsgrad und FU über Wasserstoffzumischung

Wie zuvor erläutert, kann im Stack bei zunehmender Wasserstoffbeimischung mehr Brennstoff im Stack umgesetzt werden, wodurch die Brennstoffausnutzung (FU) erhöht wird. Dies hat zur Folge, dass im Brennstoffzellenstack mehr Brennstoff und Strom und Wärme umgewandelt werden kann. Mit zunehmender Wasserstoffbeimischung ergibt sich ein erhöhter elektrischer Wirkungsgrad.

## 1.2 Hybrid-SOFC-System

Am Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik und Energiesysteme (ehemals Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik) wurde das im Rahmen von Teil I physisch am GWI aufgebaute Hybrid-SOFC-System simulativ abgebildet. Hierzu wurde auf einem bestehenden Modell in EBSILON<sup>®</sup> Professional aufgebaut, das an Betriebsdaten einer Versuchsanlage angepasst ist [29]. Dieses Blackbox-Modell war jedoch nur für fixe Teillasten valide und benötigte für jeden weiteren Teillast-Punkt eine neue Parameteranpassung. Daher wurde im Rahmen dieses Projekts zunächst ein detailliertes, mechanistisches Modell des SOFC-Stacks aufgebaut, welches anschließend mit Peripherie-Modellen zu einem Hybrid-SOFC Modell erweitert wurde. Im letzten Schritt wurde aus diesem Modell ein Kennlinienmodell abgeleitet, welches mit geringen Rechenzeiten zur Simulation spezifischer Anwendungsfälle genutzt wurde. Die Modellierung erfolgte aufgrund der größeren Modellierungsfreiheit, der guten Erweiter- und Integrierbarkeit der Modelle und der Möglichkeit zur Abbildung von dynamischen Prozessen in Modellica<sup>®</sup>/Dymola<sup>®</sup>.

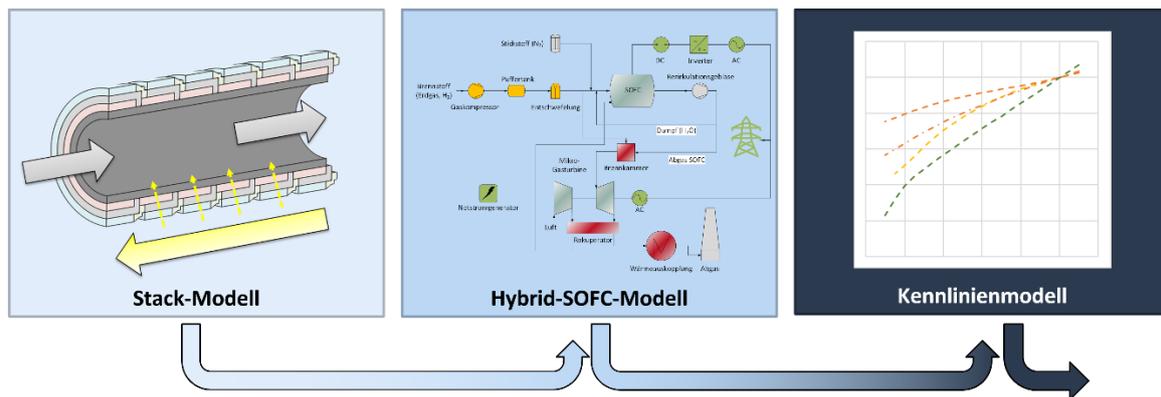


Abbildung 50: Schematische Darstellung der Modellierungsebenen der Hybrid-SOFC

Die angedachte Erweiterung zum Triple Combined Cycle (TCC) wurde im Verlauf des Projekts verworfen. Dies hatte mehrere Gründe: Zum einen hat sich die Modellierung des Stacks als unerwartet aufwendig erwiesen, nicht zuletzt aufgrund der großen Unsicherheiten bzgl. der Modellierungsparameter, die auch auf mehrfache Nachfrage beim Hersteller aus Geheimhaltungsgründen nicht aufgelöst werden konnten. Zum anderen war die Validierung der Simulationsergebnisse des Hybrid-SOFC-Modells nicht vollständig möglich, da die benötigten Betriebsdaten nur in Teilen im Messsystem der realen Anlage aufliefen, siehe Kapitel I.2.3. So ist allein das Hybrid-SOFC-Modell schon großen Unsicherheiten unterworfen, was bei der theoretischen Erweiterung zum TCC noch weiter zugenommen hätte. Daher wäre die Aussagekraft eines solchen Modells zweifelhaft gewesen.

In Bezug auf die Potentialanalyse der Hybrid-SOFC für die Anwendung in der Industrie hat sich darüber hinaus herausgestellt, dass in den meisten relevanten industriellen Anwendungen ein größerer Wärme- als Strombedarf besteht, vgl. Kapitel II.2.2. Daher wäre die Erweiterung zum TCC, der die Wärmebereitstellung zugunsten der Strombereitstellung reduziert, auch in Bezug auf das Anwendungspotenzial kontraproduktiv gewesen.

Im Sinne des Aufbaus einer nachhaltigen Forschungsinfrastruktur wurden mit den Ergebnissen dieses Projekts nichtsdestotrotz die Grundlagen für die Implementierung eines detaillierten, dynamischen TCC-Modells gelegt, sodass bei zukünftigem Bedarf (bspw. bei Feststellung eines großen Potentials bei anderen Anwendungen) ein solches zügig generiert werden kann.

### 1.2.1 Stack-Modell

Das Betriebsverhalten eines SOFC-Stacks ist durch die Wechselwirkung verschiedener Phänomene wie der Elektrochemie, der Fluidynamik, der heterogen katalysierten Reformierungsreaktionen und dem Stoff- und Wärmetransport gekennzeichnet. Um das Betriebsverhalten einer SOFC auch in verschiedenen Teillasten ohne erneute Parameteranpassung abbilden zu können, ist also ein detailliertes Modell nötig, das die Effekte dieser Phänomene zur Genüge wiedergibt.

Das im Rahmen dieses Projektes entwickelte Modell betrachtet den SOFC-Stack anhand verschiedener Bilanzräume, die miteinander und teilweise mit externen Reaktionsmodellen in Verbindung stehen. Eine Übersicht der betrachteten Bilanzräume ist in Abbildung 51 dargestellt.

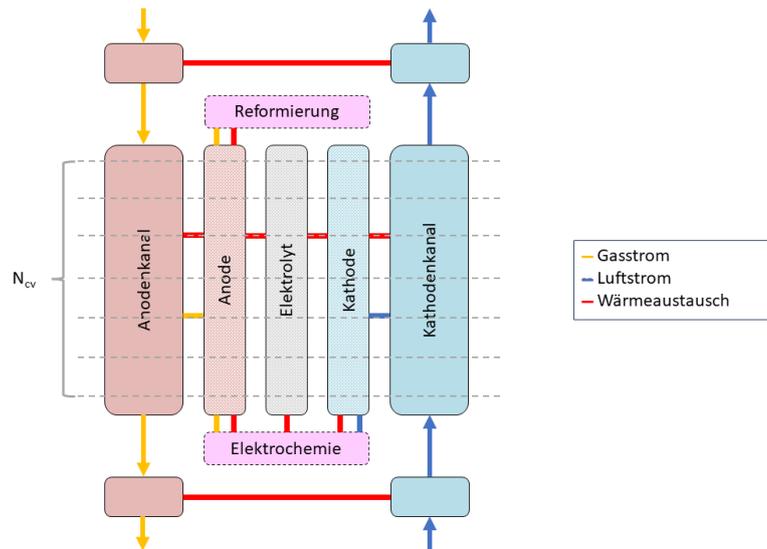


Abbildung 51: Schematische Darstellung der Bilanzräume im SOFC-Stack-Modell

Durch den Anoden- und Kathodenkanal strömen der Brennstoff (gelb) und Luft (blau) im Gegenstrom. Der Anodenkanal wird durch ein laminar durchströmtes Rohr angenähert, wogegen der Kathodenkanal dem Mantelraum des umliegenden Druckbehälters entspricht. Die Rohrwand, also die Trennschicht zwischen Anoden- und Kathodenkanal, besteht aus einer porösen Multikomponenten-Keramik, welche die Elektroden darstellen. Anode und Kathode sind dabei von einem gasundurchlässigen Elektrolyten getrennt. Während in der Anode die Reformierungsreaktion (katalysiert durch das dort vorhandene Nickel) stattfindet, findet an den Dreiphasengrenzflächen (englisch *triple phase boundary*, kurz TPB) zwischen Gasphase, Elektrolyt und Elektrode die elektrochemische Umsetzung von  $H_2$  und  $CO$  in  $H_2O$  und  $CO_2$  statt. Vor Eintritt in den jeweiligen Kanal wurde eine Vorwärmung der Ströme durch den jeweils anderen Strom angenommen, was so auch vom Hersteller berichtet wurde [30].

Die genauen Geometrien der Kompartimente des Stacks waren auch nach mehrfacher Nachfrage beim Hersteller nicht bekannt und wurden aus Veröffentlichungen des Herstellers (u.a. [31, 32]) und darin enthaltenen Fotos, sowie aus in der Leitwarte am GWI auflaufenden Daten abgeschätzt.

Im Rahmen der Modellierung wurde je ein Submodell für die Kanäle, die Elektroden, den Elektrolyten, sowie für die Reaktionen und die Wärme- und Stoffübergänge entwickelt. Im Rahmen dieser Modellierung wurden die Bilanzräume eindimensional und diskretisiert betrachtet ( $N_{cv}$  in Abbildung 51 steht dabei für die Anzahl der Kontrollvolumina, engl. *number of control volumes*). Die Modellierung erfolgte in Annäherung an und auf Basis von Modellen, die in der TransiEnt-Bibliothek vorhanden waren, um eine möglichst große Kompatibilität mit bereits bestehenden und von den Projektpartnern entwickelten Modellen zu gewährleisten.

Ein Screenshot des Modells wie es in Modellica®/Dymola® im GUI zu sehen ist, ist in Abbildung 52 dargestellt.

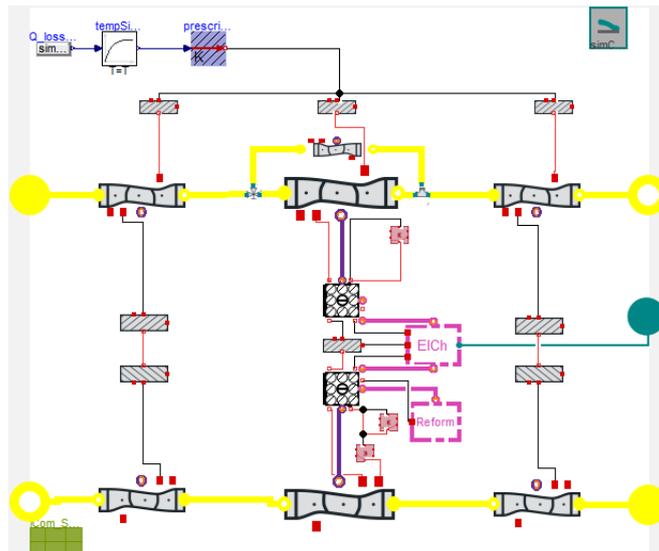


Abbildung 52: Screenshot von dem Stack-Modell aus dem Dymola®-GUI

Die Erläuterung der genauen Modellierungsansätze und jeweils gewählten Vereinfachungen würde den Rahmen dieses Berichts sprengen. Daher sei dbzgl. hier lediglich auf eine noch ausstehende Veröffentlichung zu dem hier entwickelten Modell hingewiesen.

Das Stack-Modell umfasst bei einer Wahl von 30 Kontrollvolumina bereits 145.000 Gleichungen, die vom Dymola®-internen Solver parallel für jeden Zeitschritt gelöst werden müssen. Eine große Herausforderung in diesem Arbeitspaket war es, die Struktur dieses Gleichungssystems so anzupassen, dass es vom Solver zuverlässig (d.h. ohne willkürlichen Simulationsabbruch) und mit einer hinreichenden Geschwindigkeit gelöst werden kann. Hierzu wurde eine Modellstruktur entwickelt, die mit der TransiEnt®-Bibliothek kompatibel und für verschiedenste Modellierungsprobleme angewandt werden kann. Diese Methodik ist im Sinne der Nachhaltigkeit der Forschungsinfrastruktur daher von großem Wert auch für die Beantwortung zukünftiger Forschungsfragen am Virtuellen Institut KWK.NRW.

Die Validierung des Stack-Modells konnte aufgrund fehlender Messwerte nicht vollständig durchgeführt werden. Die Stacks selbst sind in der Hybrid-SOFC am GWI lediglich mit sicherheitsrelevanter Messtechnik ausgestattet, wobei bspw. bei der Temperaturmessung im Stack auch nicht vollständig geklärt werden konnte, an welcher konkreten Stelle die Temperaturmessung erfolgt, was für eine vollständige Validierung vonnöten gewesen wäre. Ebenso verfügt die Anlage über keine Messtechnik bzgl. Zusammensetzung und Massenströme am Stack-Ein- und Austritt, sodass auch die entsprechenden Bilanzen nicht berechnet werden konnten.

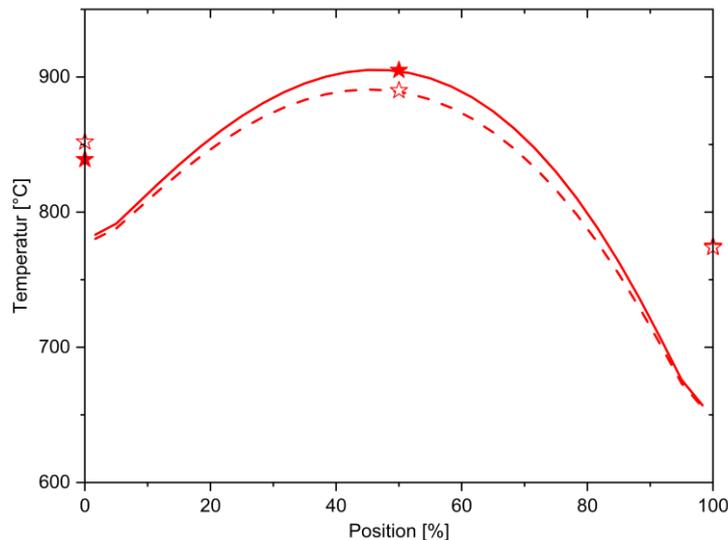


Abbildung 53: Simulierte axiale Temperaturverläufe über den SOFC-Stack bei Volllast (durchgehend) und 80 % Teillast (gestrichelt) im Vergleich zu Referenzwerten (Sterne)

Nach Rücksprache mit dem Hersteller konnten Betriebsdaten einer Referenzanlage in drei Betriebspunkten bereitgestellt werden. Hier waren die notwendigen Werte für die Bilanzen um den Stack gegeben, Messungen bzgl. der internen Vorgänge in der Zelle (Temperaturen, Spannungen, Impedanzen, ...) waren dagegen nicht vorhanden, sodass auch hiermit keine vollständige Validierung erfolgen konnte. Daher wurde eine Plausibilisierung des Modells vorgenommen, indem versucht wurde, die vorhandenen Referenz-Messwerten mit einem Set an Modellierungsparametern möglichst gut zu treffen.

Verschiedene zentrale Stack-interne Betriebsparameter werden im Folgenden dargestellt. Zentral für die strukturelle Integrität und die Kinetik der Reformierung und der elektrochemischen Reaktion, sowie für die verschiedenen Überspannungen und damit die Effizienz der SOFC ist die Betriebstemperatur. Die simulierten Verläufe der Temperatur für Voll- und Teillast sind in Abbildung 53 dargestellt.

Die Temperatur im Stack weist ein Maximum in der Mitte des Stacks aufgrund der Gegenstromfahrweise des Brenngases und der Luft auf. Die Temperaturmaxima bei 905 °C und 890 °C sind aus Daten aus der Leitwarte abgeschätzt und im Modell über die abgefragte elektrische Leistung als Stellgröße eingestellt. Das führt einerseits zu einer stabileren Simulation im Vergleich zu der Vorgabe der elektrischen Leistung und ist andererseits in Hinblick auf die Minimierung schwankender thermischer Spannungen ein sinnvolles Regelungskonzept.

Ebenfalls der Leitwarte entnommen sind Messwerte am unteren und oberen Ende des SOFC-Stacks. In Abbildung 53 sind diese an den Positionen 0 % und 100 % dargestellt. Obwohl der qualitative Temperaturverlauf vom Modell wiedergegeben wird, werden die absoluten Werte dieser Temperaturen deutlich unterschätzt. Da weder die genaue Geometrie (besonders in den Vorwärmstrecken vor, bzw. hinter dem Stack) noch der genaue Ort der Messung bekannt sind, konnte diese Abweichung nicht genauer bewertet werden.

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor auf den Betrieb der SOFC ist die Zusammensetzung des Brenngases im Stack. Die simulierten Verläufe der Massenanteile von Methan ( $\text{CH}_4$ ), Kohlenmonoxid ( $\text{CO}$ ) und Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) für Voll- und Teillast sind in Abbildung 54 dargestellt.

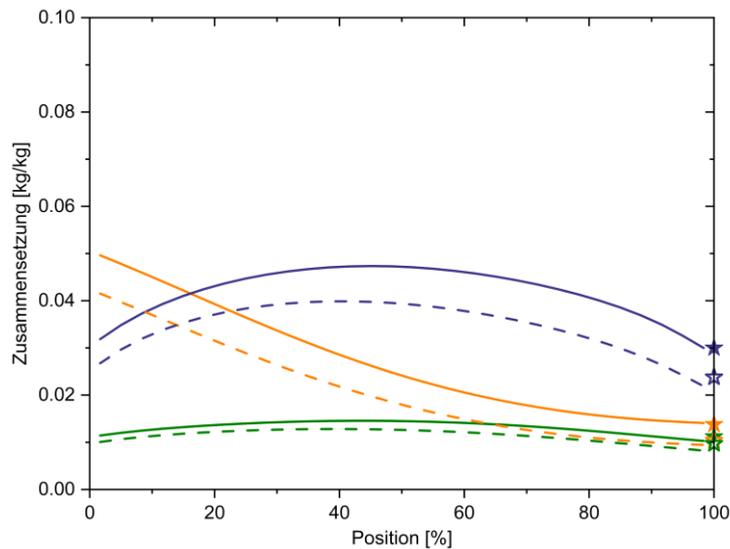


Abbildung 54: Simulierte axiale Verläufe der Massenanteile des Brenngases (CH<sub>4</sub>: orange; CO: violett; H<sub>2</sub>: grün) über den SOFC-Stack bei Volllast (durchgehend) und 80 % Teillast (gestrichelt) im Vergleich zu Referenzwerten (Sterne)

Der Massenanteil von Methan nimmt aufgrund der parallel zur elektrochemischen Reaktion ablaufenden Reformierung über die Länge des Stacks in beiden Lastpunkten kontinuierlich ab. Daraus resultieren zunächst steigende Massenanteile von Wasserstoff und Kohlenmonoxid, die erst ab etwa der Hälfte der Länge wieder abfallen, da dort die Geschwindigkeit der Reformierungsreaktion aufgrund der geringeren Methankonzentration nicht mehr ausreichend ist, um den Verbrauch durch die elektrochemische Umsetzung zu kompensieren.

Die Messwerte der Massenanteile am Austritt des Brenngases (Position 100 %) stimmen in Bezug auf die absolute Abweichung mit den simulierten Werten gut überein. Aufgrund der geringen Datenlage lässt sich aber auch hier die Güte des Modells nicht abschließend bewerten. Auch hier ist die Geometrie als großer Einflussfaktor eine Unbekannte. Ebenso waren Daten bzgl. der Mikrostruktur der Elektroden (Dicke, Porosität, Tortuosität), sowie deren genaue Zusammensetzung (Anzahl Schichten, Anteil Katalysator) nicht verfügbar. Weiterhin wurde für die Reformierung eine Kinetik für Festbettreaktoren mit Nickel als Katalysator verwendet. Es gibt jedoch Berichte, dass solche für industrielle Dampfreformierung entwickelten Kinetiken nur eingeschränkt auf die sehr unterschiedlichen Bedingungen in einer SOFC-Anode anwendbar ist [33], sodass hier in einem Folgeprojekt mit entsprechender Möglichkeit zur Datengenerierung weitere Untersuchungen angestellt werden sollten.

Da es sich bei dem betrachteten Stack um eine Reihenschaltung einer Vielzahl von Einzelzellen handelt, variiert die Spannung über den Stackverlauf in Abhängigkeit der Betriebsbedingungen und der abgegriffenen Stromstärke. Im Modell wird dabei eine mittlere Zellspannung für jedes Kontrollvolumen berechnet. Diese simulierten Spannungen für Voll- und Teillast sind in Abbildung 55 dargestellt.

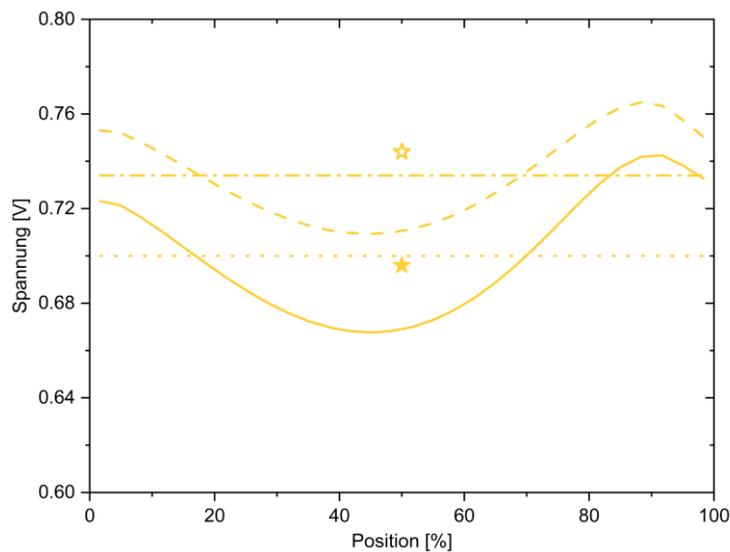


Abbildung 55: Simulierte axiale Spannungsverläufe über den SOFC-Stack bei Volllast (durchgehend) und 80 % Teillast (gestrichelt), sowie jeweils die mittlere Zellspannung (gepunktet, bzw. strichgepunktet) im Vergleich zu Referenzwerten (Sterne)

Die Spannungsprofile ähneln einander qualitativ in Voll- und Teillast. Sie weisen an der Stelle des Temperaturmaximums ein Minimum auf. Dies rührt daher, dass die Spannungsabfälle in dem betrachteten Betriebsbereich hauptsächlich durch die sog. Aktivierungsüberspannung dominiert ist, welche mit steigender Temperatur zunimmt, vgl. auch [34]. Lediglich an den Enden des Stacks (Position 0 % und 100 %) wird dieser Effekt durch die verringerte Brennstoff- und Sauerstoffkonzentration kompensiert. Auch für die Spannungsverläufe standen keine detaillierten Messwerte zwecks Validierung zur Verfügung, sondern lediglich über den Stack gemittelte Spannungswerte (Sterne in Abbildung 55). Diese werden vom Modell in guter Näherung getroffen.

Zusätzlich zu den oben dargestellten Referenzwerten sind zusätzlich die erzeugte Leistung, sowie die Temperaturen nach den Vor- bzw. Nachwärmstrecken des Stacks ( $T_{out,an}$  und  $T_{out,cat}$ ) als Validierungskennwerte identifiziert worden. Die relativen Abweichungen in Voll- und Teillast für die betrachteten Kennwerte sind in Abbildung 56 dargestellt.

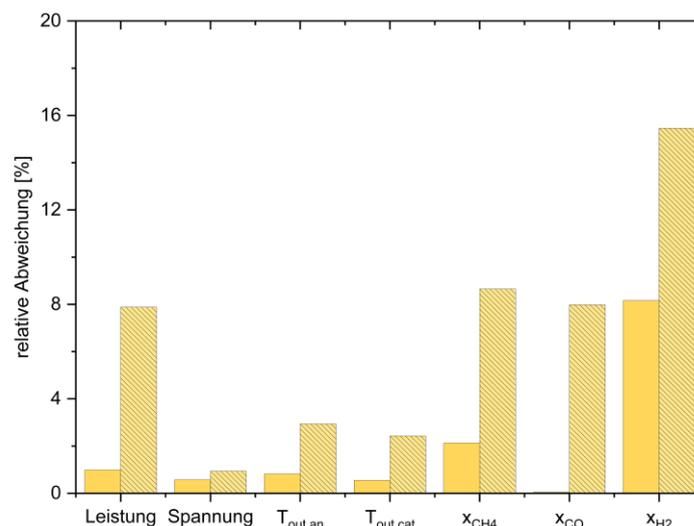


Abbildung 56: Abweichungen der simulierten Kennwerte des Stack-Modells in Volllast (jeweils links) und in 80 % Teillast (jeweils rechts)

Die relativen Abweichungen liegen größtenteils unter 10 %. Lediglich der Massenanteil an Wasserstoff in Teillast weist eine größere Abweichung von etwa 15 % auf. Die Abweichungen für Teillast sind durchgehend größer als die für Volllast, was insofern folgerichtig ist als die Modellparameter an die Referenzwerte in Volllast angepasst wurden. Besonders starke Zunahmen der Abweichungen ergaben sich nicht nur für die Zusammensetzung am Stackende (6,5 bis 7,9 %-Punkte), sondern auch für die erzeugte Leistung (6.9 %-Punkte).

Trotz der oben beschriebenen Abweichungen steht mit dem hier entwickelten Stack-Modell ein Werkzeug zur Verfügung, welches das Betriebsverhalten eines SOFC-Stacks mit hoher Genauigkeit abbilden kann. Im Vergleich zu dem bereits am LEE vorhandenen SOFC-Modell in Ebsilon, kann in dem hier beschriebenen Modell mit einem Parameterset sowohl Voll- als auch Teillastverhalten der SOFC abgebildet werden (zuvor war für jeden Lastpunkt ein Parameterset vonnöten). Darüber hinaus ist das Modell in Dymola modular aufgebaut, d.h. dass Untermodule wie die Wärme- und Stoffübertragung oder die Geometrie des Stackes mit wenig Aufwand angepasst werden können. Das macht das Stack-Modell auch wertvoll für zukünftige Untersuchungen.

Da aufgrund der geringen Datenzugänglichkeit an der realen Hybrid-SOFC keine vollständige Validierung des Stack-Modells erfolgen konnte, sollte diese im Rahmen eines Folgeprojektes an einer Anlage mit detaillierter Messtechnik erfolgen. Sobald entsprechende Messwerte vorliegen, ist die kritische Überprüfung der angewandten Modelle insbesondere der Wärme- und Stoffübertragung, sowie der Kinetik der elektrochemischen und der Reformierungsreaktion angeraten, um die Güte des Modells weiter zu verbessern.

### 1.2.2 Hybrid-SOFC-Modell

Die Hybrid-SOFC besteht aus einer Kombination eines SOFC-Moduls und einer Mikrogasturbine, welche unverbrannten Brennstoff nutzt, um zusätzlichen Strom bereitzustellen, vgl. Kapitel I.2.2.2. Für die Modellierung in Modelica®/Dymola® wurde das entwickelte Stack-Modell entsprechend mit Modellen für die Peripherie in Verbindung gesetzt. Für die meisten Peripherie-Elemente (bspw. Rohrleitungen, Wärmetauscher, Gasturbine) existierten bereits Modelle in der TransiEnt-Bibliothek. Allerdings mussten diese für einen stabilen Simulationsablauf ebenfalls an die entwickelte Modellstruktur angepasst werden.

Ein Screenshot des Modells wie es in Modelica®/Dymola® im GUI zu sehen ist, ist in Abbildung 57 dargestellt.

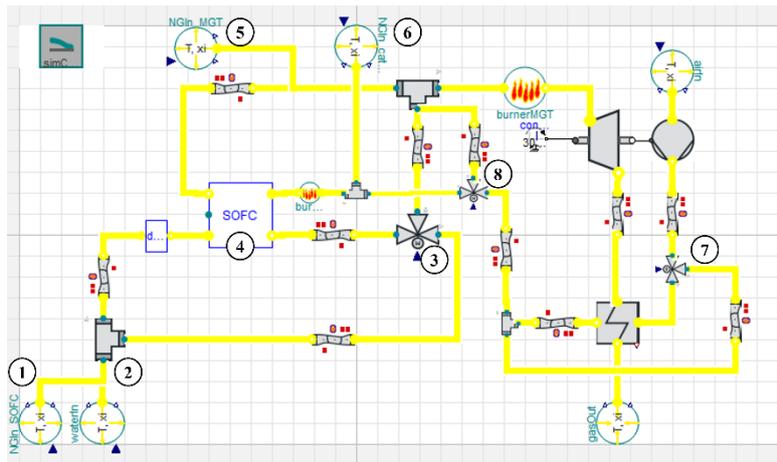


Abbildung 57: Screenshot von dem Hybrid-SOFC-Modell aus dem Dymola®-GUI (ohne Regelung)

Eine große Herausforderung bei der Modellierung bestand in der Implementation der Rezirkulation. Diese koppelt die Austrittswerte des komplexen Stack-Modells an die Eingangswerte, was bei direkter Implementation zu großen, nicht-linearen und damit schwierig zu lösenden Gleichungssystemen führt. Eine Lösung hierfür wurde durch die Entwicklung eines Entkopplungselementes gefunden. Dieses entspricht einem PT1-Element, welches an einer Stelle in der Rezirkulation für alle relevanten Strömungsgrößen (Massenstrom, Enthalpie, Zusammensetzung, Druck) eine Zeitableitung einführt. Dies führt dazu, dass der Dymola®-interne Compiler die Eintritts- von den Austrittsgrößen des Stack-Modells trennen kann und damit zu einer stabilen und vergleichsweise schnellen Simulation. Die zusätzlichen Zeitkonstanten, die durch ein solches Entkopplungselement in das System eingetragen werden, können so klein gewählt werden, dass ihr Einfluss auf die Dynamik des Gesamtsystems vernachlässigbar wird.

Auch bzgl. der genauen Regelungsstrategie der Hybrid-SOFC war zum Zeitpunkt der Modellierung kaum etwas bekannt. Daher musste eine solche entworfen und in das Modell implementiert werden. Diese umfasst folgende Steuerungsgrößen:

- der in die Rezirkulation eingeführte Erdgasmassenstrom (1),
- der in der Rezirkulation eingeführte Wassermassenstrom (2, nur zum Anfahren)
- das Rezirkulationsverhältnis (3)
- die mittlere Zellspannung im Stack (4)
- der in der MGT eingesetzte Erdgasmassenstrom (5)
- der auf der Kathodenseite des Stacks eingeführte Erdgasmassenstrom (6)
- die Stellung der Regelventile zum luftseitigen Bypass des rekuperativen Wärmtauschers (7) und des SOFC-Moduls (8).

Die so simulierten Verläufe der erzeugten Leistung und des Gaseinsatzes während eines Kaltstarts sind im Vergleich zu vom GWI bereitgestellten Messwerten in Abbildung 58 dargestellt.

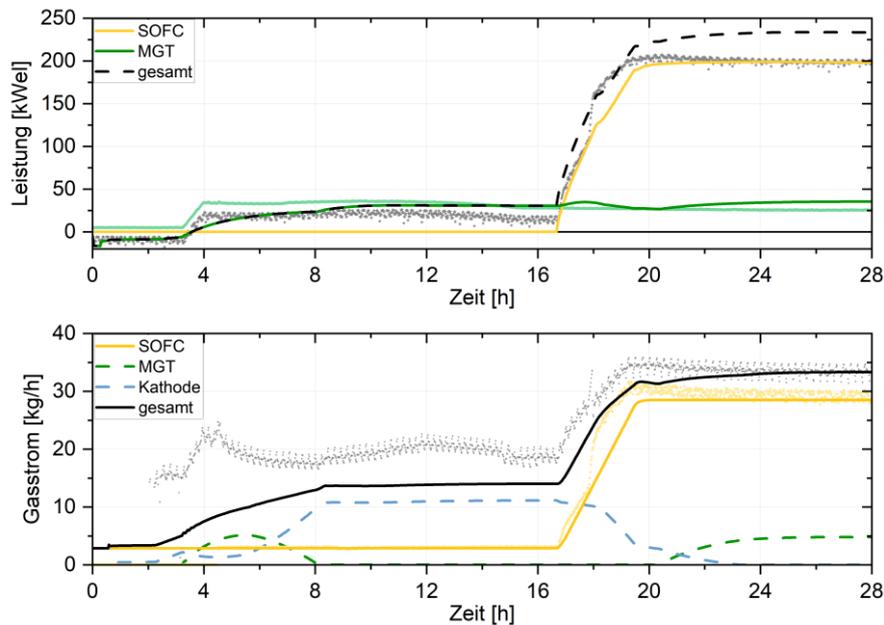


Abbildung 58: Vergleich der Simulationsergebnisse (Linien) mit den Messwerten (Punkte) für einen Kaltstart der Hybrid-SOFC bzgl. der elektrischen Leistung (oben) und des Gaseinsatzes (unten)

Die gemessenen Verläufe des Leistungs- und Gaseinsatzverlaufs werden qualitativ mit hoher Genauigkeit getroffen. Die Volllast der Hybrid-SOFC wird dabei um etwa 30 kW unterschätzt. Ein Vergleich mit den in der Leitwarte auflaufenden Daten zeigte dabei, dass die simulierte Volllast jedoch gut mit der dort angezeigten Brutto-Leistung zusammenpasst. Worin genau der Unterschied zu der Netto-Leistung besteht, konnte nicht abschließend geklärt werden. Daher ist die hier simulierte Bruttoleistung als theoretischer Maximalwert bei den gegebenen Betriebsbedingungen zu verstehen.

Der eigentlichen Leistungsbereitstellung der SOFC (Start 17 h) geht das Hochfahren der Mikrogasturbine (Start 3 h) voran. Die Anfahrrampe der Mikrogasturbine wird vom Modell unterschätzt, was durch eine Anpassung der Regelparameter jedoch verbessert werden kann. In der im Modell hinterlegten Regelungsstruktur wird nur zu Beginn Gas direkt in die Mikrogasturbine gefeuert. Der größte Gaseinsatz erfolgt zwecks Vorwärmung des Stacks an der Kathodenseite der SOFC (gelb gestrichelt in Abbildung 58 unten). Diese Art der Vorwärmung passt zu der in der realen Anlage vorhandenen Zuleitung, vgl. Abbildung 27, sowie zu Berichten in der Literatur. Im stationären Betrieb werden nach den Modellrechnungen noch etwa 5 kg/s Gas in der Mikrogasturbine zugeführt, was den Messwerten ebenfalls gut entspricht.

Der Gaseinsatz in der Aufheizphase der Hybrid-SOFC (3 h bis 17 h) wird vom Modell insgesamt unterschätzt. Einflussparameter auf diese Gasmenge stellen die Solltemperatur des Kathodengases und der Massenstrom der angesaugten Luft dar. Durch Anpassung dieser Parameter kann die Aufheizphase voraussichtlich besser nachgebildet werden. Die Dauer der Aufheizphase wird durch die internen Vorgänge im Stack bestimmt insofern als hier keine Zustände vorliegen sollten, welche die Funktionalität und die Lebensdauer des Stacks negativ beeinflussen. Mögliche Einflussparameter sind die Aufheizrate und das S/C-Verhältnis. Die Simulationsergebnisse für diese Parameter sind neben charakteristischen Temperaturen der Hybrid-SOFC und der Zusammensetzung am Stack-Austritt in Abbildung 59 dargestellt.

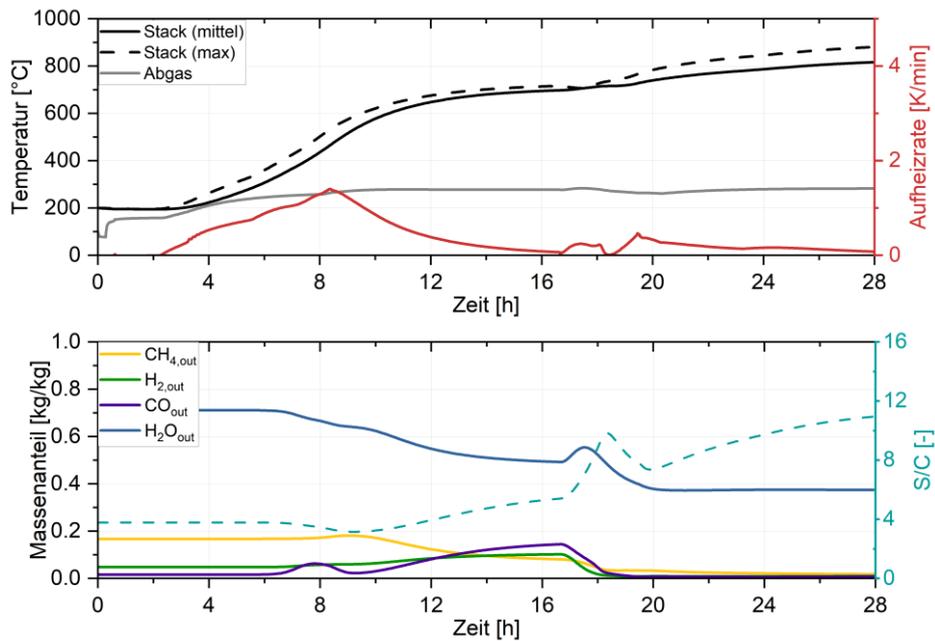


Abbildung 59: Ergebnisse der Simulationsrechnungen für einen Kaltstart der Hybrid-SOFC bzgl. der Temperatur und der Aufheizrate (oben), sowie der Zusammensetzung am SOFC-Austritt und des mittleren S/C-Verhältnisses (unten)

Der Stack wird nach den Simulationsrechnung vor der Leistungsbereitstellung auf etwa 700 °C aufgeheizt. Die maximale Aufheizrate von 1,4 K/min wird bei 8 h erreicht und nimmt danach stark ab. Hier liegt die mittlere Stacktemperatur bei 465 °C, wodurch die Aktivierungsenergie der Reformierungsreaktion überwunden wird. Die damit beginnende endotherme Umsetzung von Methan wirkt der Erwärmung des Stacks entgegen, wodurch die Aufheizrate sinkt. Bei Kenntnis der thermisch-mechanischen Eigenschaften des Stacks ergibt sich hier ein großes Optimierungspotential für die Anfahrzeit der Hybrid-SOFC. Durch geeignete Wahl der Betriebsmittelzufuhr (Erdgas, Wasser, Luft), der Rezirkulationsrate, sowie der Solltemperatur am Kathodeneintritt kann prinzipiell eine hohe Aufheizrate auch nach Einsetzen der Reformierung eingestellt werden. Weitere Randbedingungen müssen dabei jedoch berücksichtigt werden. Das S/C-Verhältnis sollte zur Vermeidung der Ablagerung von Kohlenstoff auf dem Stack konstant hoch sein (im simulierten Anfahrvorgang > 3). Weiterhin muss die Aufheizrate auch hinsichtlich des räumlichen Temperaturprofils in den Stacks überprüft werden. Druck- und Wärmeverluste stellen weitere mögliche Einschränkungen dar.

Zur weiteren Überprüfung des Modells wurden verschiedene am GWI aufgenommene Lastwechsel nachsimuliert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 60 dargestellt.

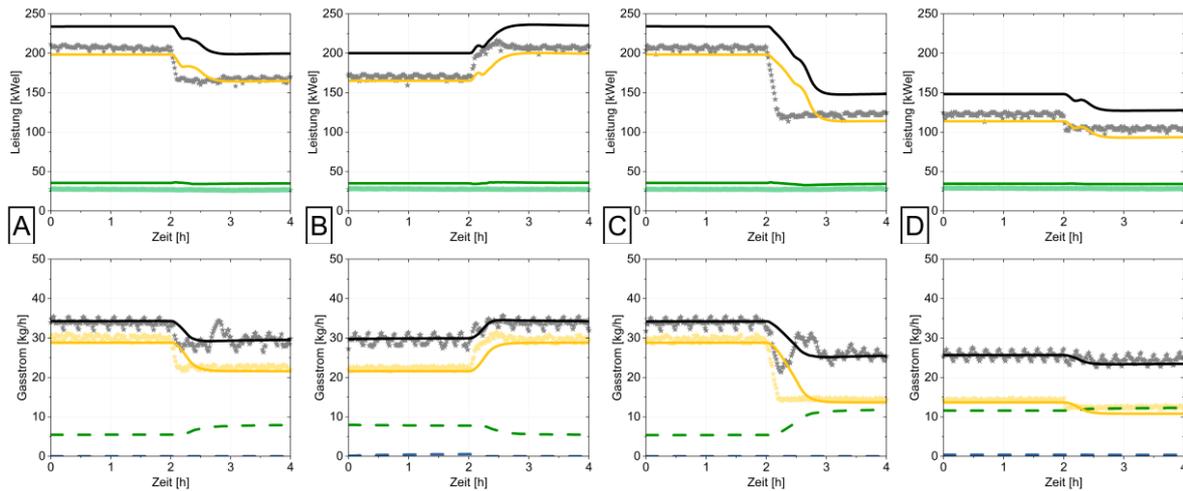


Abbildung 60: Vergleich der Simulationsergebnisse (Linien) mit den Messwerten (Punkte) für verschiedene Lastwechsel der Hybrid-SOFC bzgl. der elektrischen Leistung (oben) und des Gaseinsatzes (unten); gelb: SOFC; grün: MGT; schwarz: gesamt; blau: kathodenseitige Gaszufuhr

Die qualitativen Verläufe der Leistung und des Gaseinsatzes werden auch bei den Lastwechseln mit hoher Genauigkeit getroffen. Die Dauer der Lastwechsel wird zwar von dem Modell in allen betrachteten Lastwechseln überschätzt. Eine Annäherung an die gemessenen Rampen ist durch eine genauere Anpassung der Regelungsparameter jedoch möglich. Die Abweichungen der gemessenen Netto-Last zur simulierten Gesamtleistung ist dabei analog zu der Betrachtung in Vollast.

Mit dem hier entwickelten dynamischen Modell der Hybrid-SOFC steht ein wichtiges Werkzeug zur Bewertung der internen, teilweise limitierenden Vorgänge in der Anlage vor. Nach ausführlicherer Validierung besteht damit die Möglichkeit auch den Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe zu untersuchen und Vorschläge zur Optimierung der Regelungsstrategie zu machen. Im Sinne einer nachhaltigen Forschungsinfrastruktur stellt dieses Modell eine wertvolle und wichtige Ergänzung zu der realen Anlage am GWI auch für zukünftige Forschungsprojekte dar.

### 1.2.3 Kennlinienmodell

Das entwickelte Hybrid-SOFC-Modell berechnet, wie oben beschrieben, zahlreiche interne Vorgänge in der Brennstoffzelle selbst sowie ihr Zusammenspiel mit der Mikrogasturbine und der weiteren Peripherie. Diese Berechnung benötigt nicht zu vernachlässigende Simulationszeiten, weswegen ein solches Modell wenig geeignet ist, um es in systemischen Analysen einzusetzen. Daher wurden aus dem detaillierten Hybrid-SOFC-Modell Kennlinien abgeleitet, welche die Ein- und Ausgangsgrößen für verschiedene Lastpunkte enthalten. In Abbildung 61 sind die ermittelten Kennlinien für die Hybrid-SOFC im Vergleich zu den real ermittelten Werten an der Anlage am GWI dargestellt. Als weiterer Vergleich sind ebenfalls Kennlinien für eine SGT500 Gasturbine von Siemens als Referenztechnologie (entnommen der ENEXSA Bibliothek der Software Epsilon<sup>®</sup> Professional) dargestellt.

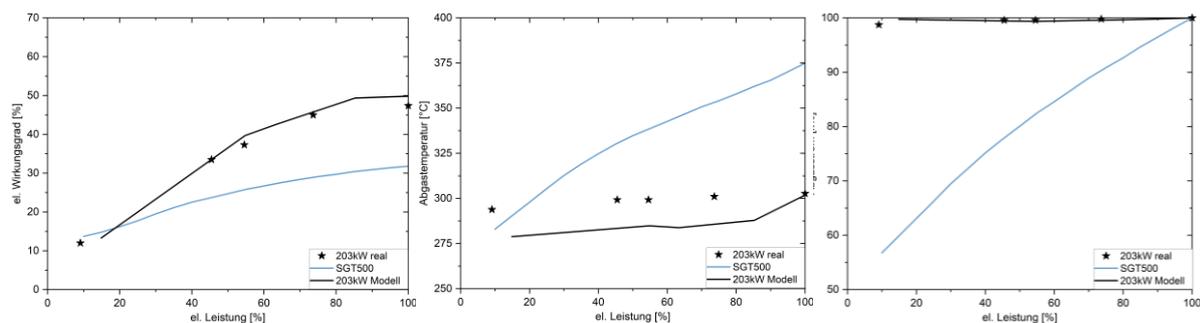


Abbildung 61: Kennlinien des elektrischen Wirkungsgrads (links), der Abgastemperatur (Mitte) und des Abgasstroms (rechts) in Abhängigkeit der elektrischen Leistung für die Hybrid-SOFC (schwarz) anhand des Simulationsmodells (durchgezogen) im Vergleich zu den Daten der realen Anlage (Sterne) und einer SGT500-Gasturbine (blau)

Wie in Kapitel II.1.2.2 beschrieben liegt die elektrische Leistung der Hybrid-SOFC im Modell bei gleichem Gaseinsatz höher als in der realen Anlage, was einem höheren elektrischen Wirkungsgrad entspricht. Die Abgastemperaturen sind dagegen in Teillast etwas niedriger, während der Abgasmassenstrom auf einem ähnlichen Niveau liegt und über den Lastbereich auch ähnlich konstant bleibt. Ein Grund für die Abweichungen kann die in Kapitel I.2.3 beschriebene Abweichung der Umgebungsbedingungen sein. Weitere Unsicherheiten bestehen bzgl. der Modellierung sind in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben. Im Vergleich zu der Referenz-Gasturbine ist zum einen der elektrische Wirkungsgrad der Hybrid-SOFC über den gesamten Lastbereich deutlich höher. Zum anderen weist die Hybrid-SOFC eine quasi konstante Abgascharakteristik auf, wohingegen die Referenz-Gasturbine dbzgl. durch eine starke Abhängigkeit vom Lastpunkt gekennzeichnet ist.

Für die weiteren Untersuchungen wurden die Kennlinien des Modells verwendet, um der möglichen Optimierung der Anlage im Zuge einer Markteinführung gerecht zu werden. Aufgrund der Modularität der SOFC wurde angenommen, dass die Kennlinien der 200 kW-Klasse auch für größere Anlagen verwendet werden kann. Die elektrische Leistung und der Abgasmassenstrom in Volllast der in Kapitel 0 untersuchten 15 MW-Klasse wurde mithilfe eines bereits vorhandenen Modells in Epsilon® Professional abgeschätzt.

Zusätzlich zu den Kennlinien für die stationären Betriebspunkte sind dynamische Kenngrößen wie die An- und Abfahrrampe, die Geschwindigkeit des Lastwechsels und die Verharrungszeit in einem Lastpunkt, bzw. der Mindeststillstandzeit. Die Daten sind teilweise aus den Experimenten am GWI und teilweise aus Herstellerangaben entnommen. Die entsprechenden Parameter sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Dynamische Kenndaten der Hybrid-SOFC laut Hersteller sowie gemessene Werte an der realen Anlage

Parameter	Einheit	Wert
Anfahrzeit (Kaltstart)	[h]	21
max. Lastwechselrampe	[%/min]	2.7
Verharrungszeit nach Lastwechsel	[h]	2
Abfahrzeit	[h]	6,5
Stillstandzeit nach Abfahren	[h]	24

Das Kennlinienmodell wurde ebenfalls in Modelica®/Dymola erstellt. Ein Screenshot der GUI des Kennlinienmodells ist in Abbildung 62 dargestellt.

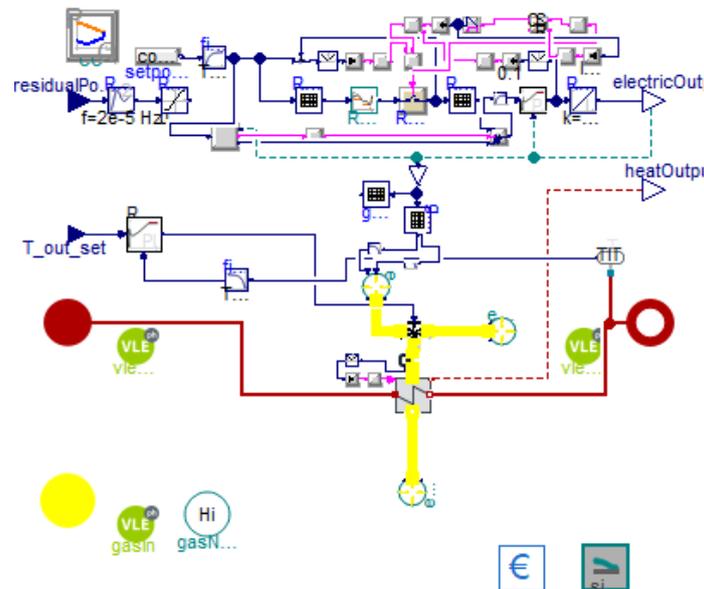


Abbildung 62: Screenshot des Kennlinienmodells aus dem Dymola-GUI

## 1.3 Flexible KWK-Technologien

### 1.3.1 Absorptionskältemaschine (AKM)

KWK-Anlagen sollen zukünftig für die Bereitstellung der Residuallast verwendet werden. Voraussetzung für den hocheffizienten Betrieb von KWK-Anlagen ist die vollständige Nutzung der anfallenden Wärme. In den Wintermonaten ist der Wärmebedarf aufgrund des Heizbedarfes oft groß genug, um die Wärme einer KWK-Anlage mithilfe von thermischen Speichern vollständig zu nutzen. In den Sommermonaten ist der Heizbedarf, und damit der Wärmebedarf, aufgrund erhöhter Außentemperaturen jedoch oft stark reduziert. Die vollständige Nutzung der KWK-Wärme kann dann oft nicht gewährleistet werden. Aus diesem Grund werden einige KWK-Anlagen nur in den Wintermonaten betrieben (Winterbetrieb) und im Sommer vollständig abgeschaltet. Alternativ kann ein ganzjähriger Betrieb von KWK-Anlagen in den Sommermonaten zu einer schlechten Effizienz und damit zu einem schlechten Jahresnutzungsgrad führen. Um den hocheffizienten Betrieb von KWK-Anlagen ganzjährig zu ermöglichen muss die Wärme auch in den Sommermonaten sinnvoll und flexibel genutzt werden [35]. Die flexible Wärmenutzung stellt eine Herausforderung für zukünftige KWK-Anlagen dar.

Eine Möglichkeit den Wärmebedarf (vor allem im Sommer) zu erhöhen ist der Betrieb einer Absorptionskältemaschine zur Bereitstellung von Klimatisierungs- bzw. Prozesskälte [35]. Die Absorptionskältemaschine wird hauptsächlich mit Wärme angetrieben, wodurch ein zusätzlicher Wärmebedarf generiert wird. Der kombinierte Betrieb einer KWK-Anlage mit einer Absorptionskältemaschine wird als Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) bezeichnet. In der Vergangenheit wurde der wirtschaftliche Betrieb von KWKK-Systemen bereits teilweise demonstriert. Dabei wurden die KWK-Anlagen als Grundlastkraftwerke für Strom oder Wärme betrieben. In Zukunft soll KWK-Strom im Idealfall keine erneuerbaren Energien aus dem

Stromnetz verdrängen, wodurch eine residuallastorientierte bzw. strompreisorientierte Betriebsweise von KWK-Anlagen angestrebt werden soll.

### Funktionsprinzip einer AKM:

Die Absorptionskältemaschine ist eine thermisch angetriebene Maschine, die es ermöglicht, Wärme (etwa Prozesswärme bzw. Abwärme) ohne nennenswerte elektrische Energie in Kälte umzuwandeln. Die Grundlage einer solchen Absorptionskältemaschine bildet der Absorptions- bzw. Desorptionsprozess. Unter der chemischen Absorption wird hierbei die Aufnahme eines Teilchens in das freie Volumen in einer anderen Phase verstanden. Der Absorptionsprozess verläuft exotherm, sodass während der Absorption Wärme freigesetzt wird. Die Desorption beschreibt den Umkehrprozess der Absorption und verläuft endotherm. Neben der Absorption gibt es die Adsorption, bei der die Teilchen lediglich an der Oberfläche eines Adsorbens angelagert werden. Aufgrund der geringen Bedeutung der Adsorptionskältemaschinen in der Kältetechnik wird sich im Folgenden ausschließlich auf die Absorption bzw. Absorptionskältemaschine bezogen.

Bei einer Absorptionskältemaschine wird, wie in Abbildung 63 zu erkennen ist, der mechanische Verdichter durch einen „thermischen Verdichter“ ersetzt [36] [37].

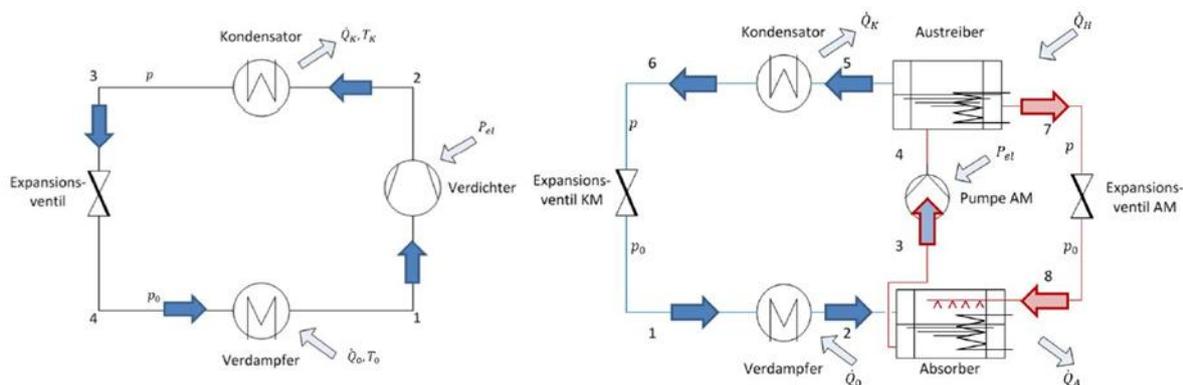


Abbildung 63: Schematischer Vergleich von KKM (links) und AKM (rechts) [36]

Der Kältemitteldampf aus dem Verdampfer wird durch das Lösungsmittel im Absorber absorbiert. Die dabei freiwerdende Wärme wird auf mittlerem Temperaturniveau an das Kühlwasser abgegeben. Die „reiche Lösung“ (reich an Kältemittel) wird durch eine Pumpe auf ein höheres Druckniveau gepumpt. Dabei wird im Vergleich zu einem Kompressor (Druckerhöhung von Gasen) signifikant weniger Energie benötigt. Im nachgeschalteten Generator bzw. Austreiber wird das Kältemittel durch Wärmezufuhr aus dem „Heizwasser“ auf hohem Temperaturniveau wieder aus dem Lösungsmittel ausgetrieben. Im Anschluss erfährt das Kältemittel die gleiche Prozesskette wie bei der Kompressionskältemaschine (Kondensator > Ventil > Verdampfer). Die übrigbleibende „arme Lösung“ (arm an Kältemittel) aus dem Austreiber gelangt über eine Lösungsmitteldrossel zurück in den Absorber, wo sie wiederum Kältemittel absorbiert und der Kreislauf somit von vorne beginnt. Zusammengefasst kann dieser Prozess bzw. der Kreislauf des LiBr-Wasser-Gemisches in folgende Unterprozesse aufgeteilt werden [36] [35]:

- **Absorption / Verflüssigung:** Wasserdampf wird im Absorber mit der LiBr-Lösung gemischt. LiBr hat die Eigenschaft Wasser zu binden bzw. zu absorbieren. Die Aufnahmekapazität ist dabei abhängig von Druck und Temperatur. Die bei der Absorption freiwerdende „Absorptionswärme“ wird durch einen Kühlwasserstrom abgeführt.

- **Druckerhöhung:** Die Pumpe erhöht den Druck der flüssigen LiBr-Wasser-Lösung. Die Druckerhöhung von Flüssigkeiten beansprucht deutlich weniger Energie als die Druckerhöhung von Gasen und beansprucht nur etwa 1 % der Gesamtantriebsleistung.
- **Desorption / Verdampfung:** Im Austreiber wird unter Wärmezufuhr Wasserdampf aus der LiBr-Wasser-Lösung ausgetrieben. Übrig bleibt eine Lösung mit einer hohen LiBr-Konzentration, die zurück in den Absorber geführt wird.
- **Druckminderung:** Die „arme“ LiBr-Wasser-Lösung wird im Expansionsventil auf den Absorber-Druck entspannt, wo sie wiederum Wasserdampf aus dem Verdampfer absorbiert.

Eine Absorptionskältemaschine kann mithilfe des Wärmeverhältnisses energetisch bewertet werden. Das Wärmeverhältnis bzw. der „Coefficient of Performance“ (COP) berechnet sich dabei aus dem Verhältnis von erzeugter Kälteleistung zur benötigten Antriebswärmeleistung [38] [35].

### Grundlagen:

Für den Absorptionskreislauf einer Absorptionskältemaschine wird ein Stoffpaar aus Kältemittel und Absorptionsmittel benötigt. Das Kältemittel sollte dabei eine große spezifische Verdampfungsenthalpie und einen niedrigen Siedepunkt besitzen. Das Absorptionsmittel sollte einen möglichst geringen Dampfdruck und einen tiefen Erstarrungspunkt aufweisen. In der Praxis wird oft auf die Stoffpaare Lithiumbromid-Wasser bzw. Wasser-Ammoniak zurückgegriffen. Abbildung 64 zeigt das Lösungsfeld einer LiBr-Wasser-Lösung für verschiedene Drücke und Temperaturen in einem Dühring-Diagramm [35].

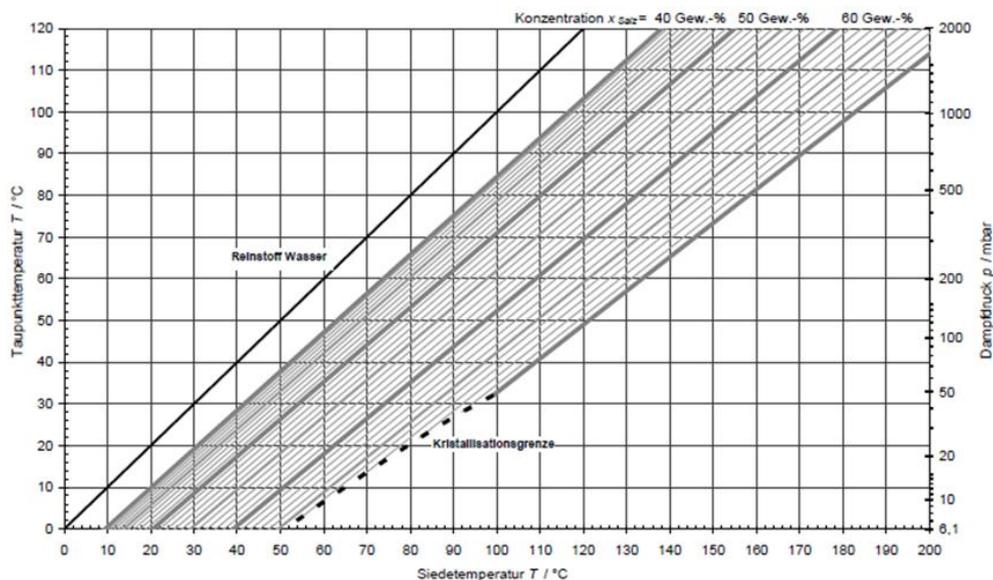


Abbildung 64: Dühring-Diagramm (Lösungsfeld einer LiBr-Wasser-Lösung)

Es ist zu erkennen, dass die Siedetemperatur mit steigendem Dampfdruck und steigender LiBr-Konzentration zunimmt. Die Siedetemperatur ist jene Temperatur, die im Absorber durch Kühlung erreicht bzw. unterschritten werden muss, damit eine definierte LiBr-Wasser-Lösung vollständig flüssig vorliegt bzw. jene Temperatur, die im Austreiber überschritten werden muss, um Wasserdampf aus einer definierten LiBr-Wasser-Lösung auszutreiben. Die Siedetemperatur der Lösung ist abhängig von der Zusammensetzung der Lösung und vom Druck.

Insbesondere bei hohen LiBr-Konzentrationen, geringen Drücken und geringen Temperaturen besteht Möglichkeit der Kristallisation. Für den Betrieb einer Absorptionswärmepumpe mit LiBr ist die Kristallisationsgrenze von großer Bedeutung, da die Pumpe die erstarrte Lösung nicht mehr fördern kann und es zu Schäden kommt. Daher sollte eine Kristallisation in der Anlage unter allen Umständen vermieden werden [35]. In der Praxis befindet sich dieser kritische Punkt maximaler LiBr-Konzentration direkt hinter dem Austreiber, wo zuvor Wasserdampf aus der LiBr-Wasser-Lösung ausgetrieben wurde. Übrig bleibt eine hochangereicherte LiBr-Lösung, die erst im Absorber wieder durch Wasserdampfaufnahme verdünnt wird. Die maximale LiBr-Konzentration ist temperaturabhängig und beträgt in der Praxis etwa 65 bis 70 % LiBr bei Temperaturen von bis zu 100 °C. In Abbildung 65 ist das Phasendiagramm von H<sub>2</sub>O/LiBr dargestellt. Es sind verschiedene Hydrate dieser Lösung zu erkennen [39].

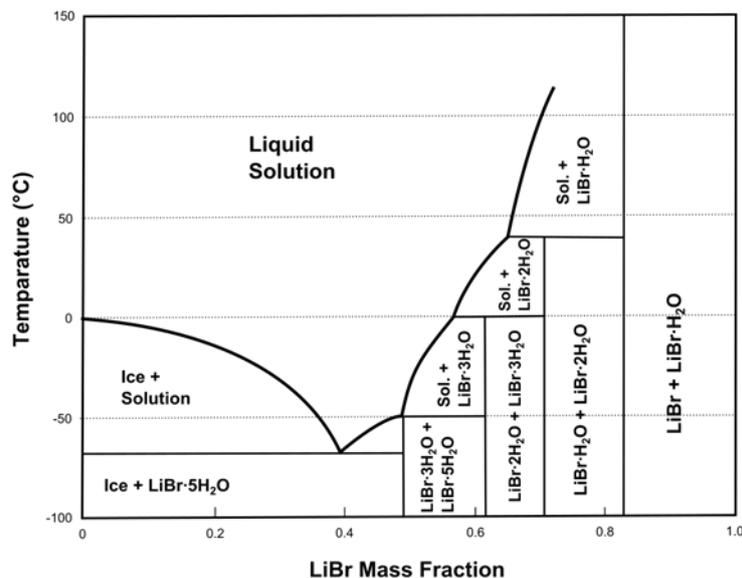


Abbildung 65: Phasendiagramm einer LiBr-Wasser-Lösung

Dem Diagramm ist zu entnehmen, dass die LiBr-Konzentration, der Druck und die Temperatur jederzeit ausreichend groß sein müssen, um eine flüssige Phase der Lösung zu gewährleisten.

### Modellierung:

Der Aufbau und die Modellierung der Absorptionskältemaschine erfolgt in der Software „Aspen Plus“ und wird im Folgenden beschrieben. Abbildung 66 zeigt das verfahrenstechnische Modell einer Wasser-LiBr-Absorptionskältemaschine in Aspen Plus. Alle Prozessparameter beziehen sich – sofern nicht anders angegeben - auf den Volllast-Betriebspunkt bei Standardbedingungen.

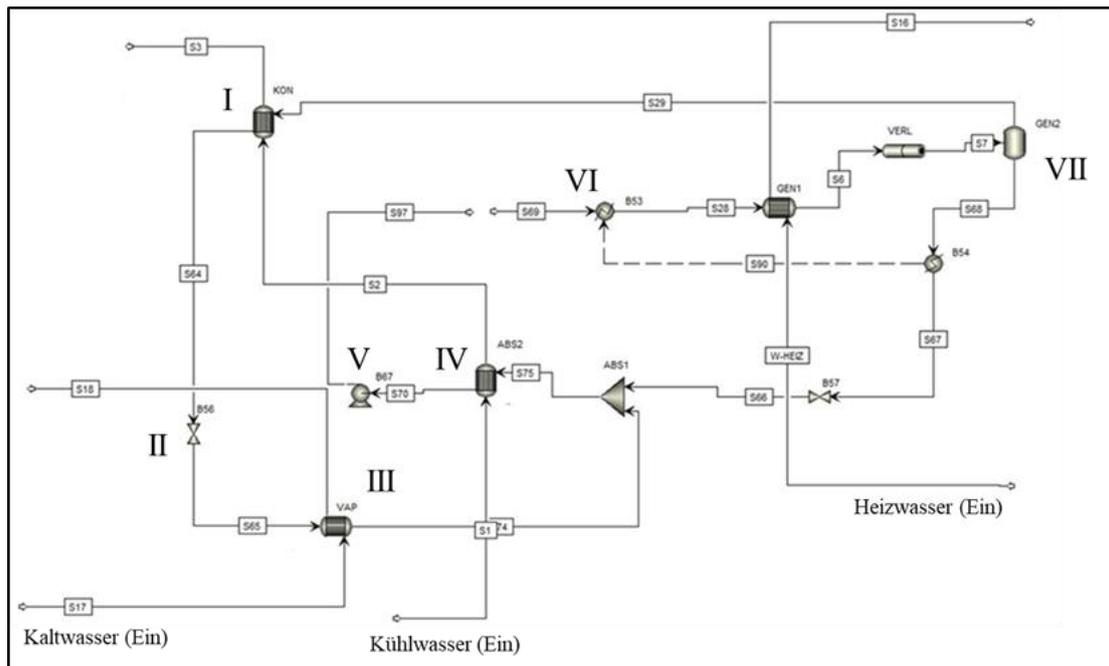


Abbildung 66: Verfahrenstechnisches Modell einer AKM

Das Kältemittel Wasser wird dem Kondensator (I) als Wasserdampf bei etwa 80 °C und 56 mbar zugeführt. Durch Kühlwasser mit einer Temperatur von ca. 30 °C wird der Wasserdampf im Kondensator kondensiert. Mithilfe eines Ventils bzw. einer Drossel (II) wird der Druck von 56 mbar auf etwa 8 mbar reduziert. Aufgrund des geringen Drucks wird das Wasser in einem Verdampfer (III) vollständig verdampft. Die für die Verdampfung benötigte Verdampfungswärme wird im Wärmetauscher durch das Kaltwasser auf einem Temperaturniveau von 12 °C bereitgestellt. Dem Kaltwasser wird Wärme entzogen wodurch sich die Kaltwassertemperatur nach dem Verdampfer auf ca. 6 °C absenkt. Der Wasserdampf muss nach dem Verdampfer wieder auf ein höheres Druckniveau (hier: 56 mbar) komprimiert werden. Anders als bei der Kompressionskältemaschine wird der elektrische Kompressor in einer Absorptionskältemaschine durch einen thermischen Kompressor ersetzt. Der Wasserdampf gelangt nach dem Verdampfer somit in einen Absorber (IV) und wird dort mit der Lösungsmittellösung LiBr-Wasser gemischt. Die LiBr-Ausgangskonzentration in der Lösungsmittellösung beträgt etwa 65 Gew.-%. Im Absorber wird der aus dem Verdampfer hinzukommende Wasserdampf in einer exothermen Reaktion durch das Lösungsmittel aufgenommen. Die entstehende Reaktionswärme wird in einem Wärmetauscher durch das Kühlwasser abgeführt. Die entstehende Lösungsmittel-Kältemittel-Lösung hat eine LiBr-Konzentration von etwa 50 Gew.-% und liegt bei 30 °C und 8 mbar flüssig vor. Die Flüssigkeit wird anschließend mithilfe einer Lösungspumpe (V) auf ein höheres Druckniveau von etwa. 56 mbar gepumpt. Im Gegensatz zur Kompression von Gasen wird bei der Druckerhöhung von Flüssigkeiten signifikant weniger elektrische Energie benötigt. Die Pumpleistung einer Absorptionskältemaschine beläuft sich auf ca. 1 % der Gesamtantriebsleistung ( $Q_{th} + P_{el}$ ). Die reiche Lösung (reich an Kältemittel) liegt nach der Pumpe bei etwa 30 °C und 56 mbar vor und wird zunächst in einem Wärmetauscher bzw. Rekuperator (VI) auf 60 °C vorgewärmt. Anschließend gelangt die reiche Lösung in den Desorber bzw. Austreiber (VII). Dabei wird die reiche Lösung durch Heizwasser mit einer Temperatur von ca. 90 °C erwärmt. Durch die Wärmezufuhr und der daraus resultierenden erhöhten Temperatur wird Wasserdampf aus der reichen Lösung ausgetrieben. Der ausgetriebene Wasserdampf wird abgeführt

## Simulationsmodelle und Berechnungen

und gelangt in den Kondensator (I), wo der Kältemittelkreislauf von vorne beginnt. Zurück im Austreiber bleibt die flüssige arme Lösung (arm an Kältemittel) mit einer LiBr-Konzentration von etwa 65 Gew.-%. Die arme Lösung dient zunächst zur bereits beschriebenen Vorwärmung der reichen Lösung vor dem Austreiber und wird anschließend bei ca. 30 °C über eine Drossel (VIII) von 56 mbar auf 8 mbar entspannt. Die arme Lösung wird in den Absorber geleitet, wo Wasserdampf aus dem Verdampfer absorbiert wird und der Lösungsmittelkreislauf von vorne beginnt.

### Simulationsergebnisse:

Der COP einer Absorptionskältemaschine ist von vielen Faktoren, etwa der Temperatur des Heiß-, Kalt- und Kühlwassers sowie von der Last abhängig. Außerdem wird der COP zusätzlich durch viele weitere Auslegungsparameter wie Wärmeübertragungsflächen, LiBr-Konzentrationen, internen Massenströmen und Druck beeinflusst. Um die Kopplungsmöglichkeiten der AKM mit der PAFC zu bewerten, wird der COP und die Kälte- bzw. Wärmeleistung für unterschiedliche Betriebsbedingungen untersucht.

#### Heißwasservariation:

Die Wärme der PAFC liegt auf zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus vor. Die Temperatur der Wärme kann je nach Modell und Auslegung variieren. In dieser Untersuchung liegt die HT-Wärme bei ca. 80 bis 90 °C und die NT-Wärme bei ca. 35 bis 55 °C vor. Um zu überprüfen, inwieweit sich die jeweiligen Wärmeströme für den Antrieb einer AKM eignen, wird der COP und die Wärme- bzw. Kälteleistung zunächst für unterschiedliche Heißwassertemperaturen simuliert. Abbildung 67 zeigt die Ergebnisse dieser Simulation.

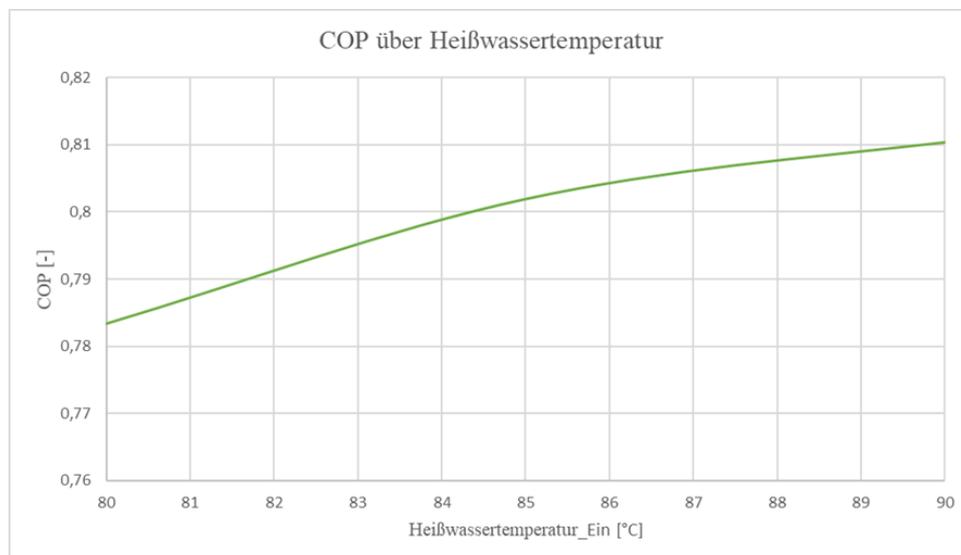


Abbildung 67: COP einer AKM über Heißwassertemperatur

Es ist zu erkennen, dass der COP mit sinkender Heißwassertemperatur abnimmt. Während der COP bei einer Heißwassertemperatur von 90 °C noch etwa 81 % beträgt, liegt der COP für eine Heißwassertemperatur von 80 °C bei ca. 78 %. Dem Diagramm ist zu entnehmen, dass der COP mit kleiner werdender Heiztemperatur immer stärker abnimmt. Aufgrund des geringen COP's bei niedrigen Heißwassertemperaturen eignet sich lediglich die Hochtemperaturwärme der

PAFC für den Antrieb der AKM. Aufgrund des geringeren Temperaturniveaus der Niedertemperaturwärme ergibt sich bei einer Nutzung in einer AKM ein sehr geringer COP, sodass die NT-Wärme optimalerweise anders genutzt werden sollte.

### Teillastverhalten:

In Abbildung 68 ist der COP einer AKM in Abhängigkeit der Last grafisch dargestellt. Der COP sinkt mit abfallender Last kontinuierlich ab. Im oberen Lastbereich (50 % bis 100 %) wird der COP bei abfallender Last nur geringfügig verringert. Für geringe Lasten unter 50 % fällt der COP stärker ab.

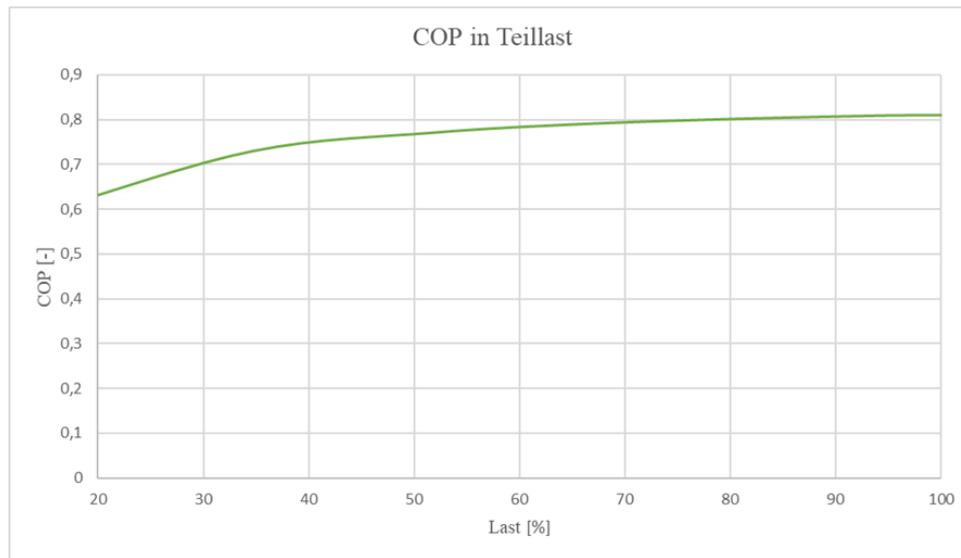


Abbildung 68: COP einer AKM in Teillast

Der Grund hierfür liegt zum einen an nahezu konstanten thermischen Verlusten, die bei geringen Lasten eine dominierende Rolle einnehmen. Zum anderen stellt sich bei geringeren Lasten und somit einem geringeren Heißwassermassenstrom (bei konstantem Wärmetauscher) eine größere Temperaturspreizung des Heißwassers ein. Dies hat zur Folge, dass die Arbeitstemperatur des Austreibers abfällt, wodurch der COP abnimmt. Der verringerte COP im geringen Lastbereich stellt insbesondere im Regelbetrieb der AKM eine besondere Herausforderung dar. Aufgrund des trägen Kaltstartverhaltens der AKM von bis zu 8 h macht ein permanenter Start-Stopp-Betrieb der AKM aus wirtschaftlicher Sicht in der Regel wenig Sinn. Um auch kurzfristig auf sich verändernde Bedingungen reagieren zu können, sollte die AKM zumindest im Teillastbetrieb betrieben werden. Die Mindestlast einer AKM beträgt etwa 10 % der Nennleistung. Der COP ist für diesem Betriebspunkt stark reduziert und beträgt im untersuchten Modell 0,55. Aufgrund der geringen Leistung geht dieser Betriebspunkt jedoch nur geringfügig und den SCOP (Jahresdurchschnitt) ein.

Mit zunehmender Temperaturspreizung sinkt die Heizwasserrücklauftemperatur bei konstanter Vorlauftemperatur stetig ab. Die PAFC, die hier als Wärmequelle dienen soll, reagiert sensibel auf sich verändernde Heißwassertemperaturen. Eine verringerte Heißwassereingangstemperatur in die PAFC führt bei konstanter Wärmeleistung der PAFC zu einer geringeren Heißwasserausgangstemperatur und somit zu einer geringeren Vorlauftemperatur für die AKM. Der COP der AKM würde daraufhin weiter abnehmen. Dieses Problem kann behoben werden, indem ein Wärmespeicher zwischen PAFC und AKM eingesetzt wird. Mithilfe eines Bypasses kann die

Rücklauf­temperatur der AKM konstant gehalten werden. Der Wärmespeicher dient zur Entkopplung der Wärme­erzeugung von der Wärme­nutzung in der AKM.

### Kaltwasservariation:

Der Kondensator und der Absorber werden durch das Kühlwasser der AKM gekühlt und die abzuführende Wärme wird an die Umgebung abgegeben. In der Praxis können Kondensator­temperaturen realisiert werden, die etwa 5 °C über der Umgebungstemperatur liegen. Die Temperatur im Kondensator beeinflusst das obere Druckniveau der AKM. Die Umgebungstemperatur hat somit einen großen Einfluss auf die Kühltemperatur des Kondensators bzw. Absorbers und beeinflusst somit ebenfalls die Performance der AKM. Abbildung 69 zeigt den COP einer AKM in Abhängigkeit der Kondensator­temperatur. Dem Diagramm ist zu entnehmen, dass der COP mit steigender Kondensator­temperatur abnimmt. Der geringe COP bei hohen Außentemperaturen wird insbesondere dann zum Problem, wenn die AKM kälte­geführt zur Bereitstellung von Klimatisierungskälte betrieben wird. Da der Bedarf an Klimatisierungskälte stark temperaturabhängig ist und mit zunehmender Temperatur steigt, führt dies in einer streng kälte­geführten Betriebsweise zu einem geringen COP bzw. SCOP. Um einen möglichst effizienten Betrieb der AKM zu ermöglichen, ist eine Entkopplung von Kälte­erzeugung und Klimatisierungskälte­bedarf anzustreben. Mithilfe eines Kälte­pufferspeichers kann die Kälte zu Zeiten kühlerer Außentemperaturen (abends, morgens, nachts) erzeugt und gespeichert werden.

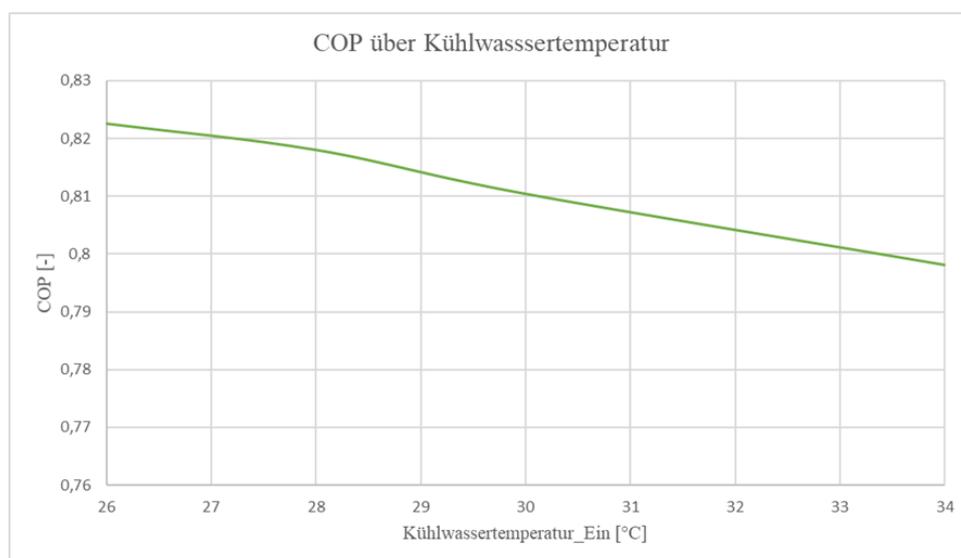


Abbildung 69: COP einer AKM über Kühlwassertemperatur

Insbesondere für die Anwendung in KWKK-Systemen kann die Entkopplung von Kälte­erzeugung und Kälte­bedarf sinnvoll sein.

### 1.3.2 Weitere Flexibilisierungsoptionen

Im Folgenden soll kurz auf die zusätzlichen Flexibilisierungsoptionen, welche schwerpunktmäßig in den Modellierungsansätzen der Energiesysteme zum Einsatz kommen, eingegangen werden.

#### Thermische Speicher in der Objektversorgung

Zur Flexibilisierung des Energiesystems werden in den verschiedenen Szenarien Wärme- und Kältespeicher verwendet. Der verwendete Wärmespeicher hat eine Speicherkapazität von

510 kWh, was etwa der vierfachen thermischen Leistung der PAFC auf dem Niveau der Hochtemperatur entspricht, sodass jeweils etwa zwei Stunden Pufferleistung bei einer Sollkapazität von etwa 50 % in positive wie negative Richtung vorliegen. Die thermischen Verluste belaufen sich auf 0,1 %/h. Ausschließlich die KWK-Wärme wird in den Wärmespeicher eingespeichert. Der Speicherstand dient als Signalquelle für die Wärmepumpe. Sobald der Speicher leer bzw. eine Untergrenze von etwa 10 kW erreicht ist, deckt die Wärmepumpe den verbleibenden Wärmebedarf. In den KWKK-Szenarien wird zusätzlich ein Kältespeicher verwendet, um die eher konstant erzeugte Kälte der Absorptionskältemaschine zu puffern und an den fluktuierenden erhöhten Kältebedarf am Tag anzugleichen. Der verwendete Kältespeicher hat eine Speicherkapazität von 250 kWh. Auch hier orientiert sich die Speicherkapazität an der vierfachen Nennleistung der einspeisenden Systemkomponente, der AKM. Die thermischen Verluste belaufen sich auf 0,1 %/h. Lediglich die AKM-Kälte wird in den Kältespeicher eingespeichert. Die AKM ist dabei so geregelt, dass ein definierte Speicherfüllstand angestrebt wird. Der Speicherstand dient ebenfalls als Signalquelle für die Kompressionskältemaschine. Sobald der Speicher leer bzw. eine Untergrenze erreicht ist, deckt die Kompressionskältemaschine den verbleibenden Kältebedarf.

### Strompreisgeführte Regelung und Elektroheizkessel in der Objektversorgung

In den untersuchten Versorgungskonzepten von Industriebetrieben wurde zuvorderst eine strompreisgeführte Regelung implementiert, um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb auch in zukünftigen Stützjahren zu gewährleisten. Dem in Kapitel 1.2.3 dargestellten Modell dienen entsprechend ein Residuallast- und Preissignale, sowie die Zusammensetzung des eingesetzten Brenngases als Eingangsgrößen für die Regelung. Weiterhin wird eine Soll-Vorlauftemperatur des angeschlossenen Wärmenetzes als Input benötigt. Über verschiedene Regelkreise wird der Betriebszustand der KWK-Technologie eingestellt. Als Regelgröße werden dabei die bei momentanen Bedingungen abgeschätzten Kosten der jeweiligen Betriebszustände gewählt. Die Kosten eines Betriebszustands  $k$  werden dabei über folgende Gleichung ermittelt:

$$C_k = \{C_{prod} + C_{CO2} + C_{grid} + C_{outer} + C_{penalty}\}_k$$

Dabei bezeichnen:

- $C_{prod}$  die (Gas-)Kosten zur Bereitstellung der elektrischen Leistung,
- $C_{CO2}$  die Zertifikatskosten für den Ausstoß an  $CO_2$ ,
- $C_{grid}$  die Kosten für den Bezug, bzw. den Verkauf der Differenzleistung (je nachdem, ob in dem Betriebszustand mehr oder weniger als die benötigte Leistung bereitgestellt wird),
- $C_{outer}$  von außen gegebene Kosten, wie bspw. zusätzliche Gaskosten für den Betrieb eines Heizkessels, falls in dem gewählten Betriebszustand nicht genug Wärme für das angeschlossene Wärmenetz bereitgestellt würde, und
- $C_{penalty}$  fiktive „Straf“kosten. Diese werden eingesetzt, um speziell bei der Hybrid-SOFC häufige Lastwechsel oder gar Abschalten zu verringern, da diese Vorgänge nach Herstellerangaben die Lebenszeit der Stacks stark beeinträchtigen.

Eine solche Regelung liefert kein Optimum über den Betrieb eines ganzen Jahres, sondern gibt lediglich einen Hinweis auf mögliche Erlöse. Für zukünftige Arbeiten und eine detailliertere Analyse des wirtschaftlichen Potenzials der flexiblen Fahrweise von KWK in der Industrie ist

die Integration von Lastprognosen, bzw. eine über einen rollierenden Zeitraum optimierte Fahrweise sinnvoll und anwendungsnahe.

Als weitere Flexibilitätsoption wurde ein Elektroheizkessel untersucht, der Überschussstrom aus der KWK (oder aus dem Netz) in Wärme umwandelt. Dieser soll die Möglichkeit bieten, die Erzeugungsstruktur (v.a. Strom-zu-Wärme-Verhältnis) der untersuchten KWK-Anlagen (a) an die des Bedarfs, und (b) flexibel an die gegebenen Preis- und Lastsignale anzupassen.

### Flexibilitätsoptionen in der Quartiersversorgung

Bei dem Zusammenspiel der KWK-Technologien mit ausgewählten Quartieren werden ebenfalls die residuallast- und die strompreisgeführte Regelungsstrategie untersucht. Für das PAFC-System erfolgt keine Modifikation der Regelung, da sie weiterhin nach den Parametern der GHD-Einheit geregelt werden soll. Die Regelungsstrategien für das SOFC-System werden auf die Begebenheiten in den Quartieren angepasst. Die residuallastgeführte Regelung in Verbindung mit den gewählten Quartieren führt dazu, dass das SOFC-System aufgrund des dann vorherrschenden geringeren Strombedarfs in den Nächten heruntergefahren wird und somit aufgrund des langen Vorlaufs für den Startvorgang den Strombedarf am nächsten Tag nicht decken kann. Daher wurde sich zu Nutze gemacht, dass das SOFC-System nach dem Signal zum Herunterfahren in den darauffolgenden sechs Stunden direkt wieder hochgefahren werden kann, da die Mikrogasturbine während dieser Zeit noch läuft. Mit dem Residuallastverlauf der betrachteten Quartiere passt die resultierende Strombereitstellung gut zusammen, daher wird ein Timer eingebaut, der das SOFC-System sechs Stunden in der Nacht bei geringer Residuallast in den Betrieb, bei dem nur die Mikrogasturbine läuft, schickt. Während der übrigen Zeit wird die residuallastgeführte Regelung angewendet, wobei diese das SOFC-System nicht herunterfahren lassen kann.

Bedingt durch die stromorientierte Regelung der SOFC, kommt es zeitweise zu einem Über- bzw. Unterangebot an Wärme. Überschüssige Wärme wird in dem Modell der residuallastgeführten Regelung an die Umgebung abgegeben. Um diese Wärme nutzbar zu machen, können Flexibilitätsoptionen, wie Warmwasserspeicher eingesetzt werden. Einen Wärmespeicher soll in der Simulation die überschüssige Wärme speichern und verzögert für die Verbraucher zur Verfügung stellen. Dies kann zu einem effizienteren Einsatz der SOFC in einem stromgeführten Szenario führen, indem mehr Wärme genutzt werden kann und weniger an die Umgebung abgegeben wird. In Zeiträumen, in denen die SOFC nicht genügend Wärme bereitstellt, kann die Wärme aus dem Wärmespeicher genutzt werden. Dies hat zu Folge, dass weniger Wärme durch die Gas-Zusatzheizung erzeugt werden muss.

Zu Einbindung des Wärmespeichers in das Modell wird ein Modell eines Warmwasserspeichers aus der TransiEnt-Bibliothek verwendet. Dieses Modell basiert auf der Energieerhaltung zwischen der Einspeicherung auf der Erzeugerseite und der Ausspeicherung auf der Verbraucherseite. Durch die in dem Speicher vorhandene Energie kann zu jedem Zeitpunkt eine Temperatur und ein SOC (engl. state of charge) berechnet werden. Wärmeverluste über die Außenwand des Speichers werden mit einem konstanten Faktor berücksichtigt. Somit kommt es auch ohne Entnahme aus dem Speicher zu einer Auskühlung des Speichers über längere Zeiträume. Die Nutzung dieses einfachen Modells erlaubt eine ausreichend detaillierte Betrachtung der Auswirkungen eines Wärmespeichers auf die Nutzung der erzeugten Wärme, ohne die Rechenzeiten der Simulationen deutlich zu erhöhen.

Zur Einbildung des Wärmespeichers wird die Erzeugerseite des Wärmespeichers mit dem Vor- und dem Rücklauf der SOFC verbunden. Die SOFC ist somit in der Lage die erzeugte Wärme über einen Wasserkreislauf an den Speicher zu übertragen. Die Verbrauchsseite des Warmwasserspeichers wird mit den Quartieren verbunden. Über das angeschlossene Nahwärmenetz können die Quartiere mit der Wärme aus dem Warmwasserspeicher versorgt werden. Um sicherzustellen, dass der Vorlauf sich zu jedem Zeitpunkt auf dem richtigen Temperaturniveau befindet, wird dort ein elektrisches Zusatzheizgerät platziert. Dieses stellt die fehlende Wärme bereit, die der Wärmespeicher nicht bereitstellen kann. Sollte dementsprechend die Temperatur im Vorlauf unterhalb der vorgegebenen Solltemperatur liegen, schaltet sich das Zusatzheizgerät ein und erzeugt den fehlenden Wärmebedarf, bis die Zieltemperatur erreicht wird.

Mit einem angepassten Regelverhalten soll verhindert werden, dass der Wärmespeicher, durch die von der SOFC abgegebene Wärme überhitzt. Hierzu wird der SOC des Wärmespeichers an das Modell der SOFC übergeben. Erreicht der Wärmespeicher einen SOC von 1, ist er also komplett gefüllt, gibt die Brennstoffzelle die erzeugte Wärme an die Umgebung ab. Dieser Zustand ändert sich erst wieder, wenn ein SOC von 0.95 unterschritten wird. Ab diesem Wert wird der Wärmespeicher wieder durch die SOFC mit Wärme versorgt. Das restliche Regelverhalten der SOFC wird von der residuallastgeführten Regelung übernommen. Bei der strompreisorientierten Regelung in Verbindung mit dem Speicher wird ebenfalls ein elektrisches Zusatzheizgerät verwendet. Dementsprechend wird die Berechnung der bereitgestellten Energie des Geräts und der berücksichtigte Preis für die Energiebereitstellung angepasst.

## 2 KWK-Systemanalyse

### 2.1 Nutzungspfade PAFC

Um die Nutzungspfade von Phosphorsäurebrennstoffzellen in NRW abschätzen zu können, werden im Folgenden zunächst die Bedarfsstrukturen in NRW untersucht und hinsichtlich der technischen Gegebenheit von einem PAFC-Energiesystem bewertet, siehe Kapitel 1.1 „Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC)“. Insbesondere die Flexibilisierungsoption durch eine AKM findet hierbei Berücksichtigung, welche in Kapitel 1.3.1 „Absorptionskältemaschine (AKM)“ vorgestellt wurde.

Aufgrund der zur Verfügung stehenden Leistungsbereichen von PAFC-Herstellern und aufgrund des Temperaturniveaus von etwa 90 °C liegt der Fokus der Anwendungsfälle im Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor. Hohe Temperaturbereiche, wie sie häufig in der Industrie gefordert werden, kann die PAFC nicht liefern und für Haushalte sind Energiesysteme mit zu vielen Systemkomponenten im Hinblick auf die Kosten und die Betreibung ungeeignet.

#### 2.1.1 Energiebedarfe in NRW

Der Endenergieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen lag 2019 deutschlandweit bei rund 1.315 PJ bzw. 365 TWh. Hiervon entfallen etwa 43,1 % auf Raumwärme, 8,1 % auf sonstige Prozesswärme, etwa 5,4 % auf Warmwasser, 4 % auf Prozesskälte und 1,1 % auf Klimatisierungskälte. Und obwohl der Gesamtenergieverbrauch im GHD-Sektor tendenziell sinkt (2008 lag der Endenergieverbrauch noch bei 1.443 PJ), steigt der Endenergieverbrauch durch Prozesskälte und Klimatisierungskälte. Der Bedarf nach Prozesskälte stieg von 2008 auf 2019 um 21 PJ, also 63,9 %, und die Klimakälte stieg von 10,1 PJ auf 14,5 PJ, was einem Anstieg um 43,6 % entspricht. Darüber hinaus gewinnt der GHD-Sektor auch insgesamt an Bedeutung da er 2020 bereits rund 70 % der Bruttowertschöpfung in Deutschland beisteuert, wohingegen dieser Anteil 1991 noch bei nur 62 % lag. Die Bruttowertschöpfung im Industriesektor sinkt dagegen in Deutschland. Dies zeichnet sich jedoch nicht synchron beim Endenergieverbrauch ab. Zwischen 1990 und 2019 schwankt das Verhältnis vom Endenergieverbrauch der Industrie zum Endenergieverbrauch mit leicht steigender Tendenz, etwa 1,7 bis 1,9. [40]

Umfangreiche Erhebungen zum Energieverbrauch im GHD-Sektor werden in Deutschland nicht regelmäßig durchgeführt und aufgeführte Zahlen in der Literatur weichen mitunter voneinander ab. Noch weniger Informationen gibt es konkret im Bezug auf NRW. Im Mittel der letzten Jahre (zuzüglich 2010 und 1990) weist NRW einen Anteil von rund 25,5 % des Primärenergieverbrauchs in Deutschland auf (eigene Berechnung nach [41]). Unter der Annahme einer relativ gleichmäßigen Energieverteilung in Deutschland, lässt sich dieser Anteil auch auf den Primär- und Endenergieverbrauch im GHD-Sektor beziehen, wodurch sich ein ungefähre Endenergieverbrauch in NRW von 375 PJ bzw. 104 TWh ergibt.

Eine der umfangreichsten Untersuchungen, besonders hinsichtlich der Branchen-Aufschlüsselung im GHD-Sektor, war die Sondererhebung „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010“ unter anderem durch

das Fraunhofer ISI [42]. Mittels dieser Studie aus dem Jahr 2011 können die in Tabelle 5 dargestellten mittleren Energiebedarfe aufgeschlüsselt nach verschiedenen Branchen im GHD-Sektor ermittelt werden. Für die Berechnungen wurden mittlere thermische Wirkungsgrade von 57,4 % für Fernwärme, 80 % für Kohle- und Holzverbrennung, 90 % für Erzeuger auf Basis von Gas und Öl sowie 50 % für KWK-Anlagen, sowie saisonale durchschnittliche Effizienzen der Kältemaschinen von  $SEER_{AKM} = 1$  für die AKM und  $SEER_{KKM} = 5,3$  für die KKM [35].

Tabelle 5: Mittlere Energiebedarfe der Branchen im GHD-Sektor, 2006 bis 2011 (berechnet nach [42])

Bezeichnung	Strombedarf in TWh	Wärmebedarf in TWh	Kältebedarf in TWh
Büroähnliche Betriebe	25,28	56,86	5,53
Beherbergung, Gaststätten, Heime	12,22	40,98	8,00
Handel	17,45	36,66	23,42
Landwirtschaft	3,67	14,69	3,53
Schulen	3,33	14,29	0,71
Krankenhäuser	4,20	10,22	2,28
Baugewerbe	2,65	8,89	
Herstellungsbetriebe	3,47	6,90	0,27
Gartenbau	0,27	4,18	
Bäder	1,88	3,09	
Textil, Bekleidung, Spedition	1,00	2,61	
Backgewerbe	0,10	1,30	0,53
Flughäfen	1,12	0,87	1,10
Wäschereien	0,15	0,80	
Fleischereien	0,17	0,56	1,24
Restl. Nahrungsmittelgewerbe	0,05	0,28	

Die größten Energiebedarfe weisen die Branchen büroähnliche Betriebe, verschiedene Arten Beherbergungen sowie Handelsbetriebe auf, wodurch diese Gruppen grundsätzlich auch ein besonders großes Potenzial für neuartige Energieversorgungskonzepte darstellen. Im Hinblick auf die Anwendbarkeit eines KWKK-Konzeptes zur Objektversorgung sind insbesondere die gleichzeitig hohen Kältebedarfe von entscheidender Bedeutung, welche in Abbildung 70 in Abhängigkeit der Branchen veranschaulicht sind. Den mit Abstand größten Kältebedarf weist die Branche Handel mit auf, was sich jedoch auch leicht durch die Kühlketten im Bereich Lebensmittelhandel erklären lässt. [42]

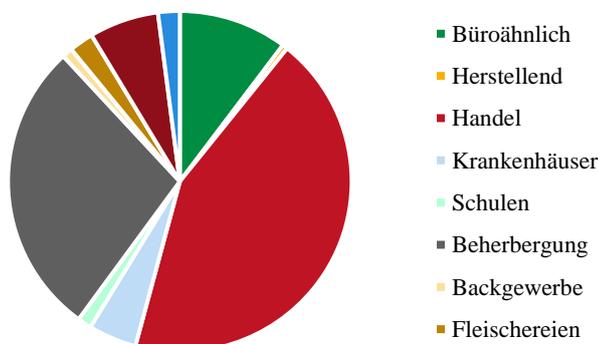


Abbildung 70: Strombedarf zur Kältebereitstellung auf die Branchen im GHD-Sektor bei einem Gesamtkältebedarf von 54 TWh pro Jahr (berechnet nach [42])

### 2.1.2 Ausgewählte Anwendungsfälle und Szenarien

Zur Abschätzung von Potenzialen für Brennstoffzellen, konkret von PAFC-Systemen, im GHD-Sektor in NRW müssen zunächst die zu betrachtenden Szenarien festgelegt werden. Mit Hilfe der ausgewählten Szenarien sollen die Anwendungsfälle von PAFC-Versorgungskonzepten bewertet und möglichst übertragbare Kernaussagen abgeleitet werden.

Im ersten Schritt wurden gemeinsam durch die Projektpartner die zu betrachtenden Stützjahre 2019, 2030 und 2045 festgelegt, wobei in 2045 eine abgeschlossene Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen anzunehmen ist.

Für die Synthese von Bedarfszeitreihen soll als Referenz das reale Wetterjahr 2012 für die Standorte Duisburg und Essen herangezogen werden.

Auf Basis der Energiebedarfe nach GHD-Branchen, siehe Tabelle 5, wurden zwei Anwendungsfälle für die Versorgungskonzepte ausgewählt: ein büroähnlicher Betrieb und ein Handelsbetrieb. Hierzu können zunächst die Bedarfszeitreihen synthetisiert werden.

Für die Abschätzung des Wärmebedarfs wird die Methodik des BDEW zur Übertragung der Gas-Standardlastprofile aus dem Jahr 2019 temperatur- und wochentagabhängig auf die folgenden Stützjahre 2030 und 2045 übertragen. [43] [44]

Hinsichtlich des Kältebedarfs von GHD und Wohnobjekten liegen in der Literatur keine Standardlastprofile vor. Angenähert an das Vorgehen des ZBTs sowie anderer Abschätzungen in der Literatur kann angenommen werden, dass sich der Kältebedarf eines Objektes aus einer über das Jahr hinweg nahezu konstanten Prozesskälte sowie einer umgebungstemperaturabhängigen Klimatisierungskälte zusammensetzt und in Abhängigkeit vom Wetterjahr lässt sich der Gesamtkältebedarf über den Wärmebedarf eines Objektes abschätzen (branchenabhängig). [42] Die Arbeitssicherheit schreibt eine Temperatur von 23 °C als Grenze für die Raumklimatisierung vor, wodurch diese auch als Untergrenze festgesetzt wurde. [45] Die Steigung der temperaturabhängigen Klimatisierungsgerade orientiert sich zudem an der Steigung der Heizgerade (mit positivem statt negativem Vorzeichen). Um eine möglichst breite Auswahl von Anwendungsfällen mit den Simulationen abzudecken bei gleichzeitiger Nähe zur Realität, wird angenommen, dass sich für den büroähnlichen Betrieb der Kältebedarf nur aus Klimatisierungskälte einstellt. Beim Anwendungsfall Handel gibt es einen Anteil Prozesskälte.

Bei der Ermittlung des Strombedarfs können wiederum Standardlastprofile, hier vom GVV 2021 [46], herangezogen werden. Die Skalierung erfolgt über die festgelegten Stromkennzahlen von 0,55 für den Anwendungsfall Büro und 0,75 für den Handelsbetrieb ebenfalls über den Wärmebedarf des Objekts. Zwar liegen die durchschnittlichen Stromkennzahlen (2006 bis 2011) mit 0,44 für büroähnliche Betriebe und 0,48 für Handelsbetriebe deutlich niedriger [42], aber die über andere Projekte am Lehrstuhl Energietechnik vorliegenden Wärme- und Strombedarfe von GHD Unternehmen bewegen sich eher im Bereich 0,8 bis 1 hinsichtlich der Stromkennzahl. Wodurch zwei Werte beider Größenordnungen ausgewählt wurden.

Auch für die finale Skalierung der Bedarfszeitreihen wurden zwei verschiedene Ansätze verfolgt, um möglichst vielseitige Aussagen zu erhalten. Im Szenario Handel orientiert sich die Spitzenlast des Wärmebedarfs an der maximalen thermischen Leistung der PAFC (Hoch- und Niedertemperatur) von etwa 165 kW, siehe Abbildung 71, wodurch sich ein mittlerer Wärmebedarf von etwa 35 kW und damit ein Jahresbedarf von ca. 303 MWh einstellt. In Abbildung

72, beim Fall Büro, beträgt die Spitzenlast mit rund 248 kW etwa das doppelte der Hochtemperaturwärme der PAFC. Hier ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf in Höhe von 583 MWh und einem Durchschnittswert von 66,5 kW. In beiden Szenarien ist die PAFC eigentlich deutlich überdimensioniert, insbesondere vor dem Hintergrund, dass KWK-Anlagen historisch eher zur Bereitstellung der Grund- und Mittellast ausgelegt wurden. Die Skalierung wurde bewusst so gewählt, da ein wichtiger Untersuchungsschwerpunkt des Projekts auf der Flexibilität von Brennstoffzellen liegt. Die Potenziale für die Flexibilisierung sind bei verhältnismäßig kleineren Wärmebedarfen und größeren Erzeugungskapazitäten deutlich höher.

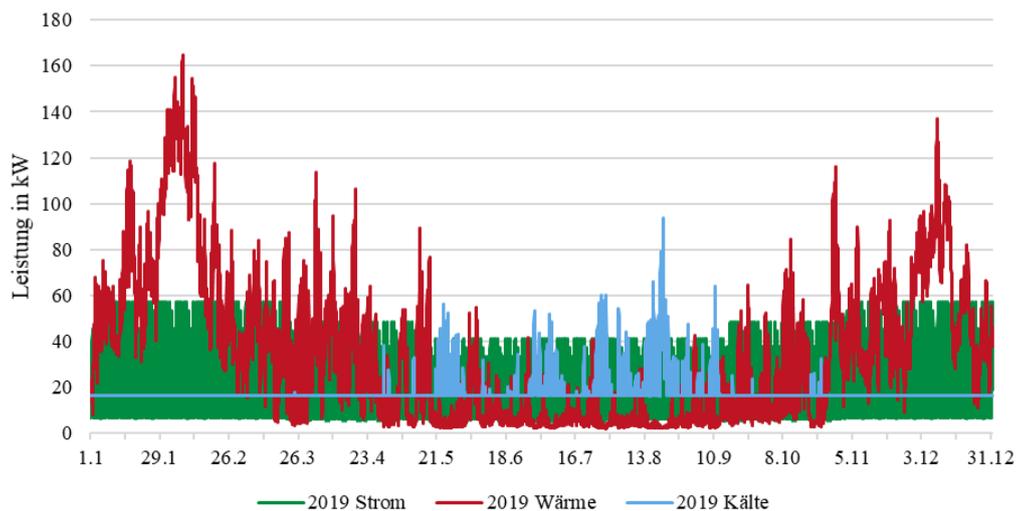


Abbildung 71: Bedarfszeitreihen für den GHD-Anwendungsfall „Handel“ (2019)

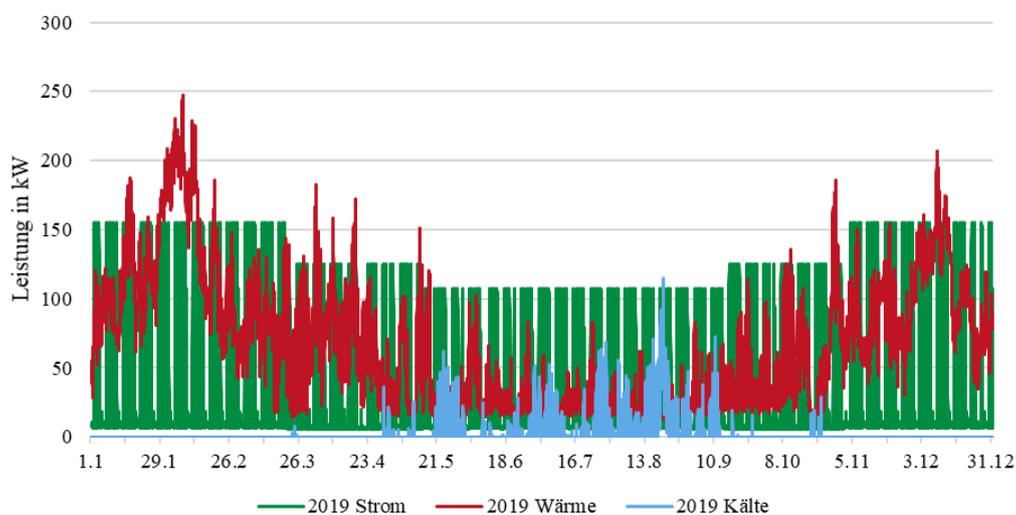


Abbildung 72: Bedarfszeitreihen für den GHD-Anwendungsfall „Büro“ (2019)

Zur besseren Vergleichbarkeit werden vier grundlegende Technologieszenarien miteinander verglichen:

- Referenz-System: Wärmebereitstellung über eine Wärmepumpe und Kältebereitstellung über eine KKM
- Motor-KWK: zusätzlich zum Referenz-System übernimmt ein motorisches BHKW mit einem thermischen Pufferspeicher die überwiegende Wärmeversorgung

- PAFC-KWK: alternativ zu dem motorischen BHKW wird an dieser Stelle ein KWK-System mit PAFC und thermischem Pufferspeicher untersucht
- PAFC-KWKK mit AKM: zusätzlich zu System der PAFC-KWK kommen eine AKM und ein Kältespeicher zum Anlagenportfolio hinzu

Die AKM ist so dimensioniert, dass sie im Auslegungspunkt die gesamte Hochtemperaturwärme der PAFC zur Kältebereitstellung umwandeln kann. Die thermischen Speicher umfassen jeweils etwa die vierfache Nennleistung (Wärme bzw. Kälte) von PAFC bzw. AKM. Dabei kommen explizit die im Folgenden aufgeführten Anlagen zum Einsatz.

Die PAFC (100 kW) wird als KWK-Anlage betrieben und versorgt das Energiesystem mit Wärme. Zusätzlich kann der erzeugte Strom selbst genutzt oder ins Stromnetz eingespeist und vergütet werden. Die PAFC kann prinzipiell mit Erdgas als auch mit Wasserstoff betrieben werden. Je nach Brennstoff ändern sich die technischen Parameter, wie etwa die elektrischen bzw. thermischen Leistungen, die Wirkungsgrade und die Dynamik der PAFC. Des Weiteren ist nur mit der wasserstoffbetriebenen PAFC ein Start-Stopp-Betrieb möglich, wohingegen bei der erdgasbetriebenen PAFC ein Kaltstart mehrere Stunden benötigt. In dieser Untersuchung werden außerdem die Teillastwirkungsgrade der Brennstoffzelle berücksichtigt.

Das Motor-BHKW (100 kW) wird als KWK-Anlage betrieben und versorgt das Energiesystem mit Wärme. Zusätzlich kann der erzeugte Strom an der Börse direktvermarktet werden. Der Motor kann prinzipiell mit Erdgas als auch mit Wasserstoff betrieben werden. Die technischen Daten des Motors ändern sich im Wasserstoffbetrieb nur geringfügig. Ein Start-Stopp-Betrieb ist mit beiden Ausführungen möglich. In dieser Untersuchung werden außerdem die Teillastwirkungsgrade des Motors berücksichtigt.

Die Wärmepumpe (250 kW) versorgt das Energiesystem mit Wärme. Der Strom wird dabei aus dem Netz oder aus der KWK-Anlage bezogen. Die Effizienz bzw. der COP einer Wärmepumpe ist stark abhängig von der Umgebungstemperatur sowie geringfügig von der Last. Der in diesen Untersuchungen zugrundeliegende COP ist daher abhängig von der Last als auch von der Umgebungstemperatur.

Die Kompressionskältemaschine (250 kW) versorgt das Energiesystem mit Kälte. Der Strom wird dabei aus dem Netz oder aus der PAFC bezogen. Die Effizienz bzw. der COP einer Kompressionskältemaschine ist stark abhängig von der Umgebungstemperatur sowie geringfügig von der Last. Der in diesen Untersuchungen zugrundeliegende COP ist daher abhängig von der Last als auch von der Umgebungstemperatur.

Die Absorptionskältemaschine (60 kW) versorgt das Energiesystem mit Kälte. Die Antriebswärme wird durch die KWK-Anlage bereitgestellt. Die Effizienz bzw. der COP oder auch das Wärmeverhältnis einer Absorptionskältemaschine ist stark abhängig von der Umgebungstemperatur sowie geringfügig von der Last. Der in diesen Untersuchungen zugrundeliegende COP ist daher abhängig von der Last als auch von der Umgebungstemperatur.

Wichtig ist, dass sich für alle KWK-Systeme im Stützjahr 2045 der Brennstoff von Erdgas auf Wasserstoff (mit den verbunden veränderten Spezifikationen der Anlagen) ändert. Weiterhin werden für die KWK-Systeme jeweils zwei Betriebsstrategien, wärmegeführt und strompreisorientiert, angewendet, wodurch sich in Summe sieben Technologie-Szenarien, ergeben:

- Referenz (später abgekürzt durch: Ref / R),
- Motor, wärmegeführt (Motor, w. / M, w. / Mw),
- Motor, strompreisorientiert (Motor, s. / M, s. / Ms),
- PAFC, wärmegeführt (PAFC, w. / Pw),
- PAFC, strompreisorientiert (PAFC, s. / Ps),
- PAFC und AKM, wärmegeführt (P+AKM, w. / PAw) und
- PAFC und AKM, strompreisorientiert (P+AKM, s. / PAs),

Für die Simulationen liegen die Börsenstrompreise aus dem Jahr 2019 sowie die durch den EWL bereitgestellten Strompreiszeitreihen für die Stützjahre 2030 und 2045 zugrunde. Abbildung 73 zeigt darüber hinaus die so bezeichnete untere und obere Preisgrenze, welche für die alternative Betriebsstrategie „strompreisorientiert“ herangezogen werden. Diese sollen eine technisch-ökonomische Betriebseinschränkung für die KWK-Anlage darstellen (keine Optimierung der Anlagen). Die Grenzpreise sind so festgelegt, dass 25 % der Jahresstunden strompreisgeführt betrieben werden. Die 12,5 % oberhalb des oberen Grenzpreises bedeuten, dass die KWK-Anlage maximal betrieben wird, auch wenn kein Wärmebedarf vorliegt um den Strommarkt zu bedienen. Während der 12,5 % der Zeit unterhalb des unteren Grenzpreises wird die KWK-Anlage möglichst heruntergefahren oder ausgeschaltet, um das Stromnetz zu entlasten und wirtschaftliche Anreize für alternative strombetriebene Energieerzeugung zu schaffen.

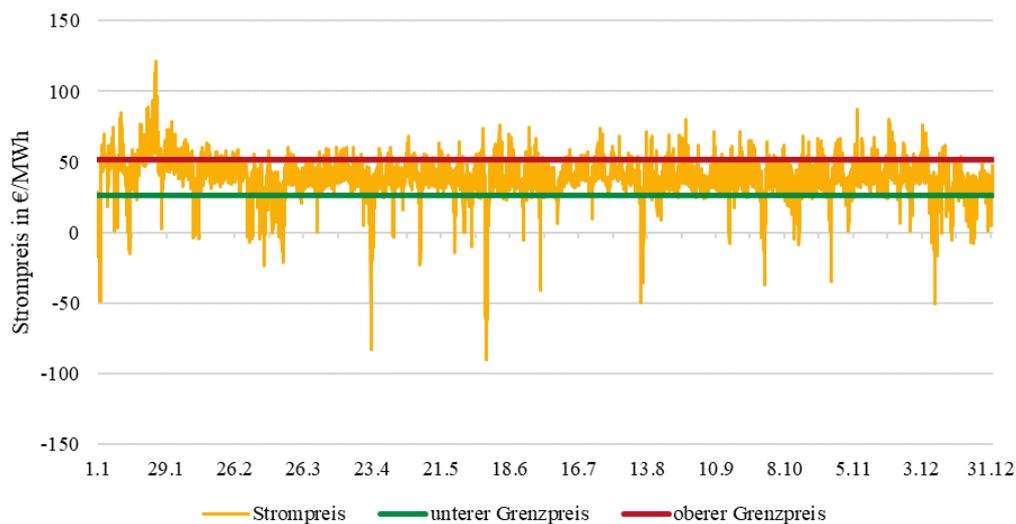


Abbildung 73: Zeitreihe für den Strompreis in 2019, sowie Darstellung des unteren und oberen Grenzpreises für die strompreisorientierte Betriebsweise der KWK-Systeme

Abschließend werden für die Berechnungen der CO<sub>2</sub>-Emissionen die Werte anhand folgender Tabelle 6 angenommen. Aufgrund der steigenden Unsicherheit, insbesondere hinsichtlich des Zieljahres 2045, soll für 2045 auch eine Sensitivitätsanalyse in Abhängigkeit variierender Verhältnisse von Wasserstoff- und Strommix-Emissionen durchgeführt werden.

Tabelle 6: Emissionsfaktoren 2019, 2030 und 2045 für den Strommix in Deutschland und die eingesetzten Brenngase, Erdgas und Wasserstoff (Abschätzung nach [47], [48])

Stützjahr	2019	2030	2045
Bezogenes Gas	Erdgas	Erdgas	Wasserstoff
Gas-Emissionsfaktor in g/kWh	201	201	13,3
Strommix-Emissionsfaktor in g/kWh	411	261	30

### 2.1.3 Modellierung einer KWKK-Objektversorgung

Im Folgenden wird der grundlegende Aufbau des Objektversorgungsmodells in Dymola als KWK- oder KWKK-System beschrieben. Alle zu untersuchenden Technologie-Portfolios können mit einem Modellaufbau abgebildet werden, wobei je nach Szenario einzelne Komponenten zu- oder abgeschaltet und entsprechend parametrisiert werden. Abbildung 74 zeigt einen Ausschnitt aus Dymola des zur Objektversorgung entwickelten Energiesystems.

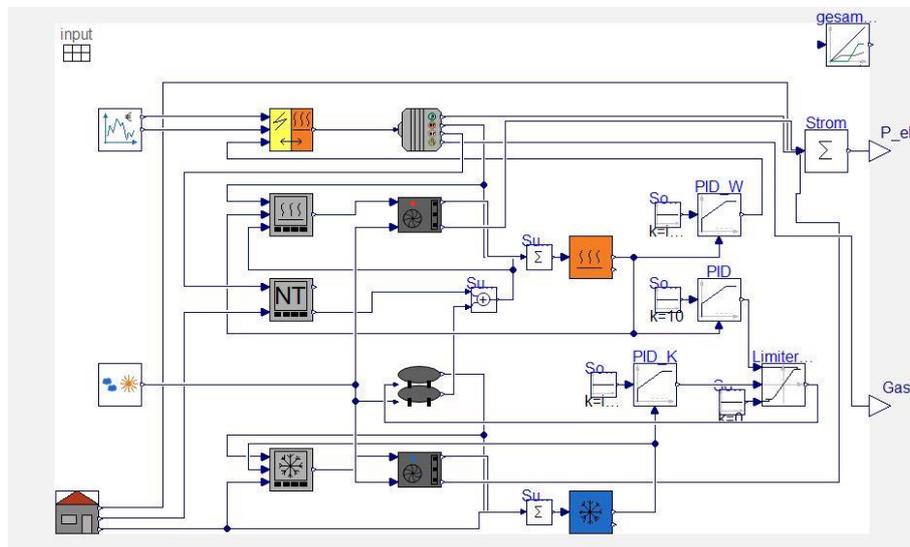


Abbildung 74: KWKK-Energiesystemmodell in Dymola

Um die Untersuchungen von PAFC und AKM in diesem Gesamtsystem zur GHD Versorgung durchzuführen, werden die aus Kapitel 1 „Simulationsmodelle und Berechnungen“ abgeleiteten Kennlinien für die Teillastwirkungsgrade und Abhängigkeiten, z.B. von der Umgebungstemperatur, in die objektorientierte Programmierung der Einzelkomponenten eingebunden und modelliert.

Im Gesamtsystem besteht oberste Priorität darin, den Wärme- und Kältebedarf zu decken. Die Wärme wird hierbei zum einen durch eine KWK-Anlage bereitgestellt, der gleichzeitig produzierte Strom wird selbst genutzt oder ins Netz einspeist und vergütet. Zusätzlich steht eine Wärmepumpe als redundanter Wärmeerzeuger zur Verfügung, welche im Fall der Referenz-Szenarien ausschließlich zum Einsatz kommt. Die Wärmeerzeugungsseite ist in beiden Szenarien, KWK und KWKK, identisch. Der Kältebedarf wird im KWK-Szenario durch eine elektrisch angetriebene Kompressionskältemaschine gedeckt. Im KWKK-Szenario steht außerdem die Absorptionskältemaschine zur Verfügung, die teils ungenutzte Wärme der KWK in Kälte umwandelt und somit die KKM entlastet, wodurch Strom eingespart wird und die Betriebsstunden der KWK-Anlagen, konkret der PAFC, erhöht werden.

Auf der Wärmeseite dient ein thermischer Speicher zur Flexibilisierung des Versorgungssystems. Die KWK-Anlage wird in dieser Betrachtung wahlweise strompreisorientiert oder wärmegeführt betrieben. Überschüssige KWK-Wärme wird im Wärmespeicher eingespeichert. Kann der Wärmebedarf nicht durch die KWK-Wärme gedeckt werden, wird zunächst der Wärmespeicher entladen. Sobald der Wärmespeicher eine Mindestgrenze unterschreitet wird der redundante Wärmeerzeuger (WP) eingeschaltet und stellt den restlichen Wärmebedarf bereit.

Der Kältebedarf wird im KWK-Szenario vollständig durch die Kompressionskältemaschine gedeckt. Aufgrund der guten Dynamik und der Möglichkeit eines Start-Stopp-Betriebs dieser Anlage wird in diesem Fall kein Kältespeicher benötigt. Im KWKK-Szenario hingegen wird zusätzlich eine Absorptionskältemaschine zur Deckung des Kältebedarfs verwendet. Die (überschüssige) Hochtemperaturwärme der PAFC im Wärmespeicher wird durch die AKM genutzt und in Kälte umgewandelt. Überschüssige Wärme entsteht beispielsweise dann, wenn der Wärmebedarf sehr gering ist und die KWK-Anlage aufgrund hoher Börsenstrompreise in Volllast betrieben wird. Sobald der Wärmespeicher vollständig gefüllt ist, muss die Wärme entweder über einen Notkühler an die Umgebung abgeführt werden, oder (wie im Falle der KWKK) durch eine AKM genutzt und in Kälte umgewandelt werden. Wird die KWK-Anlage aufgrund der wirtschaftlichen Anreize am Strommarkt möglichst groß ausgelegt, entsteht im Sommer ausreichend viel „überschüssige Wärme“ und die AKM kann die KKM signifikant entlasten und somit Strom einsparen. In diesem Szenario wird die Kälte unabhängig vom Kältebedarf erzeugt, weshalb eine Kältespeicher benötigt wird, um nicht direkt nutzbare Kälte einzuspeichern. Der Kältebedarf wird zunächst durch die AKM gedeckt. Kann der Kältebedarf nicht vollständig durch die AKM gedeckt werden, wird zunächst der Kältespeicher entladen. Sobald der Kältespeicher eine Mindestgrenze unterschreitet, wird die Kompressionskältemaschine als redundanter Kälteerzeuger eingeschaltet, um den Kältebedarf vollständig zu decken.

Neben den Energiemodellen mit KWK-Anlage wird ebenfalls ein Energiesystem ohne KWK-Anlage als Referenz betrachtet. In diesem Energiesystem wird der Strom vollständig aus dem Netz bezogen, wohingegen der Wärme- bzw. Kältebedarf vollständig durch eine Wärmepumpe bzw. eine Kompressionskältemaschine bereitgestellt wird. In diesem Szenario werden keine Speicher berücksichtigt.

Neben dem stündlich aufgelöstem Wärme-, Strom- und Kältebedarf gehen außerdem die Umgebungstemperaturen in das Energiesystem mit ein. Diese beeinflussen die Effizienz einiger Energieerzeugungsanlagen. Außerdem dient ein stündlich aufgelöster Börsenstrompreis, inklusive der zuvor definierten unteren und oberen Preisgrenze als weiteres Steuerungssignal für die KWK-Anlage.

### 2.1.4 Simulationen der Anwendungsfälle und Szenarien

An dieser Stelle werden die 42 Simulationen (sieben Technologie-Szenarien jeweils für Büro und Handel sowie jeweils für die drei Bezugsjahre 2019, 2030 und 2045) zur Objektversorgung mittels PAFC und AKM bzw. den jeweiligen Alternativen dargestellt.

Die folgenden Abbildungen verdeutlichen klar die Problematik, welche durch das eher undynamische PAFC-KWK-System, insbesondere für die Jahre 2019 und 2030, in welchen die Anlage durch Erdgas befeuert wird, resultieren. Bereits im Fall der wärmegeführten Betriebsweise, Abbildung 75, ergeben sich durch die Minimallast von 30 % und der Anforderung, dass die PAFC durchgehend betrieben werden soll, erhebliche thermische Überschüsse, insbesondere in den Sommermonaten. Eine zusätzliche Wärmebereitstellung über das Referenzsystem Wärmepumpe (WP) ist ausschließlich in wenigen Wochen mit einer andauernden Spitzenlast oberhalb der thermischen Maximallast der PAFC von ca. 168 kW nötig.

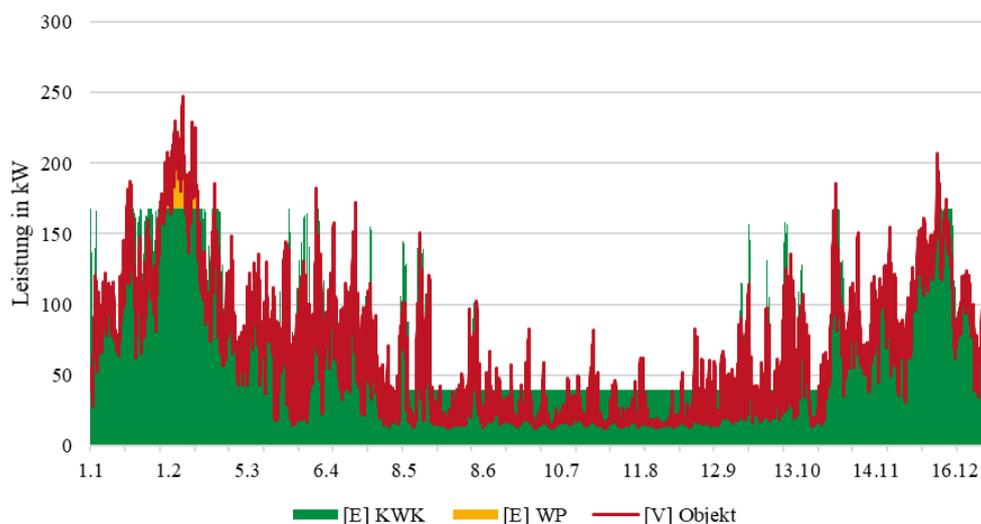


Abbildung 75: Wärmebilanz Büro, PAFC ohne AKM, wärmegeführt, 2019

Dieser Anteil der Wärmebereitstellung über die Wärmepumpe erhöht sich in den Wintermonaten natürlich deutlich für das Szenario einer stromorientierten Betriebsweise für die PAFC ohne AKM, wie in Abbildung 76 zu erkennen. Gleichzeitig verschärft der stromorientierte Betrieb die Situation in den Sommermonaten, da durch hohe Strompreise der Betrieb der KWK-Anlage forciert wird und damit noch mehr überschüssige Wärme anfällt.

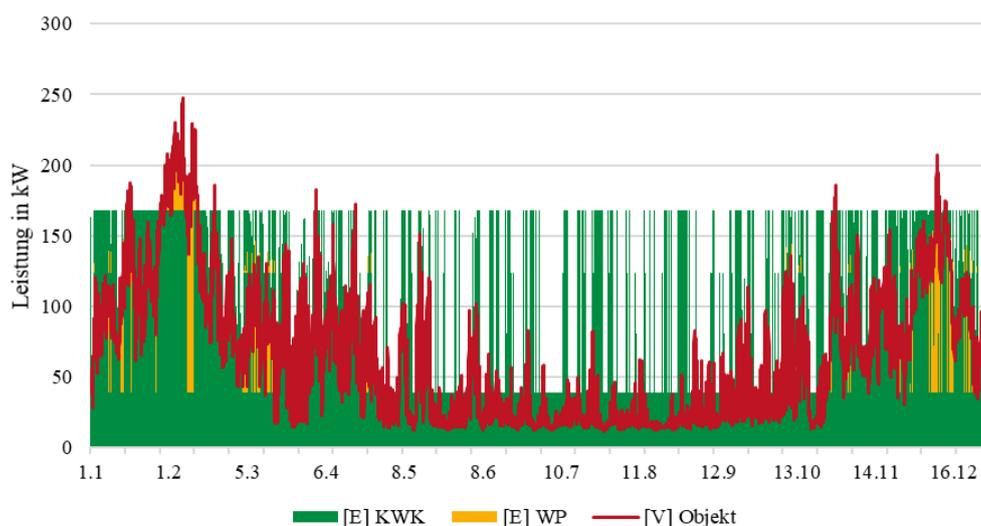


Abbildung 76: Wärmebilanz Büro, PAFC ohne AKM, stromorientiert, 2019

Abbildung 77 zeigt bei dem gleichen Szenario für das Jahr 2045 ein anderes Ergebnis. Da die PAFC in diesem Fall nicht mehr mit Erdgas, sondern mit Wasserstoff betrieben wird, kann sie ohne den Reformer-Abschnitt wesentlich dynamischer auf den Wärmebedarf des Objektes reagieren. Für die stromorientierte Betriebsweise zeigt sich allerdings für die kalten Monate gleichzeitig ein erhöhter Einsatz der Wärmepumpe, da bei strompreisbedingtem Minimalbetrieb der KWK-Anlage, diese heruntergefahren werden kann statt auf einer Grenzleistung von 30 % zu verweilen. Auch wenn dieser Effekt die zuvor definierte Stromnetzdienlichkeit erhöht, werden die Volllaststunden der PAFC reduziert. Gleichzeitig können die Wärmeüberschüsse, welche im Erdgas-Betrieb in den Sommermonaten anfallen, reduziert werden.

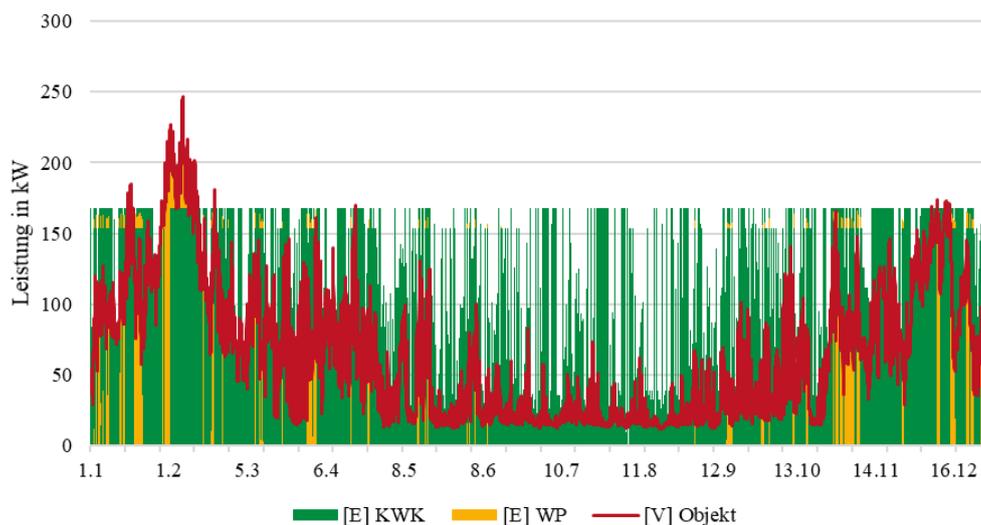


Abbildung 77: Wärmebilanz Büro, PAFC ohne AKM, stromorientiert, 2045

Zur besseren Übersichtlichkeit wird im Folgenden nicht auf alle Ergebnisse im Detail eingegangen. Stattdessen werden im ersten Schritt anhand von ausgewählten Beispielwochen die sich aus den Annahmen ergebenden Spezifika des Anlageneinsatzes und die resultierenden Herausforderungen aufgezeigt. Abschließend werden die Energiebilanzen, die CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Sensitivität der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die sich entwickelnden Emissionsfaktoren des deutschen Strommix und des eingesetzten Wasserstoffs für die verschiedenen Szenarien gegenübergestellt. Der Untersuchungsschwerpunkt liegt hierbei auf den folgenden Fragestellungen:

- Wann ist der KWK-Betrieb gegenüber einer strombetriebenen Energieversorgung für GHD-Objekte aus energetischer und ökonomischer Sicht sinnvoll?
- Sind PAFC-Systeme im Vergleich zu einem motorischen BHKW energetisch und ökonomisch konkurrenzfähig?
- Unter welchen Aspekten ist die Erweiterung des Anlagenportfolios um eine AKM zu empfehlen? In welcher Höhe werden thermische Überschüsse reduziert und der PAFC-Betrieb gesteigert?
- Welchen Einfluss haben die Emissionen für den Strommix in Deutschland und für die Herstellung von grünem Wasserstoff auf die Einordnung der Szenarien?

### Beispielwochen für den Anwendungsfall „Büro“

Für das GHD-Anwendungsszenario „Büro“ kann der Wärmebedarf bei einer wärmegeführten Betriebsweise der PAFC in einem Leistungsbereich zwischen etwa 39 und 168 kW, also minimaler und maximaler thermischer Leistung der PAFC, bedarfsgerecht bereitgestellt werden. Für kalte Zeiträume mit höheren Wärmebedarfen wird die PAFC durchgehend mit ihrer Nennlast betrieben. Abbildung 78 und Abbildung 79 zeigen, dass der Wärmespeicher nicht ausreichend groß ist, um längere Zeiträume erhöhter Wärmebedarfe zu puffern. In der dargestellten Woche kann zwischen dem 9. und 10. Februar 2019 der thermische Speicher be- und entladen werden. Befindet der Speicherfüllstand allerdings an seiner unteren Grenze, wird die Wärmepumpe zur Wärmebereitstellung hinzugezogen. Alle Szenarien eines wärmegeführten KWK-Betriebs mit und ohne AKM ergeben hier ein sehr ähnliches Bild, da die Anlagen definitionsgemäß an ihrer maximalen Obergrenze betrieben werden. Die hellblaue Kurve in Abbildung 78

verdeutlicht den Wärmebedarf des Objekts zuzüglich des Wärmebedarfs durch die AKM. Da für das Büro-Szenario ausschließlich Klimatisierungskältebedarf vorliegt, ergibt sich kein AKM-Betrieb in den Wintermonaten und somit kein zusätzlicher Wärmebedarf. Die hellblaue Kurve liegt exakt auf der roten. Die gestrichelte Kurve verdeutlicht den Gesamtwärmeverbrauch inklusive weiterer Überschüsse, insbesondere dem Wegkühlen von Nieder- oder Hochtemperaturwärme.

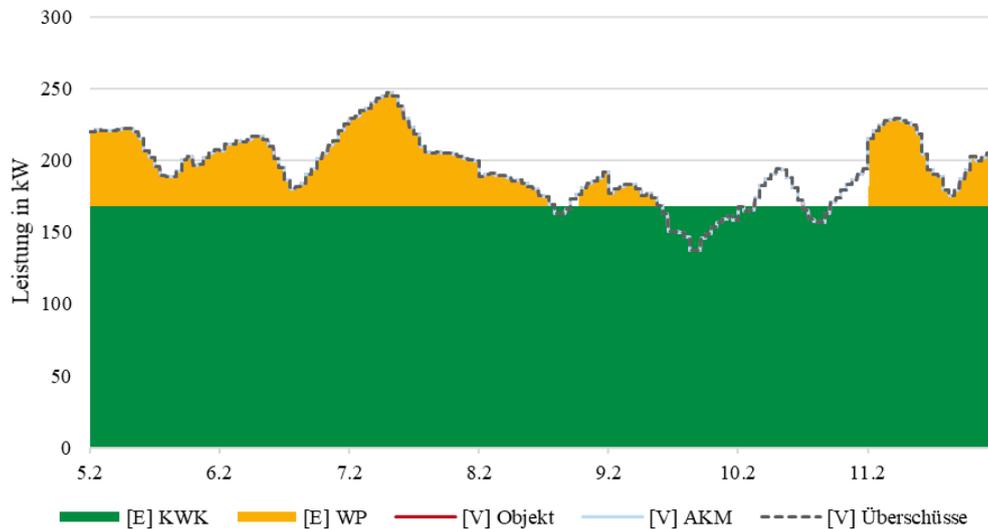


Abbildung 78: Wärmebilanz Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 5. bis 11. Februar 2019

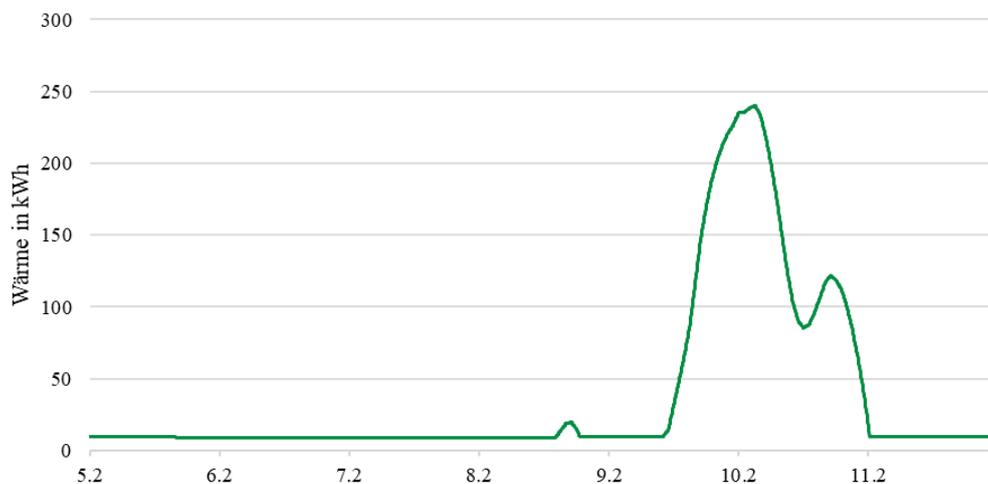


Abbildung 79: Wärmespeicherfüllstand Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 5. bis 11. Februar 2019

Bei der anschließenden Betrachtung der warmen Wochen mit hohen Umgebungstemperaturen und niedrigen Wärmebedarfen (zunächst nur die wärmegeführte Betriebsstrategie) fällt sowohl der Unterschied zwischen Erdgas- und Wasserstoff-Betrieb der PAFC beim Vergleich der Simulationsjahre 2019 und 2045, als auch der Unterschied zwischen KWK (ohne AKM) und KWKK (mit AKM) ins Gewicht.

Abbildung 80 zeigt zunächst die wärmegeführte Betriebsweise der Erdgas-PAFC ohne AKM. Die Minimallast der PAFC von rund 39 kW ist hierbei durchgehend höher als der Wärmebedarf des Büro-Objekts in der betrachteten Augustwoche. Da die Wärme nicht anderweitig genutzt

werden kann und sich der thermische Speicher bereits an seiner oberen Kapazitätsgrenze von 510 kWh befindet, fällt diese Wärme als Überschuss an.

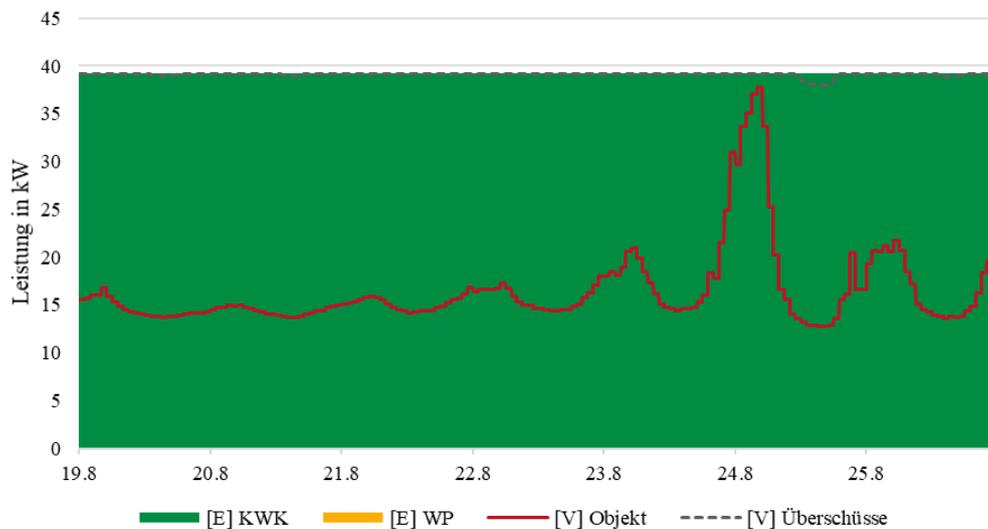


Abbildung 80: Wärmebilanz Büro, PAFC ohne AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019

Das zeigt den klaren Nachteil eines erdgasbefeuerten KWK-Systems mit PAFC im Vergleich zu einem motorischen BHKW, welches wesentlich dynamischer betrieben werden kann und nicht permanent im Standby- bzw. Minimallast-Betrieb gehalten werden muss.

Wird das PAFC-System ohne Reformer und damit direkt mit Wasserstoff gespeist, entfällt diese Betriebseinschränkung und das KWK-System wird ebenso flexibel wie der Motor mit kurzen Mindestlauf- und Mindestruhezeiten, wie es Abbildung 81 verdeutlicht. In diesem Szenario 2045 dominiert die Regelung über den thermischen Speicher, welcher auf etwa 50 % seiner Kapazität gehalten wird. Abhängig davon wird die PAFC fluktuierend betrieben oder ausgeschaltet, um dem Wärmebedarf des Objekts zu folgen. Die sich ergebenden Überschüsse werden auf ein Minimum reduziert.

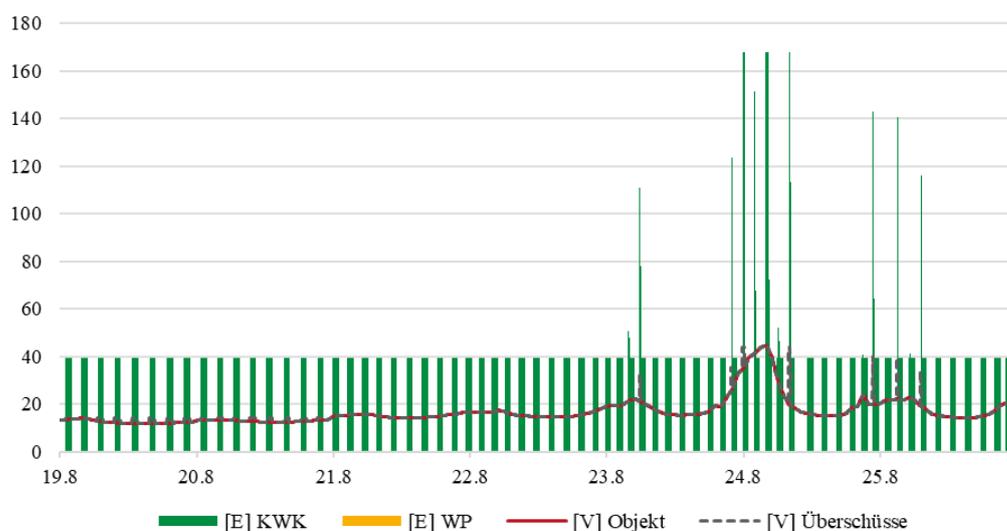


Abbildung 81: Wärmebilanz Büro, PAFC ohne AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019

Wird im nächsten Schritt das System in Richtung KWKK über die Hinzunahme einer AKM erweitert, erhöht sich in allen Situationen mit niedrigen Wärmebedarfen und wärmegeführter Betriebsweise die Wärmelieferung über die PAFC.

In Abbildung 82 ist klar ersichtlich, dass die Hinzunahme der AKM bei einem wärmegeführten PAFC-Betrieb zu einer besseren Ausnutzung der bereitgestellten Wärmemenge führt. Dies führt dazu, dass der thermische Wärmespeicher sich nicht mehr an seiner oberen Kapazitätsgrenze von etwa 510 kWh befindet. Wie in Abbildung 83 zu sehen, wird der durch die Regelung angestrebte Soll-Speicherfüllstand in vielen Zeiträumen, hier zwischen dem 19. und 22. August gehalten. Um den erhöhten Wärmebedarf der AKM zur Kältebereitstellung vom 19. bis 21. August nachzukommen, wird die PAFC sogar hochgeregelt, wodurch sich nicht nur die Wärmeausnutzung sondern auch die Vollbenutzungstunden der KWK-Anlage steigern. Dennoch verbleiben thermische Überschüsse für die Zeiträume erhöhter Wärmenachfrage durch die AKM. Dies lässt sich durch das Verhältnis von Nieder- und Hochtemperaturwärme erklären. Die AKM kann ausschließlich durch die höhere Temperatur der PAFC betrieben werden. Bei erhöhter Hochtemperatur-Wärmebereitstellung durch die PAFC erhöht sich proportional dazu auch die bereitgestellte Niedertemperaturwärme, welche jedoch ausschließlich zur direkten Wärmebedarfsdeckung des Büro-Betriebes eingesetzt werden kann. Da der Wärmebedarf des Objekts begrenzt ist, ergeben sich die thermischen Überschüsse aus der Differenz zwischen bereitgestellter Niedertemperaturwärme und Objektwärmebedarf.

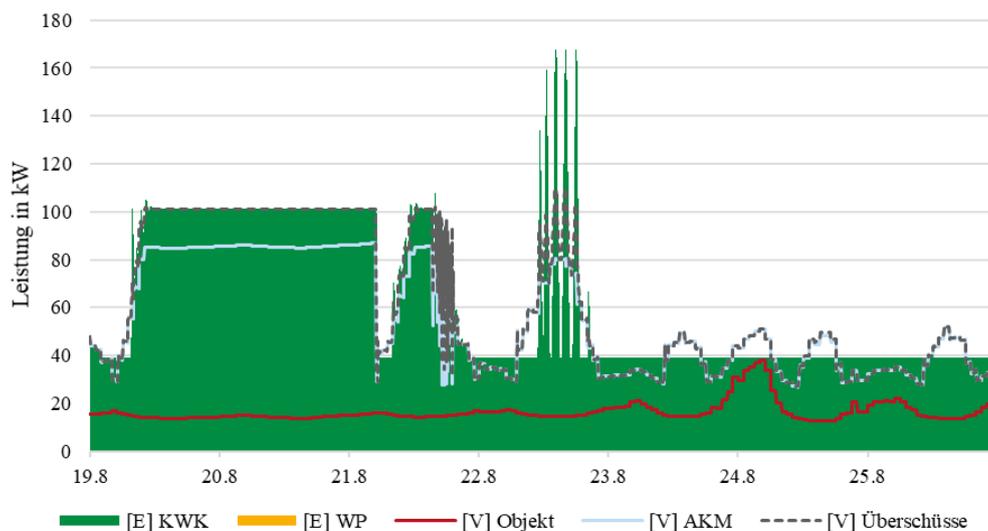


Abbildung 82: Wärmebilanz Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019

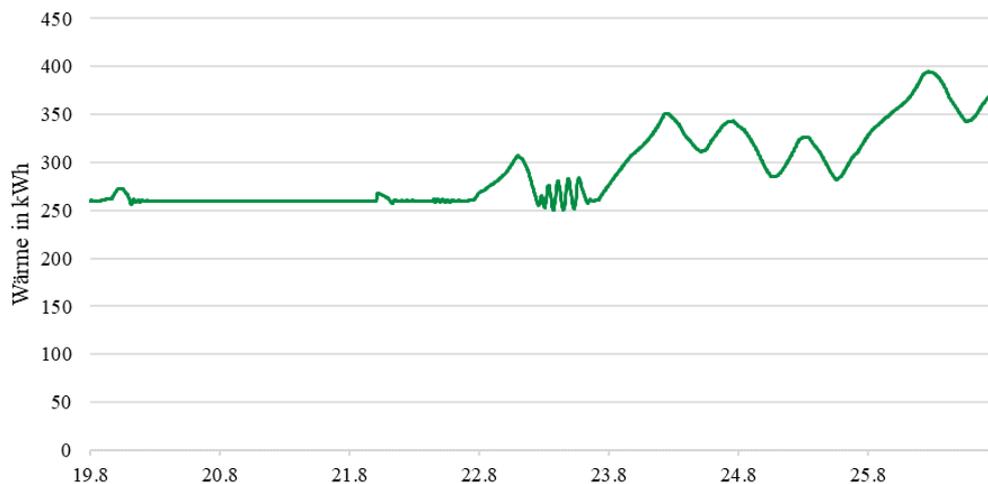


Abbildung 83: Wärmespeicherfüllstand Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019

Dies ist eine mögliche Stelle, um in zukünftigen Untersuchungen den Betrieb der AKM weiter zu optimieren. Ein Betrieb der AKM könnte eingeschränkt werden, sobald sich dadurch die Rückkühlung von anderweitig anfallender Wärmeüberschüsse ergibt.

Für das Jahr 2045 zeigt sich wie auch zuvor bei der Betriebsweise ohne AKM ein eindeutig dynamischer Einsatz der PAFC. Während der stark fluktuierenden Wärmebereitstellung durch die PAFC in Abbildung 84 kann der Wärmespeicher jedoch konstant auf der Zielwertkapazität von 260 kWh gehalten werden. Weiterhin lässt sich hier bereits grafisch ableiten, dass die thermischen Überschüsse weiter reduziert werden können – zumindest innerhalb von Wochen mit niedrigem Wärme- und hohem Kältebedarf.

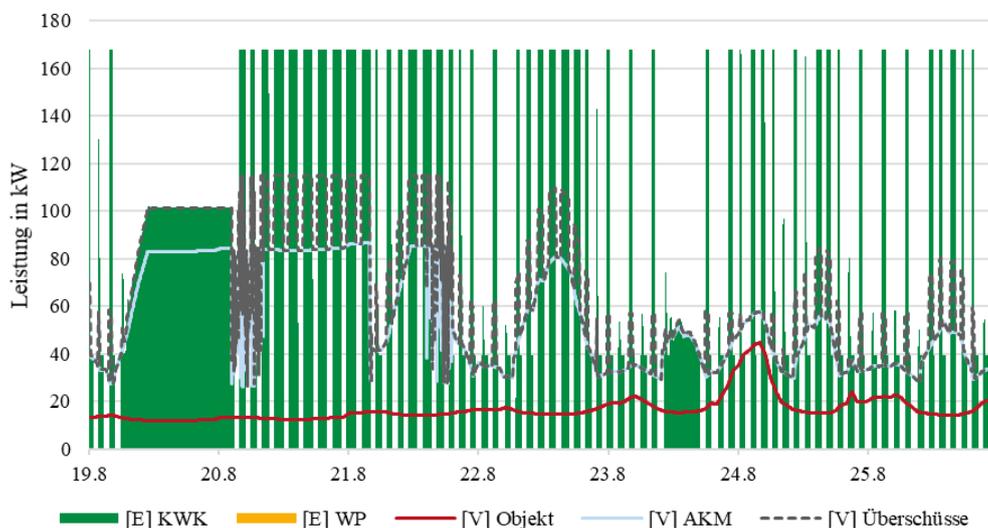


Abbildung 84: Wärmebilanz Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019

Bevor im anschließenden Abschnitt auch auf die Bilanz der Kälteseite Bezug genommen wird, lässt sich der strompreisorientierte Betrieb eines KWK-Systems zur Wärmebereitstellung anhand der definierten Rahmenbedingungen schnell herleiten. Wie angenommen, wird die Energiebereitstellung durch das KWK-System für 25 % der Gesamtzeit ausschließlich über den Strompreis, sowie die festgesetzten unteren und oberen Strompreisgrenzen, bestimmt. Für alle betrachteten Stützjahre 2019, 2030 und 2045 ist die Verteilung der maximalen 12,5 % der Strompreise selbstverständlich eine andere. Doch die auftretenden Effekte sind immer die glei-

chen. In Abbildung 85 und Abbildung 86 sind die Wärmebilanzen für einen strompreisorientierten PAFC-Betrieb für zwei Wochen zwischen dem 29. Januar und 11. Februar im Vergleich, jeweils für 2019 und 2045, dargestellt. Zwar sind die maximalen Strompreise nicht gleich verteilt (in 2045 treten hohe Preise in der ersten Woche und in 2019 in der zweiten der betrachteten Wochen auf), doch in beiden Fällen führt die Überschreitung der oberen Preisgrenze zu einer erzwungenen Reduktion der Energiebereitstellung über die PAFC. Die Situation 2019 und 2045 unterscheidet sich lediglich durch die minimale Leistung der PAFC. Im Erdgas-Betrieb 2019 gilt die Bedingung einer minimalen Teillast von 30 %, wohingegen die wasserstoffbetriebene 2045-PAFC ebenso dynamisch wie ein motorisches BHKW zu- und abgeschaltet werden kann. Der erzwungene Volllast-Betrieb, welcher ebenfalls durch eine strompreisorientierte Betriebsweise auftritt, kann bei kalten Wochen mit hohen Wärmebedarfen nicht grafisch ausgemacht werden, da sich die Anlage sowieso in einer maximalen Auslastung befindet.

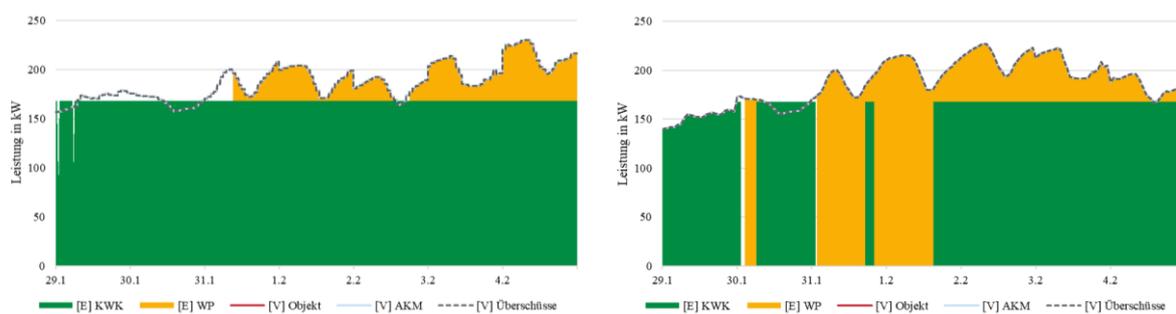


Abbildung 85: Wärmebilanzen Büro, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 29. Januar bis 4. Februar, 2019 (links) / 2045 (rechts)

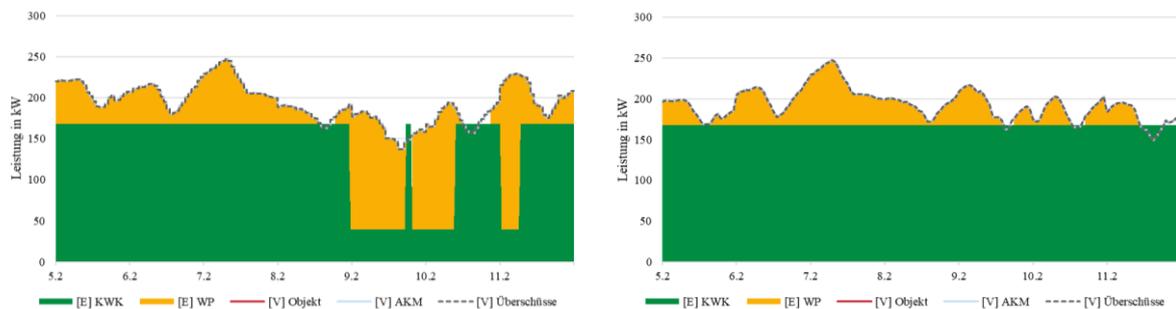


Abbildung 86: Wärmebilanzen Büro, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 5. bis 11. Februar, 2019 (links) / 2045 (rechts)

Eine andere Aussage lässt sich bei der Betrachtung einer beispielhaften warmen Woche, wie der Zeitraum zwischen dem 19. und 25. August in Abbildung 87 und Abbildung 88, treffen. Hier lassen sich sowohl bei der Woche in 2019 als auch bei der Woche in 2045 die Betriebsvorgaben der PAFC durch die Überschreitung des oberen Grenzpreises sowie die Unterschreitung des unteren Grenzpreises klar im Vergleich zu den zuvor betrachteten wärmegeführten Betriebsweisen erkennen. Im Vergleich zu Abbildung 82 (2019, wärmegeführt) zeigt sich auf der linken Seite von Abbildung 87 (2019, strompreisorientiert) die erzwungene minimale Leistung im Bereich zwischen dem 20. und 21. August. Hier hat sich die Wärmebereitstellung über die PAFC ursprünglich exakt an den durch die AKM erhöhten Wärmebedarf angepasst. Im Rahmen einer strompreisorientierten Betriebsweise wird die Last für einige Stunden erzwungenermaßen minimiert. Anschließend stellt sich (entweder aufgrund einer erhöhten Strompreissituation oder allein aufgrund der Angleichung des Soll-Speicherfüllstandes) kurzzeitig iterie-

rend die Nennlast der PAFC ein. Umso stärker macht sich durch die Peaks in Höhe der Maximalleistung jeweils am 21., 22. und 23. August die Überschreitung des oberen Strompreises bemerkbar, was auch simultan am sich einstellenden erhöhten Speicherfüllstand in Abbildung 88 erkennbar ist. Der Speicherfüllstand bei einer dynamischeren Wasserstoff-PAFC in 2045 lässt sich zwar besser beim Soll-Füllstand halten, doch auch hier sind die klaren Abweichungen nach oben (insbesondere in der Nacht vom 21. auf den 22. August und Ende des 23. Augusts) und unten (insbesondere am 25. August) zu sehen. Wiederum mit dem Unterschied, dass die Minimallast im Szenario 2045 einen ausgeschalteten und nicht last-reduzierten PAFC-Betrieb bedeutet.

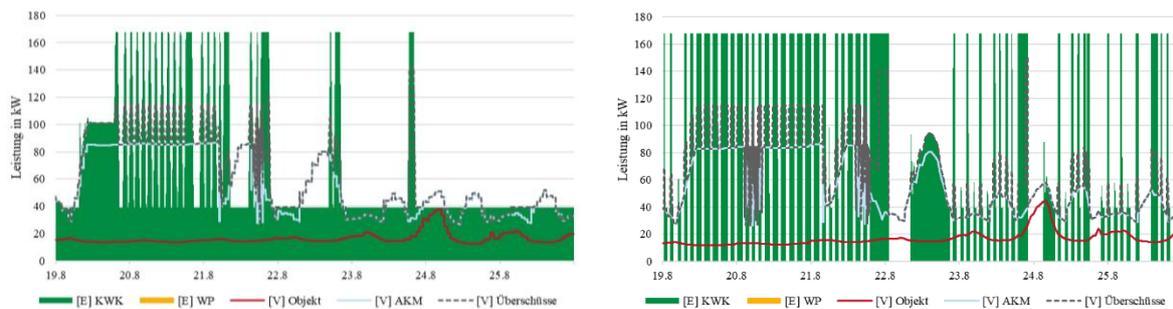


Abbildung 87: Wärmebilanzen Büro, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August, 2019 (links) / 2045 (rechts)

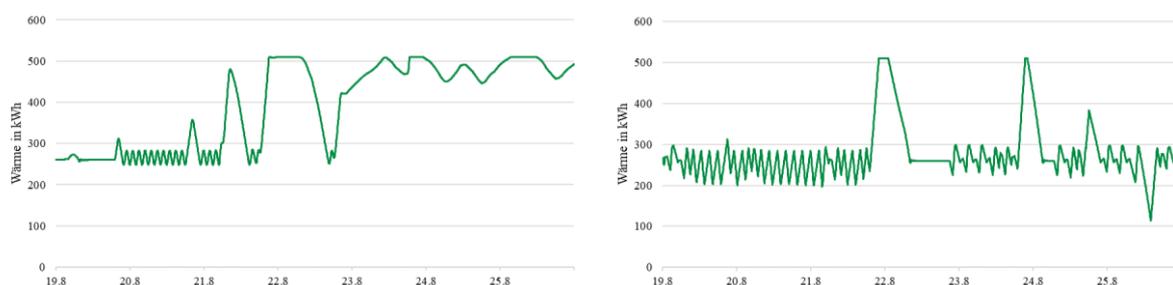


Abbildung 88: Wärmespeicherfüllstände Büro, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August, 2019 (links) / 2045 (rechts)

Für die strompreisorientierte Betriebsweise ergibt sich bei hohen Wärmebedarfen und dementsprechend hoher Leistung der KWK-Anlage tendenziell eine Reduktion der Wärmemenge, welche durch die PAFC bereitgestellt wird. In den Sommermonaten mit niedrigen Wärmebedarfen resultiert im Gegensatz dazu eher eine Erhöhung der Wärmemengen durch die stromorientierte PAFC. Diese gegenläufigen Effekte können je nach Verhältnis zwischen PAFC-Nennlast und der stündlich aufgelösten Wärmenachfrage in einer Steigerung oder Minderung der Vollbenutzungsstunden des KWK-Systems resultieren.

Die Betrachtung der Kälte- und Strombilanzen ist weniger aussagestark. Die Stromnachfrage oder -bereitstellung durch das betrachtete Gesamtsystem verhält sich im KWK-Betrieb vollständig proportional zur Wärmebereitstellung mit leicht anderen Stromkennzahlen und Teillastwirkungsgraden. Die Kälte wird in allen Szenarien, abgesehen von denen mit AKM, ausschließlich über die KKM bereitgestellt. Die AKM kann durch die hoch ausgelegte Nennleistung fast ohne zusätzlichen Einsatz durch die KKM den Kältebedarf in den entsprechenden Szenarien decken. Jedoch zeigt die Woche mit den wärmsten Stunden des Jahres eine essenzielle Problematik im Hinblick auf die Festlegung des AKM- und Kältespeicherbetriebs. In Abbildung 89 und Abbildung 90 sind die Kältebilanz und der zugehörige Kältespeicherfüllstand

für die wärmste Woche vom 19. bis 25. August dargestellt. Die Regelung des Kältespeichers versucht diesen stets möglichst gefüllt zu halten, damit Stunden mit hoher Kältenachfrage, wie beispielsweise am 19. und 20. August, mit der Entladung des Kältespeichers bei gleichzeitigem Maximalbetrieb der AKM abgedeckt werden können. Die Vorgabe, den Kältespeicher stets maximal zu befüllen, ist in Zeiten hoher Kältebedarfe somit äußerst sinnvoll. Beim Übergang vom 19. auf den 20. August lässt sich erkennen, dass sich trotz Spitzenlastbetrieb der AKM der Speicher nachts nicht wieder auf 100 % seiner Kapazität füllen lässt, bevor am nächsten Tag die Kälte wieder benötigt wird. Dies führt zu einer völligen Entladung des Kältespeichers und einem zusätzlichen Betrieb der KKM, um den Kältebedarf zu decken. In den darauffolgenden Tagen zeigt sich jedoch, dass diese Betriebsstrategie für viele restliche Tage im Jahr nicht vorteilhaft ist und der Kältespeicher nicht sinnvoll ausgenutzt wird. Um den Kältespeicher bei maximaler Kapazität zu halten, wird die AKM stets hochgeregelt, um den Kältebedarf zu decken. Gleichzeitig fällt die minimale Teillast auch zu Zeiten von keiner Kältenachfrage an (nachts) und resultiert in einem Kälteüberschuss, welcher eigentlich in den Kältespeicher geladen werden könnte. Die Betriebsstrategie der AKM ist dementsprechende extrem abhängig von der Kapazität des Kältespeichers, sowie der Prognose für den Kältebedarf am Folgetag.

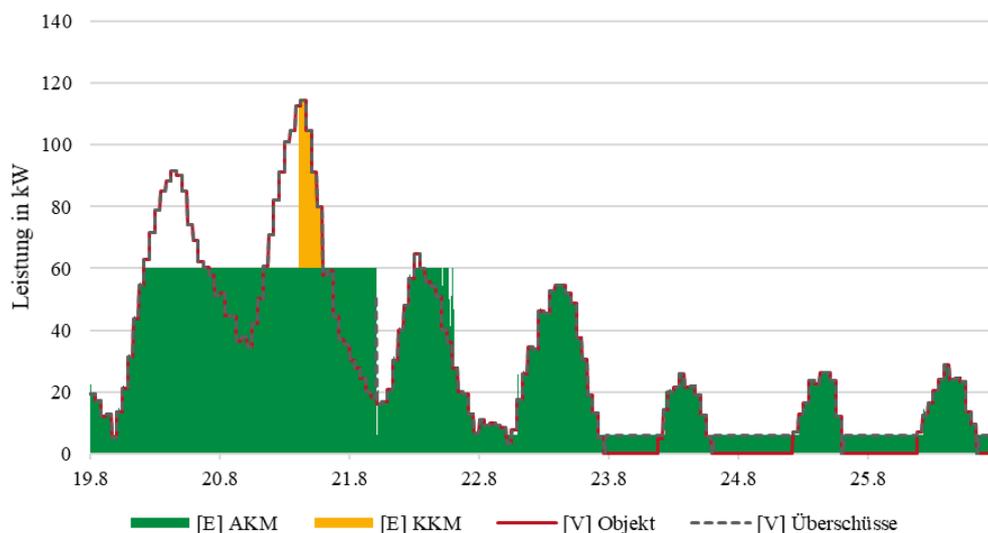


Abbildung 89: Kältebilanz Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019

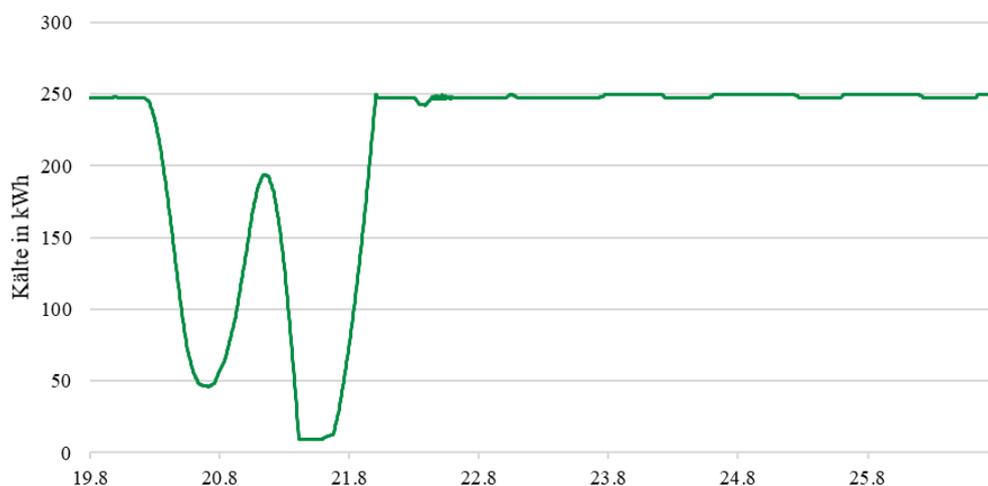


Abbildung 90: Kältespeicherfüllstand Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019

### Beispielwochen für den Anwendungsfall „Handel“

Durch den wesentlich niedrigeren Wärmebedarf des angenommenen Szenarios der Objektversorgung eines Handelsbetriebs im Vergleich zum büroähnlichen Betrieb, kann der Wärmebedarf wenig überraschend quasi vollständig über die Regelung der KWK-Anlage, Volllast- und Teillastbetrieb, auch in den Wintermonaten gedeckt werden. Es wird damit auch zu den Zeiten des höchsten Wärmebedarfs in der Regel keine Zusatzwärmequelle in Form der Wärmepumpe benötigt. Wie die Gesamtübersicht aller Szenarien im Anhang in Tabelle 36 zeigt, stellt sich jedoch für die Szenarien mit Motor statt PAFC auch in der wärmegeführten Betriebsweise ein kleiner Wärmepumpen-Wärme ein, da die Stromkennzahl von Motor und PAFC etwas unterschiedlich sind und damit die thermische Nennlast des Motors etwas geringer ist. Nur für die Szenarien der wärmegeführten PAFC wird keine Zusatzheizleistung benötigt. Sobald die PAFC jedoch stromorientiert betrieben wird, reicht die PAFC alleine nicht aus. Trotz sehr überdimensionierter Auslegung der PAFC gilt für den hier angenommenen Handelsbetrieb also, dass ein Wärmeerzeuger keine vollständige Sicherheit zur Bedarfsdeckung umfasst. Wird ein Energiesystem direkt mit KWK-Anlage geplant, kann die zusätzliche Heizleistung jedoch besser über einen Elektrokessel abgedeckt werden, welcher zwar einen Effizienzverlust im Vergleich zur Wärmepumpe mit sich bringt, aber gleichzeitig äußerst flexibel und robust betrieben werden kann.

Anders als bei den gleichen Wochen beim Anwendungsfall Büro liegt die hellblaue Kurve, welche die Summe vom Wärmebedarf durch die AKM und dem Wärmebedarf des Objekts darstellt, nicht direkt auf der roten Kurve, welche ausschließlich den Wärmebedarf des Objekts darstellt, da beim Anwendungsfall Handel auch im Winter eine Kältebedarf-Grundlast vorliegt, siehe z.B. Abbildung 91. In der gleichen Woche mit wärmegeführter Betriebsweise, kann die PAFC dem Wärmebedarf exakt folgen und der Wärmespeicherfüllstand kann in fast allen Winter- und Übergangszeiten bei seinem Zielwert von 260 kWh gehalten werden. Für den hier dargestellten Fall der stromorientierten Betriebsweise ist in Abbildung 92 erkenntlich, dass die Pufferleistung des Speichers (in positive wie negative Richtung) ausgeschöpft wird und an seine Grenzen stößt. Am 5. Februar kommt es durch die „must run“ Bedingung der stromorientierten Betriebsweise zu einer Überschuss-Situation (die grau gestrichelte Linie liegt oberhalb von der hellblauen), da mehr Wärme produziert wird, als für die Deckung des Wärmebedarfs und den Einsatz der AKM benötigt. Am 9. und 10. Februar erreicht der Wärmespeicher seine untere Kapazitätsgrenze und die Wärmepumpe bedient den restlichen Wärmebedarf für das Objekt und die AKM, welche dann ebenfalls runtergeregelt wird.

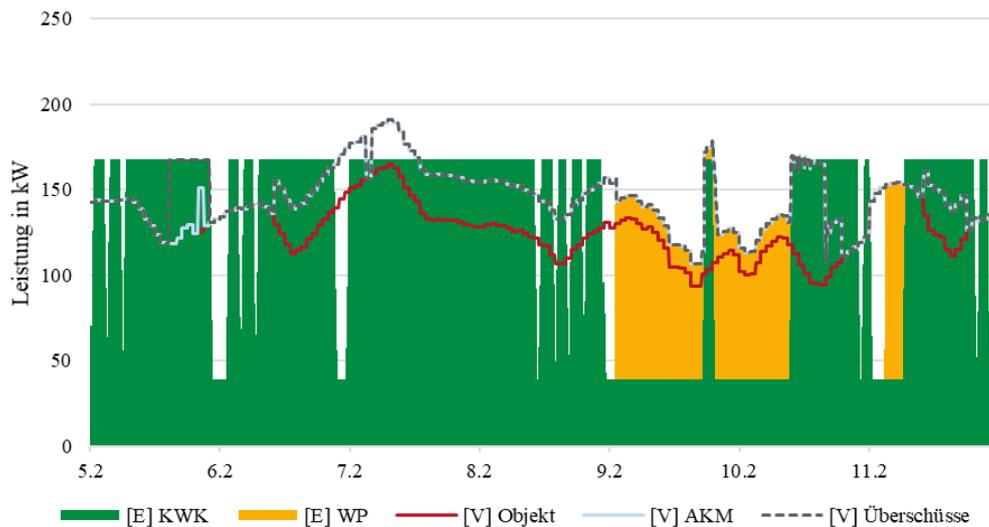


Abbildung 91: Wärmebilanz Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 5. bis 11. Februar 2019

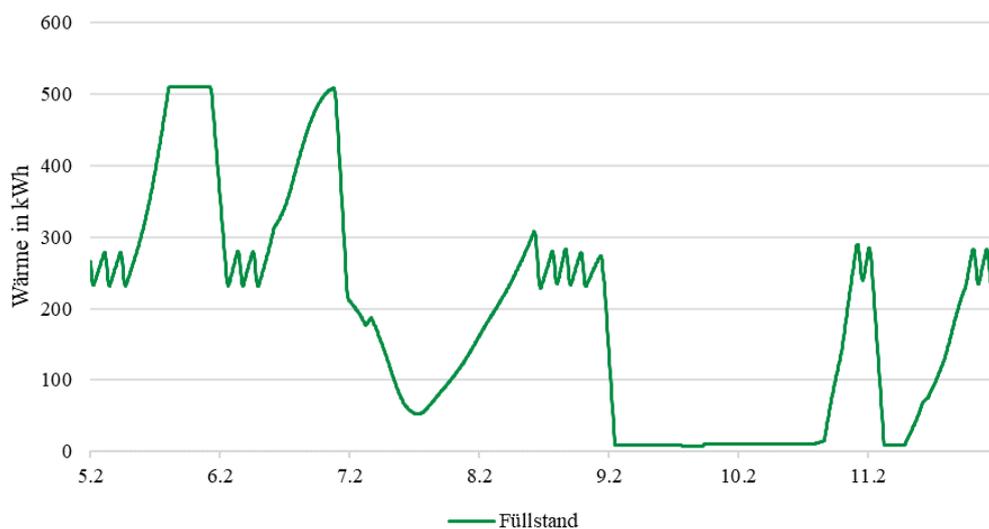


Abbildung 92: Wärmespeicherfüllstand Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 5. bis 11. Februar 2019

Noch deutlicher als im vorherigen Anwendungsfall „Büro“ kommt es in der Objektversorgung „Handel“ zu einer erheblichen Reduktion der Wärmeüberschüsse für das Szenario einer wärmegeführten oder stromorientierten Betriebsweise der PAFC bis 2030 (also mit Erdgas-Reformer und damit einer minimalen Teillast). Abbildung 93 zeigt klar, wie stark der Wärmebedarf durch den Einsatz der AKM in den Sommermonaten gesteigert werden kann. Die PAFC wird in diesen Fällen sogar mit einer höheren Leistung als der minimalen Last betrieben um den Wärmebedarf zur Kältebereitstellung zu decken. Auch in diesem Fall, siehe Abbildung 94, kommt der Wärmespeicher phasenweise kurz an seine Obergrenze, wenn geringer Wärme- und Kältebedarf zusammenkommen und die Miniallast der PAFC dann sogar noch etwas zu hoch ist. Allerdings ist dies durch die Grundlast an Kältebedarf auf ein Minimum reduziert. Kann die PAFC mit Wasserstoff und damit ohne Reformer in 2045 betrieben werden, kann die Anlage fast dauerhaft den Ziel-Speicherfüllstand, auch trotz stromorientierter Betriebsweise, halten,

siehe Abbildung 95 und Abbildung 96. Allerdings würde sich dies bei einem verstärkten strompreisorientierten Einsatz der KWK-Anlage wieder etwas relativieren, weil die Anlage dann zwangsläufig nicht mehr dem Wärmebedarf optimiert folgen kann. Auffällig ist zudem der dennoch anfallende Überschuss in den hier betrachteten Sommerwochen. Dieser lässt sich jedoch leicht durch die Aufteilung der PAFC-Wärme in Hoch- und Niedertemperaturwärme erklären. Für die Beladung des thermischen Speichers und die Kältebereitstellung der AKM kann ausschließlich die Wärme hoher Temperatur eingesetzt werden. Niedertemperaturwärme kann nur direkt in der Objektversorgung eingebunden werden. Um diese Überschüsse zu reduzieren könnte die Regelung nur die PAFC hochregeln, wenn keine Niedertemperaturwärme-Überschüsse vorhanden sind, oder es könnte eine zusätzliche Regelung, welche die Überschüsse minimiert ergänzt werden.

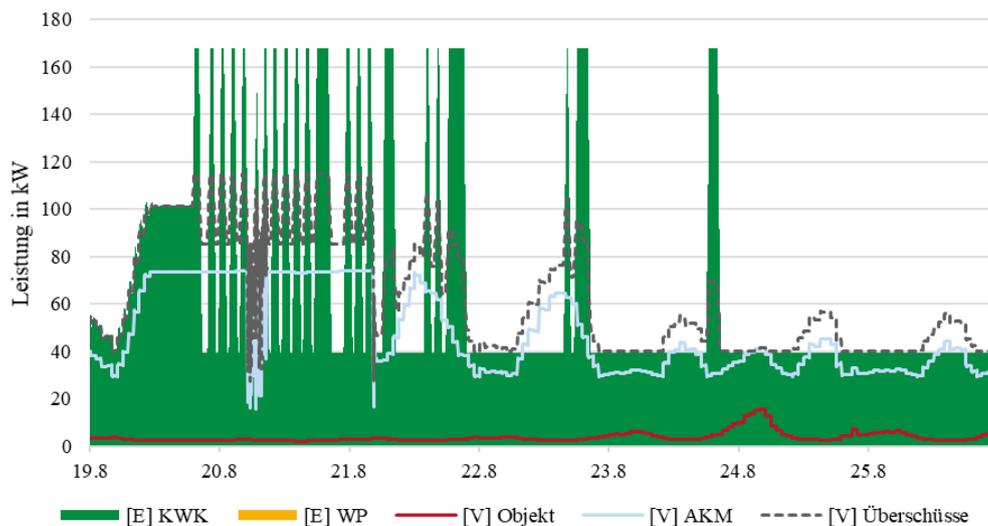


Abbildung 93: Wärmebilanz Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August 2019

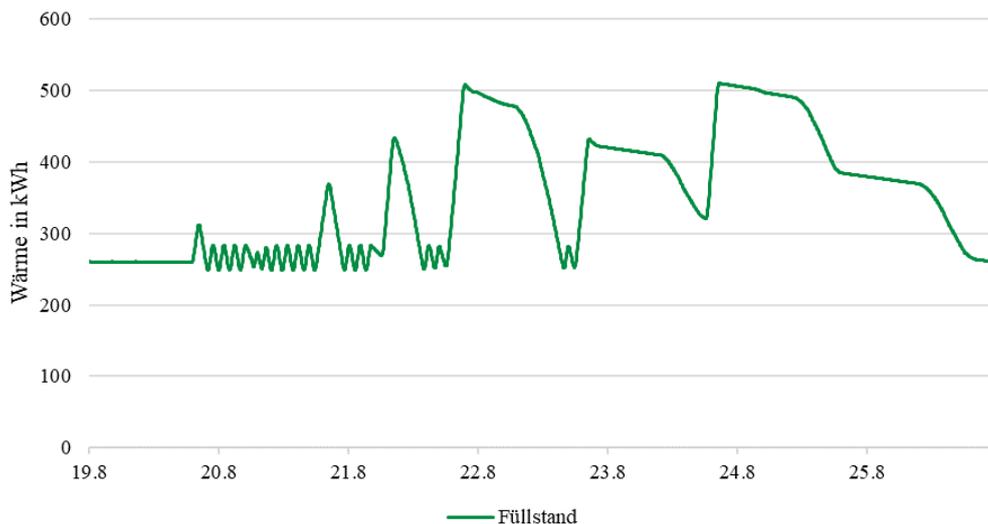


Abbildung 94: Wärmespeicherfüllstand Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August 2019

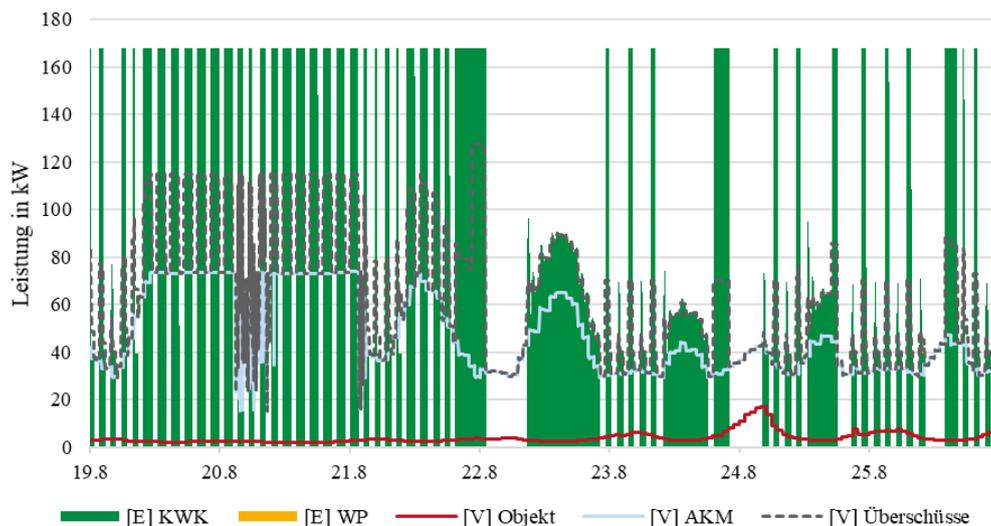


Abbildung 95: Wärmebilanz Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August 2045

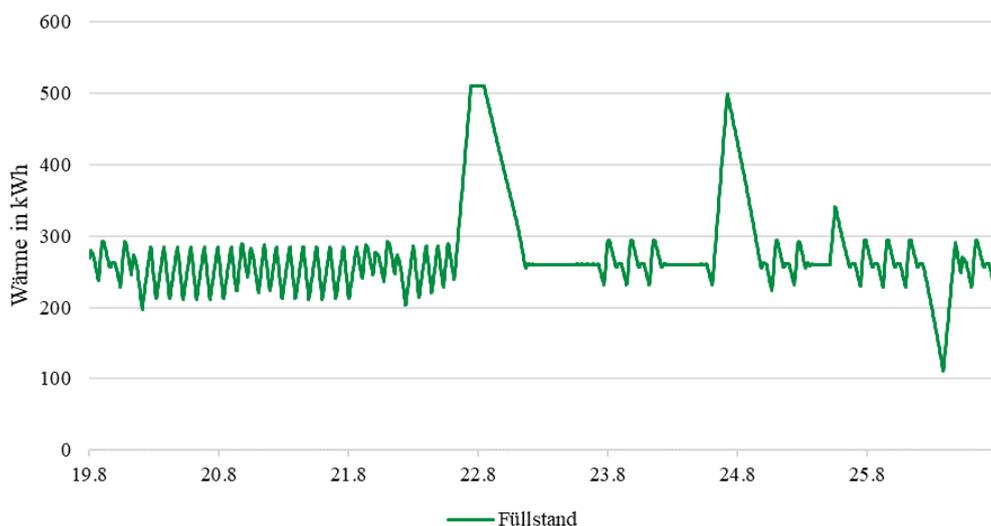


Abbildung 96: Wärmespeicherfüllstand Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August 2045

Auch bei der Kältebilanz zeichnet sich ein sehr ähnliches Bild wie auch beim Szenario „Büro“ ab. Der Kältespeicher ist allerdings in diesem Fall groß genug ausgelegt, sodass die KKM keine zusätzliche Kälte in den wärmsten Stunden mit besonders hohem Kältebedarf liefern muss. Die Problematik, dass der Speicher nicht wirklich genutzt wird außer in diesen extremen Stunden und dass die AKM stets analog zum Kältebedarf hochgeregelt wird, liegt auch in diesem Fall vor. Dies ist jedoch weniger kritisch zu bewerten, da die Grundlast-Kälte dazu führt, dass auch ein minimaler Betrieb der AKM nachts nicht zu Überschüssen führt.

Insbesondere durch schnelle Lastwechsel der Anlagen kommt es in allen betrachteten KWK-Szenarien zu leichten Schwingungen beim Versuch den Ziel-Speicherfüllstand zu halten. Diese treten dementsprechend vermehrt bei der strompreisorientierten Betriebsweise im Vergleich zur wärmegeführten auf und könnten eventuell durch das Nachschärfen der Regelungseinstellungen noch etwas reduziert werden.

Die wesentlichen Unterschiede der betrachteten Anwendungsfälle Handel und Büro ergeben sich durch den ganzjährigen Prozesskältebedarf in der Handel-Objektversorgung und durch das

Verhältnis von KWK-Nennlast und Wärmebedarf-Spitzenlast. Bei einer wärmegeführten Betriebsweise im Objekt Handel reicht die PAFC immer aus um den Wärmebedarf des Objekts ohne zusätzliche Heizleistung zu decken. Bei stromorientierter Betriebsweise werden immer mehrere Komponenten zur Wärmebedarfsdeckung benötigt. Prozesskälte erhöht über den AKM-Einsatz ganzjährig den Wärmebedarf und wirkt sich in diesen Fällen positiv auf den PAFC-Betrieb aus.

### 2.1.5 Auswertung der PAFC und AKM in der GHD Objektversorgung

Basierend auf den vielen durchgeführten Simulationen können die verschiedenen Szenarien in ihrer Gesamtbilanz miteinander verglichen werden. Die Aufteilung nach den Bedarfen und der Energiebereitstellung unterteilt in die verschiedenen Technologien und Kategorien für das Handel-Szenario können den Darstellungen aus Abbildung 97, Abbildung 98 und Abbildung 99 entnommen werden (entsprechende Abbildungen für das Szenario Büro befinden sich im Anhang).

Grundsätzlich fällt auf, dass zunächst der Unterschied zwischen den verschiedenen Stützjahren kaum ins Gewicht fällt. Den größten Effekt hat wie zu erwarten der Umstieg der PAFC von einem Erdgas-Betrieb (2019 und 2030) zu einem Wasserstoff-Betrieb (2045). Dieser macht sich jedoch, wie in Abbildung 97 zu erkennen, ausschließlich für die PAFC-Szenarien ohne AKM bemerkbar. Das wiederum heißt, dass die Ergänzung um eine AKM auch die trägere Erdgas-PAFC sehr gut flexibilisieren kann. Gleichzeitig sind die thermischen Überschüsse in allen Szenarien mit AKM im Schnitt deutlich geringer, außer für den Fall der Wasserstoff-PAFC, denn hier entfallen höhere thermische Verluste durch die nicht für die AKM einsetzbare Niedertemperaturwärme. Weiterhin fällt auf, dass die thermischen Überschüsse bei den strompreisorientierten Szenarien stets größer ausfallen, als bei den wärmegeführten Szenarien.

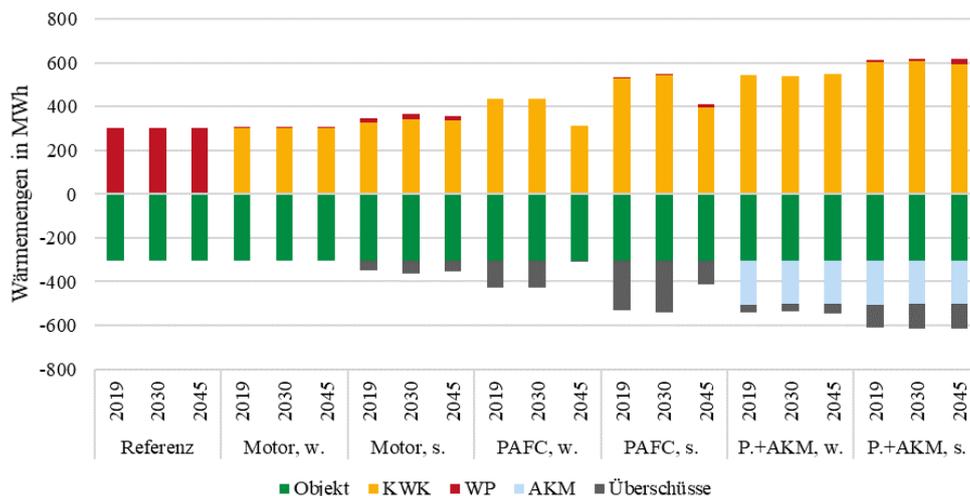


Abbildung 97: Wärmebilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Handel

Die Kältebilanz in Abbildung 98 ist für den Anwendungsfall Handel wenig überraschend und sehr eindeutig. Durch die große Auslegung von PAFC und AKM kann in den Szenarien mit AKM der Kältebedarf fast ausschließlich über die AKM gedeckt werden und die KKM wird in diesen Fällen verdrängt. Bei Objektversorgungen muss natürlich immer zu einem gewissen Teil das Ausfallrisiko von Anlagen berücksichtigt werden. Allerdings steigen auch die Kosten für

die Energieversorgung maßgeblich, wenn einzelne Anlagen nur als Sicherheitsaggregate bereitgehalten werden. Wird in beiden Fällen KKM oder AKM davon ausgegangen, dass es ein Ersatzgerät gibt, kann die AKM die KKM in diesen Fällen gut ersetzen.

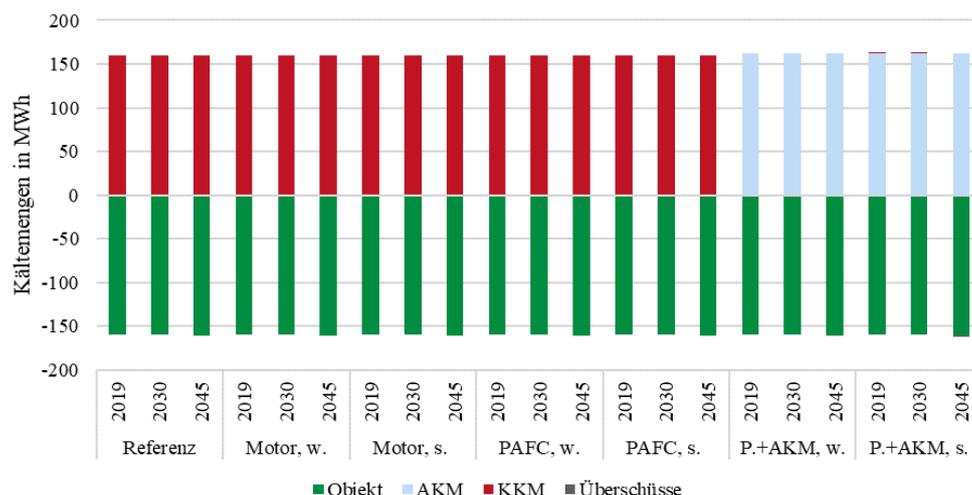


Abbildung 98: Kältebilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Handel

Abbildung 99 zeigt die Strombilanz für die Handel-Objektversorgung. Diese verhält sich analog zur Wärmeversorgung, da die Komponenten zur Wärmeversorgung entweder Strom beziehen oder bereitstellen. Im Referenzszenario ohne BHKW ist offensichtlich der Einsatz der Wärmepumpe vorrangig und damit ergibt sich ein maximaler Strombezug zur Deckung des Strombedarfs des Objekts, der Wärmepumpe zur Wärmeversorgung und der KKM zur Kälteversorgung. Aufgrund des Verhältnisses von Objektwärmebedarf und Nennlast der KWK-Anlagen ergibt sich in den hier gezeigten Versorgungsfällen die Situation, dass die stromorientierte Betriebsweise eher durch „must run“ Situationen und damit einem erhöhten Einsatz der KWK-Anlagen bestimmt wird. Dies könnte, wie zuvor beschrieben, in einer anderen Auslegung durch die erzwungene Stopp-Bedingung durch den Strompreis auch andersherum ausfallen. Weiterhin fällt auf, dass die Szenarien mit AKM durch den erhöhten Einsatz der PAFC am meisten Strom ins Netz einspeisen.

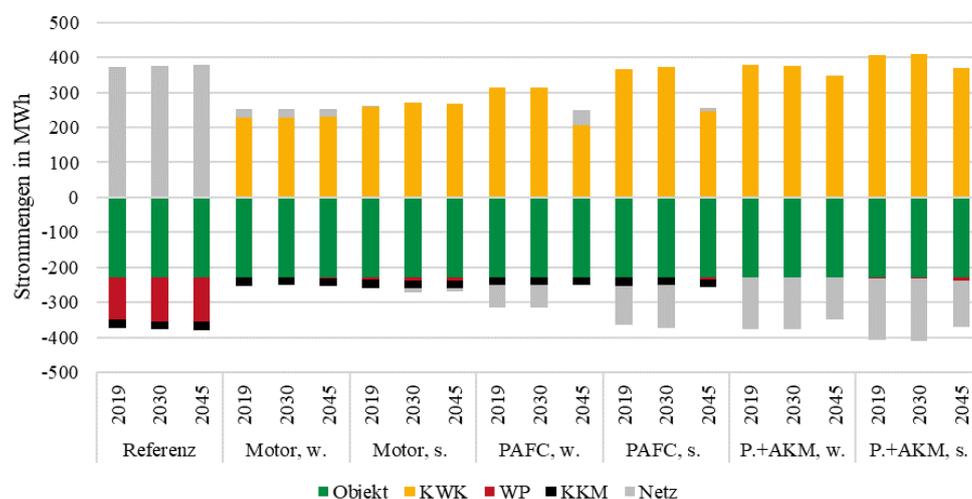


Abbildung 99: Strombilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Handel

Mittels der Simulationen können die Gesamtmengen ermittelt werden, welche in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarien entstehen. Abbildung 100 zeigt die gesamte Stromerzeugung (bzw. den Strombedarf für negative Werte) und den gesamten Bezug an Gas (Erdgas für 2019

und 2030 und Wasserstoff in 2045) für die Handel-Objektversorgung und Abbildung 101 zeigt die gleichen Werte für den Anwendungsfall Büro. Insgesamt sind die gleichen Tendenzen erkennbar: Stromerzeugung und damit auch Gasbezug sinken in 2045 am stärksten für das PAFC-Szenario ohne AKM. Für die anderen Szenarien gibt es einen leichten Abfall oder nahezu konstanten Verlauf über die Jahre. Für fast alle Szenarien erhöht sich der Einsatz der KWK-Anlage in den strompreisorientierten Betriebsweisen im Vergleich zu den wärmegeführten deutlich, was mit der überdimensionierten Auslegung der BHWKs zusammenhängt. Nur bei der Büro-Objektversorgung im Motor-Szenario sowie den PAFC-Szenarien für 2045 ist es anders herum. Der Effekt dreht sich um und die KWK-Anlage wird strompreisgeführt eher runter- statt hochgeregelt.

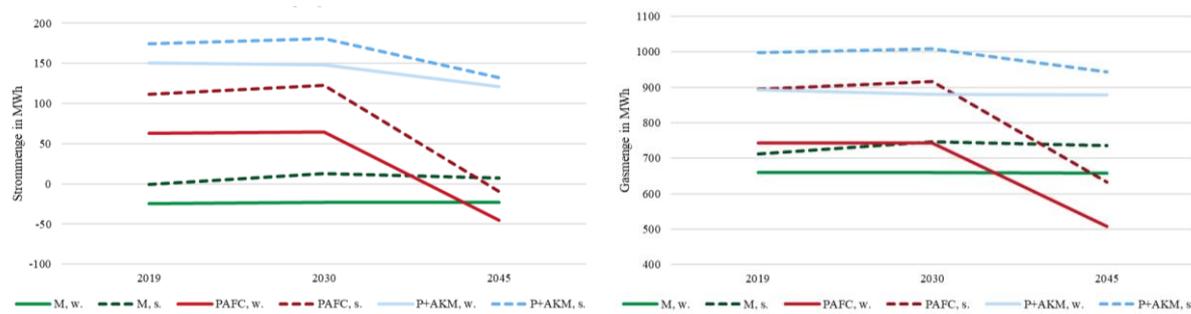


Abbildung 100: Stromerzeugung (links) und Gasbezug (rechts) der Handel-Objektversorgung

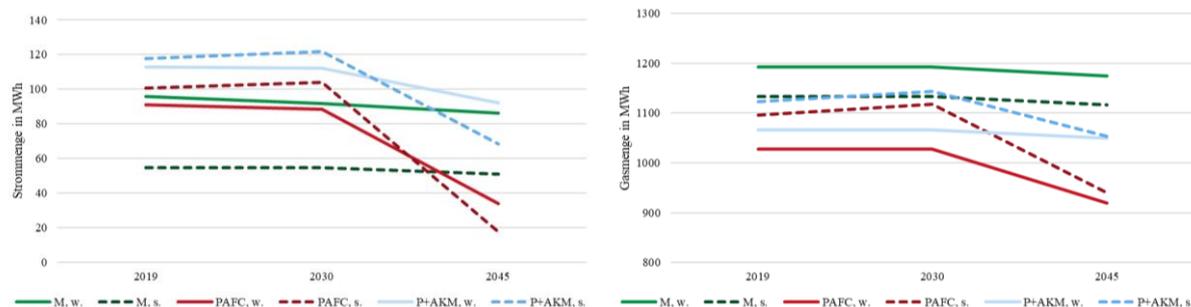


Abbildung 101: Stromerzeugung (links) und Gasbezug (rechts) der Büro-Objektversorgung

Unter Hinzunahme von der Entwicklung der Emissionen aus Tabelle 6 können im nächsten Schritt für alle Szenarien die CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnet werden, welche sich neben den Energiebilanzen für Strom und Gas gravierend auf die Wirtschaftlichkeit der Szenarien auswirken, insbesondere da sich die Berücksichtigung nationaler und internationaler Emissionshandelsgesetze in Zukunft eher verschärfen als lockern werden. Absolut fallen die Emissionen für die Büro-Objektversorgung Abbildung 103 natürlich höher aus als bei der Handel-Objektversorgung Abbildung 102, da der Energiebedarf für das Büro-Objekt höher angesetzt ist als beim Anwendungsfall Handel. Die Emissionen für die strompreisorientierten Betriebsweisen sind in fast allen Fällen etwas höher als bei den wärmegeführten Betriebsweisen. Dies könnte sich jedoch noch relativieren, wenn stundenscharfe Emissionswerte für den Strommix aus dem Netz zugrunde gelegt werden. Ob die PAFC gegenüber dem Motor oder die PAFC mit AKM gegenüber der PAFC ohne AKM einen Vorteil hinsichtlich der Emissionen erzielen kann, hängt wie zu erkennen stark mit den Rahmenbedingungen in Verbindung und bleibt daher für jeden Einzelfall kritisch zu bewerten.

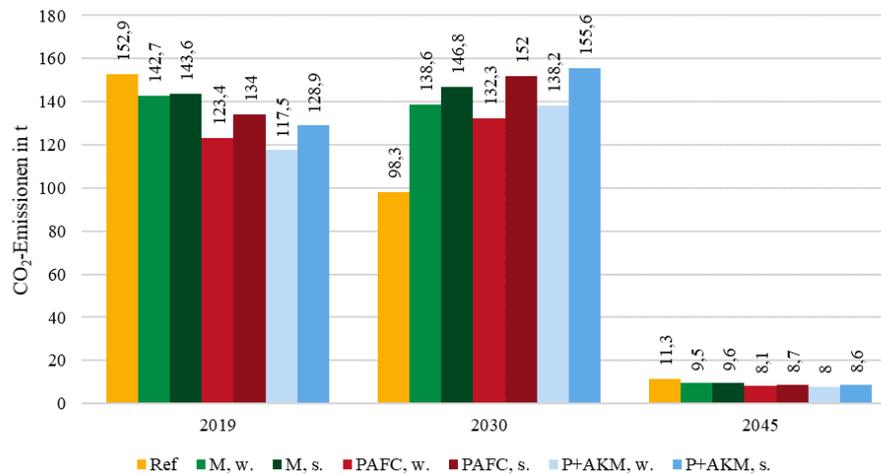


Abbildung 102: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Handel-Objektversorgung

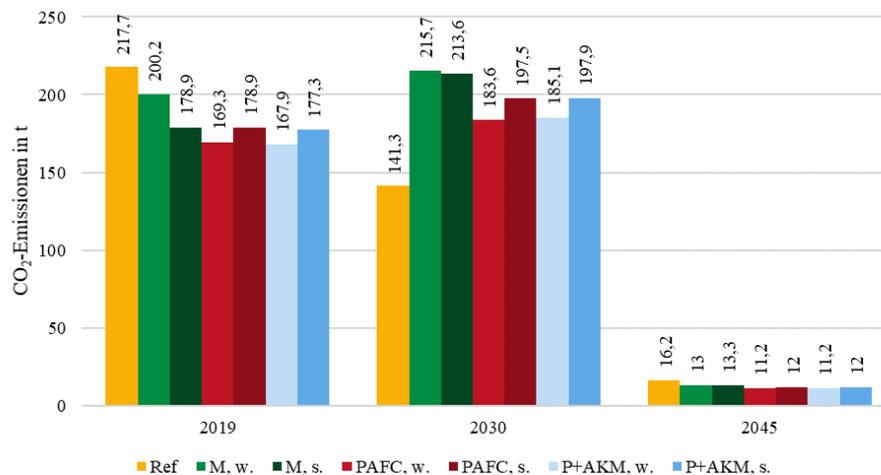


Abbildung 103: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Büro-Objektversorgung

Wie stark die CO<sub>2</sub>-Emissionen von den Annahmen abhängen, zeigt Abbildung 104, welche die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Gramm pro Kilowattstunde Wärme über dem angenommenen Emissionsfaktor für Wasserstoff in Gramm pro Kilowattstunde Brennstoff bei einem festgelegten Strommix-Emissionsfaktor von 30 g/kWh zeigt. In jedem Fall gilt, dass die spezifischen Emissionen aller Szenarien mit Wasserstoff-verbrauchenden Wärmeerzeugern (Motor oder PAFC) mit höheren Wasserstoff-Emissionen steigen. Es besteht ein linearer Zusammenhang, welcher in Abhängigkeit des Szenarios und in Abhängigkeit der angenommenen Strommix-Emissionen bei unterschiedlichen Wasserstoff-Emissionen höher oder niedriger ist, als die jeweilige rein stromverbrauchende Referenztechnologie. Bei hohen Wasserstoff-Emissionen weist abhängig vom jeweiligen Anwendungsfall eine andere Technologie die höheren spezifischen Emissionen auf. Beim Anwendungsfall Büro bewegen sich die spezifischen Emissionen für die Wärmebereitstellung zwischen 60 und 75 g/kWh bei 40 g/kWh Wasserstoff-Emissionsfaktor und liegen damit insgesamt etwas niedriger als bei den Handel-Szenarien, welche sich zwischen 70 und 110 g/kWh befinden. In beiden Fällen ist hier hat die PAFC ohne AKM hier die niedrigsten spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen. Für den Anwendungsfall Büro weist das Motor-Szenario die höchsten spezifischen Emissionen auf und im Anwendungsfall Handel die PAFC mit AKM. Bei sinkenden Wasserstoff-Emissionen nähern sich alle Szenarien logischerweise stark an (bei 10 g/kWh Wasserstoff-Emissionsfaktor schwanken die spezifischen Emissionen

aller Szenarien zwischen 10 und 25 g/kWh) und die Reihenfolge, welche Szenarien die geringsten spezifischen Emissionen aufweisen, kehren sich zum Teil exakt um.

Wie vorangehend erklärt, kann bei einem Wechsel von einer wärmegeführten auf eine strompreisorientierte Betriebsweise nicht pauschal gesagt werden, ob die KWK-Technologie dadurch mehr oder weniger Vollbenutzungsstunden aufweisen wird. Dies hängt stark an dem Verhältnis zwischen Höhe des Wärmeverbrauchs, sowie Voll- und Teillast der KWK-Technologie zusammen. Dieser Effekt kann insbesondere bei hohen Wasserstoff-Emissionen klar nachvollzogen werden. Beim Anwendungsfall Handel weisen hier die strompreisorientierten Szenarien die höheren spezifischen Emissionen auf, da durch den strompreisorientierten Anlageneinsatz die KWK-Technologie höhere Vollbenutzungsstunden aufweist. Mit sinkenden Wasserstoff-Emissionsfaktoren kehren sich die spezifischen Emissionen von wärmegeführter und strompreisorientierter Betriebsweise in allen Szenarien um, da in diesem Fall der bereitgestellte Strom aus dem PAFC- oder Motor-BHKW über die CO<sub>2</sub>-Emissionen entscheidet. Höhere Vollbenutzungsstunden bedeuten zwar einen höheren Brennstoffeinsatz, aber gleichzeitig mehr Strom, der nicht aus dem Netz bezogen werden muss bzw. Netz-Strom verdrängt. Beim Büro-Szenario gilt das gleiche, außer dass beim Motor-Szenario die wärmegeführte Betriebsweise höhere spezifische Emissionen aufweist und generell die Betriebsweise weniger Effekt aufweist. Die Szenarien liegen hier generell etwas näher beisammen.

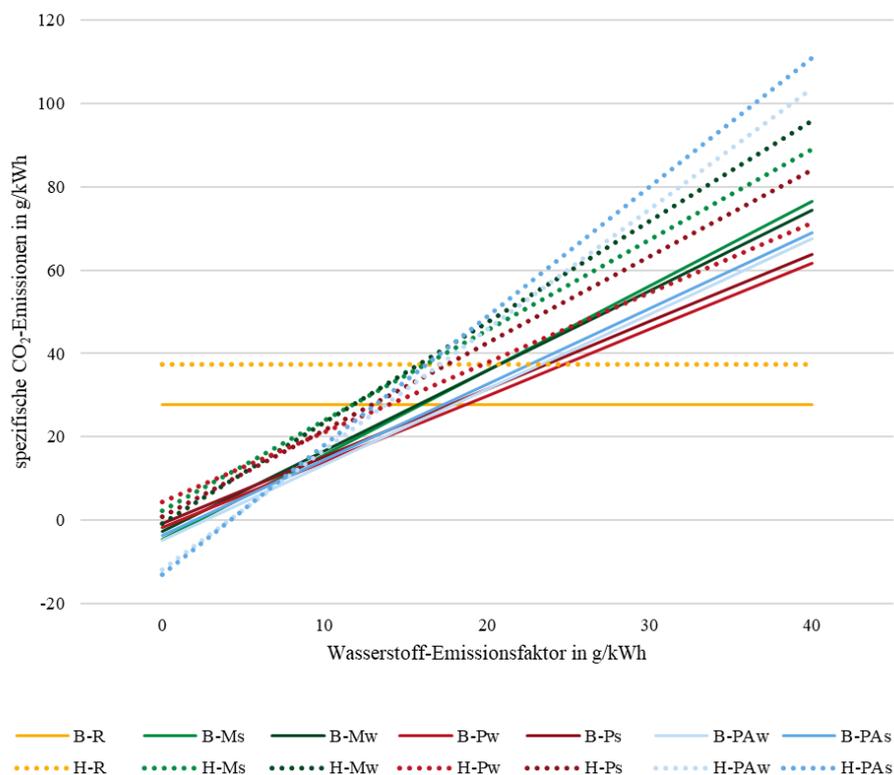


Abbildung 104: Sensitivität der CO<sub>2</sub>-Emissionen bei 30 g CO<sub>2</sub> pro kWh Strom (2045)

Im Vergleich hierzu können Abbildung 173 und Abbildung 174 im Anhang hinzugezogen werden, welche die spezifischen Emissionen bei anderen CO<sub>2</sub>-Emissionen im Strommix darstellen. Bei hohen Wasserstoff-Emissionsfaktoren von rund 40 g/kWh ist die Spannbreite der spezifischen Emissionen und Reihenfolge der Szenarien sehr ähnlich. Bei 10 g CO<sub>2</sub> im Strommix liegen die spezifischen Emissionen zwischen 60 und 120 g/kWh und bei 50 g/kWh Strommix-Emissionsfaktor ist die Spanne bei 60 bis knapp über 100 g/kWh. Im Falle höherer Strommix-

Emissionen weisen alle Büro-Szenarien niedrigere spezifische Emissionen auf als die Handel-Szenarien. Bei geringeren Strommix-Emissionen kommt es zu mehr Überlappung. Bei niedrigen Wasserstoff-Emissionsfaktoren von unter 10 g/kWh, wie es z.B. bei Herstellung über Offshore-Wind-Energie abgeschätzt wird [48], ist die Aussage etwas anders: Bei sehr geringen Strommix-Emissionen von rund 10 g/kWh orientieren sich die Gesamtemissionen stark an den Gas-Emissionen und damit alle im relativ gleichen Bereich. Je höher der Strommix-Emissionsfaktor, desto stärker gehen die Szenarien auseinander. Durch die hohen Stromüberschüsse, welche ins Netz eingespeist werden und damit den Strommix verdrängen, ist hier das Szenario der PAFC mit AKM im Handel-Anwendungsfall die Variante mit den geringsten spezifischen Emissionen, welche sogar einen negativen Emissionsfaktor ab Wasserstoff-Emissionen von unter etwa 7,5 g/kWh und Strommix-Emissionen von im Mittel 50 g/kWh. Bei 30 g/kWh Strommix-Emissionen sind die spezifischen Emissionen dieses Szenarios immerhin ab rund 4 g/kWh Wasserstoff-Emissionen negativ. Ob solche niedrigen Emissionen für die Wasserstoffprozesskette erreicht werden können, ist jedoch äußerst fraglich. Für die unterschiedlichen Annahmen zu den Emissionsfaktoren des Strommix gilt zudem, dass bei niedrigeren Strommix-Emissionen die Referenz-Szenarien in vielen Fällen deutlich niedrigere spezifische Emissionen aufweisen. So müssten bei 10 g/kWh Strommix-Emissionen die Wasserstoff-Emissionen unter 4 bis 8 g/kWh liegen, damit die KWK-Technologien vorteilhaft sind. Bei 30 g/kWh Strommix sind die Handel-Szenarien ab 10 bis 20 g/kWh besser und die Büro-Szenarien bei 15 bis 24 g/kWh Wasserstoff-Emissionsfaktor. Bei einem noch höheren angenommen Strommix-Emissionsfaktor, steigt diese Grenze noch weiter.

Insgesamt lässt sich also die klare Tendenz erkennen, dass bei einer ausschließlichen Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Emissionen die Referenz-Szenarien (ohne KWK) durch hohe elektrische Wirkungsgrade schnell einen Vorteil aufweisen. Dieses Resultat würde sich noch bestätigen, wenn die Kosten und die Emissionen für die Bereitstellung eines größeren Anlagenportfolios zusätzlich Berücksichtigung finden würden. Allerdings lässt dies außer Acht, dass eine ausschließliche Wärmeversorgung mit Strom die Anforderungen für Stromnetzbetreiber und Energieversorger massiv verschärft. Insbesondere in Zeiten von Dunkelflauten würden Preise für stromorientierte Wärme- und Kälte-Versorgung extrem steigen.

Neben den CO<sub>2</sub>-Emissionen sind jedoch auch andere Faktoren für die Bewertung der Technologie-Szenarien wie das Anfallen von überschüssiger Wärme, welches bereits erläutert wurde und Tabelle 36 im Anhang detailliert entnommen werden kann, von entscheidender Bedeutung. Auch wenn die Szenarien mit AKM beispielsweise in vielen betrachteten Fällen höhere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen, kann die Hinzunahme einer AKM maßgeblich zu einer Reduktion der Überschusswärme von bis zu 87 % beitragen. Allerdings gilt das fast ausschließlich für die Erdgas-befeuerten Szenarien. Im Fall der Wasserstoff-betriebenen PAFC kann die AKM jedoch dazu beitragen, die Wärmebereitstellung aus der PAFC und damit die Vollbenutzungsstunden und Betriebszeiten erheblich zu steigern. Im Büro-Szenario kann die Wärmemenge um rund 15 % gesteigert werden. Im Anwendungsfall Handel sogar um bis zu 75 %. Zwar zeigen sich in den betrachteten Szenarien teilweise Vorteile des reinen PAFC-Betriebes gegenüber eines motorischen BHKWs, doch dies bezieht sich fast ausschließlich auf die Szenarien 2045, wenn die PAFC mit Wasserstoff betrieben werden kann und auch hier hängt die Vorteilhaftigkeit stark mit den Annahmen zusammen. Ein Motor oder eine Brennstoffzelle mit etwas an-

derer Effizienz und Stromkennzahl kann unter den stark anzunehmenden Entwicklungen hinsichtlich Strommix und Wasserstoff bereits deutlich unterschiedlich performen. Darüber hinaus bleibt stets die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu berücksichtigen, um eine finale Entscheidung hinsichtlich Umsetzbarkeit und Potenzial zu ermitteln.

Optimal wäre das Energieversorgungskonzept eines Systems mit PAFC und AKM für einen GHD-Betrieb nur, wenn dieser einen etwas höheren Wärmebedarf aufweist, sodass im Schnitt eine Leistung von etwa 60 % der Nennlast der PAFC nicht unterschritten werden, da hier auch der höchste Gesamtwirkungsgrad der PAFC liegt. Gleichzeitig sollte ein Kältebedarf mit Prozesskälte vorliegen, um den durchgehenden Betrieb der AKM nicht einzuschränken, wie es im Handel-Szenario der Fall ist. Falls es einen zusätzlichen Bedarf für die abgereicherte Luft der PAFC gibt, z.B. für den Brandschutz von klimatisierten Serverräumen oder Archiven, könnte sich eine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Anwendung realisieren lassen.

## 2.2 Nutzungspfade Hybrid-SOFC-System

In diesem Kapitel werden die spezifischen Potenziale für Land Nordrhein-Westfalen beim Einsatz von Hybrid-SOFC-Anlagen als KWK-Systeme in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (im Folgenden GHD) analysiert und abgeschätzt.

### 2.2.1 Methodik zur Potenzialermittlung

Zur Analyse und Bewertung der Einsatzpotenziale für Hybrid-SOFC-Systeme wird anhand einer Bedarfsanalyse der Strom- und Wärmebedarf in den Sektoren Industrie und GHD auf Basis von statistischen Energiedaten untersucht und daraus das theoretische Potenzial ermittelt. Weiterhin wird das technische Potenzial durch eine Feinanalyse der einzelnen Wirtschaftszweige unter Berücksichtigung grundsätzlicher KWK-Bewertungskriterien für den Einsatz von Hybrid-SOFC aus dem theoretischen Potenzial abgeleitet.

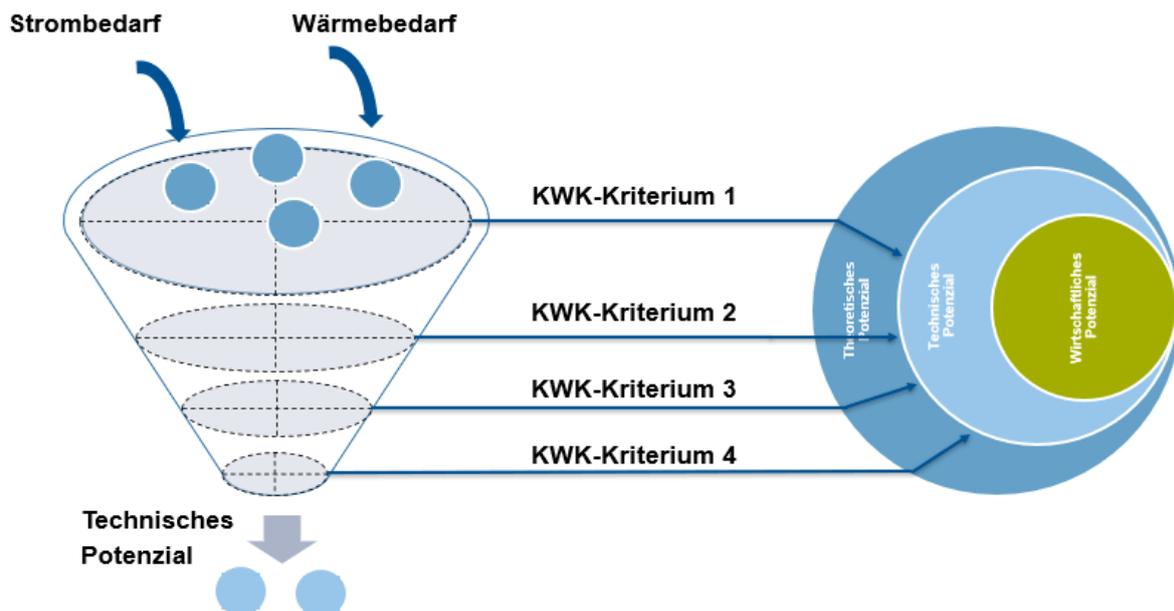


Abbildung 105: Methodische Vorgehensweise zur Potenzialermittlung

Zur Eingrenzung der Einsatzbereiche und zur Abschätzung von Potenzialen, die vom Hybrid-SOFC-System abgedeckt werden können, werden folgende KWK-Bewertungskriterien berücksichtigt, die den technischen Anforderungen des in diesem Projekt betrachteten Hybrid-SOFC-Systems entsprechen.

### (a) Eingesetzte Energieträger bzw. Brennstoffe

Zurzeit wird Erdgas als der vorrangige Brennstoff für alle derzeit gebräuchlichen Arten von Brennstoffzellen betrachtet. Daher ist als viertes Bewertungskriterium, das bei der Evaluierung von Branchen hinsichtlich des Potenzials für den Einsatz von Brennstoffzellen zu berücksichtigen ist, die Analyse der bestehenden eingesetzten Endenergieträger.

### (b) Struktur und Temperaturniveau des Wärmebedarfs

Beim Einsatz von Hochtemperaturbrennstoffzellen kann eine Wärmeauskopplung von maximal 700 °C erreicht werden. Mit dem betrachteten Hybrid-SOFC-System können Temperatur von etwa 300 °C bereitgestellt werden. Dieses KWK-Kriterium kann für den Sektor GHD ausgeschlossen werden, da nahezu alle Wärmeanwendungen im für das Hybrid-SOFC-System relevanten Temperaturbereich unter 300 °C liegen. Für den Sektor Industrie ist es jedoch sehr ausschlaggebend, da die Wirtschaftszweige in diesem Sektor sehr unterschiedliche Strukturen der Nutzwärmetemperaturnachfrage haben.

### (c) Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf

Für den Sektor GHD stellt die Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf keine Einschränkung dar, da nicht zeitgleich benötigter Strom stets in das Versorgungsnetz eingespeist werden kann. Der Wärmebedarf ist an dieser Stelle als KWK-Kriterium hinreichend.

Für den Sektor Industrie wird bei diesem Kriterium die Stromkennzahl eingeführt. Diese setzt den Strombedarf ins Verhältnis zum Wärmebedarf. Durch einen direkten Vergleich der Stromkennzahl der Energiebedarfe der einzelnen Wirtschaftszweige und des möglichen Strom- und Wärmeangebots des Hybrid-SOFC-Systems können Tendenzen zum Einsatzpotenzial abgeleitet werden.

### (d) Hohe Ausnutzungszeiten

Für eine spätere wirtschaftliche Betrachtung sind lange Betriebszeiten des Hybrid-SOFC-Systems von großer Bedeutung. Diese Voraussetzung erfüllen Branchen der Sektoren Industrie und GHD, deren Betriebszeiten sich nicht nach Werktagen und Wochenenden richten. Für die ausgewählten Branchen sind die typischen Lastgänge und Jahresdauerlinien ein Maß für die zu erwarteten Ausnutzungszeiten.

Die Sektoren GHD und Industrie weisen eine äußerst vielfältige Struktur auf. Aus diesem Grund werden sie für NRW in vielen Energiestatistiken gar nicht oder nur unzureichend erfasst. Mit der Annahme, dass die Branchenstruktur der Sektoren GHD und Industrie in NRW in vielen Bereichen die Struktur in Deutschland widerspiegelt, werden die Energiedaten für NRW aus den Energiedaten von Deutschland abgeleitet, da diese bereits ausführlich ermittelt worden sind. Die Ableitung der Daten erfolgt über eine Bezugseinheit, die in den meisten Fällen die Anzahl der in der jeweiligen Branche Beschäftigten ist. Für die Potenzialermittlung wird 2019 als Basisjahr genommen, da hierfür detaillierte statistische Daten zur Verfügung stehen.

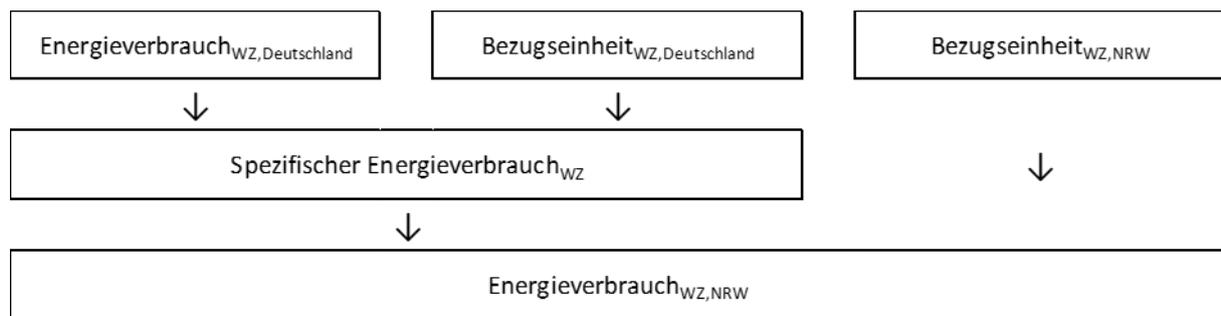


Abbildung 106: Methodische Vorgehensweise zur Ableitung von Energiedaten

### 2.2.2 Potenzial im GHD-Sektor

Der GHD-Sektor weist eine äußerst vielfältige Struktur auf. Daher wird er in vielen Energiestatistiken nur unzureichend erfasst. Das Ziel dieses Arbeitspakets besteht darin, die ungleichmäßigen Strom- und Wärmebedarfe für das Land Nordrhein-Westfalen zu ermitteln. Dadurch sollen Potenziale für den Einsatz der Hybrid-SOFC im GHD-Sektor identifiziert werden.

Die Energieverbrauchsanalyse des GHD-Sektors wurde im Rahmen der Studie „Erhebung des Endenergieverbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für das Jahr 2019“ [49] umfassend durchgeführt. Die Studie wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) durchgeführt. Neben dem Gesamtenergieverbrauch liefert die Studie auch detaillierte Angaben zum Strom-, Brennstoff-, Kraftstoff- und Fernwärmeverbrauch im GHD-Sektor für Deutschland. Ein besonderes Merkmal dieser Studie liegt darin, dass spezifische Energieverbrauchswerte für die einzelnen Bereiche des GHD-Sektors ermittelt wurden, die zuvor in der Studie strukturiert wurden. Dies ermöglicht es, den Strom- und Wärmeverbrauch grob für einen beliebigen Bereich in Deutschland zu schätzen, wenn der entsprechende Bezugswert bekannt ist. Diese Vorgehensweise wird auf die Kenndaten für Nordrhein-Westfalen übertragen.

#### Strukturierung des GHD-Sektors

Die Klassifikation der Wirtschaftszweige 2008 (WZ 2008) wurde im Rahmen der Klassifikation der Wirtschaftszweige eingeführt, um die verschiedenen Wirtschaftsbereiche in Deutschland zu differenzieren. Zur präzisen Zuordnung statistischer Daten wie der Anzahl der Beschäftigten in einem bestimmten Bereich bedienen sich zahlreiche statistische Dienste dieser Klassifizierung. Im Kontext der zuvor erwähnten Studie wurde der GHD-Sektor in 14 unterschiedliche Bereiche untergliedert, die nachfolgend auf Gruppen- und Splinebene mit Zuordnung nach WZ 2008 dargestellt sind:

Im Rahmen der oben genannten Studie wurden Breitenerhebungen in Form von Fragebögen und persönlichen Interviews für die Ermittlung des Energieverbrauchs der einzelnen Gruppen und deren Unterkategorien im Sektor GHD in Deutschland durchgeführt. Anhand der ermittelten spezifischen Verbrauchswerte für Deutschland ist es möglich, über die entsprechende Bezugseinheit möglich, den Strom- und Wärmeverbrauch für NRW zu ermitteln. Diese Bezugseinheit ist in den meisten Fällen die Anzahl der in der jeweiligen Gruppe Beschäftigten. In folgenden Sonderfällen sind andere Bezugseinheiten verwendet worden.

- Krankenhäuser: Betten
- Schulen/Hochschulen: Schüler bzw. Studenten
- Beherbergungsgewerbe: Gästeübernachtungen
- Flughäfen: Passagiere

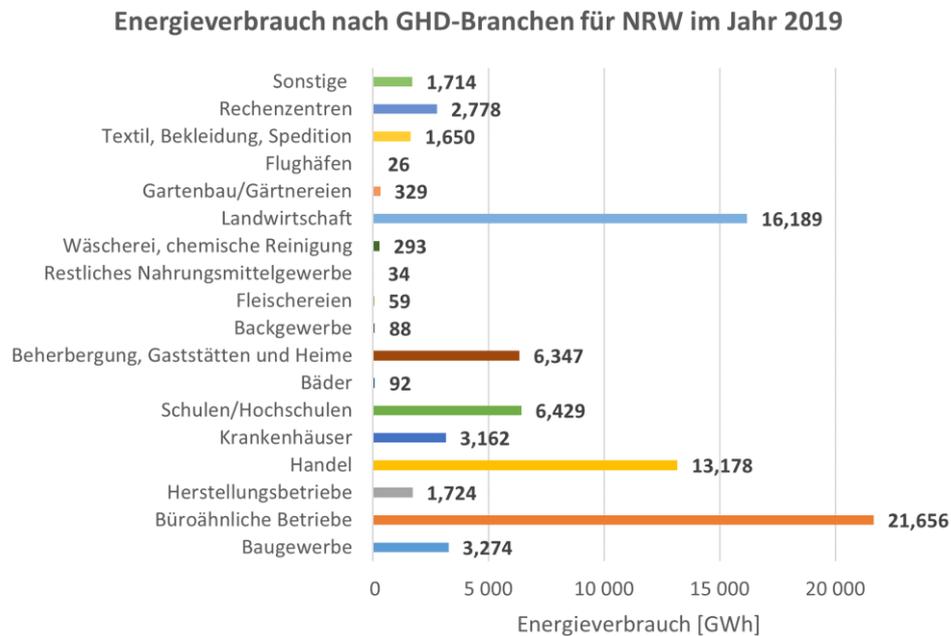
Tabelle 7: Strukturierung des GHD-Sektors auf Gruppen- und Splitebene mit Zuordnung nach WZ 2008 [49]

Gruppen Nr.	Gruppe	Split	WZ 2008
1	<b>Baugewerbe</b>	Baugewerbe	42, 43
2	<b>Büroähnliche Betriebe</b>	Kreditinstitute und Versicherungen	64-66
		Verlagsgewerbe	58
		Sonstige betriebl. Dienstleistungen	4-Steller aus 38, 39... 96
		Gebietskörpersch. u. Sozialversich.	84
		Deutsche Bundespost / Postdienst	53
		Telekom	60, 61
		Deutsche Bahn AG	49.10
3	<b>Herstellungsbetriebe</b>	Metallgewerbe	25-29, 32
		KFZ-Gewerbe	30.9, 33.17, 45.2
		Holzgewerbe und Holzverarbeitung	31, 95.24, 16.2
		Papier- u. Druckgewerbe	17.2, 18
4	<b>Handel</b>	Einzelhandel – food	47.2
		Einzelhandel – nonfood	45.1, 45.3, 45.4, 47.1, 47.3-47.7
		Großhandel – food	46.3
		Großhandel – nonfood	46.2, 46.4-46.9
		Handelsvermittlungen	46.1
5	<b>Krankenhäuser, Schulen, Bäder</b>	Krankenhäuser	86.1
6	<b>Schulen/Hochschulen</b>	Schulen/Hochschulen	85
7	<b>Bäder</b>	Bäder	96.04.0
8	<b>Beherbergung, Gaststätten, Heime</b>	Beherbergungsgewerbe	55
		Gaststättengewerbe	56
		Org. ohne Erwerbszweck & Heime	87, 88.9, 91, 93, 94
9	<b>Nahrungsmittelgewerbe</b>	Backgewerbe	10.6
10	<b>Fleischereien</b>	Fleischereien / Metzgereien	10.1, 10.2
11	<b>Restl. Nahrungsmittelgewerbe</b>	Restl. Nahrungsmittelgewerbe	10.3-10.9, 11.0
12	<b>Wäschereien</b>	Wäschereien	96.01
13	<b>Landwirtschaft</b>	Landwirtschaft	01.1, 01.2, 01.4, 01.5
14	<b>Gartenbau</b>	Gartenbau	01.3, 01.61, 81.30
15	<b>Flughäfen</b>	Flughäfen	52.23
16	<b>Bekleidung, Leder, Spedition</b>	Bekleidung, Leder, Textil	13,14,15
		Spedition, Lagerei, Verkehrsvermittlung	49.4, 52.1, 52.2
17	<b>Rechenzentren</b>	Rechenzentren	63
18	<b>Übrige</b>	Dienstleistungen der Informationstechnologie	62

Die Anzahl der Beschäftigten in den einzelnen Bereichen wurden der Landesdatenbank Nordrhein-Westfalen entnommen [50]. Wenn keine Informationen zur Beschäftigtenanzahl in bestimmten Bereichen in Nordrhein-Westfalen verfügbar waren, wurde der Gesamtverbrauch für Deutschland gemäß der Studie " Erhebung des Endenergieverbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für das Jahr 2019" [49] als Grundlage verwendet. Dieser wurde mit dem Faktor 0,2374 multipliziert, der das Verhältnis der Beschäftigten in Nordrhein-Westfalen zu den Beschäftigten in Deutschland widerspiegelt.

### Energieverbrauch des GHD-Sektors

Nachdem alle erforderlichen Bezugsgrößen identifiziert wurden, konnte der Gesamtenergieverbrauch jeder einzelnen Gruppe des GHD-Sektors ermittelt werden. Der Gesamtenergieverbrauch ist in absoluten und prozentualen Werten in Abbildung 107 dargestellt. Hier wird ersichtlich, dass die Branchen „Büroähnliche Betriebe“ mit 27 %, Landwirtschaft mit 20 % und Handel mit 17 % die größten Energieverbräuche haben. Im Gegensatz dazu sind Sektoren wie "Wäschereien", "Gartenbau" und "Flughäfen" mit weniger als 0,5 % praktisch vernachlässigbar.



**Prozentuale Verteilung des Energieverbrauchs nach GHD-Branchen für NRW im Jahr 2019**

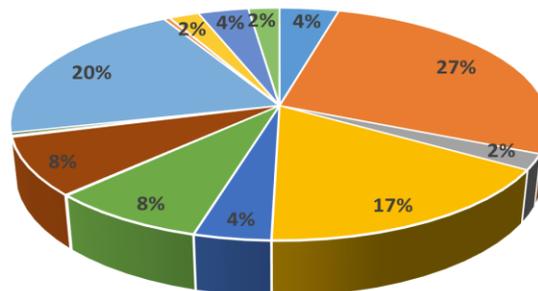


Abbildung 107: Gesamtenergieverbrauch nach GHD-Branchen in absoluten und prozentualen Werten

Der Gesamtenergieverbrauch des GHD-Sektors beträgt somit ca. 79 TWh im Jahr, was ca. 284 PJ entspricht.

### Anwendungsbilanz des GHD-Sektors

Zur Ermittlung des Strom- und Wärmebedarfs wurden die Studie „Erhebung des Endenergieverbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für das Jahr 2019“ [49] herangezogen. Hierbei wurden die Daten der Anwendungsbereiche analysiert, und für das Land NRW umgerechnet. Abbildung 108 stellt die Anteile jedes Anwendungsbereiches im Gesamtenergieverbrauch dar.

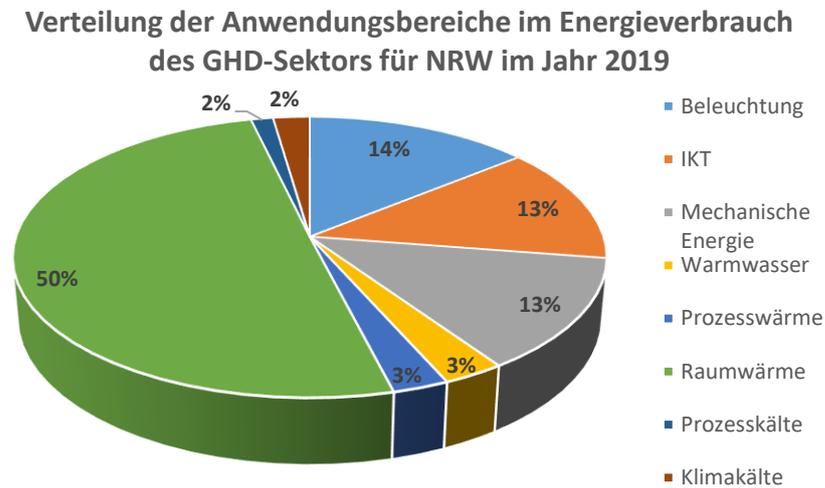


Abbildung 108: Verteilung der Anwendungsbereiche im Energieverbrauch des GHD-Sektors

Wie zu erkennen ist, liegt hier die Hälfte des Energieverbrauchs im Bereich der Raumwärme, was insgesamt 39,7 TWh bzw. ca. 50 % des Gesamtverbrauchs ausmacht. Es gibt auch weitere Anwendungen im Bereich der Beleuchtung (11,2 TWh, ca. 14 %), IKT (10,5 TWh, 13 %), und der mechanischen Energie (10,2 TWh, ca. 13 %).

Auf diese Weise konnte der Strombedarf bestimmt werden, der für Beleuchtung, IKT, Mechanische Energie, Prozesskälte, und Klimakälte benötigt wird. Dieser beträgt 34,8 TWh/a. Für die Bereiche Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser beträgt der Wärmebedarf 44,2 TWh. Diese Bedarfe stellen die theoretischen Potenziale für Strom und Wärme dar, die von der Hybrid-SOFC abgedeckt werden könnten.

### Potenziale für Hybrid-SOFC im GHD-Sektor

Um das Einsatzpotenzial für die Hybrid-SOFC genauer abzuschätzen, wird das theoretische Potenzial bezogen auf die schon erwähnten KWK-Kriterien weiter analysiert. Zur Ermittlung des Potenzials wird der Strom- und Wärmebedarf des GHD-Sektors in seiner gesamten sektoralen Bandbreite betrachtet, da er sich durch eine Vielzahl von unterschiedlichen Betriebsgrößen und Formen auszeichnet, die jeweils ein sehr differenziertes energetisches Verbrauchsverhalten aufweisen.

#### (a) Eingesetzte Energieträger bzw. Brennstoffe

Aufgrund der bereits geringen Verwendung von Kohle und anderen Energieträgern kann davon ausgegangen werden, dass das Potenzial für den Einsatz von Brennstoffzellen-KWK-Systemen hauptsächlich bei Strom und Erdgas liegt. Wie in Abbildung 109 ersichtlich ist, gelten Strom und Erdgas als die wichtigsten Energieträger im GHD-Sektor. Dabei beträgt der Stromanteil

(ohne Erneuerbare Energien) 30,9 TWh, ca. 39 % und der Erdgasanteil 23 TWh, ca. 29 % des gesamten Energieeinsatzes.

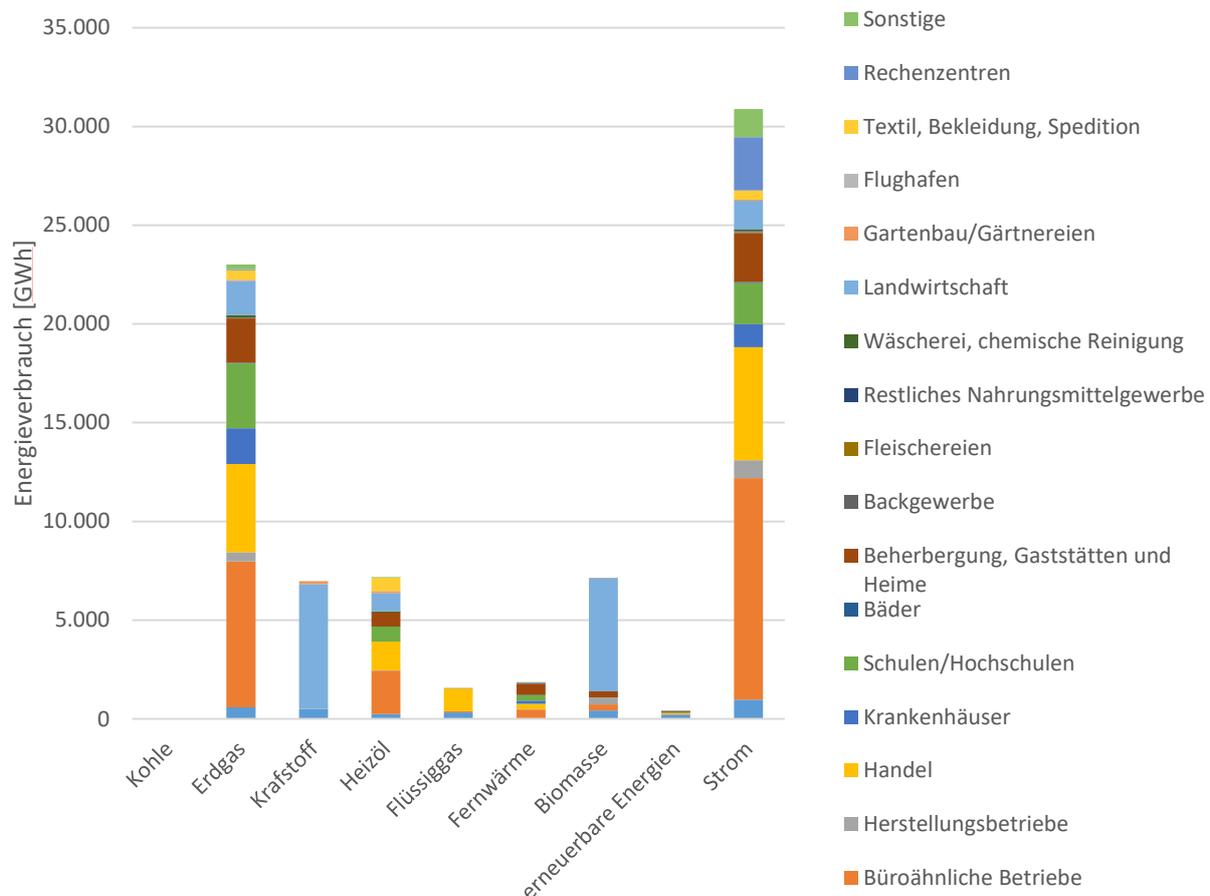


Abbildung 109: Energieverbrauch des GHD-Sektors nach Energieträgern für NRW im Jahr 2019

Bei Betrachtung der beiden Energieträger Strom und Erdgas reduziert sich das theoretische Potenzial für den Einsatz der Hybrid-SOFC auf 53,9 TWh. Davon 30,9 TWh für den Strombedarf und 23 TWh für den Wärmebedarf. Einen hohen Strom- und Erdgasverbrauch weisen dabei die Bereiche „Büroähnliche Betriebe“ mit ca. 18,6 TWh, „Handel“ mit ca. 10,2 TWh, und „Beherbergung, Gaststätten und Heime“ mit ca. 5,5 TWh auf.

### (b) Struktur und Temperaturniveau des Wärmebedarfs

Dieses Kriterium stellt keine Einschränkung dar, da nahezu alle Wärmeanwendungen des GHD-Sektors im für die Hybrid-SOFC relevanten Temperaturbereich unter 300 °C liegen. Hierbei liegt der Schwerpunkt des Verbrauchs auf Raumwärme und Warmwasser (insgesamt 42 TWh bzw. gut 95 %), also im Temperaturbereich unter 100 °C. insgesamt ergibt sich ein theoretisches Wärmepotenzial von ca. 44 TWh. Besonders Wärmeintensive Bereiche sind hier „Büroähnliche Betriebe“ mit ca. 11,5 TWh bzw. 26 %, „Handel“ und „Landwirtschaft“ mit ca. 8 TWh bzw. 18 %, Beherbergung, Gaststätten und Heime“ mit 4,8 TWh bzw. 11 % und Schulen/Hochschulen mit ca. 4,5 TWh bzw. 10 %. Ebenso existieren andere Anwendungen, die dem Temperaturbereich der Prozesswärme zugeordnet werden können. Beispielsweise ist es möglich, Prozesswärme in Wäschereien oder Schwimmbädern effizient durch Hybrid-SOFC bereitzustellen, da in diesen Bereichen eine hohe Volllaststundenzahl erreicht wird und die Verbraucher örtlich nicht veränderbar sind.

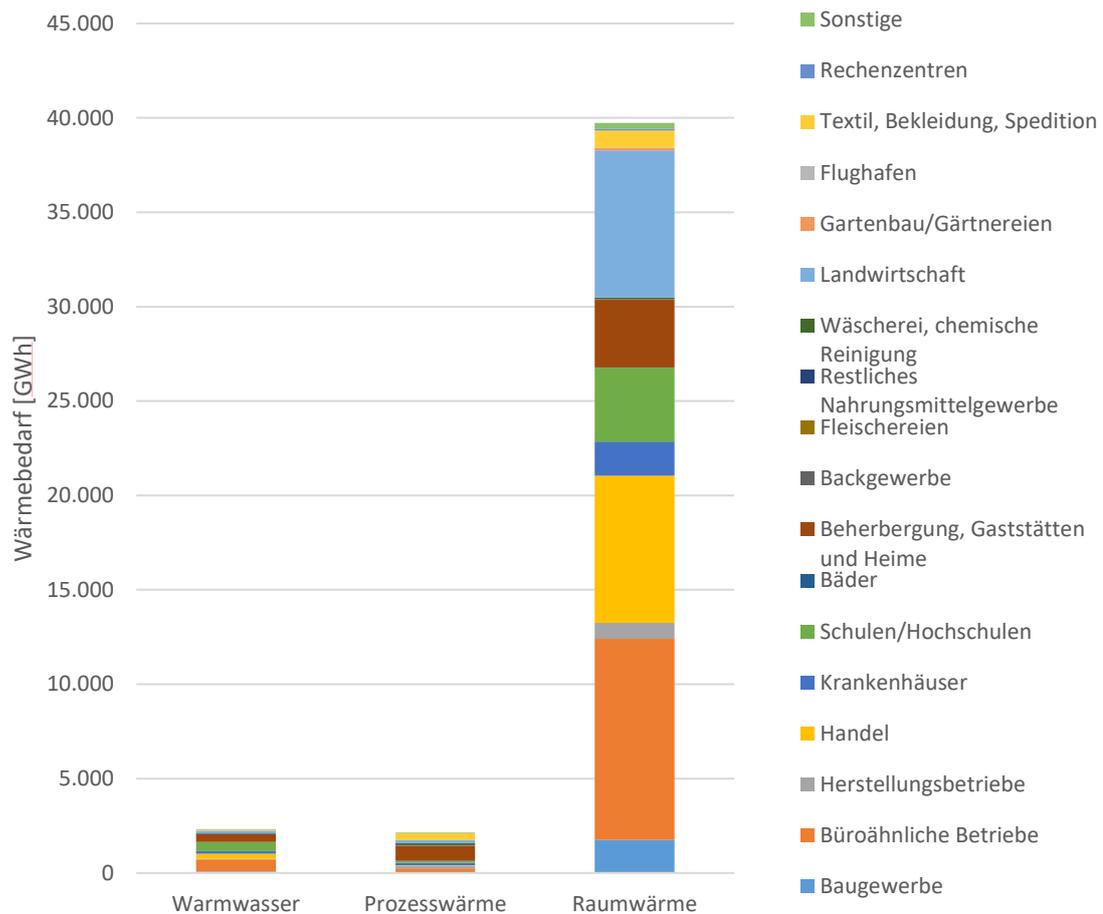


Abbildung 110: Energieverbrauch des GHD-Sektors nach Energieträgern für NRW im Jahr 2019

### (c) Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf

An dieser Stelle ist anzumerken, dass dieses Kriterium für den GHD-Sektor ebenfalls keine Einschränkung darstellt, da nicht zeitgleich benötigter Strom in das Versorgungsnetz eingespeist werden kann. Das theoretische Strompotenzial für den GHD-Sektor beträgt 30,9 TWh. Dieses könnte theoretisch komplett durch die Hybrid-SOFC gedeckt werden, wenn der Strombedarf des GHD-Sektors in seiner sektoralen Gesamtheit betrachtet wird.

Zur Abschätzung des technischen Potenzials und Bestimmung der Nutzungspfade hinsichtlich der Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf wird die Stromkennzahl der einzelnen Bereiche herangezogen. In Abbildung 112 sind die Stromkennzahlen der verschiedenen betrachteten Branchen des GHD-Sektors sowie des hier näher untersuchten Hybrid-SOFC-Systems (Stromkennzahl ca. 2-2,5) zu entnehmen. Es wird sehr deutlich, dass die branchenbezogenen Stromkennzahlen zum Teil erheblich niedriger ausfallen als die vom Hybrid-SOFC-System.

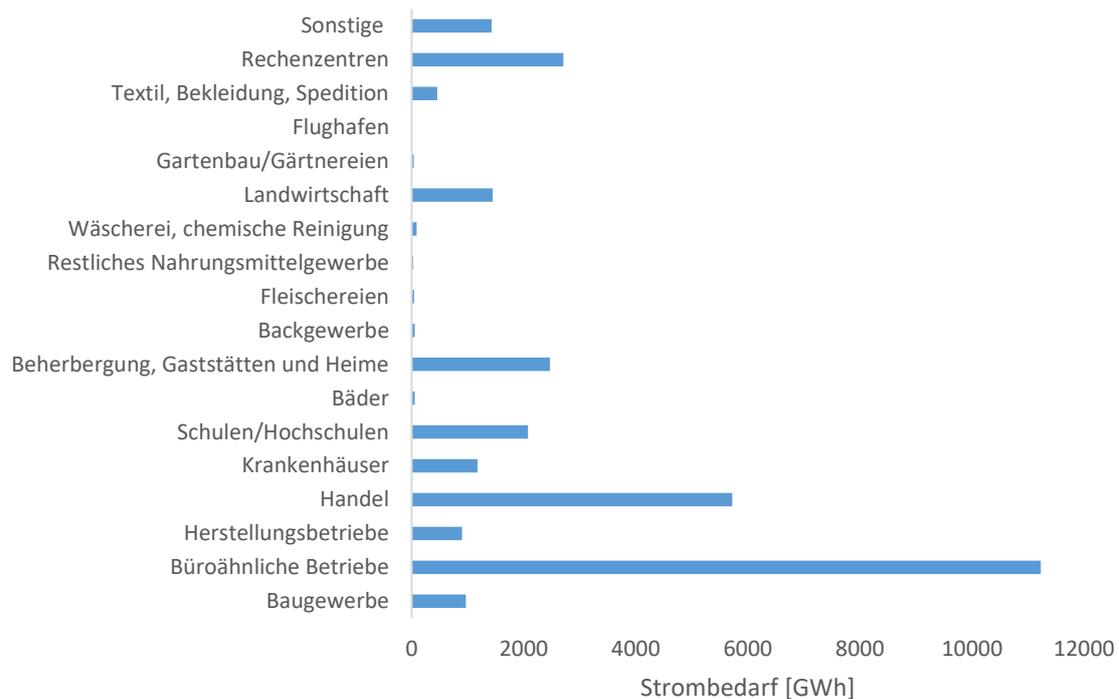


Abbildung 111: Verteilung des Strombedarfs im GHD-Sektor für NRW im Jahr 2019

Hierbei wird angenommen, dass ab einer Stromkennzahl größer 1 einer Branche stellen sich die Bedingungen für den Einsatz der Hybrid-SOFC günstig dar. Weswegen reduziert sich das theoretische Potenzial auf 16,4 TWh für Strom und auf 13 TWh für Wärme.

Wie in Abbildung 112 ersichtlich, weisen die Branchen „Büroähnliche Betriebe“, „Bäder“ und „Rechenzentren“ aus Sichtweise des Kriteriums „Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf“ deutlich günstigere Bedingungen für den Einsatz der Hybrid-SOFC auf.

Bei der Bewertung dieses Kriteriums muss beachtet werden, dass sich die Stromkennzahlen aufgrund unterschiedlicher Betriebsgrößen und Formen teilweise erheblich von den Durchschnittswerten unterscheiden können. Daher dient der Vergleich der durchschnittlichen Stromkennzahlen der Branchen und der Hybrid-SOFC in erster Linie dazu, Trends bezüglich eines potenziellen Einsatzes abzuschätzen.

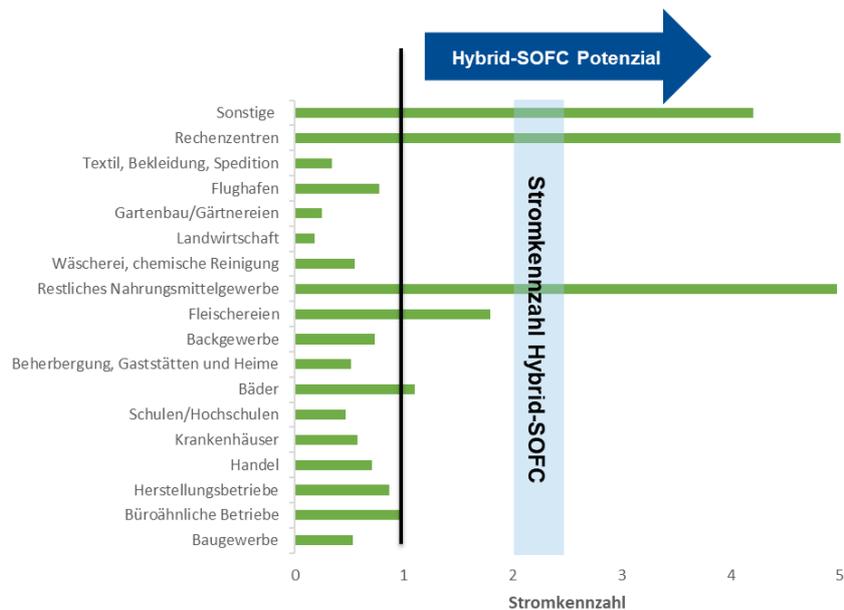


Abbildung 112: Stromkennzahl der Bereiche im GHD-Sektor für NRW im Jahr 2019

(d) Hohe Ausnutzungszeiten

Für einen wirtschaftlichen Einsatz der Hybrid-SOFC ist es entscheidend, dass ein möglichst gleichzeitiger und gleichmäßiger Bedarf an Strom und Wärme besteht. Diese Charakteristik der Bedarfe ermöglicht lange Betriebszeiten der Anlage sowie einen hohen Anteil an selbstgenutztem Strom. Besonders gut erfüllen solche Anforderungen Bereiche des GHD-Sektors, deren Betriebszeiten nicht auf Werktage oder Wochenenden beschränkt sind. Beispiele hierfür sind Krankenhäuser, Hallenbäder und Hotels, die sich besonders gut für den Einsatz des Hybrid-SOFC-Systems eignen.

In Krankenhäusern wird neben dem Bedarf an Raumwärme auch Prozesswärme benötigt, teilweise für eigene Wäschereien sowie für zentrale Sterilisation bzw. Desinfektion. Der Stromverbrauch erstreckt sich über die Beleuchtung hinaus und umfasst die Nutzung von medizinischen Geräten sowie die Klimatisierung.

Hallenbäder weisen ebenfalls einen beträchtlichen Energieverbrauch auf, der sowohl den Strom- als auch den Wärmebedarf betrifft. Dies resultiert aus der Beheizung der Wasserflächen, dem Einsatz von Umwälzpumpen für die Wasserreinigung sowie der Belüftung der Bäder. Zudem sind viele dieser Einrichtungen mit Saunas und Solarien ausgestattet, was den Energiebedarf weiter erhöht.

Hotels, ähnlich wie die zuvor genannten Einrichtungen, sind auch an Wochenenden geöffnet. Hier entfällt ein erheblicher Teil des Strom- und Wärmebedarfs auf Beleuchtung, Klimatisierung und die Nutzung von Kühleinheiten in den Restaurants. Zusätzlich verfügen viele große Hotels über Wellnessbereiche (Hallenbäder, Saunas und Solarien), die, wie bereits erwähnt, einen erheblichen Einfluss auf den Strom- und Wärmebedarf haben.

Zur Abschätzung des realen Potenzials wird die Jahresdauerlinie eines typischen Strom- und Wärmelastgangs eines Krankenhauses verwendet. Als Beispiel wurde ein Krankenhaus mit einem jährlichen Bedarf von ca. 6.370 MWh an Strom und ca. 11.510 MWh an Wärme ausgewählt. In Abbildung 113 und Abbildung 114 sind die Jahresdauerlinie exemplarischer Strom- und Wärmelastgänge des Krankenhauses dargestellt. Der Deckungsbeitrag der Hybrid-SOFC

an der Strom- bzw. Wärmebereitstellung ist durch die gestrichelte Linie gekennzeichnet. Die Auslegung der Hybrid-SOFC erfolgte unter Beachtung maximaler Betriebsdauer. So kann ein kontinuierlicher Betrieb der Hybrid-SOFC sichergestellt und häufiges An- und Abfahren vermieden werden.

Hieraus ergibt sich eine maximale Betriebsdauer von ca. 8.760 Stunden bei einer Nennleistung der Hybrid-SOFC in Höhe von ca. 500 kW elektrisch und ca. 230 kW thermisch.

Der erzeugte Strom (ca. 4.380 MWh) deckt ca. 68,7 % des jährlichen Strombedarfs und die dabei erzeugte Wärme (2.015 MWh) deckt nur ca. 17 % des jährlichen Wärmebedarfs. Dieser Deckungsbetrag stellt somit eine konservative Abschätzung des technischen Potenzials beim Einsatz der Hybrid-SOFC im GHD-Sektor am Beispiel eines Krankenhauses dar.

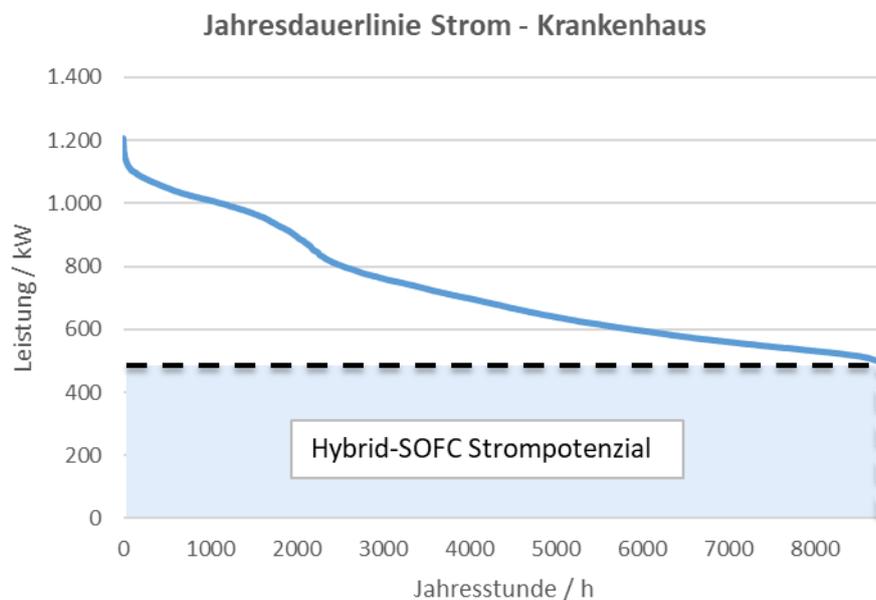


Abbildung 113: Jahresdauerlinie eines exemplarischen Krankenhaus-Stromlastgangs und Deckungsbeitrag der Hybrid-SOFC

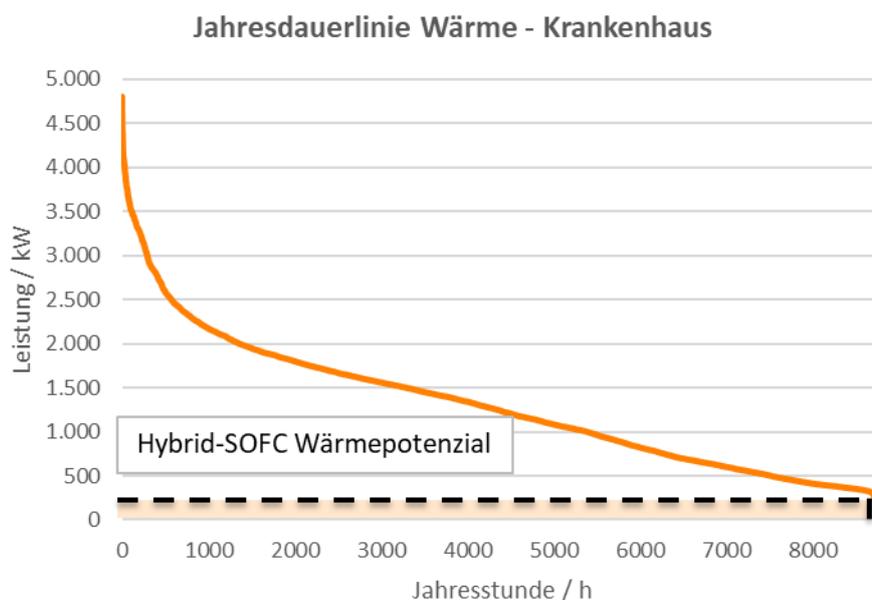


Abbildung 114: Jahresdauerlinie eines exemplarischen Krankenhaus-Wärmelastgangs und Deckungsbeitrag der Hybrid-SOFC

### 2.2.3 Potenzial im Industrie-Sektor

In diesem Arbeitspaket wurde der Strom- und Wärmebedarf im Industriesektor in Nordrhein-Westfalen durch die Analyse verschiedener statistischer Quellen sowie unter Einbeziehung relevanter Studien umfassend untersucht. Das Ziel bestand darin, die Nutzungspfade und das Potenzial für den Einsatz der Hybrid-SOFC im Industrie-Sektor abzuschätzen. Als „Industrie“ wird in der Energiebilanz der Sektor Verarbeitendes Gewerbe ohne Raffinerien, aber einschließlich der Bereiche „Gewinnung von Steinen und Erden“ und „sonstiger Bergbau“ bezeichnet.

Für den Industrie-Sektor wurden die statistischen Daten für den Strom- und Wärmebedarf in NRW im Jahr 2019 von IT.NRW zur Verfügung gestellt. Für die Berechnung des Strom- und Wärmebedarfs nach Anwendungsbereichen wurde die Studie „Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD“ [51] für ganz Deutschland genutzt. Daraus wurden die statistischen Daten wie beim GHD-Sektor über die Bezugseinheit „Beschäftigte“ für NRW abgeleitet. Die Anzahl der Beschäftigte in Deutschland im Jahr 2019 für die einzelnen Wirtschaftszweige wurde aus der Datenbank DESTATIS des statistischen Bundesamtes [52] entnommen. Für NRW sind die Daten der Beschäftigte in NRW im statistischen Bericht „Verarbeitendes Gewerbe sowie Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Nordrhein-Westfalen“ [53] bereits ausführlich ermittelt worden.

#### Strukturierung des Industrie-Sektors

Die Strukturierung des Industrie-Sektors ist gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ2008 definiert. In Tabelle 8 ist die Zuordnung der Wirtschaftszweige im Industrie-Sektor nach WZ 2008 dargestellt.

Tabelle 8: Strukturierung des Industrie-Sektors mit Zuordnung nach WZ 2008 [51]

Wirtschaftszweig	WZ 2008
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	08
Ernährung und Tabak	10, 11, 12
Papiergewerbe	17
Grundstoffchemie	20.1
Sonstige chemische Industrie	20, 21 ohne 20.1
Gummi- u. Kunststoffwaren	22
Glas u. Keramik, Verarbeitung v. Steinen und Erden	23
Metallerzeugung u. -bearbeitung u. Herstellung v. Metallerzeugnissen	24, 25
Maschinenbau	28
Fahrzeugbau	29, 30
Sonstige Wirtschaftszweige	13, 14, 15, 16, 18, 26, 27, 31, 32, 33

Als weitere Datengrundlage für eine genauere Analyse der Energieverbrauchs werden die Anwendungsbilanzen der einzelnen Wirtschaftszweige aufgestellt. Hierbei werden die folgenden acht Anwendungsbereiche unterschieden:

- Raumwärme
- Warmwasser
- Prozesswärme

- Klimakälte
- Prozesskälte
- Mechanische Energie
- Information und Kommunikation (IKT)
- Beleuchtung

### Energieverbrauch des Industrie-Sektors

Der Gesamtenergieverbrauch im NRW für den Industrie-Sektor betrug im Jahr 2019 ca. 810 PJ. Darauf entfielen ca. 211,8 PJ für Strom und 413 PJ für Wärme.

Der Energieverbrauch der einzelnen Wirtschaftszweige im Industrie-Sektor für NRW im Jahr 2019 ist in Abbildung 115 dargestellt. Es ist erkennbar, dass die beiden energieintensivsten Wirtschaftszweige, Metallherzeugung und Grundstoffchemie, mit etwa 502,8 PJ nahezu 68 % des Gesamtenergieverbrauchs aufweisen.

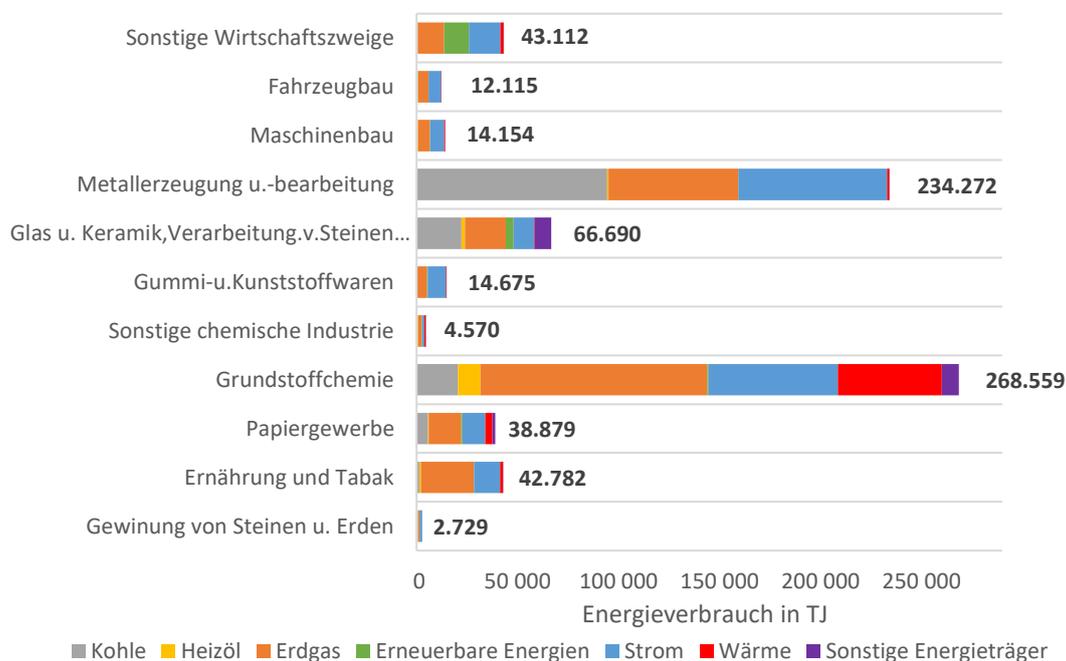


Abbildung 115: Energieverbrauch nach Wirtschaftszweigen im Industrie-Sektor für das Land NRW im Jahr 2019

Energieträgerseitig findet Kohle überwiegend bei der Metallherzeugung und -bearbeitung, Verarbeitung von Steinen und Erden, Grundstoffchemie und Papierindustrie Verwendung. Der größte Kohleverbrauch findet sich prozessbedingt bei der Metallherzeugung. Als wichtigster Energieträger gilt Erdgas. Im Jahr 2019 betrug der gesamte Erdgasverbrauch in der Industrie in NRW etwa 270,7 PJ, ca. 36 % der eingesetzten Energieträger. Dieses Erdgas wird hauptsächlich für die eigene Erzeugung von Strom und Prozesswärme.

### Anwendungsbilanz des Industrie-Sektors

Um den Bedarf an Strom und Wärme zu ermitteln, wurde die Studie "Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD" herangezogen. In diesem Zusammenhang wurden die Daten der verschiedenen Anwendungsbereiche analysiert und auf das Land NRW umgerechnet. Abbildung 116 veranschaulicht die prozentualen Anteile jedes Anwendungsbereichs am Gesamtenergieverbrauch.

Wie zu erkennen, stellt die Nachfrage von Prozesswärme mit einem Anteil von ca. 67 % den größten Bereich des Endenergieeinsatzes der Industrie in NRW dar. Ein weiterer Einsatzzweck in sämtlichen Wirtschaftszweigen besteht in der Bereitstellung von mechanischer Energie mit ca. 22 %. Alle übrigen Anwendungsbereiche tragen nur in geringerem Maße zum Gesamtendenergieverbrauch bei.

Somit konnte der Strombedarf ermittelt werden, der für Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT), mechanische Energie, Prozesskälte und Klimakälte benötigt wird. Dieser beläuft sich auf 150 PJ pro Jahr. Die Bereiche Prozesswärme, Raumwärme und Warmwasser weisen einen Wärmebedarf von 450 PJ auf. Diese Bedarfe repräsentieren die theoretischen Potenziale für Strom und Wärme, die von der Hybrid-SOFC abgedeckt werden könnten.

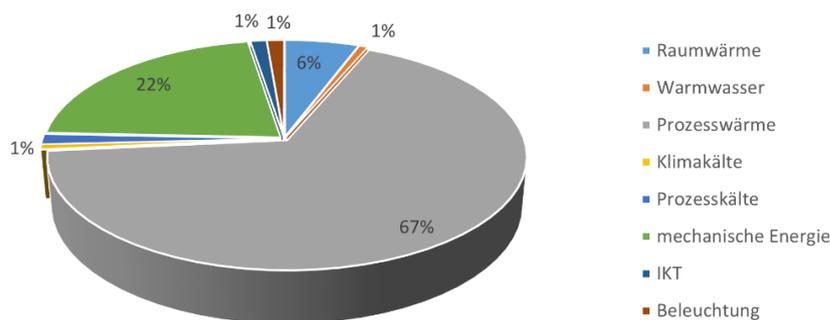


Abbildung 116: Verteilung der Anwendungsbereiche am Energieverbrauch des Industrie-Sektors für NRW im Jahr 2019

### Potenziale für Hybrid-SOFC im Industrie-Sektor

Wie beim GHD-Sektor wird für die Abschätzung des Potenzials beim Einsatz der Hybrid-SOFC im Industrie-Sektor das theoretische Potenzial bezogen auf die schon erwähnten KWK-Kriterien weiter analysiert und bewertet.

#### (a) Eingesetzte Energieträger bzw. Brennstoffe

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt gilt Erdgas als der wichtigste Brennstoff für die Hybrid-SOFC. Daher wurden bei der Bewertung von Branchen hinsichtlich des Einsatzpotenzials von der Hybrid-SOFC nur die beiden Energieträger Erdgas und Strom berücksichtigt. In Abbildung 117 ist der Energieverbrauch nach Energieträgern dargestellt. Der Erdgasverbrauch betrug ca. 270,7 PJ, etwa 36 % und der Stromverbrauch ca. 211,8 PJ, etwa 29 %. Somit reduziert sich das theoretische Potenzial auf ca. 482,5 PJ.

Aus Sicht dieses Kriteriums wird deutlich, dass die energieintensiven Wirtschaftsbereiche „Grundstoffchemie“ und „Metallerzeugung“ sehr günstige Rahmenbedingungen für den Einsatz der Hybrid-SOFC aufweisen. Das Potenzial für diese beiden Wirtschaftszweige liegt 314,4 PJ.

#### (b) Struktur und Temperaturniveau des Wärmebedarfs

Die maßgebliche Voraussetzung für das KWK-Potenzial in der Industrie liegt im Temperaturniveau des Wärmebedarfs. Hybrid-SOFC-Systeme ermöglichen eine Wärmeauskopplung bei maximal 500 °C. Unter Berücksichtigung von notwendigen strukturellen Einschränkungen bei den

## KWK-Systemanalyse

Bauteilen können Temperaturen von etwa 300 °C bereitgestellt werden. In Abbildung 118 ist die Aufteilung der in den einzelnen Branchen benötigten Prozesswärme auf Temperaturniveaus für das Jahr 2002 dargestellt. Vor allem die drei Wirtschaftszweige „Grundstoffchemie“, „Metallerzeugung“ sowie „Papiergewerbe“ haben einen besonders hohen Prozesswärmebedarf im geeigneten Temperaturbereich. Aber auch Ernährung und Tabak, sowie sonstige Wirtschaftszweige haben dort Anteile von Prozesswärmebedarf. Der gesamte Wärmebedarf bei Temperaturen unter 300 °C beträgt ca. 170 PJ.

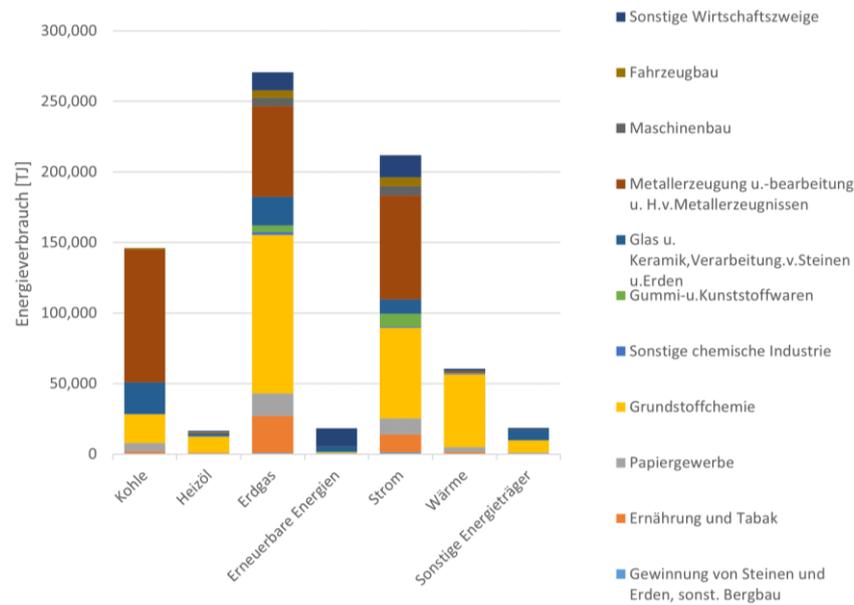


Abbildung 117: Energieverbrauch nach Energieträgern für NRW im Jahr 2019

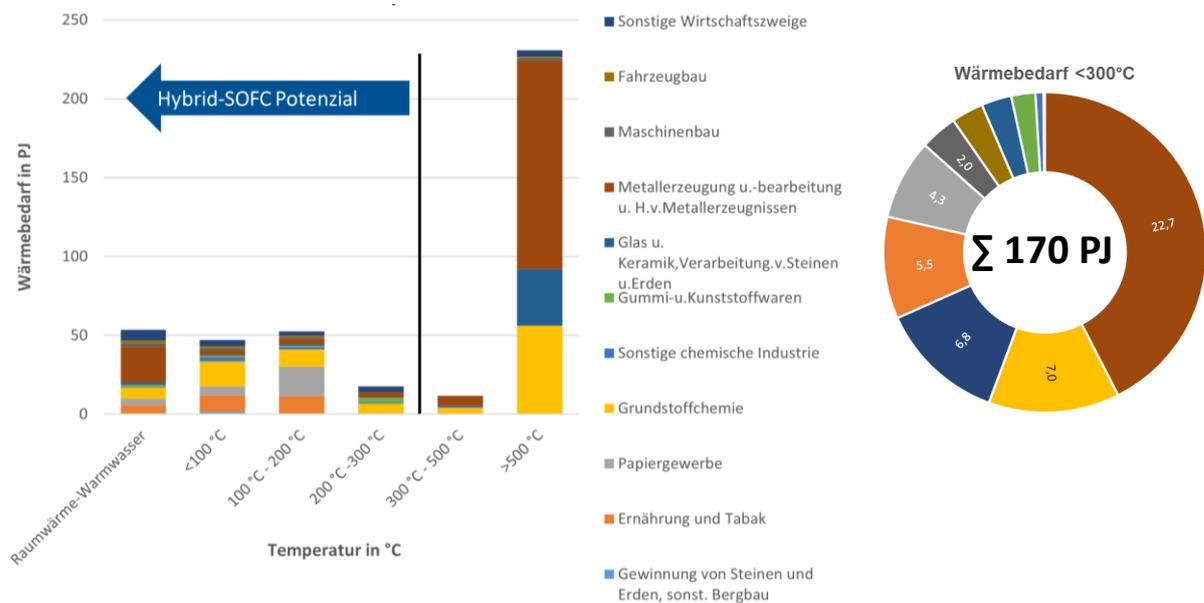


Abbildung 118: Aufteilung des Wärmebedarfs nach Industriewirtschaftszweigen und Temperaturniveau für NRW im Jahr 2019

### (c) Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf

Um das technische Potenzial abzuschätzen und die Nutzungspfade in Bezug auf die Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf zu bestimmen, wird die Stromkennzahl der jeweiligen Wirtschaftszweige als Indikator verwendet.

Der nachfolgenden Abbildung sind die Stromkennzahlen der verschiedenen betrachteten Wirtschaftszweige sowie der hier untersuchten Hybrid-SOFC zu entnehmen. Es wird sehr deutlich, dass die Wirtschaftszweigenbezogenen Stromkennzahlen zum Teil erheblich niedriger ausfallen als die der aufgeführten Hybrid-SOFC.

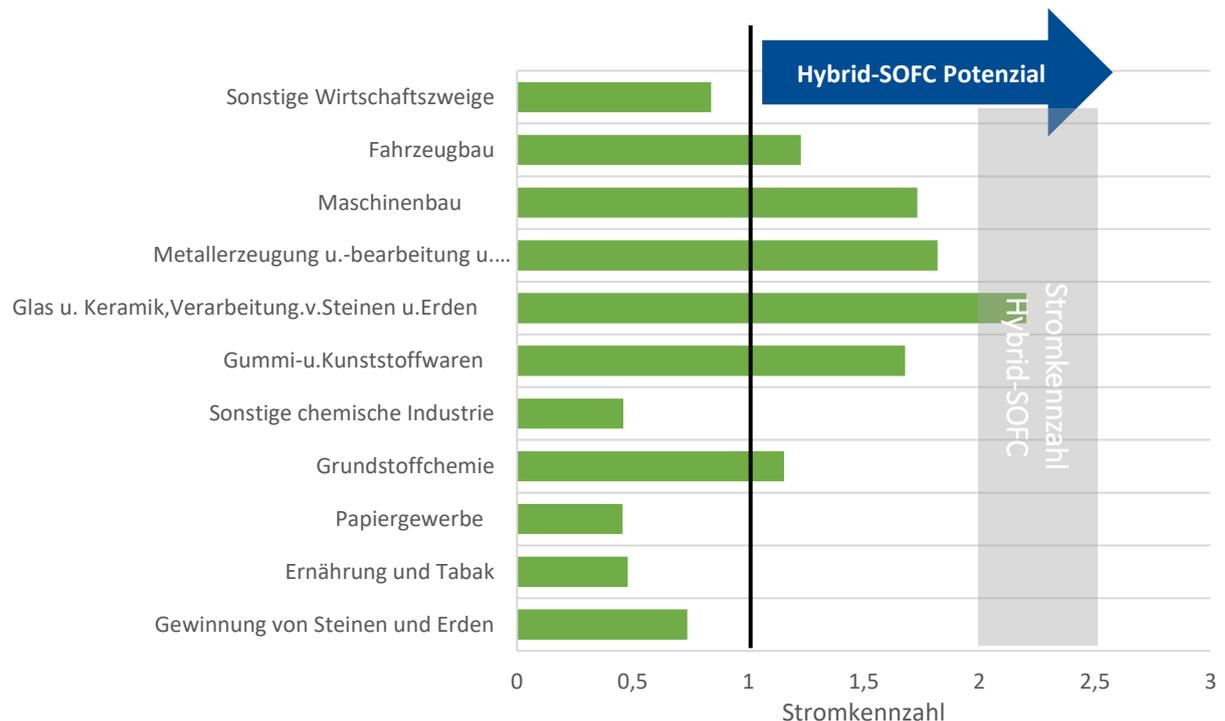


Abbildung 119: Vergleich der durchschnittlichen Stromkennzahlen der Industriebirtschaftszweige und der Hybrid-SOFC

Auch hier wird angenommen, dass ab einer Stromkennzahl größer 1 die Voraussetzungen für den Einsatz der Hybrid-SOFC in einer Branche günstig sind. Daher reduziert sich das theoretische Potenzial auf 135 PJ für Strom und auf 90 PJ für Wärme. Dabei beträgt der Überstrom für Stromkennzahl größer 1 ca. 45 PJ.

Die Ergebnisse des Bewertungskriteriums „Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf“ bestätigen, dass die energieintensiven Wirtschaftszweige „Glas und Keramik etc.“ und „Metallerzeugung“ sehr günstige Rahmenbedingungen für den Einsatz Hybrid-SOFC aufweisen. Daneben sind die Einsatzvoraussetzungen in den Wirtschaftszweigen „Papiergewerbe“ und „Ernährung und Tabak“ aufgrund deren geringer durchschnittlicher Stromkennzahl als weniger günstig zu bewerten.

### (d) Hohe Ausnutzungszeiten

Der Industrie-Sektor zeichnet sich, ähnlich wie der GHD-Sektor, naturgemäß durch eine Vielzahl unterschiedlichster Betriebsgrößen und Formen aus. Diese wiederum weisen ein äußerst vielfältiges energetisches Verbrauchsverhalten auf. Deswegen erfordern quantitative und qualitative Aussagen über das reale Potenzial beim Einsatz der Hybrid-SOFC hinsichtlich dieses

Kriteriums eine tiefgehende Betrachtung der einzelnen Wirtschaftszweige. Dafür wurden mehrere Verbände und Unternehmen der ausgewählten Branchen nach realen Strom- und Wärmelastgängen angefragt. Die Anfragen wurden teilweise nicht oder negativ (bspw. aus Wettbewerbsgründen) beantwortet.

Ein einziger Betrieb aus der Papierindustrie hat auf unsere Anfrage positiv geantwortet und uns reale Strom- und Wärmelastgänge zur Verfügung gestellt. Diese sind in Abbildung 120 dargestellt. Dieser Betrieb hat einen elektrischen Leistungsbedarf von ca. 17 MW und einen thermischen Leistungsbedarf von ca. 50 MW in Vollast.

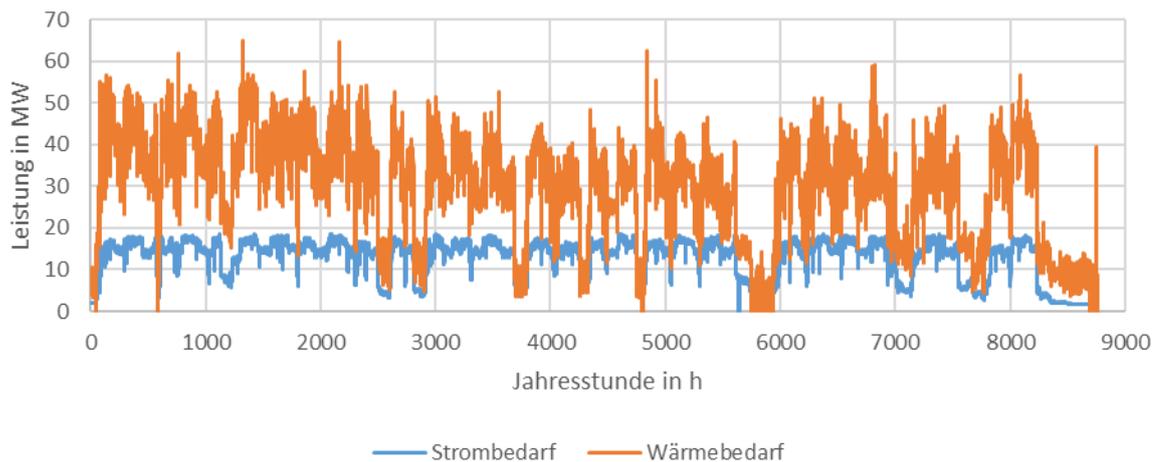


Abbildung 120: Strom- und Wärmelastgang des Papierherstellungsbetriebs

Aus den Strom- und Wärmelastgängen wurde die Jahresdauerlinie erstellt. Diese Darstellungen ordnen die Leistungen nach ihrer Größe und setzen sie über die Jahresstunden ab. Dadurch wird deutlich, wie viele Stunden eine Leistung über oder unter einem bestimmten Wert liegt. Auch die Gesamtdauer einer Leistungsaufnahme lässt sich direkt ablesen. Ausnutzungsdauern dienen somit als Indikator für die Wirtschaftlichkeit von Anlagen.

In Abbildung 121 und Abbildung 122 sind die Jahresdauerlinie der Strom- und Wärmelastgänge des Papierherstellungsbetriebs dargestellt. Der Deckungsbetrag der Hybrid-SOFC an der Strom- bzw. Wärmebereitstellung ist in den Abbildungen graphisch gekennzeichnet.

Bei der Auslegung der Hybrid-SOFC wurde hier auch eine maximale Betriebsdauer und den Strombedarf des Betriebs berücksichtigt, um einen kontinuierlichen Betrieb der Hybrid-SOFC sicherzustellen und häufiges An- und Abfahren zu vermeiden.

Hieraus ergibt sich eine maximale Betriebsdauer von ca. 8.760 Stunden bei einer Nennleistung der Hybrid-SOFC in Höhe von ca. 17 MW elektrisch und ca. 8,5 MW thermisch.

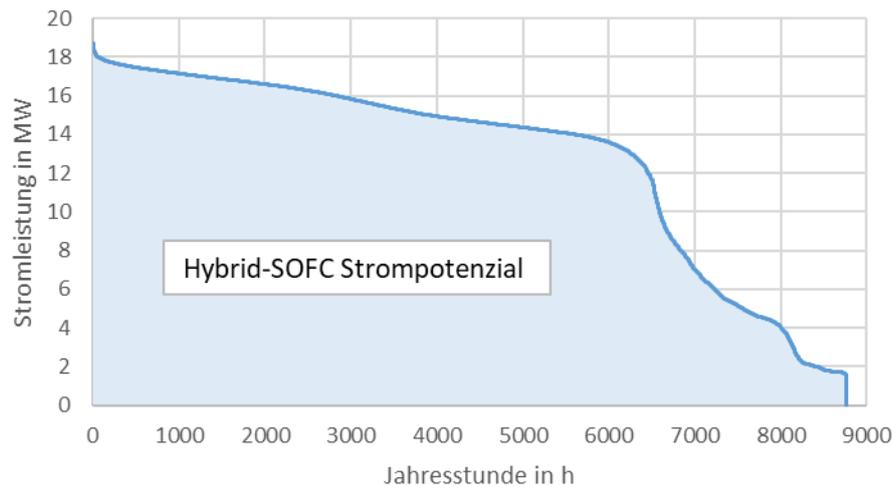


Abbildung 121: Jahresdauerlinie für Stromlastgang des Papierherstellungsbetriebs und Deckungsbeitrag der Hybrid-SOFC

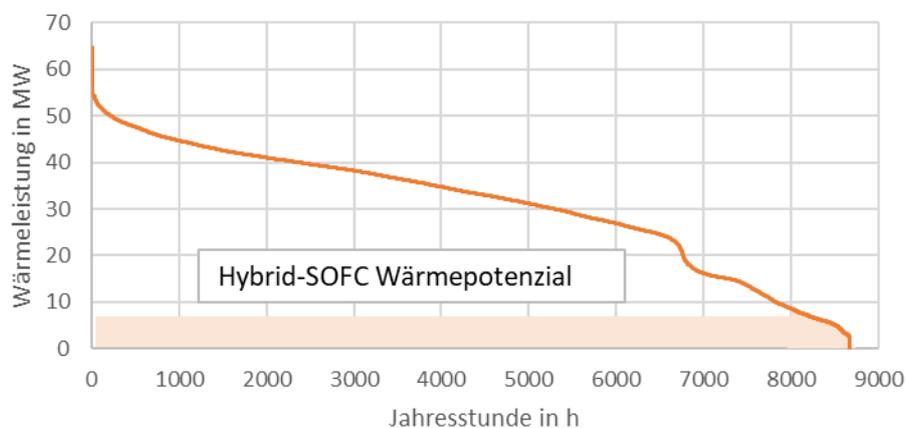


Abbildung 122: Jahresdauerlinie für Wärmelastgang des Papierherstellungsbetriebs und Deckungsbeitrag der Hybrid-SOFC

Der erzeugte Strom (ca. 595.680 MWh) deckt 100 % des jährlichen Strombedarfs und die dabei erzeugte Wärme (297.840 MWh) deckt nur ca. 27 % des jährlichen Wärmebedarfs. Die Bereitstellung von 27 % der Wärme durch der Hybrid-SOFC bei einer installierten Leistung in Höhe 17 % der Spitzenlast stellt somit ein gutes Potenzial für den Einsatz der Hybrid-SOFC in diesem Papierherstellungsbetrieb. Es ist an dieser Stelle anzumerken, dass diese Potenzialabschätzung nicht für alle Betriebe aus der Papierindustrie gültig ist, da eine Vergleichbarkeit unterschiedlicher Betriebe in der Papierindustrie nur sehr eingeschränkt möglich ist, da es keine exakt gleich aufgebauten Produktionslinien oder einheitliche Arbeitszeitmodelle gibt.

### 2.2.4 Flexibilität im Industrie-Sektor: Beispiel Papierindustrie

Aufgrund der fehlenden Rückmeldungen und der geringen Datenlage wurde das Lastprofil des Vertreters der Papierindustrie als Ausgangspunkt für die weiteren exemplarischen Untersuchungen des technoökonomischen Potentials des flexiblen Einsatzes der Hybrid-SOFC im Industriesektor verwendet. Da keine Daten über die geplanten Entwicklungen des konkreten Betriebs vorhanden waren, wurden die Bedarfe auf Basis des Elektrifizierungsszenarios EL95 der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende [54] für die Stützjahre 2030 und 2045 angepasst. Berücksichtigt wurden dabei prognostizierte Wachstums- und Effizienzgewinnraten.

Mit dem in Kapitel II.1.2.3 dargestellten Kennlinienmodell, wurden für die o.g. Stützjahre Simulationsrechnungen durchgeführt, um unter den gegebenen technischen Einsatzgrenzen das ökonomische Potential der Hybrid-SOFC zu evaluieren. Als zentrale Bewertungsgröße wurde hierfür ein Deckungsbeitrag kalkuliert, der die Differenz der Kosten der getrennten Erzeugung (Strom aus Netzbezug & Wärme über Gaskessel) zu der Erzeugung mittels Hybrid-SOFC angibt. Als Referenz wurde diese Kalkulation ebenfalls für eine Gasturbine als industrielle KWK-Anlage (Stand der Technik am Standort) durchgeführt. Um den Mehrwert zusätzlicher Flexibilitätsoptionen für beide KWK-Anlagen zu untersuchen, wurden weiterhin Konzepte untersucht, bei denen die jeweilige Versorgungsinfrastruktur um einen Elektro-Heizkessel erweitert wurde, vgl. Kapitel 1.3.2. Eine Übersicht, sowie die Benennung der durchgeführten Simulationsrechnungen ist in Tabelle 9 gegeben.

**Tabelle 9: Benennung der simulierten Jahresrechnungen für die Versorgung eines Industriebetriebs**

	2019	2030	2045
<b>GT</b>	Ref19	Ref30	Ref45
<b>Hybrid-SOFC</b>	HS19	HS30	HS45
<b>GT + EH</b>	RefFlex19	RefFlex30	RefFlex45
<b>Hybrid-SOFC + EH</b>	HSFlex19	HSFlex30	HSFlex45

Zur Durchführung der Jahresrechnungen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Der Wärmebedarf entfällt komplett auf die Bereitstellung von Wasserdampf bei 3,5 bar und 140 °C. Eingangsgröße ist Wasser bei 3,5 bar und 135 °C.
- Der Strombezug aus dem Netz wird mit dem Industriestrompreis des jeweiligen Szenarios dotiert.
- Die Stromeinspeisung wird mit dem momentanen Börsenstrompreis vergütet.
- Der Gaspreis für den Gaskessel beinhaltet in allen Szenarien eine Energiesteuer von 3,18 ct/kWh. Die KWK-Anlagen werden nach EnStG §3 und §53a als begünstigt betrachtet und mit einer reduzierten Steuer von 0,11 ct/kWh belegt.
- Die KWK-Anlagen sind für den Ist-Zustand im Stützjahr 2019 ausgelegt und werden über die folgenden Stützjahre nicht neu dimensioniert.

Die Strombereitstellung der Hybrid-SOFC im Vergleich zu dem Strombedarf in den Stützjahren 2019, 2030 und 2045 ist in Abbildung 123 dargestellt.

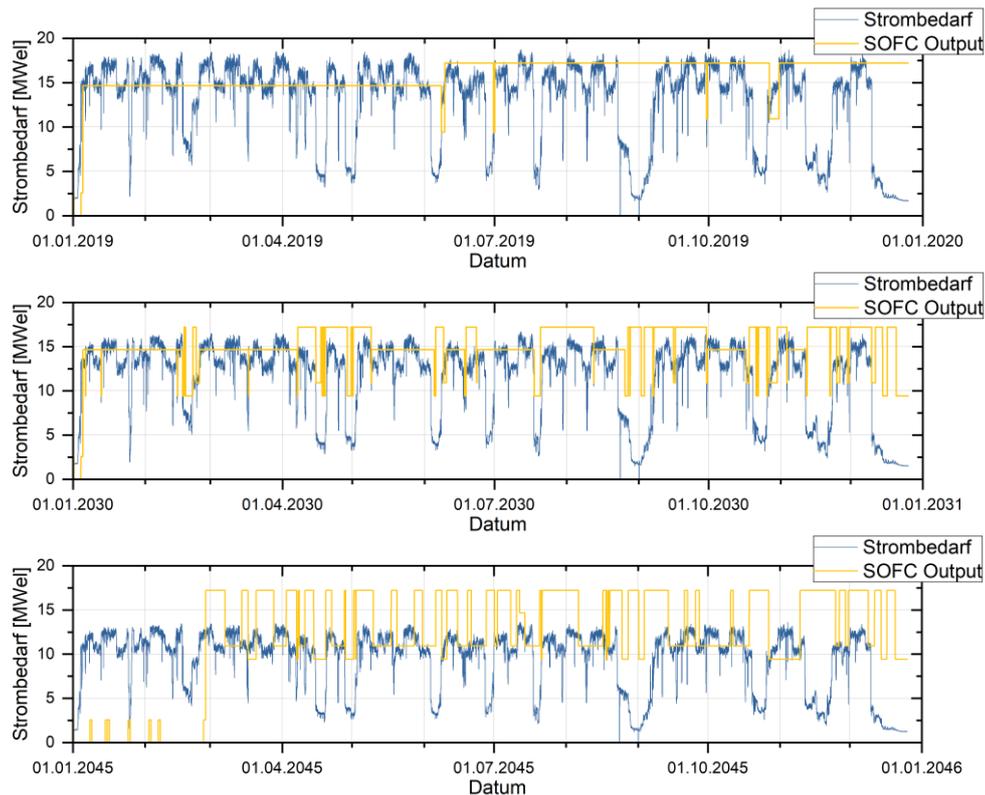


Abbildung 123: Ergebnisse der Jahresrechnungen HS19 (oben), HS30 (Mitte) und HS45 (unten): Strom-Output der Hybrid-SOFC im Vergleich zu der benötigten Last

Über alle Stützjahre werden hohe Deckungsgrade des elektrischen Energiebedarfs des untersuchten Betriebs erzielt. Während im Stützjahr 2019 die Hybrid-SOFC noch überwiegend in Volllast fährt, nimmt der Anteil der Volllaststunden in den zukünftigen Jahren ab. Gleichzeitig steigt die Zahl der Lastwechsel. Dies ist zum einen auf die durch die angenommene Effizienzsteigerung des Betriebes und die damit verbundene Senkung des Energiebedarfs zurückzuführen. Dadurch ist die für 2019 ausgelegte Hybrid-SOFC überdimensioniert, was zu einer zwangsläufigen Stromeinspeisung ins Netz bei hohen Lasten führt. Gleichzeitig fluktuieren die Strompreise in den zukünftigen Stützjahren immer stärker, vgl. Kapitel 0, wodurch die Stromeinspeisung keiner konstanten Rentabilität unterliegt. Stillstände kommen aufgrund der hoch gewählten Strafkosten nur im Jahr 2045 am Anfang des Jahres vor.

In Abbildung 124 ist die Wärmeauskopplung der Hybrid-SOFC im Vergleich zum Wärmebedarf des Industriebetriebs für alle Stützjahre gezeigt.

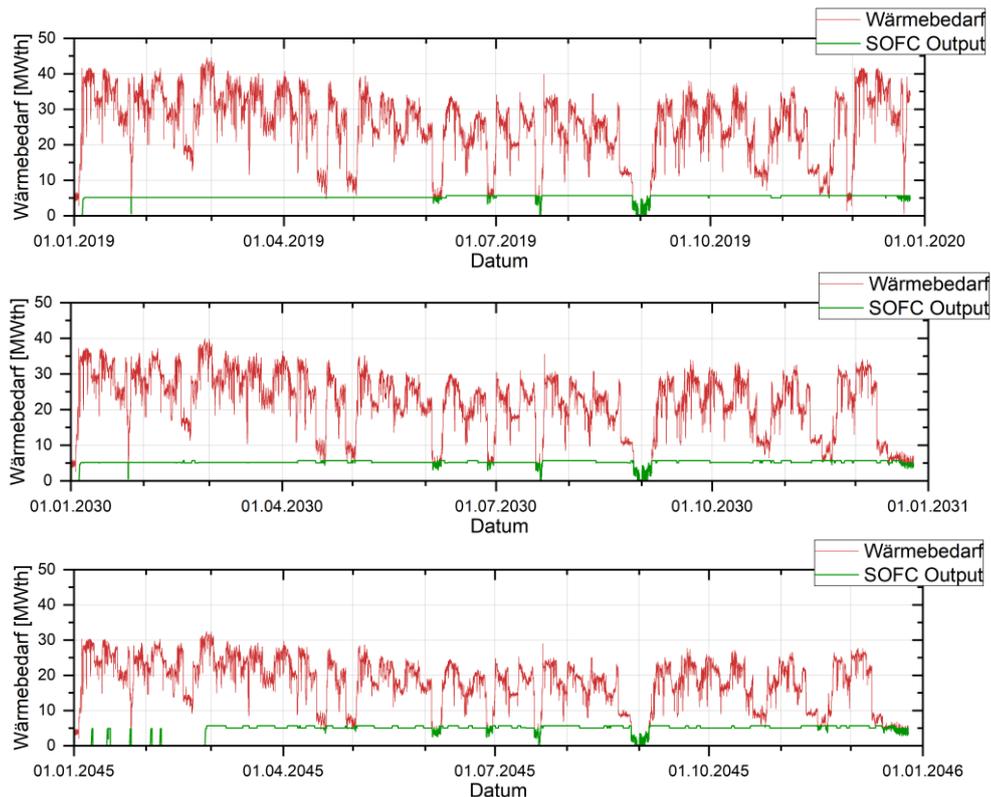


Abbildung 124: Ergebnisse der Jahresrechnungen HS19 (oben), HS30 (Mitte) und HS45 (unten): Wärme-Output der Hybrid-SOFC im Vergleich zu der benötigten Last

Aufgrund der Unabhängigkeit der maximal auskoppelbaren Wärme der Hybrid-SOFC von der bereitgestellten elektrischen Leistung, vgl. bspw. Kennlinien in II.1.2.3, ist das Profil der Wärmebereitstellung in allen Stützjahren weitestgehend konstant. Da der Wärmebedarf sehr viel größer als die maximal auskoppelbare Wärme der Hybrid-SOFC ist, gibt es nur wenige Zeiten über die Jahresprofile, in denen energiereiches Abgas der Hybrid-SOFC verworfen werden muss.

Die Strom- und Wärmebereitstellung der Referenz-Gasturbine sind zum Vergleich in Abbildung 125 und Abbildung 126 dargestellt.

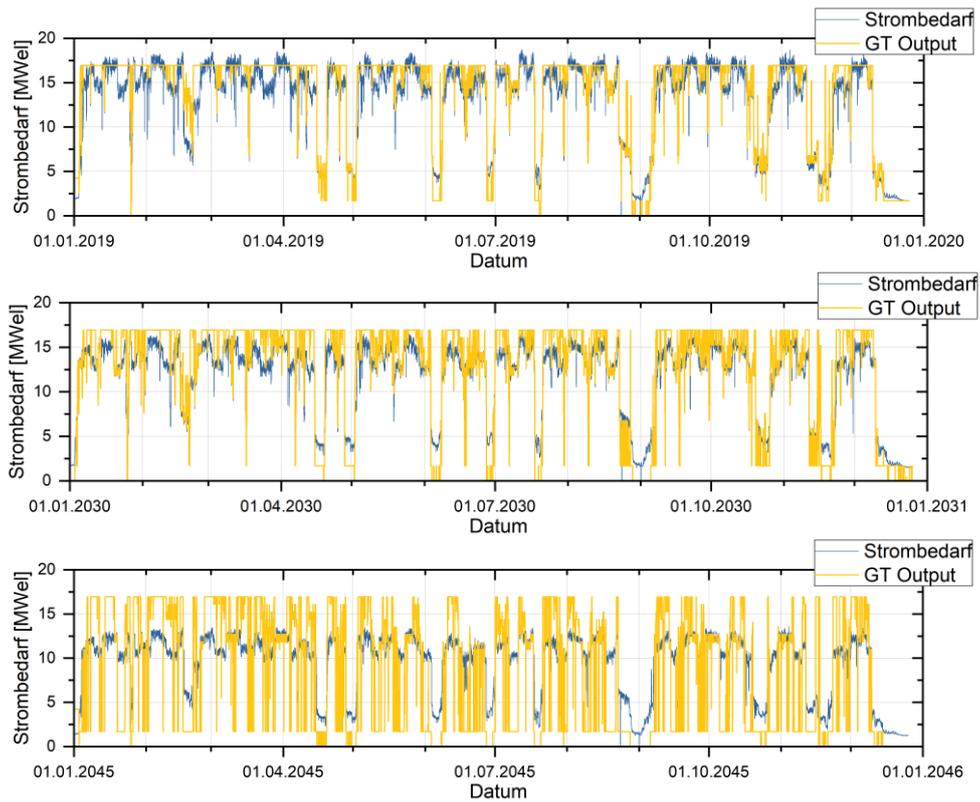


Abbildung 125: Ergebnisse der Jahresrechnungen Ref19 (oben), Ref30 (Mitte) und Ref45 (unten): Strom-Output der Gasturbine im Vergleich zu der benötigten Last

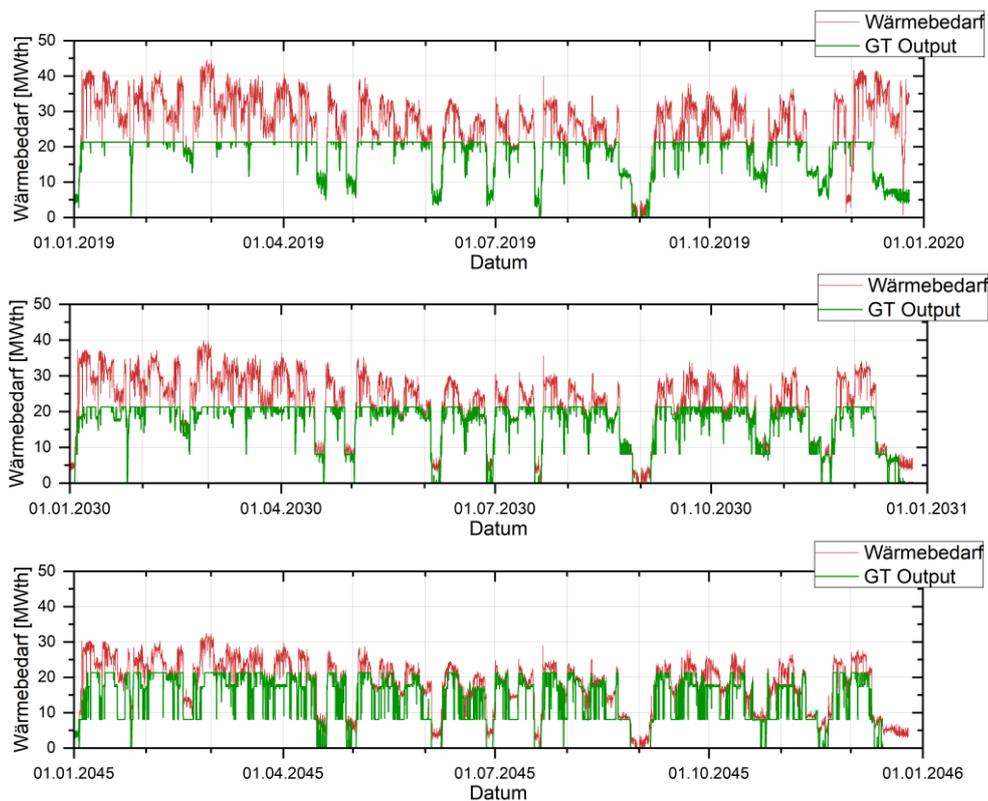


Abbildung 126: Ergebnisse der Jahresrechnungen Ref19 (oben), Ref30 (Mitte) und Ref45 (unten): Wärme-Output der Gasturbine im Vergleich zu der benötigten Last

Die Gasturbine zeichnet sich durch hohe Flexibilität und eine stufenlose Regelung aus. Im Gegensatz zur Hybrid-SOFC ist die maximale Wärmeauskopplung jedoch stark abhängig von der bereitgestellten elektrischen Leistung, wodurch die Wahl des Betriebspunktes von den eingesparten Kosten sowohl des Strom- als auch des Gasbezugs abhängt. Während im Stützjahr 2019 noch überwiegend der Strombedarf ausschlaggebend für die Fahrweise der Gasturbine ist, wird die Betriebsstrategie in den zukünftigen Stützjahren immer stärker vom Wärmebedarf bestimmt. Dies äußert sich darin, dass die Gasturbine häufig in Volllast fährt, obwohl diese den Strombedarf deutlich übersteigt. Im Stützjahr 2045 kommen (ähnlich wie bei der Hybrid-SOFC) häufige Zeiten des Minimallastbetriebs vor, welche durch die stark fluktuierenden Börsenstrompreise zustande kommen. Gleichzeitig ist der Wasserstoffpreis so hoch, dass sich die reine Eigenbedarfsdeckung über die Gasturbine nicht rentiert. Die Anlage fährt entsprechend überwiegend entweder bei hohen Börsenstrompreisen in Volllast oder in Minimallast bei niedrigen Börsenstrompreisen.

Neben dem Deckungsbeitrag sind in Abbildung 127 die Verfügbarkeit, die über das Jahr gemittelten elektrischen und thermischen Wirkungsgrade, der ebenso gemittelte Gesamtnutzungsgrad, sowie die Bedarfsdeckungsgrade der untersuchten KWK-Anlagen im Vergleich dargestellt.

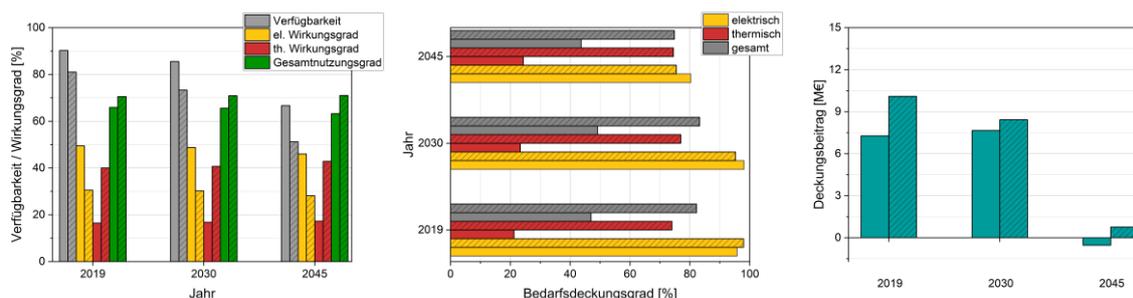


Abbildung 127: Ergebnisse der Jahresrechnungen HS (blank) und Ref (schraffiert) für die Stützjahre 2019 bis 2045: Verfügbarkeit, mittlerer elektrischer und thermischer Wirkungsgrad, sowie mittlerer Gesamtnutzungsgrad (links), Deckungsgrad des elektrischen, des thermischen und des Gesamtbedarfs (Mitte) und Deckungsbeitrag (rechts) des jeweiligen Versorgungskonzepts

Die Verfügbarkeit beider Anlagen sinkt von über 80 % im Jahr 2019 in den zukünftigen Szenarien auf unter 50 %. Der Abfall der Verfügbarkeit der Gasturbine nimmt dabei aufgrund ihrer hohen Flexibilität weniger stark ab als die der Hybrid-SOFC. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei der Hybrid-SOFC auch im Jahresmittel durchweg höher als derjenige der Gasturbine. Jedoch sinkt der mittlere elektrische Wirkungsgrad der Hybrid-SOFC in den zukünftigen Stützjahren aufgrund des vermehrten Teillastbetriebs. Der thermische Wirkungsgrad nimmt entsprechend leicht zu. Dahingegen bleiben die Wirkungsgrade der Gasturbine in allen Stützjahren im Jahresmittel weitestgehend konstant.

Während im Stützjahr 2019 beide KWK-Anlagen hohe elektrische Bedarfsdeckungsgrade erzielen (> 95 %), sinken diese in den zukünftigen Stützjahren. Die thermischen Bedarfsdeckungsgrade der Gasturbine sind durchweg hoch (> 70 %), was auch zu einem hohen Deckungsgrad des Gesamtenergiebedarfs führt.

Die Analyse der Deckungsbeiträge ergab ein Defizit der Hybrid-SOFC im Vergleich zur Referenztechnologie in allen Stützjahren. Den höchsten Deckungsbeitrag erzielt die Hybrid-SOFC dabei im Stützjahr 2019 mit 7,3 Mio. €. Der Deckungsbeitrag der Gasturbine liegt im selben

Jahr um über 3 Mio. € höher. Dieses Ergebnis hat verschiedene Gründe haben: Einerseits wurden die Strafkosten für beide Anlagen unterschiedlich gewählt, um der sinkenden Lebensdauer der SOFC-Stacks mit vermehrten Lastwechseln Rechnung zu tragen. Ausschlaggebend ist jedoch die Bedarfsstruktur des untersuchten Betriebs. Trotz höherer Verfügbarkeit der Hybrid-SOFC, ist ihr Deckungsgrad des Gesamtenergiebedarfs deutlich geringer als der der Referenztechnologie. Dadurch ist ihr theoretisches Potential zur Kosteneinsparung und damit zur Generierung eines Deckungsbeitrags geringer. Trotz dessen und trotz ihrer hohen Flexibilität erreicht die Gasturbine im Stützjahr 2045 nur noch einen leicht positiven Deckungsbeitrag von 760.000 €, wohingegen der Betrieb der Hybrid-SOFC ein Minus von 540.000 € im Vergleich zur getrennten Erzeugung hinterlässt.

Diese Ergebnisse sind nicht als Optimum zu verstehen, da sie stark von den gewählten Strafkosten abhängen. Weiterhin ist eine Erhöhung der Deckungsbeiträge bei Integration von Last- und Preisprognosen in die Wahl der Betriebspunkte zu erwarten. Nichtsdestotrotz deuten die hier vorgestellten Ergebnisse stark daraufhin, dass beide KWK-Technologien im Jahr 2045 nur schwer wirtschaftlich für die Versorgung des hier untersuchten Industriebetriebs eingesetzt werden können. Neben o.g. Anpassungen wäre auch ein Downscaling der (oder von vornherein kleiner dimensionierte) KWK-Anlagen denkbar, sodass die Volllast der Erzeugung (höchster Wirkungsgrad) besser mit der reduzierten Volllast des Bedarfs in den zukünftigen Stützjahren zusammenfällt.

Als weitere Flexibilitätsoption wurde sowohl die Hybrid-SOFC als auch die Gasturbine um einen Elektro-Heizkessel erweitert, für den ebenso wie für den Gaskessel angenommen wurde, dass er den gesamten Wärmebedarf des Betriebs decken kann. Modelltechnisch wird somit für die äußeren Kosten  $C_{outer}$ , vgl. Kapitel II.1.3.2, jeweils das Minimum aus den Kosten für den Gaskessel und den Kosten für den Elektro-Heizkessel berücksichtigt. Die Ergebnisse der Jahresrechnungen für das Stützjahr 2045 sind in Abbildung 128 für die Hybrid-SOFC und in Abbildung 129 für die Gasturbine dargestellt.

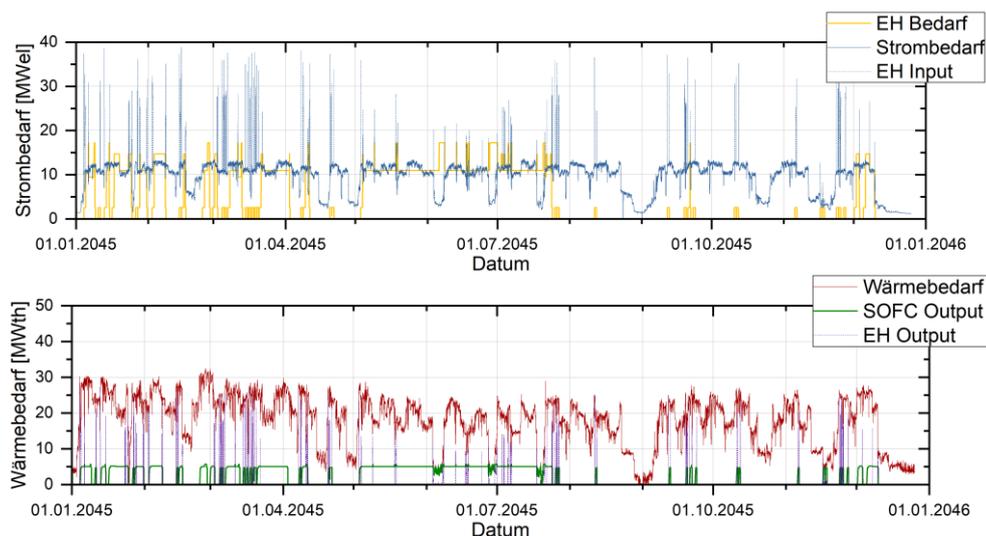


Abbildung 128: Ergebnisse der Jahresrechnungen HSFlex45. Oben: Strom-Output der Hybrid-SOFC im Vergleich zum Strombedarf (gestrichelt + Elektro-Heizkessel). Unten: Wärme-Output der Hybrid-SOFC und des Elektro-Heizkessels (gestrichelt) im Vergleich zum Wärmebedarf

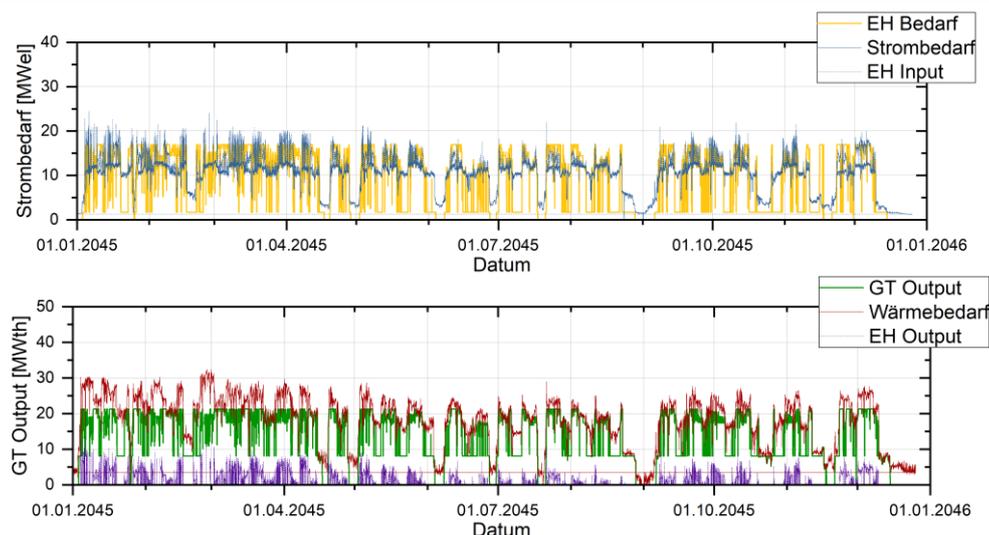


Abbildung 129: Ergebnisse der Jahresrechnungen RefFlex45. Oben: Strom-Output der Gasturbine im Vergleich zum Strombedarf (gestrichelt + Elektro-Heizkessel). Unten: Wärme-Output der Gasturbine und des Elektro-Heizkessels (gestrichelt) im Vergleich zum Wärmebedarf

Der Einsatz eines Elektro-Heizkessels bringt nach den Modellrechnungen keine nennenswerte Verbesserung im Vergleich zu den alleinstehenden KWK-Anlagen im Stützjahr 2045. Dies liegt zum einen an der Preisstruktur des betrachteten Szenarios. Der angenommene Industriestrompreis ist zu hoch, als dass der Elektro-Heizkessel in der alleinstehende Wärmeversorgung mit dem Gaskessel konkurrieren könnte. Gleichzeitig sind die Gas- (bzw. Wasserstoff-)preise so hoch, dass die Erzeugung mittels KWK-Anlage sich nicht rechnet. Die Gründe dafür liegen unterschiedlich bei der Hybrid-SOFC und der Referenzgasturbine: Die geringe Effizienz der Gasturbine macht die Einspeisung des erzeugten Stroms in den Elektro-Heizkessel nur in sehr wenigen Stunden rentabel. Diese Technologie fährt daher wie in der Jahresrechnung ohne Flex-Option primär den Wärmebedarf ab. Der so zusätzlich eingesparte Wasserstoff sorgt zumindest für einen geringen positiven Deckungsbeitrag. Die Hybrid-SOFC ist zwar effizienter, jedoch rentiert sich ihr Betrieb ohne Überproduktion von Strom und den damit verbundenen Zusatzerlös aufgrund ihres geringeren Gesamtnutzungsgrads nicht. Die genutzte Börsenstrompreisreihe bewegt sich dabei im Großteil des Jahres um etwa 20 ct/kWh und damit sehr nahe bei den Grenzkosten des Hybrid-SOFC-Betriebs in diesem Szenario. Dies führt dazu, dass die Hybrid-SOFC sehr häufig Anfahrversuche unternimmt, diese dann aber wieder abbricht, da die rentablen Zeiträume nur sehr kurz sind. Die langen Betriebszeiten bspw. im Sommer sind dabei nur von geringen Mehrerlösen begleitet, die sich nur wenig positiv auf den Gesamtdeckungsbeitrag auswirken. Durch die zusätzlichen langen Betriebszeiten im ineffizienten Standby-Modus werden sogar noch größere Defizite erzeugt als ohne Flex-Option. Um das Potential möglicher Entwicklungen der Hybrid-SOFC abzuschätzen, wurde zusätzlich eine Jahresrechnung HSFlexplus für eine Hybrid-SOFC mit auf 55 % erhöhten elektrischen Wirkungsgrad und einer halbierten Anfahrzeit von 10 Stunden durchgeführt. Die Ergebnisse der Jahresrechnungen sind in Abbildung 130 zu sehen.

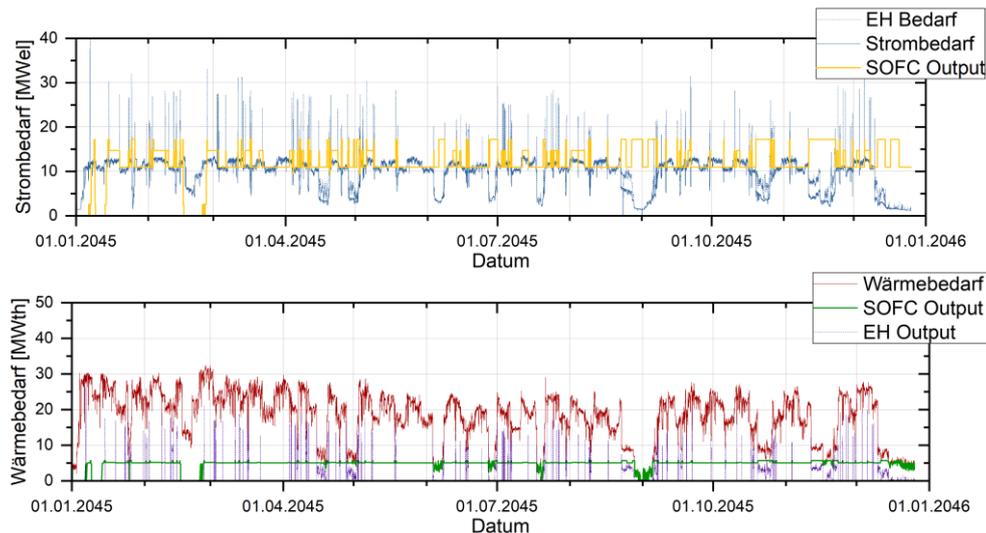


Abbildung 130: Ergebnisse der Jahresrechnungen HSFlex45+. Oben: Strom-Output der Hybrid-SOFC im Vergleich zum Strombedarf (gestrichelt + Elektro-Heizkessel). Unten: Wärme-Output der Hybrid-SOFC und des Elektro-Heizkessels (gestrichelt) im Vergleich zum Wärmebedarf

Durch die höhere Effizienz werden die An- und Abfahrvorgänge in dieser Variante deutlich reduziert, was zu einem hohen Deckungsgrad des elektrischen Energiebedarfs von > 90 % führt. Dadurch wird ein Deckungsbeitrag von 1,2 Mio € erzielt. Die Deckungsbeiträge und Deckungsgrade des Gesamtenergiebedarfs sind zusammenfassend für die verschiedenen untersuchten Varianten in Abbildung 131 dargestellt.

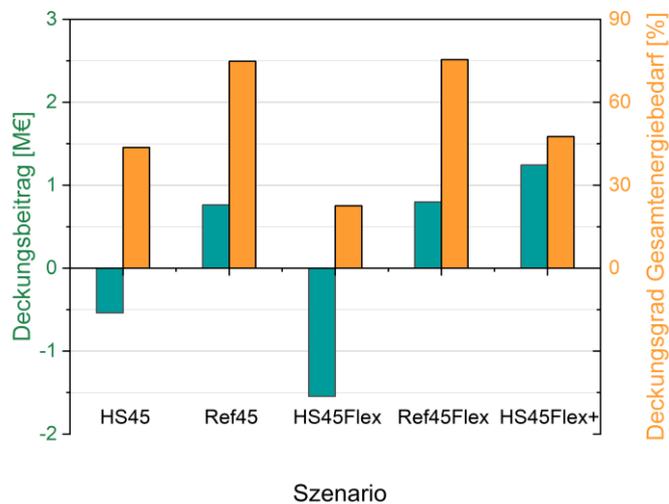


Abbildung 131: Deckungsbeiträge und Deckungsgrade des Gesamtenergiebedarfs von Hybrid-SOFC, Gasturbine und Kombinationen mit einem Elektro-Heizkessel für das Stützjahr 2025

Auch mit Effizienzsteigerung und Flexibilitätsoption ist die Hybrid-SOFC im Stützjahr 2025 nur wenig rentabel. Auch dieses Ergebnis ist nicht als Optimum zu verstehen. Durch Anpassung der Dimensionierung, der zulässigen Betriebszustände der Flex-Technologie und Erweiterung des Versorgungskonzepts können potenziell höhere Deckungsbeiträge erzielt werden. Ebenso ist die Integration von Last- und Preisprognosen in die Steuerung der Hybrid-SOFC vielversprechend.

Die Ergebnisse verdeutlichen die Schwierigkeiten beim Einsatz von KWK zur Versorgung von Industriebetrieben in der zukünftigen Energiewelt. Gleichzeitig zeigen sie Möglichkeiten und Potentiale auf, wie mit Effizienz- und Flexibilitätssteigerung der KWK auch in zukünftigen

Stützjahren Deckungsbeiträge generiert werden können. Die Erweiterung dieser Untersuchungen auf andere Zukunftsszenarien und auf Industriebetriebe aus anderen Wirtschaftszweigen sollte in zukünftigen Projekten erfolgen, um einen umfassenden Potentialraum verschiedener KWK-Anlagen darstellen zu können. Mit dem hier eingesetzten Kennlinien- und Einsatzmodell steht hierfür ein wertvolles Werkzeug zur Verfügung, das in zukünftigen Projekten innerhalb der Forschungsinfrastruktur weiterentwickelt werden kann.

### 2.3 Integration in das Gesamtsystem

Im Folgenden werden die beiden vorgestellten und für die Szenarioanalysen verwendeten Modelle der PAFC-Anlage und des SOFC-Systems in Quartiersmodelle integriert. Dafür wird zunächst dargestellt, wie auf Basis der Analyse der Siedlungstypologie von NRW die, auch im Vergleich zu den übrigen Bundesländern, für das Bundesland NRW charakteristische Siedlungstypologie identifiziert wurden. Davon ausgehend wurden zwei Referenzquartiere charakterisiert sowie dimensioniert. Anschließend wurden Last- und Erzeugerprofile für ein Basisjahr und zwei Stützjahre für die Quartiere erstellt und das Gesamtsystem wurde mit den Anlagenmodellen zusammen simuliert. Die Ergebnisse für die definierten Szenarien werden schließlich dargestellt und analysiert.

#### 2.3.1 Auswahl und Charakterisierung von Referenzquartieren NRW

Zur Untersuchung der Einbindung der SOFC- und PAFC-Systeme in bestehende Quartierstrukturen wurden zwei Referenzquartiere charakterisiert und modelliert, die charakteristisch für das Land NRW sind. Auf Basis der Analyse der Siedlungstypologie wurde die für das Bundesland NRW charakteristische Siedlungstypologie gemäß der Typologisierung aus dem Forschungsprojekt „IntegraNet“ [55] identifiziert. Dafür wurden die NUTS3-Regionen hinsichtlich ihrer Siedlungstypologie klassifiziert, indem für jede Region der prozentuale Anteil je Typologie an der bebauten Fläche bestimmt wurde. NRW ist ein Bundesland, das durch vergleichsweise viele Ballungsräume geprägt ist. Daher ist die Typologie 4 „Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung“ häufig anzutreffen.

In Abbildung 132 ist der prozentuale Anteil dieser Typologie für die NUTS3-Regionen in NRW dargestellt. Besonders im Rheinland und im Ruhrgebiet ist diese Typologie vorzufinden. Den höchsten Anteil macht sie in Düsseldorf mit ca. 38 %, in Köln mit ca. 32 % und in Gelsenkirchen mit ca. 29 % aus. In Heinsberg und Euskirchen hat sie mit unter 1 % den geringsten Anteil.

Im Vergleich zwischen den Bundesländern ist die Typologie „Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung“ in NRW am prägendsten, siehe Abbildung 133. Daher wird diese Typologie als Referenz ausgewählt. Wie in [55] beschrieben, bildet die Typologie 4 „Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung“ eine Wohnsiedlungsstruktur in vorstädtischer Lage ohne Einfamilienhäuser ab. Typischerweise sind die Gebäude parallel angeordnet, haben alle dieselbe Dachausrichtung und die Gebäudedichte ist relativ niedrig. Sie besteht aus 39 Mehrfamilienhäuser, die jeweils sechs Wohneinheiten beinhalten. Die Straßenfrontlänge, die Kabel und Leitungen überbrücken müssen, um die Gebäude miteinander zu verbinden, beträgt 60 m.

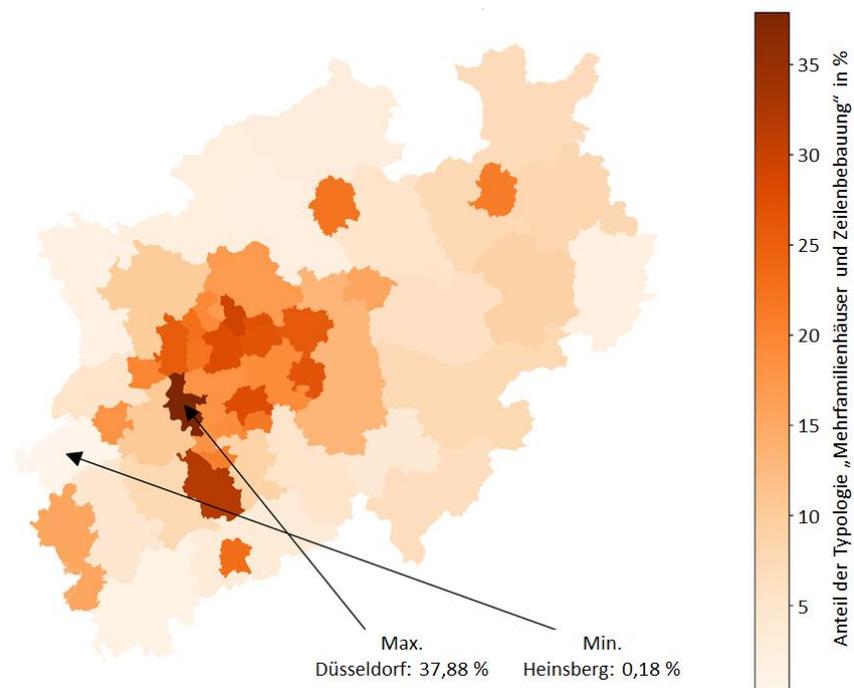


Abbildung 132: Anteil der Typologie 4 „Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung“ in % in den NUTS3-Regionen in NRW

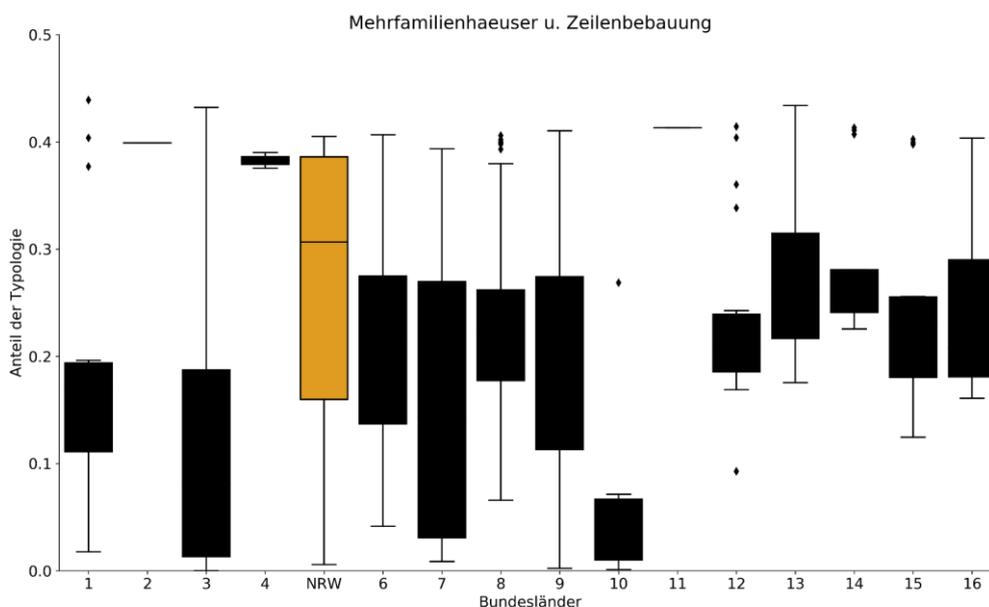


Abbildung 133: Vergleich des Anteils der Typologie „Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung“ an der Bebauung der NUTS3-Regionen für die Bundesländer Deutschlands

Für die Szenarioanalyse auf der Quartiersebene wurde ein am GWI entwickeltes Tool, welches typologiespezifische Sanierungsszenarien erstellen kann, genutzt, um den zukünftigen Sanierungsstand der Gebäude für die Stützjahre 2030 und 2045 zu bestimmen. Es ist eine mittlere jährliche Sanierungsrate von 2 % für die Gesamtheit aller Typologien zu Grunde gelegt. Dabei ergeben sich für die spezifischen Typologien, hier „Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung“, abhängig von der ursprünglichen Gebäudealtersverteilung unterschiedliche Sanierungsraten. [55]

Im darauffolgenden Schritt wurden die Jahresenergiebedarfe für Strom und Wärme dieser Typologie für den Status Quo (2019) und die Stützjahre mithilfe der TABULA Gebäudetypologie [56] und dem Sanierungsstand ermittelt. Die gebäude- bzw. quartierspezifischen Strom- und Wärmebedarfsprofile wurden anhand der Wetterdaten für das Jahr 2012 mithilfe der VDI-Norm 4655 ermittelt [57]. Diese Zwischenergebnisse ermöglichten eine plausible Dimensionierung der Referenzquartiere für die Nutzungspfade des PAFC- und Hybrid-SOFC-Systems. Für die einfache Typologie (Quartier 1) wurde das Hybrid-SOFC-System mit der geringsten verfügbaren Nennleistung von 230 kW gewählt. Da noch ein System mit einer anderen Nennleistung untersucht werden sollte, wurde eine weitere passende Dimensionierung benötigt. Für eine dreifache Typologie (Quartier 2) wurde das nächstgrößere Hybrid-SOFC-System mit 1 MW als passend identifiziert. Die Jahresdauerlinien für beide Quartiere, anhand derer die Dimensionierung der Anlagen erfolgte, sind in Abbildung 134 dargestellt.

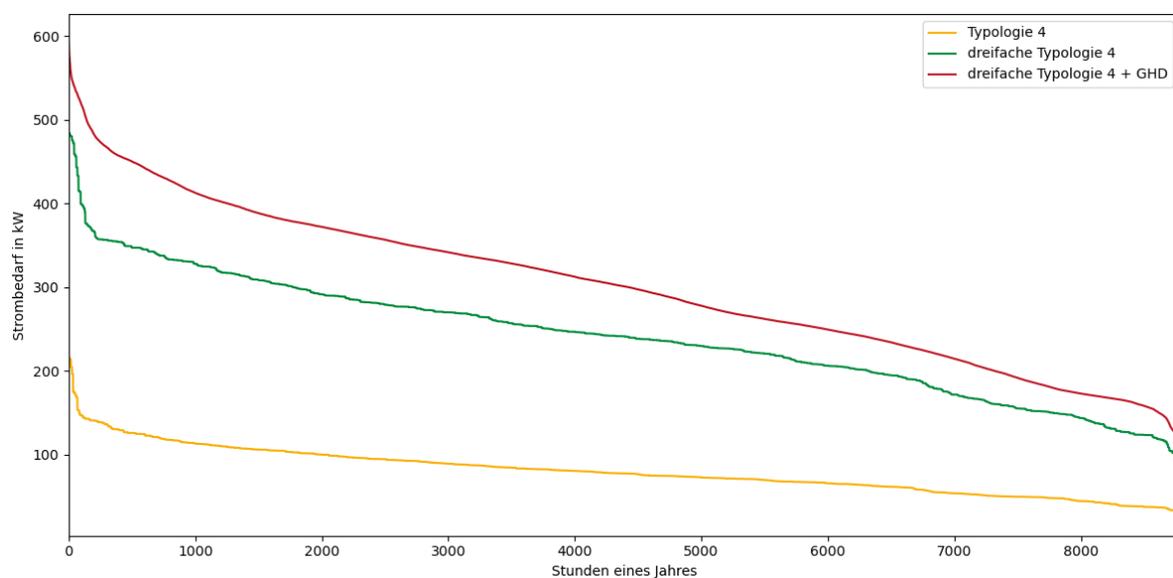


Abbildung 134: geordnete Jahresdauerlinie Strom für die einfache und dreifache Typologie 4 und für die dreifache Typologie 4 mit einem GHD-Gebäude

Das PAFC-System wird in einem GHD-Gebäude, einem Büro, eingesetzt, das mit der dreifachen Typologie kombiniert wird (Quartier 3). Das Hybrid-SOFC-System speist in ein Wärmenetz ein, um die Quartiere mit Wärme zu versorgen. Demnach wurde als Referenzszenario eine Versorgung der Quartiere über ein größeres konventionell gespeistes Wärmenetz gewählt. Für das Quartier 3 findet die Wärmeversorgung im Referenzfall für das GHD-Gebäude über eine Wärmepumpe statt. Die Wohngebäude werden stets über Einzeltechnologien versorgt, die entsprechend dem Elektrifizierungsszenario der dena Studie verteilt wurden [54]. Eine Übersicht der Referenzquartiere inkl. der ausgewählten Strom- und Wärmeerzeugungstechnologien für die Referenz- und die Szenarioanalyse von Brennstoffzellenkonzepten zeigen die Tabelle 13 und die Tabelle 14 im folgenden Kapitel 2.3.2.

Um die Strombedarfsprofile der drei Referenzquartiere weiter zu spezifizieren, wurde eine Methodik zur Ermittlung der aktuellen und zukünftigen quartierspezifischen Ladeinfrastruktur für private Elektrofahrzeuge entwickelt. Dieser Baustein wurde erfolgreich zur Ermittlung des quartierspezifischen Summenladeprofils eingesetzt.

Zur Ermittlung der benötigten quartierspezifischen Ladeinfrastruktur für private Elektrofahrzeuge wird im ersten Schritt die Anzahl der privaten Elektrofahrzeuge in den Quartieren für die

Stützjahre benötigt. Für das Basisjahr 2019 wird über die Anzahl der Autos in Deutschland [58] und dem prozentualen Anteil der Haushalte in NRW, die kein, ein, zwei oder drei und mehr Autos besitzen [59] die Anzahl der Autos in den Quartieren berechnet. Über das Verhältnis der Anzahl der E-Autos in Deutschland [58] zu der Anzahl Autos wird die Zahl der E-Autos in den Quartieren bestimmt. Um die Anzahl der E-Autos für die Quartiere hochzurechnen, werden für die Jahre 2030 und 2045 Prognosen für die Anzahl der Autos [60] und Prognosen für E-Autos in Deutschland verwendet, die im Rahmen des Kapitels 3 „Ökonomische Systemanalyse“ entwickelt wurden. In Tabelle 10 ist das Ergebnis für die betrachteten Quartiere dargestellt.

Tabelle 10: Anzahl E-Autos in den Stützjahren in den betrachteten Quartieren

	2019	2030	2045
Quartier 1	0	75	170
Quartier 2 und 3	0	225	511

Im zweiten Schritt wird zuerst die Verteilung der Haushalte nach Anzahl Personen je Haushalt im Quartier bestimmt, siehe Tabelle 11, wobei für die Stützjahre konstante Werte angenommen werden. Jedem Haushalt wird zufällig eine Anzahl Autos mit der Bedingung zugewiesen, dass nicht mehr Autos als Personen im Haushalt vorhanden sein sollen. Die E-Autos werden den Haushalten zufällig mit der Bedingung zugeordnet, dass nicht mehr E-Autos als generell Autos zugeordnet werden dürfen. Jedem E-Auto wird ein spezifisches E-Mobilitätsprofil zugeteilt [61].

Tabelle 11: Prozentualer Anteil der Haushalte in NRW nach Tabelle 12211-14 aus dem Mikrozensus [62] und davon abgeleitete Verteilung der Haushalte für die Typologie 4

	Einpersonenhaushalt	2 Personen	3 Personen	4 Personen	5 und mehr Personen
Prozentualer Anteil Haushalte NRW	20	33	17	19	10
Anzahl Haushalte Typologie 4	46	78	41	45	24

Aufgrund der Beschaffenheit der Quartiere ist anzunehmen, dass das Laden der E-Autos überwiegend oder vollständig über öffentliche Ladesäulen erfolgen wird. Deswegen wird analysiert, wie viele Ladesäulen für möglichst niedrige Wartezeiten benötigt werden. Das erstellte Python-Modell erhält die Ladeprofile der E-Autos in den Quartieren als Inputdaten. Welches E-Auto zuerst einen Ladebedarf hat, besetzt eine Ladesäule. Sind alle Ladesäulen besetzt, wird der Ladebedarf eines Autos verzögert, bis eine Ladesäule frei wird. Das Modell iteriert über mögliche Anzahlen an Ladesäulen, bis die maximalen Wartezeiten mit 15 Minuten verhältnismäßig kurz werden. Das Ergebnis ist in Tabelle 12 dargestellt. Die durch die Wartezeiten modifizierten Ladeprofile werden als Summenladeprofil in den Simulationen verwendet.

Tabelle 12: Anzahl Ladesäulen und Autos pro Ladesäule in den Quartieren

Quartier und Stützjahr	Anzahl Ladesäulen	E-Autos pro Säule
Quartier 1 2030	19	3,94
Quartier 1 2045	40	4,5
Quartier 2 & 3 2030	50	4,25
Quartier 2 & 3 2045	111	4,6

Ein zweiter Modellbaustein, der entwickelt und angewandt wurde, dient der Bestimmung der quartiersspezifischen Stromerzeugungsprofile durch private PV-Anlagen. Dafür wird ermittelt, wie viele PV-Anlagen mit wie viel Nennleistung in den Quartieren in den betrachteten Jahren zu erwarten sind. Für das Basisjahr wird der Ist-Zustand betrachtet. Über eine Segmentierung mit Machine Learning Methoden werden für NRW die PV-Flächen ermittelt und die installierte Leistung berechnet [61]. Diese wird zur Verifizierung mit der installierten Leistung laut Marktstammdatenregister verglichen [63], wobei sich eine Abweichung von unter 5 % ergibt. Die Betrachtung wird reduziert auf Flächen der Typologie 4, die mindestens eine PV-Anlage enthalten. Als Ergebnis erhält man eine durchschnittliche Leistung von 4,78 kW je Anlage und 0,088 Anlagen je Gebäude.

Für den PV-Zuwachs wird auf Basis des Marktstammdatenregisters die jährliche Zuwachsrate bestimmt und ein Polynom auf diese gefittet, um den zukünftigen Ausbau anzunähern. Für 2045 ergeben sich demnach für die Typologie 4 sieben PV-Anlagen mit einer Leistung von jeweils 6,86 kW, was dem Mittelwert der letzten acht Jahre entspricht. Die Überprüfung, ob es genug Potential für den ermittelten Ausbau gibt, wird auf Basis des Solarkatasters NRW PV [64] durchgeführt. Die Potentialflächen werden auf die Typologie 4 reduziert und typische Potentialflächen und ihre Anzahl in der Typologie werden bestimmt. Nach dieser Methodik können bis zu 28 PV-Anlagen mit der vorher ermittelten Leistung in der Typologie 4 installiert werden.

Die generierten Bedarfsprofile für private E-Mobilität und die Erzeugungsprofile privater PV-Anlagen werden mit den gebäudespezifischen Strombedarfsprofilen zusammengeführt, sodass die Residuallast der Quartiere bestimmt und als Einflussgröße berücksichtigt werden kann.

Die Wohngebäudestruktur des Quartiers 3 entspricht Quartier 2. Zusätzlich wird ein GHD-Gebäude integriert, das in den Szenarien durch ein PAFC-System mit Wärme versorgt wird. Daher wird für die Wärmeversorgung der Wohngebäude statt auf ein Wärmenetz auf eine Einzelobjektversorgung zurückgegriffen.

### 2.3.2 Brennstoffzellenkonzepte in der Quartiersversorgung

Um die Effekte und Potenziale der Brennstoffzellenkonzepte in der Quartiersversorgung untersuchen zu können, wird eine Szenarioanalyse ausgehend von dem Basisjahr 2019 für die Jahre 2030 und 2045 durchgeführt. Hierzu werden die drei zuvor charakterisierten Quartiere zunächst mit den für das jeweilige Stützjahr repräsentativen konventionellen Referenztechnologien für die Strom- und Wärmebereitstellung modelliert, siehe Kapitel 2.3.1 und Tabelle 13.

Tabelle 13: Übersicht der Use Cases zur Szenarioanalyse der Referenztechnologien in der Quartiersversorgung

Nr.	Typologie	Strombereitstellung	Wärmebereitstellung	Flexibilitätstechnologien
Quartier 1	<b>1-fache Typologie 4</b>	Strommix öffentl. Netz + quartiersspez. PV	Fernwärmemix D/NRW	keine
Quartier 2	<b>3-fache Typologie 4</b>	Strommix öffentl. Netz + quartiersspez. PV	Fernwärmemix D/NRW	keine
Quartier 3	<b>3-fache Typologie 4 + GHD</b>	Strommix öffentl. Netz + quartiersspez. PV	Technologiemix gem. dena "Elektrifizierung 80"	keine

Für jedes Referenzquartier wurden je Stützjahr unterschiedliche Energieversorgungskonzepte als Use Cases definiert. Pro Quartier wurde im Rahmen der Simulationsstudie ein konventionelles Energieversorgungskonzept (Referenzkonzept) und je ein Brennstoffzellenkonzept ohne und mit zusätzlichen Flexibilitätstechnologien untersucht, siehe Tabelle 13 und Tabelle 14. Die Brennstoffzellenkonzepte wurden zudem hinsichtlich der Auswirkung unterschiedlicher Regelungsstrategien untersucht. Hierbei wurden die stromgeführte und die strompreisorientierte Regelung fokussiert.

Anschließend erfolgt die Modellierung der jeweiligen Brennstoffzellenkonzepte mit PAFC bzw. Hybrid-SOFC-System, wobei verschiedene Use Cases untersucht werden. Die Use Cases wurden so gewählt, dass die betrieblichen und ökologischen Effekte von zusätzlichen Flexibilitätstechnologien und optionalen Regelungsstrategien bewertet werden können. Dazu werden die zur Verfügung gestellten Einzelmodelle der Anlagensysteme in das Quartiersmodell eingebunden.

Tabelle 14: Übersicht der Use Cases zur Szenarioanalyse von Brennstoffzellenkonzepten in der Quartiersversorgung

Nr.	Typologie	Strombereitstellung	Wärmebereitstellung	Flexibilitätstechnologien
Quartier 1	<b>1-fache Typologie 4</b>	Strommix öffentl. Netz + quartiersspez. PV <b>+ Hybrid-SOFC</b>	<b>Hybrid-SOFC 200 kW</b> + Heizkessel	+ Wärmespeicher + Elektro-Heizkessel
Quartier 2	<b>3-fache Typologie 4</b>	Strommix öffentl. Netz + quartiersspez. PV <b>+ Hybrid-SOFC</b>	<b>Hybrid-SOFC 1 MW</b> + Heizkessel	+ Wärmespeicher + Elektro-Heizkessel
Quartier 3	<b>3-fache Typologie 4</b> <b>+ GHD</b>	Strommix öffentl. Netz + quartiersspez. PV <b>+ PAFC</b>	Technologiemix gem. dena "Elektrifizierung 80" <b>+ PAFC</b> + Wärmespeicher	+ AKM + Kältespeicher

### 2.3.3 Ergebnisse Szenarioanalyse

#### Quartier 1

##### Strombedarfsorientierte Regelung

Die strombedarfsorientierte Regelung regelt die elektrische Leistung des SOFC-Modells in Abhängigkeit vom Strombedarf des jeweiligen Quartiers. Ziel dieser Regelung ist es, mit der elektrischen Leistung des Hybrid-SOFC-Systems dem Verlauf des Strombedarfs des Quartiers möglichst genau zu folgen, um den Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu minimieren. Dies wird durch die Teillastfähigkeit der SOFC ermöglicht. Durch das Anfahren verschiedener Teillaststufen soll der Strom möglichst bedarfsgerecht für das jeweilige Quartier zu Verfügung gestellt werden. Um die Teillastfähigkeit des SOFC-Systems optimal auszunutzen, sollte die Leistung der Anlage auf den Strombedarf angepasst sein. In Abbildung 135 ist ein Wochenverlauf der Leistung der Anlage zu sehen. Es handelt sich dabei um eine Winterwoche.

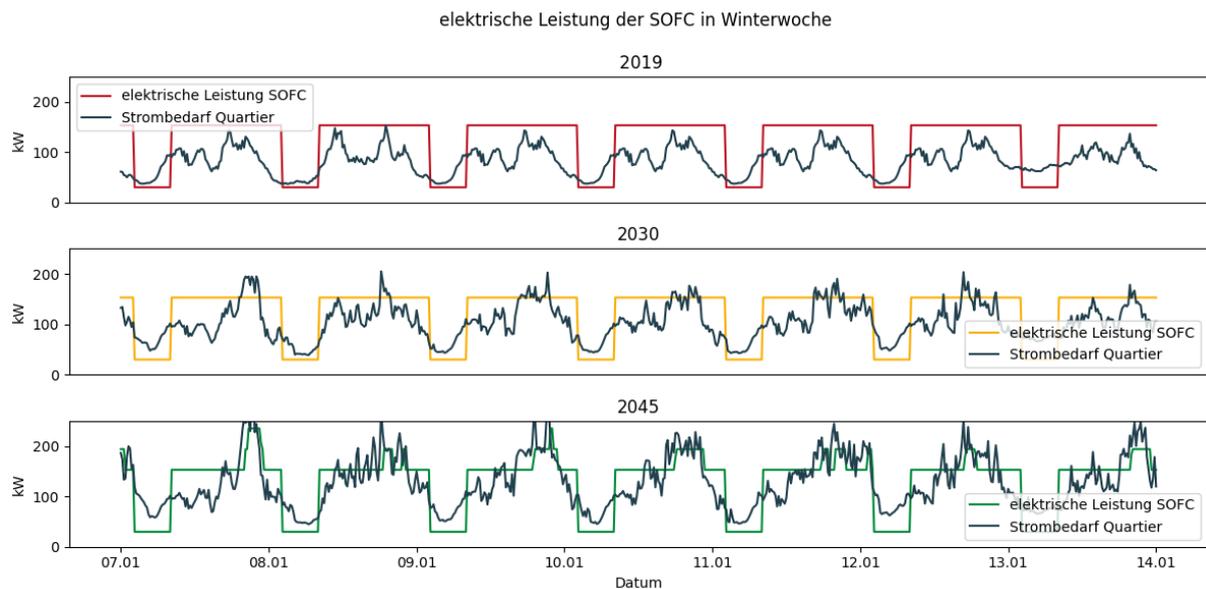


Abbildung 135: Elektrische Leistung des Hybrid-SOFC-Systems und Strombedarf von Quartier 1 für eine Winterwoche vom 07.01. bis zum 14.01. im Vergleich für die Jahre 2019, 2030 und 2045 mit strombedarfsorientierter Regelung

Der Abbildung lässt sich entnehmen, dass das SOFC-Modell in der Simulation vier verschiedene Lastzustände anfährt. Das Hybrid-SOFC-System hat in diesem Quartier eine Nennleistung von 235 kW. Ein Leistungszustand ist der ausschließliche Betrieb der Gasturbine mit einer Leistung von rd. 30 kW (12,7 % der Nennleistung). Außerdem sind drei weitere Teillaststufen in Höhe von 153 kW (65 %), 194 kW (82,5 %) und 235 kW (100 %) erkenntlich. Abweichend von der realen Anlage ist keine Laststufe in Höhe von 50 % der Volllast vorhanden. Die Abbildung zeigt ebenfalls den Verlauf des Strombedarfes des Quartiers für die verschiedenen Jahre. Es ist zu erkennen, dass die Bedarfe mit den Jahren zunehmen. Zum einen trifft dies auf die minimale Last in der Nacht zu, es steigen jedoch auch die Tagesspitzen zum Abend.

Beim Vergleich der Leistung des Hybrid-SOFC-Systems mit dem Strombedarf des Quartiers fällt auf, dass das System im Jahr 2019 tagsüber teilweise mehr Strom produziert, als das Quartier benötigt. Die maximal angefahrte Leistung des Hybrid-SOFC-Systems befindet sich im Jahr 2019 auf der Höhe der höchsten Bedarfsspitzen. Dabei läuft die Anlage zu keinem Zeitpunkt unter Volllast. Der dabei überschüssig produzierte Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist. In der Nacht hingegen lässt sich erkennen, dass die Anlage zu wenig Strom für das Quartier erzeugt. Zu diesen Zeiten wird Strom aus dem Netz bezogen. Es zeigt sich somit, dass das Hybrid-SOFC-System im Jahr 2019 nur begrenzt dem Verlauf des Strombedarfs folgen kann. Im Jahr 2030 lässt sich erkennen, dass der Bedarf zweitweise die aktuelle Leistung des SOFC-Systems überschreitet. Auch hier läuft die Anlage nicht unter Volllast. Im Jahr 2045 zeigt sich hingegen, dass es auch Zeiträume gibt, in denen das Hybrid-SOFC-System unter Volllast betrieben wird. Die Anlage passt sich mit ihren verschiedenen Laststufen dynamisch an den Strombedarf des Quartiers an. Dies führt dazu, dass tagsüber weniger Stromüberschüsse vorhanden sind. Das Verhalten der Anlage in der Nacht ändert sich jedoch im Vergleich zum Jahr 2019 nicht. Der Bedarf in der Nacht hingegen steigt bis 2045. Dies hat zur Folge, dass 2045 in der Nacht mehr Strom aus dem Netz bezogen werden muss als noch 2019.

Das häufigere Anfahren von höheren Laststufen mit steigendem Strombedarf des Quartiers ist auch im Jahresverlauf der elektrischen Leistung des Hybrid-SOFC-Systems in Abbildung 136

erkennbar. Im Jahr 2019 wird das System noch hauptsächlich auf der geringsten Laststufe betrieben. Nur zu wenigen Zeitpunkten steigt die elektrische Leistung auf die nächsthöhere Laststufe. 2030 ist zu erkennen, dass bereits öfter über das Jahr die Laststufe von 82,5 % angefahren wird und die Anlage zu wenigen Zeitpunkten unter Volllast betrieben wird. 2045 zeigt diesbezüglich eine weitere Steigerung. Es ist ein deutlicher Anstieg der Zeiten mit höheren Teillaststufen zu erkennen. Die Zeiträume, in denen die Anlage in Volllast läuft, häufen sich ebenfalls. Folglich lässt sich erkennen, dass das Hybrid-SOFC-System für das Jahr 2019 überdimensioniert ist. Das Fehlen einer Teillaststufe von 50 % verstärkt diesen Effekt. Die Volllaststufe wird zu keinem Zeitpunkt angefahren und die Anlage läuft ausschließlich im Teillastbereich. Die Dimensionierung wird für die einzelnen Jahre nicht verändert, sodass im Jahr 2045 die SOFC mit steigendem Strombedarf besser ausgelastet wird und sich die Stromproduktion besser dem Verlauf des Strombedarfs annähert.

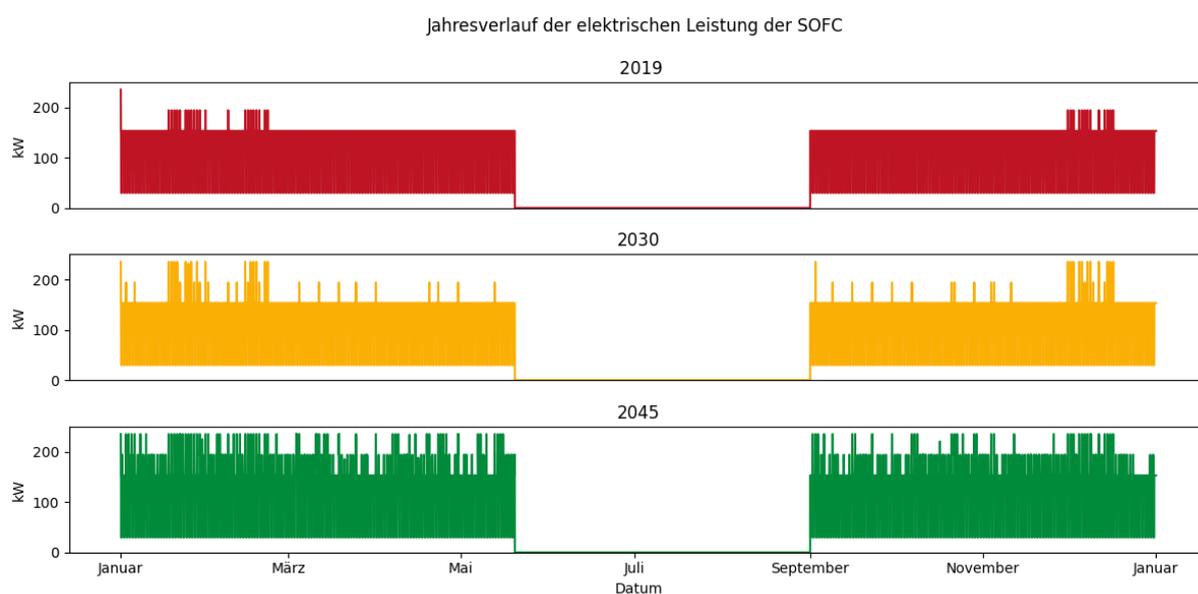


Abbildung 136: Jahresverlauf der elektrischen Leistung des Hybrid-SOFC-Systems für Quartier 1 im Vergleich für die Jahre 2019, 2030 und 2045 mit strombedarfsorientierter Regelung

Bedingt durch die Abschaltung der SOFC im Sommer muss der gesamte Wärmebedarf in diesem Zeitraum durch die Zusatzheizung gedeckt werden. Für die Simulationen ohne Speicher handelt es sich um eine gasbetriebene Zusatzheizung. Somit hat der Betrieb der Zusatzheizung in den Simulationen ohne Wärmespeicher keinen Einfluss auf den Strombezug aus dem Netz.

In Abbildung 137 ist der Verlauf der erzeugten Wärme des Hybrid-SOFC-Systems und der Zusatzheizung mit dem Wärmebedarf des Quartiers für eine Winterwoche im Jahr 2030 dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass das SOFC-System tagsüber nicht genug Wärme für das Quartier bereitstellen kann. Zu diesen Zeitpunkten sorgt die Zusatzheizung für die zusätzlich benötigte Wärme. Vor allem werden hohe Bedarfsspitzen zu großen Teilen durch die Zusatzheizung bedient. In der Nacht hingegen ist zu erkennen, dass die Zusatzheizung nicht bzw. nur eingeschränkt aktiv ist. In der dieser Zeit ist das Hybrid-SOFC-System in der Lage dem Quartier ausreichend Wärme bereitzustellen.

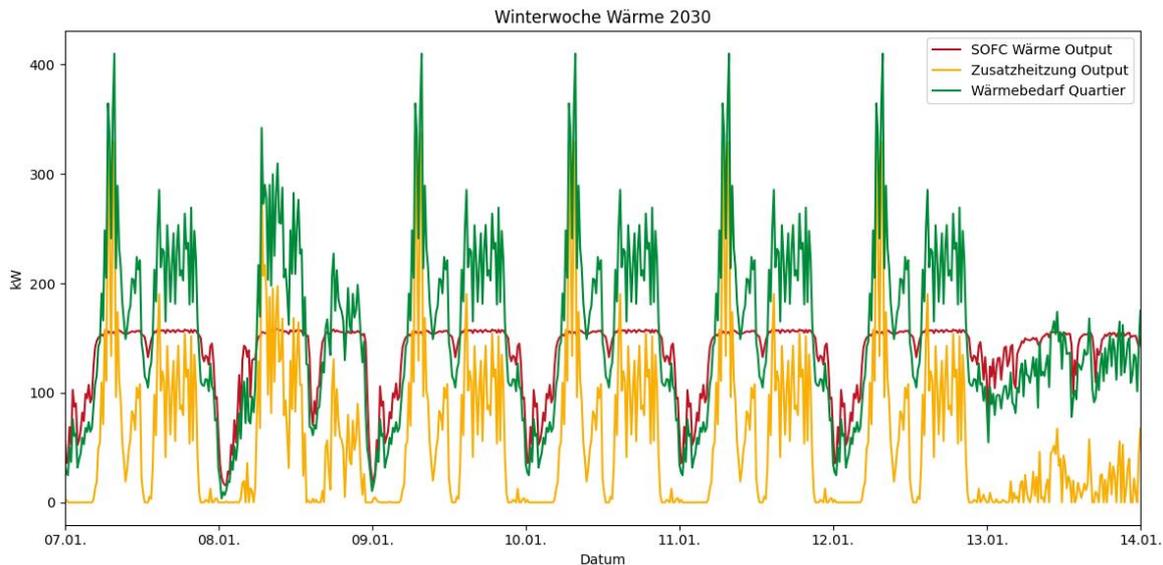


Abbildung 137: Bereitgestellte Wärme des Hybrid-SOFC-Systems, Leistung der Zusatzheizung und Wärmebedarf für Quartier 1 im Verlauf einer Winterwoche vom 07.01 bis zum 14.01. für das Jahr 2030 mit strombedarfsorientierter Regelung

Bei der Betrachtung des Verlaufes des Strombedarfes über eine Sommerwoche in Abbildung 138 fällt auf, dass insbesondere in den Abendstunden die höchsten Bedarfsspitzen vorliegen. Die Photovoltaikanlagen der einzelnen Gebäude haben ihre max. Stromspeisung jedoch zur Mittagszeit. Diese zeitliche Verschiebung ist durch den geringen Anteil von PV-Anlagen in den Quartieren jedoch nicht weiter ausschlaggebend. Die PV-Leistung ist zu jedem Zeitpunkt geringer als der Strombedarf des Quartiers. Somit muss jederzeit Strom vom Netz bezogen werden oder durch das Hybrid-SOFC-System produziert werden und der Bedarf kann zu keinem Zeitpunkt allein durch die PV-Anlagen gedeckt werden. Es ist jedoch auch zu erkennen, dass das SOFC-System in der Sommerwoche aufgrund der sommerlichen Abschaltung keinen Strom produziert. Daraus folgt, dass der Strombedarf im Sommer zu einem großen Teil aus dem Netz gedeckt werden muss und die PV-Anlagen nur einen geringen Teil zur Deckung des Bedarfes beitragen.

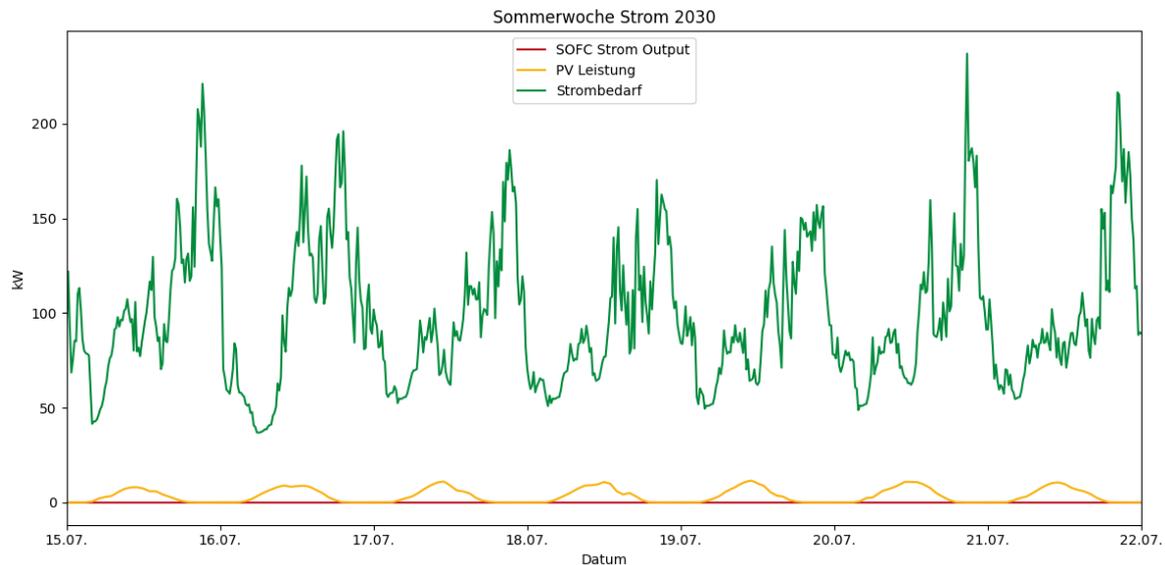


Abbildung 138: Bereitgestellter Strom des Hybrid-SOFC-Systems, PV-Leistung und Strombedarf für Quartier 1 im Verlauf einer Sommerwoche vom 15.07. bis zum 22.07. für das Jahr 2030 mit strombedarfsorientierter Regelung

In Abbildung 139 ist der Verlauf des Strombedarfes im Winter zu sehen. Dieser ist zeitweise höher als der Strombedarf im Sommer. Dies lässt sich insbesondere in der Mittagszeit erkennen. Gleichzeitig ist die Stromerzeugung durch die PV-Anlagen deutlich geringer als im Sommer und deckt einen sehr geringen Anteil des Strombedarfes. Im Gegensatz zur Sommerwoche erzeugt jedoch das Hybrid-SOFC-System Strom für das Quartier. Zunächst lässt sich dabei erkennen, dass diese in der Nacht heruntergefahren wird, sodass nur die Gasturbine aktiv ist. Für das Jahr 2030 bedeutet dies, dass die produzierte Strommenge zeitweise nicht komplett ausreichend ist, um den Bedarf in der Nacht zu decken. Die Differenz zwischen dem Bedarf und der Produktion wird zu dieser Zeit aus dem Netz bezogen. Tagsüber hingegen kommt es insbesondere zu den Mittagsstunden und am späten Abend zu einer Überproduktion an Strom durch die SOFC. Dies bedingt sich dadurch, dass die SOFC aufgrund ihrer Dynamik nicht genau dem Bedarf des Quartiers folgen kann und nur bestimmte Teillaststufen angefahren werden können. Der überschüssige Strom wird zu diesen Zeiten in das Netz eingespeist. Die Bedarfsspitzen können im Jahr 2030 nur bedingt von dem Hybrid-SOFC-System bereitgestellt werden.

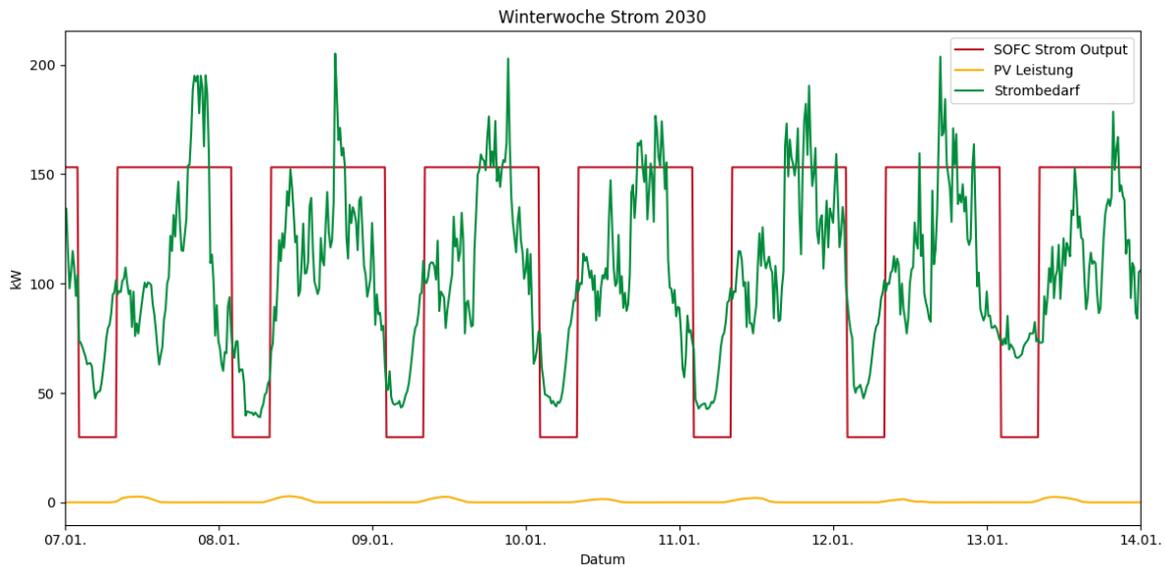


Abbildung 139: Bereitgestellter Strom des Hybrid-SOFC-Systems, PV-Leistung und Strombedarf für Quartier 1 im Verlauf einer Winterwoche vom 07.01 bis zum 14.01. für das Jahr 2030 mit strombedarfsorientierter Regelung

Schaut man sich jedoch eine Winterwoche im Jahr 2045 an, lässt sich feststellen, dass die Bedarfsspitzen deutlich besser durch die Stromproduktion des Hybrid-SOFC-Systems abgedeckt werden. Dies liegt an der Höhe der Spitzen und der Möglichkeit der SOFC diese durch das Anfahren höherer Laststufen zu bedienen. Wie in Abbildung 140 zu sehen, zeigt sich, dass es vermehrt Zeiträume mit Volllastbetrieb gibt. Das Hybrid-SOFC-System ist aufgrund der höheren Lastspitzen in der Lage, diesen genauer zu folgen. Es gibt jedoch auch hier Zeiträume, in denen nicht genug Strom bereitgestellt werden kann und Strom vom Netz bezogen werden muss. Insbesondere in der Nacht handelt es sich im Vergleich zu 2030 um höhere Strombezüge. Zu diesen Zeiträumen befindet sich die Das Hybrid-SOFC-System im Gasturbinenbetrieb.

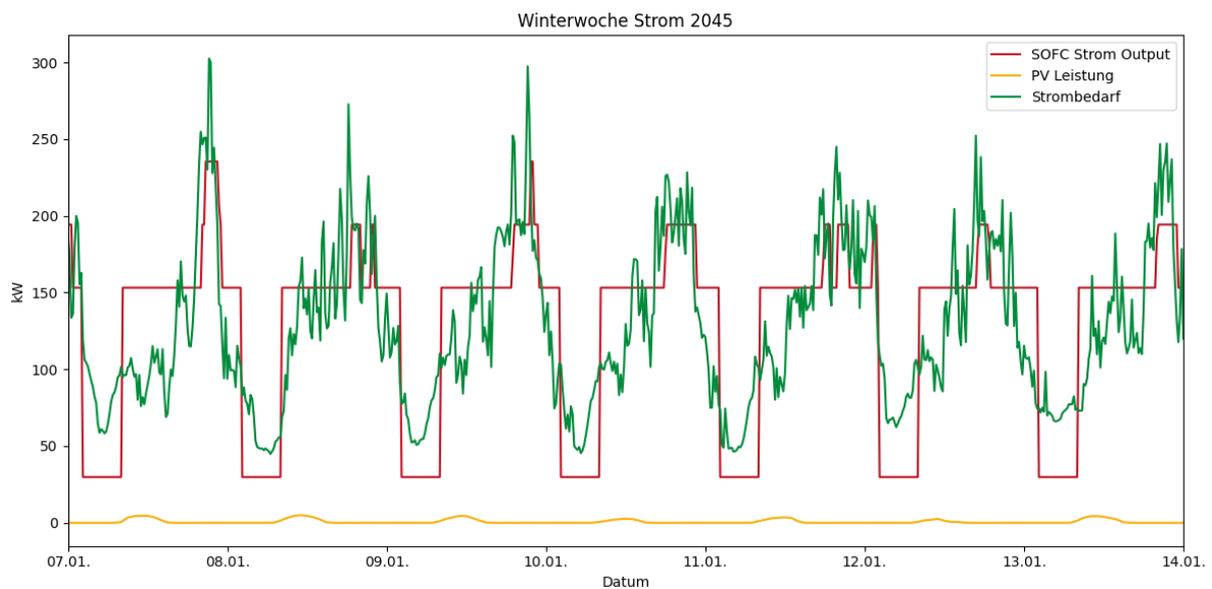


Abbildung 140: Bereitgestellter Strom des Hybrid-SOFC-Systems, PV-Leistung und Strombedarf für Quartier 1 im Verlauf einer Winterwoche vom 07.01 bis zum 14.01. für das Jahr 2045 strombedarfsorientierter Regelung

## Strompreisorientierte Regelung

Wird das Hybrid-SOFC-System preisorientiert geregelt, werden für jede Laststufe des Systems die Kosten für die Versorgung des Quartiers mit Wärme und Strom unter Berücksichtigung des Erlöses bei Verkauf von überschüssigem Strom berechnet und die günstigste Laststufe angesteuert. Für die Lastwechsel und die Ausschaltvorgänge können ebenfalls Kosten hinterlegt werden, um zu häufige Schaltvorgänge zu vermeiden. Dabei wurden bei den durchgeführten Simulationen für die An- und Ausschaltvorgänge doppelt so hohe Kosten wie für die Lastwechsel vorgegeben, weil diese Vorgänge in Realität Kosten verursachen, siehe dazu Kapitel 2.3.4.

In Abbildung 141 sind die elektrische Leistung des SOFC-Systems und die dazugehörigen Kosten im Vergleich zu einer konventionellen Versorgung für eine Winterwoche des Stützjahrs 2045 dargestellt. Den überwiegenden Teil der Zeit sind die Gesamtkosten mit SOFC-Betrieb geringer als bei einer Deckung des Strombedarfs nur über das Stromnetz und die Speisung des Wärmenetzes über das Gasbrennwertgerät. Dies kehrt sich nur für kurze Zeitspannen um. Dementsprechend läuft das Hybrid-SOFC-System die meiste Zeit, startet jedoch auch vier Mal den Abfahrvorgang. Aufgrund der kurzen Zeit, in der die Kosten ohne SOFC-Betrieb günstiger sind, kann das SOFC-System wieder warm starten und benötigt nicht die vollständige Anfahrzeit für entsprechende Kaltstarts.

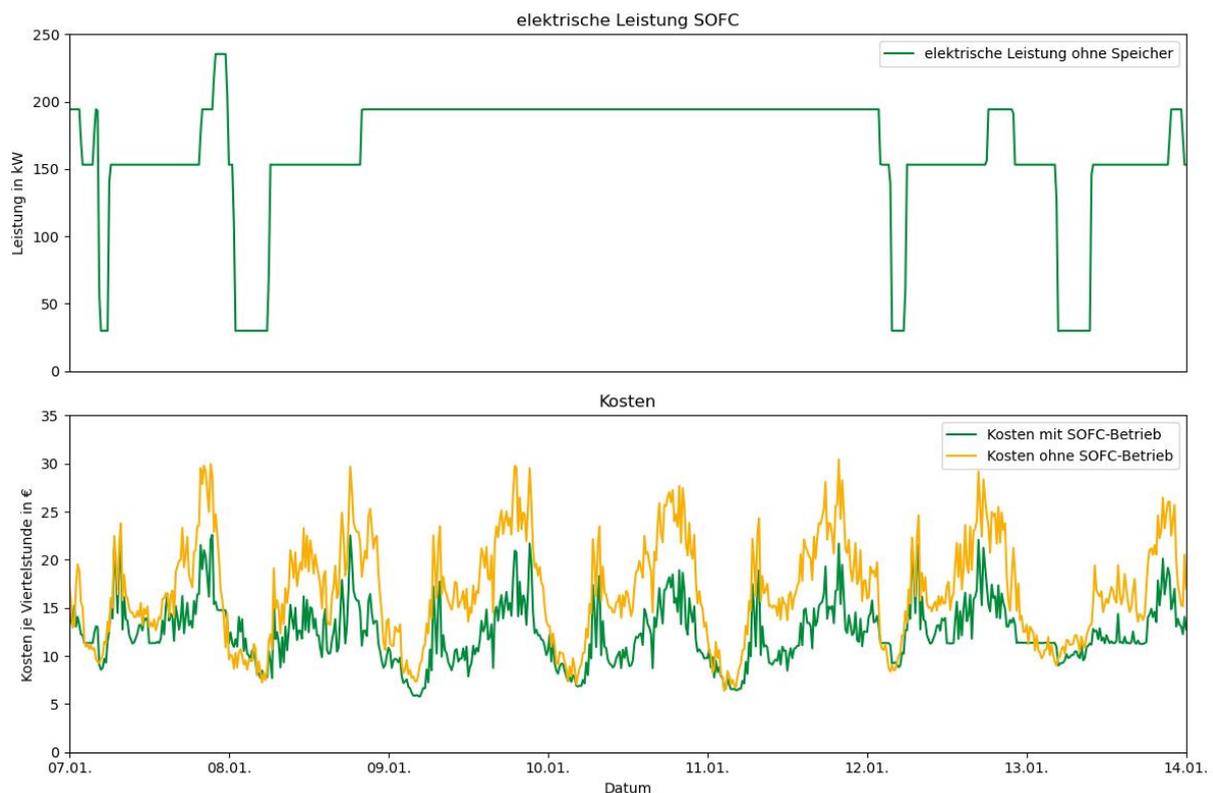


Abbildung 141: Bereitgestellter Strom des Hybrid-SOFC-Systems und Kosten für den Betrieb des Hybrid-SOFC-Systems im Vergleich zu einer konventionellen Versorgung des Quartiers in einer Winterwoche des Stützjahrs 2045

Bei der preisorientierten Regelung wird im Vergleich zu der residuallastgeführten Regelung keine Sommerpause vorgegeben. In Abbildung 142 ist für die beiden Regelungsstrategien vergleichend die Leistung des SOFC-Systems für das Stützjahr 2045 dargestellt. Im Winter erfolgen bei der preisorientierten Regelung weniger Schaltvorgänge als bei der residuallastgeführten

Regelung. Besonders in den Sommermonaten ist jedoch ein häufiges Herunterfahren der Anlage zu beobachten sowie kurze Betriebszeiten der Gasturbine, also unvollständige Anfahrprozesse ohne das Zuschalten der SOFC.

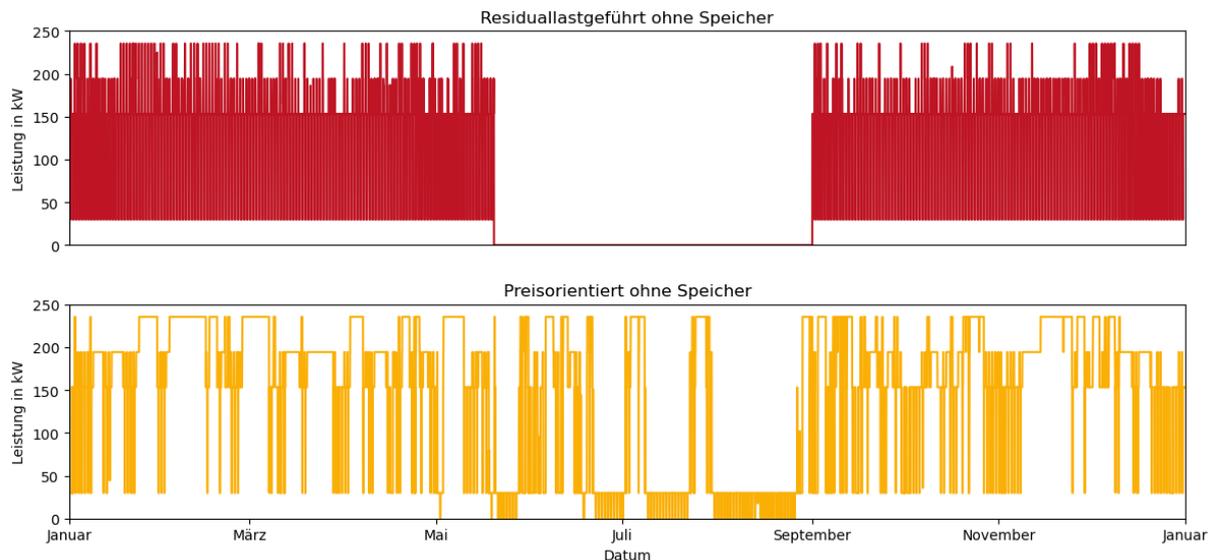


Abbildung 142: Vergleich der Strombereitstellung durch das Hybrid-SOFC-System mit residuallastgeführter und preisorientierter Regelung für das Stützjahr 2045

Wird die Entwicklung der erbrachten Leistung über die simulierten Jahre verglichen, so fällt auf, dass die Zahl der Abschaltvorgänge eher zunimmt, siehe Abbildung 143. Im Basisjahr läuft das SOFC-System fast die komplette Zeit durch, jedoch nur auf der niedrigsten Leistungsstufe. Die höheren Leistungsstufen werden nur für eine vergleichsweise sehr kurze Zeit Anfang des Jahres erreicht. Im Stützjahr 2030 wird die höchste Laststufe deutlich häufiger angefahren, auch im Vergleich zum Stützjahr 2045. Es finden häufige Lastwechsel statt und gerade im Sommer und auch schon in der Übergangszeit kommt es zu Ausschaltvorgängen. Die Anlage kann jedoch stets wieder warm gestartet werden. Die Ergebnisse der Simulation des Stützjahrs 2045 zeigen, dass es zu häufigeren Ausschaltvorgängen als in den anderen beiden simulierten Jahren kommt, auch in der Winterzeit. Im Sommer gibt es Zeiten, in denen viele Kaltstarts hintereinander durchgeführt werden und der Startvorgang der SOFC immer wieder unterbrochen wird. Dies ist ein unerwünschtes Verhalten, was z. B. durch eine prädiktive Regelung oder eine Sommerabschaltung zu verhindern wäre.

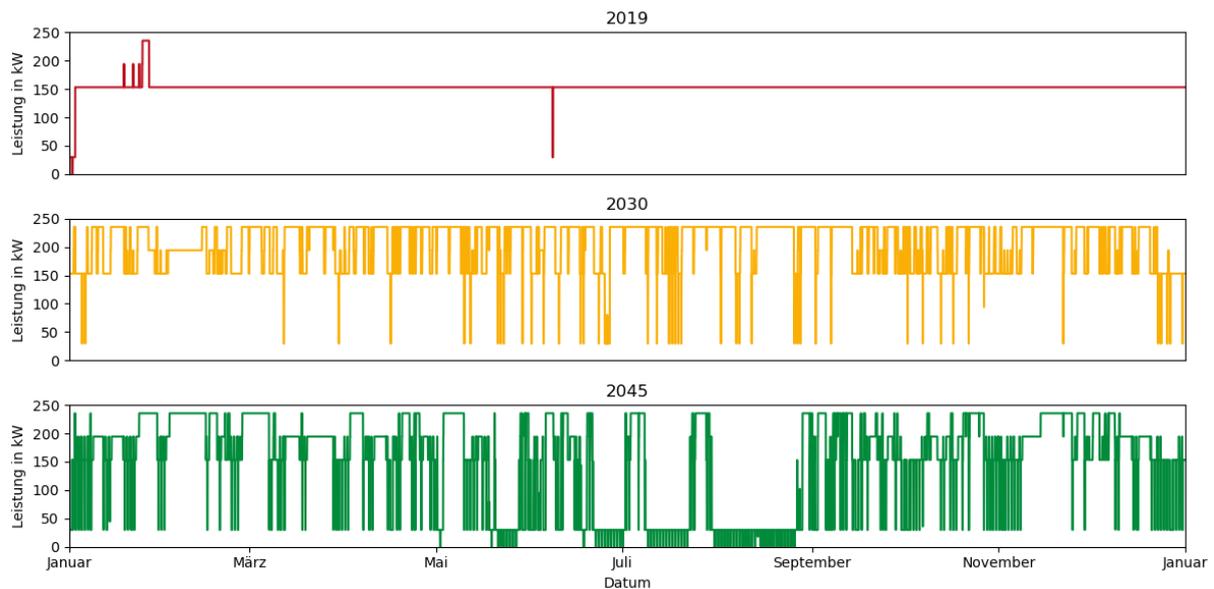


Abbildung 143: Vergleich der Strombereitstellung des Hybrid-SOFC-Systems mit preisorientierter Regelung für die betrachteten Stützjahre

### Strombedarfsorientierte Regelung mit Speicher

Zusätzlich zu den Simulationen der strombedarfsorientierten Regelung für die Jahre 2019, 2030 und 2045 wurden die gleichen Quartiere mit einer Flexibilitätsoption für diese Jahre simuliert. Bei der Flexibilitätsoption für das Quartier 1 handelt es sich um einen Wärmespeicher, in den das Hybrid-SOFC-System überschüssige Wärme einspeichern kann. Im Vorlauf des Quartiers wird zusätzlich ein elektrisches Zusatzheizgerät platziert, um die fehlende Wärme zu erzeugen und die vorgegebene Vorlauftemperatur für das Quartier zu gewährleisten. Sollte der Wärmespeicher gefüllt sein, also seine maximale Temperatur erreicht haben, wird die überschüssige Wärme des SOFC-Systems an die Umgebung abgegeben. Es erfolgt zu diesen Zeitpunkten keine Einspeicherung in den Wärmespeicher.

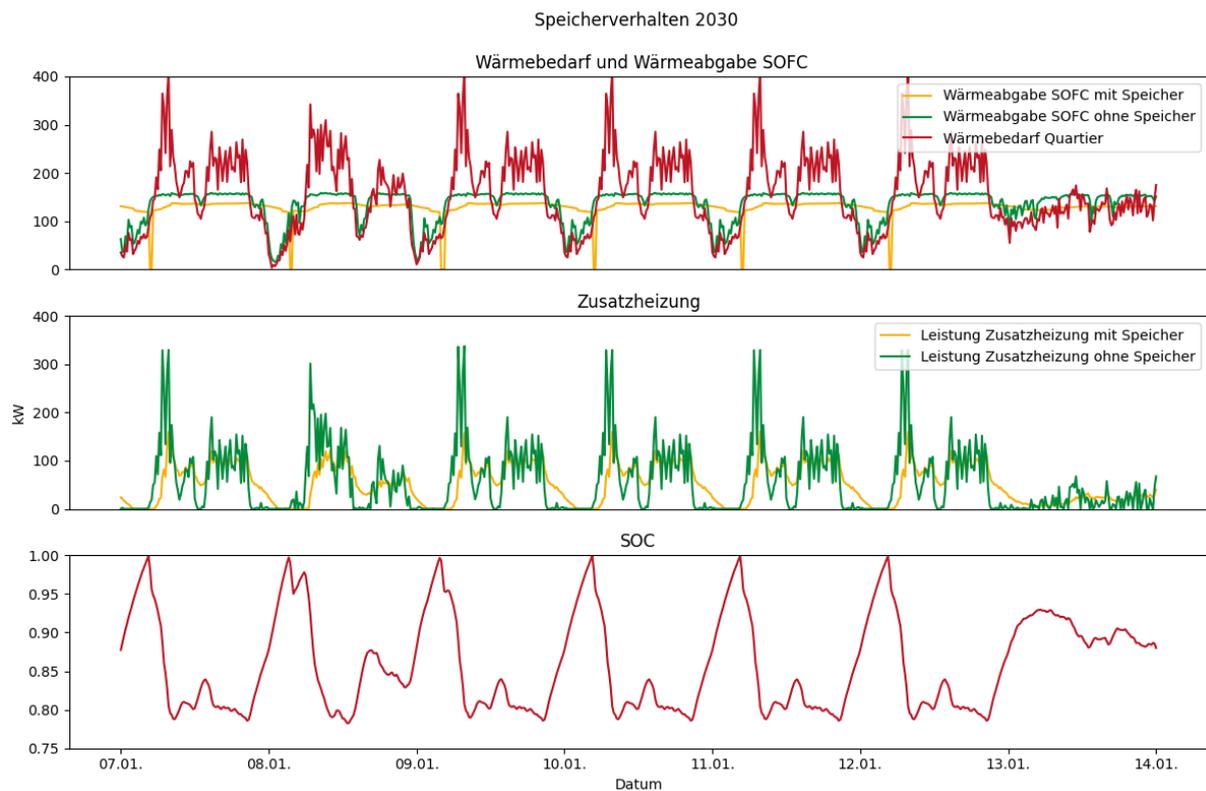


Abbildung 144: Wärmebereitstellung und Wärmebedarf von Quartier 1 in einer Winterwoche vom 07.01. bis zum 14.01. mit und ohne Flexibilitätsoption für das Jahr 2030 mit strombedarfsorientierter Regelung

In Abbildung 144 sind Vergleiche zwischen den Simulationen mit und ohne Speicher für Quartier 1 und das Jahr 2030 aufgezeigt. Es zeigt sich, dass der Verlauf der abgegebenen Wärme des SOFC-Systems in der Simulation mit Speicher konstanter ist. Tagsüber kann die SOFC in beiden Simulationen nicht genügend Wärme für die Quartiersversorgung bereitstellen. In der Nacht zeigt sich jedoch durch den fallenden Wärmebedarf ein anderes Verhalten. Der Verlauf der Wärmeabgabe ohne Speicher folgt in der Nacht dem Wärmebedarf. Unter der Verwendung eines Wärmespeichers bleibt die Wärmeabgabe über die Nacht hingegen weitestgehend konstant und oberhalb des Wärmebedarfes. Regelmäßig auftretende Ausnahmen sind kurzzeitige Unterbrechungen der Wärmeabgabe des SOFC-Systems an den Speicher. Die Ursache dafür ist im Verlauf des SOC des Speichers zu erkennen. Zu den Zeitpunkten, an denen die Wärmeabgabe der SOFC an den Speicher unterbrochen wird, ist der Speicher gefüllt. Er hat dementsprechend die maximale Speichertemperatur erreicht und kann keine weitere Wärme aufnehmen. Die überschüssige Wärme der SOFC wird dann vollständig an die Umgebung abgegeben. Daraufhin kühlt der Verbrauch des Quartiers den Speicher so weit ab, bis die SOFC wieder Wärme in den Speicher gibt. Die Regelgröße für dieses Verhalten ist der SOC des Speichers. Erst bei sinkendem Wärmebedarf des Quartiers steigt der SOC anschließend wieder deutlich an und füllt sich bis hin zu seiner maximalen Speichertemperatur.

Insgesamt sorgt die systemische Erweiterung um einen Wärmespeicher als Flexibilitätsoption dafür, dass die Wärmeabgabe des Hybrid-SOFC-Systems geglättet wird und weniger dem Wärmebedarfsprofil des Quartiers folgt. Außerdem wird durch die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Nutzung mehr Abwärme der SOFC genutzt. Insbesondere in der Nacht kann so

die Wärme der SOFC eingespeichert werden. Dies hat auch zur Folge, dass sich die Spitzen des Zusatzheizgerätes abflachen.

### Strompreisorientierte Regelung mit Speicher

Bei der preisorientierten Regelung ändert sich die Fahrweise des Hybrid-SOFC-Systems bei den Szenarien mit Speicher als Flexibilität, da das Zusatzheizgerät in diesen Szenarien elektrisch betrieben wird und sich somit die Betriebskosten für das Zusatzheizgerät ändern. In Abbildung 145 ist exemplarisch für eine Winterwoche im Stützjahr 2030 ein Vergleich zwischen dem Szenario mit und ohne Flexibilität dargestellt. Bei dem Szenario ohne Speicher kann das SOFC-System durchlaufen, während es bei dem Szenario mit Speicher zweimal den Ausschaltvorgang durchläuft und wieder warm startet. In der dargestellten Woche gibt es mehr Zeiten, in denen das SOFC-System mit Speicher auf einer höheren Leistungsstufe läuft als andersherum, die meiste Zeit stellen sie jedoch die gleiche elektrische Leistung zur Verfügung. Die Wärmeabgabe kann durch den Einsatz des Speichers konstanter erfolgen, mit Ausnahme der kurzen Zeiträume, in denen der Speicher vollständig gefüllt ist. Das Zusatzheizgerät läuft durch den Speicher ebenfalls konstanter und mit weniger ausgeprägten Lastspitzen und kann nach Betriebspausen etwas später mit der Bereitstellung der Wärme beginnen.

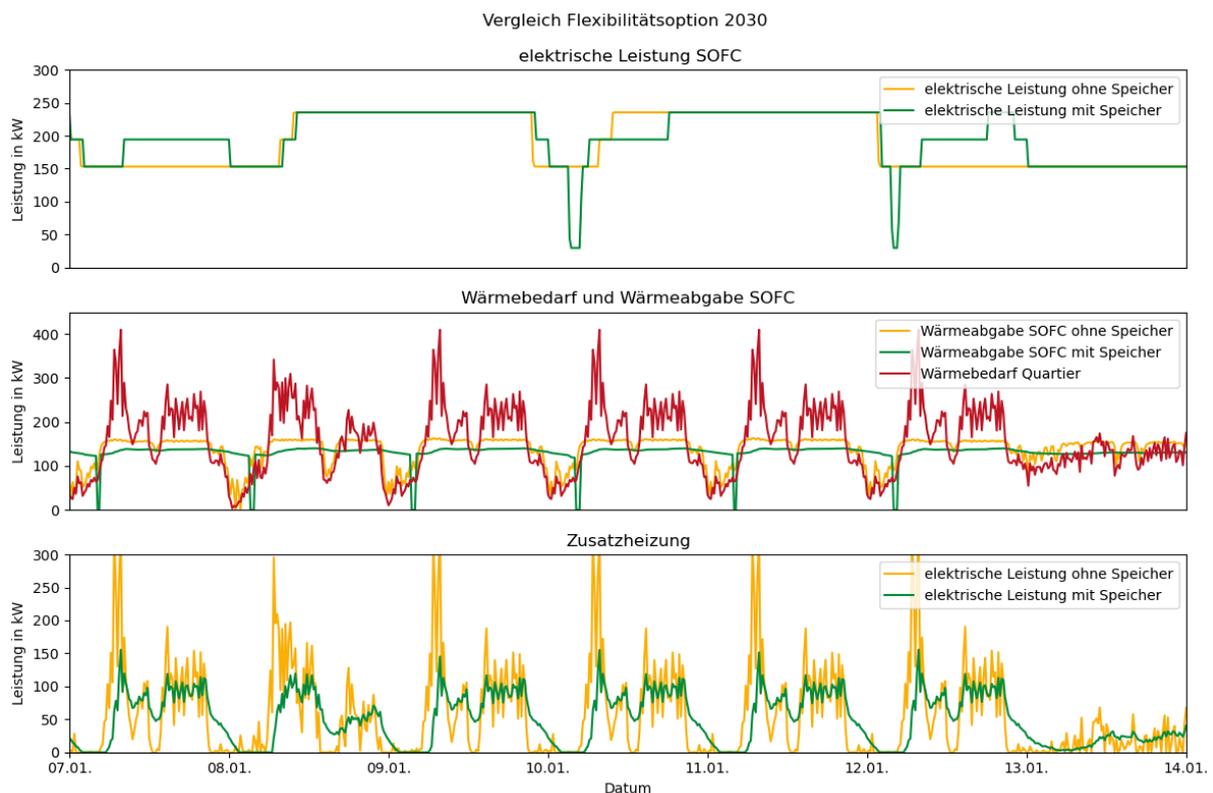


Abbildung 145: elektrische Leistung des Hybrid-SOFC-Systems mit und ohne Speicher, Wärmeproduktion des Hybrid-SOFC-Systems und Wärmebedarf des Quartiers einer Winterwoche und elektrische Leistung Zusatzheizgerät vom 07.01. bis zum 14.01. mit und ohne Flexibilitätsoption für das Jahr 2030 mit preisorientierter Regelung

## Jahreskennzahlen im Vergleich

### Volllaststunden

Ein Maß für die Auslastung einer Anlage sind die Volllaststunden pro Jahr. Diese geben an, welche Betriebszeit eine Anlage unter Volllast haben müsste, um die erzeugte Energiemenge in einem Jahr zu erbringen. Die maximal erreichbaren Volllaststunden liegen bei 8.760 Stunden. Zur Berechnung der Volllaststunden des Hybrid-SOFC-Systems wurde folgende Formel genutzt.

$$\text{Volllaststunden [h]} = \frac{\text{erzeugte Energiemenge [kWh]}}{\text{Nennleistung [kW]}}$$

Für jede durchgeführte Simulation wurden die Volllaststunden des SOFC-Systems berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Jahresvolllaststunden des Hybrid-SOFC-Systems in h/a mit und ohne Flexibilitätsoption für die strombedarfs- und strompreisorientierte Regelung

Konzept		ohne Flexibilitätsoption		mit Flexibilitätsoption	
		bedarfsorientiert	preisorientiert	bedarfsorientiert	preisorientiert
Quartier 1	2019	3.264	5.825	3.264	7.159
	2030	3.279	7.753	3.279	7.927
	2045	3.393	5.693	3.393	5.086

Es lässt sich erkennen, dass bei den residuallastgeführten Szenarien mit steigender Jahreszahl auch die Volllaststunden steigen. Dies lässt sich mit dem steigenden Strombedarf über die Jahre erklären. Durch einen höheren Strombedarf können auch höhere Laststufen gefahren werden. Dies führt zu einer Erhöhung der Volllaststunden der Anlage. Es lässt sich jedoch erkennen, dass die Nutzung eines Wärmespeichers keinen Einfluss auf die Volllaststunden der SOFC im strombedarfsorientierten Szenario hat. Dies hängt damit zusammen, dass sich der Strombedarf der Quartiere für die einzelnen Jahre nicht verändert und dieser die einzige Regelgröße für die SOFC ist. Bei gleichbleibendem Stromprofil ändern sich dementsprechend auch die Volllaststunden nicht. Mit der preisorientierten Regelung werden im Vergleich mit der residuallastgeführten Regelung für jedes Szenarium eine höhere Anzahl Volllaststunden erreicht, was darauf hinweist, dass das SOFC-System stromseitig für das betrachtete Quartier eher überdimensioniert ist. Dabei ist bei der preisorientierten Regelung zusätzlich zu beachten, dass das Quartier und das SOFC-System zusammen betrachtet und optimiert werden und keine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit aus Anlagenbetreibersicht erfolgt ist.

### Verteilung der Wärmebereitstellung

Eine weitere Vergleichsmöglichkeit zwischen den unterschiedlichen Simulationen ergibt sich bei der Betrachtung der erzeugten Wärme. Die Wärme wird primär durch die SOFC bereitgestellt. Jedoch kann dieses nicht zu jedem Zeitpunkt die Bedarfe des jeweiligen Quartiers decken. Aus diesem Grund kommt eine Zusatzheizung zum Einsatz. In den Simulationen ohne Flexibilitätsoption handelt es sich dabei um eine Gaszusatzheizung. In den Simulationen mit Wärmespeicher wird eine elektrische Zusatzheizung genutzt. Je nach Zusammensetzung der Quartiere

und Regelungsstrategie ändern sich die Wärmemengen, die durch die beiden Technologien erzeugt werden. Die Wärmemengen, die durch die jeweilige Zusatzheizung erzeugt werden, sind in Tabelle 16 dargestellt.

**Tabelle 16: Wärmemenge in MWh/a, die durch die Zusatzheizung bereitgestellt werden muss, mit und ohne Flexibilitätsoption für die strombedarfs- und strompreisorientierte Regelung**

Konzept		ohne Flexibilitätsoption		mit Flexibilitätsoption	
Regelung		bedarfsorientiert	preisorientiert	bedarfsorientiert	preisorientiert
Quartier 1	2019	630,73	456,18	607,27	407,71
	2030	533,27	354,69	508,44	312,12
	2045	393,25	242,0	390,69	178,03

Für beide Regelungsstrategien zeigt sich zunächst, dass die Wärmemenge, die durch die Zusatzheizung erzeugt wird, mit den Jahren sinkt. Dies lässt sich durch die steigenden Volllaststunden des Hybrid-SOFC-Systems bis zum Jahr 2045 und durch den infolge von Sanierungsmaßnahmen sinkenden Wärmebedarf der Wohngebäude erklären. Durch den höheren Strombedarf erhöhen sich die Betriebszeiten des SOFC-Systems und somit auch die von ihm erzeugte Wärme, die im Quartier genutzt werden kann. Die Wärme, die durch die Zusatzheizung erzeugt werden muss, sinkt infolgedessen. Bei der Betrachtung der Wärmemengen für die Simulationen mit einer Flexibilitätsoption ist erkennbar, dass die Nutzung eines Wärmespeichers die Wärmebereitstellung der Zusatzheizung reduziert. Durch den Speicher werden die Produktion und der Verbrauch von Wärme entkoppelt und es kann mehr Wärme des SOFC-Systems genutzt werden. Es ist jedoch auch zu beachten, dass beim Einsatz eines Wärmespeichers Verluste über die Außenwand vorhanden sind.

### Emissionen

Zum Vergleich der verschiedenen Simulationen bezüglich der Emissionen zur Strom- und Wärmeversorgung des Quartiers wurden anhand der CO<sub>2</sub>-Intensitäten der Brennstoffe und des Strommixes die CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnet, siehe Tabelle 18. Bei der Betrachtung werden ausschließlich die Emissionen durch den Brennstoffeinsatz und die Emissionen durch den bezogenen Strom betrachtet. Die jeweiligen CO<sub>2</sub>-Intensitäten der unterschiedlichen Energieträger für die verschiedenen Jahre sind in Tabelle 17 aufgeführt. Für eine detaillierte Übersicht wird auf Kapitel 3.1 verwiesen.

**Tabelle 17: CO<sub>2</sub>-Intensitäten nach Energieträger und Jahr in g/kWh**

Jahr	Strom-Mix	Erdgas	Wasserstoff
2019	166,4	200,8	/
2030	54,1	200,8	/
2045	0,0	/	0,0

Es lässt sich erkennen, dass die CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommixes mit den Jahren entsprechend den klimapolitischen Zielen sinkt. Im Jahr 2045 wird von einem vollständig CO<sub>2</sub>-neutralen Strommix ausgegangen. Die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stroms liegt dementsprechende bei null. Auch die CO<sub>2</sub>-Intensität von Wasserstoff liegt bei null, da s.g. grüner Wasserstoff angenommen wird.

Dieser wird komplett mit Strom aus regenerativen Energien hergestellt. Im Jahr 2045 wird kein Erdgas mehr genutzt und dieses vollständig durch grünen Wasserstoff ersetzt.

Tabelle 18: CO<sub>2</sub>-Emissionen in t/a bedingt durch Brennstoffeinsatz und Strombezug des Quartiers mit und ohne Flexibilitätsoption für die strombedarfs- und strompreisorientierte Regelung

Konzept		ohne Flexibilitätsoption		mit Flexibilitätsoption	
		bedarfsorientiert	preisorientiert	bedarfsorientiert	preisorientiert
Quartier 1	2019	539,4	672,8	449,3	608,1
	2030	496,7	757,0	144,3	203,7
	2045	0	0	0	0

Tabelle 18 zeigt die berechneten CO<sub>2</sub>-Emissionen für die verschiedenen Quartiere, Jahre und Regelungsstrategien. Auffällig ist, dass im Jahr 2045 die CO<sub>2</sub>-Emissionen in jedem Szenario auf null sinken. Dies lässt sich durch die Umstellung auf erneuerbare Gase und erneuerbaren Strom erklären. Für 2045 wird angenommen, dass der komplette Strom aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlage stammt und somit keine Emissionen verursacht. Der mit Strom hergestellte grüne Wasserstoff ist folglich auch frei von CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Jahr 2030 ist bereits ein deutlicher Abfall der Emissionen in den meisten Szenarien zu erkennen. Dieser ist bedingt durch die geringeren Emissionsfaktoren des Stroms im Vergleich zum Jahr 2019. Die Szenarien mit der preisorientierten Regelung haben durch eine stärkere Auslastung des SOFC-Systems höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen, dabei aber auch einen höheren Stromüberschuss.

Die geringen Emissionen der Szenarien mit Flexibilitätsoption bzw. mit Wärmespeicher lassen sich u. a. mit der Nutzung einer elektrischen Zusatzheizung erklären. Diese wird im Vergleich zu den anderen Szenarien mit Strom und nicht mit Gas betrieben. Erdgas besitzt dabei im Jahr 2030 noch einen größeren Emissionsfaktor als der Strommix. Somit ist die elektrische Zusatzheizung unter Annahme gleicher Effizienz emissionsärmer. Die mit Gas betriebenen Zusatzheizungen werden im Jahr 2045 auf grünen Wasserstoff umgestellt. Dieser sorgt dafür, dass auch in den Szenarien ohne Wärmespeicher die Emissionen im Jahr 2045 auf null sinken.

## Quartier 2

### Strombedarfsorientierte Regelung

Im Vergleich zu Quartier 1 ändert sich die Dimensionierung des Quartiers. Insgesamt wird ein größeres Quartier angenommen. Die Bedarfe für Strom und Wärme steigen dementsprechend. Für die Datengrundlage wird auf Kapitel 2.3.1 verwiesen. Bedingt durch den höheren Strombedarf des Quartiers muss die Dimensionierung des Hybrid-SOFC-Systems angepasst werden. Statt einer SOFC mit einer Nennleistung von 235 kW in Quartier 1 wird ein System mit einer Nennleistung von 1 MW in den Simulationen von Quartier 2 verwendet. Das Modell des Hybrid-SOFC-Systems mit einer Nennleistung von 1 MW kann, wie auch das Modell mit einer geringeren Nennleistung, verschiedene Laststufen anfahren. Die vorhandenen Laststufen sind zum einen der ausschließliche Betrieb der Gasturbine mit einer Leistung von 30 kW und zum anderen drei weiterer Laststufen von 775 kW, 946 kW und 1.147 kW. Zur Auswertung der Si-

mulationsergebnisse von Quartier 2 wird zunächst der Jahresverlauf der bereitgestellten elektrischen Leistung des SOFC-Systems mit strombedarfsorientierter Regelung für die Jahre 2019, 2030 und 2045 in Abbildung 146 betrachtet.

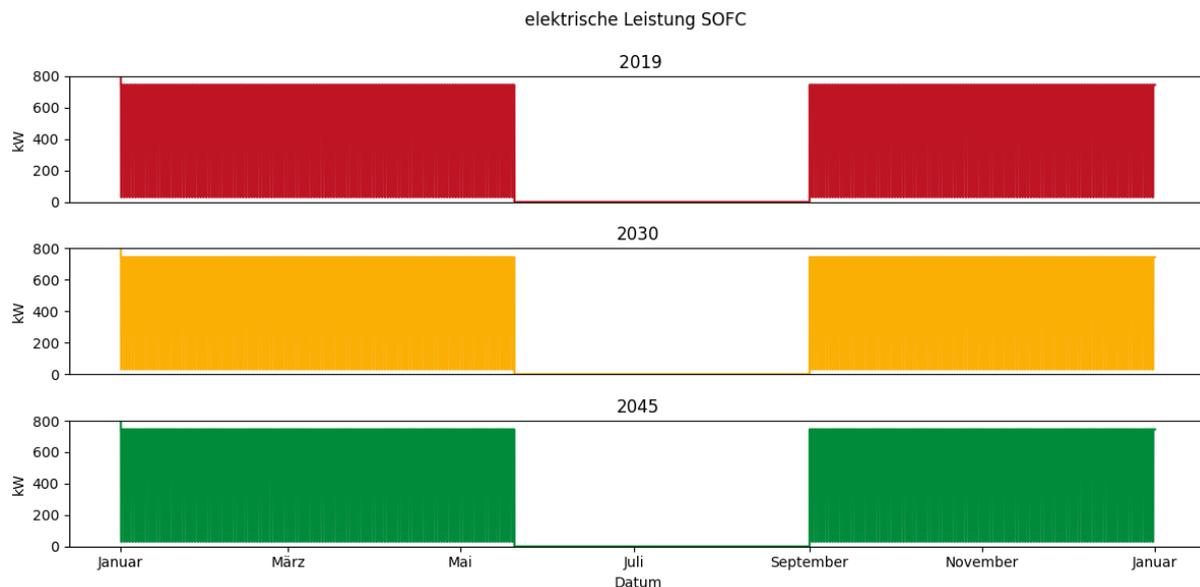


Abbildung 146: Jahresverlauf der elektrischen Leistung des Hybrid-SOFC-Systems für Quartier 2 im Vergleich für die Jahre 2019, 2030 und 2045 mit strombedarfsorientierter Regelung

Für Quartier 2 lässt sich zunächst erkennen, dass eine Sommerpause vorhanden ist. Diese soll, wie in Quartier 1 eine effizientere Brennstoffausnutzung ermöglichen. Unter Zunahme von Abbildung 147 lässt sich ebenfalls erkennen, dass die SOFC ausschließlich auf den Laststufen von 30 kW und 775 kW betrieben wird. Dies ist für alle simulierten Jahre der Fall. Die kleinste Laststufe ist der Betrieb der Gasturbine und ist während der Nacht zu erkennen. Durch das Anfahren dieser Laststufe wird verhindert, dass die SOFC über Nacht komplett herunterfährt und anschließend eine lange Kaltstartphase durchlaufen muss. Bei der Laststufe von 775 kW handelt es sich um die geringste Teillaststufe der SOFC. Andere Teillaststufen werden nicht angefahren. Grund dafür ist der geringe Strombedarf des Quartiers. Der Strombedarf des Quartiers ist ausschließlich im Jahr 2045 stellenweise höher als 775 kW. Zu diesen Zeitpunkten ist der Bedarf jedoch nicht hoch genug dafür, dass das SOFC-System auf die nächsthöhere Leistungsstufe hochgeregelt wird. Im Jahr 2045 sind keine Bedarfsspitzen vorhanden, die zu einem Betrieb auf einer höheren Laststufe führen.

Insgesamt lässt sich schlussfolgern, dass das Hybrid-SOFC-System mit einer elektrischen Leistung von 1 MW für Quartier 2, also die 3-fache Typologie, überdimensioniert ist. Für ein bedarfsgerechtes Regelverhalten ist es wichtig, dass auch höhere Laststufen angefahren werden können. Eine passende Dimensionierung der Anlage ist somit ausschlaggebend für eine bedarfsgerechte Versorgung eines Quartiers und den wirtschaftlichen Betrieb des SOFC-Systems. Dies bedingt sich insbesondere durch das Regelverhalten des SOFC-Systems, das bei höheren Lasten dynamischer ist.

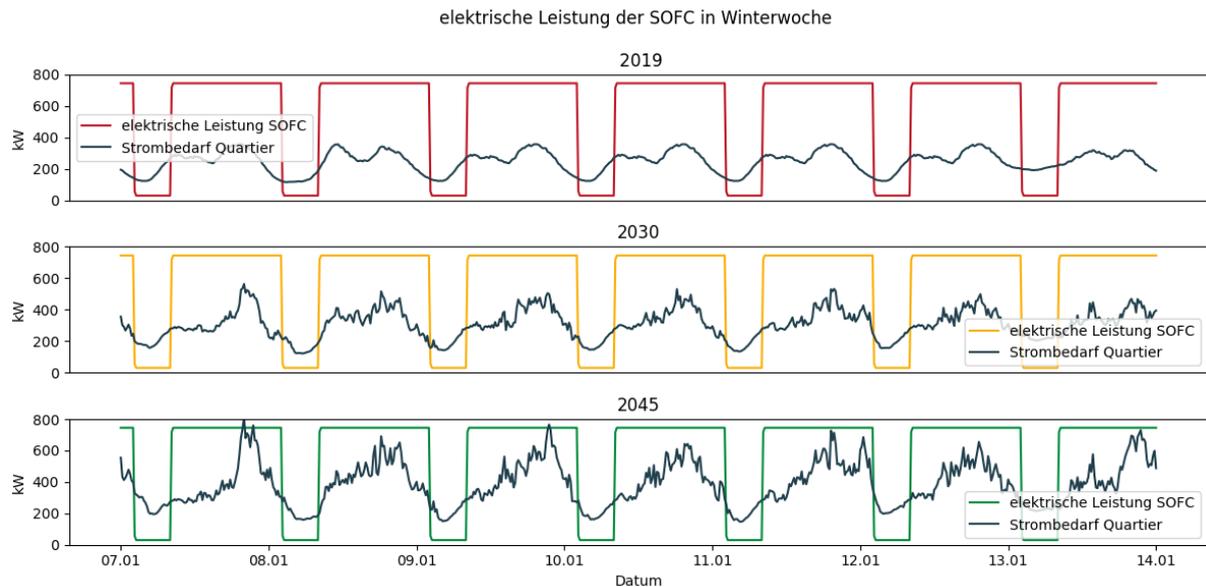


Abbildung 147: Elektrische Leistung des Hybrid-SOFC-Systems und Strombedarf von Quartier 2 für eine Winterwoche vom 07.01. bis zum 14.01. im Vergleich für die Jahre 2019, 2030 und 2045 mit strombedarfsorientierter Regelung

### Strompreisorientierte Regelung

Die strompreisorientierte Fahrweise des SOFC-Systems führt dazu, dass auch die höheren Laststufen angefahren werden, siehe Abbildung 148. Im Jahr 2019 passiert dies nur am Anfang des Jahres und in den darauffolgenden Stützjahren im gesamten betrachteten Zeitraum. Zusätzlich kommt es aber besonders in dem Basisjahr und in 2045 zu Zeiten, in denen das Hybrid-SOFC-System viele und zudem große Lastwechsel erfährt, die vorwiegend zwischen dem ausgeschalteten Zustand und dem Startvorgang, in dem nur die Gasturbine läuft, vorliegen. Dies ist ein unerwünschtes Betriebsverhalten, das in Realität vermieden werden müsste, beispielsweise durch eine prädiktive Regelungsstrategie. Von diesem Verhalten abgesehen finden in den Stützjahren auch viele Lastwechsel in den oberen Teillaststufen statt, was für einen Flexibilitätsbedarf spricht, aber auch zeigt, dass der kostengünstige Betrieb des SOFC-Systems mit den getroffenen Annahmen herausfordernd ist.

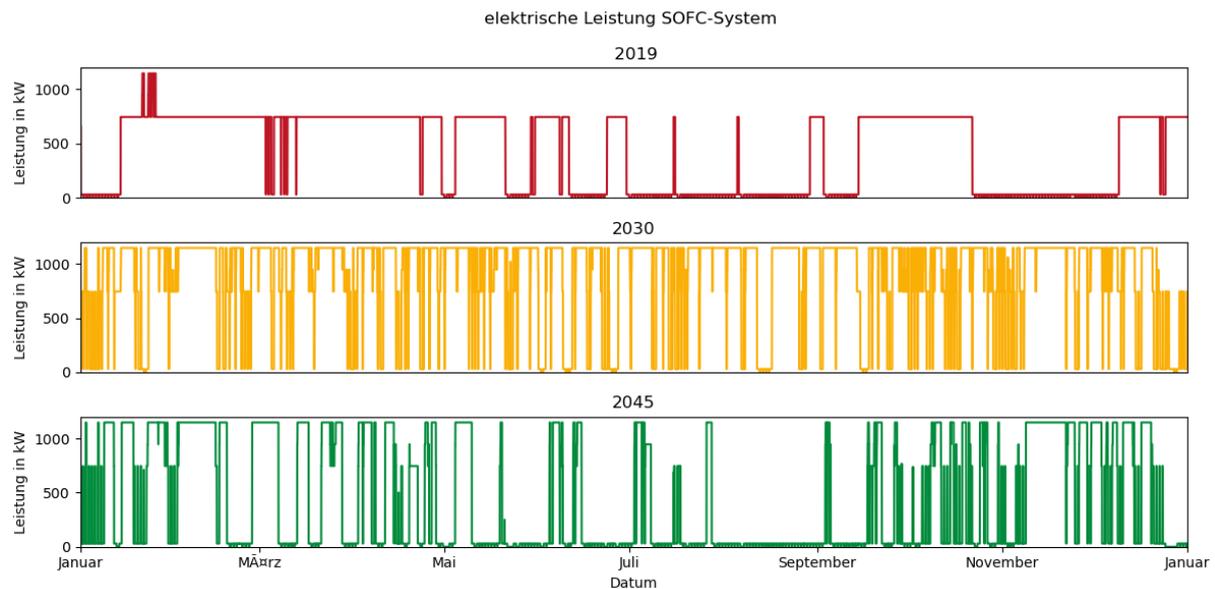


Abbildung 148: Jahresverlauf der elektrischen Leistung des SOFC-Systems für Quartier 2 im Vergleich für die betrachteten Jahre mit strompreisorientierter Regelung

### Strombedarfsorientierte Regelung mit Speicher

Bei dem Vergleich der strombedarfsorientierten Regelung mit Speicher von Quartier 1 und Quartier 2 zeigt sich ein ähnliches Verhalten. Der Verlauf des SOC des Speichers über eine Winterwoche in Abbildung 149 zeigt, dass der Speicher nur zu einem Zeitpunkt komplett gefüllt ist. Es kommt in der dargestellten Woche zu keinem Zeitpunkt dazu, dass die Wärmeabgabe des Hybrid-SOFC-Systems an den Speicher unterbrochen wird. Dementsprechend kann zu jedem Zeitpunkt Wärme an den Speicher abgegeben werden. In Quartier 1 ist dies zeitweise nicht der Fall. Bedingt wird dies durch eine Anpassung des Volumens des Wärmespeichers und höhere Bedarfe in den Simulationen von Quartier 2. Der Wärmespeicher hat im Vergleich zum Speicher in Quartier 1 ein höheres Volumen und kann eine größere Wärmemenge speichern. Gleichzeitig steigt jedoch auch der Wärmebedarf von Quartier 2 im Vergleich zu Quartier 1. Es wird dementsprechend verbraucherseitig mehr Wärme aus dem Speicher entnommen. Der Speicher kühlt dadurch schneller aus. Die Wärmebereitstellung des Hybrid-SOFC-Systems kann diesen Effekt nur bedingt ausgleichen.

Beim Einsatz größerer Speicher wird im Vergleich zu kleineren Speichern bei der gleichen zugeführten Wärmemenge eine geringere Speichertemperatur erreicht. Ist die Speichertemperatur zu gering, kann die angestrebte, verbraucherseitige Vorlauftemperatur nicht aus dem Speicher bereitgestellt werden. Das Zusatzheizgerät muss in diesem Fall bis zur benötigten Temperatur heizen. Ein zu kleiner Speicher hingegen erreicht schneller das benötigte Temperaturniveau, kann jedoch insgesamt weniger Wärme vorhalten und ist schneller gefüllt, sodass er keine überschüssige Wärme aufnehmen kann. Insofern ist eine gezielte Auslegung des Wärmespeichers nötig, um möglichst viel Wärme durch das Hybrid-SOFC-System bereitzustellen, für das Quartier nutzbar zu machen und gleichzeitig noch das nötige Temperaturniveau bereitstellen zu können.

Insgesamt zeigt sich beim Vergleich zu Quartier 1, dass zwar zu jedem Zeitpunkt Wärme von dem SOFC-System in den Speicher abgegeben wird, jedoch sind, bedingt durch das zeitweise

geringere Temperaturniveau im Speicher, die Zeiträume kürzer in denen das Zusatzheizgerät keine Wärme bereitstellen muss.

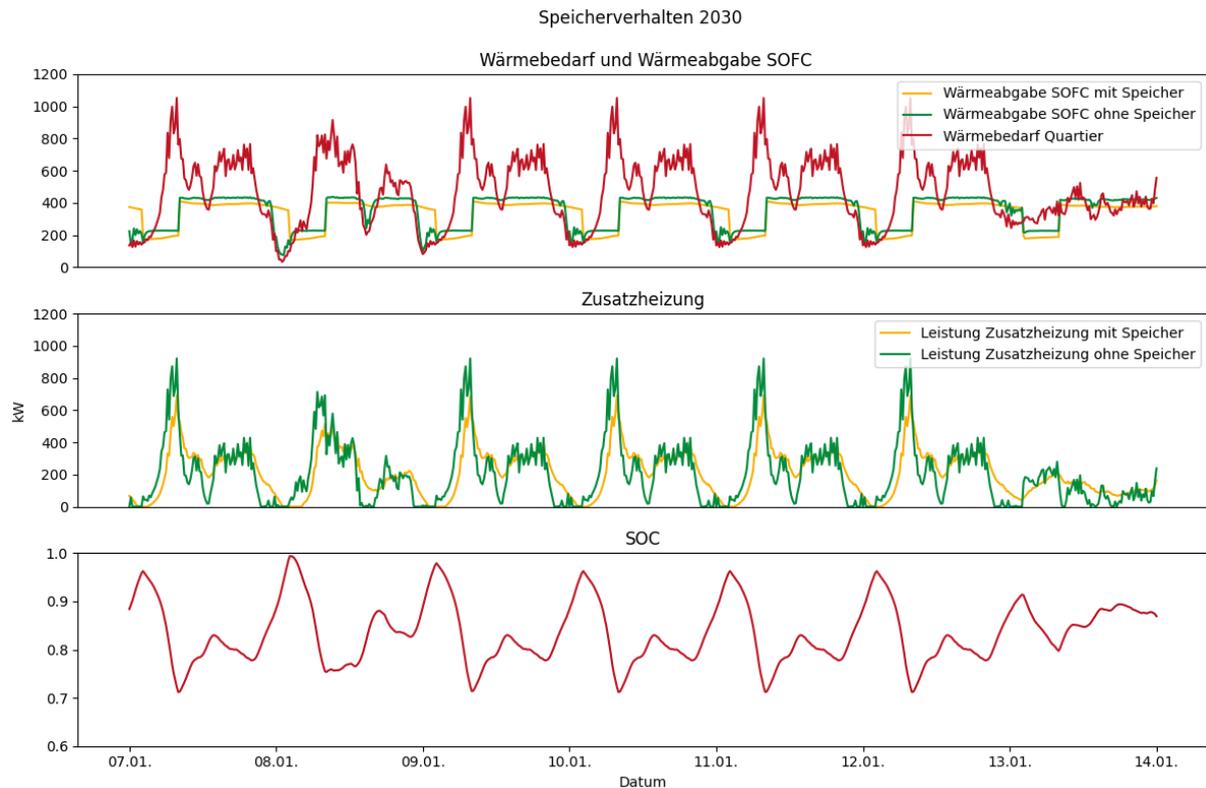


Abbildung 149: Wärmeproduktion und Wärmebedarf von Quartier 2 in einer Winterwoche vom 07.01. bis zum 14.01. mit und ohne Flexibilitätsoption für das Jahr 2030 mit strombedarfsorientierter Regelung

### Strompreisorientierte Regelung mit Speicher

In Abbildung 150 ist ein Vergleich zwischen dem strompreisorientiert geregelten SOFC-System mit und ohne Speicher dargestellt. Der Speicher erreicht in der dargestellten Winterwoche regelmäßig seinen maximalen Beladungszustand und wird bei den hohen Wärmebedarfsspitzen anteilig wieder geleert. Durch den Speicher und das frühere Preissignal zum Wiedereinschalten kann am 12.01. die Lastspitze im Szenario mit Speicher schneller bedient werden als im Szenario ohne Speicher.

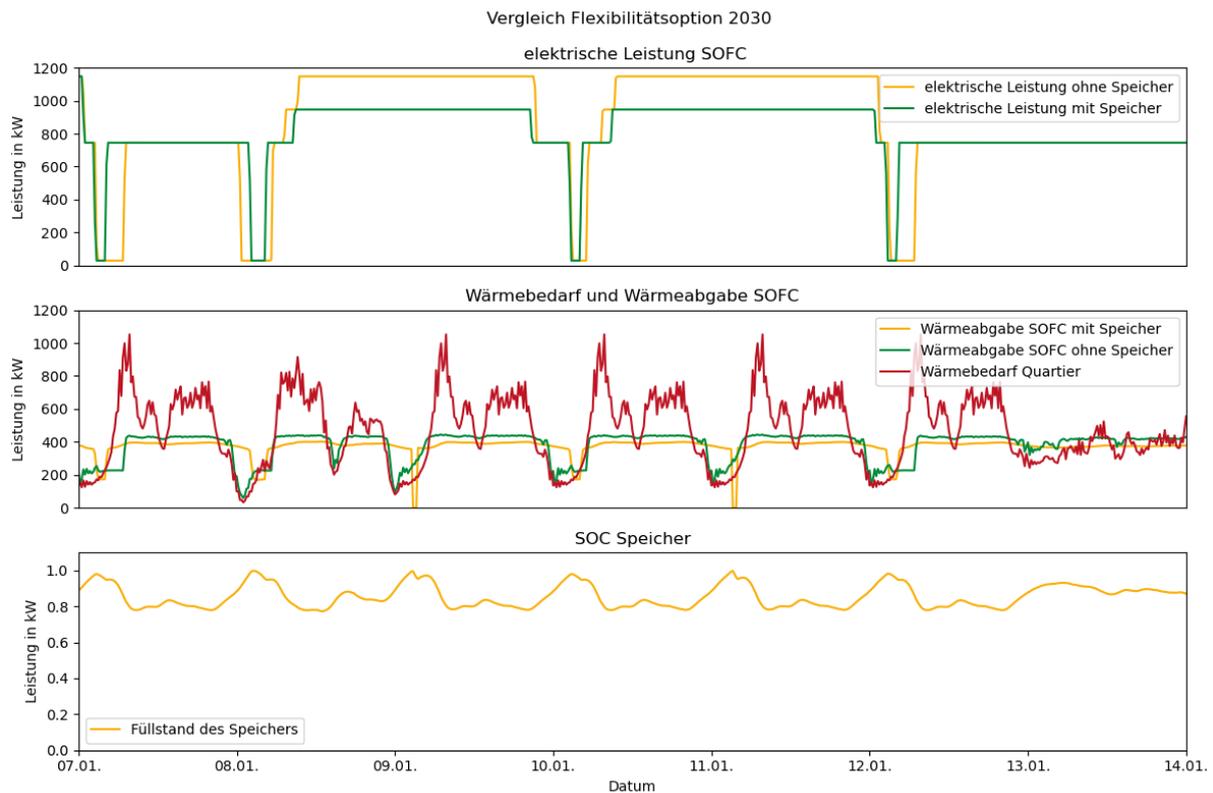


Abbildung 150: elektrische Leistung des Hybrid-SOFC-Systems mit und ohne Speicher, Wärmeproduktion des Hybrid-SOFC-Systems und Wärmebedarf des Quartiers einer Winterwoche und Füllstand des Wärmespeichers vom 07.01. bis zum 14.01. mit und ohne Flexibilitätsoption für das Jahr 2030

### Quartier 3

Für Quartier 3 werden die Wohngebäude der 3-fachen Typologie aus Quartier 2 mit Einzelobjektversorgung mit einem GHD-Gebäude kombiniert. Das GHD-Gebäude wird wie in Kapitel 2.1 beschrieben je nach Szenario durch ein PAFC-System und andere Komponenten, wie eine Wärmepumpe, beheizt. Wechselwirkungen zwischen dem Wohnquartier und dem GHD-Gebäude finden nur stromseitig statt, wenn das GHD-Gebäude überschüssigen Strom ins Netz einspeist oder bei Bedarf Strom bezieht. In Abbildung 151 ist die Residuallast des Quartiers aufgeteilt in die Wohngebäude und das GHD-Gebäude für die drei betrachteten Jahre dargestellt. Im Basisjahr wird das GHD-Gebäude von einer Wärmepumpe beheizt und in den Stützjahren wird eine wärmegeführte Regelung der PAFC-Anlage dargestellt. Im Basisjahr bezieht das GHD-Gebäude daher nur Strom, während es in den dargestellten Stützjahren auch Strom, der den Wohngebäuden dann zur Verfügung steht, einspeist. Der Strombedarf des GHD-Gebäudes ist in den dargestellten Zukunftsszenarien durch den verringerten Einsatz der Wärmepumpe niedriger als im Basisjahr, wohingegen der Strombedarf der Wohngebäude durch den Ausbau der E-Mobilität und den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen steigt.

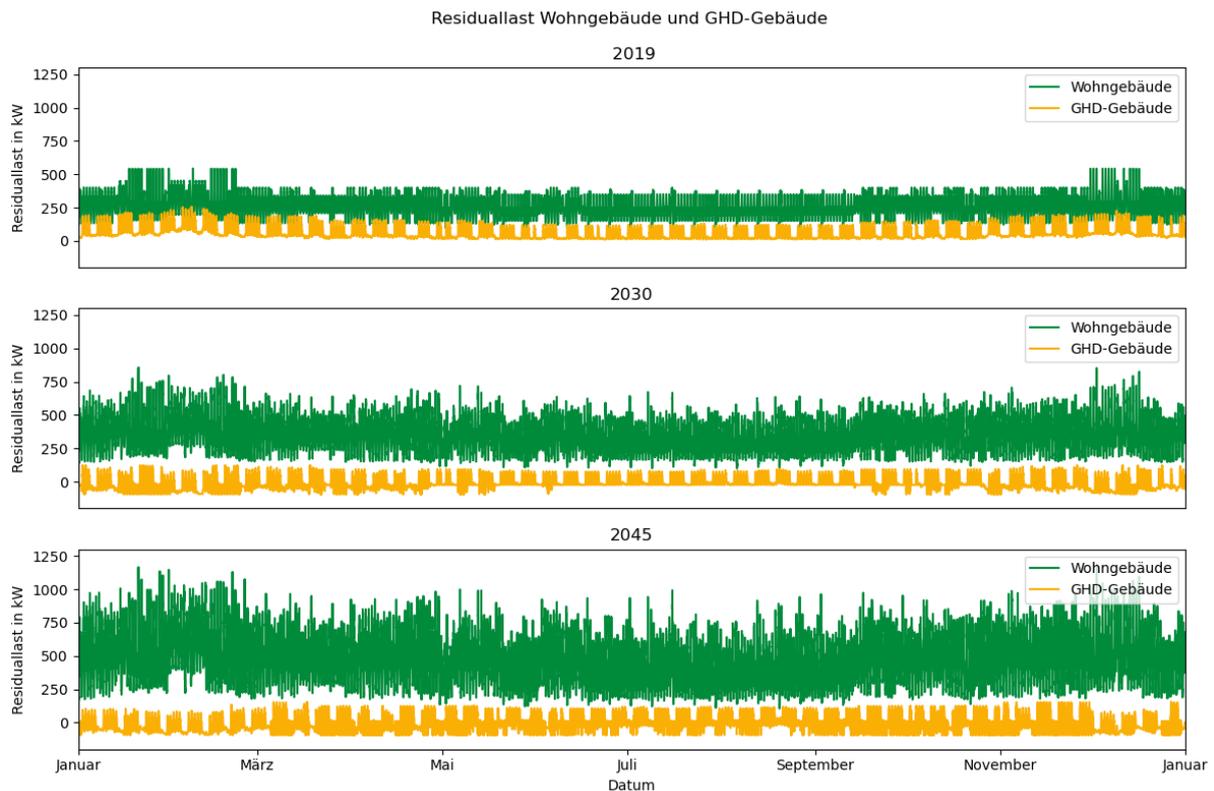


Abbildung 151: Residuallast des Quartiers aufgeteilt in Wohngebäude und GHD-Gebäude für die betrachteten Jahre. Das GHD-Gebäude hat im Basisjahr eine konventionelle Wärmeversorgung ohne PAFC-System und in den Stützjahren ein PAFC-System mit stromgeführter Regelung

Der Einfluss der beiden betrachteten Regelungsstrategien und die Einbindung der Flexibilitätsoption ist in Abbildung 152 und Abbildung 153 dargestellt. Jeweils für eine Winter- und eine Sommerwoche in 2045 wird die Residuallast im Vergleich für die wärmegeführte und die strompreisorientierte Regelung und die wärmegeführte Regelung mit und ohne Flexibilität dargestellt. Beim Vergleich der wärmegeführten und preisorientierten Regelung wird deutlich, dass bei der preisorientierten Regelung entweder insgesamt mehr oder weniger Strom bezogen werden muss, je nachdem, ob das PAFC-System aufgrund des Preises mehr oder weniger Leistung zur Verfügung stellt als aufgrund des Wärmebedarfs des GHD-Gebäudes. Die Flexibilität bezieht sich auf den Kältebedarf und hat daher im Winter keinen Einfluss auf die Residuallast. In der dargestellten Sommerwoche sind Glättungen der Residuallast, z. B. zu Beginn des 17. Julis, durch die Flexibilitätsoption zu erkennen.

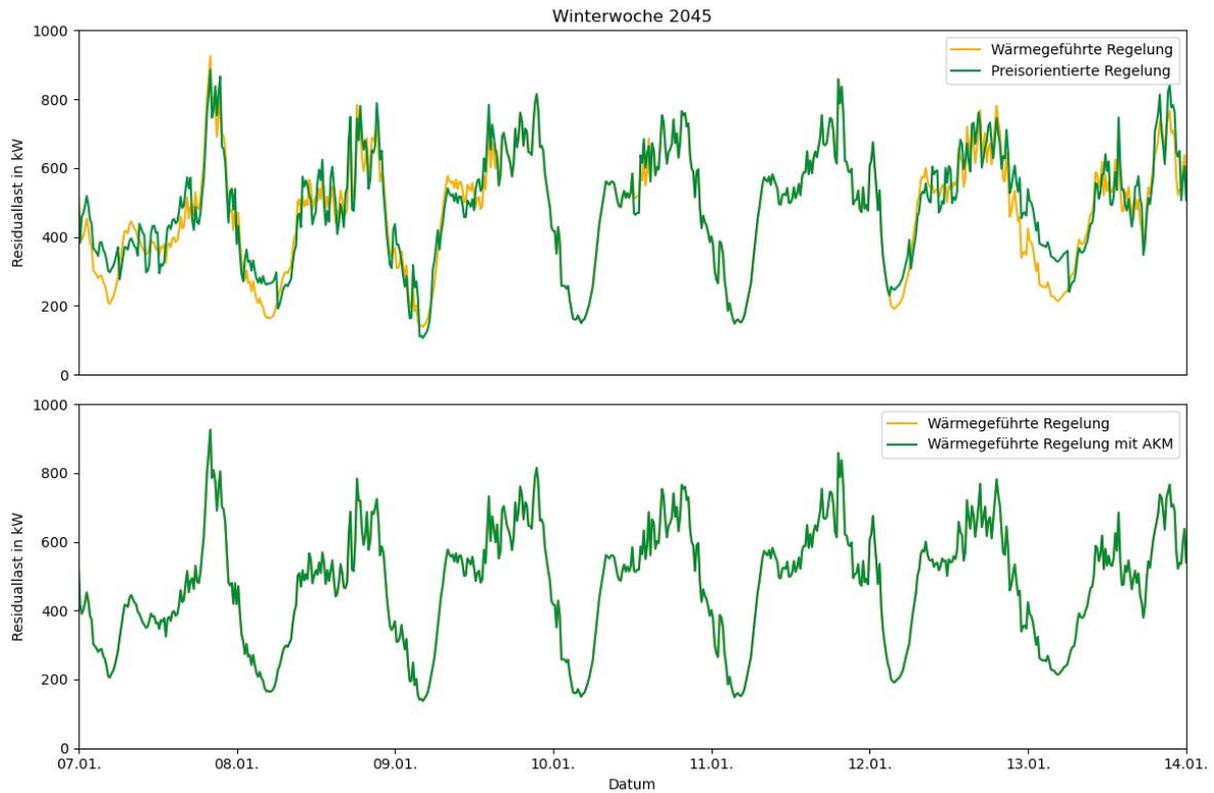


Abbildung 152: oben: wärmegeführte und preisorientierte Regelungsstrategie für eine Winterwoche 2045 im Vergleich; unten: wärmegeführte Regelungsstrategie mit und ohne Flexibilität für eine Winterwoche 2045 im Vergleich

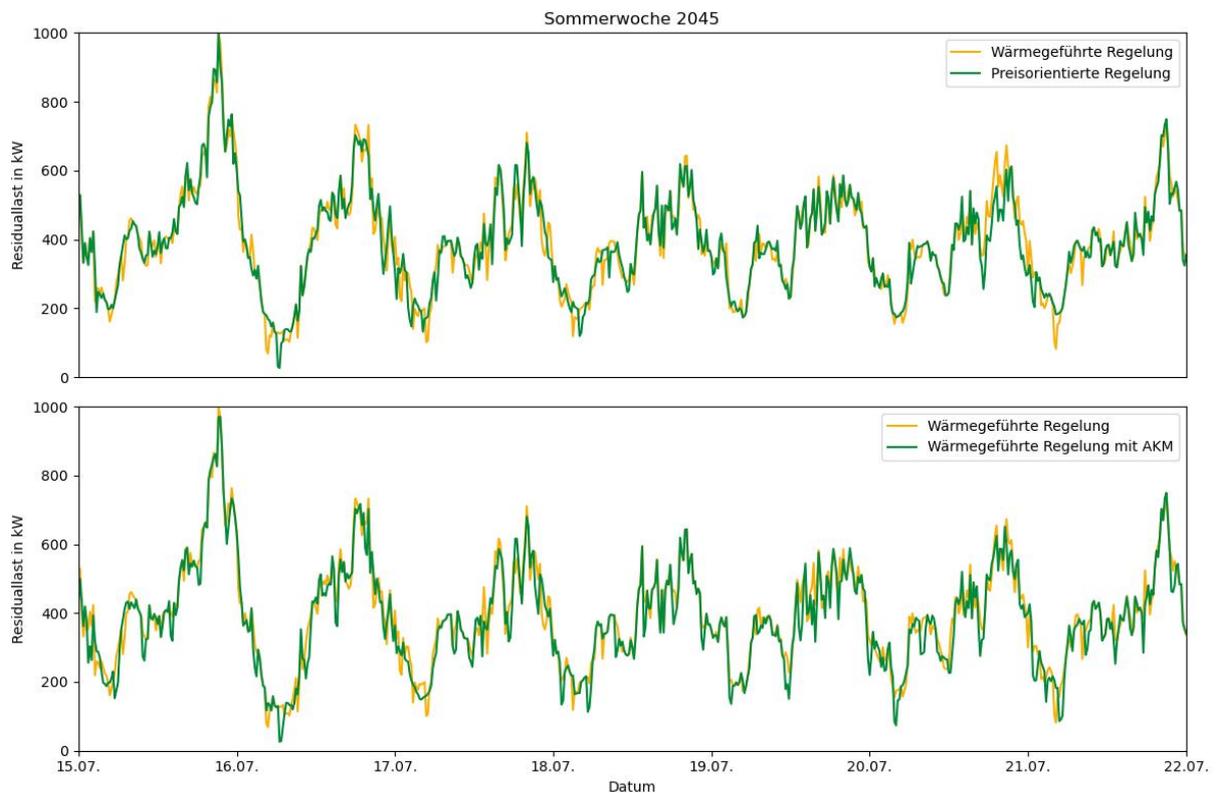


Abbildung 153: oben: wärmegeführte und preisorientierte Regelungsstrategie für eine Sommerwoche 2045 im Vergleich; unten: wärmegeführte Regelungsstrategie mit und ohne Flexibilität für eine Sommerwoche 2045 im Vergleich

In Tabelle 19 ist dargestellt, wie viel Strom das PAFC-System dem Wohnquartier jeweils bereitstellen kann. Durch die Flexibilitätsoption erhöht sich dieser Betrag für beide betrachteten Regelungsstrategien und Stützjahre leicht. Auch die Preisregelung hat überwiegend einen geringen positiven Effekt.

**Tabelle 19: Strombereitstellung des PAFC-Systems für das Wohnquartier in MW/a mit und ohne Flexibilitätsoption für die strombedarfs- und strompreisorientierte Regelung**

Konzept		Konv.	ohne Flexibilitätsoption		mit Flexibilitätsoption	
Regelung		Konv.	bedarfsorientiert	preisorientiert	bedarfsorientiert	preisorientiert
Quartier 3	2019	-	-	-	-	-
	2030	-	231,75	235,10	247,01	246,64
	2045	-	219,52	225,37	254,93	255,04

Der Jahresstrombezug des Quartiers aus dem Netz kann durch den Einsatz des PAFC-Systems deutlich reduziert werden, da die strombeziehende Wärmepumpe durch die strombereitstellende PAFC-Anlage als primäre wärmebereitstellende Technologie ersetzt wird, siehe Tabelle 20. Die preisorientierte Regelung führt im Jahr 2030 zu einem etwas geringeren Strombezug, während sie im Jahr 2045 zu einem etwas höherem Strombezug führt. Der Einsatz der Flexibilitätsoption verringert den Strombezug jeweils in geringem Maße.

**Tabelle 20: Vergleich des Netzstrombezug des Quartiers für die betrachteten Szenarien in Megawatt**

Konzept		Konv.	ohne Flexibilitätsoption		mit Flexibilitätsoption	
Regelung		Konv.	bedarfsorientiert	preisorientiert	bedarfsorientiert	preisorientiert
Quartier 3	2019	2.785,4	-	-	-	-
	2030	3.482,0	2.852,1	2.836,5	2.829,5	2.818,6
	2045	4.437,4	3.865,0	3.882,1	3.806,4	3.831,0

In Tabelle 21 sind die durch den Strombezug und den Brennstoffeinsatz verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen des gesamten Quartiers inkl. GHD-Gebäude aufgelistet. Der Brennstoffbedarf des Wohnquartiers für die Einzelobjektversorgung setzt sich aus Erdgas, Erdöl und Biomasse zusammen. Die angenommenen CO<sub>2</sub>-Intensitäten für den Strom-Mix, Erdgas und Wasserstoff sind Tabelle 17 zu entnehmen. Für Erdöl und Biomasse wurde nach [55] CO<sub>2</sub>-Intensitäten von 310 bzw. 30 g/kWh angenommen. Mit fortschreitender Dekarbonisierung der Stromerzeugung in Deutschland nehmen auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Quartier ab. Für das Jahr 2030 lassen sich durch die Flexibilitätsoption und die damit verbundene höhere Laufzeit der gasbetriebenen PAFC-Anlage etwas höhere Emissionen feststellen. Im Jahr 2045 liegen die Emissionen durch die Annahme einer vollständig abgeschlossenen Dekarbonisierung bei null.

Tabelle 21: CO<sub>2</sub>-Emissionen bedingt durch Brennstoffeinsatz und Strombezug des Quartiers in t/a

Konzept		Konv.	ohne Flexibilitätsoption		mit Flexibilitätsoption	
Regelung		Konv.	bedarfsorientiert	preisorientiert	bedarfsorientiert	preisorientiert
Quartier 3	2019	1.984	-	-	-	-
	2030	1.196	1.368	1.386	1.375	1.390
	2045	0	0	0	0	0

Das PAFC-System und die Flexibilitätsoption haben grundsätzlich einen positiven Einfluss auf den Jahresstrombezug des Quartiers. Auf das gesamte Quartier bezogen fallen die Effekte eher gering aus, da der Strombedarf des Wohnquartiers deutlich größer ist als der mögliche Stromüberschuss des GHD-Gebäudes. Bei vereinzelt Einsatz eines PAFC-Systems in GHD-Gebäuden in einem Umfeld von größeren Wohngebäuden, bei denen der Strombedarf deutlich über dem selbst produzierten Strom, z. B. durch Photovoltaikanlagen, liegt, ist daher davon auszugehen, dass die Fahrweise und zusätzliche Ausstattung gewählt werden können, die für das GHD-Gebäude aus Betreibersicht am sinnvollsten sind, ohne größere Auswirkungen auf das Wohnquartier beachten zu müssen.

### 2.3.4 Fazit und Entwicklungspotenziale

Insgesamt zeigt sich, dass das Modell des Hybrid-SOFC-Systems insbesondere bei Bedarfen im Bereich der Volllast weitestgehend dynamisch Strom bereitstellen kann. Dies zeigt sich vor allem in den Simulationsergebnissen von Quartier 1. Es zeigt sich, dass durch die zeitweisen hohen Bedarfe im Jahr 2045 die verschiedenen Teillaststufen der Anlage genutzt werden können und sich der Verlauf der Stromerzeugung stellenweise an den Verlauf des Bedarfs annähert. Bei der Betrachtung von Quartier 2 hingegen zeigt sich der Effekt einer stromseitig überdimensionierten Anlage. Ist die Anlage zu groß dimensioniert, kann sie weniger gut dem Strombedarfsprofil folgen. Der Grund dafür ist, dass die modellierte kleinste Teillaststufe bei ca. 65 % der Nennlast liegt. Bedarfe, die unter dieser Teillaststufe liegen, müssen folglich durch den Strombezug aus dem öffentlichen Netz gedeckt werden. Die Leistung der PV-Anlagen in den Quartieren ist so gering, dass sie auf diesen Effekt keinen nennenswerten Einfluss haben. Die reale Demonstrationsanlage des GWI hat im Vergleich eine zusätzliche Teillaststufe von 50 %. Diese Teillaststufe kann insbesondere bei kleineren Lasten zu einem dynamischeren Verhalten der Anlage führen. Die Möglichkeit der bedarfsgerechten Stromproduktion steigt mit der Anzahl der Teillaststufen und der Möglichkeit schnell zwischen diesen zu wechseln. Wärmeseitig kann die Grundlast im Winter und in der Übergangszeit gut gedeckt werden, die Bedarfsspitzen müssen durch das Zusatzheizgerät abgedeckt werden, d.h. auf die Wärme bezogen ist die Anlage eher konservativ dimensioniert. Das Verhältnis vom Strom- zum Wärmebedarf im Quartier spielt demnach auch eine wichtige Rolle bei der Dimensionierung der Anlage.

In der Nacht wird das SOFC-System nicht komplett heruntergefahren, sondern ausschließlich mit der Gasturbine betrieben. Dies verhindert ein komplettes Abfahren der Anlage und somit auch einen langen Kaltstartvorgang. Die Volllaststunden der Anlage können auf diese Weise deutlich erhöht werden. Die Leistung der Gasturbine hat jedoch im Vergleich zur gesamten Anlage eine geringe Nennleistung. Es sollte beachtet werden, dass die Leistung der Gasturbine

zu den Bedarfen in der Nacht passt. Für die simulierten Quartiere ist dies näherungsweise der Fall.

Die Nutzung eines Wärmespeichers als Flexibilitätsoption hat eine konstantere Abgabe der Abwärme des Hybrid-SOFC-Systems zufolge. Es zeigt sich, dass die Zusatzheizung zeitweise weniger Wärme bereitstellen muss. Da jedoch eine bestimmte Vorlauftemperatur für das Quartier garantiert werden muss, ist darauf zu achten, dass der Speicher nicht zu groß dimensioniert ist und somit auch die nötige Vorlauftemperatur bereitstellen kann. Ein zu kleiner Speicher hingegen kann weniger Wärme einspeichern und es können nur geringere Wärmemengen aus dem Speicher genutzt werden. Insgesamt glättet sich jedoch das Profil der Wärmebereitstellung des SOFC-Systems und der Zusatzheizung und die Zusatzheizung muss weniger Wärme bereitstellen. Eine optimale Auslegung des Speichers kann diesen Effekt verstärken.

Bei den Ergebnissen mit preisorientierter Regelung ist zu beachten, dass auf eine effiziente Brennstoffauslastung nicht geachtet wurde. Bei einer Kombination beider Ansätze würde sich die Anzahl der Volllaststunden deutlich verringern. Für die preisorientierte Regelung könnten durch eine Ausweitung des Versuchsbetriebs des SOFC-Systems Parameter abgeleitet werden, die für eine genauere Abbildung genutzt werden könnten. Zum einen verursacht der Stillstand des SOFC-Systems je nach Außentemperatur Kosten, da bei tiefen Temperaturen eine Zusatzheizung laufen muss und bei hohen Temperaturen eine Kühlung der Anlage nötig ist. Einen solchen Zusammenhang zwischen Stillstandkosten und Außentemperatur ließe sich in das Modell der preisorientierten Regelung integrieren. Zum anderen wird beim Abfahrvorgang Stickstoff benötigt, was ebenfalls für zusätzliche Kosten sorgt und im Modell explizit abgebildet werden könnte.

Aus den durchgeführten Analysen lässt sich für den Einsatz des untersuchten PAFC-Systems in einem GHD-Gebäude ableiten, dass die Fahrweise und zusätzliche Flexibilitätsoptionen nach den Begebenheiten des GHD-Gebäudes gewählt werden können, da die Auswirkungen auf das untersuchte Quartier gering sind. Dabei ist das betrachtete Quartier ein großes Wohnquartier bestehend aus Mehrfamilienhäusern. Die Auswirkungen des Einsatzes der PAFC-Anlage auf andere typische Quartiere, wie z.B. ein Quartier bestehend aus Einfamilienhäusern mit einer hohen PV-Ausbauquote, könnte weiterführend untersucht werden.

### 3 Ökonomische Systemanalyse

Im Rahmen dieses Arbeitspakets hat der Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL) eine umfassende ökonomische Bewertung der in vorherigen Kapiteln umfangreich beschriebenen innovativen KWK-Konfigurationen durchgeführt. Ziel war es, die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit der KWK-Systeme in einem zukünftigen Energiesystem zu bewerten. Die Arbeiten in diesem AP konzentrieren sich auf die Wechselwirkungen des KWK-Anlagensystems mit dem Gesamtsystem (Märkte). Die für die Bewertung verwendete Modellkette ist in Abbildung 154 schematisch dargestellt.

Um eine Bewertung der KWK-Anlantypen und -konfigurationen zu ermöglichen, ist die Entwicklung konsistenter Marktentwicklungsszenarien essenziell. Es wurden die Stützjahre 2030, 2040 und 2045 ausgewählt und eine umfangreiche Szenarienrecherche und -analyse durchgeführt, um darauf aufbauend die zu erwartende Zusammensetzung des Kraftwerksparks systemweit zu bestimmen.

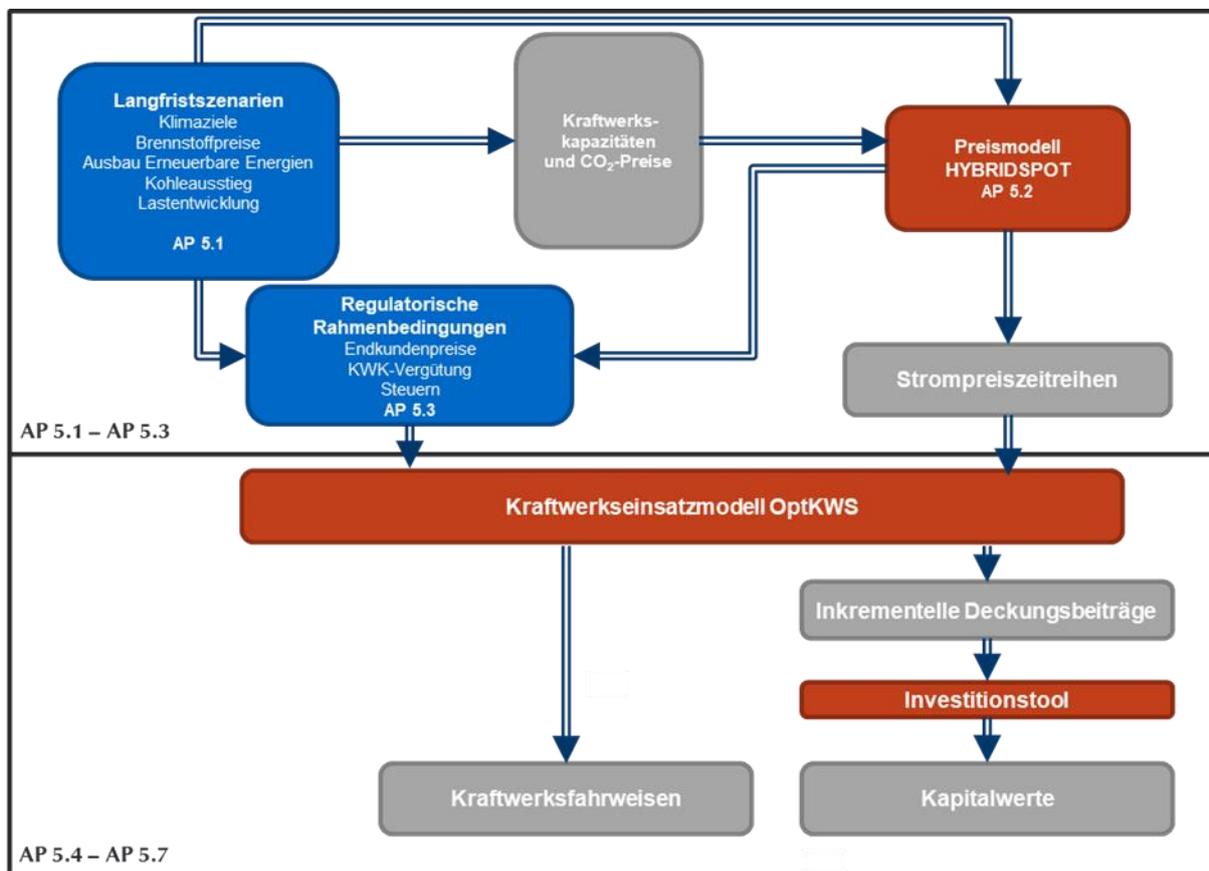


Abbildung 154: Übersicht über die Modellkette

Die in AP 5.1 ausgewählten Zusammensetzungen des Kraftwerksparks der Zukunftsjahre aus den ausgewählten Energiesystemstudien wurden im Anschluss im Modell *HYBRIDSPOT* verwendet, um stündliche Preiszeitreihen für Strompreise zu bestimmen (AP 5.2). Das Modell *HYBRIDSPOT* setzt sich aus dem Merit-Order-Modell *ParFuM* und einem stochastischen Zeitreihenmodell zusammen. In *ParFuM* wird eine stündliche Preiszeitreihe für das gewählte Stützjahr bestimmt. Dabei werden Brennstoffpreise, Zeitreihen für Last und Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt. Preisunsicherheiten werden über das stochastische Zeitreihenmodell abgebildet.

*HYBRIDSPOT* simuliert die Differenz zwischen stündlichen Preisen und Preisen für die Viertelstundenprodukte der Intraday-Auktion.

Die Preis- und Bedarfszeitreihen für Strom und Wärme werden im Kraftwerkseinsatzplanungsmodell *OptKWS* verwendet, um den optimalen Einsatz der jeweiligen Portfolio-Konfiguration aus Betreibersicht zu bestimmen (AP 5.5). Für Annahmen mit Bezug zum Wetter (z.B. EE-Erzeugungszeitreihen) wurde das Wetterjahr 2012 gewählt, um Konsistenz mit den Berechnungen der Projektpartner zu wahren. Das *OptKWS* wurde angepasst, um die von den Projektpartnern aufgebauten KWK-Systeme abzubilden und ihre Deckungsbeiträge zu bestimmen (AP5.4).

Die berechneten Kosten der Versorgung werden im Modell einer konsistenten Referenzwelt gegenübergestellt. Dazu werden für die ausgewählten Szenarien und Stützjahre Endkundenpreise gebildet, die den Annahmen und Ergebnissen der Strommarktmodellierung unterliegen. Weitere wesentliche Bestandteile dieser Regulierungsszenarien sind unter anderem Netzentgelte, Steuern sowie weitere Abgaben und Zuschüsse, die wiederum konsistent zu den Globalszenarien gewählt werden (AP 5.3).

Die abschließende Bewertung und der Vergleich der betrachteten KWK-Konfigurationen liefern wichtige Erkenntnisse über die Wirtschaftlichkeit dieser Technologien. Dafür wurden die inkrementellen Deckungsbeiträge ermittelt, welche die operativen Kostenvorteile der dezentralen Brennstoffzellen-KWK-Versorgung im Vergleich zu einer klassischen Endkundenbepreisung darstellen. Diese inkrementellen Deckungsbeiträge dienen als Eingangsparameter in einem Investitionstool, mit dem (Netto-)Barwerte für die ausgewählten Konfigurationen berechnet werden können. Diese Barwerte werden abschließend zur ökonomischen Bewertung herangezogen. Zur Validierung der Ergebnisse wurden Sensitivitätsbetrachtungen durchgeführt. Diese zeigen die Robustheit der Ergebnisse gegenüber den getroffenen Annahmen und bewerten die Integration der innovativen Systeme kritisch.

### 3.1 Generierung und Auswahl von Langfristszenarien

In diesem Abschnitt erfolgt eine strukturierte Zusammenfassung der für das Forschungsprojekt relevanten langfristigen Globalszenarien. Dabei werden wesentliche Parameter identifiziert, die einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellen-KWK haben. Es wird dabei das im Laufe des Projekts novellierte Klimaschutzgesetz berücksichtigt, welches Netto-Treibhausgasneutralität für das Jahr 2045 fordert. Dazu gehören die Ziele zur Emissionsminderung, Ausbauszenarien für erneuerbare Energien, die Bruttostromlast im Kontext der Sektorenkopplung sowie die Brennstoffpreise für Gas, Kohle und synthetische grüne Gase. Nach einer umfassenden Literaturrecherche, die sich auf energiewirtschaftliche Systemstudien mit einem Zeithorizont bis 2050<sup>1</sup> bzw. 2045 konzentrierte, wurden daraus konsistente Zukunftsszenarien ermittelt. Dieses AP fokussiert sich auf Globalszenarien, die im Jahr 2045 keine oder negative Emissionen im Strom- und Wärmesektor aufweisen. Dazu wurden 25 Studien zu globalen Zukunftsszenarien ab dem Veröffentlichungsjahr 2015 in das zweistufige Auswahlverfahren einbezogen. Die Szenarien wurden nach ihren Emissionsminderungszielen gegliedert, um ein breites Spektrum möglicher Entwicklungen abzudecken. Zwischen den Studien besteht eine große

---

<sup>1</sup> Zum Projektstart wurden die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 fokussiert, da viele der vor 2021 veröffentlichten Studien diese ebenfalls in den Fokus nehmen. Durch die Novellierung des Klimaschutzgesetzes und der Fokussierung auf das Jahr 2045 als Zieljahr für die Netto-Klimaneutralität wurde das Jahr 2045 als letztes Stützjahr festgelegt. Ergebnisse von Studien, die bisher 2050 als Zieljahr festgelegt hatten, wurden auf das Jahr 2045 übertragen.

Bandbreite hinsichtlich des Weges zur Erreichung der Emissionsminderungsziele. Während in einigen Szenarien die Bruttostromnachfrage im Zeitverlauf nur moderat steigt, führt eine zunehmende Elektrifizierung von Sektoren wie Wärme und Verkehr in manchen Studien zu einer mehr als doppelt so hohen prognostizierten Nachfrage bis zum Jahr 2045 im Vergleich zum Basisjahr. Auch die Bundesregierung geht von einer Steigerung der Bruttostromnachfrage durch Elektroautos, Wärmepumpen und die Herstellung von grünem Wasserstoff aus. Im folgenden Schritt dieses Arbeitspakets wurden anhand von Emissionszielen (starke) Klimaschutzszenarien (KSS) identifiziert, die den nationalen und internationalen Diskurs in der Forschung im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele darstellen. Berücksichtigt wurden Szenarien, die eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Energiesektor um 95 bis 100 % gegenüber dem Jahr 1990 vorsehen. In einem abschließenden Schritt wurden die KSS tiefergehend analysiert, sodass aus einer Vielzahl von KSS drei repräsentative ausgewählt werden konnten. Das Ergebnis sind vier Szenarien, von denen drei als starke Klimaschutzszenarien klassifiziert werden können. Das vierte Szenario erreicht die ambitionierten Klimaschutzziele nicht. Die ausgewählten Szenarien unterscheiden sich durch unterschiedliche Wege der Zielerreichung für 2045, zum Beispiel durch eine starke Sektorenkopplung mit erhöhter Stromlast und/oder der Berücksichtigung klimaschonender synthetischer Gase. zeigt die Emissionsziele der Szenarien, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

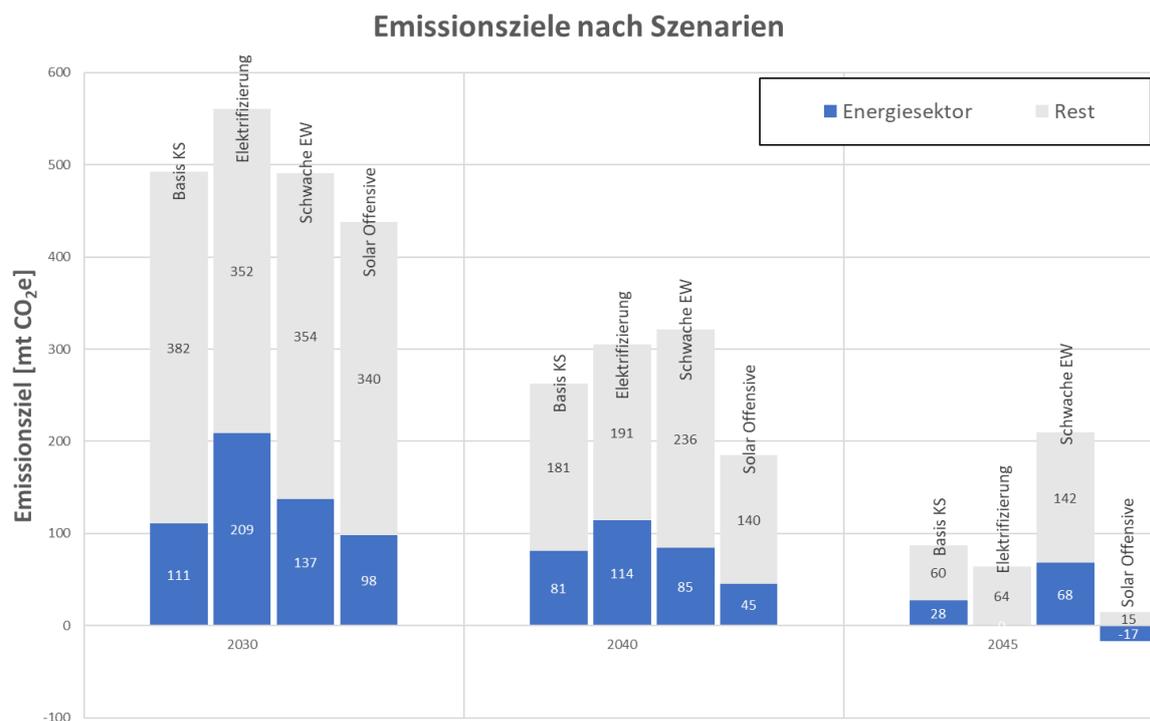


Abbildung 155: CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Szenario

Im Folgenden werden die ausgewählten Szenarien kurz beschrieben:

- **„Basis Klimaschutz“**

Das Szenario „Basis Klimaschutz“ orientiert sich am 2. Endbericht Klimaschutzszenario 2050 des Öko-Instituts aus dem Jahr 2015 [65]. Das Ziel dieses Szenarios ist es, die gesamten Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 95 % im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Dabei werden nicht nur die der Energiewirtschaft zuordenbaren Emissionen aus der Energiewirtschaft, sondern auch die nicht energiebedingten Emissionen der Sektoren der Sektoren Industrie, Abfallwirtschaft und Landwirtschaft einbezogen.

Das Szenario „Basis Klimaschutz“ geht dabei von einer Emissionsreduktion im Energiesektor auf 28 Mt CO<sub>2</sub>ä im Jahr 2045 aus, was einer Emissionsreduktion von 97 % gegenüber 1990 entspricht. Die Ziele werden über die Anreizwirkung hoher CO<sub>2</sub>-Preise erreicht. Im Gegensatz zur Studie des Öko-Instituts wird im Szenario „Basis Klimaschutz“ eine schnellere Transformation des Energiesystems angenommen – d.h. die Ziele werden bereits im Jahr 2045 anstatt wie in der Studie des Öko-Instituts im Jahr 2050 erreicht. Von den drei Klimaschutzszenarien ist dies das Szenario mit der geringsten Bruttostromlast im Jahr 2045 sowie dem geringsten Ausbau der erneuerbaren Energien. Abbildung 156 zeigt einen Zubau von 150 GW Onshore-Wind, 45 GW Offshore-Wind und 130 GW Photovoltaik. Zur Deckung der Bruttostromlast von 782 TWh im Jahr 2045 werden 9 TWh an Stromimporten angenommen.

- **„Elektrifizierung“:**

Das Szenario „Elektrifizierung“ basiert auf einem starken Klimaschutzszenario aus der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ [54]. Eine gesteigerte Energieeffizienz sowie eine breite Elektrifizierung der Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr führen zu einer Zunahme der Bruttostromnachfrage. Die Bruttostromnachfrage steigt aufgrund der Elektrifizierung des Wärmesektors über Wärmepumpen, der elektrischen Erzeugung von Prozesswärme im Industriesektor sowie der Elektrifizierung des PKW- und des Straßengüterverkehrs. Für das Szenario „Elektrifizierung“ wird angenommen, dass die ambitionierten Emissionsreduktionsziele bis zum Jahr 2045 erreicht werden. Das Ziel besteht darin, die Treibhausgasemissionen aus öffentlicher Strom- und Wärmeversorgung, Raffinerien und Erdgasverdichtern von 100 % auf 0 Mt CO<sub>2</sub>ä zu reduzieren. Ein zentraler Unterschied zum Szenario „Basis Klimaschutz“ besteht darin, dass im Gegensatz dazu im Energiesektor die Treibhausgasemissionen vollständig reduziert werden sollen, siehe Abbildung 155. Darüber hinaus wird eine deutlich erhöhte Stromnachfrage von 1.156 TWh im Jahr 2045 erwartet. Im Vergleich zum Szenario „Basis Klimaschutz“ zeigt Abbildung 156 einen geringeren Zubau von Offshore-Windenergie im Vergleich zu den anderen starken Klimaschutzszenarien auf eine Kapazität von 44 GW. Die Kapazität von Photovoltaik beträgt 165 GW, während die Kapazität von Onshore-Windenergie durch starken Zubau auf 179 GW steigt.

- **„Solar Offensive“:**

Das Szenario „Solar Offensive“ wurde in Anlehnung an die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ erstellt [66]. Es hat analog zu den beiden anderen Klimaschutzszenarien das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045. Der Unterschied besteht darin, dass sich die zugrunde liegende Studie der Stiftung Klimaneutralität zusammen mit Agora Energiewende im Vergleich zu den anderen Studien bereits das Zieljahr 2045 anstatt 2050 anvisiert. Das Szenario hat einen starken Fokus auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik. Bis zum Jahr 2030 soll eine Kapazität von 200 GW erreicht werden, was den Zielwert der anderen drei Szenarien für 2045 sogar deutlich übertrifft. Die Strom- und Fernwärmebedarfe werden im Jahr 2045 vollständig klimaneutral gedeckt während gleichzeitig Wasserstoff als Ersatz für Erdgas ab 2040 als wichtigster Energieträger für die Residualstromerzeugung dient. Im Szenario „Solar Offensive“ werden im Energiebereich negative Emissionen von 17 Mt CO<sub>2</sub>ä erreicht.

Diese entstehen durch Direct Air Carbon Capture and Storage, bei dem abgeschnittenes CO<sub>2</sub> aus der Energieerzeugung in geeignete geologische Formationen eingespeichert wird. Die Bruttostromlast liegt mit 1017 TWh zwischen den Szenarien „Elektrifizierung“ und den beiden anderen Szenarien. Während der Projektlaufzeit wurde dieses Szenario aufgrund des Koalitionsvertrages von 2021 mit den angepassten politischen Zielen neu parametrisiert.

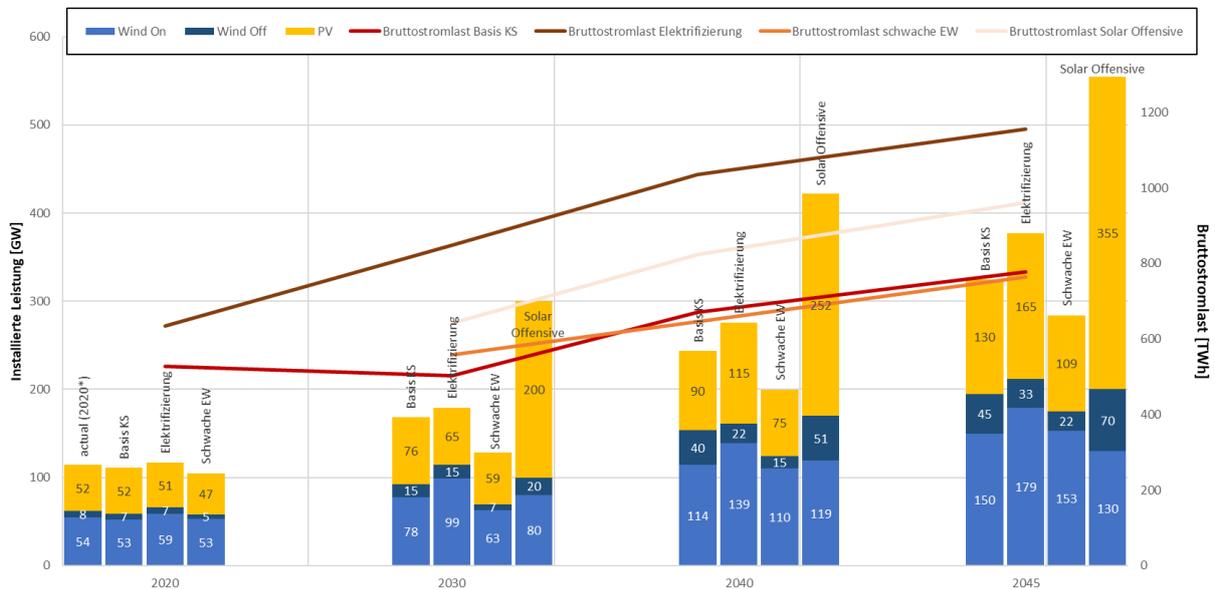


Abbildung 156: Ausbau erneuerbare Energien und Bruttostromlast nach Szenarien

- **„Schwache Energiewende“:**

Im Szenario „Schwache Energiewende“ werden die Klimaziele eines klimaneutralen Deutschlands bis zum Jahr 2045 nicht erreicht. Das Szenario basiert auf einer Studie des Forschungszentrums Jülich mit dem Titel „Wege für die Energiewende“ [67]. In diesem Szenario wird der Gesamtausstoß der Treibhausgasemissionen um 80 % reduziert. Das Szenario beschreibt eine Welt, in der die Energiewende verzögert oder nicht ausreichend umgesetzt wird. Abbildung 155 zeigt, dass auch 2045 210 Mt CO<sub>2</sub>ä emittiert werden. Davon entfallen 68 Mt CO<sub>2</sub>ä auf den Energiesektor. Ähnlich zum Szenario „Basis Klimaschutz“ steigt der Stromverbrauch durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen zur Raumwärmeerzeugung sowie durch die Elektrifizierung von energieintensiven Industrieprozessen. Beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien wird die verpasste Energiewende ersichtlich. Da im Jahr 2045 nur 296 GW an erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten vorhanden sind, müssen Erdgaskraftwerke 10 % der Stromerzeugung leisten. Dieses Szenario stellt einen Gegenentwurf zu den drei starken Klimaschutzszenarien dar und ermöglicht eine Bewertung der Kosten der KWK-Anlagensysteme auch im Kontext einer Nichterreichung der Klimaziele.

Die Quantifizierung der Szenarien basiert auf den Ergebnissen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung („Kohlekommission“) der Bundesregierung, die Anfang 2019 veröffentlicht wurden. Insbesondere wurden die Restlaufzeiten der bereits existierenden konventionellen Kohlekraftwerke berücksichtigt [68].

Tabelle 22: Kapazitäten in den Szenarien

Szenario/ Kapazitäten	2030				2040				2045			
	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende
Wind [GW]	93	114	105	69	144	161	170	124	195	212	200	175
PV [GW]	76	65	200	59	90	114	252	75	130	165	355	109
H2 [GW]	0	0	12	0	22	19	29	0	58	114	98	0
Gas [GW]	37	93	43	44	28	85	51	43	7	0	0	50
Kohle [GW]	6	6	6	17	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 22 zeigt die angenommenen Kraftwerkskapazitäten für die Stützjahre 2030, 2040 und 2045, die als Inputs für das Modell *HYBRIDSPOT* genutzt werden. Wasserstoff (H2) Kapazitäten sind in allen starken Klimaschutzszenarien vorhanden und sind im Szenario „Elektrifizierung“ im Jahr 2045 mit 114 GW am höchsten. Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke spielen aufgrund des beschlossenen Kohleausstiegs in allen Szenarien für das Jahr 2040 keine Rolle mehr. In den meisten Szenarien ist eine abnehmende Tendenz bei den Kapazitäten von Gaskraftwerken zu erkennen, mit Ausnahme des Szenarios „Schwache Energiewende“, in dem die Kapazitäten von Gaskraftwerken von 2030 bis 2045 von 44 GW auf 50 GW steigen.

Tabelle 23: Brennstoffpreise, Grüne Gase und CO<sub>2</sub>-Intensitäten nach Szenarien

Szenario/ Preise	2030				2040				2045			
	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende
CO <sub>2</sub> -Preis [€/t]	98	98	98	98	143	150	150	250	200	-	-	306
Anteil grünes Gas [%]	20	20	20	0	50	50	50	0	90	100	100	20
CO <sub>2</sub> -Intensität Gasmix [%]	16,6	16,6	16,6	20,7	10,4	10,4	10,4	20,7	2,1	0,0	0,0	16,6
Gasmix Preis [€/MWh]	53,7	58,7	53,7	35,8	65,1	65,1	65,1	24,2	93,1	100	100	43,3
Kohle Preis [€/MWh]	17,2	17,2	17,2	17,2	8,0	8,0	8,0	8,0	7,7	7,7	7,7	7,7
Gas Preis [€/MWh]	35,8	35,8	35,8	35,8	30,1	30,2	30,2	24,2	30,8	30,8	30,8	22,9
H <sub>2</sub> Preis [€/MWh]	125	150	125	150	100	100	100	125	100	100	100	125

Für die Entwicklung der Brennstoffpreise, insbesondere für Erdgas und Steinkohle, werden für das Stützjahr 2030 sogenannte Future-Notierungen der Strombörse European Energy Exchange AG (EEX) berücksichtigt. Um eine gewisse Preisrobustheit zu garantieren, wurden die Tagesendpreise des ersten Quartals 2023 gemittelt. Diese Anpassung ist in Folge der Entwicklungen der europäischen Energiekrise durchgeführt worden. Die Preisentwicklung für die Stützjahre

2040 und 2045 basiert auf dem World Energy Outlook 2022 (WEO) der International Energy Agency (IEA) [69]. Die verwendeten Preise stammen aus den Szenarien „Announced Pledge“ sowie „Stated Policies“. Nur für das Szenario „Schwache Energiewende“ hat die Preisentwicklung der konventionellen Energieträger im Jahr der Klimaneutralität noch Relevanz. Tabelle 23 stellt ebenfalls die angenommenen Preise für grüne Gase sowie die angenommenen Anteile von grünen Gasen im Gasmix dar.

### 3.2 Multivariate Simulation und Auswahl von Zeitreihen

Die Ergebnisse aus 3.1 wurden anschließend genutzt, um repräsentative zukünftige Großhandelsstrompreise für jedes Stützjahr und Szenario zu simulieren. Hierfür wurde das Modell *HYBRIDSPOT* verwendet. Dieses baut auf dem Fundamentalmodell *ParFuM* des EWL auf [70], welches um eine stochastische Modellierung erweitert wurde. *HYBRIDSPOT* modelliert für alle zuvor definierten Szenarien und Stützjahre Großhandelsstrompreise in einer stündlichen und viertelstündlichen Auflösung für das deutsche Marktgebiet. Stündliche Großhandelsstrompreise repräsentieren die Ergebnisse der Day-Ahead-Auktion (DA) und die viertelstündlichen Großhandelsstrompreise die Ergebnisse der Intraday-Auktion (IDA) der europäischen Strombörse EPEX SPOT.

Der Fundamentalpreis einer Lieferperiode wird durch den Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurven des jeweiligen Zeitschritts bestimmt. Die Nachfragekurve wird durch die so genannte Residuallast repräsentiert. Diese ergibt sich aus der Differenz zwischen der Gesamtstromnachfrage und der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie, KWK-Must-Run<sup>2</sup> sowie dem Saldo des Auslandshandels. Die Kraftwerkskapazitäten und CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise, die in 3.1 hergeleitet wurden und in Tabelle 22 und Tabelle 23 dargestellt sind, dienen als Input für das Modell. Die Erzeugungszeitreihen von Wind- und Solarenergie werden durch Multiplikation der jeweiligen installierten Kapazität eines Szenarios und Stützjahres mit einem stündlichen Kapazitätsfaktorenprofil, welches die Leistungsabgabe im Verhältnis zur maximal möglichen Leistungsabgabe darstellt, erzeugt. Die Kapazitätsfaktorenprofile entstammen dem Datensatz von [71] und [72]. Für die Erstellung des Stromlastprofils wird die jeweilige Maximallast eines Szenarios und Stützjahres mit einem Lastprofil in stündlicher Auflösung multipliziert. Die Jahreswerte für die Import- und Exportzeitreihen der Szenarien und Stützjahre werden mithilfe eines Algorithmus auf die einzelnen Zeitschritte verteilt. Der Algorithmus berücksichtigt dabei die Kuppelkapazitäten zwischen Marktgebieten sowie einen Zusammenhang zwischen Residuallast und Import/Export, bei dem die meisten Importe bei höchster Residuallast und die meisten Exporte bei geringster Residuallast erfolgen. Die KWK-Must-Run-Zeitreihen werden mit dem am EWL entwickelten *KWK-Tool* erzeugt. Das *KWK-Tool* berechnet die Erzeugungsleistung von KWK-Anlagen im deutschen Marktgebiet und berücksichtigt dabei Wärmebedarfe von Fernwärmenetzen. Dabei wird die Erzeugungsleistung ermittelt, die aufgrund von Wärmeverpflichtungen nicht regelbar ist.

---

<sup>2</sup>Wärmenachfragegesteuerte KWK-Anlagen erzeugen aufgrund von Wärmelieferverpflichtungen eine strompreisunabhängige, aber temperaturabhängige Produktion. Dies wird häufig als „Must-Run“ bezeichnet.

Die stochastische Komponente wird mithilfe eines multivariaten ARMA-Faktormodells modelliert, welches die Differenz zwischen dem beobachteten und dem fundamentalen Preis abbildet. Zuerst werden die Stunden eines Tages in normalverteilte Variablen transformiert, woraufhin eine Zerlegung dieser Variablen in unkorrelierte Faktoren mittels einer Hauptkomponentenanalyse erfolgt. Diese Faktoren werden dann mit ARMA-Modellen modelliert. Das Zeitreihenmodell basiert auf Daten aus dem Jahr 2016. Abschließend wird eine Stochastik für die einzelnen Stützjahre simuliert.

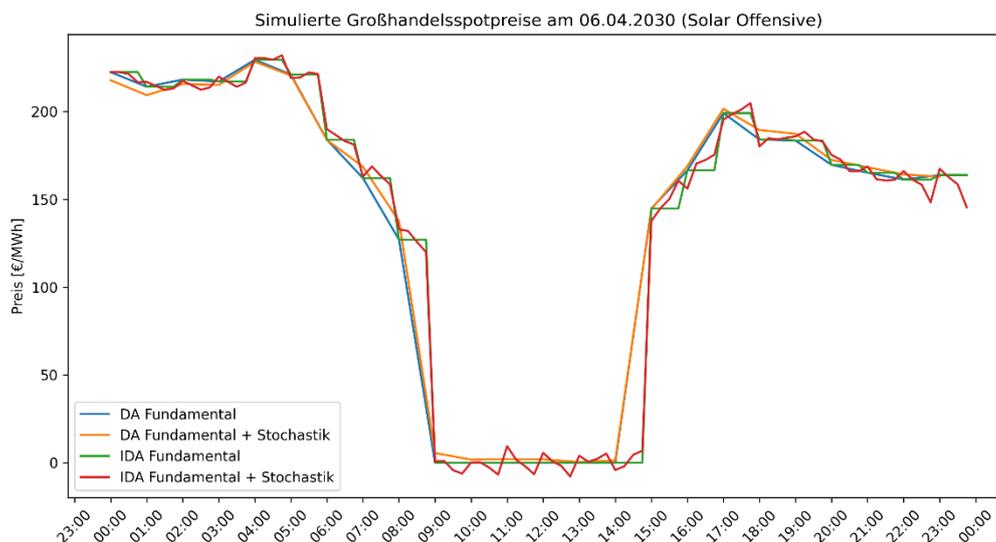


Abbildung 157: Beispiel einer simulierten Großhandelsstrompreiszeitreihe

Abbildung 157: zeigt exemplarisch den Preisverlauf simulierter Großhandelsspotpreise an einem Tag im Stützjahr 2030. Deutlich erkennbar ist die sogenannte „Duck Curve“, ein starker Rückgang der Preise, der auf die Stromerzeugung durch Photovoltaik in der Mittagszeit zurückzuführen ist. Die stündliche hybride Preiszeitreihe (fundamentale + stochastische Komponente) weicht zwar von der rein fundamentalen Preiszeitreihe ab, hat jedoch einen ähnlichen Verlauf. Die viertelstündliche hybride Preiszeitreihe unterscheidet sich insbesondere durch den Preisverlauf von den anderen Zeitreihen. Es zeigt sich, dass das für den IDA-Markt typische „Sägezahnmuster“ durch das multivariate Zeitreihenmodell reproduziert werden kann.

Tabelle 24: Durchschnittliche Day-Ahead-Preise [€/MWh]

	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende
<b>2030</b>	118,57	131,74	90,03	113,22
<b>2040</b>	131,31	129,31	114,22	104,41
<b>2045</b>	126,27	102,43	96,81	87,36

Tabelle 24 zeigt die durchschnittlichen Großhandelsstrompreise für jedes Szenario in jedem Stützjahr. Die „Solar Offensive“- und „Schwache Energiewende“-Szenarien weisen dabei die geringsten durchschnittlichen Preise auf, wohingegen sich in „Basis Klimaschutz“ die höchsten durchschnittlichen Preise zeigen.

Tabelle 25: Standardabweichung der simulierten Day-Ahead-Preise

	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende
2030	42,76	30,42	62,12	16,04
2040	74,81	60,95	91,99	76,15
2045	121,24	85,82	95,46	103,92

In Tabelle 25 wird die Standardabweichung der stündlichen Großhandelsstrompreise dargestellt. Es wird deutlich, dass die Standardabweichung in jedem Szenario über die Stützjahre wächst. Dies lässt sich durch höhere Anteile von fluktuierenden EE in der Stromversorgung erklären, welche dazu führen, dass die Preise immer stärker zwischen einem geringen Preisniveau mit voller EE-Verfügbarkeit und einem hohen Preisniveau mit keiner bzw. geringer EE-Verfügbarkeit schwanken. In den Stützjahren 2030 und 2040 weist das „Solar Offensive“-Szenario die größte Standardabweichung auf, wohingegen sich im Stützjahr 2045 die höchste Standardabweichung im „Basis Klimaschutz“-Szenario finden lässt.

Tabelle 26: Anzahl Stunden mit simulierten Day-Ahead-Preisen von null oder geringer

	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende
2030	243	177	501	148
2040	502	211	519	296
2045	511	221	512	401

Tabelle 26 zeigt die Anzahl der Stunden mit einem Day-Ahead-Preis kleiner oder gleich null. Es fällt auf, dass diese Anzahl insbesondere im „Basis Klimaschutz“- und „Schwache Energiewende“-Szenario im Zeitverlauf stark zunimmt. Dies lässt sich zum Teil durch den in diesen Szenarien später auftretenden EE-Ausbau erklären. Im „Solar Offensive“-Szenario ist die Anzahl dieser Stunden bereits im Stützjahr 2030 verhältnismäßig hoch und steigt im Zeitverlauf kaum an. Dies ist auf den bereits im Stützjahr 2030 relativ starken Ausbau von PV-Kapazität zurückzuführen.

### 3.3 Analyse des Einflusses regulatorischer Rahmenbedingungen

In AP 5.3 wurden zentrale regulatorische Rahmenbedingungen für KWK-Anlagenbetreiber identifiziert und regulatorische Szenarien entwickelt, die in Konsistenz mit den Energiemarktprojektionen aus AP 5.1 und AP 5.2 ausgearbeitet wurden. Diese Notwendigkeit ergibt sich insbesondere daraus, dass die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen nicht allein von den Energiepreisen auf den Handelsmärkten abhängt, sondern in erheblichem Maße von diversen regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflusst wird. Netzentgelte, Steuern und Abgaben sowie Vergütungsregime, die eine ökonomisch effiziente Betriebsweise fördern sollen, sind von Relevanz für die Wirtschaftlichkeit der Anlagensysteme. Für die definierten Stützjahre der Szenarioanalyse ist es nicht anzunehmen, dass die gegenwärtigen Regelungen unverändert Bestand haben oder dass der Einfluss des regulatorischen Ordnungsrahmens vollständig eliminiert wird. In diesem Arbeitspaket wurde daher folgender Ansatz verfolgt:

Zunächst erfolgte eine umfassende Analyse der relevanten Gesetze und Verordnungen. Im Anschluss wurde die Art und Weise, wie diese Regelungen Einfluss nehmen, identifiziert und ihre

Integration in die Modellierungskette überprüft. In diesem Kontext wurden die Endkundenstrom- und Endkundengaspreise entsprechend den Ergebnissen aus AP 5.1 und AP 5.2 festgelegt. Darüber hinaus wurden in diesem AP aktuelle politische Entwicklungen berücksichtigt, wie beispielsweise die Abschaffung der EEG-Umlage.

### Übersicht über die relevanten Gesetze und Verordnungen für die KWK-Anlagensysteme

Gesetze und Verordnungen bilden die rechtliche Grundlage für den Einsatz von KWK-Anlagen jeder Dimension und Technologieart. Die ökonomische Tragfähigkeit von KWK-Anlagen ist nicht allein durch die Energiepreismechanismen auf den Handelsmärkten bedingt, sondern wird maßgeblich durch eine Vielzahl regulatorischer Rahmenbedingungen geprägt. Diese Rahmenbedingungen variieren abhängig von der eingesetzten Technologie, dem Brennstofftyp und der Anlagengröße. Im Folgenden wird eine kompakte Darstellung der existierenden energierechtlichen Rahmenbedingungen gegeben, die den Betrieb sowie die Förderung von KWK-Anlagen regeln. Wesentliche Rechtsnormen sind:

- das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – **KWKG 2023**),
- das Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz – **BEHG**),
- das Energiesteuergesetz (**EnergieStG**),
- das Stromsteuergesetz (**StromStG**),
- das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - **EEG 2023**) und
- die Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – **StromNEV**).

Zusätzlich existieren weitere relevante Bestimmungen, die hier nicht explizit betrachtet werden. Dazu gehören beispielsweise das Baugesetzbuch (BauGB), das Umsatzsteuergesetz (UStG), die KWK-Ausschreibungsverordnung (KWKAusV), das Gebäudeenergiegesetz (GEG), das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) samt zugehöriger Verordnungen und das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG).

Für die nachfolgende Analyse werden spezifische Informationen zu den im Projekt fokussierten Anlagengrößen und den verwendeten Brennstoffen extrahiert und in die Szenarioarchitektur als Grundlage für die Modellrechnungen integriert.

### **KWKG**

Das Ziel des Gesetzes besteht darin, die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung zu fördern, um die Transformation Deutschlands hin zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Energieversorgung zu beschleunigen (§ 1 Abs. 1 S. 3 KWKG). Das Gesetz regelt die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht sowie die Gewährung von Zuschlägen für neue, modernisierte<sup>3</sup> und nachgerüstete Anlagen. Dabei bezieht sie sich auf KWK-Strom aus KWK-Anlagen,

---

<sup>3</sup> Nach § 2 Nr. 18 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) sind modernisierte KWK-Anlagen solche, bei denen wesentliche Anlagenteile, die die Effizienz bestimmen, erneuert wurden und die Modernisierung zu einer Effizienzsteigerung führt.

der auf Basis von Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen gewonnen wird (§ 1 Abs. 2 Nr. 1 KWKG), schließt jedoch Anlagen zur Förderung aus, welche nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes finanzielle Förderung erhalten (§ 1 Abs. 3 KWKG). Gefördert wird die KWK-Nettostromerzeugung<sup>4</sup>, die aus der gleichzeitigen Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und Nutzwärme in ortsfesten technischen Anlagen, wie z. B. BHKW oder Brennstoffzellen, erzeugt wird. Nach § 3 Abs. 1 KWKG sind Netzbetreiber verpflichtet hocheffiziente KWK-Anlagen unverzüglich an ihr Netz anzuschließen und den erzeugten KWK-Strom vorrangig physikalisch abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen (§ 3 Abs. 2 S. 1 KWKG).

Wichtige Einflussfaktoren des KWKG für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen sind die KWK-Vergütung und der KWK-Zuschlag. Sowohl die Vergütungsstruktur als auch die Höhe des Zuschlags sind abhängig von der elektrischen KWK-Leistung der Anlage. Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 kW müssen den erzeugten KWK-Strom direkt vermarkten oder selbst verbrauchen (§ 4 Abs. 1 S. 1 KWKG), während Betreiber von Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 100 kW zwischen Direktvermarktung<sup>5</sup>, Selbstverbrauch und kaufmännischer Abnahme des erzeugten KWK-Stroms durch den Netzbetreiber wählen können (§ 4 Abs. 2 S. 1 KWKG). Für durch vom Netzbetreiber kaufmännisch abgenommen Strom erhält der Anlagenbetreiber neben der Zuschlagszahlung nach den §§ 6 bis 13 KWKG einen „üblichen Preis“ (§ 4 Abs. 3 S. 1 KWKG)<sup>6</sup>. Dieser ist nach § 4 Abs. 3 S. 2 KWKG als der Durchschnittspreis für Grundlaststrom (Baseload) an der Strombörse EEX aus dem vorangegangenen Quartal definiert. Für KWK-Anlagen mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 50 kW endet der Anspruch auf kaufmännische Abnahme mit dem Wegfall des Anspruchs auf Zuschlagszahlung nach den §§ 6 bis 13 KWKG (§ 4 Abs. 2 S. 3 KWKG).

Der für die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlage wichtigste Aspekt des KWKG ist der KWK-Zuschlag. Zur Vereinfachung wird in diesem Projekt von einem Anlagenneubau ausgegangen und von modernisierten und nachgerüsteten KWK-Anlagen abstrahiert. Tabelle 27 stellt die Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen gestaffelt nach der Anlagenleistung und der Betriebsweise dar.

Tabelle 27: KWK-Zuschlagszahlungen nach dem KWKG 2023

Anlagenleistung	Einspeisung in ein Netz der allg. Versorgung in Cent/kWh	Objektversorgung	Stromkostenintensive Unternehmen	Dauer der Zuschlagszahlung
<= 50 kW	8	4	5,41	Ab Aufnahme des Dauerbetriebs der Anlage für 30.000 Vollbenutzungsstunden
> 50 <= 100 kW	6	3	4	
> 100 <= 250 kW	5	2	4	
> 250 <= 2.000 kW	4,4	1,5	2,4	
> 2.000 kW	3,4	1	1,8	

<sup>4</sup> Nettostromerzeugung ist nach § 2 Nr. 20 KWKG die an den Generatorklemmen gemessene Stromerzeugung einer Anlage abzüglich des Kraftwerkseigenverbrauchs

<sup>5</sup> Eine Direktvermarktung liegt vor, wenn der Strom an einen Dritten geliefert wird, welcher auch ein Letztverbraucher sein kann.

<sup>6</sup> Der zu zahlende „übliche Preis“ für KWK-Strom wird auf der Internetseite der European Energy Exchange als „KWK-Index“ veröffentlicht: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/indizes>

Nach § 8 Abs. 1 KWKG wird der KWK-Zuschlag ab der Aufnahme des Dauerbetriebs der KWK-Anlage größenunabhängig für 30000 Vollbenutzungsstunden gewährt. Das KWKG legt in § 8 Abs. 4 Nr. 1 bis 8 die Anzahl der möglichen Vollbenutzungsstunden bis zum Jahr 2030 fest. So nimmt die Anzahl der Vollbenutzungsstunden, für die ein Zuschlag möglich ist, von 4000 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2023 auf 2500 Vollbenutzungsstunden im Jahr 2030 ab.

### **BEHG**

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), das Ende 2019 im Rahmen des Klimapakets der Bundesregierung beschlossen wurde, erweitert den Emissionshandel auf die Sektoren Wärme und Verkehr, die zuvor nicht vom EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) erfasst wurden. Seit dem 1. Januar 2021 sind Unternehmen, die Brennstoffe (Heiz- und Kraftstoffe) in Verkehr bringen, dazu verpflichtet, Emissionszertifikate für die von diesen Brennstoffen verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erwerben und diese bis spätestens zum 30. September des nachfolgenden Jahres abzugeben. Für die Einführungsphase hat der Gesetzgeber ein Festpreissystem etabliert, um einen schrittweisen und vorhersehbaren Übergang für Bürger und Wirtschaft zu gewährleisten. Zudem wird eine Handelsplattform etabliert, die sowohl die Auktionierung der Zertifikate als auch den Handel untereinander ermöglicht. Im Jahr 2021 betrug der Preis für ein Emissionszertifikat 25 Euro. Für das Jahr 2025 wurde ein Preis von 55 Euro pro Zertifikat festgelegt. Ab dem Jahr 2026 soll der Preis für die Zertifikate grundsätzlich durch den Markt bestimmt werden. Für das Jahr 2026 wurde ein Preiskorridor von 55 bis 65 Euro pro Zertifikat festgelegt. Dieses Gesetz verteuert den Einsatz von Erdgas im KWK-System. Für die Entwicklung der Szenarien wird angenommen, dass sich der CO<sub>2</sub>-Preis, in der Laufzeit der Kraftwerke der KWK-Anlagen als Marktpreis im EU-ETS bildet.

### **EnergieStG**

Das EnergieStG legt spezifische Regeln für die Besteuerung von Energieerzeugnissen, einschließlich Erdgas, fest. Es handelt sich hierbei um eine Verbrauchssteuer, analog zur Stromsteuer. Der Einkauf von Gas beim Versorger ist generell mit Energiesteuer belastet. Diese beträgt aktuell 55 €/MWh. Für KWK-Anlagen, die mit Erdgas betrieben werden, sind unter bestimmten Bedingungen Steuerbefreiungen, Steuerermäßigungen oder Steuerentlastungen beim Hauptzollamt möglich.<sup>7</sup> Eine teilweise Steuerentlastung nach §53a Abs.1 oder Abs. 4 EnergieStG ist möglich, wenn die KWK-Anlage sich nicht mehr im abschreibefähigen Zeitraum befindet oder sie nicht mehr hocheffizient ist. Der ermäßigte Steuersatz auf Erdgas beträgt gemäß § 53a Abs. 2 Nr. 3 EnergieStG 4,42 €/MWh. Eine vollständige Entlastung ist möglich, wenn die KWK-Anlage gemäß §54a Abs. 6 hocheffizient ist und sich im abschreibefähigen Zeitraum befindet. Weitere Entlastungsvoraussetzung ist, dass die KWK-Anlage einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % erreicht.

### **StromStG**

Die Stromsteuer nach dem StromStG ist eine Steuer auf die Entnahme von Strom aus dem Versorgungsnetz. Strom, der in KWK-Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 2 MW

---

<sup>7</sup> Siehe dazu: [https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Energie/Steuerbeguenstigung/steuerbeguenstigung\\_node.html](https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Energie/Steuerbeguenstigung/steuerbeguenstigung_node.html)

erzeugt und entweder vom Betreiber selbst oder in Mieterstrommodellen verbraucht wird, unterliegt keiner Stromsteuer. Dabei ist der steuerfreie Bezugsradius gemäß der Finanzverwaltung auf 4,5 Kilometer begrenzt (§ 12b Abs. 5 StromStV). Für die Referenzwelt und einige der Berechnungen in AP 5.4, bei denen der Strom teilweise nicht selbst produziert wird, fällt die Stromsteuer an (§ 1 Abs. 1 StromStG). Der Steuertarif beträgt dann gemäß § 3 StromStG 20,50 €/MWh.

### **EEG**

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist das zentrale Steuer- und Förderinstrument für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Eine Förderung von KWK ist, alternativ zum KWKG, durch das EEG möglich, wenn diese zu 100 % mit Biogas oder Biomethan betrieben werden. Eine gleichzeitige Förderung nach EEG und KWKG ist ausgeschlossen. Für die in dieser Studie betrachteten KWK-Anlagen hat das EEG daher keinen direkten Einfluss, da in den betrachteten Anlagen Erdgas und in den Szenarien ein Erdgas-Wasserstoff-Mix sowie Wasserstoff verwendet wird und somit ausschließlich eine Förderung nach KWKG möglich ist.

### **StromNEV**

In die Ausgangsrecherche zu den regulatorischen Rahmenbedingungen wurde auch die StromNEV einbezogen. Sie regelt die Erstattung von vermiedenen Netznutzungsentgelten für dezentrale Netzeinspeisungen, die Betreiber von KWK-Anlagen gegenüber dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes geltend machen können. Gemäß § 18 StromNEV haben Betreiber von dezentralen KWK-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen wurden, einen Anspruch auf Erstattung der Netznutzungsentgelte, die nach § 120 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ermittelt werden. Das Recht auf Entgelt entfällt, wenn die Stromeinspeisung der Anlage nach § 19 EEG gefördert wird, es sich um eine innovative KWK-Anlage nach § 5 Abs. 2 KWKG handelt oder § 5 Abs. 1 Nr. 2 KWKG Anwendung findet. Da die Vergütung der vermiedenen Netznutzungsentgelte langfristig abgeschafft wird, ist die derzeitige Regelung für die in diesem Projekt betrachteten Anlagen nicht anwendbar.

## **Überführung der Ergebnisse der Analyse in konsistente Regulierungsszenarien und Endkundenstrompreise**

Im Anschluss an die Analyse der einzelnen Gesetze und Verordnungen wurden die Bestimmungen in die Szenarien- und Modellwelt integriert. Dazu musste identifiziert werden, ob es realistisch ist, dass die aktuellen Bestimmungen in den Globalszenarien weiter gelten und an welchen Stellen angepasste Regelungen wahrscheinlicher sind. Es wird angenommen, dass eine Form des KWKG auch in der Zukunft existieren wird. Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit anderen Anlagen aus dem aktuellen Regulierungsrahmen zu ermöglichen, wurde die KWK-Vergütung in den Szenarien nicht angepasst. Zur Bestimmung von Endkundengas- und Strompreisen werden CO<sub>2</sub>-Preise (aus BEHG und EU-ETS), Netzentgelte, Stromsteuern (für den Endkundenstrompreis) und weitere Kostenbestandteile einbezogen. Die Zusammensetzung der zukünftigen Endkundenpreise, die in Tabelle 28 dargestellt wird, basiert grundlegend auf den berechneten Baseload-Preisen aus *HYBRIDSPOT* in AP 5.2. Darauf werden in allen Szenarien Vertriebskosten von 2,2 ct/kWh ergänzt, die auch für den heutigen Strompreisbezug zu entrichten sind. Die EEG-Umlage entfällt. Auf sonstige Abgaben, wie die Konzessionsabgabe, entfallen in allen Szenarien 2,38 ct/kWh. Die Stromsteuer bleibt ebenfalls erhalten und beträgt

2,05 ct/kWh. Die Netzentgelte variieren je nach Szenario. Für das Szenario „Schwache Energiewende“ wird davon ausgegangen, dass die Netzentgelte einem heutigen Niveau entsprechen. Im Stützjahr 2030 wird davon ausgegangen, dass die Netzentgelte für alle drei starken Klimaschutzszenarien im Vergleich zum Szenario „Schwache Energiewende“ ansteigen. Ab dem Jahr 2040 wird für das Szenario „Elektrifizierung“ das höchste Netzentgelt angenommen. Die Steigerung gegenüber den beiden anderen Klimaschutzszenarien erklärt sich über die deutlich höhere Bruttostromlast, siehe dazu Abbildung 156, und den starken Fokus auf Elektrifizierung, was auch einen erhöhten Netzausbaubedarf impliziert.

Die Zusammensetzung der Gaspreise basiert ebenfalls auf den Szenarienergebnissen von AP 5.1. Tabelle 23 zeigt die angenommenen Marktpreise für Erdgas, grüne Gase sowie den Preis für CO<sub>2</sub> im EU-ETS. Außerdem wird der Anteil von grünen Gasen am Gasmix dargestellt. Diese Informationen sind auch für die Bestimmung der Endkundengaspreise erforderlich. Aus CO<sub>2</sub>-Intensität und dem Anteil grüner Gase lässt sich ein finaler Beschaffungspreis bestimmen. Für den Erdgasanteil im Produkt muss ein CO<sub>2</sub>-Preis entrichtet werden. Im Jahr 2030 haben alle Klimaschutzszenarien denselben CO<sub>2</sub>-Preis. Im Jahr 2045 steigt in den Szenarien „Elektrifizierung“ und „Solar Offensive“ der Anteil an grünen Gasen im Gasmix auf 100 %. Für das zu 100 % grüne, beschaffte Produkt muss kein CO<sub>2</sub>-Preis entrichtet werden. Die erzeugten Preise werden im Anschluss als Inputparameter für die folgenden Arbeitspakete genutzt.

Tabelle 28: Endkundenstrompreise nach Szenarien

[ct/kWh]	2030				2040				2045			
	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energiewende
Einkaufspreis (Baseload)	11,15	12,54	9,33	10,69	13,1	12,99	11,42	10,44	12,67	10,29	9,52	8,73
Vertrieb und Profilkosten	2,2 ct/kWh											
EEG- Umlage	Entfällt für alle Szenarien											
Sonstige Abgaben	2,38 ct/kWh											
Stromsteuer	2,05 ct/kWh											
Netzentgelte	8,99	8,99	8,99	7,19	8,99	10,79	8,99	7,19	8,99	10,79	8,99	7,19
MWst	5,09	5,35	4,74	4,66	5,46	5,78	5,14	4,61	5,37	5,26	4,78	4,28
Summe brutto	31,85	33,51	29,69	29,17	34,17	36,19	32,17	28,86	33,66	32,97	29,91	26,83
Summe netto	26,76	28,16	24,95	24,51	28,71	30,41	27,04	24,26	28,28	27,71	25,13	22,55

Tabelle 29: Endkundengaspreise nach Szenarien

[ct/kwh]	2030				2040				2045			
	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energie-wende	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energie-wende	Basis Klimaschutz	Elektrifizierung	Solar Offensive	Schwache Energie-wende
Beschaffung nat.gas	3,58	3,58	3,58	3,58	3,01	3,01	3,01	2,42	3,08	3,08	3,08	3,1
Beschaffung gG	12,5	15	12,5	15	10	10	10	12,5	10	10	10	12,5
Anteil gG am Gasmix	20%	20%	20%	0%	50%	50%	50%	0%	90%	100%	100%	20%
Beschaffung (final)	5,36	5,86	5,36	3,58	6,51	6,51	6,51	2,42	9,31	10	10	4,98
Vertrieb	Für alle Szenarien 0,58 ct/kWh											
Netzentgelte	Für alle Szenarien 1,48 ct/kWh											
Abgaben	Für alle Szenarien 0,18 ct/kWh											
CO <sub>2</sub> -Preis	1,18	1,18	1,18	1	1,30	1,37	1,37	4,55	0,36			4,46
Steuern	1,33	1,33	1,33	1,29	1,91	1,92	1,92	1,75	2,26	2,32	2,32	2,22
Summe brutto	10,11	10,61	10,11	8,11	11,95	12,02	12,03	10,95	14,17	14,56	14,56	13,88

### 3.4 Weiterentwicklung stochastischer Optimierungstools

Das Kraftwerkseinsatzplanungsmodell *OptKWS* wird verwendet, um die kostenoptimalen Fahrweisen der KWK-Konfigurationen in ausgewählten Stützjahren zu bestimmen. Das Modell wurde im Rahmen des MWIKE NRW Projektes „Das flexible Kraftwerk der Zukunft – Techno-ökonomische Analyse“ entwickelt und für die Anwendung in diesem Projekt modifiziert und weiterentwickelt. In diesem Modell wird die optimale Vermarktungsstrategie eines vordefinierten Kraftwerksportfolios am Vortag der Lieferung in den zur Verfügung stehenden Strommärkten unter Berücksichtigung kurzfristiger Preisunsicherheit bestimmt.

Das Modell durchläuft sukzessive die einzelnen Vermarktungsphasen. Dazu gehören die Märkte für Primär-, Sekundär- und Minutenreserve sowie Day-Ahead- und Intraday-Spotauktionen. Dabei wird die Verteilung der verfügbaren Leistung unter Berücksichtigung physischer Restriktionen des Portfolios mit dem Ziel der Gewinnmaximierung optimiert. Dabei kann sowohl eine deterministische als auch eine auf kurzfristigen Preisszenarien basierende stochastische Optimierung angewandt werden. In diesem Projekt wurde die stochastische Optimierung betrachtet, da durch die Berücksichtigung mehrerer möglicher Preisrealisierungen höhere Gewinne erzielt werden können. Dies wurde beispielsweise in der Studie [73] untersucht.

Auf Basis der Erfahrungen des EWL in vorherigen Projekten mit stochastischen Optimierungsmodellen wurde die Anzahl der kurzfristigen Preisszenarien auf 10 begrenzt. Die kurzfristigen Preisszenarien werden mithilfe der in AP 5.2 generierten Preiszeitreihen und der in [74] be-

schriebenen Methodik berechnet. Da die betrachteten KWK-Anlagen aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Leistung nicht die Kriterien für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt erfüllen, wurde ausschließlich die Vermarktung auf dem stündlichen Day-Ahead-Markt und dem viertelstündlichen Intraday-Auktionsmarkt betrachtet.

Bei der integrierten Gesamtoptimierung eines ausgedehnten Betrachtungszeitraums, beispielsweise eines ganzen Jahres, ergeben sich aufgrund der Modellkomplexität Herausforderungen, die zu einem nicht lösbaeren Optimierungsproblem oder zu langen Rechenzeiten führen können. Um diesen Schwierigkeiten zu begegnen, wird ein rollierendes Optimierungsverfahren eingesetzt. Dieses Verfahren sieht eine kontinuierliche Optimierung für jeden einzelnen Tag des Jahres vor.

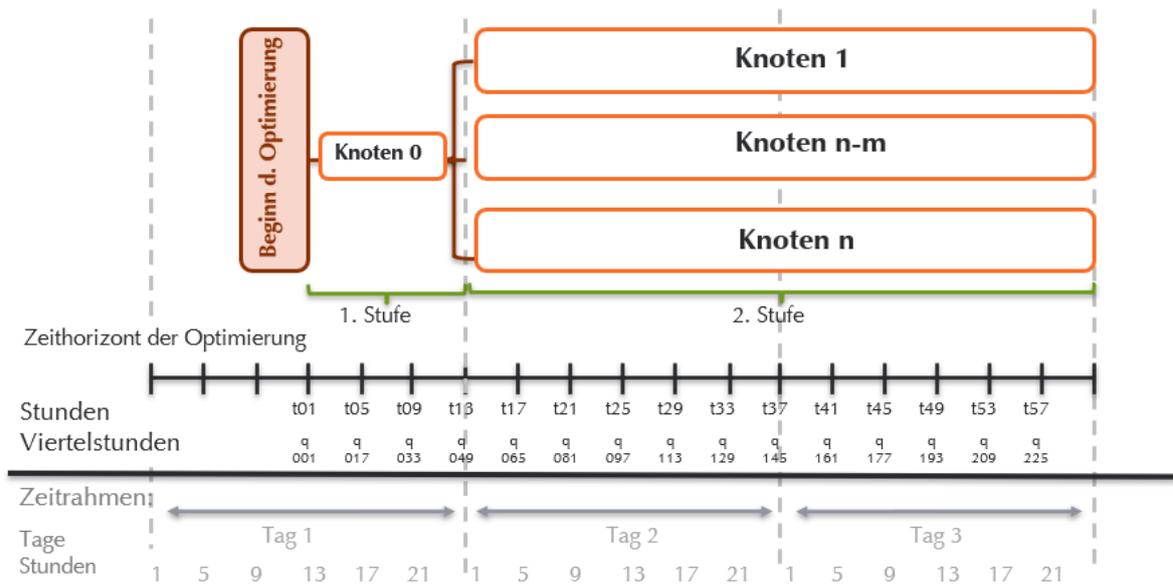


Abbildung 158: Struktur der rollierenden Planung in OptKWS vor Realisierung der Day-Ahead-Preise des Folgetages

Für diese Optimierung werden jeweils 60 Stunden simuliert, welche um 12 Uhr des Vortags des zu optimierenden Tages (d.h. am Tag der jeweiligen Aktionen) beginnen und mit der letzten Stunde des Folgetages enden, siehe Abbildung 158. Die Handelsergebnisse der ersten 12 Stunden (Stunden 13 bis 24 des Auktionstages) werden dabei als am Vortag festgelegt betrachtet. Die Preisrealisierungen des zu optimierenden Tages sowie des Folgetages gelten als unsicher, weshalb kurzfristigen Preisszenarien verwendet werden.

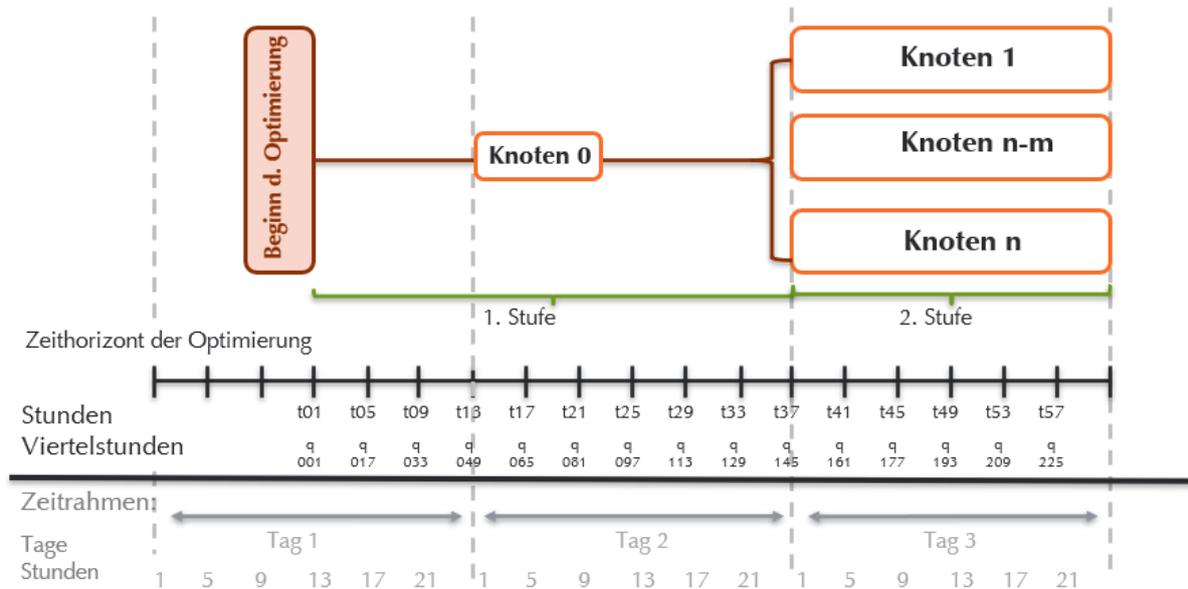


Abbildung 159: Struktur der rollierenden Planung in OptKWS nach Realisierung der Day-Ahead-Preise des Folgetages

Nach zwei Optimierungsschritten, die sich auf die Vermarktungsentscheidungen für den Day-Ahead-Markt und die Intraday-Auktion konzentrieren, und nach der Festlegung der Day-Ahead-Preise des Folgetages erfolgt eine Einsatzoptimierung für den jeweils aktuellen Tag, siehe Abbildung 159. Insgesamt werden somit drei Optimierungen pro Tag durchgeführt, jeweils mit einem Planungshorizont von 60h. Nach dem Abschluss der Optimierung wird der betrachtete Zeitraum um 24 Stunden verschoben.

Die zu Projektbeginn bestehende Version von *OptKWS* umfasste u.a. Wärmenachfragebedingungen, Kapazitätsrestriktionen, Abbildungen von einfachen elektrischen und thermischen Speichern, elektrische und thermische Rampenbedingungen und Nebenbedingungen bezüglich der durch die Vermarktung induzierten Regelleistungs- bzw. Spotpreisgebotskurven.

Im Rahmen dieses Projekts hat sich der Anwendungskontext des Modells geändert. Während bisher große KWK-Anlagen betrachtet wurden, die den Wärmebedarf eines Fernwärmenetzes decken und den erzeugten Strom optimal auf allen verfügbaren Kurzfristmärkten vermarkten, wurden nun auch kleinere KWK-Anlagen mit einer Nennleistung im Bereich von 100 bis 200 kW betrachtet, die zur Strom- und Wärmeversorgung von Gebäuden oder Quartieren mit Nahwärmenetzen eingesetzt werden und bei denen der überschüssige Strom mittels Direktvermarktung auf den Spotmärkten vermarktet werden kann. Um die Deckung der lokalen Stromnachfrage abzubilden, wurde das Optimierungsmodell um Stromnachfragebedingungen ergänzt. Es wurde angenommen, dass der Betreiber des Portfolios Überschussstrom auf der Strombörse verkaufen kann, dieser jedoch nicht zur Deckung des lokalen Strombedarfs genutzt werden kann. Die Strombörse dient in diesem Ansatz nur dem Verkauf von erzeugtem Strom und nicht dem Kauf von Strom.

Dafür musste zunächst die dem Optimierungsmodell zugrundeliegende Gebotskurvenmodellierung dahingehend verändert werden, dass diese ausschließlich den Verkauf von Strom und nicht den Kauf abbildet. Zusätzlich zur Deckung des lokalen Strombedarfs durch das KWK-Portfolio wurde die Möglichkeit des Strombezugs aus dem Netz zu fixen Endkundenstromprei-

sen abgebildet. Zudem wurde die Funktionalität von Zuschlägen auf verkauften Strom entwickelt, welche beispielsweise im Rahmen des KWKG anfallen (dabei gelten die Zuschläge nur bei positiven Strompreisen). Da im Rahmen des EEG auch auf eigens erzeugten Strom bei Eigenverbrauch die EEG-Umlage bezahlt werden musste, wurden zusätzlich auftretende Kosten bei Eigenverbrauch in die Zielfunktion integriert. Mit dem Wegfall der EEG-Umlage ab Juli 2022 wurde jedoch auf die Nutzung dieser Funktionalität in den finalen Optimierungsläufen verzichtet. Aufgrund technischer Restriktionen der Hybrid-SOFC-Anlage, die ein wiederholtes Hoch- und Runterfahren des Systems innerhalb eines kurzen Zeitfensters verhindern, wurden dem Optimierungsmodell Nebenbedingungen hinzugefügt, welche Mindeststillstandzeiten abbilden. Da die durch *OptKWS* bestimmte optimale Fahrweise des Hybrid-SOFC-Systems deutlich mehr Leistungsänderungen aufweist, als aus technischer Sicht empfohlen wird, wurde eine Pönalisierung für Leistungsänderungen eingeführt. Zusätzlich wurde das Feature, Power-to-Heat-Anlagen (Elektrodenkessel) abzubilden, entwickelt.

### 3.5 Bewertung ausgewählter KWK-Konfigurationen aus Betreibersicht (betriebswirtschaftliche Perspektive)

Für die Stützjahre 2030, 2040 und 2045 wurden Jahresläufe unter Anwendung der in AP 5.2 generierten Preisszenarien mithilfe des *OptKWS* durchgeführt, um die Wirtschaftlichkeit verschiedener KWK-Konfigurationen in möglichen Zukunftsszenarien zu untersuchen. Hierbei wird eine strompreisorientierte Fahrweise des KWK-Systems mit Deckung von lokalem Strom- und Wärmebedarf untersucht. Die Börsenstrompreise werden stochastisch modelliert, wohingegen die Strom- und Wärmenachfrage deterministisch ist. Die Ergebnisse eines Optimierungslaufs sind dabei der unter kurzfristiger Preisunsicherheit erzielbare Deckungsbeitrag, welcher sich aus der Differenz der Einnahmen aus dem Spotvermarktung und den variablen Kosten ergibt, sowie die optimale Fahrweise des KWK-Portfolios und die daraus ableitbaren Kennziffern, wie z.B. Volllaststunden.

Ähnlich wie Kapitel 2 „KWK-Systemanalyse“, wurden Hybrid-SOFC- und PAFC-Systeme in mehreren Konfigurationen untersucht. Die technischen Inputparameter (z.B. Mindest- und Maximalleistung, Leistungsänderungsgeschwindigkeit, Mindeststillstandzeit) wurden anhand der experimentellen Ergebnisse aus Teil I parametrisiert. Auch die angenommenen Anwendungsfälle wurden übernommen aus Teil II 2.1.22.1.2 und 2.3.2: Die PAFC mit einer Nennleistung von 100 kW dient der Objektversorgung mit lokalen Strom- und Wärmebedarfen (Fall „Büro“) und die SOFC mit einer Nennleistung von 200 kW wird für die Quartiersversorgung mit Strom- und Wärmebedarfen (Fall „Quartier 1“) verwendet. Die Standardkonfiguration beider Systeme besteht aus der Brennstoffzellen-KWK zur Grundlastdeckung und einem Gaskessel zur Spitzenlastdeckung. Die erweiterten Konfigurationen beinhalten außerdem einen Wärmespeicher oder einen Wärmespeicher und eine Power-to-Heat Anlage in Form eines Elektrodenkessels. Damit ergeben sich folgende KWK-Konfigurationen:

- PAFC + Gaskessel (PAFC + G)
- PAFC + Gaskessel + Wärmespeicher (PAFC + G + W)
- PAFC + Gaskessel + Wärmespeicher + Elektrodenkessel (PAFC + G + W + E)
- SOFC + Gaskessel (SOFC + G)

- SOFC + Gaskessel + Wärmespeicher (SOFC + G + W)
- SOFC + Gaskessel + Wärmespeicher + Elektrodenkessel (SOFC + G + W + E)

Es wird ausgegangen, dass sowohl im PAFC-, als auch im SOFC-Anwendungsfall überschüssiger Strom auf der Strombörse auf dem Day-Ahead- und Intraday-Auktions-Spotmarkt vermarktet werden kann. Strom, welcher aus dem Netz bezogen wird, wird mit einem fixen Endkundenstrompreis verrechnet.

Im Folgenden werden die Ergebnisse zweier spezifischer Läufe vorgestellt. Der Fokus wurde in der Untersuchung insbesondere auf das „Solar Offensive“ – Szenario gelegt, da sich dieses am meisten mit den Ausbauzielen der aktuellen Bundesregierung deckt. Es wurden die Ergebnisse der beiden KWK-Konfigurationen mit Wärmespeicher und Elektrodenkessel im beispielhaften Stützjahr 2045 gewählt, um die Fahrweise bei maximalem Flexibilitätspotenzial darzustellen.

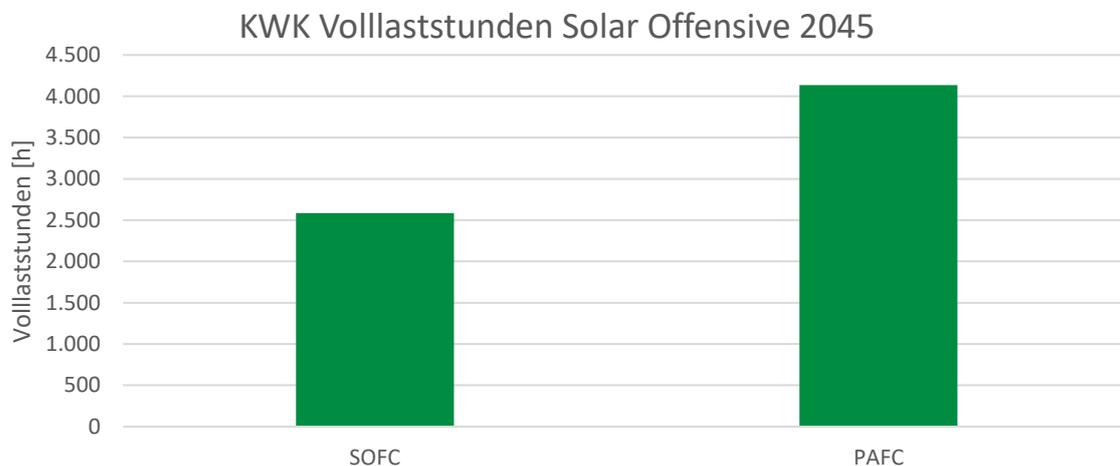


Abbildung 160: Volllaststunden der KWK-Anlagen im Stützjahr 2045, Solar Offensive Szenario

In Abbildung 160 werden die Volllaststunden der SOFC bzw. der PAFC dargestellt. Mit etwa 60 % mehr Volllaststunden als bei der SOFC zeigt sich laut der optimalen Lösung des Optimierungsproblems, dass der Betrieb der PAFC-Anlage weitaus öfter lohnenswert ist als der Betrieb der SOFC. Ein Grund dafür könnte die fixe Wärmeleistung der SOFC sein, welche auf 70 kW bei Betrieb der KWK-Anlage festgesetzt ist. Bei geringem Wärmebedarf ist somit die produzierte Wärme überschüssig. Da im Optimierungsmodell festgelegt wurde, dass überschüssige Wärme nicht an die Umwelt abgegeben werden darf, ist die optimale Lösung unter diesen Bedingungen die SOFC nicht zu betreiben.

In Abbildung 161 wird die jährliche Wärmeerzeugung nach Technologie dargestellt. Im SOFC-Anwendungsfall deckt die KWK-Anlage nur ca. 20 % des Wärmebedarfs, während der Rest hauptsächlich durch den Gaskessel gedeckt wird. Der Elektrodenkessel kommt nur äußerst selten zum Einsatz mit einem Anteil an der Gesamtwärmeerzeugung von weniger als 0,5 %. Im PAFC-Anwendungsfall wird rund 71 % des Wärmebedarfs durch die KWK-Anlage gedeckt. Der restliche Wärmebedarf wird zu ca. 23 % durch den Gaskessel, und zu 6 % mit dem Elektrodenkessel gedeckt. Wie auch in Abbildung 160 wird daraus deutlich, dass die KWK-Anlage im PAFC-Anwendungsfall eine wesentlich größere Rolle spielt, mit mehr Betriebszeit und dadurch höherer absoluter und relativer Deckung des Wärmebedarfs. Der Elektrodenkessel

wird in beiden Anwendungsfällen nicht dazu verwendet einen Großteil der Wärme zu erzeugen, sondern kommt nur in spezifischen Situationen in Einsatz.

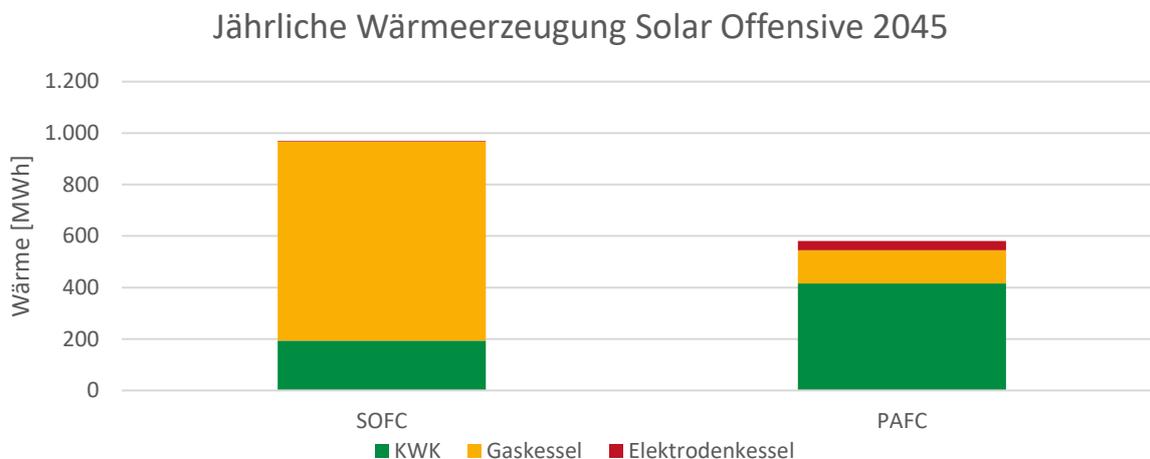


Abbildung 161: Jährliche Wärmeerzeugungsbilanz im Stützjahr 2045, Solar Offensive Szenario

Aus der jährlichen Strombilanz, dargestellt in

Abbildung 162, lässt sich erkennen, dass sowohl die Menge des aus KWK erzeugten Stroms, sowie die des auf den Spotmärkten verkauften Stroms in beiden Fällen vergleichbar hoch ist. Obwohl die SOFC eine doppelt so hohe Nennleistung wie die PAFC hat, wird im SOFC-Anwendungsfall nur marginal mehr Strom erzeugt und verkauft als im PAFC-Anwendungsfall. Da jedoch der Strombedarf im SOFC-Anwendungsfall in etwa doppelt so hoch ist wie der Strombedarf im PAFC-Anwendungsfall, ergibt sich eine weitaus höhere Differenz zwischen dem Strombedarf und dem erzeugten Strom abzüglich des verkauften Stroms, welche durch aus dem Netz bezogenem Strom gedeckt wird.

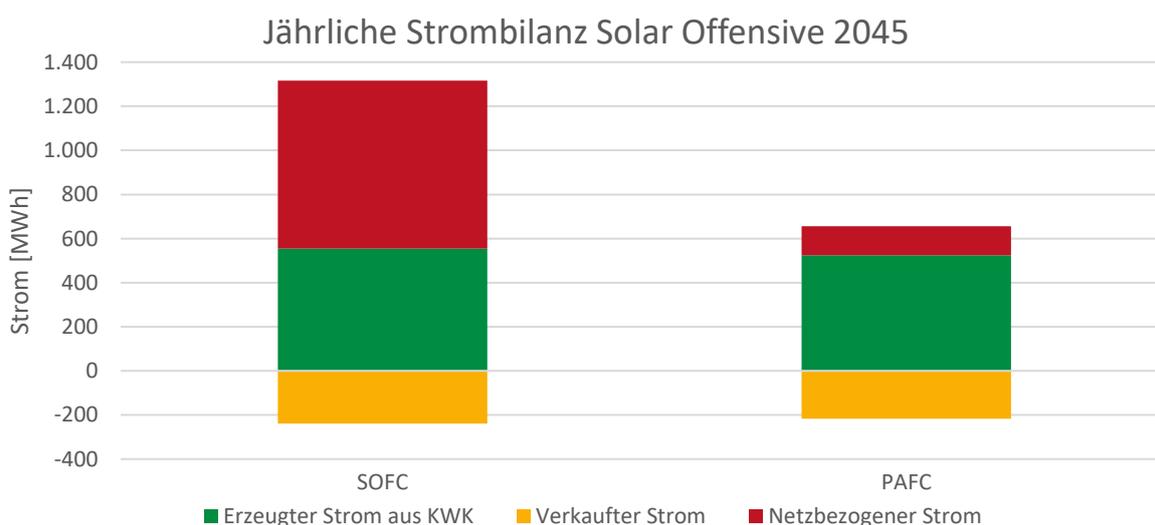


Abbildung 162: Jährliche Strombilanz im Stützjahr 2045, Solar Offensive Szenario

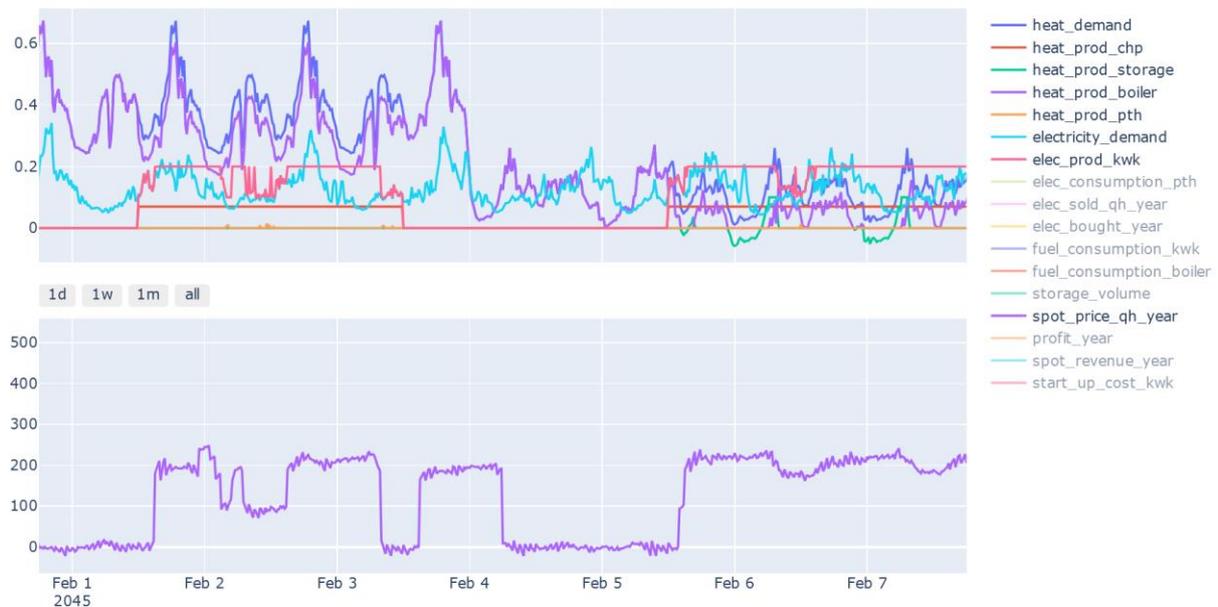


Abbildung 163: Optimale Fahrweise des SOFC-Portfolios bei hohem Wärmebedarf

In Abbildung 163 wird die Fahrweise des SOFC-Portfolios in einer beispielhaften Winterwoche dargestellt. Die Abbildung besteht dabei aus zwei Diagrammen: Im oberen Teil erfolgt die Darstellung von Strom- und Wärmegrößen (Erzeugung und Bedarf) in der Einheit MW und im unteren Teil ist der Verlauf der (viertelstündlichen) Börsenstrompreise in der Einheit €/MWh dargestellt. Es lässt sich ein Zusammenhang zwischen dem Betrieb der KWK, dargestellt mit der roten (Wärmeerzeugung) und der magentafarbenen Linie (Stromerzeugung), und hohen Börsenstrompreisen erkennen, was der gewünschten strompreisorientierten Fahrweise entspricht. Außerdem wird klar deutlich, dass der hohe Wärmebedarf (blaue Linie), mit einer Spitzenlast von ca. 0,65 MW in der dargestellten Woche nicht durch die Leistung der SOFC, mit einer fixen Wärmeauskopplung von 0,07 MW, gedeckt werden kann. In diesen Situationen wird der Gaskessel verwendet, um die Residuallast zu decken. Wird die SOFC nicht betrieben, wird der Wärmebedarf ausschließlich durch den Gaskessel gedeckt. Der Wärmespeicher wird im Zeitraum 05.02. bis 07.02. verwendet, wenn die SOFC im Betrieb ist und der Wärmebedarf unter 0,07 MW fällt, um die überschüssige Wärme zwischenzuspeichern und zu verwenden, sobald der Wärmebedarf wieder über 0,07 MW steigt.

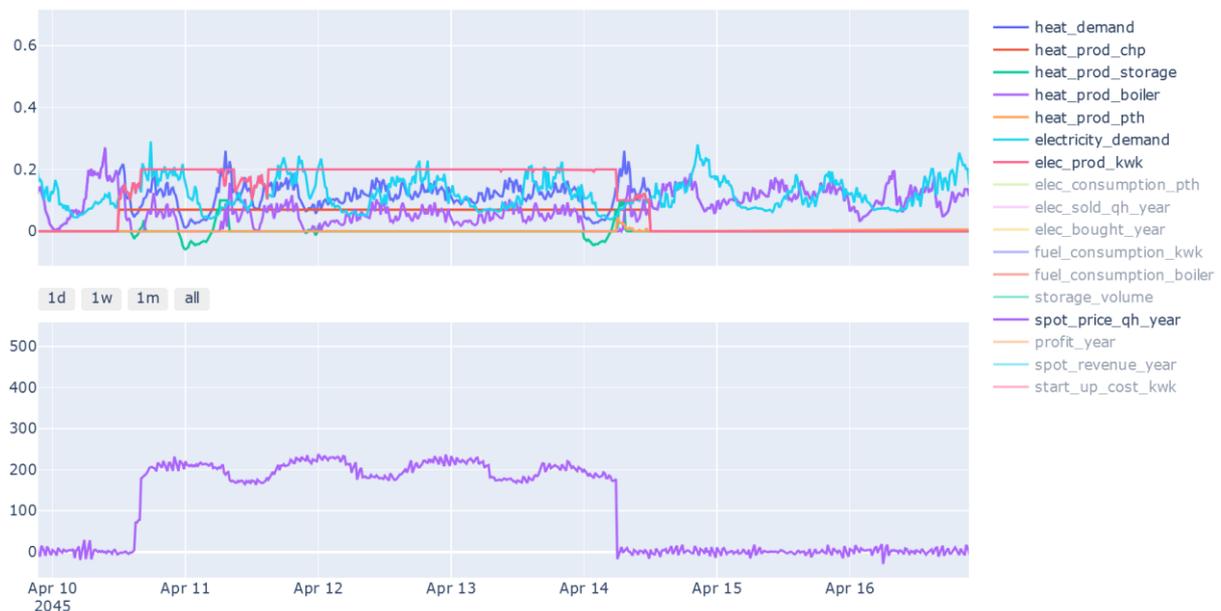


Abbildung 164: Optimale Fahrweise des SOFC-Portfolios bei geringem Wärmebedarf

Abbildung 164 stellt die Fahrweise des SOFC-Portfolios in einer beispielhaften Frühlingsswoche dar. Wie auch im vorherigen Beispiel wird die SOFC nahezu ausschließlich zu Zeit von hohen Börsenstrompreisen in Betrieb genommen. Auffallend ist, dass mit dem Rückgang der Stromnachfrage und der Börsenstrompreise in der Nacht vom 11.04. zum 12.04. auch die Stromerzeugung der SOFC runtergeregelt wird. Der Gaskessel und der Wärmespeicher wird genauso betrieben wie im vorherigen Beispiel: Liegt der Wärmebedarf unter 0,07 MW, wird die mit der SOFC erzeugte Wärme zwischengespeichert, liegt der Wärmebedarf bei Betrieb der SOFC über 0,07 MW, wird die Residuallast mit dem Gaskessel gedeckt und wenn die SOFC nicht betrieben wird, wird der Wärmebedarf ausschließlich durch den Gaskessel gedeckt.

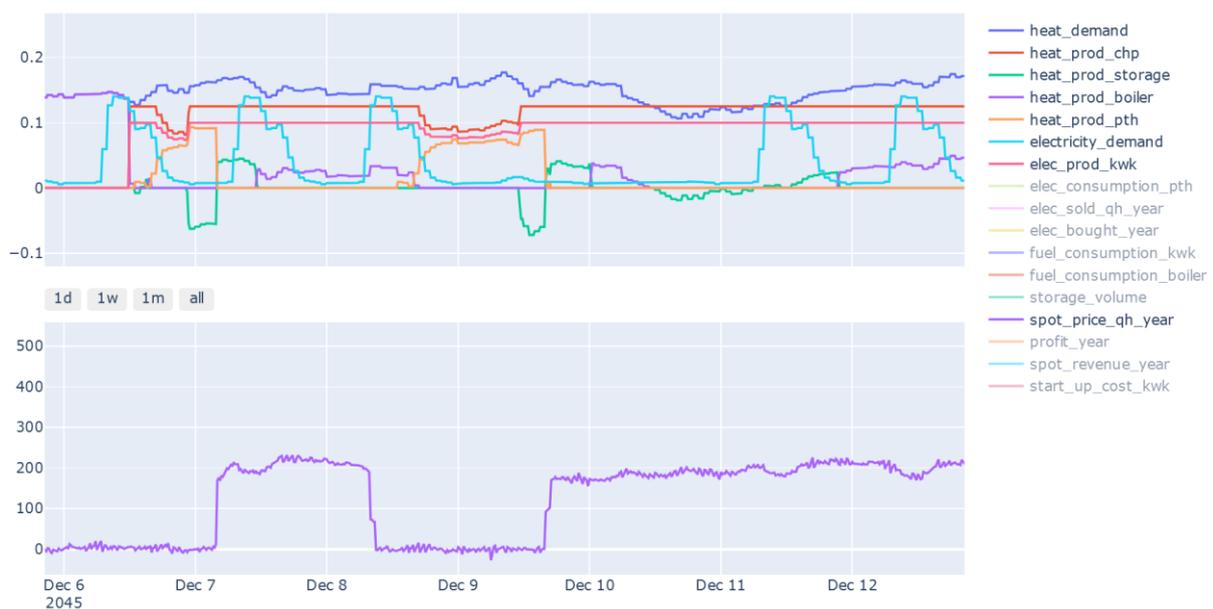


Abbildung 165: Optimale Fahrweise des PAFC-Portfolios bei hohem Wärmebedarf

In dem PAFC-Anwendungsfall ergibt sich ein etwas dynamischerer Fahrplan, wie in Abbildung 165 und Abbildung 166 zu sehen ist. In der beispielhaften Winterwoche ist die PAFC ab der zweiten Tageshälfte des 06.12. durchgehend in Betrieb. Dabei fährt die Anlage bis auf zwei

Ausnahmen auf Volllast. Die erste Abregelung erfolgt in den späten Abendstunden des 06.12. aufgrund eines sinkenden Strombedarfs. Da die Börsenstrompreise zu diesem Zeitpunkt einen Wert von ca. 0 €/MWh aufweisen, lohnt sich der Verkauf des überschüssigen Stroms nicht. Stattdessen wird überschüssiger Strom für die Wärmebereitstellung durch den Elektrodenkessel genutzt und die Erzeugungsleistung der PAFC gesenkt. Mit Erwartung höherer Börsenstrompreise wird die Erzeugungsleistung der PAFC kurz vor Mitternacht des 07.12. hochgeregelt, da die Börsenstrompreise zu diesem Zeitpunkt jedoch immer noch um 0 €/MWh schwanken, wird der Strom zunächst genutzt, um den Elektrodenkessel zu betreiben, welcher wiederum den Wärmespeicher füllt. Mit dem Eintritt hoher Börsenstrompreise wird der Elektrodenkessel abgeschaltet, da der Verkauf des überschüssigen Stroms einen höheren Mehrwert bringt. Überschreitet der Strombedarf (hellblaue Linie) die Stromerzeugung, wird die Residuallast durch Bezug von Netzstrom gedeckt. Die Residualwärmelast wird zunächst durch den Wärmespeicher und nach der Leerung des Speichers durch den Gaskessel gedeckt. Die zweite Minderung der Erzeugungsleistung der PAFC erfolgt mit dem Rückgang des Strombedarfs und der Börsenstrompreise. Erneut wird daraufhin überschüssiger Strom verwendet, um Wärme mithilfe des Elektrodenkessels zu erzeugen. Vor der Abschaltung des Elektrodenkessels in den Abendstunden des 09.12 wird auch in diesem Fall der Wärmespeicher zunächst gefüllt und nach der Abschaltung des Elektrodenkessels geleert.



Abbildung 166: Optimale Fahrweise des PAFC-Portfolios bei geringem Wärmebedarf

In Abbildung 166 wird der optimale Fahrplan in einer beispielhaften Frühlingswoche mit geringem Wärmebedarf dargestellt. Im Gegensatz zum vorherigen Fahrplan zeigt sich eine deutlich variabelere Erzeugungsleistung der PAFC. Die Gründe sind zum einen der kleinere und variabelere Wärmebedarf und insbesondere die Börsenstrompreise mit mehr „Sprüngen“ zwischen hohen und niedrigen Preisen. Erneut lässt sich erkennen, dass eine Hochregelung der PAFC bei hohen Börsenstrompreisen erfolgt. Da Strom- und Wärmeerzeugungsleistung der PAFC in einem fixen Verhältnis gekoppelt sind, führt die Hochregelung der Erzeugungsleistung in manchen Situationen zu einem Wärmeüberschuss. Dieser Wärmeüberschuss wird im Wärmespeicher zwischengespeichert. Bei niedrigen Börsenstrompreisen wird die PAFC runtergeregelt. Der überschüssige Strom wird genutzt, um den Elektrodenkessel zu betreiben, welcher, zusammen mit der Wärmeerzeugung der PAFC, den Wärmebedarf deckt.

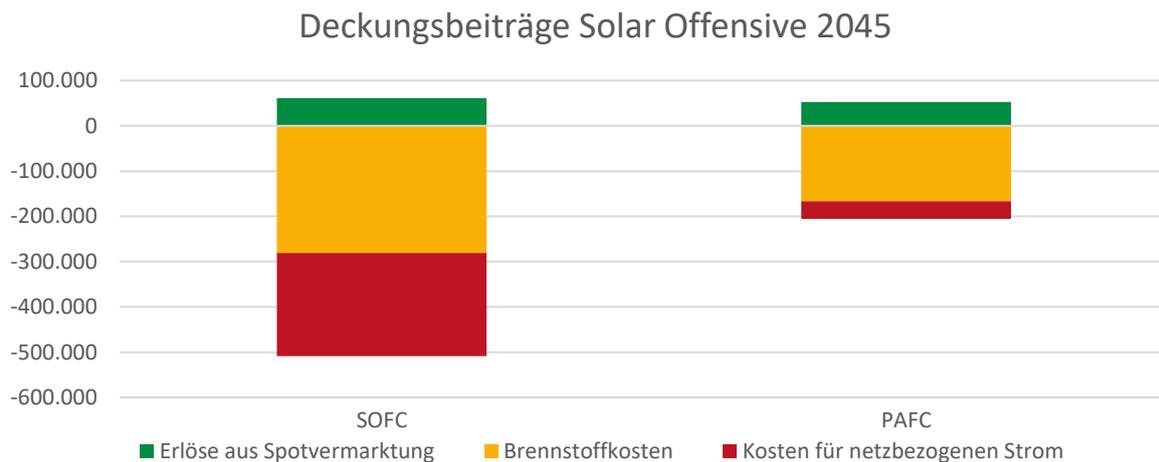


Abbildung 167: Jährlicher Deckungsbeitrag der KWK-Portfolios im Stützjahr 2045, Solar Offensive Szenario

In Abbildung 167 werden die erzielten Deckungsbeiträge beider Anwendungsfälle dargestellt. Es ist anzumerken, dass der alleinstehende Deckungsbeitrag keinen Ausschluss darüber gibt, ob der Betrieb der Anlage wirtschaftlich ist oder nicht. Erst durch den Vergleich mit den Versorgungskosten im Referenzfall können Schlussfolgerungen bezüglich der Wirtschaftlichkeit gezogen werden. Es fällt auf, dass die Brennstoffkosten und insbesondere die Kosten für netzbezogenen Strom im SOFC – Anwendungsfall höher sind als im PAFC-Anwendungsfall. Dies ist zum Teil auf den höheren Strom- und Wärmebedarf zurückzuführen, aber auch auf das geringere Einsatzpotenzial der SOFC, welches sich auch in den vergleichsweise niedrigen Volllaststunden äußert. Mit etwa 60 % mehr Volllaststunden wird die PAFC deutlich öfter betrieben als die SOFC. Ein weitaus geringerer Unterschied ergibt sich bei den erzielten Erlösen aus Spotvermarktung: Im SOFC-Anwendungsfall betragen diese 61.518 € und im PAFC-Anwendungsfall 52.682 €. Eine Gemeinsamkeit beider Fälle besteht darin, dass die KWK-Anlagen im Sommer nicht betrieben werden. Dies ist zurückzuführen auf den sehr geringen Wärmebedarf. In beiden Fällen lohnt sich der Betrieb auch bei Vermarktung des erzeugten Stroms erst, wenn der Wärmebedarf ausreichend hoch ist.

### 3.6 Bewertung und Vergleich der Wirtschaftlichkeit der identifizierten KWK-Konfigurationen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse und Analysen der vorherigen Arbeitspakete zusammengeführt. Ziel ist eine Wirtschaftlichkeitsanalyse der zuvor festgelegten Portfoliokonfigurationen in den verschiedenen Stützjahren der Globalszenarien. Um die Wirtschaftlichkeit zu berechnen, werden so genannte konsistente Referenzwelten definiert. Zum einen werden die Versorgungskosten der Quartiers- bzw. GHD-Lösungen mit der Brennstoffzellentechnologie (SOFC bzw. PAFC) und weiteren Anlagentypen ermittelt, zum anderen werden die operativen Kosten der Versorgung ohne Brennstoffzellensysteme gegenübergestellt.

Die Differenz der jährlichen operativen Kosten wird nachfolgend als so genannter inkrementeller Deckungsbeitrag benannt. In der Quartiers- bzw. GHD-Lösung mit Anlagensystem wird eine Anbindung und Vermarktungsmöglichkeit zum Großhandelsmarkt für Strom zugelassen. In der jeweiligen Referenzrechnung werden ausschließlich Zugänge zu öffentlichen Strom- und Gasnetzen unterstellt. Somit ergibt sich die Relevanz von Endkundenpreisen für die Strom- und

Wärmeversorgung der jeweiligen Betrachtungsfälle. Um eine Vergleichbarkeit zur dezentralen Versorgung zu gewährleisten, werden mit Strommarktmodellierung konsistente Endkundenpreise generiert.

Der Endkundenpreis für Wärme orientiert sich an einem Endkundenpreis für Gas, welches je nach Szenario über den betrachteten Zeitraum bis ins Jahr 2045, unter der Annahme der Beimischung grüner Gase, an Emissionsintensität verliert. Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung orientiert sich am Brennstoffhandelsgesetz, welches einen Korridor für den CO<sub>2</sub>-Preis bis 2030 vorgibt. Für die weiteren Stützjahre wird eine Kopplung zum EU-ETS angenommen, so dass für 2040 der jeweilige CO<sub>2</sub>-Preis der Strommarktmodellierung berücksichtigt wird. Für 2045 ist der Preis nur noch im schwachen Klimaschutzszenario relevant. Auch für den Kostenbestandteil „Beschaffung“ werden die gleichen Annahmen wie in der Strommarktmodellierung herangezogen.

Bei den Endkundenpreisen für Strom entsprechen die Kosten der „Beschaffung“ den in AP 5.2. modellierten Großhandelsstrompreisen. Weitere gesondert betrachtete Kostenbestandteile sind die Stromsteuer und die jeweiligen Netzentgelte.

Der inkrementelle Deckungsbeitrag der Referenzbetrachtung gibt die jährliche Kostenersparnis des KWK-Portfolios gegenüber der konventionellen Energieversorgung an:

$$\text{inkrementeller Deckungsbeitrag}_{s,y,p} = \text{Operative Kosten}_{\text{Referenz}_{s,y}} - \text{Operative Kosten}_{\text{KWK}_{s,y,p}}$$

Diese wird für jedes Szenario (s), Stützjahr (y) und Portfoliokonfiguration (p) berechnet. Für die operativen Kosten der KWK-Portfolios werden die Ergebnisse aus *OptKWS* berücksichtigt. Mit den Investitionsausgaben der entsprechenden Konfiguration und den resultierenden Deckungsbeiträgen lassen sich abschließend Kapitalwerte für alle Portfolios und Szenarien berechnen.

Dabei werden die inkrementellen Deckungsbeiträge (jährliche Kostenersparnis der Brennstoffzellentechnologielösung gegenüber der Referenzlösung) als Zahlungsfluss eines Jahres angesehen. Die Kapitalwertrechnung erfolgt mit einem Diskontierungszinssatz  $i$  von 8 %.

Für beide Anwendungsfälle wird angenommen, dass der Investitionszeitraum 2027 beginnt. Zunächst erfolgt eine dreijährige Planungs- und Bauphase, bis die Lösungen anschließend im Jahr 2030 mit einer erwarteten Lebensdauer von 15 Jahren in Betrieb genommen werden. Es wird davon ausgegangen, dass der Investitionszeitraum mit dem Ende der Lebensdauer im Jahr 2045 endet. Dementsprechend wird keine Restwertbetrachtung durchgeführt.

Für die Stützjahre 2030, 2040 und 2045 wird der inkrementelle Deckungsbeitrag unter Verwendung des *OptKWS* berechnet. Für die Herleitung des Zahlungsflusses der restlichen Jahre der Betriebszeit wird zwischen den Stützjahren linear interpoliert. Für die Berechnung des Kapitalwerts wird folgende Gleichung verwendet:

$$\text{Kapitalwert}_{s,p} = -\text{Investitionsausgaben} + \sum_{t=1}^T \frac{\text{Zahlungsfluss}}{(1+i)^t},$$

bei der  $t$  ein Jahr des Investitionszeitraums und  $T$  die Länge des Investitionszeitraums in Jahren darstellt.

Tabelle 30: Investitions-, Betriebs- und Wartungsausgaben für Erzeugungs- und Speichertechnologien

Technologie	Größe	Spezifische Investitions-kosten	Installations-kosten	Kosten für Ersatz des FC Stacks	Jährliche Betriebs- & Wartungskosten	Gesamt-investitions-ausgaben
PAFC	100 kW	4.500 € / kW <sub>el</sub>	70.000 €	135.500 €	8.000 €	655.500 €
SOFC	200 kW	16.500 € / kW <sub>el</sub>	140.000 €	271.000 €	10.000 €	3.711.000 €
Gaskessel	100 kW	60 € / kW <sub>th</sub>	/	/	210 €	6.000 €
Wärmespeicher	300 kWh	10 € / kWh	/	/	30 €	3.000 €
Elektrodenkessel	100 kW	160 € / kWh	/	/	257,60 €	16.000 €

In Tabelle 30 werden die für die Wirtschaftlichkeitsrechnung angenommen Investitions-, Betriebs- und Wartungsausgaben dargestellt. Zusätzlich zu den initialen Ausgaben für den Erwerb und der Installation des KWK-Systems, wird bei beiden Brennstoffzellen davon ausgegangen, dass zur Erreichung einer Lebensdauer von 15 Jahren ein einmaliger Ersatz des Brennstoffzellen-Stacks notwendig ist. Diese Ausgaben werden vereinfacht als Teil der initialen Investitionsausgaben betrachtet, da eine Darstellung als Auszahlung in einem der Betriebsjahre aufgrund der Interpolation zwischen den Stützjahren zu einer starken Verzerrung der jährlichen Deckungsbeiträge führen würde. Die Kostenannahmen zur PAFC und SOFC entstammen Cigolotti & Genovese (2021) und Ammermann et al. (2015). Für die Kostenannahmen des Gas- und Elektrodenkessels wird der von der dänischen Energieagentur veröffentlichte Technologie-datenkatalog (Danish Energy Agency, 2023) verwendet. Die Kostenparametrisierung des Wärmespeichers erfolgt auf Basis eines von der IEA veröffentlichten Factsheets zu Wärmespeichern (IEA, 2022).

Tabelle 31: Übersicht der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung

	Stützjahr	Summe Investitionsausgaben	Summe Erlöse (inkl. Wartungskosten)	Kapitalwert
Solar Offensive	SOFC + G	3.448.465 €	-37.505 €	-3.485.970 €
	SOFC + G + W	3.451.248 €	11.664 €	-3.439.584 €
	SOFC + G + W + E	3.466.092 €	208.715 €	-3.257.378 €
	PAFC + G	613.710 €	-41.792 €	-655.502 €
	PAFC + G + W	616.493 €	19.594 €	-596.899 €
	PAFC + G + W + E	631.337 €	171.963 €	-459.374 €
Elektrifizierung	SOFC + G	3.448.465 €	-28.559 €	-3.477.024 €
	SOFC + G + W	3.451.248 €	31.974 €	-3.419.275 €
	SOFC + G + W + E	3.466.092 €	231.981 €	-3.234.111 €
	PAFC + G	613.710 €	-41.792 €	-655.502 €
	PAFC + G + W	616.493 €	28.306 €	-588.188 €
	PAFC + G + W + E	631.337 €	161.771 €	-469.567 €

In Tabelle 31 werden die finalen Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung in den Szenarien „Solar Offensive“ und „Elektrifizierung“ dargestellt. Unter den getroffenen Annahmen bezüglich der Investitionsausgaben ist keine KWK-Konfiguration wirtschaftlich, was an den negativen Kapitalwerten erkennbar ist. Dabei ist anzumerken, dass die angenommenen spezifischen Investitionskosten auf gegenwärtigen Preisen für SOFC- und PAFC-KWK Systeme basieren, welche zukünftig durch Produktionshochläufe und Skaleneffekten sinken könnten.

Es fällt auf, dass in allen KWK-Konfigurationen ohne Wärmespeicher die Summe der Betriebs- und Wartungskosten die Summe der inkrementellen Deckungsbeiträge übersteigt. Damit zeichnen sich diese KWK-Konfigurationen als weitaus unwirtschaftlicher als andere Konfigurationen ab, da dies impliziert, dass sogar eine Reduktion der Investitionsausgaben bei gleichbleibenden Betriebs- und Wartungsausgaben eine Investition in solch ein System nicht wirtschaftlicher macht. Eine Ergänzung der KWK-Konfiguration um einen Wärmespeicher führt sowohl bei der PAFC als auch der SOFC in beiden Szenarien zu einer starken Steigerung des Erlöses. Mit zusätzlichen initialen Investitionsausgaben von 7.000 € führt der Zubau des Wärmespeichers zu einer Steigerung der Gewinnsumme um 50.000 bis 60.000 €. Eine Ergänzung der KWK-Konfigurationen um einen Elektrodenkessel hat einen noch stärkeren Effekt auf die Erhöhung der Gewinne: Mit zusätzlichen initialen Investitionsausgaben von 19.000 € führt der Zubau eines Elektrodenkessels zu einer Steigerung der Gewinnsumme um 130.000 bis 200.000 €. Daraus lässt sich schließen, dass eine Ergänzung des KWK-Systems um einen Wärmespeicher und einen Elektrodenkessel für eine strompreisorientierte Fahrweise von Brennstoffzellen-KWK-Anlagen im zukünftigen Energiesystem als sinnvoll zu erachten ist.

Bis auf eine Ausnahme (PAFC + G + W + E) sind die Kapitalwerte im Szenario „Elektrifizierung“ höher als im Szenario „Solar Offensive“. Ein Grund dafür könnte das höhere durchschnittliche Preisniveau und die geringere Anzahl an Stunden mit Großhandelsspotpreisen kleiner oder gleich null, vgl. Tabelle 24 und Tabelle 26, sein.

Die Ergebnisse zeigen, dass für die gewählten Anwendungsfälle Investments in PAFC- und SOFC-KWK Konfigurationen unter den getroffenen Kostenannahmen im zukünftigen Energiesystem nicht wirtschaftlich sind. Jedoch wird deutlich, dass der erzielbare Gewinn durch die Erweiterung des Versorgungsportfolios um Wärmespeicher und Elektrodenkessel stark erhöht werden kann.

Für eine genauere Untersuchung der Einflüsse verschiedener Portfoliokonfigurationen, Stützjahre und Szenarien auf die Wirtschaftlichkeit der Versorgungslösungen werden im Folgenden die Hauptergebnisse aller gerechneten Optimierungsläufe sowie der daraus abgeleitete jeweilige inkrementelle Deckungsbeitrag dargestellt.

Tabelle 32: Vergleich der Ergebnisse der Optimierungsläufe von SOFC-Konfigurationen im „Solar Offensive“- Szenario

Szenario	SOFC + G			SOFC + G + W			SOFC + G + W + E		
	2030	2040	2045	2030	2040	2045	2030	2040	2045
Stützjahr									
Volllaststunden [h]	0	295	601	0	1.514	2.676	2.016	1.514	2.584
Erlöse [€]	0	9.413	14.022	0	40.923	59.548	63.057	40.923	61.518
Brennstoffkosten [€]	117.940	135.200	179.238	117.940	186.948	285.812	88.334	186.948	280.805
Kosten für netzbezogenen Strom [€]	258.290	333.535	298.521	258.290	288.917	223.748	207.788	288.917	227.606
Inkrementeller Deckungsbeitrag [€]	0	7.076	4.502	0	31.456	18.227	68.051	31.456	21.347

In Tabelle 32 und Tabelle 33 erfolgt die Darstellung der Ergebnisse aller Optimierungsläufe im SOFC-Anwendungsfall. In beiden Szenarien wird die SOFC ohne Wärmespeicher und Elektrodenkessel im Stützjahr 2030 nicht betrieben. In den Stützjahren 2040 und 2045 wird die KWK zwar betrieben, allerdings nur mit wenigen Volllaststunden und geringen Erlösen, woraus sich ein verhältnismäßig kleiner inkrementeller Deckungsbeitrag ergibt. Es zeigt sich, dass eine Erweiterung des KWK-Systems um Wärmespeicher in beiden Szenarien in den Stützjahren 2040 und 2045 zu einer signifikanten Erhöhung der Volllaststunden, der Erlöse und insbesondere des inkrementellen Deckungsbeitrags führt. Im Stützjahr 2030 ist jedoch in beiden Szenarien der Betrieb der SOFC trotz Ergänzung um einen Wärmespeicher nicht wirtschaftlicher als die Referenzlösung, weshalb das KWK-System in diesem Stützjahr nicht betrieben wird. Eine Erweiterung der KWK-Konfiguration um einen Elektrodenkessel ermöglicht in beiden Szenarien den wirtschaftlichen Betrieb der KWK-Konfiguration im Stützjahr 2030. Auf die Ergebnisse der Stützjahre 2040 und 2045 hat die Erweiterung um einen Elektrodenkessel nur einen geringen Einfluss.

Tabelle 33: Vergleich der Ergebnisse der Optimierungsläufe von SOFC-Konfigurationen im „Elektrifizierung“- Szenario

Szenario	SOFC + G			SOFC + G + W			SOFC + G + W + E		
	2030	2040	2045	2030	2040	2045	2030	2040	2045
Stützjahr									
Volllaststunden [h]	0	653	853	0	2.183	2.745	3.708	2.098	2.745
Erlöse [€]	0	11.284	19.072	0	34.574	61.012	74.491	34.341	61.012
Brennstoffkosten [€]	123.773	150.291	192.045	123.773	214.513	288.003	261.644	210.771	288.002
Kosten für netzbezogenen Strom [€]	291.523	357.730	318.638	291.523	288.963	243.497	159.240	293.291	243.497
Inkrementeller Deckungsbeitrag [€]	0	12.613	9.324	0	40.447	30.447	68.920	39.629	31.658

Tabelle 34: Vergleich der Ergebnisse der Optimierungsläufe von PAFC-Konfigurationen im „Solar Offensive“- Szenario

Szenario	PAFC + G			PAFC + G + W			PAFC + G + W + E		
	2030	2040	2045	2030	2040	2045	2030	2040	2045
Stützjahr									
Volllaststunden [h]	0	0	0	0	3.507	0	4.801	3.957	4.137
Erlöse [€]	0	0	0	0	30.761	0	62.391	36.414	52.681
Brennstoffkosten [€]	62.059	73.419	88.933	62.059	130.439	88.932	125.143	134.365	166.480
Kosten für netzbezogenen Strom [€]	88.092	94.989	88.316	88.092	31.923	88.316	34.047	42.798	39.173
Inkrementeller Deckungsbeitrag [€]	0	0	0	0	33.151	0	53.340	27.644	24.300

In Tabelle 34 und Tabelle 35 erfolgt die Darstellung der Ergebnisse aller Optimierungsläufe im PAFC-Anwendungsfall. Wie im SOFC-Anwendungsfall, ist der Betrieb des KWK-Systems ohne Wärmespeicher in allen Stützjahren beider Szenarien nicht wirtschaftlich. Die Erweiterung um einen Wärmespeicher führt nur im Stützjahr 2040 in beiden Szenarien zu einem wirtschaftlichen Betrieb des KWK-Systems. Eine Erweiterung um einen Elektrodenkessel ermöglicht in beiden Szenarien in den Stützjahren 2030 und 2045 den wirtschaftlichen Betrieb des KWK-Systems, hat jedoch, ähnlich wie im SOFC-Anwendungsfall, nur einen geringen Einfluss auf die Ergebnisse des Stützjahres 2040.

Tabelle 35: Vergleich der Ergebnisse der Optimierungsläufe von PAFC-Konfigurationen im „Elektrifizierung“- Szenario

Szenario	PAFC + G			PAFC + G + W			PAFC + G + W + E		
	2030	2040	2045	2030	2040	2045	2030	2040	2045
Stützjahr									
Volllaststunden [h]	0	0	0	0	3.301	0	4.663	3.699	4.209
Erlöse [€]	0	0	0	0	20.191	0	44.205	27.046	49.833
Brennstoffkosten [€]	65.128	73.419	88.933	65.129	126.745	88.933	128.688	130.748	167.963
Kosten für netzbezogenen Strom [€]	99.426	106.859	97.351	99.426	31.782	97.351	31.392	47.628	40.229
Inkrementeller Deckungsbeitrag [€]	0	0	0	0	37.844	0	48.689	28.932	27.946

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt, dass Investitionen in die untersuchten Brennstoffzellen-KWK-Systeme unter aktuellen Kostenannahmen nicht wirtschaftlich sind. Wird das Brennstoffzellen-KWK-System um Wärmespeicher und Elektrodenkessel ergänzt, ist der Betrieb des Systems in allen Fällen kostengünstiger als die Referenzlösung. Die Möglichkeit, erzeugten Strom auf dem Großhandel zu vermarkten, generiert zusätzliche Erlöse, was einen vorteilhaften Effekt auf die Wirtschaftlichkeit der Brennstoffzellen-KWK-Systeme hat.

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Die Potenziale flexibler Brennstoffzellen-Konzepte im Energiesystem des Landes NRW konnten mithilfe der experimentellen und simulationsgestützten Untersuchungen evaluiert und hinsichtlich der systemischen, ökologischen und ökonomischen Effekte bewertet werden.

Die anlagen- und messtechnische Erweiterung der Forschungsinfrastruktur des Virtuellen Instituts | KWK.NRW wurde erfolgreich umgesetzt. Durch den Demonstrationsbetrieb der Phosphorsäurebrennstoffzelle (PAFC) mit der Absorptionskältemaschine (AKM) und des Hybrid-SOFC-Systems in realen Betriebsumgebungen am ZBT sowie am GWI wurden wertvolle Daten sowie essenzielle Erkenntnisse generiert.

Die entwickelten analytischen Methoden und Modelle haben umfangreiche Szenarioanalysen in verschiedenen Betrachtungsebenen ermöglicht, die von ausgewählten Einzelanwendungen über die Quartiersversorgung bis hin zum gesamtdeutschen Energiesystem reichen. Damit konnten die Potenziale der Brennstoffzellen-Konzepte in Bezug auf mögliche Nutzungspfade, Flexibilität, CO<sub>2</sub>-Minderung und Wirtschaftlichkeit quantifiziert und die erforderlichen (Weiter-)Entwicklungen abgeleitet werden.

Die Erschließung der identifizierten Entwicklungs- und Optimierungspotenziale erfordert weitere experimentelle und simulationsgestützte Untersuchungen. Um auch langfristig zu einer nachhaltigen und CO<sub>2</sub>-neutralen Energiebereitstellung beizutragen, stellt der Einsatz regenerativ erzeugter Brenngase in KWK-Systemen und Brennstoffzellen einen zentralen Entwicklungsschwerpunkt dar. Für die Transformation zu einem vollständig erneuerbaren Energiesystem sind KWK-Systeme notwendig, die H<sub>2</sub>-ready sind und als intelligent steuerbare Systemkomponenten eingesetzt werden können.

Die Forschungsinfrastruktur des Virtuellen Instituts | KWK.NRW ist die ideale Plattform für entsprechende systemische Erweiterungen und Untersuchungen, um nicht zuletzt Hemmnisse zur Investition in innovative Technologien abzubauen. Dies gilt gleichermaßen für die anlagentechnische als auch für die softwaretechnische Weiterentwicklung. Ein mittelfristiges Ziel des Virtuellen Instituts | KWK.NRW ist es, eine Plattform zu schaffen, die gleichermaßen experimentelle und simulative Untersuchungen sowohl von der H<sub>2</sub>-Readiness einzelner KWK-Technologien als auch von Optimierungspotentialen eines Anlagenverbunds hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Netzdienlichkeit erlaubt.

## 5 Verzeichnisse

V 1	Literaturverzeichnis .....	194
V 2	Abbildungsverzeichnis .....	199
V 3	Tabellenverzeichnis .....	205

## V 1 Literaturverzeichnis

- [1] S. Kaiser, *Optimierung der Wärmeversorgung einer Brennstoffzellenanlage durch Kraft-Wärme-Kopplung*, Duisburg: Universität Duisburg-Essen, 2020.
- [2] H. Watter, *Regenerative Energiesysteme, Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*, Bd. 5. Auflage, Wiesbaden: Springer-Verlag, 2019.
- [3] R. Zahoransky, *Energietechnik, Systeme zur konventionellen und erneuerbaren Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*, Bd. 8. Auflage, Wiesbaden: Springer-Verlag, 2019.
- [4] M. Zetzsche, T. Brendel und H. Müller-Steinhagen, „Solare Kühlung,“ Springer-Verlag, online, 2008.
- [5] P. Kurzweil, *Brennstoffzellentechnik*, Wiesbaden: Springer-Verlag, 2013.
- [6] M. Hohloch, „Entwicklung und experimentelle Untersuchung eines Betriebskonzepts für die Mikrogasturbine in einem MGT/SOFC Hybridkraftwerk,“ Institut für Verbrennungstechnik der Luft- und Raumfahrt, Universität Stuttgart, 2020.
- [7] H. Chen, C. Yang, N. Zhou, N. F. Harun, D. Oryshchyn und D. Tucker, „High efficiencies with low fuel utilization and thermally integrated fuel reforming in a hybrid solid oxide fuel cell gas turbine system,“ *Applied Energy*, Bd. 15 August 2020, Nr. Volume 272, 2020.
- [8] F. Kroll, „Simulation und Regelung eines Brennstoffzelle-Gasturbine-Hybridkraftwerks,“ Institut für Luftfahrtantriebe, Universität Stuttgart, 2012.
- [9] C. Wächter, „Modellierung, Regelung und Simulation des Betriebsverhaltens eines SOFC/GT-Hybridkraftwerks,“ Fachbereich Maschinenbau, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg, 2008.
- [10] U. Damo, M. Ferrari, A. Turan und A. Massardo, „Solid oxide fuel cell hybrid system: A detailed review of an environmentally clean and efficient source of energy,“ *Energy*, Bd. Februar 2019, Nr. Volume 168, 2019.
- [11] Mitsubishi Power Europe GmbH, „Mitsubishi Power Sustainable Energy Solutions, Solid Oxid Fuel Cell System,“ 07 07 2021. [Online]. Available: [https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/21LEAP\\_S5\\_Agraniotis.pdf](https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/21LEAP_S5_Agraniotis.pdf). [Zugriff am 02 05 2022].
- [12] L. Blum, „Technologiebericht 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen) innerhalb des Forschungsprojekts TF\_Energiewende,“ Wuppertal Institut, ISI, IZES, an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017.
- [13] W. G. Winkler, „Entwicklungstendenzen von Brennstoffzellen in der Energietechnik (Teil 1 : Verfahrenstechnische Grundlagen),“ Juli 2015. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/279532162>. [Zugriff am 25 04 2022].
- [14] Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Energy Systems, „SOFC HANDBOOK - METP-01FC01E1-A-0, (1.0)21-09, ZEG,“ 2021. [Online]. Available: <https://power.mhi.com/catalogue/pdf/sofc.pdf>. [Zugriff am 25 04 2022].
- [15] MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD., „FUEL CELLS - Principles of Power Generation,“ [Online]. Available: <https://power.mhi.com/products/sofc/introduction>. [Zugriff am 25 04 2022].

- [16] C. Schlitzberger, „Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)-Systeme mit integrierter Reformierung bzw. Vergasung von Kohlenwasserstoffen (Technischen Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig),“ 12 06 2012. [Online]. Available: [https://publikationsserver.tu-braunschweig.de/servlets/MCRFileNodeServlet/dbbs\\_derivate\\_00027610/CSchlitzberger.pdf](https://publikationsserver.tu-braunschweig.de/servlets/MCRFileNodeServlet/dbbs_derivate_00027610/CSchlitzberger.pdf). [Zugriff am 25 04 2022].
- [17] D. Pashchenko, „First law energy analysis of thermochemical waste-heat recuperation by steam methane reforming,“ *Energy - Volume 143*, pp. 478 - 487, 14 01 2018.
- [18] IPC2U GmbH, „ipc2u.de,“ März 2024. [Online]. Available: <https://ipc2u.de/artikel/wissenswertes/die-standards-opc-da-und-opc-ua-ganz-einfach-erkl-rt/>. [Zugriff am März 2024].
- [19] The PostgreSQL Global Development Group, „postgresql.org,“ März 2024. [Online]. Available: <https://www.postgresql.org/>. [Zugriff am März 2024].
- [20] Timescale Inc., „timescale.com,“ März 2024. [Online]. Available: <https://www.timescale.com/>. [Zugriff am März 2024].
- [21] The Apache Software Foundation, „airflow.apache.org,“ März 2024. [Online]. Available: <https://airflow.apache.org/>. [Zugriff am März 2024].
- [22] Grafana Labs, „grafana.com,“ März 2024. [Online]. Available: <https://grafana.com/>. [Zugriff am März 2024].
- [23] J. Mathiak, *Verfahrensanalyse zur dezentralen Hausenergieversorgung auf Basis von PEM-Brennstoffzellen*, Duisburg: Universität Duisburg-Essen, 2022.
- [24] P. Breeze, *Fuel Cells*, Academic Press, 2017.
- [25] K. Mogorosi, *Mathematical Modelling and Experimental Investigation of a Low Temperature Proton Exchange Membrane Fuel Cell*, Energy and Power Engineering, 2020.
- [26] M. Biebl und J. Verheyen, *Investigation of a Hydrogen Admixture in a Natural Gas Powered Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)*, IEEE Xplore, 2022.
- [27] A. Lezuo, *Brennstoffzeleinsatz im Mehr-MW-Heizkraftwerk*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1995.
- [28] T. Brenscheidt, *Performance of Onsi PC25 PAFC Cogeneration Plant*, Darmstadt: Pegamon Int. J. Hydrogen Energy Vol. 23 No. 1, 1998.
- [29] H. Rachidi, V. Vrangos und K. Görner, „SUNIES - Sustainable and novel fuel cell applications for Island Energy Systems; Teilvorhaben: Erstellung stationärer Simulationsmodelle und Durchführung von Simulationen für Hybrid SOFC, Triple Cycle- und SOEC-Betriebsmodus,“ Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Umweltverfahrenstechnik und Anlagentechnik, Essen, 2021.
- [30] Y. Kobayashi, K. Tomida, H. Tsukuda, Y. Shiratori, S. Taniguchi und K. Sasaki, „Durability of a Segmented-in-Series Tubular SOFC with a (Ce, Sm)O<sub>2</sub> Cathode Interlayer: Influence of Operating Conditions,“ *Journal of the Electrochemical Society*, Bd. 161, Nr. 3, pp. F214-F225, 2014.
- [31] K. Tomida, N. Hisatome, T. Kabata, H. Tsukuda, A. Yamashita und Y. Yamazaki, „Optimization of Segmented-in-series Tubular SOFCs using an La<sub>0.5</sub>Sr<sub>0.5</sub>-xCa<sub>x</sub>MnO<sub>3</sub> System Cathode and the Generation Characteristics Under Pressurization,“ *Electrochemistry*, Bd. 77, Nr. 5, pp. 379-387, 2009.

- [32] Y. Ando, H. Oozawa, M. Mihara, H. Irie, Y. Urashita und T. Ikegami, „Demonstration of SOFC-Micro Gas Turbine (MGT) Hybrid Systems for Commercialization,“ *Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*, Bd. 52, Nr. 4, pp. 47-52, 2015.
- [33] A. L. Dicks, K. D. Pointon und A. Siddle, „Intrinsic reaction kinetics of methane steam reforming on a nickel / zirkoni anode,“ *Journal of Power Sources*, Nr. 86, pp. 523-530, 2000.
- [34] E. Ivers-Tiffée und A. V. Virkar, „Electrode Polarisation,“ in *High Temperature Solid Oxide Fuel Cells: Fundamentals, Design and Applications*, Kidlington, Oxford; Amsterdam, Singhal, Subhash C.; Kendall, Kevin, 2003, pp. 229 - 260.
- [35] S. Plura, Entwicklung einer zweistufigen Absorptionskältemaschine zur effizienten Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, München: Technische Universität München, 2008.
- [36] S. Popp, Entwicklung und Charakterisierung alternativer Arbeitsstoffpaare für den Einsatz in Absorptionskältemaschinen, Nürnberg: Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, 2016.
- [37] R. Rieberer, Feasibility Study innovative Absorptions-Wärmepump-Prozesse, Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2011.
- [38] M. Safarik, Stand und Tendenzen der thermischen Kälteerzeugung im kleinen und mittleren Leistungsbereich, Dresden: Technische Trends und Normung (BHKS-Almanach), 2010.
- [39] K. Herold, Absorption Chillers and Heat Pumps, Boca Ration: CRC Press, 2016.
- [40] BMWi, „Energieeffizienz in Zahlen. Entwicklungen und Trends in Deutschland 2021,“ 2021.
- [41] Statistikportal, „Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Primärenergieverbrauch 1990 - 2021 nach Bundesländern,“ [Online]. Available: [statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/pev#5238](https://statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/pev#5238). [Zugriff am 30 6 2023].
- [42] B. Schломann, E. Gruber, B. Geiger und H. Kleeberger, „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2006 bis 2011,“ Fraunhofer Verlag, Stuttgart, 2014.
- [43] BDEW; VKU; GEODE, „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden,“ Berlin, 2016.
- [44] VDEW, „Zuordnung der VDEW-Lastprofile zum Kundengruppenschlüssel,“ Frankfurt am Main, 2000.
- [45] arbeitssicherheit.de, „ASR 6 - Arbeitsstätten-RL 6,“ [Online]. Available: [arbeitssicherheit.de/schriften/dokument/94c82f7c-63f2-3781-afe0-dbc4bbddd9a5.html](https://arbeitssicherheit.de/schriften/dokument/94c82f7c-63f2-3781-afe0-dbc4bbddd9a5.html). [Zugriff am 13 4 2022].
- [46] Stadtwerke Groß-Gerau Versorgungs GmbH, „GVV - Download aller Profile,“ [Online]. Available: [ggv-energie.de/cms/netz/allgemeine-daten/netzbilanzierung-download-aller-profile.php](https://ggv-energie.de/cms/netz/allgemeine-daten/netzbilanzierung-download-aller-profile.php). [Zugriff am 19 5 2020].
- [47] Umweltbundesamt, „CO2-Emissionen für fossile Brennstoffe,“ März 2022. [Online]. Available: [umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc\\_28-2022\\_emissionsfaktoren-brennstoffe\\_bf.pdf](https://umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf). [Zugriff am 29 5 2023].
- [48] M. Heneka und F. Mörs, „DVGW - Ökologische Bewertung der Wasserstoffbereitstellung. Sensitivitätsanalyse zu THG-Emissionen von Wasserstoff,“ 17 5 2022. [Online]. Available: [dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202148-abschlussfolien-thg-emissionen-h2.pdf](https://dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202148-abschlussfolien-thg-emissionen-h2.pdf). [Zugriff am 15 2 2023].

- [49] S. A.-K. S. H. B. S. H. B. N. R. Clemens Rohde, „Erhebung des Endenergieverbrauchs im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für das Jahr 2019,“ 2023.
- [50] N.-W. Information und Technik, „<https://www.landesdatenbank.nrw.de/ldbnrw/online>,“ 2019. [Online]. [Zugriff am 2023].
- [51] D.-I. C. Rohde, „Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektore Industrie und GHD,“ Karlsruhe, 2020.
- [52] „Statistisches Bundesamt,“ DISTATIS Datenbank, 2022. [Online]. Available: [https://www.destatis.de/DE/Home/\\_inhalt.html](https://www.destatis.de/DE/Home/_inhalt.html).
- [53] I. u. T. N.-W. Statistisches Landesamt, „Verarbeitendes Gewerbe sowie Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden in Nordrhein-Westfalen,“ 2019.
- [54] dena, „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende,“ 2018.
- [55] J. Benthin, A. Hagemeyer, A. Heyer, P. Huismann, J. Krassowski, C. Settgast, B. Wortmann und K. Görner, „Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze,“ Fraunhofer UMSICHT und GWI Essen, Oberhausen/Essen, 2020.
- [56] T. Loga, B. Stein, N. Diefenbach und R. Born, „Deutsche Wohngebäudetypologie - Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden,“ Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt, 2015.
- [57] Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 4655: Referenzlastprofile von Wohngebäuden für Strom, Heizung und Trinkwarmwasser sowie Referenzerzeugungsprofile für Fotovoltaikanlagen,“ Beuth Verlag GmbH, Düsseldorf, 2021.
- [58] Das Kraftfahrt-Bundesamt, „Bestand an Personenkraftwagen in den Jahren 2013 bis 2022 nach ausgewählten Kraftstoffarten,“ Februar 2022. [Online]. Available: [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2022/2022\\_b\\_umwelt\\_z\\_eitreihen.html?nn=3525028&fromStatistic=3525028&yearFilter=2022&fromStatistic=3525028&yearFilter=2022](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2022/2022_b_umwelt_z_eitreihen.html?nn=3525028&fromStatistic=3525028&yearFilter=2022&fromStatistic=3525028&yearFilter=2022). [Zugriff am Januar 2023].
- [59] C. Nobis und T. Kuhnimhof, „Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht. Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur (FE-Nr. 70.904/15),“ Bonn, Berlin, 2018.
- [60] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Klimaneutralität 2045 - Transformation der Verbrauchssektoren und des Energiesystems,“ 2021.
- [61] J. Benthin, A. Hagemeyer, D. Höffner, P. Huismann, S. Ruppert, M. Stienecker, J. Urbansky, P. Wolf und M. Bruns, „Kontextbezogene Potentialanalysen, Einbindung der IKT-Ebene und Untersuchung erweiterter Fragestellungen bei der integrierten Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen,“ Fraunhofer UMSICHT und GWI Essen, Oberhausen / Essen, 2023.
- [62] Dstatis Statistisches Bundesamt, „Mikrozensus - Haushalte und Familien-Endergebnisse 2021,“ 2023. [Online]. Available: [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiXwIj6hOWEAXW9BNsEHZA\\_AoQQFnoECBUQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.destatis.de%2FDE%2FThemen%2FGesellschaft-Umwelt%2FBevoelkerung%2FHaushalte-Familien%2FPublikationen%2FDownloads-Haushalte%2F](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiXwIj6hOWEAXW9BNsEHZA_AoQQFnoECBUQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.destatis.de%2FDE%2FThemen%2FGesellschaft-Umwelt%2FBevoelkerung%2FHaushalte-Familien%2FPublikationen%2FDownloads-Haushalte%2F). [Zugriff am April 2024].
- [63] Bundesnetzagentur, „Marktstammdatenregister,“ [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Datendownload>. [Zugriff am 2022].

- [64] LANUV NRW, „Solarkataster NRW: Potenzialdaten Dachflächen-Photovoltaik“, 28.09.2020. [Online]. Available: <https://open.nrw/dataset/6b1af6af-cd03-4206-a323-894eae1aaf08>. [Zugriff am 2022].
- [65] Öko-Institut, „Klimaschutzszenario 2050 2. Endbericht“, 2015.
- [66] Stiftung Klimaneutralität & Agora Energiewende, „Klimaneutrales Deutschland 2045“, 2021.
- [67] FZ Jülich, „Wege für die Energiewende“, 2019.
- [68] BMWK, „Kohleausstieg und Strukturwandel“, [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/kohleausstieg-und-strukturwandel.html>. [Zugriff am Juli 2023].
- [69] IEA, „World Energy Outlook 2022“, 2022.
- [70] P. Beran, C. Pape und C. Weber, „Modelling German electricity wholesale spot prices with a parsimonious fundamental model – Validation & application“, *Utilities Policy*, Bd. 58, pp. 27-39, 2019.
- [71] S. Pfenninger und I. Staffell, „Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data“, *Energy*, Bd. 114, pp. 1251-1265, 2016.
- [72] I. Staffell und S. Pfenninger, „Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output“, *Energy*, Bd. 114, pp. 1224-1239, 2016.
- [73] A. Dietrich, C. Furtwängler und C. Weber, „Managing combined power and heat portfolios in sequential spot power markets under uncertainty“, *HEMF Working Paper*, 2020.
- [74] C. Pape, S. Hagemann und C. Weber, „Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market“, *Energy Economics*, Nr. 54, pp. 376-387, 2016.
- [75] Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, „Klimaschutzplan Nordrhein-Westfalen“, Referat "Öffentlichkeitsarbeit, Reden, Veranstaltungen, Internet", Düsseldorf, Dezember 2015 (1. Auflage).
- [76] dena und e. E. R. & S. gGmbH, „Leitstudie Integrierte Energiewende“, Berlin; Köln, 2018.

## V 2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: PAFC-System am ZBT .....	5
Abbildung 2: Übersicht der geplanten Erweiterung des PAFC-Systems .....	6
Abbildung 3: Installierte Wärmemengenzähler in verschiedenen Heizsträngen .....	7
Abbildung 4: Darstellung der möglichen Wärmebedarfsdeckung durch die PAFC .....	8
Abbildung 5: Darstellung der möglichen Kältebedarfsdeckung durch die AKM .....	9
Abbildung 6: Schaltbild einer Absorptionskältemaschine [4].....	10
Abbildung 7: Einbindung der AKM in die bestehende Gebäudeinfrastruktur .....	11
Abbildung 8: Neuinstallierter, zweistufiger Wärmeübertrager zur Nutzung der Abwärme des BHKW-Abgases	12
Abbildung 9: Fertige Installation der AKM und des Kältepufferspeichers .....	13
Abbildung 10: Hybrider Rückkühler auf dem Dach des TAZ-Gebäudes .....	13
Abbildung 11: Installation des Wärmepufferspeichers .....	14
Abbildung 12: Tagesdurchschnittlicher Wärmebedarf und Außenlufttemperatur im Jahr 2021 .....	15
Abbildung 13: Tagesdurchschnittlicher Wärmebedarf in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur im Jahr 2021 .....	15
Abbildung 14: Darstellung der tagesdurchschnittlichen Kälteleistung in Abhängigkeit von der Außenlufttemperatur für die Jahre 2021 bis 2022 .....	16
Abbildung 15: Darstellung eines Lastwechsels der PAFC.....	18
Abbildung 16: Darstellung der Gasmengenregelung der PAFC .....	18
Abbildung 17: Darstellung des Kaltstartverhaltens der PAFC.....	19
Abbildung 18: Darstellung des Standby-Modus der PAFC .....	21
Abbildung 19: Darstellung der Betriebsdaten des BHKW vom 11.04.2023.....	22
Abbildung 20: Darstellung der Betriebsdaten der AKM vom 11.04.2023 .....	23
Abbildung 21: Realisierte Hybrid-SOFC-Systeme der Mitsubishi Hitachi Power GmbH (Stand: 07/2021) [11]	25
Abbildung 22: Einbindung des Hybrid-SOFC-Systems in das LivingLab des GWI (GWI, 2021).....	27
Abbildung 23: Funktionsschema der internen Reformierung und des elektrochemischen Prozesses der tubularen SOFC-Stacks der Mitsubishi Hitachi Power GmbH (eigene Darstellung nach [15]).....	28
Abbildung 24: Prinzipieller Aufbau eines Röhrenbündels mit tubularen SOFC-Zellstacks [13] .....	29
Abbildung 25: Schematischer Aufbau des Hybrid-SOFC-Systems der Mitsubishi Hitachi Power GmbH [14]..	30
Abbildung 26: Funktionsschema des Hybrid-SOFC-Systems der Mitsubishi Hitachi Power GmbH (GWI, 2021) .....	30
Abbildung 27: Screenshot der Leitwarte des Hybrid-SOFC-Systems .....	31
Abbildung 28: Infrastruktur der Hybrid-SOFC-Messdatenerfassung .....	32
Abbildung 29: Messdatenvisualisierung im LivingLab .....	33
Abbildung 30: Ausschnitt des LivingLab Dashboards des GWI .....	34
Abbildung 31: Darstellung der elektrischen Leistung, sowie des elektrischen Wirkungsgrads über die komplette Versuchsreihe mit Erdgas.....	35
Abbildung 32: Darstellung der elektrischen Leistung sowie des elektrischen Wirkungsgrads über die komplette Versuchsreihe mit LNG .....	36
Abbildung 33: Temperatureinfluss auf die Gesamtleistung im Vollastbetrieb über die Versuchstage 2 bis 7 in der Versuchsreihe mit LNG .....	37
Abbildung 34: Darstellung der Effizienz in den Laststufen für die Versuchsreihe mit Erdgas .....	37
Abbildung 35: Vergleich zwischen gemessenem und normiertem Wirkungsgrad in Vollast der LNG-Versuchsreihe .....	38
Abbildung 36: Strombezug im Standby-Modus der SOFC-Hybrid Anlage exemplarisch dargestellt für einen Tag im Sommer, Frühling und Winter .....	39

Abbildung 37: Anfahrvorgang der Erdgas-Versuchsreihe bei einem Kaltstart.....	40
Abbildung 38: Abfahrvorgang aus Volllast in der Erdgas-Versuchsreihe .....	41
Abbildung 39: Lastsprung von 162 kW auf 120 kW an Tag 9 der Erdgas-Versuchsreihe .....	41
Abbildung 40: Lastsprung von 100 kW auf 220 kW an Tag 10 der Erdgas-Versuchsreihe .....	42
Abbildung 41: Schematische Darstellung einer Phosphorsäurebrennstoffzelle .....	47
Abbildung 42: Spannungsverluste einer Brennstoffzelle .....	48
Abbildung 43: Verfahrenstechnisches Modell einer PAFC .....	51
Abbildung 44: Teillastverhalten der PAFC (elektrisch).....	52
Abbildung 45: Teillastverhalten der PAFC (thermisch) .....	52
Abbildung 46: Reformertemperatur während einer Laständerung der PAFC .....	54
Abbildung 47: Reformierleistung und Molenstrom über Wasserstoffzumischung .....	56
Abbildung 48: Wasserstoffkonzentrationen der Anoden-Gase über Wasserstoffzumischung .....	56
Abbildung 49: Elektrischer Wirkungsgrad und FU über Wasserstoffzumischung .....	57
Abbildung 50: Schematische Darstellung der Modellierungsebenen der Hybrid-SOFC .....	58
Abbildung 51: Schematische Darstellung der Bilanzräume im SOFC-Stack-Modell.....	59
Abbildung 52: Screenshot von dem Stack-Modell aus dem Dymola®-GUI .....	60
Abbildung 53: Simulierte axiale Temperaturverläufe über den SOFC-Stack bei Volllast (durchgehend) und 80 % Teillast (gestrichelt) im Vergleich zu Referenzwerten (Sterne) .....	61
Abbildung 54: Simulierte axiale Verläufe der Massenanteile des Brenngases (CH <sub>4</sub> : orange; CO: violett; H <sub>2</sub> : grün) über den SOFC-Stack bei Volllast (durchgehend) und 80 % Teillast (gestrichelt) im Vergleich zu Referenzwerten (Sterne) .....	62
Abbildung 55: Simulierte axiale Spannungsverläufe über den SOFC-Stack bei Volllast (durchgehend) und 80 % Teillast (gestrichelt), sowie jeweils die mittlere Zellspannung (gepunktet, bzw. strich-gepunktet) im Vergleich zu Referenzwerten (Sterne) .....	63
Abbildung 56: Abweichungen der simulierten Kennwerte des Stack-Modells in Volllast (jeweils links) und in 80 % Teillast (jeweils rechts) .....	63
Abbildung 57: Screenshot von dem Hybrid-SOFC-Modell aus dem Dymola®-GUI (ohne Regelung) .....	65
Abbildung 58: Vergleich der Simulationsergebnisse (Linien) mit den Messwerten (Punkte) für einen Kaltstart der Hybrid-SOFC bzgl. der elektrischen Leistung (oben) und des Gaseinsatzes (unten).....	66
Abbildung 59: Ergebnisse der Simulationsrechnungen für einen Kaltstart der Hybrid-SOFC bzgl. der Temperatur und der Aufheizrate (oben), sowie der Zusammensetzung am SOFC-Austritt und des mittleren S/C-Verhältnisses (unten).....	67
Abbildung 60: Vergleich der Simulationsergebnisse (Linien) mit den Messwerten (Punkte) für verschiedene Lastwechsel der Hybrid-SOFC bzgl. der elektrischen Leistung (oben) und des Gaseinsatzes (unten); gelb: SOFC; grün: MGT; schwarz: gesamt; blau: kathodenseitige Gaszufuhr .....	68
Abbildung 61: Kennlinien des elektrischen Wirkungsgrads (links), der Abgastemperatur (Mitte) und des Abgasstroms (rechts) in Abhängigkeit der elektrischen Leistung für die Hybrid-SOFC (schwarz) anhand des Simulationsmodells (durchgezogen) im Vergleich zu den Daten der realen Anlage (Sterne) und einer SGT500-Gasturbine (blau) .....	69
Abbildung 62:Screenshot des Kennlinienmodells aus dem Dymola-GUI .....	70
Abbildung 63: Schematischer Vergleich von KKM (links) und AKM (rechts) [36] .....	71
Abbildung 64: Dühring-Diagramm (Lösungsfeld einer LiBr-Wasser-Lösung).....	72
Abbildung 65: Phasendiagramm einer LiBr-Wasser-Lösung .....	73
Abbildung 66: Verfahrenstechnisches Modell einer AKM.....	74
Abbildung 67: COP einer AKM über Heißwassertemperatur.....	75
Abbildung 68: COP einer AKM in Teillast .....	76
Abbildung 69: COP einer AKM über Kühlwassertemperatur.....	77

Abbildung 70: Strombedarf zur Kältebereitstellung auf die Branchen im GHD-Sektor bei einem Gesamtkältebedarf von 54 TWh pro Jahr (berechnet nach [42]).....	82
Abbildung 71: Bedarfszeitreihen für den GHD-Anwendungsfall „Handel“ (2019) .....	84
Abbildung 72: Bedarfszeitreihen für den GHD-Anwendungsfall „Büro“ (2019).....	84
Abbildung 73: Zeitreihe für den Strompreis in 2019, sowie Darstellung des unteren und oberen Grenzpreises für die strompreisorientierte Betriebsweise der KWK-Systeme .....	86
Abbildung 74: KWKK-Energiesystemmodell in Dymola .....	87
Abbildung 75: Wärmebilanz Büro, PAFC ohne AKM, wärmegeführt, 2019 .....	89
Abbildung 76: Wärmebilanz Büro, PAFC ohne AKM, stromorientiert, 2019.....	89
Abbildung 77: Wärmebilanz Büro, PAFC ohne AKM, stromorientiert, 2045.....	90
Abbildung 78: Wärmebilanz Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 5. bis 11. Februar 2019.....	91
Abbildung 79: Wärmespeicherfüllstand Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 5. bis 11. Februar 2019 .....	91
Abbildung 80: Wärmebilanz Büro, PAFC ohne AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019 .....	92
Abbildung 81: Wärmebilanz Büro, PAFC ohne AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019 .....	92
Abbildung 82: Wärmebilanz Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019 .....	93
Abbildung 83: Wärmespeicherfüllstand Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019 .....	94
Abbildung 84: Wärmebilanz Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019 .....	94
Abbildung 85: Wärmebilanzen Büro, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 29. Januar bis 4. Februar, 2019 (links) / 2045 (rechts) .....	95
Abbildung 86: Wärmebilanzen Büro, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 5. bis 11. Februar, 2019 (links) / 2045 (rechts).....	95
Abbildung 87: Wärmebilanzen Büro, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August, 2019 (links) / 2045 (rechts).....	96
Abbildung 88: Wärmespeicherfüllstände Büro, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August, 2019 (links) / 2045 (rechts) .....	96
Abbildung 89: Kältebilanz Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019.....	97
Abbildung 90: Kältespeicherfüllstand Büro, PAFC mit AKM, wärmegeführt, 19. bis 25. August 2019 .....	97
Abbildung 91: Wärmebilanz Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 5. bis 11. Februar 2019 .....	99
Abbildung 92: Wärmespeicherfüllstand Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 5. bis 11. Februar 2019.....	99
Abbildung 93: Wärmebilanz Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August 2019 .....	100
Abbildung 94: Wärmespeicherfüllstand Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August 2019 .....	100
Abbildung 95: Wärmebilanz Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August 2045 .....	101
Abbildung 96: Wärmespeicherfüllstand Handel, PAFC mit AKM, strompreisorientiert, 19. bis 25. August 2045 .....	101
Abbildung 97: Wärmebilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Handel .....	102
Abbildung 98: Kältebilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Handel.....	103
Abbildung 99: Strombilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Handel .....	103
Abbildung 100: Stromerzeugung (links) und Gasbezug (rechts) der Handel-Objektversorgung.....	104
Abbildung 101: Stromerzeugung (links) und Gasbezug (rechts) der Büro-Objektversorgung .....	104
Abbildung 102: CO <sub>2</sub> -Emissionen der Handel-Objektversorgung .....	105
Abbildung 103: CO <sub>2</sub> -Emissionen der Büro-Objektversorgung.....	105
Abbildung 104: Sensitivität der CO <sub>2</sub> -Emissionen bei 30 g CO <sub>2</sub> pro kWh Strom (2045).....	106
Abbildung 105: Methodische Vorgehensweise zur Potenzialermittlung .....	108
Abbildung 106: Methodische Vorgehensweise zur Ableitung von Energiedaten.....	110
Abbildung 107: Gesamtenergieverbrauch nach GHD-Branchen in absoluten und prozentualen Werten .....	112
Abbildung 108: Verteilung der Anwendungsbereiche im Energieverbrauch des GHD-Sektors .....	113

Abbildung 109: Energieverbrauch des GHD-Sektors nach Energieträgern für NRW im Jahr 2019 .....	114
Abbildung 110: Energieverbrauch des GHD-Sektors nach Energieträgern für NRW im Jahr 2019 .....	115
Abbildung 111: Verteilung des Strombedarfs im GHD-Sektor für NRW im Jahr 2019.....	116
Abbildung 112: Stromkennzahl der Bereiche im GHD-Sektor für NRW im Jahr 2019 .....	117
Abbildung 113: Jahresdauerlinie eines exemplarischen Krankenhaus-Stromlastgangs und Deckungsbeitrag der Hybrid-SOFC .....	118
Abbildung 114: Jahresdauerlinie eines exemplarischen Krankenhaus-Wärmelastgangs und Deckungsbeitrag der Hybrid-SOFC .....	118
Abbildung 115: Energieverbrauch nach Wirtschaftszweigen im Industrie-Sektor für das Land NRW im Jahr 2019.....	120
Abbildung 116: Verteilung der Anwendungsbereiche am Energieverbrauch des Industrie-Sektors für NRW im Jahr 2019 .....	121
Abbildung 117: Energieverbrauch nach Energieträgern für NRW im Jahr 2019.....	122
Abbildung 118: Aufteilung des Wärmebedarfs nach Industriegewirtschaftszweigen und Temperaturniveau für NRW im Jahr 2019.....	122
Abbildung 119: Vergleich der durchschnittlichen Stromkennzahlen der Industriegewirtschaftszweige und der Hybrid-SOFC .....	123
Abbildung 120: Strom- und Wärmelastgang des Papierherstellungsbetriebs .....	124
Abbildung 121: Jahresdauerlinie für Stromlastgang des Papierherstellungsbetriebs und Deckungsbetrag der Hybrid-SOFC .....	125
Abbildung 122: Jahresdauerlinie für Wärmelastgang des Papierherstellungsbetriebs und Deckungsbetrag der Hybrid-SOFC .....	125
Abbildung 123: Ergebnisse der Jahresrechnungen HS19 (oben), HS30 (Mitte) und HS45 (unten): Strom-Output der Hybrid-SOFC im Vergleich zu der benötigten Last.....	127
Abbildung 124: Ergebnisse der Jahresrechnungen HS19 (oben), HS30 (Mitte) und HS45 (unten): Wärme-Output der Hybrid-SOFC im Vergleich zu der benötigten Last.....	128
Abbildung 125: Ergebnisse der Jahresrechnungen Ref19 (oben), Ref30 (Mitte) und Ref45 (unten): Strom-Output der Gasturbine im Vergleich zu der benötigten Last.....	129
Abbildung 126: Ergebnisse der Jahresrechnungen Ref19 (oben), Ref30 (Mitte) und Ref45 (unten): Wärme-Output der Gasturbine im Vergleich zu der benötigten Last.....	129
Abbildung 127: Ergebnisse der Jahresrechnungen HS (blank) und Ref (schraffiert) für die Stützjahre 2019 bis 2045: Verfügbarkeit, mittlerer elektrischer und thermischer Wirkungsgrad, sowie mittlerer Gesamtnutzungsgrad (links), Deckungsgrad des elektrischen, des thermischen und des Gesamtbedarfs (Mitte) und Deckungsbeitrag (rechts) des jeweiligen Versorgungskonzepts ....	130
Abbildung 128: Ergebnisse der Jahresrechnungen HSFlex45. Oben: Strom-Output der Hybrid-SOFC im Vergleich zum Strombedarf (gestrichelt + Elektro-Heizkessel). Unten: Wärme-Output der Hybrid-SOFC und des Elektro-Heizkessels (gestrichelt) im Vergleich zum Wärmebedarf.....	131
Abbildung 129: Ergebnisse der Jahresrechnungen RefFlex45. Oben: Strom-Output der Gasturbine im Vergleich zum Strombedarf (gestrichelt + Elektro-Heizkessel). Unten: Wärme-Output der Gasturbine und des Elektro-Heizkessels (gestrichelt) im Vergleich zum Wärmebedarf .....	132
Abbildung 130: Ergebnisse der Jahresrechnungen HSFlex45+. Oben: Strom-Output der Hybrid-SOFC im Vergleich zum Strombedarf (gestrichelt + Elektro-Heizkessel). Unten: Wärme-Output der Hybrid-SOFC und des Elektro-Heizkessels (gestrichelt) im Vergleich zum Wärmebedarf.....	133
Abbildung 131: Deckungsbeiträge und Deckungsgrade des Gesamtenergiebedarfs von Hybrid-SOFC, Gasturbine und Kombinationen mit einem Elektro-Heizkessel für das Stützjahr 2045.....	133
Abbildung 132: Anteil der Typologie 4 „Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung“ in % in den NUTS3-Regionen in NRW .....	135
Abbildung 133: Vergleich des Anteils der Typologie „Mehrfamilienhäuser und Zeilenbebauung“ an der Bebauung der NUTS3-Regionen für die Bundesländer Deutschlands.....	135
Abbildung 134: geordnete Jahresdauerlinie Strom für die einfache und dreifache Typologie 4 und für die dreifache Typologie 4 mit einem GHD-Gebäude.....	136

Abbildung 135: Elektrische Leistung des Hybrid-SOFC-Systems und Strombedarf von Quartier 1 für eine Winterwoche vom 07.01. bis zum 14.01. im Vergleich für die Jahre 2019, 2030 und 2045 mit strombedarfsorientierter Regelung .....	140
Abbildung 136: Jahresverlauf der elektrischen Leistung des Hybrid-SOFC-Systems für Quartier 1 im Vergleich für die Jahre 2019, 2030 und 2045 mit strombedarfsorientierter Regelung .....	141
Abbildung 137: Bereitgestellte Wärme des Hybrid-SOFC-Systems, Leistung der Zusatzheizung und Wärmebedarf für Quartier 1 im Verlauf einer Winterwoche vom 07.01 bis zum 14.01. für das Jahr 2030 mit strombedarfsorientierter Regelung .....	142
Abbildung 138: Bereitgestellter Strom des Hybrid-SOFC-Systems, PV-Leistung und Strombedarf für Quartier 1 im Verlauf einer Sommerwoche vom 15.07. bis zum 22.07. für das Jahr 2030 mit strombedarfsorientierter Regelung .....	143
Abbildung 139: Bereitgestellter Strom des Hybrid-SOFC-Systems, PV-Leistung und Strombedarf für Quartier 1 im Verlauf einer Winterwoche vom 07.01 bis zum 14.01. für das Jahr 2030 mit strombedarfsorientierter Regelung .....	144
Abbildung 140: Bereitgestellter Strom des Hybrid-SOFC-Systems, PV-Leistung und Strombedarf für Quartier 1 im Verlauf einer Winterwoche vom 07.01 bis zum 14.01. für das Jahr 2045 strombedarfsorientierter Regelung .....	144
Abbildung 141: Bereitgestellter Strom des Hybrid-SOFC-Systems und Kosten für den Betrieb des Hybrid-SOFC-Systems im Vergleich zu einer konventionellen Versorgung des Quartiers in einer Winterwoche des Stützjahrs 2045 .....	145
Abbildung 142: Vergleich der Strombereitstellung durch das Hybrid-SOFC-System mit residuallastgeführter und preisorientierter Regelung für das Stützjahr 2045 .....	146
Abbildung 143: Vergleich der Strombereitstellung des Hybrid-SOFC-Systems mit preisorientierter Regelung für die betrachteten Stützjahre .....	147
Abbildung 144: Wärmebereitstellung und Wärmebedarf von Quartier 1 in einer Winterwoche vom 07.01. bis zum 14.01. mit und ohne Flexibilitätsoption für das Jahr 2030 mit strombedarfsorientierter Regelung .....	148
Abbildung 145: elektrische Leistung des Hybrid-SOFC-Systems mit und ohne Speicher, Wärmeproduktion des Hybrid-SOFC-Systems und Wärmebedarf des Quartiers einer Winterwoche und elektrische Leistung Zusatz-heizgerät vom 07.01. bis zum 14.01. mit und ohne Flexibilitätsoption für das Jahr 2030 mit preisorientierter Regelung .....	149
Abbildung 146: Jahresverlauf der elektrischen Leistung des Hybrid-SOFC-Systems für Quartier 2 im Vergleich für die Jahre 2019, 2030 und 2045 mit strombedarfsorientierter Regelung .....	153
Abbildung 147: Elektrische Leistung des Hybrid-SOFC-Systems und Strombedarf von Quartier 2 für eine Winterwoche vom 07.01. bis zum 14.01. im Vergleich für die Jahre 2019, 2030 und 2045 mit strombedarfsorientierter Regelung .....	154
Abbildung 148: Jahresverlauf der elektrischen Leistung des SOFC-Systems für Quartier 2 im Vergleich für die betrachteten Jahre mit strompreisorientierter Regelung .....	155
Abbildung 149: Wärmeproduktion und Wärmebedarf von Quartier 2 in einer Winterwoche vom 07.01. bis zum 14.01. mit und ohne Flexibilitätsoption für das Jahr 2030 mit strombedarfsorientierter Regelung .....	156
Abbildung 150: elektrische Leistung des Hybrid-SOFC-Systems mit und ohne Speicher, Wärmeproduktion des Hybrid-SOFC-Systems und Wärmebedarf des Quartiers einer Winterwoche und Füllstand des Wärmespeichers vom 07.01. bis zum 14.01. mit und ohne Flexibilitätsoption für das Jahr 2030 .....	157
Abbildung 151: Residuallast des Quartiers aufgeteilt in Wohngebäude und GHD-Gebäude für die betrachteten Jahre. Das GHD-Gebäude hat im Basisjahr eine konventionelle Wärmeversorgung ohne PAFC-System und in den Stützjahren ein PAFC-System mit stromgeführter Regelung .....	158
Abbildung 152: oben: wärmegeführte und preisorientierte Regelungsstrategie für eine Winterwoche 2045 im Vergleich; unten: wärmegeführte Regelungsstrategie mit und ohne Flexibilität für eine Winterwoche 2045 im Vergleich.....	159
Abbildung 153: oben: wärmegeführte und preisorientierte Regelungsstrategie für eine Sommerwoche 2045 im Vergleich; unten: wärmegeführte Regelungsstrategie mit und ohne Flexibilität für eine Sommerwoche 2045 im Vergleich.....	159

Abbildung 154: Übersicht über die Modellkette.....	163
Abbildung 155: CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Szenario .....	165
Abbildung 156: Ausbau erneuerbare Energien und Bruttostromlast nach Szenarien .....	167
Abbildung 157: Beispiel einer simulierten Großhandelsstrompreiszeitreihe .....	170
Abbildung 158: Struktur der rollierenden Planung in OptKWS vor Realisierung der Day-Ahead-Preise des Folgetages .....	178
Abbildung 159: Struktur der rollierenden Planung in OptKWS nach Realisierung der Day-Ahead-Preise des Folgetages .....	179
Abbildung 160: Volllaststunden der KWK-Anlagen im Stützjahr 2045, Solar Offensive Szenario .....	181
Abbildung 161: Jährliche Wärmeerzeugungsbilanz im Stützjahr 2045, Solar Offensive Szenario .....	182
Abbildung 162: Jährliche Strombilanz im Stützjahr 2045, Solar Offensive Szenario .....	182
Abbildung 163: Optimale Fahrweise des SOFC-Portfolios bei hohem Wärmebedarf.....	183
Abbildung 164: Optimale Fahrweise des SOFC-Portfolios bei geringem Wärmebedarf .....	184
Abbildung 165: Optimale Fahrweise des PAFC-Portfolios bei hohem Wärmebedarf.....	184
Abbildung 166: Optimale Fahrweise des PAFC-Portfolios bei geringem Wärmebedarf .....	185
Abbildung 167: Jährlicher Deckungsbeitrag der KWK-Portfolios im Stützjahr 2045, Solar Offensive Szenario .....	186
Abbildung 168: Zeitreihe für den Strompreis in 2030, sowie Darstellung des unteren und oberen Grenzpreises für die strompreisorientierte Betriebsweise der KWK-Systeme in der Objektversorgung.....	207
Abbildung 169: Zeitreihe für den Strompreis in 2045, sowie Darstellung des unteren und oberen Grenzpreises für die strompreisorientierte Betriebsweise der KWK-Systeme in der Objektversorgung.....	207
Abbildung 170: Wärmebilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Büro .....	208
Abbildung 171: Kältebilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Büro .....	209
Abbildung 172: Strombilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Büro .....	209
Abbildung 173: Sensitivität der CO <sub>2</sub> -Emissionen in der Objektversorgung bei 10 g CO <sub>2</sub> pro kWh Strom (2045) .....	210
Abbildung 174: Sensitivität der CO <sub>2</sub> -Emissionen in der Objektversorgung bei 50 g CO <sub>2</sub> pro kWh Strom (2045) .....	210

## V 3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Spezifikation der Absorptionskältemaschine .....	10
Tabelle 2: Parameter-Set des PAFC-Modells .....	51
Tabelle 3: Verlustmechanismen der PAFC .....	55
Tabelle 4: Dynamische Kenndaten der Hybrid-SOFC laut Hersteller sowie gemessene Werte an der realen Anlage .....	69
Tabelle 5: Mittlere Energiebedarfe der Branchen im GHD-Sektor, 2006 bis 2011 (berechnet nach [42]) .....	82
Tabelle 6: Emissionsfaktoren 2019, 2030 und 2045 für den Strommix in Deutschland und die eingesetzten Brenngase, Erdgas und Wasserstoff (Abschätzung nach [47], [48]) .....	86
Tabelle 7: Strukturierung des GHD-Sektors auf Gruppen- und Splitzebene mit Zuordnung nach WZ 2008 [49] .....	111
Tabelle 8: Strukturierung des Industrie-Sektors mit Zuordnung nach WZ 2008 [51].....	119
Tabelle 9: Benennung der simulierten Jahresrechnungen für die Versorgung eines Industriebetriebs .....	126
Tabelle 10: Anzahl E-Autos in den Stützjahren in den betrachteten Quartieren.....	137
Tabelle 11: Prozentualer Anteil der Haushalte in NRW nach Tabelle 12211-14 aus dem Mikrozensus [62] und davon abgeleitete Verteilung der Haushalte für die Typologie 4 .....	137
Tabelle 12: Anzahl Ladesäulen und Autos pro Ladesäule in den Quartieren .....	137
Tabelle 13: Übersicht der Use Cases zur Szenarioanalyse der Referenztechnologien in der Quartiersversorgung .....	138
Tabelle 14: Übersicht der Use Cases zur Szenarioanalyse von Brennstoffzellenkonzepten in der Quartiersversorgung .....	139
Tabelle 15: Jahresvolllaststunden des Hybrid-SOFC-Systems in h/a mit und ohne Flexibilitätsoption für die strombedarfs- und strompreisorientierte Regelung .....	150
Tabelle 16: Wärmemenge in MWh/a, die durch die Zusatzheizung bereitgestellt werden muss, mit und ohne Flexibilitätsoption für die strombedarfs- und strompreisorientierte Regelung.....	151
Tabelle 17: CO <sub>2</sub> -Intensitäten nach Energieträger und Jahr in g/kWh .....	151
Tabelle 18: CO <sub>2</sub> -Emissionen in t/a bedingt durch Brennstoffeinsatz und Strombezug des Quartiers mit und ohne Flexibilitätsoption für die strombedarfs- und strompreisorientierte Regelung.....	152
Tabelle 19: Strombereitstellung des PAFC-Systems für das Wohnquartier in MW/a mit und ohne Flexibilitätsoption für die strombedarfs- und strompreisorientierte Regelung.....	160
Tabelle 20: Vergleich des Netzstrombezug des Quartiers für die betrachteten Szenarien in Megawatt .....	160
Tabelle 21: CO <sub>2</sub> -Emissionen bedingt durch Brennstoffeinsatz und Strombezug des Quartiers in t/a.....	161
Tabelle 22: Kapazitäten in den Szenarien .....	168
Tabelle 23: Brennstoffpreise, Grüne Gase und CO <sub>2</sub> -Intensitäten nach Szenarien .....	168
Tabelle 24: Durchschnittliche Day-Ahead-Preise [€/MWh].....	170
Tabelle 25: Standardabweichung der simulierten Day-Ahead-Preise .....	171
Tabelle 26: Anzahl Stunden mit simulierten Day-Ahead-Preisen von null oder geringer .....	171
Tabelle 27: KWK-Zuschlagszahlungen nach dem KWKG 2023.....	173
Tabelle 28: Endkundenstrompreise nach Szenarien.....	176
Tabelle 29: Endkundengaspreise nach Szenarien .....	177
Tabelle 30: Investitions-, Betriebs- und Wartungsausgaben für Erzeugungs- und Speichertechnologien.....	188
Tabelle 31: Übersicht der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	188
Tabelle 32: Vergleich der Ergebnisse der Optimierungsläufe von SOFC-Konfigurationen im „Solar Offensive“-Szenario.....	190
Tabelle 33: Vergleich der Ergebnisse der Optimierungsläufe von SOFC-Konfigurationen im „Elektrifizierung“-Szenario.....	190
Tabelle 34: Vergleich der Ergebnisse der Optimierungsläufe von PAFC-Konfigurationen im „Solar Offensive“-Szenario.....	191

Tabelle 35: Vergleich der Ergebnisse der Optimierungsläufe von PAFC-Konfigurationen im „Elektrifizierung“- Szenario.....	191
Tabelle 36: Energiebilanz aller Simulationen zur Objektversorgung .....	208

## 6 Anhang

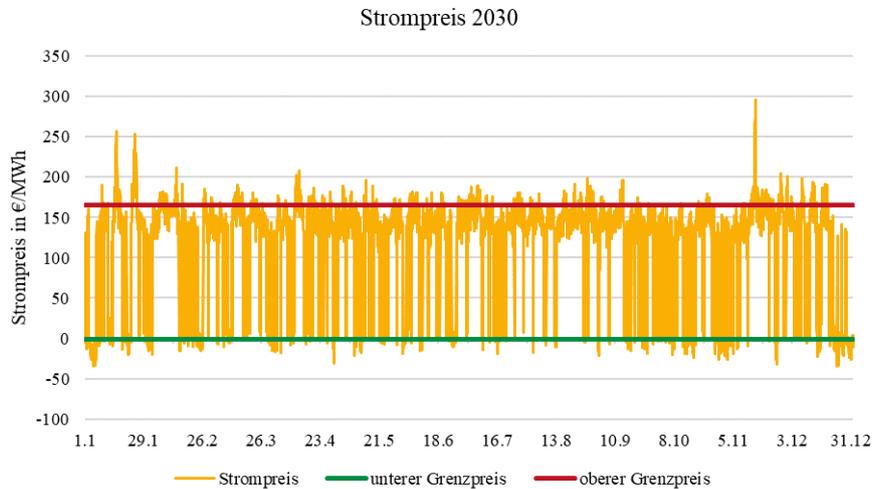


Abbildung 168: Zeitreihe für den Strompreis in 2030, sowie Darstellung des unteren und oberen Grenzpreises für die strompreisorientierte Betriebsweise der KWK-Systeme in der Objektversorgung

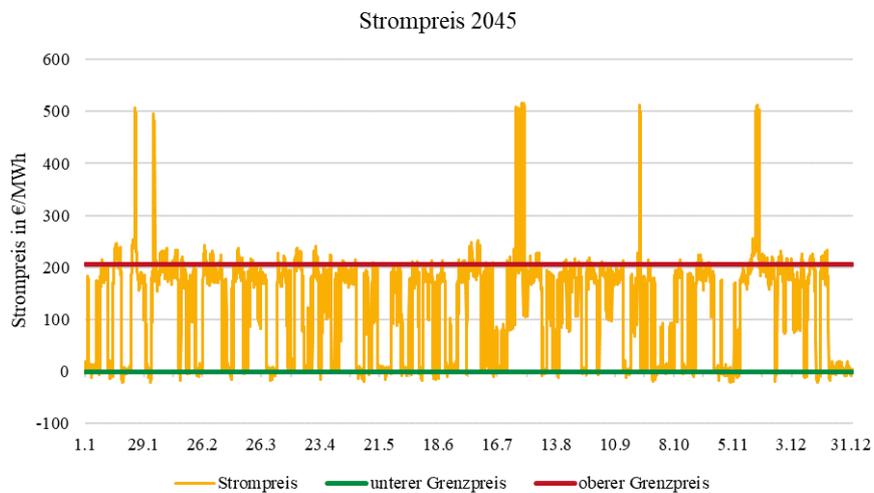


Abbildung 169: Zeitreihe für den Strompreis in 2045, sowie Darstellung des unteren und oberen Grenzpreises für die strompreisorientierte Betriebsweise der KWK-Systeme in der Objektversorgung

Tabelle 36: Energiebilanz aller Simulationen zur Objektversorgung

Energiebilanzen aller Simulationen																		
		Wärmemengen in MWh					Kältemengen in MWh					Strommengen in MWh				Gas in MWh		
		Objekt	KWK	WP	AKM	Üb.	Sp.V.	Objekt	AKM	KKM	Üb.	Sp.V.	Objekt	KWK	WP		KKM	Netz
<b>Büro</b>																		
Referenz	2019	-582,9	0	582,9	0	0	0	-25,6	0	25,6	0	0	-320,6	0	-202,1	-6,9	529,6	0
	2030	-583,1	0	583,1	0	0	0	-25,7	0	25,7	0	0	-320,7	0	-212,5	-8,3	541,5	0
	2045	-580,2	0	580,2	0	0	0	-25,7	0	25,7	0	0	-319,1	0	-211,4	-8,3	538,8	0
Motor, w.	2019	-582,9	546,3	38,9	0	0	-2,3	-25,6	0	25,6	0	0	-320,6	440	-16,8	-6,9	-95,7	1191,8
	2030	-583,1	546,5	38,9	0	0	-2,3	-25,7	0	25,7	0	0	-320,7	440,1	-19,3	-8,3	-91,8	1192,2
	2045	-580,2	538,3	44,1	0	0	-2,2	-25,7	0	25,7	0	0	-319,1	434,9	-21,5	-8,3	-86	1174,5
Motor, s.	2019	-582,9	519,1	98,8	0	-32,9	-2,1	-25,6	0	25,6	0	0	-320,6	423	-39,6	-8,3	-54,5	1133
	2030	-583,1	519,3	98,9	0	-33	-2,1	-25,7	0	25,7	0	0	-320,7	423,1	-39,6	-8,3	-54,5	1133,4
	2045	-580,2	511,6	92,5	0	-21,7	-2,2	-25,7	0	25,7	0	0	-319,1	416,4	-38,1	-8,3	-50,9	1116,6
PAFC, w.	2019	-582,9	629,6	8,6	0	-51,9	-3,4	-25,6	0	25,6	0	0	-320,6	422,5	-4,2	-6,9	-90,8	1028,1
	2030	-583,1	629,6	8,6	0	-51,7	-3,4	-25,7	0	25,7	0	0	-320,7	422,5	-5,1	-8,3	-88,4	1028,1
	2045	-580,2	576,1	8	0	-1,7	-2,2	-25,7	0	25,7	0	0	-319,1	366	-4,8	-8,3	-33,8	919,1
PAFC, s.	2019	-582,9	667	32,6	0	-113,2	-3,5	-25,6	0	25,6	0	0	-320,6	440,6	-12,4	-6,9	-100,7	1096,2
	2030	-583,1	680,9	34,4	0	-128,8	-3,4	-25,7	0	25,7	0	0	-320,7	448,2	-15,3	-8,3	-103,9	1117,5
	2045	-580,2	591,3	53	0	-61,9	-2,2	-25,7	0	25,7	0	0	-319,1	365,5	-20,7	-8,3	-17,4	939,7
P.+AKM, w.	2019	-582,9	656,9	8,6	-73	-6,7	-2,9	-25,6	43,2	0,4	-16,9	-1,1	-320,6	437,9	-4,2	-0,1	-113	1066,3
	2030	-583,1	657,1	8,6	-73,2	-6,6	-2,8	-25,7	43,3	0,4	-16,9	-1,1	-320,7	438,1	-5,1	-0,2	-112,1	1066,4
	2045	-580,2	662	8	-73,2	-14,2	-2,4	-25,7	43,3	0,3	-16,8	-1,1	-319,1	416,2	-4,8	-0,1	-92,2	1049,9
P.+AKM, s.	2019	-582,9	685,3	33	-73	-59,2	-3,2	-25,6	43,2	0,4	-16,9	-1,1	-320,6	450,9	-12,5	-0,1	-117,7	1122,6
	2030	-583,1	698,8	34,8	-73,2	-74,4	-2,9	-25,7	43,3	0,4	-16,9	-1,1	-320,7	458,2	-15,4	-0,2	-121,9	1143,1
	2045	-580,2	664,9	55,4	-73,2	-64,5	-2,4	-25,7	43,3	0,3	-16,8	-1,1	-319,1	409,2	-21,5	-0,1	-68,5	1053,1
<b>Handel</b>																		
Referenz	2019	-302,8	0	302,8	0	0	0	-159,4	0	159,4	0	0	-227,1	0	-120,6	-24,4	372,1	0
	2030	-302,9	0	302,9	0	0	0	-159,8	0	159,8	0	0	-227,1	0	-127,2	-22,5	376,8	0
	2045	-304	0	304	0	0	0	-160,3	0	160,3	0	0	-228	0	-127,6	-22,5	378,1	0
Motor, w.	2019	-302,8	303,2	2,4	0	0	-2,8	-159,4	0	159,4	0	0	-227,1	228,4	-1,4	-24,4	24,5	659,7
	2030	-302,9	303,3	2,4	0	0	-2,8	-159,8	0	159,8	0	0	-227,1	228,5	-1,8	-22,5	22,9	660
	2045	-304	303	3,8	0	0	-2,8	-160,3	0	160,3	0	0	-228	230,2	-2,6	-22,5	22,9	659,5
Motor, s.	2019	-302,8	326,8	22,3	0	-43,4	-2,9	-159,4	0	159,4	0	0	-227,1	259	-8,5	-24,4	1	712,6
	2030	-302,9	342,4	23,3	0	-60	-2,8	-159,8	0	159,8	0	0	-227,1	272,4	-10,2	-22,5	-12,6	746,7
	2045	-304	336,9	21,5	0	-51,5	-2,9	-160,3	0	160,3	0	0	-228	267,4	-9,6	-22,5	-7,3	734,7
PAFC, w.	2019	-302,8	433,6	0	0	-126,8	-4	-159,4	0	159,4	0	0	-227,1	314,2	0	-24,4	-62,7	742
	2030	-302,9	433,6	0	0	-126,7	-4	-159,8	0	159,8	0	0	-227,1	314,2	0	-22,5	-64,6	742
	2045	-304	313,3	0	0	-6,8	-2,5	-160,3	0	160,3	0	0	-228	205,6	0	-22,5	44,9	508,4
PAFC, s.	2019	-302,8	529,7	5,4	0	-228,1	-4,2	-159,4	0	159,4	0	0	-227,1	365	-2,1	-24,4	-111,4	894,4
	2030	-302,9	544,6	2,4	0	-239,8	-4,3	-159,8	0	159,8	0	0	-227,1	373,4	-1,1	-22,5	-122,7	915,6
	2045	-304	396,5	16	0	-106,6	-1,9	-160,3	0	160,3	0	0	-228	247,7	-6,3	-22,5	9,1	633
P.+AKM, w.	2019	-302,8	544,4	0	-204,3	-34,8	-2,5	-159,4	161,8	0	0	-2,4	-227,1	377,8	0	0	-150,7	892,8
	2030	-302,9	538,3	0	-198,3	-34,6	-2,5	-159,8	162,2	0	0	-2,4	-227,1	375,4	0	0	-148,3	879,9
	2045	-304	549,5	0	-198,8	-44,8	-1,9	-160,3	162,7	0	0	-2,4	-228	349,1	0	0	-121,1	877,9
P.+AKM, s.	2019	-302,8	602,6	10,7	-203,7	-103,7	-3,1	-159,4	161,7	0,1	0	-2,4	-227,1	406	-4,2	0	-174,7	998,3
	2030	-302,9	610,6	6,3	-197,8	-113,1	-3,1	-159,8	161,8	0,4	0	-2,4	-227,1	410,7	-3,1	0	-180,5	1008,3
	2045	-304	593,7	25,1	-198,6	-114,2	-2	-160,3	162,8	0	-0,1	-2,4	-228	370,2	-9,8	0	-132,4	943,3

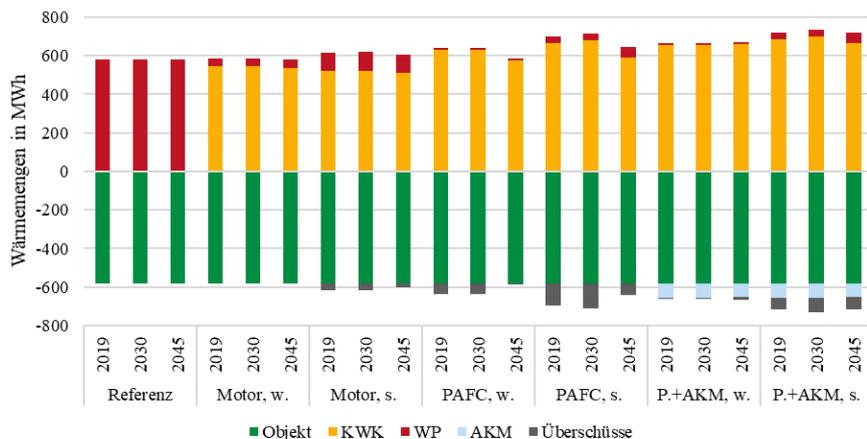


Abbildung 170: Wärmebilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Büro

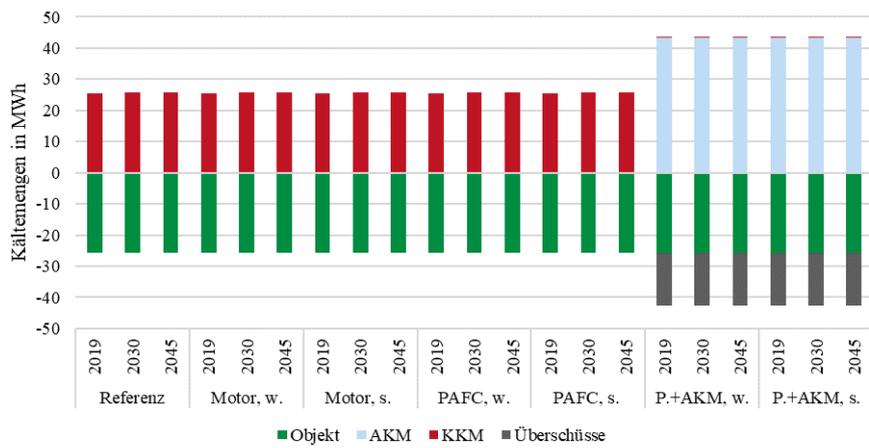


Abbildung 171: Kältebilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Büro

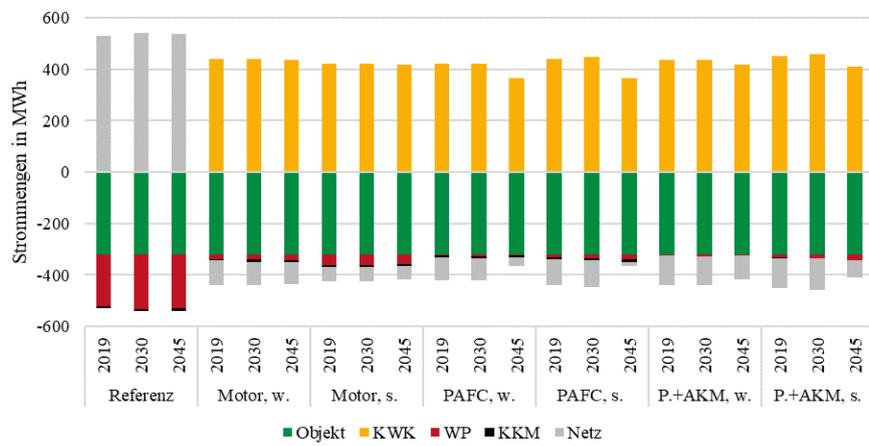


Abbildung 172: Strombilanz (Bereitstellung [positiv], Bedarf [negativ]), Objektversorgung Büro

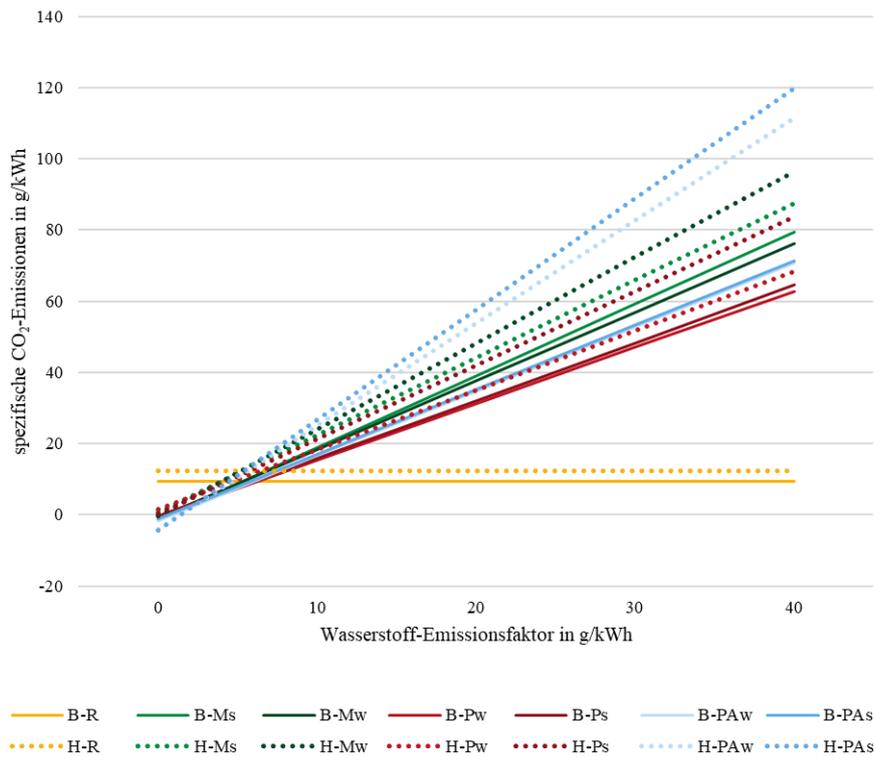


Abbildung 173: Sensitivität der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Objektversorgung bei 10 g CO<sub>2</sub> pro kWh Strom (2045)

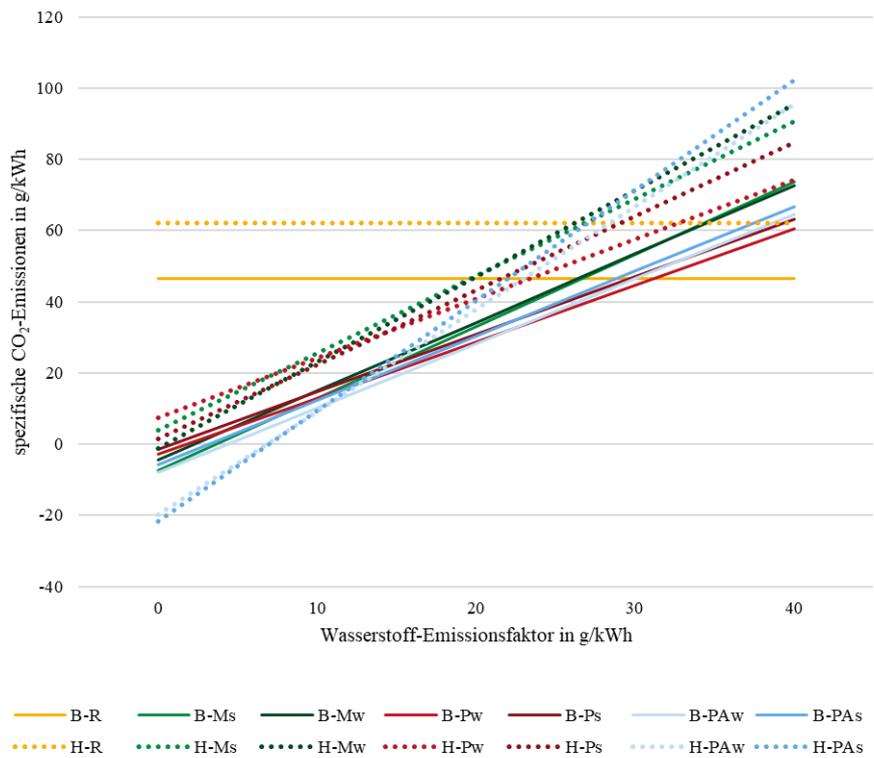


Abbildung 174: Sensitivität der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Objektversorgung bei 50 g CO<sub>2</sub> pro kWh Strom (2045)